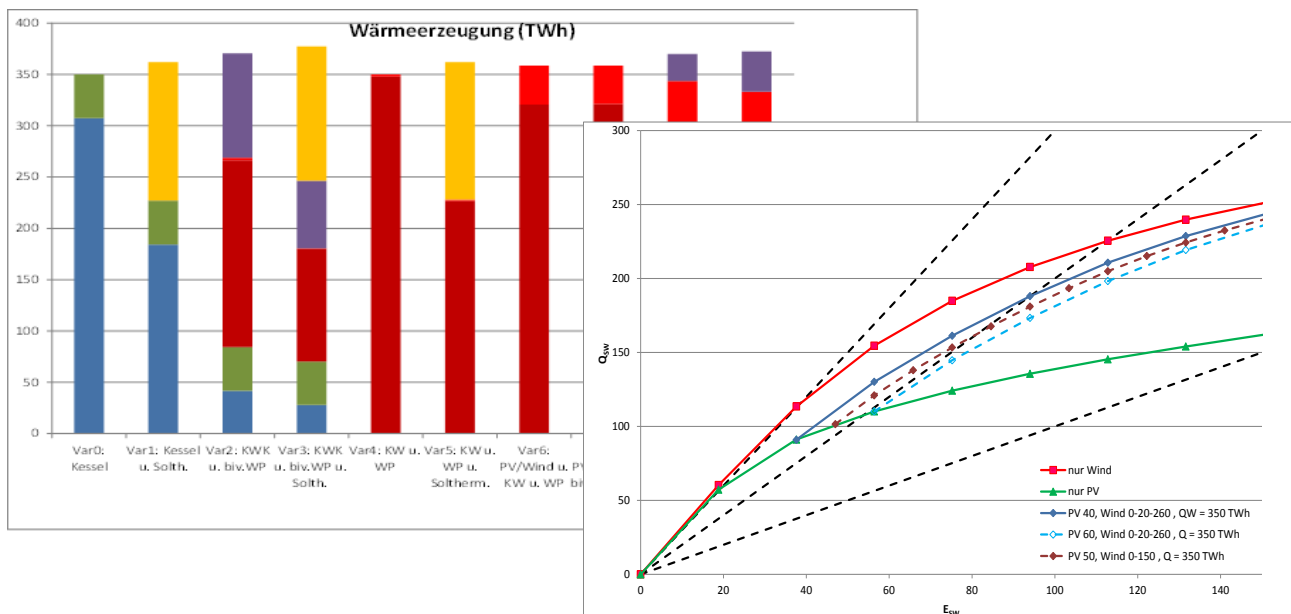


Analyse der Energieversorgungsstruktur für den Wohngebäudesektor zur Erreichung der Klimaschutzziele 2050



Endbericht Teil 1 im Projekt

„Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage (EE-GebäudeZukunft)“

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie /
Projektträger Jülich (PTJ) im Förderschwerpunkt En:SYS
Förderkennzeichen: 03ET4019

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Analyse der Energieversorgungsstruktur für den Wohngebäudesektor zur Erreichung der Klimaschutzziele 2050

Endbericht Teil 1 im Projekt „Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage (EE-GebäudeZukunft)“

Autoren:

Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt

Nikolaus Diefenbach

Marc Großklos

Andé Müller

Michael Grafe

Stefan Swiderek

Hochschule Darmstadt (h_da), Fachbereich

Elektrotechnik und Informationstechnik

Hann Rupert

Klaus-Martin Graf

Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung (BET), Aachen

Norbert Krzikalla

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Darmstadt, 19. September 2019

ISBN: 978-3-941140-63-9

INSTITUT WOHNEN UND UMWELT GMBH

Rheinstraße 65

64295 Darmstadt

Germany

Telefon: +49(0)6151/2904-0 / Fax: -97

Internet: www.iwu.de

Inhalt

Kurzfassung	6
1 Einleitung.....	15
2 Grundlagen der Untersuchungen	16
2.1 Simulationsmodell	16
2.2 Ansätze und Randbedingungen.....	20
3 Untersuchung von Basisvarianten zur zukünftigen Wärmeversorgung im deutschen Wohngebäudesektor	24
3.1 Annahmen und Randbedingungen.....	24
3.2 Basisvarianten ohne Berücksichtigung von Photovoltaik- und Windstrom	25
3.3 Vergleich der Wärmeerzeugung aus Solarthermie und Photovoltaik / Wärmepumpen.....	31
3.4 Basisvarianten mit Berücksichtigung von Photovoltaik- und Windstrom	33
3.5 Parametervariationen und Sonderuntersuchungen mit den Basisvarianten.....	42
3.5.1 Variation der Wetterdaten	42
3.5.2 Variation der Wetterdaten mit normierten Eingangsgrößen	47
3.5.3 Variationen im Hinblick auf den Wärmepumpeneinsatz	49
3.5.4 Justierung des Biomasseverbrauchs.....	52
3.5.5 Variation der Gebäudestandorte.....	56
3.5.6 Variation der regionalen Verteilung der Solar- und Windstromerzeugung	59
3.5.7 Reduzierung des Wärmeverbrauchs	61
3.6 Energiebilanzen im Jahresverlauf.....	62
3.7 Schlussfolgerungen.....	66
4 Vereinfachtes Modell für die Wärmeversorgung im Wohngebäudesektor.....	69
4.1 Zielsetzung und Überblick	69
4.2 Brennstoffbetriebene Wärmeversorgungssysteme	70
4.3 Wärmeversorgung durch Solar- und Windenergie	75
4.4 Modellüberblick und Modellerweiterung	86
4.4.1 Zusammenfassung der bisherigen Modellansätze	86
4.4.2 Modellerweiterung im Hinblick auf die Frage der Fähigkeit zur Nutzung von Solar- und Windenergie	90
4.4.3 Modellerweiterung im Hinblick auf die begrenzte Nutzung von Wind- und Solarenergie durch elektrische Heizstäbe.....	92
4.4.4 Modellerweiterung zur Untersuchung des Deckungsgrads von Heizkesseln	95
4.5 Auswertungen mit dem vereinfachten Modell	95
4.6 Schlussfolgerungen.....	109
5 Einbeziehung des Haushaltsstromverbrauchs.....	114
5.1 Basisvariante für den Haushaltsstrom.....	114
5.2 Haushaltsstrom ohne Biomassenutzung	118
5.3 Kombination der Basisvarianten für Wärmeversorgung und Haushaltsstrom	119

5.4	Variation des Solar- und Windstromanteils	129
5.5	Regionale Auswertungen (Hessen und Darmstadt)	135
5.5.1	Effekte der regionalen Konzentration von Gebäuden und regenerativer Stromerzeugung	136
5.5.2	Untersuchungen zum hessischen Wohngebäudebestand	137
5.5.3	Untersuchungen zum Darmstädter Wohngebäudebestand	140
5.6	Schlussfolgerungen.....	143
6	Erweiterung des Bilanzraums in den allgemeinen Stromsektor	145
6.1	Annahmen und Randbedingungen.....	145
6.2	Stromverbrauch in den restlichen Sektoren: Variation des Solar- und Windstromanteils.....	148
6.3	Analyse der Basisvarianten im Gesamtsystem	149
6.4	Analyse hoher KWK-Anteile bei der Wärmeversorgung	156
6.5	Schlussfolgerungen.....	160
7	Weiterführende Untersuchungen zur Wärmeversorgung.....	162
7.1	Zukunftstechnologien.....	162
7.1.1	Saisonale Wärmespeicher und Tiefengeothermie	163
7.1.2	Synthetische Brennstoffe	164
7.1.3	Erweiterung des vereinfachten Modells	166
7.2	Kosten im Gesamtsystem	169
7.2.1	Vergleiche auf Basis heutiger Kosten	171
7.2.2	Exemplarischer Ansatz für zukünftige Kosten	175
7.2.3	Einbeziehung von Synthesegas.....	176
7.3	Nah- und Fernwärme.....	178
7.4	Schlussfolgerungen.....	181
8	Weiterführende Überlegungen zu den Konsequenzen für die elektrische Energieversorgung.....	185
8.1	Leistungsspitze an den kältesten Wintertagen	185
8.2	Lastausgleich im Kurzzeitbereich	186
8.3	Kapazitäten des Versorgungsnetzes.....	189
8.4	Auswirkungen auf den Strommarkt	192
8.5	Schlussfolgerungen.....	195
9	Literaturverzeichnis.....	197
Anhang A	: Vergleichsrechnungen und Ansätze zum Wärmebedarf	202
A.1	Vergleich mit früheren Szenarienergebnissen	202
A.2	Einfluss des Haushaltsstromverbrauchs.....	205
A.3	Modellierung des zukünftigen Wärmeverbrauchs.....	207
Anhang B	: Simulationsmodell und Eingabegrößen: Weiterentwicklungen, Ergänzungen und Änderungen	214
B.1	Weiterentwicklung des Simulationsmodells für Nutzerprofile	214
B.1.1	Anpassung des Ziehungsmechanismus für Nutzerprofile	214
B.1.2	Nutzerprofile für den Haushaltsstromverbrauch	215

B.1.3	Anpassung des Programnteils zur Berechnung der internen Wärmegewinne	222
B.1.4	Modellierung des Stromverbrauchs für das Jahr 2050.....	223
B.2	Ergänzung der Ansätze für Wetterdaten sowie Photovoltaik- und Windstromertrag.....	225
B.2.1	Wetterdaten	225
B.2.2	Photovoltaik	226
B.2.3	Windkraft.....	228
B.3	Ergänzungen des Modells für den Wohngebäude-Wärmebedarf	229
B.4	Weitere Ergänzungen und Anpassungen	230
B.4.1	Hilfsenergieverbrauch der Wärmeversorgung.....	230
B.4.2	Wärmeversorgungstechnik	231
B.5	Potenziale für Windkraft und Photovoltaik in Deutschland.....	232
Anhang C : Kostenansätze		238
C.1	Allgemeine Ansätze und Randbedingungen.....	238
C.2	Kosten der Wärmeerzeugung.....	239
C.3	Kosten der Stromerzeugungsanlagen sowie der Strom- und Gasnetze.....	242
C.4	Kosten der Wärmeschutzmaßnahmen an den Gebäuden	243
Anhang D : Berechnungen zum vereinfachten Modell		248
Anhang E : Restriktionen und Hemmnisse bei Biomasse und Wärmepumpen		251
E.1	Biomasse.....	251
E.2	Wärmepumpen	256
Anhang F : Überblicksdarstellung elektrische Netze und Smart-Grid-Technologien – Zweiter Teil: „Restriktionen der entwickelten Konzepte unter Berücksichtigung der Stromnetze“		263

Kurzfassung

Zusammenfassung der Ergebnisse

Im vorliegenden Bericht werden die Möglichkeiten zur Einhaltung der Klimaschutzziele 2050 im Wohngebäudebestand mit einem im Projekt entwickelten Simulationsmodell und einem daraus abgeleiteten vereinfachten Modell untersucht. Es handelt sich um den ersten Teil des Endberichts im Forschungsvorhaben „Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage (EE-GebäudeZukunft)“.

Nach den Ergebnissen der Untersuchung sind aus Sicht der Wärmeversorgung die folgenden Faktoren für die Erreichung der Klimaschutzziele ausschlaggebend:

- Wärmeschutz der Gebäude
Die Absenkung des Wärmebedarfs im Wohngebäudebestand schafft nicht nur die Voraussetzung dafür, dass der Energieeinsatz in denjenigen Heizsystemen minimiert wird, die noch auf fossile Energieträger zurückgreifen. Angesichts bestehender Potentialgrenzen bei allen regenerativen Energien ist die Reduzierung des Wärmebedarfs vielmehr auch für ausreichende Deckungsgrade dieser Energiequellen entscheidend. Ehrgeizige Maßnahmen, insbesondere eine Verdopplung der mittleren Wärmeschutz-Modernisierungsrate innerhalb weniger Jahre, erscheinen notwendig, um die erforderliche Senkung des Wohngebäude-Wärmeverbrauchs bis 2050 erreichen zu können.
- Wind- und Solarenergie
Innerhalb der regenerativen Energiequellen kommt der Biomasse zukünftig nur ein sehr begrenztes Potential zu, das für den Wohngebäudesektor mit der heutigen Nutzung wahrscheinlich schon überschritten wird. Entscheidend ist daher eine möglichst brennstofffreie Wärmeherzeugung, die nur durch entsprechend hohe Anteile von Wind- und Solarenergie gelingen kann. Da auch im gedämmten Gebäudebestand das Gros des Wärmebedarfs im Winterhalbjahr anfällt, kommt der Windenergie hier eine besondere Bedeutung zu. Um deren begrenzte Potentiale zu schonen, erscheint gleichzeitig eine möglichst weitgehende Solarenergienutzung notwendig. Der Einsatz von fossilen Brennstoffen und Biomasse im Sommer kann dann in Zukunft fast vollständig vermieden werden. Damit Wind- und Solarenergie aber überhaupt für die Wärmeversorgung genutzt werden können, müssen die zukünftigen Wärmeversorgungssysteme möglichst flächendeckend mit den entsprechenden Fähigkeiten ausgestattet werden.
- Wärmepumpen
Elektrischen Wärmepumpen kommt vor diesem Hintergrund eine Schlüsselrolle in der zukünftigen Wärmeversorgung zu. Die Wärmepumpen schaffen zunächst einmal die Grundvoraussetzung dafür, dass Windenergie überhaupt effizient zur Wärmeversorgung eingesetzt werden kann. Darüber hinaus ermöglichen sie auch die Nutzung von Photovoltaikstrom und eröffnen daher über das Stromnetz zusätzlich die Möglichkeit, auch diejenigen Gebäude mit Sonnenenergie zu versorgen, die selbst keine für Solaranlagen nutzbaren Dachflächen aufweisen. Schließlich tragen Wärmepumpen im Zusammenspiel mit modernen Kraftwerken und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu einer – im Vergleich mit den heute dominierenden Heizkesseln – effizienteren Nutzung von Brennstoffen bei.

Reduzierung des Wärmebedarfs

Die Annahmen bezüglich der Fortschritte bei der Minderung des Gesamtwärmeverbrauchs im Wohngebäudesektor (für Heizung und Warmwasser inklusive Wärmeverteilungsverlusten in den Gebäuden) basieren weitgehend auf früheren Szenarien und Analysen des IWU [Diefenbach et al. 2015/2016]. Ausgehend von heutigen Werten in der Größenordnung von 550 TWh/a wird angenommen, dass durch entsprechend ehr-

geizige Maßnahmen bis 2050 ein Zielbereich des Wärmeverbrauchs von 300 – 400 TWh/a erreicht werden kann.

Als Standardwert wird die Intervallmitte in Höhe von 350 TWh/a betrachtet. Notwendig wäre hierfür laut den genannten Szenarien eine Verdopplung der Wärmeschutz-Modernisierungsraten in wenigen Jahren, so dass im Jahr 2050 Bestandsgebäude mit Baujahren bis 2009 zu mehr als drei Vierteln der Bauteilfläche (darin vor der ersten Wärmeschutzverordnung errichtete Altbauten zu weit über 90 %) energetisch modernisiert sind. Ferner sind hohe Anteile von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung (30 % im Bestand) und entsprechend ehrgeizige Standards (in Anlehnung an das KfW-Effizienzhaus 40) auch im Neubau vorausgesetzt. Bei Fortschreibung der bisherigen Trends würde der Wärmeverbrauch bis 2050 dagegen nur auf etwa 450 TWh/a abgesenkt werden können.

Ablösung der bisherigen Wärmeversorgungsstruktur

Als Klimaschutzziel wird im vorliegenden Bericht in der Regel eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 87,5 % bis 2050 gegenüber dem Jahr 1990 angesetzt. Dies entspricht der Mitte des von der Bundesregierung angestrebten Zielbereichs einer 80- bis 95-prozentigen Emissionsreduktion. Es ergibt sich ein Emissionsziel von ungefähr 25 Mt_{CO_{2e}}/a für die Treibhausgasemissionen der durch die Wohngebäude-Wärmeversorgung eingesetzten Brennstoffe (inklusive Vorketten, Berücksichtigung aller Treibhausgase umgerechnet in CO₂-Äquivalente¹).

Die Analysen zeigen, dass dieses Ziel auch bei erfolgreichem Gebäude-Wärmeschutz nicht mehr mit der bisherigen, von Erdgas- und Öl-Heizkesseln dominierten Wärmeversorgungsstruktur erreicht werden kann. Für eine effizientere Brennstoffnutzung lassen sich Wärmepumpen ungefähr gleichwertig entweder mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder effizienten Kraftwerken kombinieren.

Die ergänzende Nutzung von Solarenergie ist durch Solarthermiesysteme oder die Kombination von Photovoltaik und Wärmepumpen möglich. Auch diese beiden Optionen sind im Hinblick auf ihre möglichen Beiträge zur Wärmeversorgung in etwa gleichwertig, so dass in den Untersuchungen zur Vereinfachung meist nur Solarstrom und Wärmepumpen betrachtet wurden (und dabei gedanklich die anteilige Nutzung von Solarthermiesystemen mit abdecken).

Die Untersuchungen zeigen allerdings, dass allein durch die effizientere Brennstoffnutzung und die Ausschöpfung der Solarenergiepotentiale das Klimaschutzziel immer noch weit verfehlt wird. Damit wird auch die Nutzung der Windenergie zur Wärmeversorgung notwendig, wofür wiederum der Einsatz von Wärmepumpen erforderlich ist.

Randbedingungen des Wärmepumpeneinsatzes

In den Untersuchungen werden die Wärmepumpen immer gemeinsam mit Wärmespeichern eingesetzt, die zum zeitlichen Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage beitragen. Im Standardfall ist angenommen, dass je zur Hälfte Luft- und Erd-Wärmepumpen eingesetzt werden. Eine wichtige Kenngröße ist die mittlere Jahresarbeitszahl, d.h. die jährlich in den Wärmepumpen erzeugte Wärmemenge dividiert durch die dafür benötigte elektrische Energie. Aufgrund konservativer Annahmen zur Wärmepumpeneffizienz werden in den Untersuchungen mittlere Jahresarbeitszahlen im Bereich von lediglich 2,5 (teilweise auch noch darunter) erreicht.

Zwar zeigen die Untersuchungen einerseits, dass die Jahresarbeitszahl eine sensible Einflussgröße ist, sich also deutliche Reduktionen des Energieeinsatzes und der Treibhausgasemissionen ergeben, wenn optimierte Systeme eingesetzt werden und z. B. eine Erhöhung des Anteils der effizienteren Erdwärmepumpen gegenüber den Luftwärmepumpen erreicht werden kann.

Andererseits zeigt sich aber auch, dass in allen Varianten, die das Klimaschutzziel wenigstens annähernd erreichen, den Wärmepumpen selbst bei durchschnittlichen Jahresarbeitszahlen in der untersuchten Grö-

¹ CO_{2e}: CO₂ equivalent

Benordnung von 2,5 hohe Deckungsgrade bei der Wärmebereitstellung zukommen. Auch bei vorsichtigen Annahmen für die Wärmepumpeneffizienz lässt sich also die wichtige Rolle dieser Technologie für die Erreichung der Klimaschutzziele ableiten.

Dabei ist keineswegs vorauszusetzen, dass der Einsatz der Wärmepumpen in monovalenten Systemen (d. h. allein bzw. kombiniert mit elektrischem Heizstab) erfolgt. Dies wäre zwar grundsätzlich denkbar, führt allerdings an kalten Wintertagen zu hohen Leistungsspitzen im elektrischen Netz mit entsprechendem Bedarf an zusätzlicher konventioneller Kraftwerksleistung (Erdgas-Spitzenlast-Kraftwerke) und einer Nachrüstung auf Ebene der lokalen elektrischen Verteil- bzw. Ortsnetze (soweit diese nicht aus anderen Gründen, z. B. wegen der Zunahme von Elektrofahrzeugen, ohnehin erfolgt). Als Alternative bietet sich der Einsatz von bivalenten Wärmepumpensystemen (kombiniert mit Erdgas- oder Holzpelletkessel) an: Auch deutlich niedrigere Leistungsanteile der Wärmepumpe sind hier ohne wesentliche Abstriche bei der Gesamteffizienz des Brennstoffeinsatzes und der Nutzung von Solar- und Windstrom möglich. Die Auswirkungen der monovalenten Systeme auf das elektrische Energiesystem (hoher Leistungszubau bei der Erzeugung und Ertüchtigung von lokalen Netzen) lassen sich hier größtenteils vermeiden.

In der Realität wäre vor diesem Hintergrund mit einem gemischten Einsatz von monovalenten und bivalenten Systemen auszugehen. Für den Einsatz monovalenter Systeme kommen dabei vorrangig gut gedämmte Gebäude mit niedrigen Heizsystemtemperaturen (möglichst Fußbodenheizung) in Frage, und es bietet sich die Verwendung der effizienteren Erdwärmepumpen an.

Begrenzte Potentiale aller Energieträger

Mit dem vereinfachten Modell werden die Optionen zur Wärmeversorgung auf Basis eines systematischen Ansatzes für die verfügbaren Energiequellen untersucht. Dabei wird die Deckung des Gesamt-Wärmebedarfs im Wohngebäudebestand durch die vier Energieträgern Erdgas (stellvertretend für die fossilen Brennstoffe), Holz (Biomasse), Wind, und Sonne betrachtet, und es lässt sich ein quantitativ begründetes Gesamtbild für die bestehenden Spielräume zeichnen.

Dabei sind alle vier Energieträger durch begrenzte Potentiale gekennzeichnet: Biomasse ist generell nur eingeschränkt verfügbar, im Fall von Erdgas ist die Potentialgrenze durch das Klimaschutzziel vorgegeben. Auch die Flächen zur Installation von Windkraft- und Solaranlagen sind limitiert.

Im Hinblick auf die Verwendung von Biomasse wird angenommen, dass ausschließlich Holz zur Wärmeversorgung der Wohngebäude eingesetzt wird. Das Potential wird im Standardansatz auf 50 TWh/a, in einem pessimistischeren Ansatz auf 25 TWh/a angesetzt. Gegenüber früheren Untersuchungen des IWU sind dies reduzierte Werte, die sich aus einer generell ungünstigeren Einschätzung des Energiepflanzenanbaus ergeben.

Für die Verwendung von Windstrom zur Wohngebäude-Wärmeversorgung wird angesichts erheblicher Unsicherheiten ein breites Intervall von 50 – 100 TWh/a für die möglichen Potentialgrenzen angenommen. Das entsprechende Solarstrompotential weist ähnliche Unsicherheiten und Bandbreiten auf und wird hier in der gleichen Größenordnung, d. h. ebenfalls in einem Intervall von 50- 100 TWh/a für die Wohngebäude-Wärmeversorgung angesetzt. Generell wird davon ausgegangen, dass Anlagen auf Gebäuden ein großer Anteil am solaren Energiepotential zukommt. Vor diesem Hintergrund ist es notwendig, die für Solaranlagen nutzbaren Dachflächen auf Wohngebäuden tatsächlich zu aktivieren.

Die Potentialgrenzen von Erdgas (Treibhausgas-Emissionsziel 25 Mt/a) und Holz (Standardpotential 50 TWh/a) lassen sich in mögliche Beiträge zur Deckung des Wärmebedarfs in Höhe von knapp 110 TWh/a (Wärmeproduktion aus Erdgas) und knapp 45 TWh/a (Wärme aus Holz) umrechnen. Dabei wurde ein möglichst effizienter Brennstoffeinsatz, gleichzeitig aber ein Rest-Deckungsanteil von Heizkesseln an der Wärmebereitstellung in einer Größenordnung von etwa 20 % angenommen – zur Abdeckung von Spitzenlasten bzw. weil die ursprüngliche Wärmeversorgungsstruktur noch nicht komplett abgelöst werden kann. Genauere Untersuchungen zeigten, dass für den effizienten Brennstoffeinsatz in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Kraftwerken vorrangig Erdgas genutzt werden sollte.

Für die Solarenergie ergibt sich, dass der Beitrag zur Wärmeerzeugung weniger durch die vorhandenen Potentialgrenzen als vielmehr durch das (im Vergleich zur Windenergie) weniger günstige zeitliche Zusammentreffen von Energieangebot und -nachfrage bei der Wärmeversorgung limitiert ist. Vor diesem Hintergrund kann die Sonnenenergie maximal mit einer Wärmeerzeugung in der Größenordnung von 100 TWh/a zur Wohngebäude-Wärmeversorgung beitragen – und zwar weitgehend unabhängig von der Höhe des Gesamt-Wärmebedarfs (in erster Näherung und mit der Annahme, dass Energieeinsparungen überwiegend bei der Heizwärme im Winter erreicht werden).

Damit sind die Beiträge von Erdgas (110 TWh/a), Holz (45 TWh/a) und Sonne (100 TWh/a) zur Wärmeerzeugung ungefähr bekannt und es ergeben sich in der Summe rund 255 TWh/a. Der Rest muss durch Windenergie abgedeckt werden. In dem angenommenen Zielintervall von 300 – 400 TWh/a für den Gesamt-Wärmebedarf der Wohngebäude (s.o.: „Reduzierung des Wärmebedarfs“) entspricht dies einem Anteil von 45 – 145 TWh/a, der auf die Wärmeerzeugung durch Windkraft entfällt.

Sensible Abhängigkeit von Wärmeschutz und Windstrompotential

Diese Betrachtung macht noch einmal die erhebliche Bedeutung des Wärmeschutzes für die Erreichung der Klimaschutzziele deutlich: Obwohl der Wärmebedarf an der Obergrenze des Zielintervalls mit 400 TWh/a den unteren Zielwert von 300 TWh/a nur um ein Drittel überschreitet, unterscheiden sich die resultierenden Beiträge der Wärmeerzeugung aus Windkraft ungefähr um den Faktor Drei.

Darüber hinaus ergibt sich hier und in den meisten Untersuchungsvarianten, dass die notwendigen Windstrommengen generell sehr sensibel auf die äußeren Annahmen (wie hier auf die Höhe des Wärmebedarfs) reagieren und die verfügbaren Windstrompotentiale in Höhe von 50 – 100 TWh/a (elektrische Energie) bei ungünstigen Randbedingungen sehr schnell ausgeschöpft werden. So zeigen genauere Analysen, dass im betrachteten Beispiel bei der Obergrenze des Wärmebedarfs von 400 TWh/a (mit der oben abgeschätzten Wärmebereitstellung aus Windkraft in Höhe von ca. 145 TWh/a) die notwendige Windstromerzeugung schon mehr als 100 TWh/a beträgt, also auch die optimistische obere Grenze des Windstrompotentials bereits überschritten wird.

Aus einer Kilowattstunde Windstrom können in dieser speziellen Situation im Effekt deutlich weniger als zwei Kilowattstunden Wärme gewonnen werden. Dieses Ergebnis lässt sich aus verschiedenen Faktoren erklären: Mit geringen Anteilen schlagen hier abgerechnete Beiträge der Windenergie zum Hilfsstrom sowie die Verteilverluste im Stromnetz zu Buche, auch sind die konservativen Annahmen zu den Wärmepumpenarbeitszahlen (s.o.) zu berücksichtigen. Entscheidend ist aber, dass die Windenergie in dem vereinfachten Modellansatz immer erst nach Ausschöpfung der Solarenergiepotentiale eingesetzt wird, so dass die Effizienz der Windstromnutzung durch die Konkurrenz zur Sonnenenergie von Anfang an begrenzt ist. Darüber hinaus sinkt die Effizienz bei steigenden Deckungsbeiträgen weiter ab. Bei dem Ansatz handelt es sich zwar um ein theoretisches Konstrukt - in der Realität werden Solar- und Windstrompotentiale im Zeitverlauf allmählich und gleichzeitig erschlossen, wobei sich aus gleichen Windstromanteilen im Vergleich zur Photovoltaik aufgrund des besseren zeitlichen Zusammentreffens mit der Wärmenachfrage höhere Wärmebeiträge ergeben. Der Ansatz ist aber dennoch sinnvoll im Hinblick auf die untersuchte Fragestellung – nämlich die Potentialabschätzung am (vorläufigen) Endpunkt der Entwicklung im Jahr 2050 – wobei die hohe Ausschöpfung der Solarenergiepotentiale immer dazu führt, dass am Ende weniger Windstrom benötigt wird, als dies bei geringeren Solarenergiebeiträgen der Fall wäre.

Abdeckungsgrade für Solar- und Windenergie

Die Ausgangslage für die Erreichung der Klimaschutzziele ist insofern noch schwieriger, als in der oben erläuterten Betrachtung von einer umfassenden Fähigkeit der Wohngebäude zur Nutzung von Solar- und Windenergie ausgegangen wurde. Wenn dagegen ein Teil der Gebäude gar keine Möglichkeit zur Solarenergienutzung aufweist, so reduziert sich der mögliche Beitrag der Solarenergie entsprechend. Wenn außerdem die Möglichkeit zur Windenergienutzung auf Teile des Bestandes eingeschränkt ist, so erhöht sich

dort (bei gleicher Gesamtmenge der Wärmeerzeugung aus Windkraft) der notwendige Deckungsgrad der Windenergie und es sinkt wie oben erläutert die Effizienz der Umwandlung von Windstrom in Wärme.

Entscheidend für die Ausschöpfung der Potentiale zur Solar- und Windenergienutzung im Wohngebäudebestand ist also die Ausstattung ausreichend hoher Anteile des Gebäudebestandes mit der notwendigen Fähigkeit zur Nutzung dieser beiden Energieträger. Diese Anteile werden hier als Abdeckungsgrade bezeichnet. In einer vereinfachten Betrachtung lässt sich der Abdeckungsgrad für die Windenergienutzung mit dem Anteil der elektrischen Wärmepumpen bei der Wohngebäudeheizung gleichsetzen. Diese Gebäude weisen gleichzeitig auch die Fähigkeit zur Nutzung von Solarstrom auf, tragen also ebenfalls zum Abdeckungsgrad der Solarenergienutzung bei. Dieser wird aber im Allgemeinen noch höher ausfallen, da auch Gebäude mit Solarthermieanlagen ohne Wärmepumpen dazugezählt werden.

In den Analysen zeigt sich eine starke Abhängigkeit der Erreichbarkeit der Klimaschutzziele von den Abdeckungsgraden. Wenn hier beispielsweise für die Wind- bzw. Solarenergienutzung nicht mehr 100 %, aber immer noch sehr hohe Werte von 80 % bzw. 90 % erreicht werden, so ergibt sich am oberen Ende des Zielbereichs für den Gebäudewärmebedarf (400 TWh/a) ein Windstrombedarf von etwa 140 TWh/a, die optimistische Potentialgrenze von 100 TWh/a wird also deutlich überschritten. Bei einem Wärmebedarf von 350 TWh/a liegt der Windstrombedarf über 85 TWh/a, die optimistische Potentialgrenze wird also fast erreicht. Nur im Fall eines Wärmebedarfs von 300 TWh/a wird auch die pessimistische Potentialgrenze (50 TWh/a) noch knapp unterschritten: Hier werden etwa 45 TWh/a an Windstrom für die Wohngebäude-Wärmeversorgung benötigt.

Bei noch geringeren Abdeckungsgraden für die Solar- und Windenergienutzung wird die Erreichung der Ziele entsprechend schwieriger. Gegenüber der heutigen Beheizungsstruktur, in der Abdeckungsgrade in der Größenordnung von lediglich 3 % für die Windenergie- und 15 % für die Solarenergienutzung vorliegen, lässt sich also auch aus dieser Perspektive die Notwendigkeit für einen massiven Umbau ableiten.

Einbeziehung des Haushaltsstroms

Der Haushaltsstrom wurde in die Berechnungen mit dem computergestützten Simulationsmodell einbezogen. Es wurde die Annahme getroffen, dass im Jahr 2050 gegenüber der heutigen Situation eine effizientere Geräteausstattung vorliegt und daher eine Stromeinsparung von 37 % (bezogen auf die Wohnfläche) erreicht werden kann. Aufgrund des ausgeglichenen jahreszeitlichen Profils lassen sich bei der Deckung des Haushaltsstrombedarfs im Vergleich zur Wärmeversorgung deutlich höhere Solarenergieanteile erzielen. In der Gesamtbetrachtung der Wohngebäude-Energieversorgung mit Wärme und Strom liegt aber aufgrund der großen angenommenen Wärmepumpenanteile der Stromverbrauch im Winterhalbjahr immer noch deutlich höher als im Sommer.

Unter Berücksichtigung eines Zuschlags auf das Treibhausgas-Emissionsziel und die regenerativer Energiepotentiale in Höhe von 30 % durch die Hinzunahme des Haushaltsstroms (abgeschätzt aus den Gewichten von Wärme und Haushaltsstrom bei den nationalen Treibhausgasemissionen) – lässt sich in den Untersuchungen zeigen, dass auch in der Gesamtbetrachtung eine Emissionsminderung von 87,5 Prozent annähernd erreichbar ist. Während bei den Analysen zur Wärmeversorgung lediglich Wärmespeicher berücksichtigt wurden, erweist sich nun die Hinzunahme von Stromspeichern als sinnvoll.

Unter Einbeziehung des Haushaltsstroms wurden auch regionale Analysen für die Wohngebäudebestände im Bundesland Hessen und in der Stadt Darmstadt durchgeführt. Angesichts der Möglichkeiten, mit Hilfe des Stromnetzes für einen weiträumigen Ausgleich von Energieangebot und –nachfrage zu sorgen, sind diese Untersuchungen eher exemplarisch zu verstehen und von begrenzter Aussagekraft für eine generelle Energie- und Klimaschutzstrategie. Immerhin zeigt der Fall Hessen, dass die starke räumliche Einschränkung der Solar- und Windenergienutzung auf die Grenzen eines Bundeslandes (bei gleichem angenommenen Potential pro Wohnfläche) aufgrund der weniger günstigen Zeitprofile leichte Nachteile mit sich bringt. Die Mehremissionen von Treibhausgasen liegen hier, verglichen mit der deutschlandweiten Verteilung der Solar- und Windstromproduktion, in der Größenordnung von 5 - 10 %. Die eventuellen Vorteile eines geringeren Übertragungsnetzausbaus durch stärkere lokale Konzentration der regenerativen Energieproduktion

und -nutzung konnten dagegen im Projekt nicht näher untersucht werden. Im Fall einer Stadt wie Darmstadt erscheint das Erreichen relevanter Eigenbeiträge von Windenergie und Biomasse von vornherein aussichtslos. Hier konnte gezeigt werden, dass unter günstigen Voraussetzungen die Dächer von Wohngebäuden auch im städtischen Bereich (mit hohem Mehrfamilienhausanteil und entsprechend geringerer Dachfläche pro Wohnfläche) rechnerisch ausreichen können, um die notwendigen solaren Flächenpotentiale für die Wohngebäude-Energieversorgung bezüglich Wärme und Haushaltsstrom bereitzustellen.

Ausweitung der Bilanzgrenzen auf den allgemeinen Stromsektor

Die Einbeziehung des allgemeinen Stromsektors in die Simulationsrechnung erfolgte mit einem groben Ansatz und dem Zweck, die Ergebnisse aus der bisherigen isolierten Betrachtung des Wohngebäudesektors in diesem erweiterten Gesamtsystem zu überprüfen.

Im Hinblick auf die Verwendung von Solar- und Windstrom zeigt sich, dass – obwohl nun der gesamte Stromsektor als möglicher Abnehmer zur Verfügung steht – die Emissionsminderungen bei der Wohngebäude-Wärmeversorgung in ähnlichem Umfang wie in der isolierten Betrachtung auftreten, wenn die Solar- und Windenergiepotentiale entsprechend auf das Gesamtsystem hochskaliert werden. Die erhebliche Bedeutung der Solar- und Windenergienutzung für die Erreichung der Klimaschutzziele bei der Wohngebäude-Wärmeversorgung lässt sich also auch im Gesamtsystem nachweisen.

Dies gilt auch im Fall einer verstärkten Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung: Für diese Technologie gibt es im elektrischen Energiesystem ebenfalls mehr Abnehmer als bei der rein sektoralen Betrachtung für den Wohngebäudebestand. Aber selbst unter Annahme erheblicher Effizienzsteigerungen durch Einsatz von Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerken wird der Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung zur Strom- und Wärmeerzeugung bei ansteigender Nutzung von Solar- und Windenergie erheblich zurückgedrängt. Die Kraft-Wärme-Kopplung kann also auch in der erweiterten Betrachtung die brennstofffreie Wärmeerzeugung durch Wind- und Solarstrom mit Hilfe elektrischer Wärmepumpen nicht ersetzen, sondern nur ergänzen.

Einbindung von Zukunftstechnologien

In den Analysen zur Wohngebäude-Wärmeversorgung 2050 war deutlich geworden, dass die Erreichung des Ziels einer 87,5-prozentigen Minderung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 nur bei ehrgeizigen Maßnahmen im Hinblick auf den Wärmeschutz (erhebliche Senkung des Wärmebedarfs) und bei einem weitgehenden Umbau der Wärmeversorgung (mit hohen Abdeckungsgraden für die Wind- und Solarenergienutzung) möglich ist. Noch erheblich schwieriger ist die Situation, wenn die Klimaschutzanforderungen weiter angehoben werden (Treibhausgasminderungen in Richtung auf den oberen Zielwert der Bundesregierung in Höhe von 95 %) oder das Biomasse-Potential geringer ausfällt als angenommen (z. B. pessimistischer Ansatz von 25 TWh/a für Holzenergie statt des Standardwertes 50 TWh/a). Spätestens in diesem Fall erscheint die Zielerreichung mit den bisher angenommen Lösungsoptionen kaum noch realistisch möglich.

Vor diesem Hintergrund werden auch Technologien in die Betrachtungen einbezogen, die zwar grundsätzlich bekannt, aber am Markt noch nicht oder nicht in relevantem Umfang vertreten sind. Diese werden hier als Zukunftstechnologien bezeichnet. Aus nationaler Sicht kommen dabei insbesondere die Wärmeerzeugung aus Tiefengeothermie sowie der Einsatz von Langzeitwärmespeichern zur Erhöhung der Deckungsbeiträge von Solar- und Windenergie in Frage. Für beide Technologien erscheint zukünftig eine größere Rolle bei der Wärmeversorgung denkbar, aber nicht sicher. Aufgrund einer weitgehenden Bindung an Nah- bzw. Fernwärmenetze ist der Wirkungskreis grundsätzlich begrenzt.

Die Erzeugung von synthetischen Brennstoffen (insbesondere künstlichem Erdgas) aus Solar- und Windstrom verspricht demgegenüber universelle Anwendungsmöglichkeiten. Ein erheblicher Nachteil ist die geringe Effizienz bei der Energieumwandlung. Angesichts der begrenzten heimischen Solar- und Windstrompotentiale ist daher für eine Erreichung hoher Deckungsbeiträge mit einer Gewinnung im Ausland zu rechnen. Damit stehen alle Fragen und Unsicherheiten im Raum, die mit der Installation einer weitgehend unbekannten Großtechnologie im internationalen Rahmen zusammenhängen.

Vor diesem Hintergrund erscheint es für eine robuste Klimaschutzstrategie sinnvoll, zunächst die Möglichkeiten der bereits eingeführten Technologien möglichst weit auszunutzen und parallel dazu die Zukunftstechnologien möglichst schnell weiterzuentwickeln und in den Markt einzuführen. Diese können und müssen die bisherigen Maßnahmen zu einem späteren Zeitpunkt ergänzen – die Geschwindigkeit und der Umfang hängt dabei vom Erfolg der Markteinführung ab.

Eine Klimaschutzstrategie, die dagegen ausschließlich oder überwiegend auf bisher nicht ausreichend bekannte Zukunftstechnologien setzen würde, liefe Gefahr, in einer Sackgasse zu enden, wenn die Erwartungen an diese Technologien nicht bzw. nicht schnell genug erfüllt werden. Darüber hinaus zeigen im Rahmen der vorliegenden Untersuchung durchgeführte Kostenabschätzungen Vorteile für den prioritären Einsatz der bekannten Technologien im Vergleich zum synthetischen Erdgas.

Rolle der Nah- und Fernwärme

Detaillierte Untersuchungen zur Rolle der leitungsgebundenen Wärmeversorgung waren im Rahmen des Projekts nicht möglich, dennoch lassen sich einige generelle Schlussfolgerungen ziehen:

In den Kostenuntersuchungen zeigte sich bei Einbeziehung von Wärmenetzen ein günstiger Skaleneffekt: Die Investitionskosten für Wärmeversorgungssysteme liegen hier (bezogen auf die versorgte Wohnfläche) aufgrund der größeren Leistung der Erzeugungsanlagen deutlich niedriger als bei Einzelhausheizungen. Vor diesem Hintergrund ergeben sich aus einer Ausweitung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung Chancen für die Eindämmung der Kosten einer zukünftig deutlich aufwändigeren und komplexeren Wärmeversorgung. Insbesondere eröffnen sich so durch Nah- und Fernwärmenetze Möglichkeiten für eine gleichzeitige Nutzung von elektrischen Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

Wärmenetze bieten sich vor allem bei hoher Bebauungsdichte an. Gleichzeitig sind hier die Möglichkeiten für die Installation von Wärmepumpen eingeschränkt, da sich Erdwärme mangels Freiflächen nur schlecht erschließen lässt und die weniger effizienten Luftwärmepumpen auf Grund ihrer Lärmemissionen problematisch werden können. Ziel sollte es daher sein, städtische Wärmenetze nach Möglichkeit punktuell mit der Peripherie zu verbinden, so dass dort Erdwärmepumpen installiert und perspektivisch in geeigneten Fällen auch Potentiale für Langzeit-Wärmespeicher und Tiefengeothermie erschlossen werden können.

Eine Ertüchtigung und ein Ausbau der leitungsgebundenen Wärmeversorgung kann daher möglicherweise erhebliche Chancen eröffnen. Allerdings gibt es auch Risiken: Bei wenig dichter Bebauung und guter Gebäudedämmung können die Leitungsverluste die Effizienz der Versorgung erheblich beeinträchtigen, zu hohe Systemtemperaturen können die Nutzung von Solarthermie und Wärmepumpen behindern und fehlende Konzepte für eine Anbindung an die Peripherie können eine spätere Realisierung erschweren. Im schlimmsten Fall kann der notwendige Umbau der Wärmeversorgung durch falsch konzipierte Wärmenetze also auch blockiert werden.

Auswirkungen in der elektrischen Energiewirtschaft

Die Frage, welche Auswirkungen sich für die Stromwirtschaft ergeben, wenn die zukünftige Wärmeversorgung viel stärker als bisher an das elektrische Energiesystem gekoppelt ist, wurden im Projekt gesondert untersucht. Bereits oben („Randbedingungen des Wärmepumpeneinsatzes“) wurde die Möglichkeit dargestellt, einem erheblichen Anstieg der winterlichen Lastspitzen durch elektrische Wärmepumpen entweder mit einem Ausbau von Spitzenlastkraftwerken und der Ertüchtigung lokaler Verteil- bzw. Ortsnetze oder einer anteilig hohen Nutzung bivalenter Heizkessel, also der Installation von Wärmepumpen kleinerer Leistung mit ergänzenden Heizkesseln, zu begegnen. Auch die gemeinsame Installation von Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen innerhalb der lokalen Netze kann die Überschreitung von Kapazitätsgrenzen in den Netzen verhindern bzw. begrenzen.

Im Hinblick auf das weiträumige Übertragungsnetz sind dagegen durch die verstärkte Nutzung von Strom für die Wärmeversorgung keine speziellen Anforderungen zu erwarten. Diese bestehen nur in dem Maße, in dem durch die verstärkte Windstromnutzung mit ihrem Erzeugungsschwerpunkt in Norddeutschland und

zukünftig auch auf dem Meer generell ein Ausbau der Übertragungsnetze notwendig wird und die Wohngebäude durch ihre anteilige Nutzung von Windstrom hierzu mit beitragen.

Während im Projekt die Simulationsrechnungen mit einem Zeitschritt von einer Stunde durchgeführt wurden, ergibt sich für das elektrische Stromnetz die Notwendigkeit, Energieangebot und –nachfrage auch auf kleinsten Zeitskalen in Deckung zu bringen. Dieses Problem wird aktuell durch die zunehmenden Solar- und Windstromanteile verstärkt, so dass entsprechende Lösungsmöglichkeiten bereits allgemein diskutiert werden. Durch die verstärkte Stromnutzung im Wärmebereich treten keine weiteren Schwierigkeiten hinzu, vielmehr ergeben sich durch die Möglichkeiten einer flexiblen Verwendung elektrischer Energie unter Einsatz von Wärmespeichern und bivalenten Systemen zusätzliche Lösungsoptionen – wenn auch nicht unbedingt auf den kleinsten Zeitskalen im Bereich von Sekunden und Sekundenbruchteilen.

Auch im Hinblick auf den Strommarkt stellen sich durch die Einbeziehung einer großen Anzahl von Wärmeversorgungssystemen mit flexibler Nachfrage nach elektrischer Energie neue organisatorische Herausforderungen. Hier zeigt sich, dass zumindest im Grundsatz Lösungen auch ohne einen komplexen Informationsaustausch zwischen allen Akteuren möglich sind: Im einfachsten Fall ist lediglich die Erzeugung und Weitergabe eines zeitlich variablen, insbesondere vom momentanen Solar- und Windstromangebot abhängigen Preis- bzw. Steuersignals erforderlich, sowie dessen automatische Weiterverarbeitung in den dezentralen Heizsystemen zum Auffinden des jeweils günstigsten Betriebspunkts.

Darüber hinaus ist die konkrete Ausgestaltung stark von der aktuell im Zuge der Wind- und Solarstromnutzung diskutierten Neuorganisation des Strommarktes abhängig. Es ist zu empfehlen, angesichts der flexiblen Stromnutzung in zukünftigen Heizsystemen – und insbesondere der in bivalenten Systemen auftretenden Konkurrenzsituation zwischen der Inanspruchnahme von elektrischer Energie und Brennstoffen – bei dieser Diskussion von vornherein auch den Wärmemarkt in die Überlegungen einzubeziehen.

Hoher Handlungsdruck trotz offener Fragen

Zusammenfassend lässt sich aus den Untersuchungen im vorliegenden Projekt ein klares Bild für die erforderlichen Maßnahmen zur Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele im Wohngebäudesektor ableiten: Einer möglichst weitgehenden energetischen Modernisierung der Gebäude durch Wärmeschutzmaßnahmen muss auf Seiten der Wärmeversorgung eine möglichst konsequente Nutzung der Solar- und vor allem auch der Windenergiepotentiale entsprechen. Dabei kommt insbesondere elektrischen Wärmepumpen eine entscheidende Rolle zu, und es ist ein möglichst großer Abdeckungsgrad im gesamten Gebäudesektor anzustreben. Nah- und Fernwärmesysteme können insbesondere bei dichter Bebauung die Erreichung der Ziele erleichtern. Zukunftstechnologien wie etwa synthetische Brennstoffe können und müssen einen solchen Zielpfad in Zukunft ergänzen, müssen dafür aber zunächst einmal – und zwar möglichst schnell – marktfähig gemacht werden.

Gleichzeitig ist zu betonen, dass mit einem solchen Leitbild für eine zukünftige Wohngebäude-Wärmeversorgung der Weg dorthin noch nicht beschrieben ist. Für die nächsten Schritte zur notwendigen Erhöhung der energetischen Modernisierungsraten beim Wärmeschutz und für den Umbau der Wärmeversorgungsstruktur gibt es noch viele offene Fragen zu klären. Insbesondere ist mit deutlich komplexeren Wärmeversorgungssystemen als bisher zu rechnen.

Trotz offener Fragen ist allerdings ein schnelles und entschlossenes Handeln notwendig: Laut Szenarienanalysen in früheren Projekten des IWU (vgl. [Diefenbach et al. 2015/16]) darf die Einführung wirksamer politischer Instrumente zur Erhöhung der Wärmeschutzmodernisierungsraten und zum Umbau der Wärmeversorgungsstruktur nicht weiter hinausgezögert werden, wenn die Klimaschutzziele 2050 noch erreicht werden sollen.

1 Einleitung

Der vorliegende Bericht untersucht in Abhängigkeit von den Fortschritten beim Wärmeschutz, mit welcher Struktur der Wärme- und Energieversorgung die Klimaschutzziele für den Wohngebäudebestand im Jahr 2050 eingehalten werden können. Ein Schwerpunkt liegt bei der Wohngebäude-Wärmeversorgung, der Haushaltsstrom wird in die Überlegungen teilweise mit einbezogen. Ausgangspunkt der Analysen ist die Überlegung, dass durch die Nutzung von Wind- und Solarstrom in Wärmepumpen und die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zukünftig ein viel stärkerer Zusammenhang zwischen Wärme- und Stromsektor bestehen wird, als dies in der Vergangenheit der Fall war. Insbesondere ist dabei das zeitliche Zusammenspiel der Energienachfrage auf der Wärmeseite mit dem fluktuierenden Angebot von Solar- und Windenergie zu berücksichtigen.

Es handelt sich hier um den ersten Teil des Endberichts im Projekt „Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage (EE-GebäudeZukunft)“. Der zweite Teil befasst sich mit Konzepten für zukunftsfähige Neubauten vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele [Großklos et al. 2019]. Beide Berichte bauen auf Analysen auf, die mit einem im Rahmen des Projekts entwickelten Simulationsmodell durchgeführt wurden. Die Modellentwicklung ist in einem Zwischenbericht dokumentiert [Diefenbach et al. 2017].

Ein Überblick über das Simulationsmodell wird im Folgenden in Kapitel 2 gegeben. Das Kapitel beschreibt außerdem die Ansätze und Randbedingungen für die weiteren Analysen. In Kapitel 3 werden mit dem Simulationsmodell verschiedene idealtypische „Basisvarianten“ einer zukünftigen Wohngebäude-Wärmeversorgung untersucht. In Kapitel 4 wird mit Hilfe von Simulationsrechnungen ein vereinfachtes Modell für die Wärmeversorgung im Wohngebäudebestand abgeleitet. Dieses dient der einfacheren Durchführung von Parametervariationen und zielt auf ein besseres Verständnis von Möglichkeiten und Grenzen der verschiedenen Klimaschutzoptionen bei der Wohngebäude-Wärmeversorgung ab.

In Kapitel 5 wird der Haushaltsstrom in die Untersuchungen einbezogen. Kapitel 6 dehnt die Bilanzgrenzen auf den gesamten Stromsektor aus. Dies erfolgt mit einem vereinfachten Ansatz und ohne eine umfassende Analyse der Klimaschutzoptionen im Stromsektor. Das Ziel besteht vielmehr darin, die bisherigen Ergebnisse, die in einer isolierten Betrachtung des Wohngebäudesektors gewonnen wurden, dahingehend zu überprüfen, ob sie auch in einer realen sektorübergreifenden Stromwirtschaft Bestand haben. In Kapitel 7 werden Zukunftstechnologien, d.h. bekannte, aber noch nicht marktrelevante Technologien (Tiefengeothermie, Langzeit-Wärmespeicherung und synthetische Brennstoffe) in die Überlegungen zur Wärmeversorgung einbezogen, und es werden Kostenabschätzungen durchgeführt. Kapitel 8 diskutiert die Auswirkungen einer verstärkten Stromnutzung im Wärmebereich auf die elektrische Energiewirtschaft.

Die Analysen im vorliegenden Bericht wurden größtenteils vom Institut Wohnen und Umwelt (IWU) durchgeführt. Die Projektpartner Hochschule Darmstadt (h_da, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik) und Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung (BET, Aachen) haben das gesamte Forschungsvorhaben beratend begleitet und insbesondere an den Untersuchungen bezüglich der Einbindung in den Kontext der elektrischen Energiewirtschaft intensiv mitgewirkt (siehe Kapitel 8 und Anhang F).

2 Grundlagen der Untersuchungen

2.1 Simulationsmodell

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde ein Simulationsmodell entwickelt, mit dem sich das zeitliche Zusammenspiel des Energieangebots aus fluktuierender Solar- und Windenergie mit der Energienachfrage im Wohngebäudesektor analysieren lässt. Die Grundlagen des Modells sind im Projektzwischenbericht detailliert beschrieben [Diefenbach et al. 2017], Modellerweiterungen und Änderungen im Hinblick auf den vorliegenden Endbericht sind in Anhang B dokumentiert. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über das Modell gegeben.

Bei der softwaregestützten Simulation wird die Jahres-Energiebilanz des betrachteten Gebäudebestands (im vorliegenden Bericht zumeist der zukünftige deutsche Wohngebäudesektor im Jahr 2050) in Stundenschritten berechnet. Abbildung 1 zeigt die wichtigsten Module der Analysesoftware und den Informationsfluss innerhalb eines Analyseschritts.

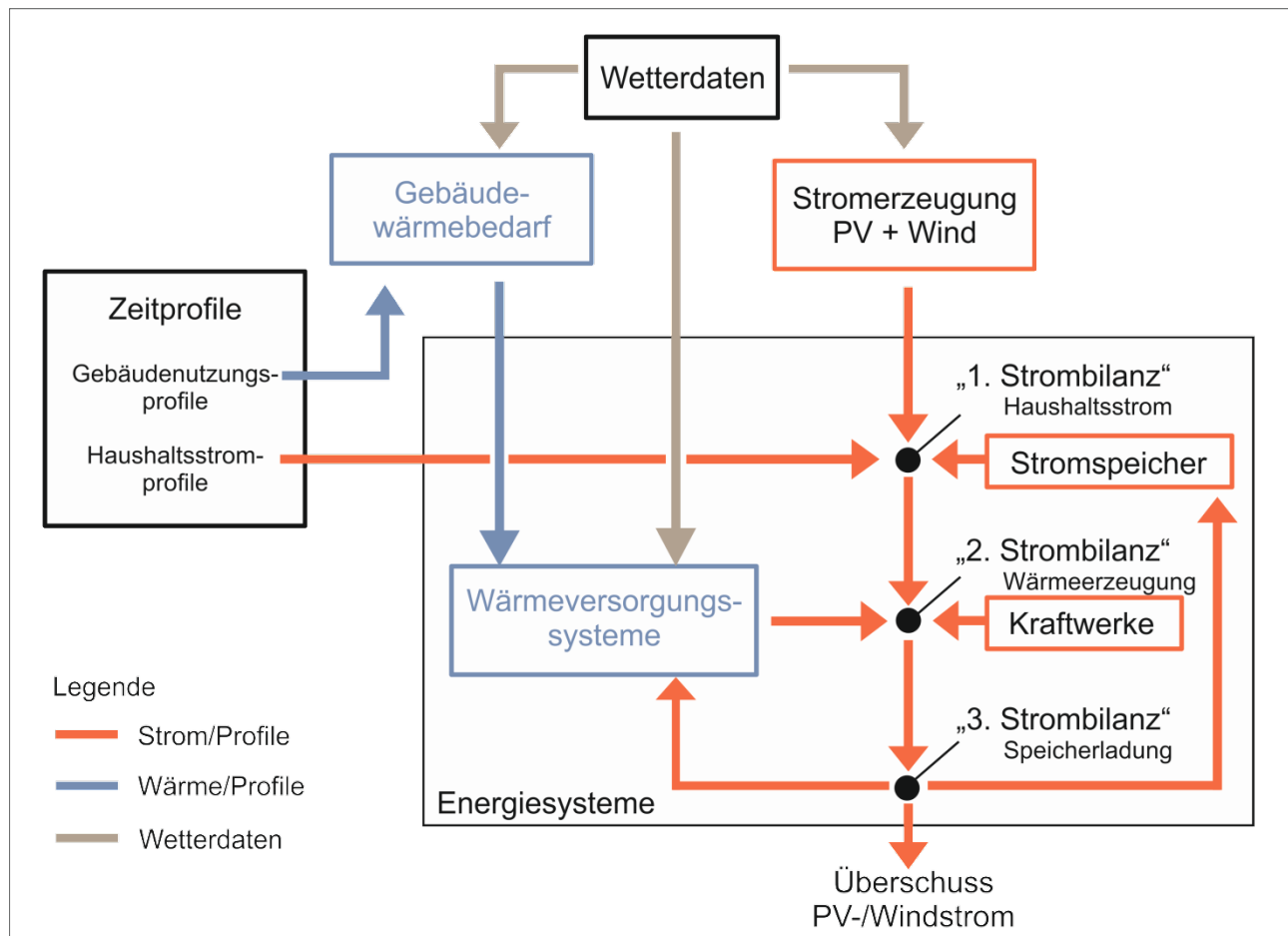


Abbildung 1: Programmmodule und Informationsaustausch im Simulationsmodell [Diefenbach et al. 2017]

Wetterdatensätze zu Außentemperaturen, Solarstrahlung und Windgeschwindigkeiten an verschiedenen Standorten in Deutschland dienen der Berechnung der Photovoltaik- und Windstromerzeugung, des (temperatur- und strahlungsabhängigen) Wärmebedarfs der Wohngebäude und der Energiebilanz der Wärmeversorgungssysteme (Solarwärme und temperaturabhängige Wärmepumpen). Es lagen Wetterdaten der Jahre 2011-2015 vor, im Standardfall wurden die Daten von 2012 zugrunde gelegt.

Als weitere Eingangsgröße in die Berechnung werden Zeitprofile verwendet, die mit Hilfe eines stochastischen Modells ermittelt wurden. Auf diese Weise können für eine große Anzahl von untersuchten Haushalten bzw. Gebäuden individuelle Werte beispielsweise für den Warmwasserverbrauch, die Soll-Innentemperaturen, den Luftwechsel oder den Haushaltsstromverbrauch² berücksichtigt werden.

Die Ermittlung des Gebäudewärmebedarfs erfolgt einzeln für eine große Anzahl von Untersuchungsgebäuden an verschiedenen Standorten. Dabei wurden 16 Gebäudetypen zugrunde gelegt, wobei nach Neubau bzw. Bestand, Ein-/Zwei- bzw. Mehrfamilienhäusern und verschiedenen Wärmeschutzstandards unterschieden wurde. Das Modell ermöglicht insbesondere die gleichzeitige Abbildung unterschiedlich komplexer Wärmeversorgungssysteme für Einzelhausheizungen bzw. Wärmenetze in dem betrachteten Wohngebäudebestand. Im Extremfall können dabei Gebäude bzw. Wärmenetze gleichzeitig mit einem Heizkessel, einer elektrischen Wärmepumpe, einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, einem direktelektrischen Wärmeerzeuger (Heizstab), einer Solarthermieanlage und einem Wärmespeicher ausgestattet sein.

Anders als bei vereinfachten Modellen mit Zusammenfassung des Wohngebäude-Wärmeverbrauchs in einem einzigen Lastprofil wurde die Berücksichtigung einer großen Anzahl individueller Gebäude im Modell als sinnvoll angesehen, um insbesondere die Funktionsweise und Kombinationen komplexer Wärmeversorgungssysteme realistisch abzubilden: So kann beispielsweise bei Annahme bivalenter Wärmepumpen in einzelnen Gebäuden die Wärmepumpenleistung bereits ausgeschöpft sein, so dass der ergänzende Spitzenlast-Heizkessel eingeschaltet werden muss, während dies im Mittel über die jeweiligen Gebäude möglicherweise noch nicht der Fall ist. Ebenso können einzelne Solarwärmespeicher noch gefüllt, andere bereits entleert sein: Eine Übertragung von Energie von dem einen ins andere Gebäude ist aber ohne Wärmenetz nicht möglich.

Im Fall der Verwendung elektrischer Energie wird demgegenüber davon ausgegangen, dass die Energiebilanz in einem einzigen Punkt zusammengezogen werden kann. Diese Vereinfachung ist darin begründet, dass durch das Stromnetz zu jedem Zeitpunkt ein Lastausgleich zwischen allen elektrischen Verbrauchern und Erzeugern hergestellt werden kann.

Beim Ablauf der Analysesoftware erfolgt die elektrische Energiebilanz innerhalb eines Analysezeitschritts in drei Phasen: In der „ersten Strombilanz“ wird der Haushaltsstrom der Gebäude durch die als Photovoltaik- und Windenergie bzw. in Stromspeichern verfügbare elektrische Energie gedeckt. Ein Restbedarf bzw. ein Überschuss an Solar- und Windstrom geht dann in die „zweite Strombilanz“ ein. Diese behandelt die Verwendung elektrischer Energie für die Wärmeerzeugung und berücksichtigt den vorhandenen konventionellen Kraftwerkspark. Sie stellt damit quasi den Kern des Modells dar und wird daher weiter unten noch genauer erläutert. Ein auftretender Strombedarf, der nicht durch Photovoltaik, Windstrom oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gedeckt wird, muss hier durch brennstoffbetriebene Kraftwerke bereitgestellt werden.

Im anderen Fall, dass immer noch ein ungenutzter Überschuss an Photovoltaik- oder Windstrom vorliegt, wird dieser im Rahmen der „dritten Strombilanz“ in die vorhandenen Energiespeicher eingespeist, und zwar vorrangig in die elektrischen Energiespeicher und anschließend in die Wärmespeicher (vorrangig mit Wärmepumpen, anschließend durch elektrische Heizstäbe). Ein eventuell immer noch verbleibender Überschuss verlässt ungenutzt die Bilanzgrenze, Gutschriften werden dabei nicht berücksichtigt.

Der untersuchte Wohngebäudebestand wird also in diesem Modellansatz unabhängig von anderen Sektoren betrachtet. Das bedeutet beispielsweise auch, dass brennstoffbetriebene Kraftwerke gedanklich allein für die Versorgung der Wohngebäude installiert und betrieben werden. Im Hinblick auf die Klimaschutzoptionen für den Wohngebäudesektor liegt man mit dieser Betrachtung einerseits auf der sicheren Seite, da eine im Wohngebäudebereich bereits funktionierende Lösung durch Austausch mit anderen Sektoren nur verbessert werden kann. Andererseits besteht die Möglichkeit, dass die Einschränkung der Perspektive für die Bewertung einzelner Technologien und Maßnahmen zu anderen Ergebnissen führen könnte als eine

² Individuelle Haushaltsstromprofile sind gegenüber dem ursprünglichen Modell aus [Diefenbach et al. 2017] neu hinzugekommen, siehe Anhang B.1.

sektorübergreifende Analyse. Aus diesem Grund werden an späterer Stelle (in Kapitel 6) die Konsequenzen einer Erweiterung auf den allgemeinen Stromsektor untersucht.

Wie erwähnt, spielt die „zweite Strombilanz“, in der das Zusammenspiel von Wärme- und Stromsektor behandelt wird, eine zentrale Rolle innerhalb des Simulationsmodells. Hier wird bei der Modellrechnung im betrachteten Stundenzeitschritt festgelegt, in welchem Betriebspunkt flexibel einsetzbare Heizsysteme betrieben werden – ob es beispielsweise sinnvoller ist Strom in Wärmepumpen zu verbrauchen, die Wärme ohne Einfluss auf das elektrische Energiesystem durch Heizkessel bereitzustellen oder in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Strom zu erzeugen. Es handelt sich hier also um ein Optimierungsproblem, zu dessen Lösung der sogenannte „Merit-Order“-Ansatz herangezogen wird, der aus der Stromwirtschaft bekannt ist, um die Einsatzreihenfolge im deutschen Kraftwerkspark zu analysieren. Im vorliegenden Modellansatz werden Wärmeversorgungsanlagen in den betrachteten Einzelgebäuden bzw. Nah-/Fernwärmesystemen, in denen flexible Möglichkeiten zur Deckung des aktuellen Wärmebedarfs der jeweils versorgten Gebäude bestehen, in dieses System der Kraftwerksblöcke mit einbezogen.

Um die grundsätzliche Überlegung zu verdeutlichen, sei ein Gebäude betrachtet, das mit einer Wärmepumpe und einem Heizkessel ausgestattet ist. Für den Ausgangszustand sei angenommen, dass der aktuelle Wärmebedarf allein durch die Wärmepumpe gedeckt wird. Dies ist der erste mögliche Betriebspunkt des Systems mit maximalem elektrischen Energiebedarf. Wenn nun die Leistung der Wärmepumpe zurückgefahren und die Wärme anteilig immer stärker durch den Heizkessel bereitgestellt wird, reduziert sich der elektrische Energiebedarf des Gebäudes, andererseits aber nimmt der Brennstoffverbrauch zu (der im Gebäude selbst vorher bei Null lag).

Wiederum zurück beim Ausgangspunkt, der Wärmeversorgung durch die elektrische Wärmepumpe, lässt sich die Situation also auf zwei unterschiedlichen Wegen auflösen: Entweder wird der erforderliche Strom tatsächlich bereitgestellt, indem ein Kraftwerk entsprechend hochgeregelt wird. Oder es wird wie beschrieben die Wärmepumpe zurück- und der Heizkessel hochgefahren. Beides ist im Hinblick auf den Effekt der Deckung des ursprünglichen Stromverbrauchs gleichwertig, so dass der zweite Weg auch als das Zuschalten eines „Einspar-Kraftwerks“ interpretiert werden kann.

Genauso wie tatsächliche Kraftwerke können nun auch diese Einspar-Kraftwerke für das elektrische Energiesystem – nicht nur für das betrachtete Gebäude – bereitgestellt werden. Entscheidend für die Einsatzreihenfolge der Kraftwerksblöcke – also die Frage, welche tatsächlichen Kraftwerke zugeschaltet und in welchem Betriebspunkt die flexiblen Heizsysteme betrieben werden – sind nun gemäß dem Merit-Order-Konzept die vom Brennstoffverbrauch abhängigen Kosten pro erzeugter oder eingesparter Kilowattstunde Strom, die die jeweiligen Optionen aufweisen, ausschlaggebend. Dementsprechend werden die verfügbaren Kraftwerke und Einspar-Kraftwerke gemäß ihrer Grenzkosten sortiert und diejenigen mit den niedrigsten Kostenwerten bevorzugt verwendet.

Wenn mehr als nur zwei Wärmeerzeuger pro Heizsystem und zusätzlich Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen betrachtet werden, wird die Situation noch etwas komplexer: Nun können die Wärmeversorgungssysteme nicht nur als Einsparkraftwerke den Stromverbrauch mindern, sondern selbst auch Strom produzieren, und es gibt darüber hinaus auch Fälle, in denen ein einzelnes Wärmeversorgungssystem mehr als nur einen (gedachten) Kraftwerksblock zur Verfügung stellen kann. Auch diese weiteren Blöcke können aber im Merit-Order-Konzept entsprechend ihren Kosten in die richtige Reihenfolge gebracht werden.

Ein solcher Prozess der Sortierung wird im Simulationsmodell verwendet, um die Betriebspunkte der Wärmeversorgungssysteme und Kraftwerke festzulegen. Abbildung 2 zeigt eine schematische Darstellung für drei Wärmeversorgungssysteme (Sys 1-3), die ihre Kraftwerks- bzw. Einsparkraftwerksblöcke dem Gesamtsystem zur Verfügung stellen (System 1 und 2 mit je drei, System 3 mit nur einem Block). Darüber hinaus gibt es den eigentlichen Kraftwerkspark (blaue Blöcke rechts).

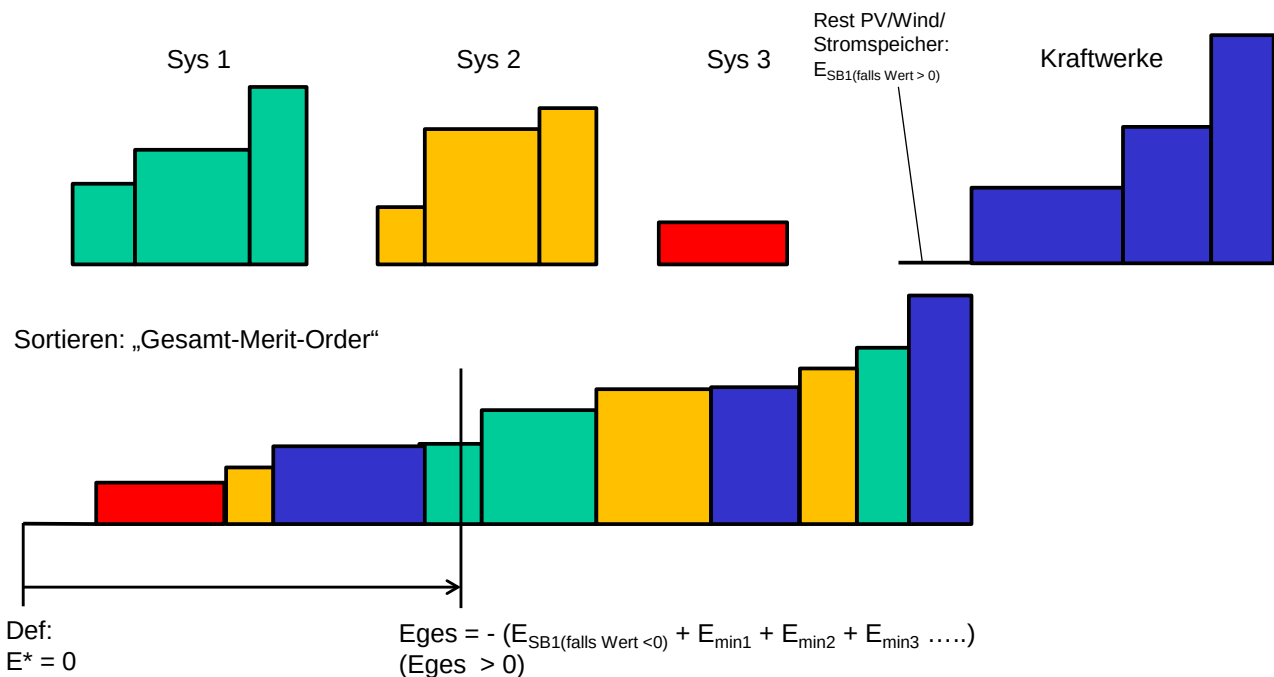


Abbildung 2: Einsatzreihenfolge der vom Kraftwerkspark (blau) und von den Wärmeversorgungssystemen (Sys 1-3) bereitgestellten Kraftwerks- und Einspar-Kraftwerksblöcke [Diefenbach et al. 2017]

Die Breite der einzelnen Blöcke steht für die Menge der erzeugten bzw. eingesparten elektrischen Energie, die Höhe für die spezifischen Kosten der Stromerzeugung bzw. -einsparung. Durch Sortierung aller Blöcke entsprechend ihrer Höhe (s. unterer Teil der Abbildung) kann die optimale Einsatzreihenfolge festgelegt werden³. Da sich die Charakteristik der Wärmeversorgungssysteme in jedem Zeitschritt ändert (insbesondere aufgrund des sich verändernden Wärmebedarfs der jeweils versorgten Gebäude und der temperaturabhängigen Wärmepumpeneffizienz) wird im Simulationsprogramm die Form der Blöcke für die Wärmeversorgungssysteme immer neu kalkuliert. Auch die aus Solar- und Windstrom bzw. Stromspeichern verfügbare Menge elektrischer Energie ändert sich im Zeitverlauf. Dieser Beitrag weist keine Brennstoffkosten auf (flache schwarze Linie in der Abbildung) und wird daher bei der Einsatzreihenfolge immer vorrangig berücksichtigt.

Für das Verfahren ist es keineswegs notwendig, als zu minimierende Optimierungsgröße immer die Kosten zu betrachten. Auch andere Zielgrößen wie etwa der Primärenergiebedarf oder die Treibhausgasemissionen können im Simulationsmodell verwendet werden. Die Höhe der einzelnen Blöcke stellen damit nicht mehr den tatsächlichen, sondern einen verallgemeinerten Preis bzw. verallgemeinerte Grenzkosten dar und bemessen sich dann beispielsweise nicht mehr nach den Kosten, sondern z. B. nach dem Primärenergiebedarf pro erzeugter oder eingesparter Kilowattstunde Strom.

Auch selbst definierte Bewertungsmaßstäbe können als Optimierungsgröße verwendet werden. Von dieser Möglichkeit wurde bei den Modellrechnungen Gebrauch gemacht, um den Verbrauch von Biomasse an die angenommenen Potentialgrenzen anzupassen: Hierbei wurden die verallgemeinerten Grenzkosten der Biomasse (Holz) in ihrer Relation gegenüber dem Erdgas (welches stellvertretend für die fossilen Brennstoffe betrachtet wurde) so festgelegt, dass in der Jahresbilanz das Potential genau eingehalten wurde⁴.

³ Eine genauere Erläuterung der Abbildung und der darin verzeichneten Bilanzgrößen wird in [Diefenbach et al. 2017] gegeben.

⁴ In den Simulationsrechnungen wurde als Bewertungsmaßstab für Erdgas der Primärenergiefaktor $f_y = 1,1$ nach Energieeinsparverordnung (nicht-erneuerbare Primärenergie) angesetzt. Der entsprechende Bewertungsfaktor der Biomasse (Holz) $f_{y,Bio}$ wurde entsprechend variiert, um das Biomassepotential zu erreichen. Ein anderer Weg bestand darin, die Anteile von Biomasseheizungen zu variieren. Detailliertere Analysen zu dieser Fragestellung finden sich in Kapitel 3.5.4.

2.2 Ansätze und Randbedingungen

Die mit Hilfe des Simulationsmodells im vorliegenden Projekt durchgeführten Untersuchungen zielen darauf ab, ein generelles Bild der zukünftig notwendigen Wärme- und Energieversorgung im Wohngebäudesektor zu erhalten⁵. Betrachtet wird ein zukünftiger Gebäudebestand im Jahr 2050, dem üblichen Referenzjahr für die langfristigen Klimaschutzziele. Gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung soll bis zu diesem Zeitpunkt in Deutschland eine Treibhausgas-Emissionsminderung von 80 - 95 % gegenüber dem Basisjahr 1990 erreicht werden [Bundesregierung 2010].

Dementsprechend wird dieses Zielintervall hier auch für den Wohngebäudesektor, und zwar zunächst für die Wärmeversorgung der Wohngebäude (Heizung und Warmwasser) betrachtet. In der Regel wird dabei der Intervallmittelpunkt mit einer Emissionsreduktion von 87,5 % zugrunde gelegt. Aber auch die Intervallgrenzen werden teilweise untersucht, und zwar insbesondere das ehrgeizigere 95 %-Minderungsziel vor dem Hintergrund der Annahme, dass die Treibhausgasreduktion in anderen Sektoren noch schwieriger zu erreichen ist als im Wohngebäudebereich (vergleiche z. B. [Gerbert et al. 2018]).

Es werden die CO₂-Äquivalente der Treibhausgase betrachtet, die bei der Verbrennung der für die Wohngebäude-Energieversorgung eingesetzten Brennstoffe entstehen (in den Gebäuden selbst, aber auch bei der Strom- und Fernwärmeerzeugung), inklusive den in den Vorketten zur Gewinnung der Brennstoffe auftretenden Emissionen. Emissionen und Energieverbräuche zur Herstellung der verwendeten Systeme und Technologien bei Wärmeschutz und Energieversorgung werden nicht betrachtet.

Laut Abschätzungen in [Diefenbach et al. 2013, Anhang II] betrugen die Treibhausgasemissionen für die Wohngebäude-Wärmeversorgung im Jahr 1990 ungefähr 200 Mt/a (Megatonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr). Das Ziel einer 80- bis 95prozentigen Emissionsminderung ergibt einen Zielbereich von 10 – 40 Mt/a, der Mittelwert einer 87,5prozentigen Einsparung führt demnach auf einen Wert von 25 Mt/a.

Die Bedeutung der Wohngebäude-Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasserbereitung) für den Klimaschutz in Deutschland lässt sich wie folgt ungefähr abzuschätzen: Als Grundlage wird der Anteil der Wohngebäude-Wärmeversorgung innerhalb der gesamten Treibhausgasemissionen im Basisjahr 1990 herangezogen. Nach Abschätzungen des IWU lagen die CO₂-Emissionen⁶ für die Wohngebäude-Wärmeversorgung im Jahr 1990 bei etwa 17 % der deutschlandweiten Emissionen, d.h. etwa bei einem Sechstel des nationalen Wertes. Allerdings war 1990 eine relativ milde Witterung in den Wintermonaten zu verzeichnen. Würde man die Emissionen der weiteren Jahre bis etwa 1995 in die Betrachtung einbeziehen, so ließe sich für die Wohngebäude-Wärmeversorgung eher ein Anteil von 20 % für den Beitrag der Wohngebäude-Wärmeversorgung zu den nationalen CO₂-Emissionen ableiten. Dieser Anteil in Höhe von einem Fünftel wird im Folgenden als grober Ansatz für die Bemessung der Bedeutung der Wohngebäude-Wärmeversorgung innerhalb des nationalen Klimaschutzes verwendet.

Diese Faustregel wird insbesondere für das Herunterbrechen von Potentialen erneuerbarer Energien auf den Wohngebäudesektor angewendet: Wenn der Wohngebäude-Wärmeversorgung ein Anteil von einem Fünftel am Problem der deutschlandweiten Klimagasemissionen zukommt, so kann diesem Sektor im Sinne eines Ad-Hoc-Ansatzes auch etwa der gleiche Anteil beispielsweise an den Sonnen- und Windenergiepotentialen zugeordnet werden, die national zur Lösung bzw. Abmilderung des Problems zur Verfügung stehen⁷.

⁵ Ein weiteres Projektziel, nämlich die Untersuchung von Konzepten für zukunftsfähige Neubauten, wird in einem separaten Projektbericht behandelt [Großklos et al. 2019]

⁶ Die Abschätzungen wurden im Rahmen der Studie [Diefenbach et al. 2013] durchgeführt. Sie basieren weitgehend auf Ergebnissen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Für die Ermittlung des prozentualen Anteils der Wohngebäude-Wärmeversorgung wurden die reinen CO₂-Emissionen ohne weitere Treibhausgasemissionen und Vorketten herangezogen.

⁷ Vor diesem Hintergrund wird deutlich, warum hier der in der Vergangenheit liegenden Referenzzeitpunkt der Klimaschutzziele und nicht die aktuelle Situation als Maßstab für den Anteil des Wohngebäudesektors angenommen wird: Im Zeitverlauf verschieben sich die Gewichte zwischen den Sektoren, so dass sich die prozentualen Anteile an den Gesamtemissionen für Sektoren

Dabei ist zu berücksichtigen, dass hinsichtlich dieser Potentiale erhebliche Unsicherheiten bestehen (so dass die zusätzliche Unsicherheit der angewendeten „Ein-Fünftel“-Faustregel nur von begrenzter Bedeutung ist): Verschiedene Studien weisen teils sehr große Abweichungen und Bandbreiten hinsichtlich der möglichen zukünftigen Beiträge von Solar- und Windstrom auf (siehe B.5). Eine detaillierte Bewertung war im Rahmen des vorliegenden Projekts nicht möglich. Sehr überschlägig kann man sagen, dass in den Studien eine zukünftige Stromerzeugung aus Photovoltaik in Höhe von 100 – 250 TWh/a auf Gebäudedächern und zusätzlich in Höhe von 150 – 350 TWh/a in Freilandanlagen für möglich gehalten wird. Hinsichtlich der Windkraft schwanken die Angaben im Bereich von 150 – 400 TWh/a für Windkraft auf dem Festland, ergänzt um zusätzliche Potentiale von etwa 100 – 300 TWh/a für die Offshore-Windenergie auf dem Meer. Vor diesem Hintergrund setzen wir für die vorliegende Studie einen Potentialbereich von insgesamt 250 – 500 TWh/a für die Photovoltaik und ebenso von 250 – 500 TWh/a für die Windkraft an⁸. Heruntergebrochen auf die Wohngebäude-Wärmeversorgung heißt dies annahmegemäß, dass hier in Zukunft 50 – 100 TWh/a Photovoltaik- und weitere 50 – 100 TWh/a Windstrom zur Verfügung stehen.

Hinsichtlich der Biomasseverwendung wurde in früheren IWU-Studien auf Grundlage ähnlicher Überlegungen ein jährliches Potential von 100 TWh/a für die Wohngebäude-Wärmeversorgung angenommen [Diefenbach et al. 2013/2015/2016]. Aufgrund weitergehender Analysen (siehe Anhang E.1) wird in der vorliegenden Untersuchung aber ein deutlich geringeres Potential von nur noch 50 TWh/a (Standardansatz, ausschließlich Verwendung von Holz) angesetzt. Auch die weitere Halbierung auf 25 TWh/a wird in zusätzlichen Analysen betrachtet.

Die bisher genannten Zahlen beziehen sich ausschließlich auf die Wohngebäude-Wärmeversorgung. Wenn der Haushaltsstrom in die Betrachtungen einbezogen wird (s. Kapitel 5), so wird bei den Treibhausgas-Emissionszielen ebenso wie bei den Potentialen erneuerbarer Energien in der Regel ein Zuschlag von 30 % berücksichtigt. Dieser Wert ergibt sich aus der überschlägigen Abschätzung des IWU zur Höhe der Treibhausgasemissionen für den Haushaltsstrom (ohne Wärmeerzeugung) im Jahr 1990: Das Ergebnis von rund 60 Mt/a liegt bei 30 % des Wertes für die Wohngebäude-Wärmeversorgung (200 Mt/a, s.o.)⁹.

Die Annahmen zur Größe des zukünftigen Wohngebäudebestands lehnen sich an die Szenarienansätze aus [Diefenbach et al. 2015/16] für das Jahr 2050 an. Die Wohnfläche im untersuchten Wohngebäudebestand beträgt 3,84 Mrd. m², davon 3,19 Mrd. m² in Bestandsgebäuden mit Baujahren bis 2009 und 0,65 Mrd. m² in Neubauten ab 2010.

Auch die Ansätze hinsichtlich des zukünftigen Wärmebedarfs Q im Wohngebäudesektor¹⁰ greifen auf die Ergebnisse in [Diefenbach et al. 2015/2016] zurück:

ren mit beispielsweise überdurchschnittlicher Erhöhung der Energieeffizienz verringern. Durch die hier gewählte Bewertung wird verhindert, dass in solchen „erfolgreichen“ Sektoren im Gegenzug die Potentiale erneuerbaren Energien gekürzt werden.

⁸ Siehe auch Angang B.5 .Ein Zusammenführen der jeweils optimistischsten Ansätze hätte zu noch höheren Werten geführt, darauf wurde hier verzichtet. Aktuell werden in Deutschland etwa 40 TWh/a Strom aus Photovoltaik und etwas mehr als 100 TWh/a aus Windenergie erzeugt [BMWi/AGEEStat 2018]. Die installierte Photovoltaikleistung befindet sich zu etwa 73 % auf Gebäudedächern (Wohn- und Nichtwohngebäude) [AEE 2019]. Zur Ausschöpfung der Gebäude-Potentiale (s.o.: 100 – 250 TWh/a) erscheint eine weitere konsequente Aktivierung von Dachflächen zur Solarenergiegewinnung notwendig.

⁹ Die Abschätzung beruht auf Angaben in [BMWi 2018] zum Haushaltsstromverbrauch in der Größenordnung von 120 TWh/a für das Jahr 1991 sowie dem dort angegebenen CO₂-Emissionsfaktor der deutschen Stromerzeugung von ca. 0,76 kg/kWh für 1990. Durch das IWU wurde aufgrund eigener Modellannahmen der Stromverbrauch für die Wohngebäude-Wärmeversorgung 1990 (geschätzt rund 45 TWh) herausgerechnet und ein überschlägiger Zuschlag von 7 % zur Umrechnung von reinem CO₂ auf Treibhausgasäquivalente angenommen.

¹⁰ Bei den Angaben handelt es sich um den Gesamt-Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser inklusive Verteilverlusten in den Gebäuden. Dieser ist in der vorliegenden Untersuchung als Netto-Wert (d. h. bereits vermindert um die Wärmerückgewinnung aus Systemen zur kontrollierten Wohnungslüftung) zu interpretieren. Weitere Erläuterungen werden in Anhang A gegeben. Aktuell liegt der Wärmebedarf im deutschen Wohngebäudebestand gemäß den genannten Szenarien ungefähr im Bereich von 550 TWh/a.

Die Bezeichnungen Bedarf und Verbrauch (als Wärme- bzw. Energiebedarf und –verbrauch) werden im vorliegenden Text gleichwertig, also synonym, verwendet. Die häufiger zu findende Unterscheidung zwischen Bedarfen als (nach bestimmten Verfahren) berechnete Werte und Verbräuchen als gemessene Werte wird hier nicht getroffen und würde, da in der Regel von zukünftigen Verbräuchen die Rede ist, auch kaum sinnvoll möglich sein.

- In der Trendentwicklung wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 ein Wert von circa $Q = 450 \text{ TWh/a}$ erreicht würde.
- Durch entsprechende Anstrengungen, nämlich eine sehr weitgehende energetische Modernisierung des Wohngebäudebestandes und einen Neubau auf sehr hohem Energieeffizienzstandard ließe sich – je nach konkreten Annahmen – der Wärmebedarf auf Werte innerhalb des Intervalls von $Q = 300 - 400 \text{ TWh/a}$ reduzieren.
- Unter sehr optimistischen Annahmen ließe sich der Wärmebedarf möglicherweise noch auf Werte in der Größenordnung von $Q = 250 \text{ TWh/a}$ absenken.

Es werden damit zwei Intervalle für den zukünftigen Wärmebedarf betrachtet: Das engere Intervall von $300 - 400 \text{ TWh/a}$ erscheint bei rechtzeitigen Anstrengungen für eine verbesserte Klimaschutzpolitik im Wohngebäudektor, insbesondere im Hinblick auf die Erhöhung der Modernisierungsraten beim Wärmeschutz, realistisch erreichbar. Das weitere Intervall von $250 - 450 \text{ TWh/a}$ läuft von der optimistischen Untergrenze bis hin zur (pessimistischen) Fortschreibung der bisherigen Entwicklung.

In beiden Fällen liegt die Intervallmitte bei $Q = 350 \text{ TWh/a}$. Dieser Wert wird daher als Standardansatz für die Untersuchungen im vorliegenden Projekt verwendet, die jeweiligen Intervallgrenzen werden gesondert untersucht. Die zeitliche Aufteilung des Wärmebedarfs auf die Stundenwerte innerhalb des Jahres wird innerhalb des Simulationsmodells unter Ansatz unterschiedlich verteilter Wärmeschutzstandards im Neubau und Bestand vorgenommen (zu Details des Verfahrens siehe Anhang A).

Die Maßnahmen zur Erreichung des angegebenen Niveaus für den Wärmebedarf lassen sich anhand des Basis-Szenarios aus [Diefenbach et al. 2015] anschaulich machen: Für dieses Szenario ergibt sich – aus Perspektive der vorliegenden Untersuchung – ein Gesamt-Wärmebedarf von etwas über $Q = 340 \text{ TWh/a}$, also nahe an dem genannten Standardansatz¹¹. Dabei wird angenommen, dass mehr als drei Viertel der Bauteilfläche aller Bestandsgebäude mit Baujahren bis 2009 mindestens einmal energetisch verbessert wurde (bei Fenstern mindestens Einbau von Wärmeschutzverglasungen). Im vor der ersten Wärmeschutzverordnung errichteten Altbau liegt dieser Anteil über 95 %. Um dies zu erreichen, wurde eine kontinuierliche Steigerung der durchschnittlichen Wärmeschutz-Modernisierungsrate der Gebäudehülle im Gebäudebestand (Baujahre bis 2009) innerhalb von 10 Jahren, nämlich zwischen 2016 und 2025, angenommen¹². In ungefähr einem Drittel der Bestandsgebäude sind Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung installiert. Im Neubau ab 2010 ist dieser Anteil noch deutlich höher. Außerdem wurde angenommen, dass im Neubau ab 2020 ein für den KfW-Effizienzhausstandard 40 typisches Wärmeschutzniveau erreicht wird. Es zeigt sich also, dass für das Erreichen des angenommenen Standardwertes für den Wärmebedarf ($Q = 350 \text{ TWh/a}$) aus heutiger Sicht ehrgeizige und frühzeitig einsetzende Maßnahmen notwendig sind.

Vor dem Hintergrund dieser Annahmen und Bandbreiten zum Wärmebedarf konzentrieren sich die Untersuchungen im vorliegenden Projekt auf Ansätze zur Wärme- bzw. Energieversorgung der Wohngebäude. Ziel ist es dabei nicht, in detaillierter Weise die schwer überschaubare Vielfalt des Wohngebäudebestandes und seiner Versorgungsoptionen abzubilden, sondern einen grundsätzlichen Überblick über die für den Klimaschutz notwendigen Technologien und Maßnahmen zu gewinnen, allerdings unter detaillierter Be-

¹¹ Der Gesamtwärmebedarf Q ist als Netto-Wert zu verstehen, d.h. die Wärmerückgewinnung aus Lüftungsanlagen ist hierbei bereits berücksichtigt (vom Brutto-Wert subtrahiert). In [Diefenbach et al. 2015] ergibt sich für das Basisszenario im Jahr 2050 ursprünglich ein Netto-Wärmebedarf von etwas mehr als 320 TWh/a . Der Mehrverbrauch an Heizwärme durch verringerten Verbrauch an elektrischem Haushaltsstrom, wie er in der vorliegenden Untersuchung angesetzt wird, war darin aber noch nicht berücksichtigt. Dieser Mehrverbrauch an Heizwärme liegt in der Größenordnung von 20 TWh/a (s. Anhang A.2). Für das Basisszenario ist daher aus Sicht der vorliegenden Untersuchung von einem Gesamt-Wärmebedarf von $Q = \text{ca. } 340 \text{ TWh/a}$ auszugehen.

¹² Diese Rate – ein flächengewichteter Mittelwert über alle Einzelbauteile – sollte in dem genannten Zeitraum von $0,8 \text{ \%/a}$ linear auf $1,8 \text{ \%/a}$ ansteigen. Der Anfangszeitpunkt für diese angenommene Entwicklung – das Jahr 2016 – liegt aus heutiger Sicht schon in der Vergangenheit.

rücksichtigung des zeitlichen Zusammenspiels von Energieangebot (aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen) und Energiebedarf.

Dabei werden vereinfachende Annahmen etwa zur Abbildung der Nah- bzw. Fernwärmeversorgung (siehe Kap. 7.3) und zur angenommenen Energieträgerstruktur getroffen. Als fossiler Energieträger wird ausschließlich Erdgas (also derjenige mit den niedrigsten Treibhausgasemissionen), als Biomasse-Energieträger ausschließlich Holz betrachtet¹³. In Detaildarstellungen zum Stromverbrauch und – zur besseren Vergleichbarkeit – auch bei der Stromerzeugung (Energie und Leistung) wird in der Regel der (Netto-)Vor-Ort-Bedarf der Gebäude und Wärmeversorgungssysteme betrachtet, d.h. für die (Brutto-)Erzeugung¹⁴ in Kraftwerken sind die Verteilverluste des Stromnetzes hinzuzurechnen. Bei der Diskussion der Solar- und Windstromerzeugung und der Ausschöpfung der vorhandenen Potentiale wird diese Brutto-Strommenge zugrunde gelegt.

Die Untersuchungen im vorliegenden Bericht wurden weitgehend am Institut Wohnen und Umwelt durchgeführt. Die Projektpartner Hochschule Darmstadt (Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik) und Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung (Aachen) haben den Prozess mitbegleitet und insbesondere an den Untersuchungen bezüglich der Einbindung in den Kontext der elektrischen Energiewirtschaft intensiv mitgewirkt (siehe Kapitel 8 und Anhang F).

¹³ Ohne Erdgasanschluss erfolgt die Wärmeversorgung also mit Strom (elektrische Wärmepumpe) und/oder Holz. Als Treibhausgas-Emissionsfaktoren (CO₂-Äquivalente inklusive Vorketten) wurden 0,246 kg/kWh für Erdgas und 0,02 kg/kWh für Holz angenommen. Alternativ wäre auch der Einsatz von Flüssiggas denkbar, das sich in seinem Treibhausgas-Emissionsfaktor nicht wesentlich ungünstiger als Erdgas darstellt (0,261 kg/kWh vgl. [Großklos 2014]).

¹⁴ Für die Verluste im Stromnetz werden pauschal 6 % der erzeugten Energie und Leistung angesetzt, der Verteilungsnutzungsgrad beträgt also 94 %. In energiewirtschaftlichen Bilanzen umfasst die Brutto-Stromerzeugung in der Regel auch den Eigenbedarf der Kraftwerke. Dieser wird hier aber nicht mitbetrachtet.

3 Untersuchung von Basisvarianten zur zukünftigen Wärmeversorgung im deutschen Wohngebäudesektor

3.1 Annahmen und Randbedingungen

Im vorliegenden Kapitel werden zehn Varianten zur Wärmeversorgung des deutschen Wohngebäudebestandes untersucht. Ziel ist es, die Konsequenzen verschiedener technologischer Lösungsstrategien zu analysieren und zu vergleichen. Dabei werden auch Kombinationen unterschiedlicher Systeme berücksichtigt. Auf die Abbildung einer starken Ausdifferenzierung, wie sie in einem realen Bestand zu erwarten wäre, wird aber verzichtet, um die Untersuchung übersichtlich zu halten und die grundsätzlichen Unterschiede und Konsequenzen der verschiedenen Lösungsansätze entsprechend herausarbeiten zu können. Die untersuchten Varianten werden vor diesem Hintergrund als Basisvarianten (abgekürzt als Var 0 bis Var 9) bezeichnet.

Bei den Basisvarianten werden übergreifend folgende Ansätze verwendet:

- Der Wärmebedarf Q beträgt 350 TWh pro Jahr, liegt also in der Mitte des in Kapitel 2.2 genannten engeren und weiteren Intervalls für das Jahr 2050.
- Das jährlich für die Wohngebäude-Wärmeversorgung verfügbare Biomassepotential (Holz bzw. Holzpellets) wird zu 50 TWh angenommen (Standardansatz).
- Strom wird zur direkten Wärmeerzeugung über Wärmepumpen oder elektrische Heizstäbe sowie als Hilfsstrom der Wärmeversorgung eingesetzt. Der allgemeine Haushaltsstrom wird hier nicht betrachtet (siehe hierzu Kap. 5).
- Zur Stromerzeugung werden neben der Kraft-Wärme-Kopplung in Form von Erdgas-Blockheizkraftwerken (BHKWs) in den Basisvarianten weiterhin Erdgas-GuD-Kraftwerke, mit Holz befeuerte Kraftwerke und zur Spitzenlastdeckung Erdgas-Gasturbinen-Kraftwerke berücksichtigt.
- Bei Einsatz von elektrischen Wärmepumpen wird unterstellt, dass je zur Hälfte Erdreich und Luft als Wärmequellen verwendet werden. Dieser Ansatz wird in der vorliegenden Studie durchgängig verwendet, solange nichts anderes angegeben ist¹⁵.
- Für Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Anlagen und bivalente Wärmepumpen wird eine Auslegung auf 35 % der maximalen Wärmeleistung angenommen.
- Wärmespeicher werden für den Lastausgleich immer eingesetzt, wenn Wärmepumpen mit Photovoltaik-/Windstrom bzw. KWK kombiniert werden. Das Speichervolumen ist – unter der Annahme dass insbesondere im Bestand der nachträgliche Einbau auf begrenzte Platzverhältnisse trifft – pauschal auf Werte von 400 Liter im Ein-/Zweifamilienhaus und 800 Liter im Mehrfamilienhaus begrenzt¹⁶.
- Im Fall von Solarthermieranlagen (mit Heizungsunterstützung) wird wegen deren größerer Sensitivität bezüglich des Wärmespeichers (vgl. Kap. 3.3) das doppelte Volumen angenommen. Es werden immer Anlagen zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung betrachtet. Da in der Untersuchung insbesondere die Grenzen der Solarthermie ausgelotet werden sollen, sind die Annahmen zu Nutzungsmöglichkeit und Anlagengrößen der Solarthermiesysteme optimistisch gewählt.
- Ergänzende Erdgas-Heizkessel (Spitzenlastkessel für KWK-Anlagen oder bivalente Wärmepumpen) werden als Niedertemperaturkessel, allein eingesetzte Kessel als Brennwertkessel angenommen.

¹⁵ Zum Vergleich: Untersuchungen in [Jochum et al. 2017, S. 142] weisen für das Jahr 2050 ein Angebotspotential von Erd-Wärmepumpen in der Größenordnung von 60 – 66 % aus (bezogen auf den Nutzwärmeverbrauch im gesamten Gebäudebestand).

¹⁶ Bei Nah- und Fernwärme werden die Volumina entsprechend der Anzahl der versorgten Gebäuden entsprechend hochgerechnet. Dabei werden um circa ein Drittel kleinere Speichervolumina pro Wohnfläche als bei den Einzelhaussystemen angenommen.

Die im Folgenden dokumentierten Berechnungen wurden mit den Wetterdaten von drei Gebäude-Standorten (Hamburg, Dresden, Stuttgart) durchgeführt. Vergleichsberechnungen mit allen 30 verfügbaren Standorten zeigen sehr ähnliche Ergebnisse (vgl. Kap. 3.5.5).

3.2 Basisvarianten ohne Berücksichtigung von Photovoltaik- und Windstrom

Bei den ersten sechs Basisvarianten (Var 0 bis Var 5) wird die Verwendung von Photovoltaik- und Windstrom noch nicht berücksichtigt. Es werden die folgenden Konzepte für die Wohngebäude-Wärmeversorgung betrachtet:

- **Var 0: Heizkessel**
Hier erfolgt die Wärmeerzeugung ausschließlich über Erdgas- und Holzpelletkessel. Der Anteil der mit Holz befeuerten Systeme wird hier (wie in allen anderen Varianten) so eingestellt, dass das Biomassepotential von 50 TWh ausgeschöpft wird. In der Variante 0 entspricht dies einem Anteil von 12 % Pellet- und 88 % Erdgas-Kesseln¹⁷.
- **Var 1: Heizkessel mit Solarthermie**
In allen Gebäuden werden gleichzeitig zu den Kesseln Solarthermieranlagen eingesetzt¹⁸. Da alle Gebäude nun weniger Brennstoff verbrauchen, kann der Anteil der Holzpelletkessel zur Ausschöpfung des Biomassepotentials auf rund 19 % erhöht werden.
- **Var 2: KWK und bivalente Wärmepumpen**
Es wird angenommen, dass die Wärmeversorgung in erheblichem Umfang (35 % des Bestandes) über Nahwärmenetze mit jeweils einem Erdgas-Blockheizkraftwerk und ergänzendem Erdgas-Spitzenlastkessel erfolgt. Der Rest des Bestandes wird über bivalente Wärmepumpensysteme versorgt (elektrische Wärmepumpe kombiniert mit Erdgaskessel in 20 %, kombiniert mit Pelletkessel in 45 % des Bestandes).
- **Var 3: KWK und bivalente Wärmepumpen mit Solarthermie**
Ausgehend von Basisvariante 2 wird hier unterstellt, dass in allen Gebäuden, also sowohl bei Einzelhausheizung als auch in den Nahwärmesystemen, Solarwärmeanlagen eingesetzt werden. Der Nahwärmeanteil beträgt weiterhin 35 %, zu Ausschöpfung der Biomassepotentiale wird der Anteil der bivalenten Wärmepumpen mit Pelletkessel auf 55 % erhöht, der Anteil der Wärmepumpen mit Erdgaskessel dementsprechend auf 10 % reduziert.
- **Var 4: Kraftwerke und Wärmepumpen**
Hier handelt es sich um eine „rein elektrische“ Variante der Wärmeerzeugung: Zur Wärmeerzeugung in den Gebäuden werden ausschließlich monovalente elektrische Wärmepumpensysteme eingesetzt. Die Stromerzeugung erfolgt in zentralen Erdgas- und Holzkraftwerken (ohne Kraft-Wärme-Kopplung)
- **Var 5: Kraftwerke und Wärmepumpen mit Solarthermie**
Die Basisvariante 4 wird hier um solarthermische Anlagen auf allen Gebäuden ergänzt.

Abbildung 3 zeigt in der Jahresbilanz den Beitrag der einzelnen Systeme zur Gesamt-Wärmeerzeugung im Wohngebäudebestand.

¹⁷ Der Umstand, dass der Anschlussgrad an das Erdgasnetz hier und in anderen Varianten für so hohe Erdgas-Anteile aus heutiger Sicht nicht ausreicht, soll in dieser eher theoretischen Untersuchung keine Rolle spielen. In einem realen Szenario wäre ein Teil der Erdgassysteme durch Heizöl (mit deutlich ungünstigerem Treibhausgas-Emissionsfaktor) oder Flüssiggas (mit ähnlichen aber nicht ganz so günstigen Emissionswerten wie Erdgas) zu ersetzen.

¹⁸ Potentialgrenzen für die Nutzung von Solarthermie, insbesondere das Fehlen geeigneter Dachflächen auf Gebäuden, werden hier also nicht berücksichtigt.

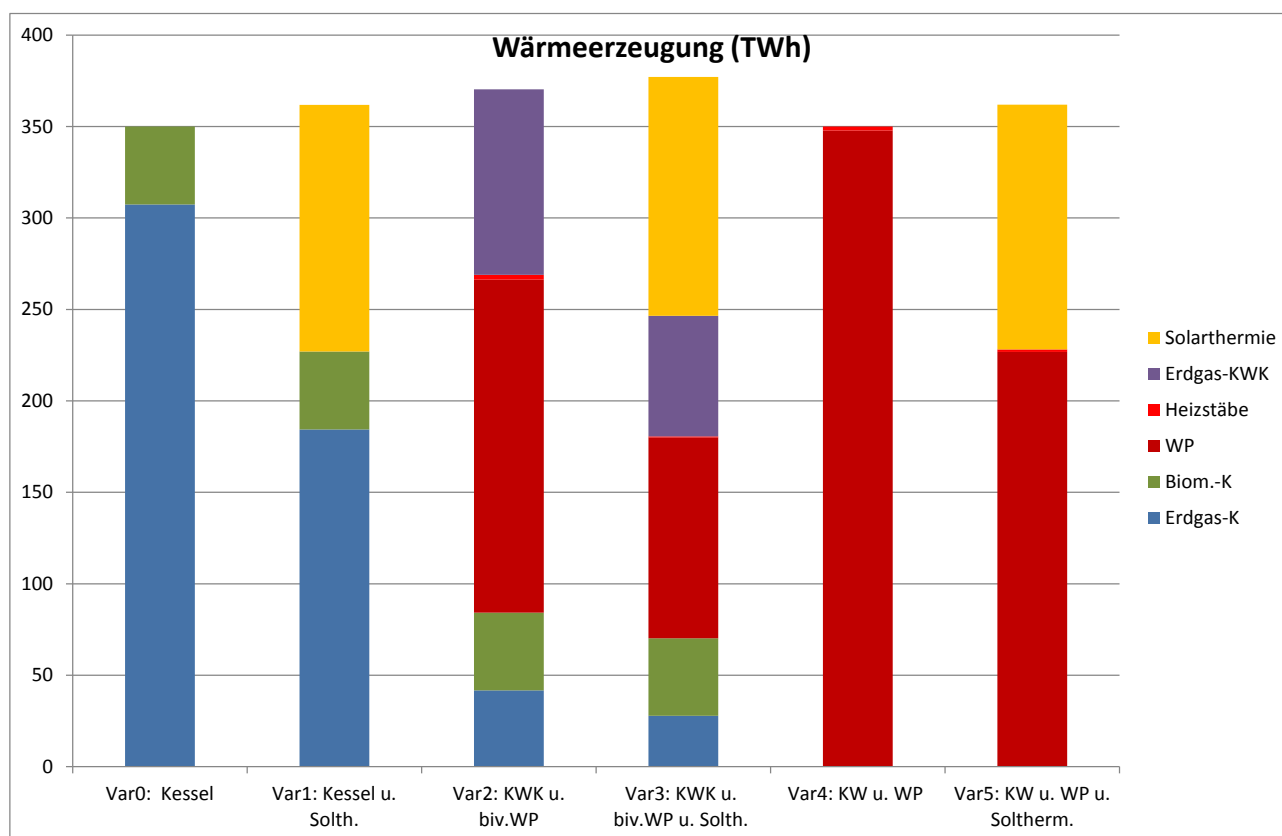


Abbildung 3: Basisvarianten 0 - 5 (ohne Solar- und Windstrom): Jährliche Wärmeerzeugung nach Einzelsystemen

In der ersten Variante (Var 0) erfolgt die Wärmeerzeugung weit überwiegend durch Erdgas-Kessel (blauer Balken). Der Beitrag der Holzpelletkessel (grün) ist durch das Biomassepotential von 50 TWh begrenzt, aufgrund der Wärmeverluste der Holzpelletkessel liegt deren Wärmebeitrag etwas unter 50 TWh. In der Summe werden genau 350 TWh, also der Gesamtwärmebedarf des Wohngebäudebestandes, erzeugt.

In den anderen Varianten liegt die Wärmeerzeugung zum Teil über diesem Wert, da in diesen Fällen Wärmespeicherverluste (insbesondere für Solarthermie) sowie die Verluste des Nahwärmenetzes (Var 2 und Var 3) hinzukommen.

Der Beitrag der Solarthermie ist in allen betroffenen Varianten (Var 1, 3 und 5) sehr relevant und beträgt (nach Abzug der Speicherverluste) rund ein Drittel des Gesamtwärmebedarfs der Gebäude. Hier ist zu beachten, dass mit Annahme einer vollständigen Abdeckung aller Gebäude sowie einer großzügigen Auslegung der Solaranlagen (immer mit Heizungsunterstützung) und Wärmespeicher (doppeltes Volumen) sehr optimistische Annahmen mit eher theoretischer Bedeutung getroffen wurden.

In den Varianten mit Nahwärmenetz und KWK spielen die (ergänzend zu KWK und Wärmepumpen eingesetzten) Heizkessel nur noch eine untergeordnete Bedeutung für die Wärmeversorgung. Diese erfolgt zu großen Teilen über die KWK-Anlagen, vor allem aber über die mit KWK-Strom versorgten Wärmepumpen. Kleine Beiträge von elektrischen Heizstäben sind dadurch zu erklären, dass aufgrund von „Must-Run-Bedingungen“ bei den BHKW (angenommene Mindestlaufzeit: eine Viertelstunde) in geringem Umfang Stromüberschüsse abgebaut werden, die sonst ungenutzt das untersuchte Gesamtsystem „Wärmeversorgung der Wohngebäude“ verlassen würden.

In den letzten beiden Varianten erfolgt die Wärmeerzeugung ausschließlich (Var 4) bzw. neben der Solarwärme überwiegend (Var 5) in monovalenten elektrischen Wärmepumpen. Kleine Beiträge elektrischer Heizstäbe (die hier immer begleitend zu Wärmepumpen installiert sind) kommen auch dadurch zustande, dass die Auslegung in den Berechnungen nur grob und nicht exakt auf die im jeweiligen Simulationslauf tatsächlich erreichte Spitzenlast vorgenommen wurde.

Im Hinblick auf elektrische Energie werden nur diejenigen Strommengen betrachtet, die für die Wohngebäude-Wärmeversorgung eingesetzt werden. Die Jahresbilanz ist in Abbildung 4 dargestellt, und zwar aufgeschlüsselt nach dem Beitrag der jeweiligen Stromerzeugungssysteme, aufsummiert zu Jahreswerten. Dabei handelt es sich um Netto-Werte nach Abzug von Verteilverlusten im Stromnetz, d.h. die Gesamtsumme entspricht jeweils dem Strombezug der Gebäude in der jeweiligen Variante.

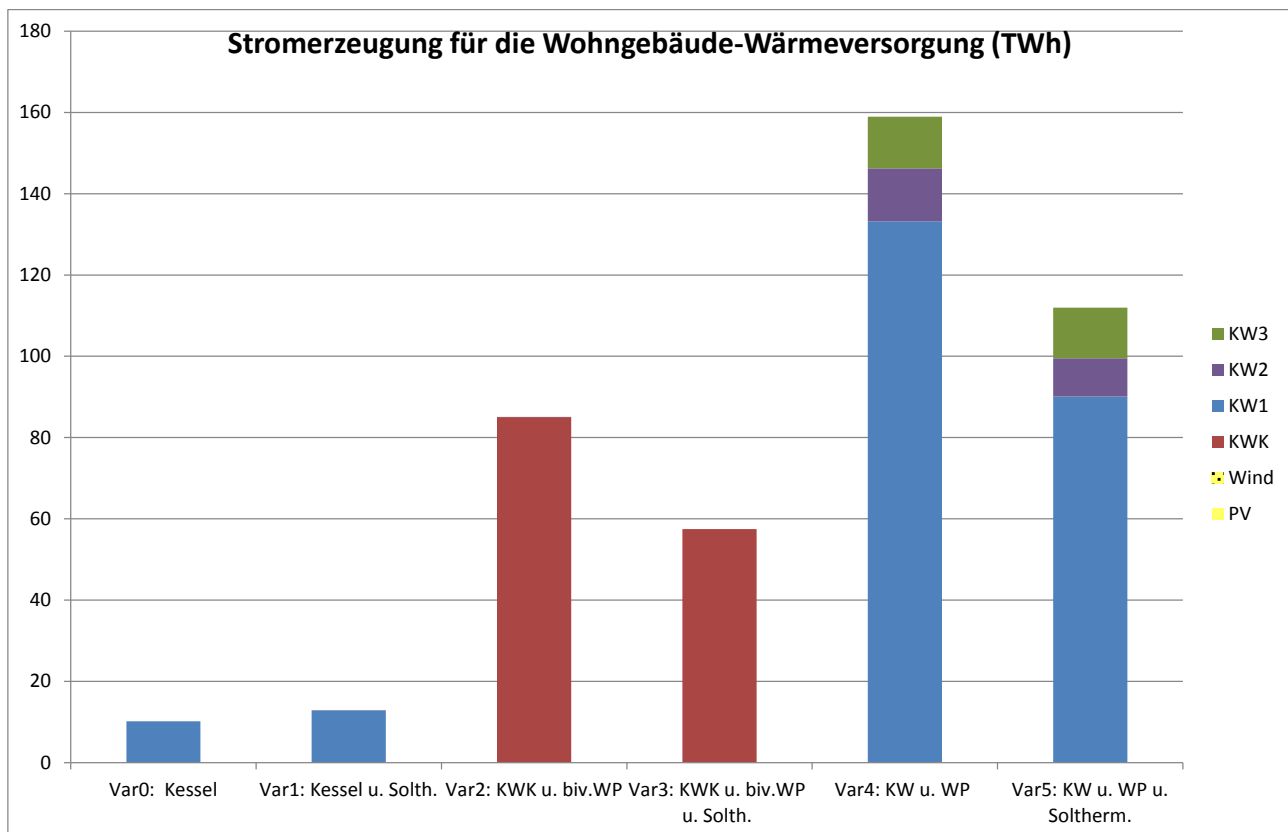


Abbildung 4: Basisvarianten 0 - 5 (ohne Solar- und Windstrom): Jährliche Stromerzeugung (netto nach Abzug von Verteilverlusten) für die Wohngebäude-Wärmeversorgung nach Einzelsystemen

KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

Kraftwerke (KW): KW 1: Erdgas-GuD-KW, KW 2: Gasturbinen-KW, KW 3: Holz-KW

In den ersten beiden Varianten (0 und 1) mit Heizkessel-Wärmeversorgung wird elektrischer Strom nur als Hilfsenergie und nicht zur direkten Wärmeversorgung benötigt. Dementsprechend liegt nur ein geringer Stromverbrauch und auch nur eine geringe Stromerzeugung in der Größenordnung von 10 TWh pro Jahr vor.

In den Varianten 2 und 3 erfolgt die Stromerzeugung (nun auch für Wärmepumpen) ausschließlich in den betrachteten KWK-Anlagen und erreicht eine Größenordnung von 60 – 80 TWh (mit/ohne Solarthermie).

In den Varianten 4 und 5, in denen monovalente Wärmepumpen verwendet werden, erfolgt die Stromerzeugung in brennstoffbetriebenen Kraftwerken ohne Wärmeauskopplung. Vorwiegend werden Erdgas-GuD-Kraftwerke, mit geringerem Anteil zu Spitzenlastdeckung auch Gasturbinen-Kraftwerke eingesetzt. Mit einem ebenfalls geringen Anteil, der einer Ausnutzung des 50-TWh-Biomassepotentials entspricht, werden

auch mit Holz befeuerte Kraftwerke eingesetzt. Die benötigten Strommengen liegen in der Größenordnung von 110 bis 160 TWh (mit / ohne Solarthermieseinsatz), also erheblich über den restlichen Varianten.

Betrachtet man statt der elektrischen Energie die benötigte elektrische Leistung (maximaler Stundenwert) für die einzelnen Stromerzeugungsanlagen, so ergibt sich die Darstellung in Abbildung 5¹⁹.

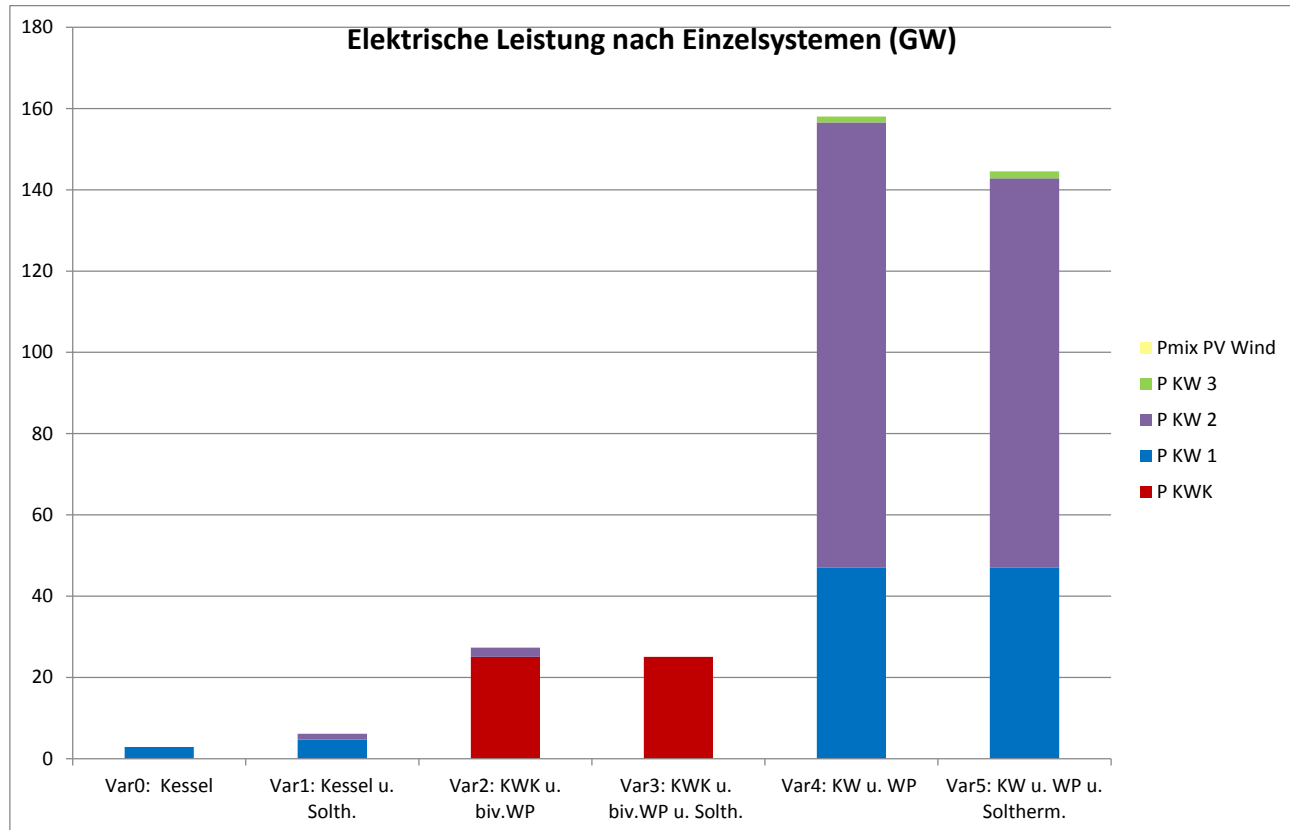


Abbildung 5: Basisvarianten 0 - 5 (ohne Solar- und Windstrom): Stromerzeugungsleistung (netto) nach Einzelsystemen

KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

Kraftwerke (KW): 1: Erdgas-GuD-KW, 2: Gasturbinen-KW, 3: Holz-KW

Die Unterschied zwischen den einzelnen Variantengruppen (0/1: Kessel, 2/3: KWK und bivalente Wärmepumpen sowie 4/5: monovalente Wärmepumpen) stellen sich hier bei Betrachtung der elektrischen Leistung noch deutlicher dar als bei den Energiemengen in der vorherigen Abbildung: Während bei Wärmeversorgung über Heizkessel lediglich eine elektrische Leistung in der Größenordnung von 5 GW für den elektrischen Hilfsstrom benötigt wird, liegt dieser Wert im Fall der Varianten 2/3 mit BHKWs und bivalenten Wärmepumpen bereits bei rund 25 GW.

Noch erheblich größer ist demgegenüber der Leistungsbedarf für die Varianten 4 und 5, der in der Größenordnung von 150 GW liegt. Eine rein elektrische Wärmeversorgung (selbst wie hier über Wärmepumpen und nicht direkt-elektrisch) würde also eine besondere Herausforderung für das elektrische Energiesystem darstellen. Die Frage der Realisierbarkeit sowie verschiedener weitere Restriktionen und Randbedingungen im elektrischen Energiesystem, insbesondere im Stromnetz, werden in Kapitel 8 detaillierter untersucht.

Bei Betrachtung der einzelnen Wärmeerzeugungssysteme fällt auf, dass die Gasturbinenkraftwerke (KW 2, violetter Balken) auch in den Varianten 1 und 2 zur Leistungsbereitstellung eingesetzt werden, wenn auch mit minimalem Beitrag zur Energieerzeugung, der in der Darstellung von Abbildung 4 gar nicht erkennbar

¹⁹ Auch hier ist eine um Verteilverluste reduzierte „Netto-Leistung“ dargestellt.

ist. Besonders deutlich ist der Leistungsbeitrag der Gasturbinen-Kraftwerke in den Varianten 4 und 5, auch hier steht der Leistungsbereitstellung in diesen – im Vergleich zu den GuD-Kraftwerken bei den Investitionskosten günstigeren aber gleichzeitig ineffizienteren Systemen – ein zwar merklicher, aber deutlich kleinerer Anteil an der Stromerzeugung in Abbildung 4 gegenüber.

Im Zusammenhang mit Abbildung 5 ist noch zu beachten, dass hier die maximalen Leistungswerte für die Einzelsysteme unabhängig voneinander ermittelt wurden – sie entsprechen damit der benötigten installierten Leistung jedes Einzelsystems – und daher auch zu unterschiedlichen Zeiten in der Jahressimulation auftreten können. Die tatsächlich benötigte elektrische Maximalleistung der Wohngebäude ist also gegebenenfalls geringer als die dargestellte Summe der einzelnen Leistungsmaxima. Eine genauere Betrachtung zeigt allerdings, dass in den hier untersuchten Fällen keine bzw. nur geringe Differenzen auftreten, also auch die tatsächlich erreichten Leistungsmaxima in den einzelnen Varianten ungefähr der jeweiligen Höhe des Gesamtbalkens in Abbildung 5 entsprechen.

Im Hinblick auf Ressourcenverbrauch und Klimaschutz sind der Einsatz von Brennstoffen und die Treibhausgasemissionen von entscheidender Bedeutung. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6 und Abbildung 7 dargestellt.

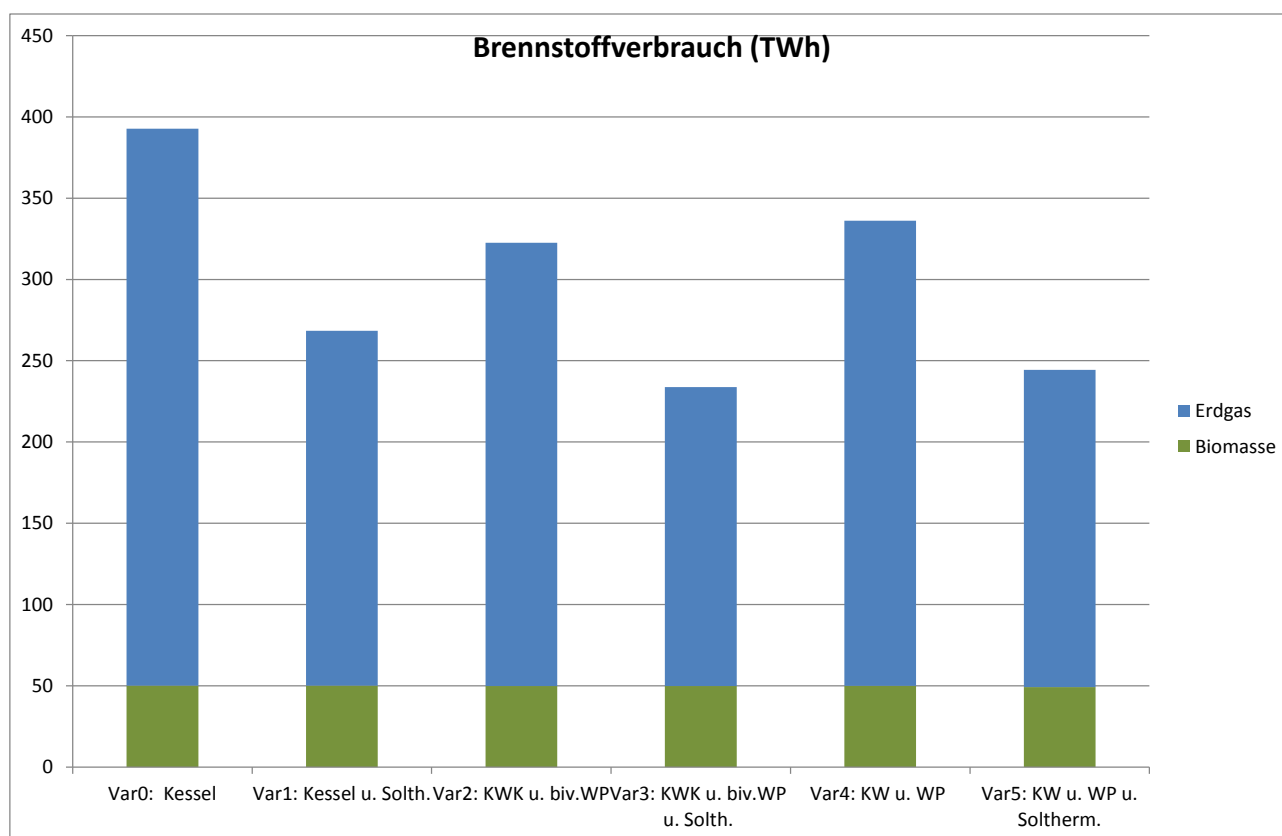


Abbildung 6: Basisvarianten 0-5 (ohne Solar- und Windstrom): Jährlicher Gesamt-Brennstoffverbrauch in den Gebäuden, Wärmenetzen und Stromerzeugungsanlagen (unterer) Heizwert der Brennstoffe

Als Brennstoffe wurden in den Untersuchungsvarianten nur Erdgas und Biomasse (Holz) betrachtet. Der Biomasseeinsatz wurde jeweils so justiert, dass das angenommene Potential von 50 TWh ungefähr ausgeschöpft wurde. Die verbleibenden Unterschiede liegen also im Erdgasverbrauch und schlagen sich entsprechend bei den Treibhausgasemissionen in Abbildung 7 nieder.

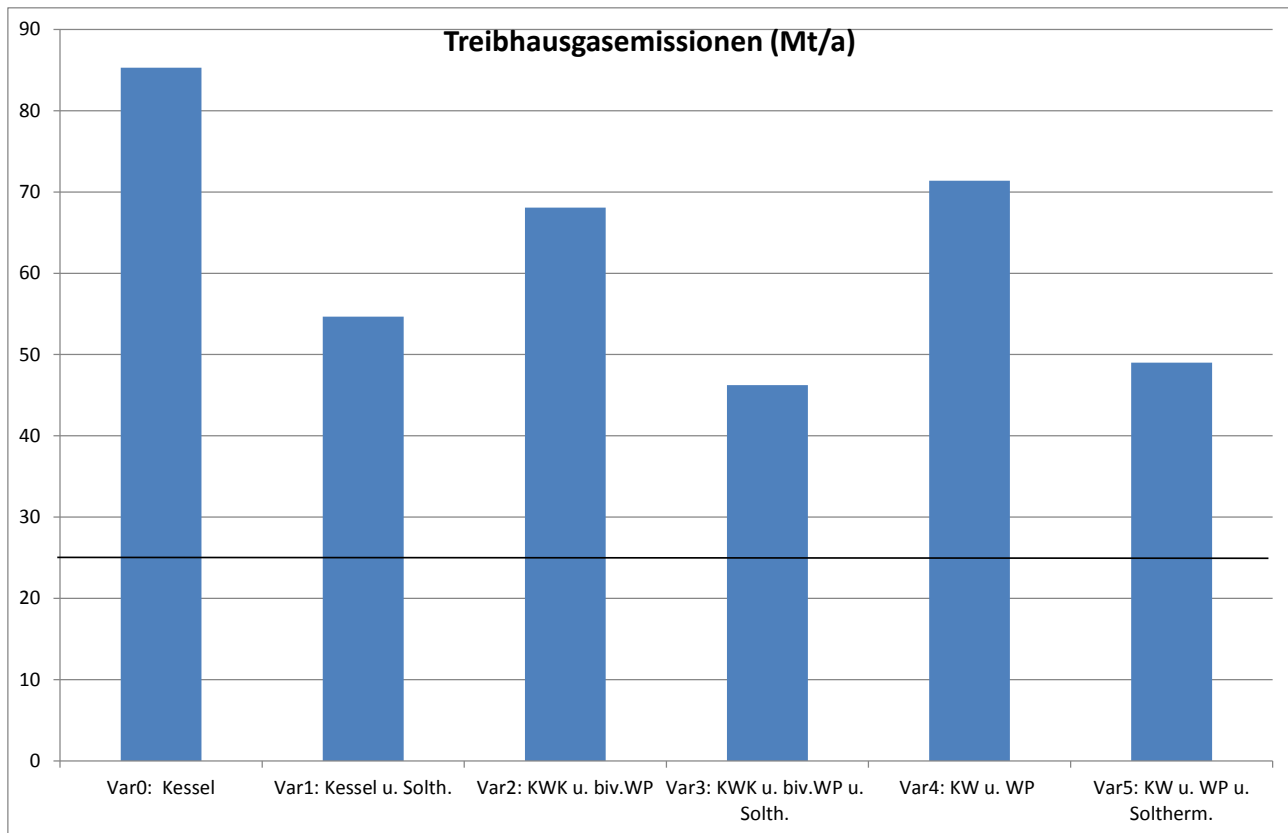


Abbildung 7: Basisvarianten 0 - 5 (ohne Solar- und Windstrom): Jährliche Treibhausgasemissionen
CO₂-Äquivalente (Megatonnen CO_{2e} pro Jahr) aller beim Brennstoffeinsatz entstehenden Treibhausgase inklusive Vorketten der Brennstoffgewinnung
schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude-Wärmeversorgung 25 Mt_{CO2e}/a

Die höchsten Treibhausgasemissionen mit rund 85 Mt/a treten erwartungsgemäß in der Variante 0 mit reiner Kesselheizung auf. Durch den Einsatz von Solarthermie in der Variante 1 (mit Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung in allen Gebäuden) lässt sich dieser Wert auf rund 55 Mt/a reduzieren. Dies ist aber immer noch mehr als doppelt so viel wie der Zielwert von 25 Mt/a, der als schwarze Linie im Diagramm eingezeichnet ist.

Der Vergleich von Variante 0 mit Variante 2 und Variante 4 zeigt, dass bei Übergang zu einer effizienteren Wärmeversorgung mit KWK und Wärmepumpen bzw. modernen Kraftwerken und Wärmepumpen deutliche Treibhausgaseinsparungen zu erreichen sind: Diese sinken von 85 Mt/a um etwa 15 Mt/a auf rund 70 Mt/a, wobei die Variante 2 mit der Kombination von KWK und bivalenten Wärmepumpen mit 68 Mt/a etwas, aber nicht durchgreifend günstiger abschneidet als die rein elektrische Variante 4 mit 71 Mt/a.

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei Vergleich der Varianten mit Solarthermie: Gegenüber der Variante 1 mit Heizkesseln (55 Mt/a) ergibt sich eine Reduktion auf etwa 45 – 50 Mt/a (genauer: 46 Mt/a in Variante 3 bzw. 49 Mt/a Variante 4).

Auch die beiden Varianten mit dem geringsten Ausstoß an Treibhausgasen (Varianten 3 und 5) sind noch weit, nämlich fast um den Faktor Zwei, vom Zielwert der Treibhausgasemissionen entfernt.

Insgesamt wird deutlich, dass unter Annahme eines Gesamtwärmeverbrauchs im zukünftigen Wohngebäudebestand von 350 TWh/a (wie erläutert ein mittlerer Schätzwert für eine ehrgeizige Wärmeschutzstrategie bis 2050) die Wärmeerzeugung allein mit Heizkesseln nicht zur Einhaltung der Klimaschutzziele führen

kann. Dies gilt auch dann, wenn gleichzeitig sehr optimistische Annahmen zu den Beiträgen der Solarthermie getroffen werden.

Der Übergang zu effizienteren Wärmeerzeugungssystemen (KWK und Wärmepumpen bzw. monovalente Wärmepumpen) ergibt merkliche Energieeinsparungen und Emissionsminderungen gegenüber der reinen Kesselheizung, führt aber immer noch zu einer deutlichen Verfehlung des Emissionsziels (auch in Kombination mit Solarthermie)²⁰.

Vor diesem Hintergrund wird in Kapitel 3.4 zusätzlich die Stromerzeugung aus Solar- und Windstrom in die Konzepte mit einbezogen. Zunächst erfolgt aber in Kapitel 3.3 ein Vergleich der Solarthermie mit der Kombination von Photovoltaik und Wärmepumpen.

3.3 Vergleich der Wärmeerzeugung aus Solarthermie und Photovoltaik / Wärmepumpen

Für die direkte Nutzung von Sonnenenergie für die Wärmeversorgung gibt es zwei Möglichkeiten: Die Erzeugung von Wärme durch Solarkollektoren (Solarthermie) oder die Nutzung von Solarstrom aus Photovoltaikmodulen für die Wärmeerzeugung durch Heizstäbe bzw. (auf effizientere Weise) durch Wärmepumpen. Abbildung 8 zeigt den Vergleich dieser beiden Optionen. Die Untersuchungen wurden für den deutschen Wohngebäudesektor mit den Randbedingungen der Basisvarianten durchgeführt. Für die Wärmeerzeugung wurde neben dem Solarsystem – also Solarthermie oder der Kombination Photovoltaik/monovalente Wärmepumpen, jeweils inklusive Wärmespeicher – ein Heizkessel eingesetzt, der die restliche Wärmeerzeugung ohne Einsatz des Wärmespeichers übernimmt. Diese Berechnung wurde zunächst ohne Solarsystem und ohne Wärmespeicher durchgeführt. Mit Einsatz eines Solarsystems reduziert sich die restliche Wärmeerzeugung prozentual gegenüber dem Anfangswert. Dieser Prozentwert wird hier als solarer Deckungsgrad D_{Solar} angegeben²¹. Es wurden wiederum zur Hälfte Luft- und Erd-Wärmepumpen angenommen.

Dargestellt ist der solare Deckungsgrad in Abhängigkeit von einem Faktor f_A , der die Kollektor- bzw. Modulfläche bezogen auf den jeweiligen Vergleichsfall angibt. Beispielsweise ist bei $f_A = 2$ die Kollektorfläche bzw. die Photovoltaikmodulfläche (und damit auch die Stromerzeugung) doppelt so groß wie im jeweiligen Vergleichsfall. Als Vergleichsfall wird bei der Solarthermie der Einsatz von kleineren Anlagen angesetzt²². Bei der Photovoltaik ist der Vergleichsfall derjenige, der mit der gewählten Solarstromproduktion denselben Deckungsgrad erreicht wie die genannten Solarthermieanlagen. Diese Übereinstimmung ergab sich in den Untersuchungen bei einer Jahresstromproduktion von 29,5 TWh.

Für die Solarthermie sind in Abbildung 8 drei Kurven angegeben: Anlagen mit Standard-Speichergröße und 30° Anlagenneigung sowie Anlagen mit doppelter Speichergröße und 30° bzw. 45° Neigung. Die in den Basisvarianten angesetzten Solarthermieanlagen sind als roter Punkt gesondert markiert²³. Dieser Ansatz mit $f_A = 2,5$ ist aufgrund der Annahme eines flächendeckenden Einsatzes von großzügig ausgelegten Solarther-

²⁰ Neben dem hier betrachteten Ziel einer Emissionsminderung um 87,5 % würde auch das 80%-Ziel mit einem Zielwert von 40 Mt/a in allen Varianten 0-5 verfehlt werden.

²¹ Würde man stattdessen für den Deckungsgrad die erzeugte Solarwärme in Relation zum gesamten Wärmeverbrauch (inklusive Wärmespeicherverlusten) angeben, so erhielte man einen höheren Zahlenwert. Allerdings ist zu beachten, dass die nicht nutzbaren Wärmespeicherverluste allein durch die Verwendung des Solarsystems entstehen, so dass dieser erhöhte Wert hier nicht als der geeignete Maßstab für den Nutzen der solaren Wärmeerzeugung erscheint.

²² Solarkollektorfläche bezogen auf die Wohnfläche: 4 % beim Ein-/Zweifamilienhaus und 2 % beim Mehrfamilienhaus, d.h. eher typisch für die reine Warmwasserbereitung. Die Möglichkeit der Heizungsunterstützung wird aber auch hier angenommen. Für den Wärmespeicher wird die Standardgröße der Basisvarianten bei Einsatz von Wärmepumpen und KWK-Anlagen verwendet (s. Kap. 3.1). Die Solarkollektoren sind nach Süden ausgerichtet und um 30° gegenüber der Horizontalen geneigt.

²³ Die Solarkollektorfläche beträgt bezogen auf die Wohnfläche 10 % beim Ein-/Zweifamilienhaus und 5 % beim Mehrfamilienhaus. Es sind das doppelte Speichervolumen und die für größere Systeme mit Heizungsunterstützung günstigere 45°-Neigung angenommen.

mieanlagen zur Heizungsunterstützung bereits als sehr optimistisch anzusehen, darüber hinausgehende Werte von f_A haben demnach weitgehend nur noch theoretische Bedeutung.

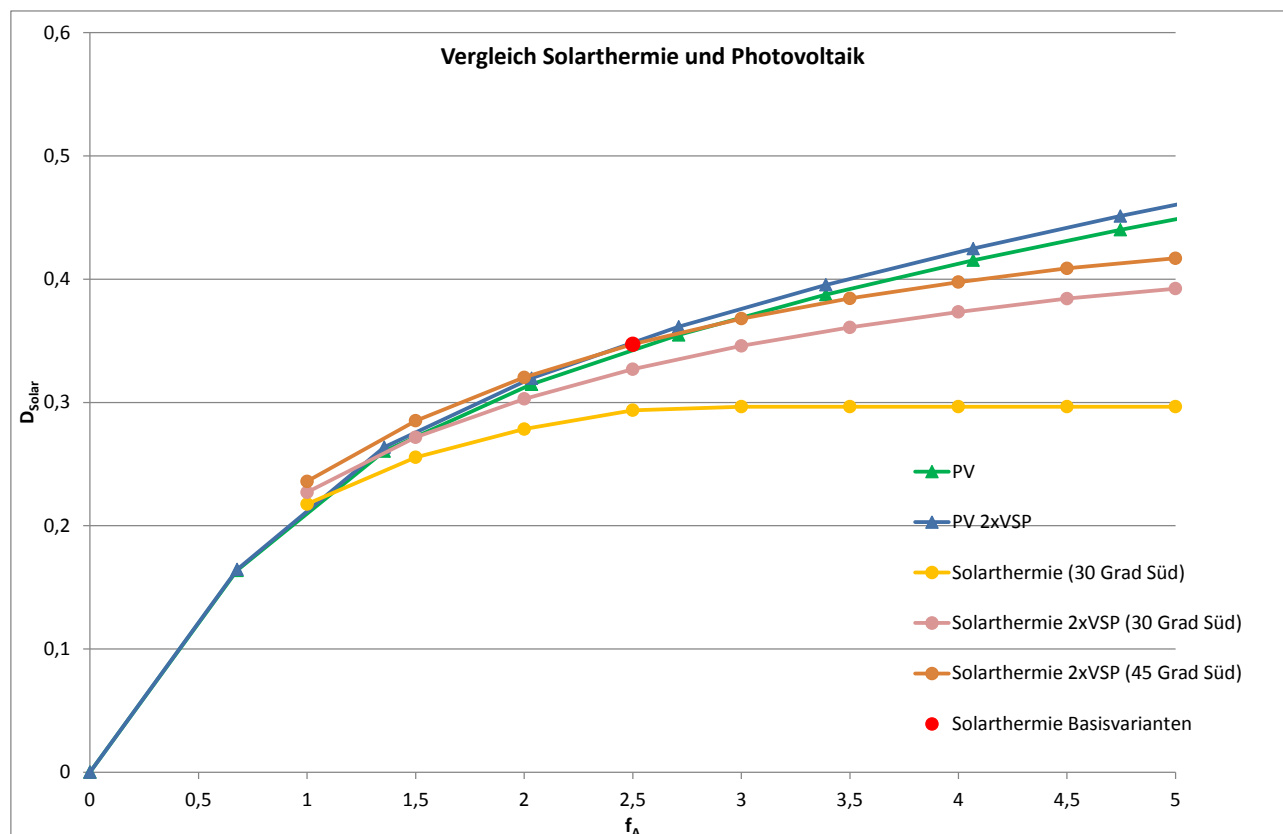


Abbildung 8: Vergleich von Solarthermie mit Photovoltaik / Wärmepumpen zur Wärmeerzeugung: Solarer Deckungsgrad abhängig von der Kollektor- bzw. Modulfläche
 f_A : Solarkollektor- bzw. Solarmodulfläche bezogen auf den Vergleichsfall
 2xVSP: Doppeltes Speichervolumen gegenüber dem Vergleichsfall

Es zeigt sich, dass der Anstieg des solaren Deckungsgrads mit der Kollektorfläche bei der einfachen Speichergröße etwa bei einem Wert von 30 % ($D_{\text{Solar}} = 0,3$) abbricht. Der Effekt lässt sich dadurch erklären, dass in kleineren Speichern schnell höhere Temperaturen erreicht werden, die dann gegebenenfalls auch bei mittlerer Sonneneinstrahlung durch die Kollektoren selbst nicht mehr erreicht werden können, so dass dann keine weitere Speicherladung möglich ist. Mit der doppelten Speichergröße lassen sich deutlich weitgehende Steigerungen des solaren Deckungsgrads erreichen, die stärkere Neigung der Kollektoren auf 45° gegenüber 30° erweist sich hier als vorteilhaft.

Im Fall der Photovoltaik (kombiniert mit monovalenten Wärmepumpen sowie zusätzlich ergänzenden Heizstäben) ist der Effekt der Speichergröße weniger auffällig: Die blaue Kurve mit doppeltem Volumen liegt nur wenig über der grünen mit Standard-Speichergröße. Hier ist zu beachten, dass auch bei geringer Solareinstrahlung und bereits hohen Speichertemperaturen²⁴ immer noch ein (wenn auch geringer) Wärmeinput durch die elektrischen Heizstäbe möglich ist, die bei Wärmepumpen immer ergänzend vorhanden sind.

²⁴ auch oberhalb der durch Wärmepumpen erreichbaren Grenztemperatur, die hier zu 60 °C angenommen wurde.

Entscheidend für die weiteren Überlegungen ist die Feststellung, dass die Kurven für die Kombination Photovoltaik / Wärmepumpen in weiten Bereichen etwa gleichauf mit den Solarthermiesystemen liegen (bei doppeltem Speichervolumen) bzw. sogar günstiger verlaufen (bei Standard-Speichervolumen). Dies bedeutet, dass sich Solarthermieranlagen durch Photovoltaikanlagen bei der Wärmeerzeugung grundsätzlich substituieren lassen. Im Rahmen der vorliegenden Studie ist dies in zweierlei Hinsicht von wesentlicher Bedeutung:

- Die weiteren Analysen können stark vereinfacht werden, indem nun nur noch die Photovoltaik und nicht mehr die Solarthermie untersucht wird. Durch die Verschiebung von Anteilen zwischen Solarthermie und Photovoltaik sind in den Untersuchungen im vorliegenden Bericht, die auf ein grundsätzliches Verständnis der Energiespar- und Klimaschutzoptionen im Wohngebäudesektor und nicht auf technische Anlagendetails abzielen, keine wesentlich anderen Ergebnisse zu erwarten²⁵. Diese weiteren Untersuchungen betrachten also nur noch die Photovoltaik, stehen mit ihren Ergebnissen aber stellvertretend genauso für den Fall, dass ein Teil der solaren Wärmeerzeugung tatsächlich auch durch Solarthermieranlagen erfolgt.
- Während die in den Untersuchungen getroffene Annahme, den Wohngebäudebestand flächendeckend mit Solarwärme zu versorgen, im Fall der Solarthermie aufgrund teils nicht geeigneter Dachflächen bzw. fehlender Wärmenetze nicht vollständig durchführbar erscheint, entsteht durch die Hinzunahme der Photovoltaik eine neue Situation: Über das Stromnetz kann die Sonnenenergie zu allen Gebäuden transportiert werden und dort über Wärmepumpen oder – wenn diese nicht installierbar sind – notfalls auch durch elektrische Heizstäbe in Wärme umgewandelt werden. Neben dem Solarstrom gilt dies im Übrigen auch für den Strom aus Windkraft. Es erscheint damit zumindest im Grundsatz möglich, einen flächendeckenden Zugang der Gebäude zu den fluktuierenden Energien Sonne und Wind und deren Verwendung auch für die Wärmeversorgung zu erreichen²⁶.

3.4 Basisvarianten mit Berücksichtigung von Photovoltaik- und Windstrom

Es werden vier weitere Basisvarianten für die Wohngebäude-Wärmeversorgung definiert (Var 6 bis Var 9), in denen nun auch Strom aus Photovoltaik (PV) und Windstrom berücksichtigt wird. Für alle zusätzlichen Varianten wird dabei folgende Annahme getroffen:

- Beitrag der Photovoltaik zur Stromerzeugung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung: 40 TWh/a
- Beitrag der Windkraft für die Wohngebäude-Wärmeversorgung 80 TWh/a

Dabei handelt es sich um Brutto-Werte, nach Abzug der Netzverlusten (6 %) stehen hiervon noch rund 38 bzw. 75 TWh/a für die Wohngebäude zur Verfügung. Laut den Überlegungen in Kap. 2.2 werden hierdurch insbesondere für die Windenergie die vorhandenen Potentiale (heruntergebrochen auf die Wohngebäude-Wärmeversorgung 50 – 100 TWh/a, brutto) im Rahmen der bestehenden Unsicherheiten sehr weitgehend ausgeschöpft.

Auf differenziertere Ansätze mit unterschiedlichen Solar- und Windstromanteilen wird hier zunächst verzichtet, eine detailliertere Diskussion erfolgt in Kapitel 4. Im vorigen Abschnitt 3.3 wurde gezeigt, dass der alleinige Einsatz der Photovoltaik zur Wärmeerzeugung (über den Umweg elektrischer Wärmepumpen) in etwa gleichwertig mit der direkten Solarwärmeerzeugung ist, also im Grundsatz bereits in den Solarwärmevervarianten Var 1, 3 und 5 mit abgebildet wurde. Die beiden Technologien können sich weitgehend substituieren, allerdings bietet die Variante mit elektrischer Wärmepumpe wie gesehen zusätzlich die Möglichkei-

²⁵ Natürlich bestehen im Einzelnen sehr wohl noch Unterschiede zwischen den Technologien - z. B. ist bei der Solarthermie im Vergleich zu Wärmepumpen auf den geräuschlosen Betrieb und die Möglichkeit der effizienten Erzeugung höherer Temperaturen durch Vakuumkollektoren hinzuweisen.

²⁶ Einschränkungen für einen flächendeckenden Zugang und „Abdeckungsgrade“ als Maßstab für die Zugänglichkeit des Gebäudebestands zur Solar- und Windenergie werden später in Kapitel 4.4.2 diskutiert.

ten, erstens Solarenergie auch zu denjenigen Gebäuden zu transportieren, die keine solar nutzbaren Dachflächen aufweisen und auch nicht an Nahwärme mit Solarwärmeeinspeisung angeschlossen sind sowie zweitens neben der Sonnen- auch noch die Windenergie effizient zu nutzen. Vor diesem Hintergrund wird in den folgenden Basisvarianten 6-9 zur Vereinfachung auf die Untersuchung denkbarer Kombinationen von Solar- und Windstrom mit Solarwärmeanlagen verzichtet. Es werden folgende Wärmeversorgungskonzepte betrachtet:

- **Var 6: Photovoltaik/Windstrom, Kraftwerke und Wärmepumpen**
Ausgehend von der „rein elektrischen“ Basisvariante Var 4 mit monovalenten Wärmepumpen wird hier die Photovoltaik- und Windstromnutzung mit einbezogen.
- **Var 7: PV-/Windstrom, Kraftwerke und bivalente Wärmepumpen**
Gegenüber Variante 6 wird unterstellt, dass statt monovalenter nun bivalente Wärmepumpensysteme (kombiniert mit Erdgas- bzw. Holzpelletkesseln mit jeweils 50 % Anteil im Gesamtbestand) vorliegen. Die Biomassenutzung (mit Ausschöpfung der Potentialgrenze von 50 TWh/a) erfolgt nun nicht mehr in Holz-Kraftwerken, sondern in den Pelletkesseln.
- **Var 8: PV-/Windstrom, bivalente Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung**
Ein relevanter Teil des Wohngebäudebestandes (30 %) wird über Nahwärmenetze mit Erdgas-BHKWs und Erdgas-Spitzenlastkesseln versorgt, der restliche Anteil wie in Var 7 weiterhin über bivalente Wärmepumpen mit Erdgas- bzw. Pelletkesseln (20 % Erdgas- und 50 % Holzpelletkessel bezogen auf den Gesamtbestand). In den Wärmespeichern der Nahwärmesysteme sind elektrische Heizstäbe eingebaut, um gegebenenfalls auch Photovoltaik- und Windstrom mit nutzen zu können.
- **Var 9: PV-/Windstrom, bivalente Wärmepumpen und KWK mit Wärmepumpen**
Ausgehend von Variante 8 wird nun angenommen, dass in den Nahwärmenetzen zusätzlich zu den BHKWs und Heizkesseln auch noch elektrische Wärmepumpen (bivalente Auslegung mit 35 % Leistungsanteil) installiert sind. PV- und Windstrom kann somit effizienter als in Variante 8 auch in den Nahwärmesystemen genutzt werden. Die Anteile der Wärmeversorgungssysteme (30 % Nahwärme, 20 % bivalente Wärmepumpen mit Erdgaskesseln, 50 % bivalente Wärmepumpen mit Pelletkesseln) wurden konstant gehalten.

In Abbildung 9 ist die Wärmeerzeugung nach Einzelsystemen für alle zehn untersuchten Basisvarianten dargestellt. Abbildung 3 mit den Varianten 0-5 wurde hier also um die vier zusätzlichen Varianten 6-9 ergänzt, ebenso wurde bei den folgenden Abbildungen verfahren.

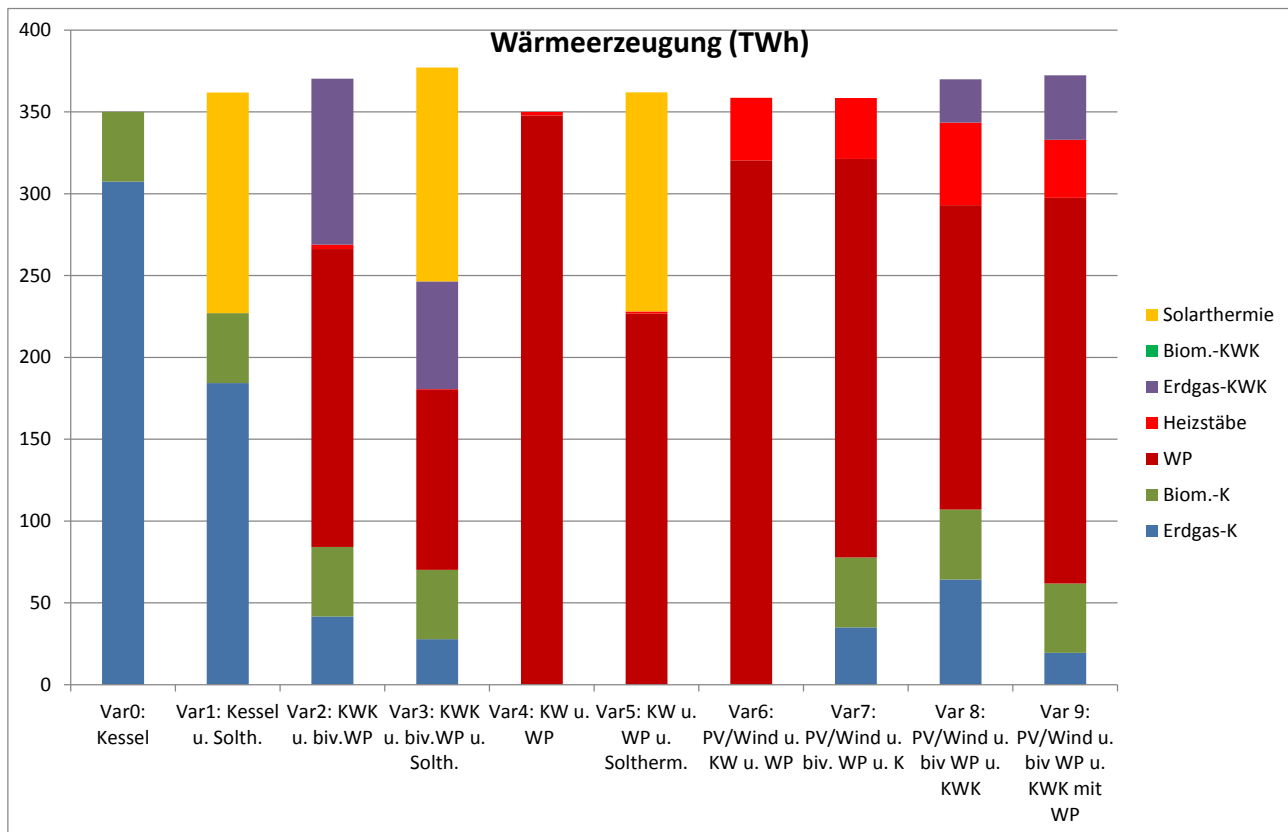


Abbildung 9: Alle Basisvarianten 0 - 9: Jährliche Wärmeerzeugung nach Einzelsystemen

Der Vergleich der Variante 6 mit der Variante 4 (monovalente Wärmepumpen) zeigt, dass in der Variante 6 mit Photovoltaik- und Windstrom häufiger auch Heizstäbe eingesetzt werden, um Überschüsse des erneuerbaren Stroms abzubauen und in den Wärmespeichern zu nutzen. Wegen der zusätzlichen Speicherverluste ist gleichzeitig die Summe der Wärmeerzeugung größer als in Variante 4. Bei Übergang zu Variante 7 wird der Gesamtbeitrag der Wärmepumpen (die nun nur noch auf 35 % der Leistung) ausgelegt sind, zugunsten der begleitenden Erdgas- und Pelletkessel reduziert. Die Wärmepumpen liefern aber immer noch (wie auch in den folgenden Varianten) den weitaus größten Beitrag zur Wärmeerzeugung. In Variante 8 kommt die Wärme aus KWK hinzu, daneben steigt der Anteil der Erdgaskessel und der elektrischen Heizstäbe (die in den Nahwärmesystemen die alleinige Rolle der Wind- und Solarenergienutzung übernehmen). In Variante 9 wird der Einfluss der elektrischen Heizstäbe zugunsten der Wärmepumpen (die nun auch in den Nahwärmesystemen zusätzlich installiert sind) reduziert. Gleichzeitig wird auch die Wärmeerzeugung in Erdgaskesseln zurückgedrängt²⁷.

Abbildung 10 zeigt die Stromerzeugung für die Wärmeversorgung der Wohngebäude nach Systemtypen.

²⁷ Der Übergang von Basisvariante 8 zu Basisvariante 9 wird in Kapitel 3.5.4 noch einmal detaillierter diskutiert.

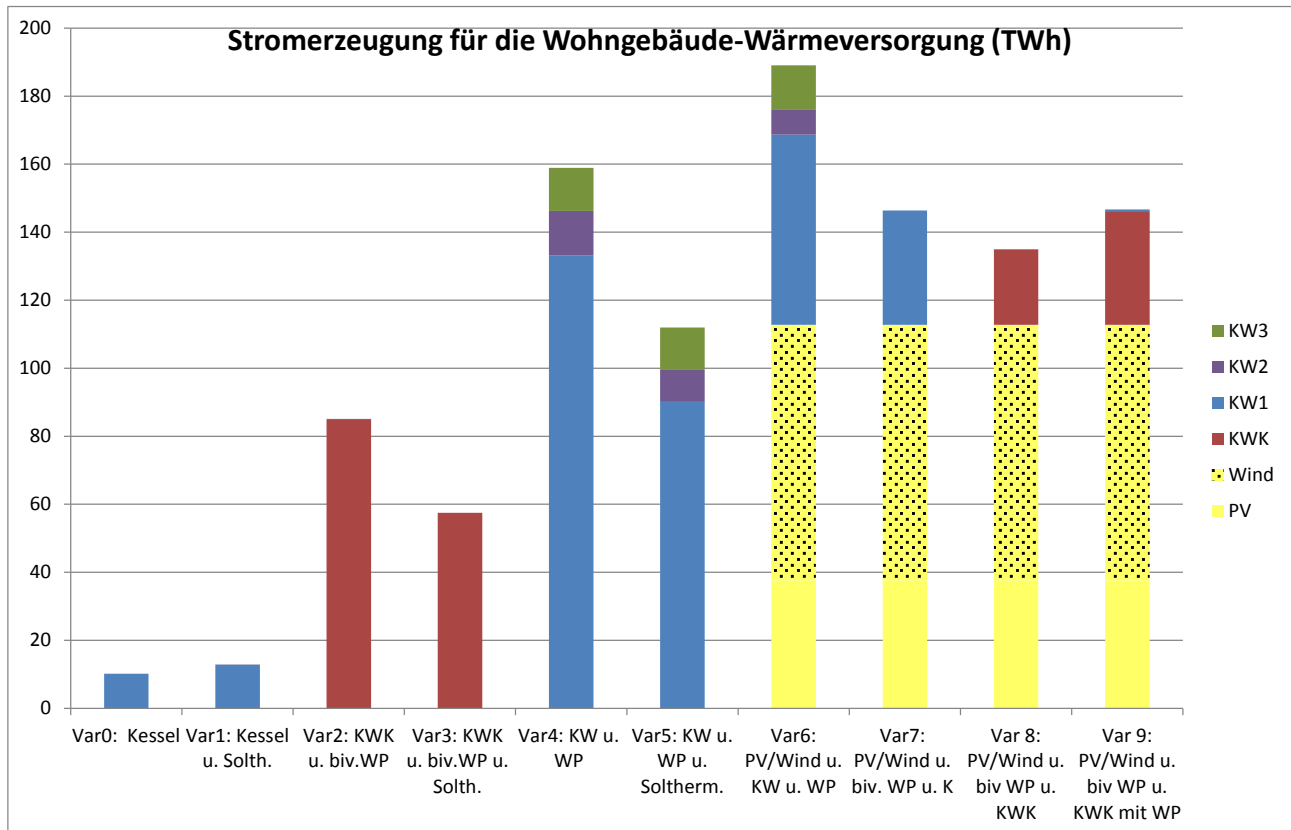


Abbildung 10: Alle Basisvarianten: Jährliche Stromerzeugung (netto) für die Wohngebäude-Wärmeversorgung nach Einzelsystemen

KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

Kraftwerke (KW): KW 1: Erdgas-GuD-KW, KW 2: Gasturbinen-KW, KW 3: Holz-KW

Die Stromerzeugung in den neuen Basisvarianten 6-9 wird von der Photovoltaik und Windkraft dominiert. Die Erzeugung aus brennstoffbetriebenen Anlagen (Kraftwerke bzw. KWK) ist deutlich reduziert: Dies wird beim Vergleich der Varianten mit monovalenten (Var 6 im Vergleich zu Var 4/5) bzw. bivalenten Wärmepumpen (Var 7-9 im Vergleich zu Var 2/3) deutlich.

Die Stromerzeugungsleistung, d.h. die in der Simulation ermittelte maximale Leistung für jedes System²⁸, ist in Abbildung 11 dargestellt.

²⁸ Es handelt sich bei Photovoltaik und Wind nicht um die Nennleistung unter Standardbedingungen, also etwa die in „Kilowatt-Peak“ (kW_p) gemessene Photovoltaikleistung, sondern um die laut Simulation tatsächlich im Untersuchungsjahr gelieferte maximale Leistung (Stundenmittelwert) bei gemeinsamer Betrachtung von Solar- und Windstromerzeugung.

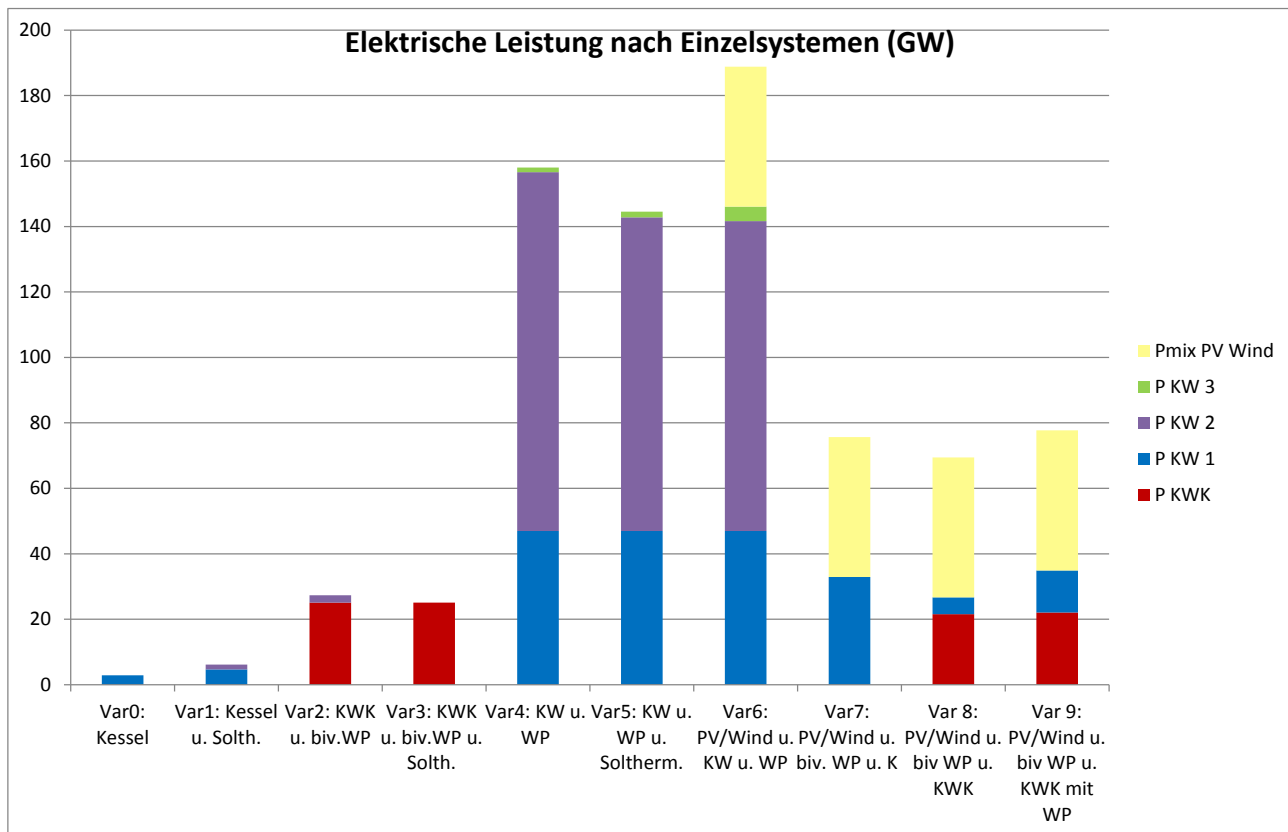


Abbildung 11: Alle Basisvarianten: Stromerzeugungsleistung (netto) nach Einzelsystemen

KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

Kraftwerke (KW): 1: Erdgas-GuD-KW, 2: Gasturbinen-KW, 3: Holz-KW

Hier zeigt sich beim Vergleich der Varianten mit und ohne Photovoltaik-/Windstromnutzung (Var 6 gegenüber Var 4/5 für monovalente, Var 7-9 gegenüber Var 2/3 für bivalente Wärmepumpen), dass der Bedarf an elektrischer Leistung aus brennstoffbetriebenen Anlagen (Kraftwerke bzw. KWK) durch den Solar- und Windstrom nicht bzw. nicht merklich reduziert wird. Der erhebliche Mehrbedarf an elektrischer Leistung aus brennstoffbetriebenen Kraftwerken bzw. KWK-Anlagen für die Varianten mit monovalenten Wärmepumpen (Var 4-6) ist durchgehend, unabhängig vom Einsatz von Photovoltaik und Windkraft, festzustellen.

In Abbildung 12 ist zum Vergleich noch die maximale elektrische Leistung dargestellt, d. h. der in der jeweiligen Simulationsrechnung aufgetretene maximale Stundenwert. Die zu diesem Zeitpunkt verzeichneten Beiträge von brennstoffbetriebenen Kraftwerken und KWK-Anlagen einerseits und PV-/Windstrom andererseits sind dabei unterschieden.

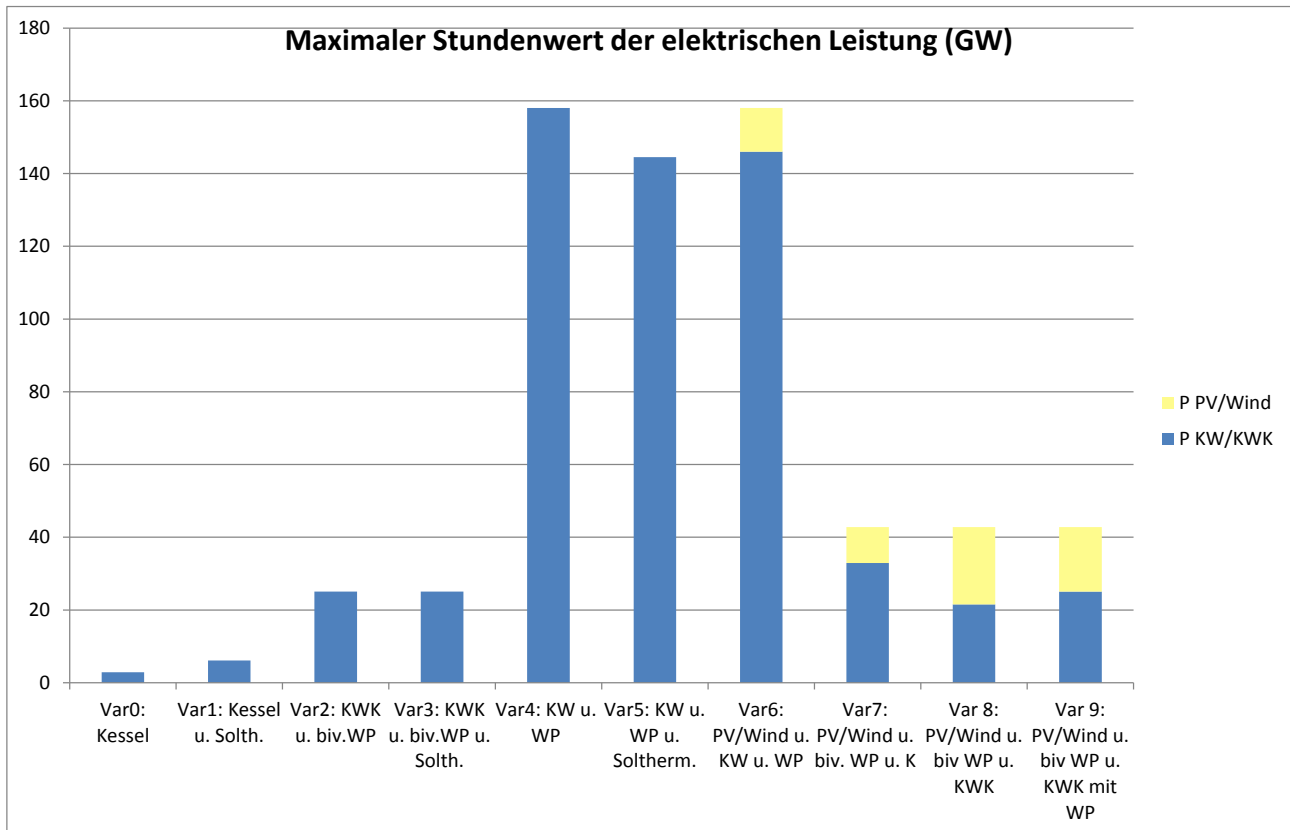


Abbildung 12: Alle Basisvarianten: Maximaler Stundenwert der elektrischen Leistung (netto) für die Wohngebäude-Wärmeversorgung

P KW/KWK: Leistungsbeitrag brennstoffbetriebener Kraftwerke bzw. KWK-Anlagen

P PV/Wind: Leistungsbeitrag von Photovoltaik und Windkraft

Die in der Abbildung ablesbare maximale für die Wohngebäude-Wärmeversorgung abgerufene elektrische Leistung stimmt, wie bereits in Kap. 3.2 erläutert, nicht immer mit der Summe der (zu unterschiedlichen Zeiten auftretenden) Maximalleistungen der Einzelsysteme nach Abbildung 11 überein, sondern liegt hier insbesondere bei den Varianten mit Solar- und Windstromnutzung zum Teil merklich niedriger.

Auch hier wird deutlich, dass die hohen elektrischen Leistungsspitzen einer rein monovalenten Wärmepumpenversorgung (Var 4-6) durch Einsatz bivalenter Systeme vermieden werden können. Gleichzeitig kann, wie Abbildung 9 zeigt, ein dominierender Beitrag von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung auch beim bivalenten Konzept erreicht werden.

Zum Lastausgleich, insbesondere bei der Nutzung von Solar- und Windstrom, werden in den untersuchten Varianten Wärmespeicher in den Gebäuden und Nahwärmesystemen eingesetzt. Die Wärmeverluste der Speicher sind in Abbildung 13 dargestellt. Auch verbleibende PV- und Windstromüberschüsse, die aufgrund ausgelasteter Wärmespeicher nicht mehr eingespeichert und daher auch im Gesamtsystem nicht mehr genutzt werden können, sind dort eingezeichnet.

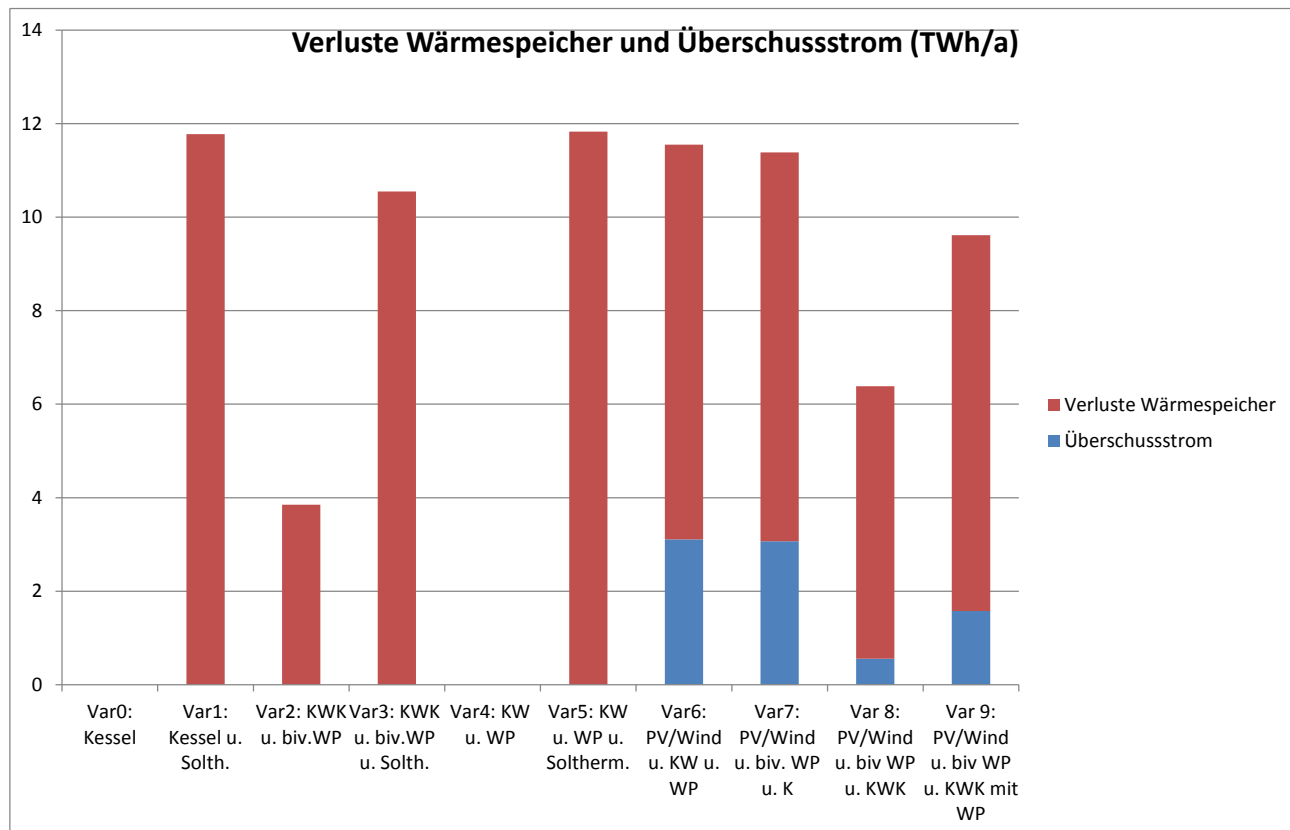


Abbildung 13: Alle Basisvarianten: Wärmespeicherverluste und nicht nutzbare PV-/Windstromüberschüsse

Es wird deutlich, dass die Speicher-Wärmeverluste mit bis zu 12 TWh/a (bzw. 3 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf der Gebäude von 350 TWh/a) und der Überschussstrom mit bis zu rund 3 TWh/a (ebenfalls ca. 3 % bezogen auf die gesamte jährlich PV-Windstromerzeugung) zwar einerseits zu berücksichtigen sind, andererseits aber keine dominierende Rolle in der Energiebilanz der Untersuchungsfälle spielen.

Die Ergebnisse im Bezug auf den jährlichen Brennstoffverbrauch der untersuchten Basisvarianten sind in Abbildung 14 eingetragen.

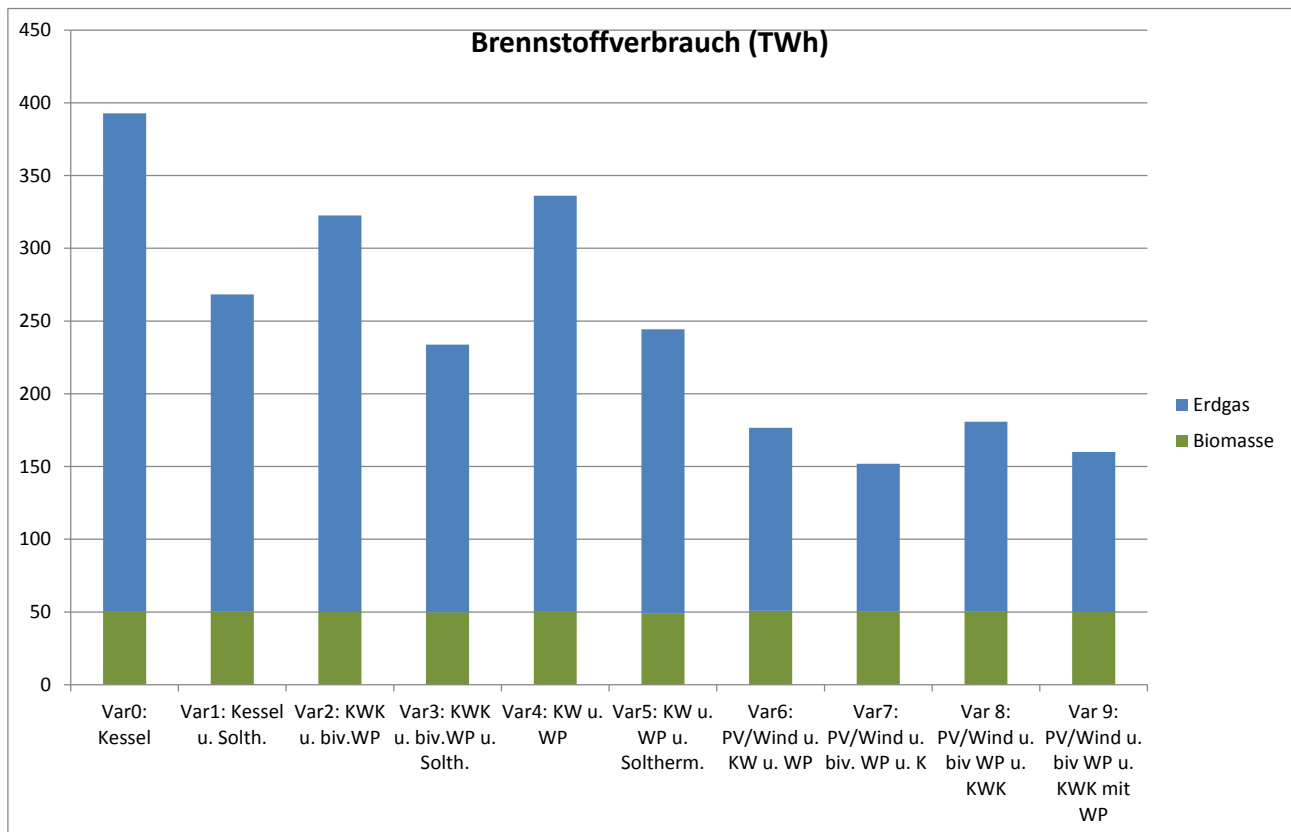


Abbildung 14: Alle Basisvarianten: Jährlicher Gesamt-Brennstoffverbrauch in den Gebäuden, Wärmenetzen und Stromerzeugungsanlagen
(unterer) Heizwert der Brennstoffe

Auch in den Varianten 6-9 mit Solar- und Windstromnutzung wurde der Einsatz von Holz bzw. Holzpellets so eingestellt, dass das angenommene Potential von 50 TWh in etwa ausgeschöpft wurde. Erkennbar ist der deutlich niedrigere Erdgasverbrauch in diesen Varianten.

In Abbildung 15 ist der Brennstoffeinsatz nach Energieträger und nach Art der betroffenen Wärme- und Stromerzeugungsanlagen aufgeschlüsselt.

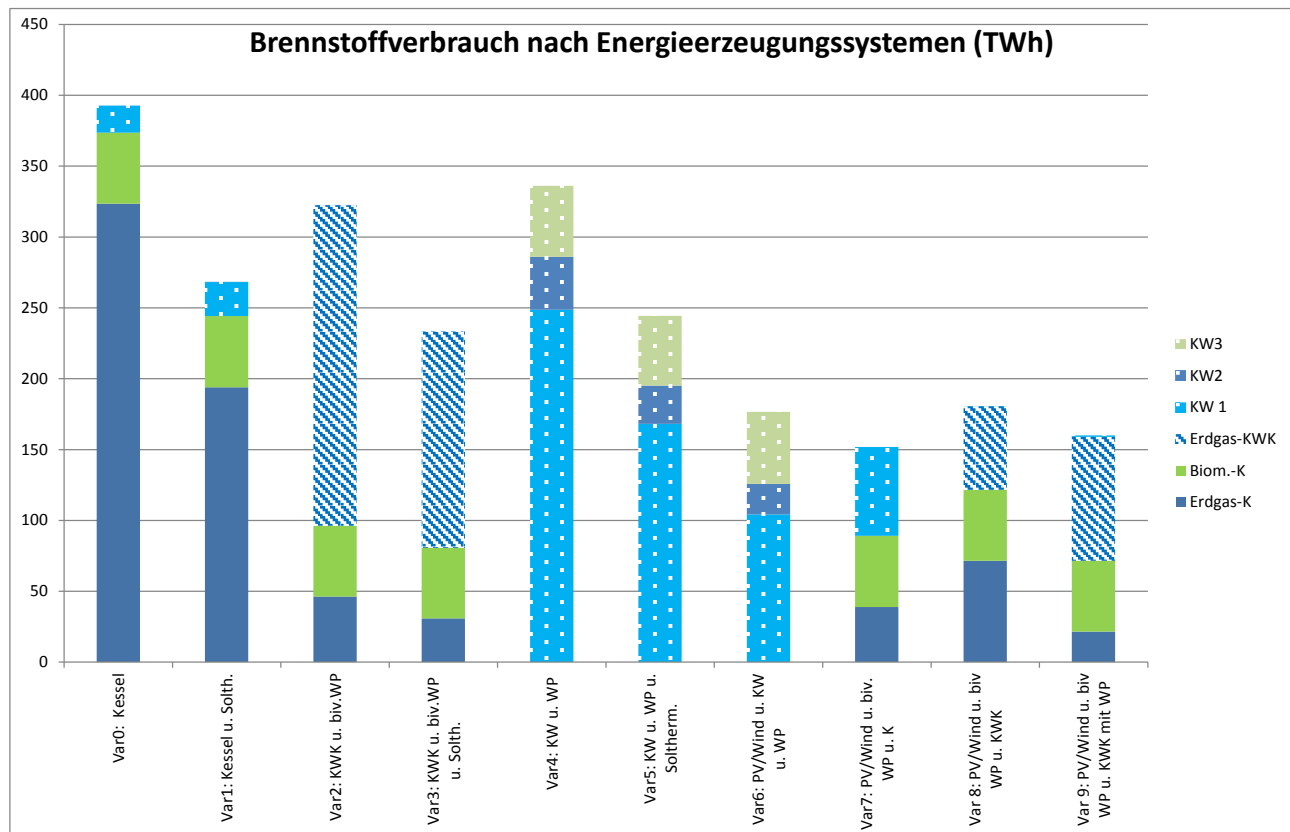


Abbildung 15: Alle Basisvarianten: Aufschlüsselung des Brennstoffverbrauchs nach Einzelsystemen
 (unterer) Heizwert der Brennstoffe
 K: Kessel, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung
 Kraftwerke (KW): 1: Erdgas-GuD-KW, 2: Gasturbinen-KW, 3: Holz-KW

Abbildung 16 zeigt die Treibhausgasemissionen der zehn Basisvarianten.

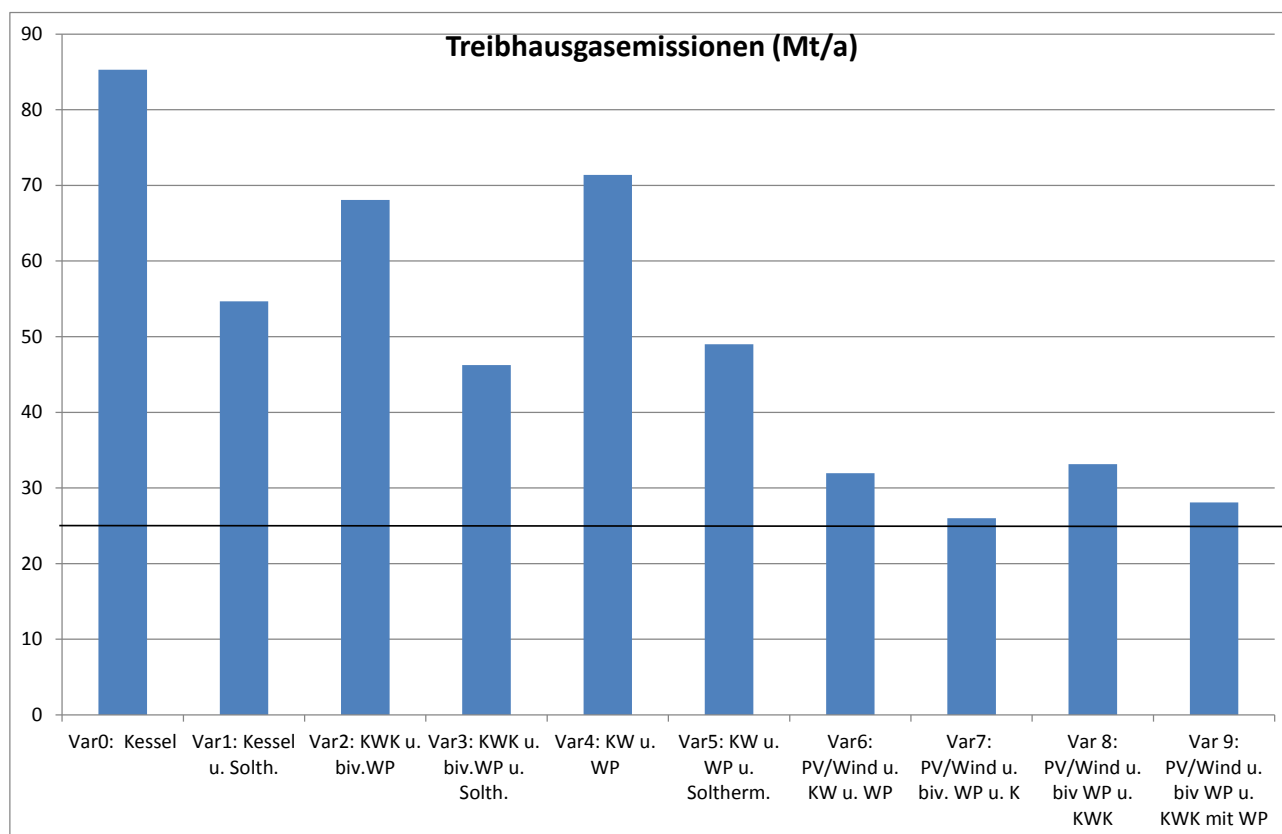


Abbildung 16: Alle Basisvarianten: Jährliche Treibhausgasemissionen

CO₂-Äquivalente (Megatonnen CO_{2e} pro Jahr) aller beim Brennstoffeinsatz entstehenden Treibhausgase inklusive Vorketten der Brennstoffgewinnung
 schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude-Wärmeversorgung 25 Mt_{CO2e}/a

Der geringere Erdgasverbrauch der Varianten 6-9 mit Solar- und Windstromnutzung spiegelt sich auch hier wider. Die Varianten nähern sich dem Zielwert von 25 Mt/a deutlich an. Insbesondere gilt dies für die Basisvariante 7 (mit Kraftwerken und bivalenten Wärmepumpen in den Gebäuden) sowie für die Basisvariante 9 (ebenfalls mit bivalenten Wärmepumpen, anteilig aber auch mit Nahwärme-KWK und Nahwärme-Wärmepumpen).

3.5 Parametervariationen und Sonderuntersuchungen mit den Basisvarianten

3.5.1 Variation der Wetterdaten

Für die Berechnungen in der vorliegenden Untersuchung, insbesondere auch die zuvor beschriebenen Basisvarianten, wurden in der Regel die Wetterdaten des Jahres 2012 zugrunde gelegt. Daneben standen auch aufbereitete Daten für die Jahre 2011 sowie 2013-2015 zur Verfügung.

Für Basisvariante 9 (mit bivalenten Wärmepumpen und teils Nahwärme) ist in Abbildung 17 bis Abbildung 20 eingetragen, wie sich das entsprechende System der Wärmeversorgung in den verschiedenen Jahren darstellen würde. Ausgangspunkt ist jeweils die ursprüngliche Basisvariante mit dem Jahr 2012, anschließend wird der Übergang zu den Wetterdaten der Jahre 2011 sowie 2013-2015 dargestellt.

In Abbildung 17 ist zu erkennen, dass die jährliche Wärmeerzeugung in der betrachteten 5-Jahres-Periode zwischen 320 TWh (2014) und 395 TWh (2013) schwankt²⁹. Die Ursprungsvariante (2012) weist mit rund 370 TWh die zweithöchste Wärmeerzeugung (und damit auch den zweithöchsten Wärmeverbrauch) auf.

²⁹ Der Wärmeverbrauch ist hier nicht mehr auf einen Wert von 350 TWh/a normiert, sondern schwankt wetterabhängig.

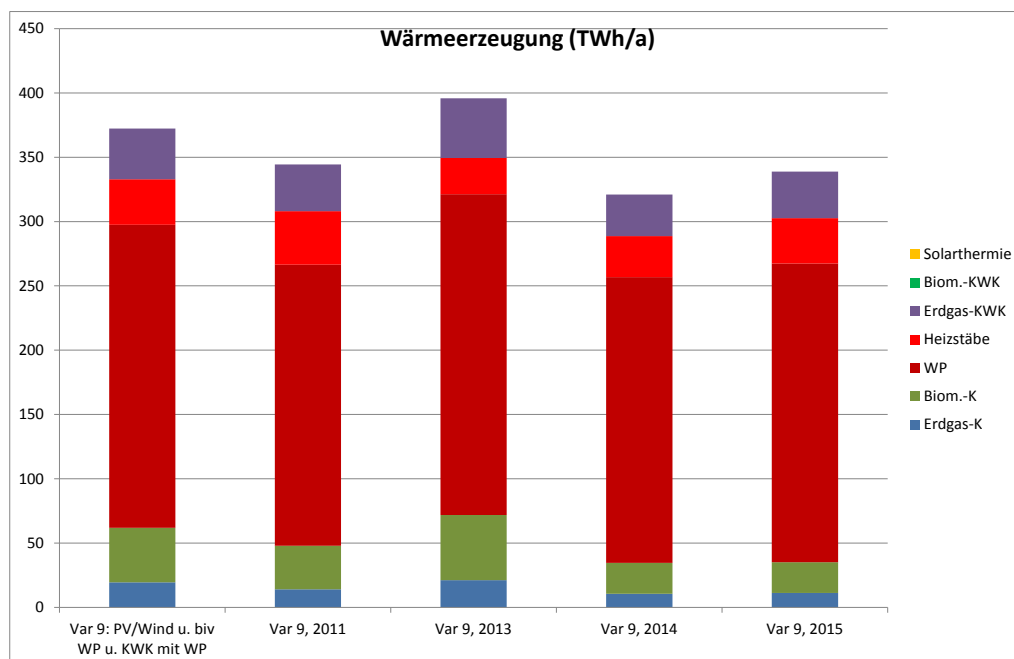


Abbildung 17: Basisvariante 9, Variation der Wetterdaten: Jährliche Wärmeerzeugung nach Einzelsystemen

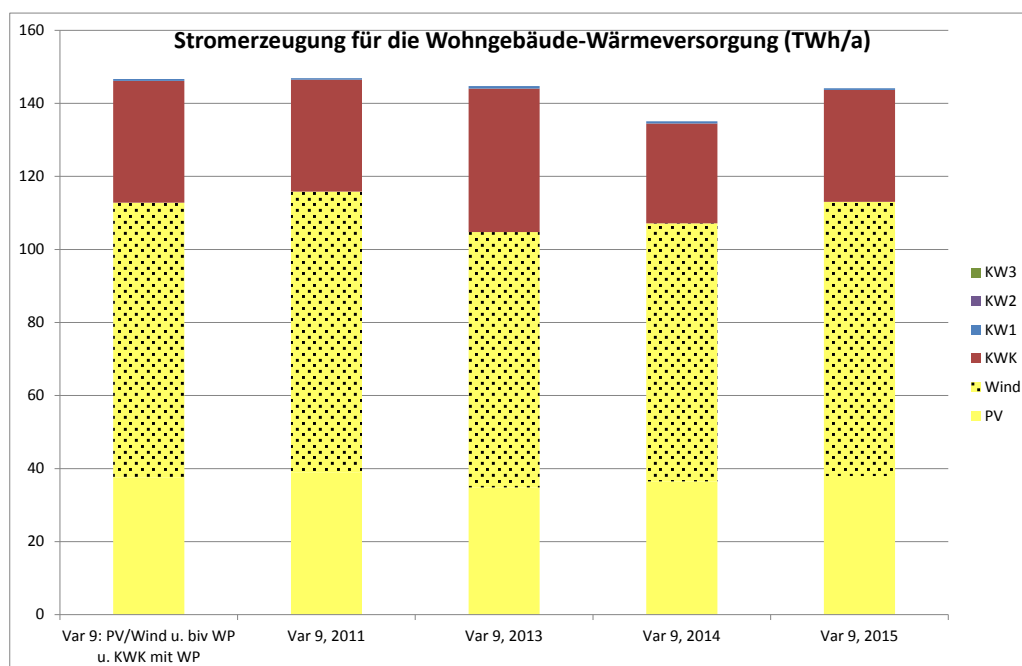


Abbildung 18: Basisvariante 9, Variation der Wetterdaten: Jährliche Stromerzeugung (netto) für die Wohngebäude-Wärmeversorgung nach Einzelsystemen

KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

Kraftwerke (KW): KW 1: Erdgas-GuD-KW, KW 2: Gasturbinen-KW, KW 3: Holz-KW

Beim Blick auf den Beitrag der verschiedenen Stromerzeugungssysteme sind insbesondere die fluktuierenden regenerativen Energiequellen Sonne und Wind von Interesse. Der Beitrag der Photovoltaik liegt im Basisjahr 2012 annahmegemäß bei 37,6 TWh (40 TWh minus 6 % Stromnetzverluste). Das Maximum wird

mit den Wetterdaten aus 2011 mit rund 39 TWh, das Minimum für die Wetterdaten 2013 mit knapp 35 TWh erreicht. Beim Windstrom (mit 75,2 TWh im Basisjahr 2012) werden die Maxima und Minima in den gleichen Jahren erreicht, nämlich 2011 mit 77 TWh und 2013 mit 70 TWh. Der Gesamtbeitrag von Sonnen- und Windstrom (112,8 TWh 2012) liegt damit zwischen rund 116 TWh (2011) und 105 TWh (2013). Mit den Wetterdaten des Jahres 2013 ergeben sich also in der betrachteten Periode der höchste Wärmeverbrauch und gleichzeitig die niedrigsten Beiträge von Sonnen- und Windenergie.

Die Auswirkungen auf den Brennstoffeinsatz und die Treibhausgasemissionen sind in Abbildung 19 und Abbildung 20 dargestellt.

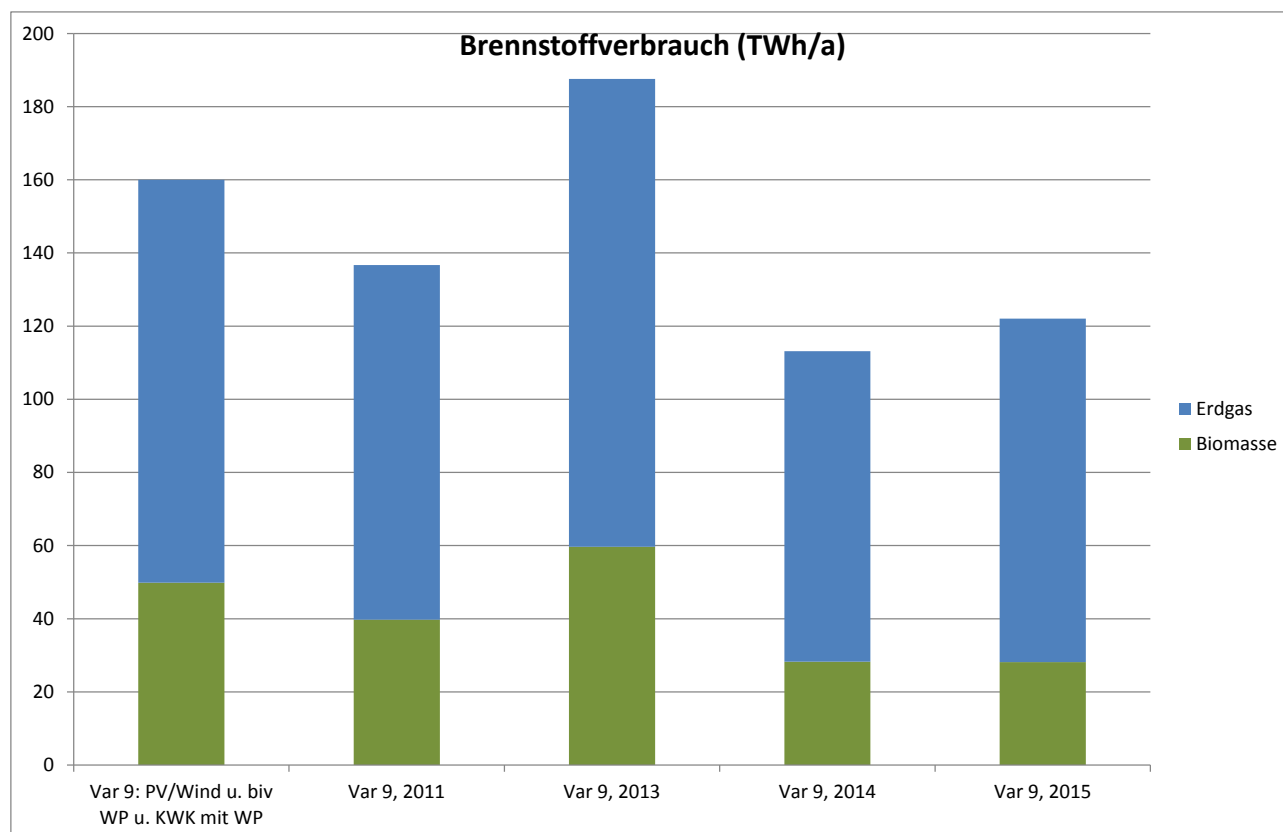


Abbildung 19: Basisvariante 9, Variation der Wetterdaten: Jährlicher Gesamt-Brennstoffverbrauch in den Gebäuden, Wärmenetzen und Stromerzeugungsanlagen (unterer) Heizwert der Brennstoffe

Der Brennstoffeinsatz weist erhebliche Schwankungen zwischen rund 113 TWh (2014) und 180 TWh (2013) auf. Der Biomasseverbrauch variiert zwischen 29 TWh (2014) und 60 TWh (2013), also mehr als um den Faktor 2³⁰. Im Mittel über die Gesamtperiode liegt er bei rund 41 TWh/a.

Im Fall der Treibhausgasemissionen beträgt das Maximum rund 33 Mt (2013), das Minimum 21 Mt (2014). Im Durchschnitt der fünf Jahre ergeben sich 26 Mt/a.

³⁰ Grundsätzlich wäre es denkbar, den Biomasseverbrauch in den parallel zu Wärmepumpen eingesetzten Kesseln im Zeitverlauf nachzusteuern, um in jedem Einzeljahr das angenommene Biomassepotential von 50 TWh/a einzuhalten. In der vorliegenden Untersuchung wurde dagegen in jedem Jahr der gleiche Bewertungsfaktor $f_{y,Bio}$ (vgl. Kap.2.1) angesetzt, der im Ausgangsjahr 2012 genau zur Einhaltung des Biomasse-Ziels von 50 TWh/a führt.

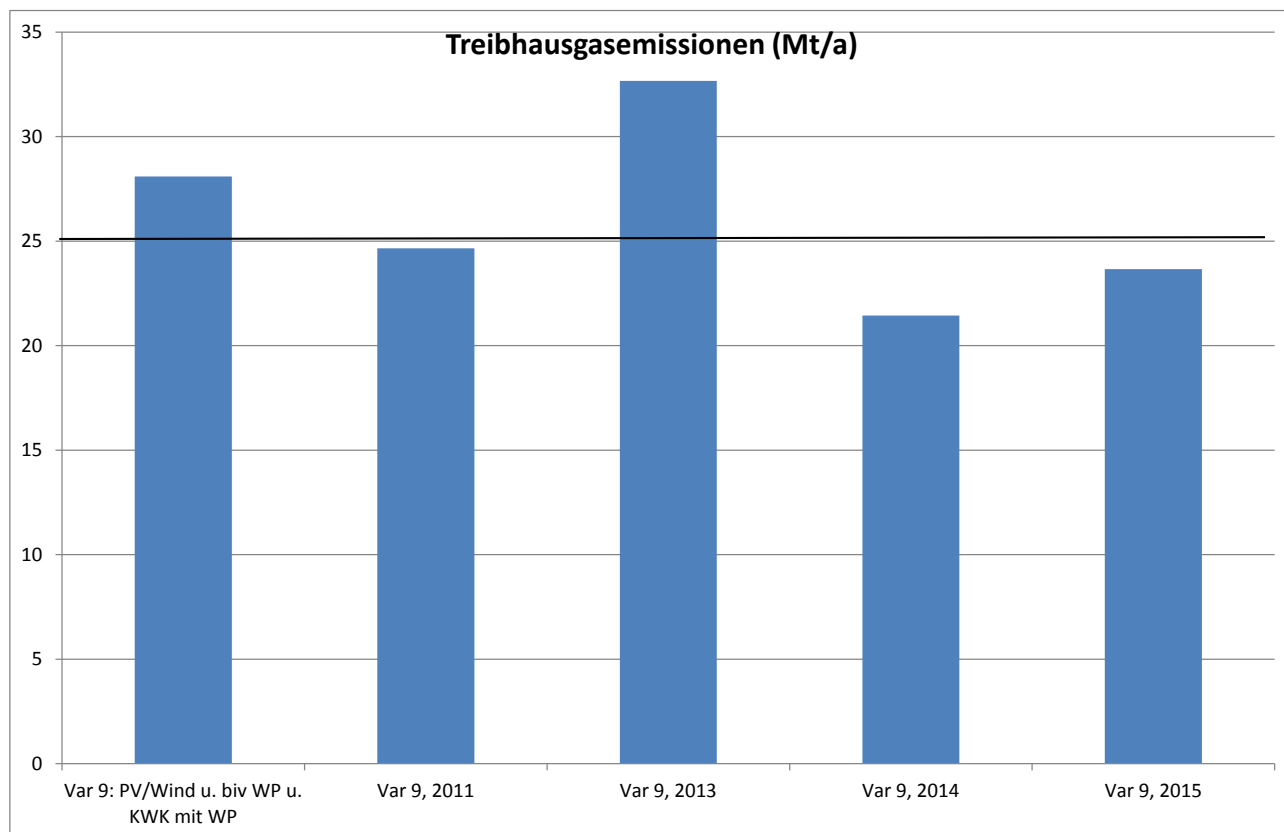


Abbildung 20: Basisvariante 9, Variation der Wetterdaten: Jährliche Treibhausgasemissionen

CO₂-Äquivalente (Megatonnen CO_{2e} pro Jahr) aller beim Brennstoffeinsatz entstehenden Treibhausgase inklusive Vorketten der Brennstoffgewinnung
 schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude-Wärmeversorgung 25 Mt_{CO2e}/a

Auch für die Basisvarianten 6 („rein elektrisch“) und 3 (bivalente Wärmepumpen, Nahwärme, Solarthermie ohne Solar- und Windstrom) wurde der Einfluss des Wetters untersucht. Bei Variante 3 handelt es sich um die Varianten ohne Solar- und Windstromnutzung aus Kap. 3.2 um diejenige mit den geringsten Treibhausgasemissionen (vgl. Abbildung 7). Die Ergebnisse für den Brennstoffverbrauch und die Treibhausgasemissionen abhängig vom Untersuchungsjahr sind in Abbildung 21 und Abbildung 22 dargestellt.

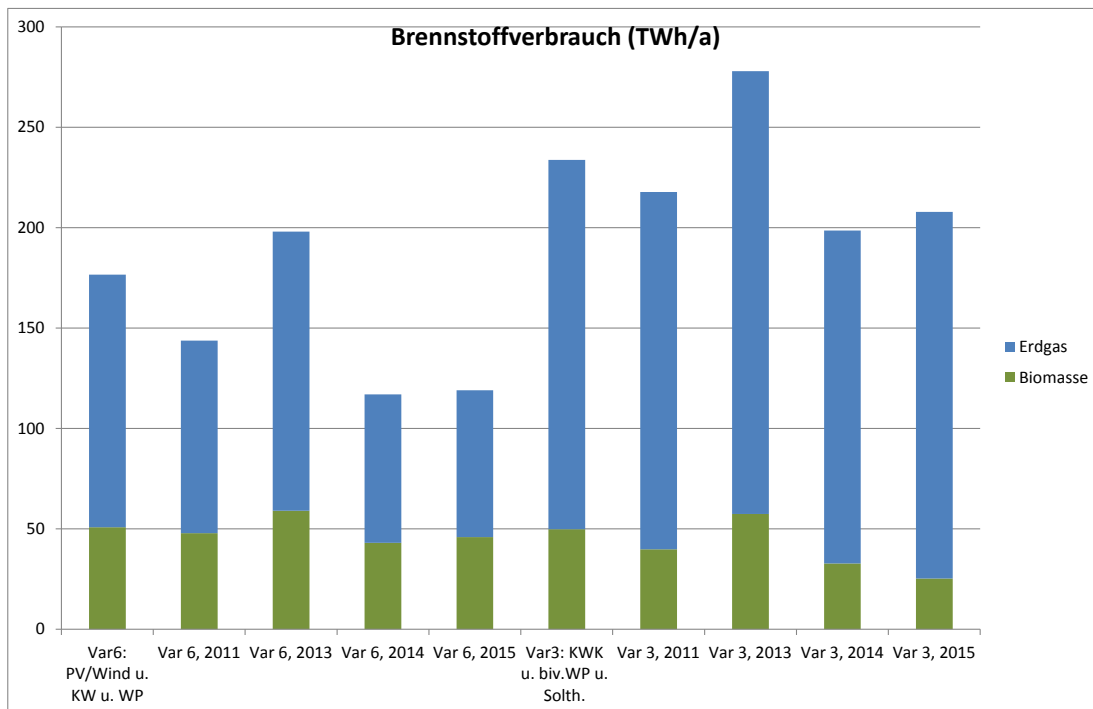


Abbildung 21: Basisvarianten 6 und 3, Variation der Wetterdaten: Jährlicher Gesamt-Brennstoffverbrauch (unterer) Heizwert der Brennstoffe

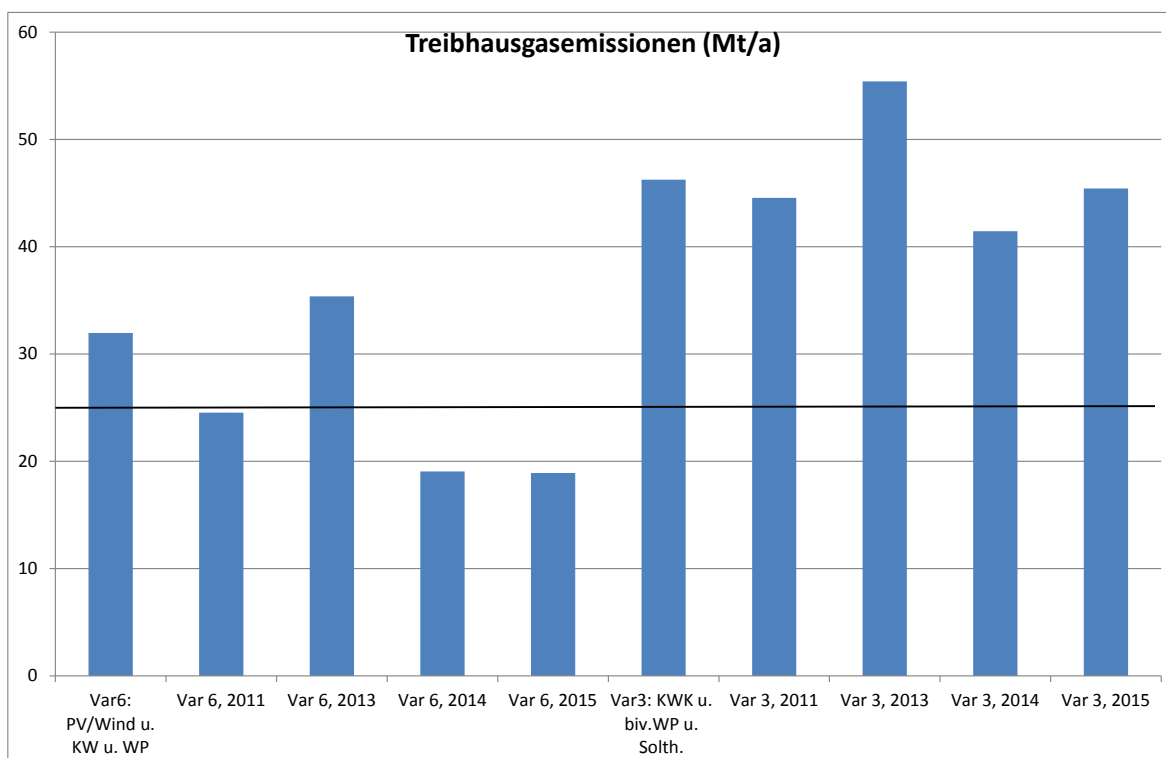


Abbildung 22: Basisvarianten 6 und 3, Variation der Wetterdaten: Jährliche Treibhausgasemissionen CO₂-Äquivalente (Megatonnen CO_{2e} pro Jahr) aller beim Brennstoffeinsatz entstehenden Treibhausgase inklusive Vorketten der Brennstoffgewinnung
 schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude-Wärmeversorgung 25 Mt_{CO_{2e}}/a

Auch hier ist eine erhebliche Abhängigkeit der Ergebnisse des Brennstoffverbrauchs und der Treibhausgasemissionen festzustellen. Die Variation des Biomasseverbrauchs ist in Basisvariante 6 (bei der anders als in den Varianten 9 und 3 keine Pelletkessel, sondern Biomasse-Kraftwerke mit – im Vergleich zu den Gaskraftwerken – kleinem Leistungsanteil und hoher Auslastung eingesetzt werden) deutlich geringer. Der Mittelwert über die 5 Jahre liegt ungefähr bei 50 TWh/a, also dem angenommenen Potential. Auch hier schwanken aber die Treibhausgasemissionen stark (zwischen 19 und 35 Mt/a). Im fünfjährigen Durchschnitt ergeben sich 26 Mt/a.

In Variante 3 ist die Schwankung relativ zur Höhe der Emissionen geringer. Auch in den günstigsten Jahren liegt man hier aber mit mehr als 40 Mt/a noch weit vom Zielwert (25 Mt/a) entfernt. Im Mittel über die Periode belaufen sich die jährlichen Treibhausgasemissionen in Basisvariante 3 auf rund 47 Mt/a.

Die Untersuchungen zeigen insgesamt, dass aufgrund unterschiedlicher Wetterparameter in einzelnen Jahren mit erheblichen Schwankungen zentraler Bilanzparameter zu rechnen ist. Insbesondere gilt dies für die Treibhausgasemissionen als wichtigste Zielgröße. Mit Ansatz der Wetterdaten des Jahres 2012 liegt man hier im Mittel über die betrachtete Periode auf der sicheren Seite.

3.5.2 Variation der Wetterdaten mit normierten Eingangsgrößen

Während die Betrachtung im vorangegangenen Abschnitt 3.5.2 die jährliche Variation eines vorgegebenen Gesamtsystems (mit konstantem Wärmeschutz und konstantem Anlagenpark zur Strom- und Wärmeerzeugung) widerspiegelt, wird im vorliegenden Kapitel eine andere Perspektive eingenommen: Zwar werden auch hier die Wetterdaten über die fünf Jahre variiert, es werden aber für den Wärmebedarf, die Solar- und Windstromerzeugung sowie das verfügbare Biomassepotential konstante Werte angenommen, nämlich wie in der Ausgangssituation der betrachteten Basisvarianten 350 TWh/a für den Gesamt-Wärmebedarf und 40 bzw. 80 TWh/a für die Solar- und Windstromerzeugung (brutto, vor Übertragungsverlusten) und 50 TWh/a für Biomasse (Holz). Die zeitlichen Verlaufskurven des Wärmebedarfs und des Solar-/Windstromangebots werden also normiert, so dass diese Werte in der Jahresbilanz unabhängig vom Wetter erreicht werden. Untersucht wird auf diese Weise, inwieweit bei erfolgreicher Einhaltung dieser Eingangsparameter die Ergebnisse für das erreichbare Niveau der Treibhausgase von den zukünftigen Wetterbedingungen abhängt.

Die Überlegung ist dabei wie folgt: Die zukünftigen durchschnittlichen Wetterparameter sind heute nicht bekannt. Wenn man aber voraussetzt, dass die genannten Jahresergebnisse für den Wärmebedarf und die Solar-/Windstromerzeugung für mittlere zukünftige Wetterbedingungen (unabhängig davon, wie diese konkret aussehen) tatsächlich erreicht werden³¹, dann kann nun die Frage untersucht werden, inwieweit das erreichbare Treibhausgasniveau von diesem mittleren zukünftigen Wetter abhängt.

Vor diesem Hintergrund wurden die Basisvarianten 9 und 6 mit den fünf vorhandenen Wetterdatensätzen analysiert. Abbildung 23 zeigt die Ergebnisse bezüglich der resultierenden Treibhausgasemissionen – in der linken Hälfte für Variante 9, in der rechten Hälfte für Variante 6.

³¹ In der Realität würde dies natürlich unterschiedlichen Wärmeschutzniveaus und unterschiedlichen installierten Anlagenleistungen von PV- und Windkraft je nach Wettersituation entsprechen. Die Frage, mit welchen Maßnahmen sich die Energiebilanzziele für den Wärmebedarf und die regenerative Stromerzeugung erreichen lassen, wird hier also ausgeklammert und von der Frage der resultierenden Treibhausgase bei Erreichung der Energiebilanzwerte getrennt.

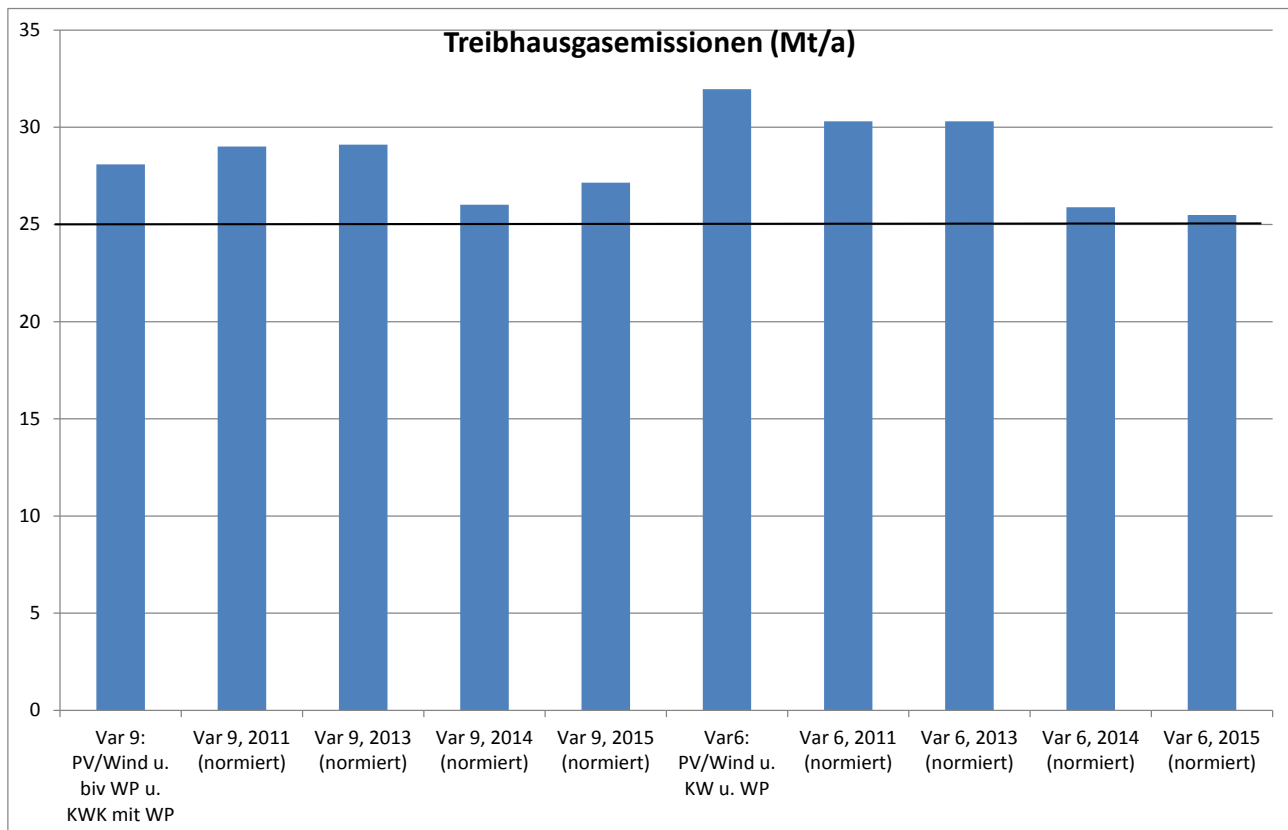


Abbildung 23: Basisvarianten 9 und 6, Variation der Wetterdaten mit normierten Bilanzgrößen: Jährliche Treibhausgasemissionen
 schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude-Wärmeversorgung 25 Mt_{CO₂e}/a

Eine Schwankung der Emissionswerte tritt auch hier auf, allerdings in deutlich geringerem Ausmaß als bei den „fluktuierenden“ Werten für Wärmebedarf, regenerative Stromerzeugung und Biomasseverbrauch in Kap. 3.5.1. Im Fall der Basisvariante 9 liegen die Ergebnisse zwischen 26 und 29 Mt/a, die ursprüngliche Basisvariante mit den Wetterdaten 2012 liegt hier bei 28 Mt/a, also in der oberen Hälfte dieses Intervalls. Empfindlicher reagiert offenbar die Basisvariante 6 auf die veränderten Wetterdaten. Das Intervall reicht hier von 25 bis 32 Mt/a, wobei die ursprüngliche Basisvariante mit den Wetterdaten 2012 das Maximum markiert.

Insgesamt ist festzustellen, dass – eine Kenntnis der erreichten Werte für Wärmebedarf, PV-/Windstromerzeugung und Biomasseverbrauch vorausgesetzt – das Niveau der resultierenden Treibhausgasemissionen offenbar nicht mehr stark von den Wetterparametern abhängt. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Emissionsminderungsziele betrachtet werden: Das relativ breite Intervall der Basisvariante 6 erreicht am unteren Ende ungefähr den Zielwert von 25 Mt/a, also eine Treibhausgasminderung von 87,5 % gegenüber dem Ausgangsniveau 1990. Das obere Intervallende von 32 Mt/a entspricht hier immer noch einer Treibhausgasminderung von 84 %. Nach diesen Maßstäben liegen die Resultate also nicht sehr weit auseinander.

Dieses Ergebnis ist auf den ersten Blick von eher theoretische Bedeutung (da ja auch der Wärmeverbrauch und die Solar- und Windstromerzeugung wetterabhängig sind und sich so die in Kap. 3.5.1 gesehenen deutlicheren Jahresschwankungen ergeben). Es ist aber unter bestimmten Voraussetzungen dennoch von einigem Interesse, da hier die Frage der Erreichung bestimmter Jahres-Energiebilanzgrößen von der Untersuchung weiterer Fragestellungen separiert werden kann.

Das Ergebnis ist insbesondere für die vorliegende Studie nicht unwichtig, denn hier werden für die genannten Bilanzgrößen pauschale Annahmen getroffen, indem nämlich konkrete Werte bzw. (später, insbesonde-

re in Kap. 4) auch Bandbreiten für den Wärmebedarf, das Biomassepotential und die Solar- und Windstrompotentiale vorausgesetzt werden. Auf dieser Grundlage wird dann die Wärmeversorgungsstruktur differenziert untersucht. Nach den vorliegenden Ergebnissen ist damit zu rechnen, dass die Ergebnisse dieser Strukturanalyse für sich genommen nicht mehr extrem stark von den Annahmen zum zukünftigen (unbekannten) Wetter abhängen.

3.5.3 Variationen im Hinblick auf den Wärmepumpeneinsatz

In den Basisvarianten und den meisten weiteren Untersuchungsfällen im vorliegenden Bericht wird angenommen, dass Wärmepumpen mit der Wärmequelle Erdreich bzw. Außenluft zu gleichen Anteilen im Wohngebäudebestand eingesetzt werden. Die Sensitivität dieser Annahme wird hier für die Basisvarianten 6, 7 und 9 untersucht, indem nun auch der ausschließliche Einsatz von Erd- bzw. Luftwärmepumpen betrachtet wird. Die Ergebnisse für die Treibhausgasemissionen sind in Abbildung 24 eingetragen. Mit angegeben ist jeweils die mittlere Jahresarbeitszahl, d.h. die Wärmeerzeugung aller Wärmepumpen dividiert durch den dafür verbrauchten elektrischen Strom³².

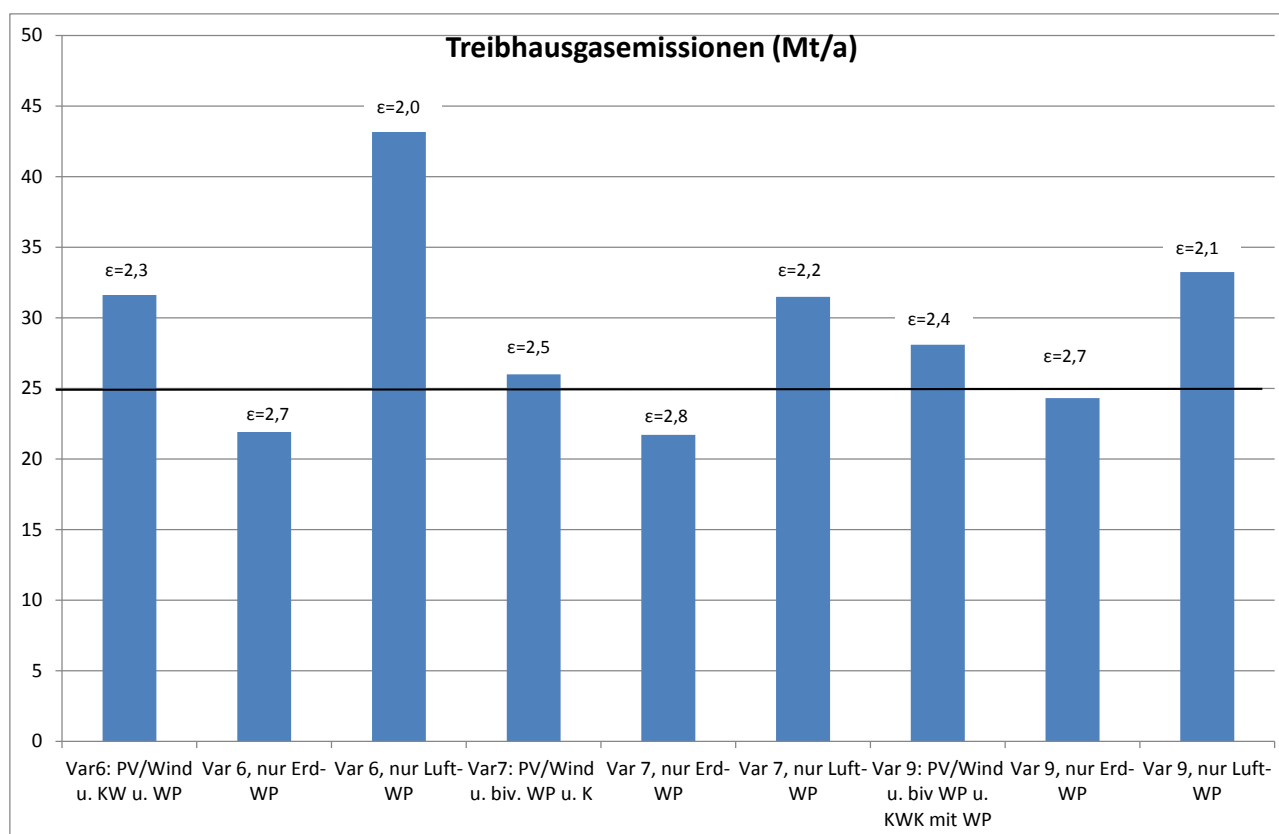


Abbildung 24: Basisvarianten 6, 7 und 9: Variation des Wärmepumpentyps

schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude-Wärmeversorgung 25 Mt_{CO_{2e}}/a

Erd-/Luft-WP: Wärmepumpen mit Wärmequelle Erdreich bzw. Außenluft

ε: mittlere Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen

³² Die Wärmeerzeugung und der Stromverbrauch von ergänzenden Heizstäben sind dabei nicht eingerechnet. Bei der Wärmeerzeugung der Wärmepumpen ist nicht unterschieden, ob die Wärme direkt verwendet oder (bei Nutzung von Solar- oder Windstrom) als überschüssige Energie in Wärmespeicher eingespeist wird.

Erwartungsgemäß schneiden die Fälle mit Erd-Wärmepumpen jeweils am besten und mit Luft-Wärmepumpen am ungünstigsten ab. Die Basisvariante 6 mit monovalenten Wärmepumpen reagiert dabei besonders sensibel auf die Veränderung des Wärmepumpentyps: Mit Erd-Wärmepumpen liegen die Treibhausgasemissionen bei 22 Mt/a, mit Luft-Wärmepumpen bei 43 Mt/a. Bei den Varianten 7 und 9 mit bivalenten Wärmepumpen sind die Ausschläge weniger gravierend, beispielsweise liegt im Fall der Variante 9 das Ergebnis je nach Mischung der Wärmepumpentypen im Intervall von 24 Mt/a bis 33 Mt/a. Die erreichten Emissionsminderungen (die beim Zielwert 25 Mt/a 87,5 % betragen würden) liegen damit zwischen und 83,5 % (mit ausschließlich Luft-Wärmepumpen) und 88 % (mit ausschließlich Erdreich-Wärmepumpen). In der ursprünglichen Basisvariante 9 mit 28 Mt/a beträgt die Emissionsminderung 86 %.

Die Jahresarbeitszahlen liegen im Fall der Erd-Wärmepumpen bei rund 2,7 bis 2,8, im Fall der Luft-Wärmepumpen sind es Werte von 2,0 bis 2,2. In den eigentlichen Basisvarianten mit je 50prozentigem Anteil der beiden Typen sind es 2,3 (monovalente Variante 6) bis 2,5.

Generell ist zu beachten, dass die relativen Veränderungen der Jahresarbeitszahl nicht proportional zur Veränderung der Treibhausgasemissionen verlaufen - auch nicht in der „monovalenten“ Variante 6: Beispielsweise führt hier die rund 15prozentige Effizienzverbesserung der Jahresarbeitszahl³³ durch Übergang von der Basisvariante mit $\epsilon=2,3$ zur Variante mit ausschließlicher Nutzung von Erd-Wärmepumpen mit $\epsilon=2,7$ zu einer Senkung der Treibhausgasemissionen um mehr als 30 % von 32 auf 22 Mt/a. Neben der effizienteren Nutzung von Erdgas durch die verbesserte Wärmepumpenarbeitszahl spielen hier im komplexen Gesamtsystem noch weitere Effekte eine Rolle. Insbesondere erlaubt die gleichzeitig effizientere Nutzung von Strom aus mit Holz befeuerten Kraftwerken einen höheren Biomassebeitrag zur Wärmeerzeugung bei gleichem Brennstoffverbrauch.

Im Fall der Basisvariante 6 ist auch ein Blick auf die benötigte elektrische Leistung aus konventionellen (brennstoffbetriebenen) Kraftwerken von Interesse. Im Ausgangszustand mit Kombination der beiden Wärmepumpentypen liegt diese bei etwa 145 GW (vgl. Abbildung 11, netto), bei ausschließlicher Verwendung von Erd-Wärmepumpen reduziert sie sich auf 110 GW, bei ausschließlichem Einsatz von Luft-Wärmepumpen steigt sie auf 180 GW an.

Die Arbeitszahlen der Wärmepumpen hängen auch von den Betriebsbedingungen der Wärmepumpentypen ab. In den bisher betrachteten Basisvarianten 6, 7 und 9 dienen die Wärmepumpen unter anderem dazu, überschüssigen Solar- und Windstrom zu nutzen, indem Wärmespeicher beladen werden. Hohe Speichertemperaturen können dabei einen ungünstigen Einfluss auf die momentane Leistungszahl der Wärmepumpen und damit in der Gesamtbilanz auch auf die Jahresarbeitszahl haben³⁴. Betrachtet man die Basisvarianten 2, 3 und 4 ohne Solar- und Windstromnutzung, so ergeben sich hier (bei hälftiger Nutzung von Erd- und Luftwärmepumpen) etwas höhere Jahresarbeitszahlen von 2,4 (monovalente Wärmepumpen in Var 4) und 2,6 (bivalente Wärmepumpen in Var 2 und 3).

Auch das Temperaturniveau der Gebäudeheizung hat einen Einfluss auf das Ergebnis. Im Standardfall (und damit auch in den Basisvarianten) werden Heizungs-Auslegungstemperaturen von 55 °C angenommen, d.h. diese Vorlauftemperatur wird durch die Heizkörper an den kältesten Tagen erreicht, an wärmeren Tagen wird die Temperatur entsprechend abgesenkt. Würde man annehmen, dass die Gebäude über Flächenheizungen (insbesondere Fußbodenheizung) versorgt werden, so könnte die Auslegungs-Vorlauftemperatur entsprechend reduziert werden. Für die Basisvarianten 6, 7 und 9 (wiederum mit gleichen Anteilen von Erd-

³³ Die Aufwandszahl der Wärmeerzeugung, die dem Kehrwert der Jahresarbeitszahl entspricht, sinkt hier um 15 % von 0,43 auf 0,37.

³⁴ Die Speichertemperaturen erreichen gemäß den Modellannahmen Werte bis 80 °C, allerdings nur durch Einsatz von elektrischen Heizstäben. Für die Wärmepumpen wird in der vorliegenden Studie generell eine Obergrenze des erreichbaren Temperaturniveaus in Wärmespeichern von 60 °C angesetzt. In Wärmenetzen wird generell angenommen, dass für die Netztemperaturen geeignete Wärmepumpen zum Einsatz kommen. Die Vorlauftemperatur der untersuchten Nahwärmenetze wird im Standardfall ganzjährig zu 70 °C angesetzt. Gegenüber heutigen Bedingungen in Wärmenetzen ist dies ein niedriger (optimistischer) Wert, vgl. hierzu auch Kapitel 7.3.

und Luft-Wärmepumpen) wurde dieser Fall unter Annahme einer Absenkung der Auslegungsvorlauftemperatur auf 35 °C untersucht (Kürzel: TH-). Daneben wurde auch der pessimistische Fall einer Anhebung der Temperatur auf 70 °C betrachtet (TH+). Für die Basisvariante 9 wurde in diesem Fall außerdem in den Nahwärmenetzen die Vorlauftemperatur von 70 °C auf 90 °C erhöht (TNW+). Als letzter Untersuchungsfall wird noch einmal die Basisvariante 6 unter optimistischen Randbedingungen, nämlich mit reinem Einsatz von Erd-Wärmepumpen und gleichzeitiger Absenkung der Heizungstemperatur betrachtet. Der Biomasseverbrauch wurde in allen Fällen auf 50 TWh/a nachjustiert.

Abbildung 25 zeigt die resultierenden Jahresarbeitszahlen und Treibhausgasemissionen.

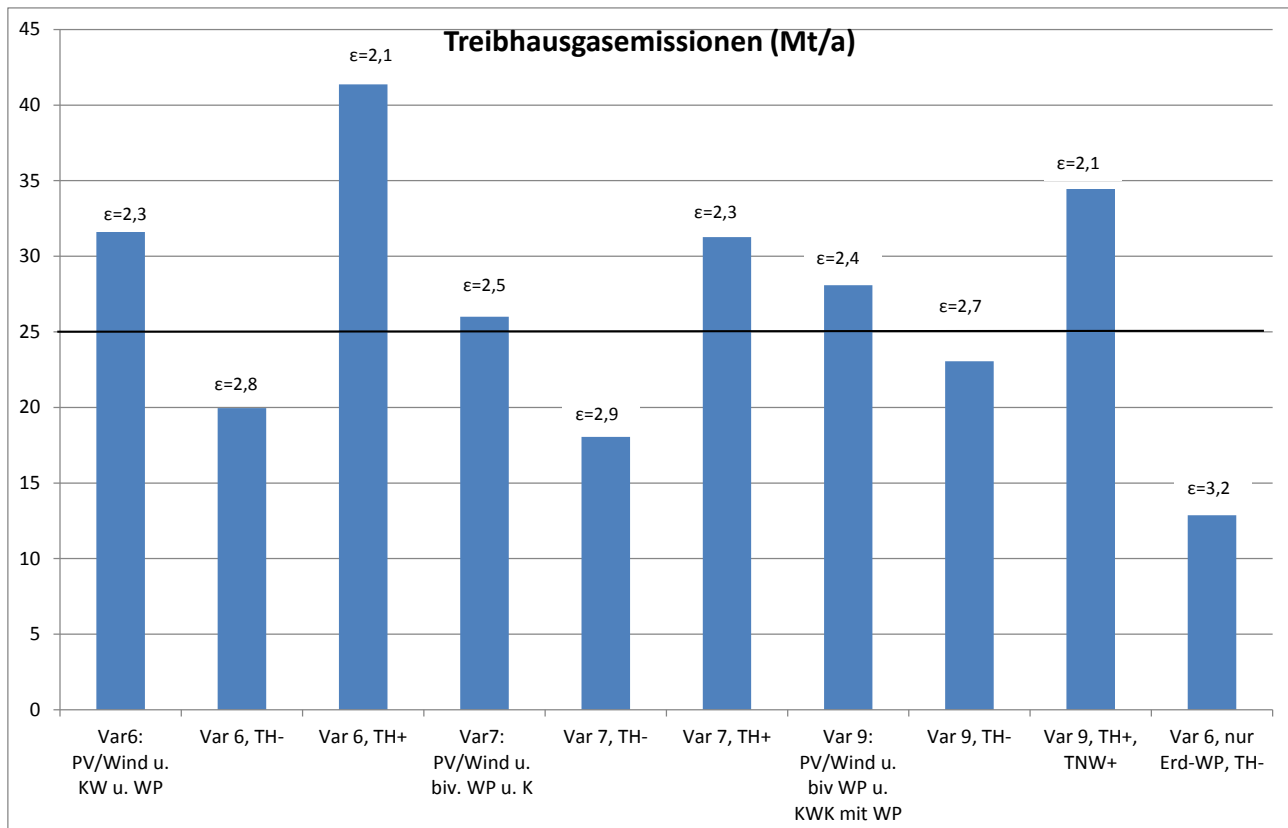


Abbildung 25: Basisvarianten 6, 7 und 9, Variation der Systemvorlauftemperaturen: Jährliche Treibhausgasemissionen

schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude-Wärmeversorgung 25 Mt_{CO₂e}/a

TH-/TH+: Absenkung/Anhebung der Auslegungs-Vorlauftemperatur der Heizung von 55 °C auf 35 °C bzw. 70 °C. TNW+: Anhebung der Nahwärme-Vorlauftemperatur von 70 °C auf 90 °C.

ε: mittlere Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen

Es ist zu erkennen, dass in den Modellrechnungen gegenüber einer Veränderung der Systemtemperaturen eine ähnliche Empfindlichkeit besteht wie in Abbildung 24 bei Veränderung des Wärmepumpentyps. Im letzten Fall, in dem für beide Einflussfaktoren der optimistische Fall betrachtet wird – Basisvariante 6 mit ausschließlich Erd-Wärmepumpen und gleichzeitig reduzierten Systemtemperaturen – wird eine Jahresarbeitszahl von 3,2 und eine Reduktion der Treibhausgasemissionen auf nur noch 13 Mt/a erreicht.

Interessant ist dieser letzte Fall auch im Hinblick auf die benötigte Kraftwerksleistung (brennstoffbetriebene Kraftwerke). Diese beträgt hier noch rund 65 GW (gegenüber 145 GW in der Basisvariante 6 bzw. 105 GW im Fall Var6, TH-).

Auch wenn weder eine vollständige Durchdringung des Wohngebäudesektors mit Erd-Wärmepumpen noch der generelle Übergang zu Niedertemperatur-Flächenheizungen (insbesondere im Gebäudebestand) realis-

tisch erscheint, so machen die Untersuchungen doch die erheblichen Vorteile dieser beiden Maßnahmen deutlich – sowohl für die Energieeffizienz und Treibhausgasminderung als auch, speziell im Fall monovalenter Wärmepumpen, für die Eingrenzung des elektrischen Leistungsbedarfs. Generell lässt sich die Schlussfolgerung ableiten, dass die Erreichung möglichst hoher Effizienzwerte in den Wärmepumpen (neben den genannten Maßnahmen auch durch Verwendung von besonders effizienten Geräten innerhalb desselben Anlagentyps) ein wichtiger Faktor für die Reduzierung des Brennstoffverbrauchs und der Treibhausgasemissionen ist.

Im Hinblick auf zukünftige Wärmepumpenanwendungen gibt es durchaus Hinweise, dass im Mittel auch deutlich bessere Jahresarbeitszahlen erreicht werden können (vgl. Anhang B.4.2). In der vorliegenden Untersuchung wird aber weiterhin mit eher konservativen Ansätzen gerechnet, um den Beitrag der Wärmepumpen in dieser Hinsicht nicht zu überschätzen.

Vor diesem Hintergrund zeigen die Ergebnisse im Zusammenhang mit den vorher untersuchten Varianten, dass auch mit großen Anteilen von Luftwärmepumpen und höheren, auch mit Heizkörpern statt Fußbodenheizungen noch erreichbaren Vorlauftemperaturen ein sinnvoller Wärmepumpeneinsatz möglich ist und dass die Wärmepumpentechnologie in einem Gesamtkonzept zur Erreichung der Klimaschutzziele auch bei mittleren Jahresarbeitszahlen von lediglich 2,5 und darunter eine zentrale Rolle spielt.

3.5.4 Justierung des Biomasseverbrauchs

Bei der Untersuchung einer vordefinierten Untersuchungsvariante kann zunächst einmal nicht garantiert werden, dass im Jahresverlauf tatsächlich das vorgegebene Biomasseziel (z. B. 50 TWh/a) genau erreicht wird. Aus diesem Grund waren bei der Durchführung der Analysen Nachjustierungen notwendig³⁵. Hierfür gibt es zwei Ansätze:

- Der Anteil der Biomasse-Systeme im Gebäudebestand wird angepasst, d.h. es werden z. B. mehr oder weniger Gebäude mit Pelletkesseln statt mit Erdgaskesseln versorgt.
- Der Anteil der Biomasse-Systeme bleibt gleich, stattdessen erfolgt eine Anpassung des Bewertungsfaktors der Biomasse $f_{y,Bio}$, der das Gewicht der Biomasse innerhalb des Optimierungsprozesses in der Simulationsrechnung festlegt (vgl. Kap. 2.1).

Ein exemplarischer Vergleich dieser Alternativen ist im Folgenden dargestellt. Gezeigt wird der Übergang von Basisvariante 8 zu Basisvariante 9. In der Variante 8 werden 50 % der Gebäude durch bivalente Wärmepumpen mit Holzpelletkesseln, 20 % der Gebäude durch bivalente Wärmepumpen mit Erdgaskesseln und 30 % über Nahwärmenetze mit Erdgas-BHKW und Erdgas-Spitzenkesseln versorgt. In den Nahwärmenetzen besteht darüber hinaus die Möglichkeit der Photovoltaik- und Windstromnutzung durch Wärmespeicher und elektrische Heizstäbe. Basisvariante 9 unterscheidet sich von der Variante 8 dadurch, dass nun auch in den Nahwärmesystemen parallel zu den bereits installierten Erzeugern zusätzlich elektrische Wärmepumpen zum Einsatz kommen, die unter anderem eine effizientere Solar- und Windstromnutzung ermöglichen.

Abbildung 26 zeigt die Ergebnisse der Untersuchungen für den Brennstoffverbrauch, Abbildung 27 für die Treibhausgasemissionen. Es wurden folgende Fälle unterschieden (von links nach rechts):

- Var 8: Basisvariante 8
- Var 8 + NW-WP: Hinzufügen der Nahwärme-Wärmepumpen zu Basisvariante 8, allerdings ohne Nachjustierung des Biomasseverbrauchs. Der Bewertungsfaktor der Biomasse beträgt immer noch $f_{y,Bio} = 0,67$, wie er in Basisvariante 8 zur Justierung des Biomasseverbrauchs eingestellt wurde. In Abbildung 26 ist zu erkennen, dass dies zu einem Mehrverbrauch an Biomasse führt.

³⁵ Diese Nachsteuerung führt nicht präzise, sondern nur ungefähr zur Einhaltung des Zielwerts. In der Regel liegen die einjustierten Varianten in einem Intervall zwischen 49,5 und 50,5 TWh/a, in Einzelfällen noch etwas außerhalb davon. Eine solche Genauigkeit erscheint hier ausreichend, um die wesentlichen Unterschiede zwischen den Untersuchungsvarianten herauszuarbeiten.

- Var 9: Basisvariante 9. Der Biomasse-Faktor ist nun auf $f_{y,Bio} = 0,80$ angehoben. Dies führt zu einer Reduzierung des Biomasseverbrauchs auf den gewünschten Zielwert.
- Var 9, Pelletkessel reduziert: Statt durch die Anhebung des Biomasse-Faktors lässt sich die Justierung des Biomasseverbrauchs auch durch eine Reduzierung des Anteils der Pelletkessel erreichen. Im vorliegenden Fall wurde der Anteil der bivalenten Wärmepumpen mit Pelletkessel auf ca. 40 % gesenkt und im Gegenzug der Anteil der bivalenten Wärmepumpen mit Erdgaskessel auf rund 30 % erhöht. Im Hinblick auf die Treibhausgasemissionen ist diese Konstellation aber nach Abbildung 27 etwas ungünstiger als die eigentliche Basisvariante 9.
- Var 9, Pelletkessel maximiert: Hier wurde der Anteil der bivalenten Wärmepumpen mit Pelletkesseln auf 70 % erhöht. Erdgas wird nur noch in den 30 % mit Nahwärme versorgten Gebäuden eingesetzt. Der Zielwert für den Biomasseverbrauch wurde durch Einstellen des Biomassefaktors auf den Wert $f_{y,Bio} = 1,05$ nachjustiert. Es ergeben sich gegenüber der eigentlichen Basisvariante 9 etwas geringere Treibhausgasemissionen.

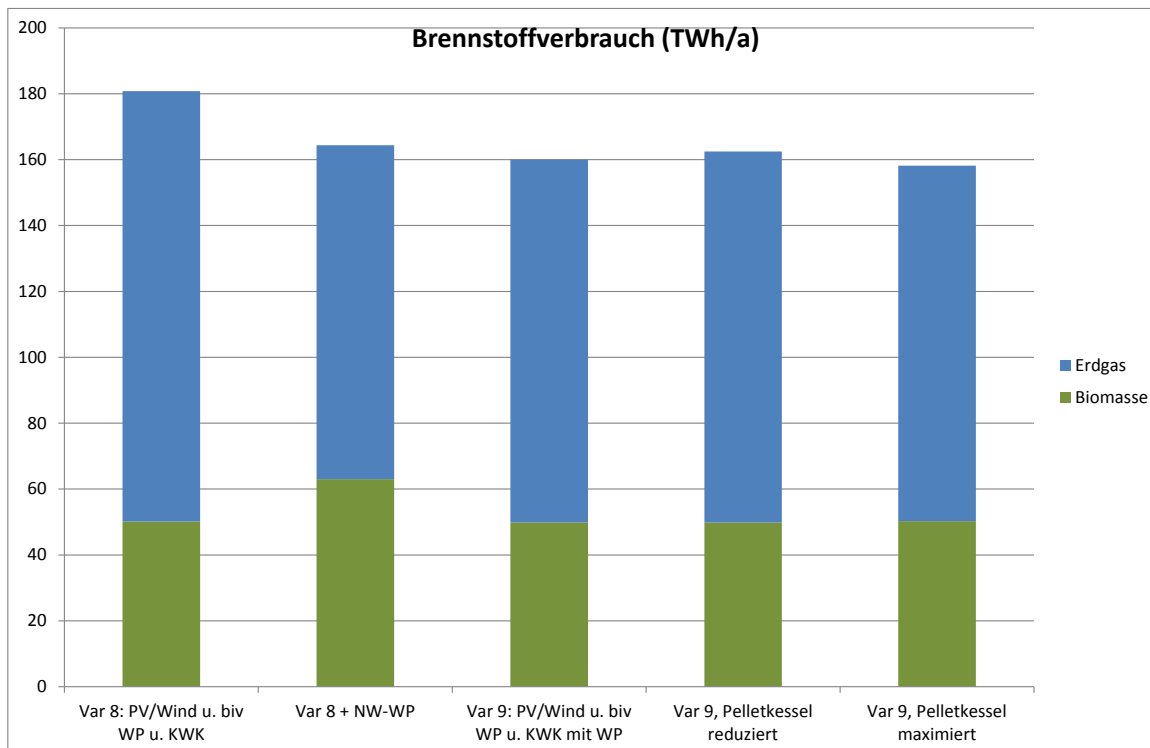


Abbildung 26: Übergang von Basisvariante 8 zu Basisvariante 9: Jährlicher Gesamt-Brennstoffverbrauch (unterer) Heizwert der Brennstoffe

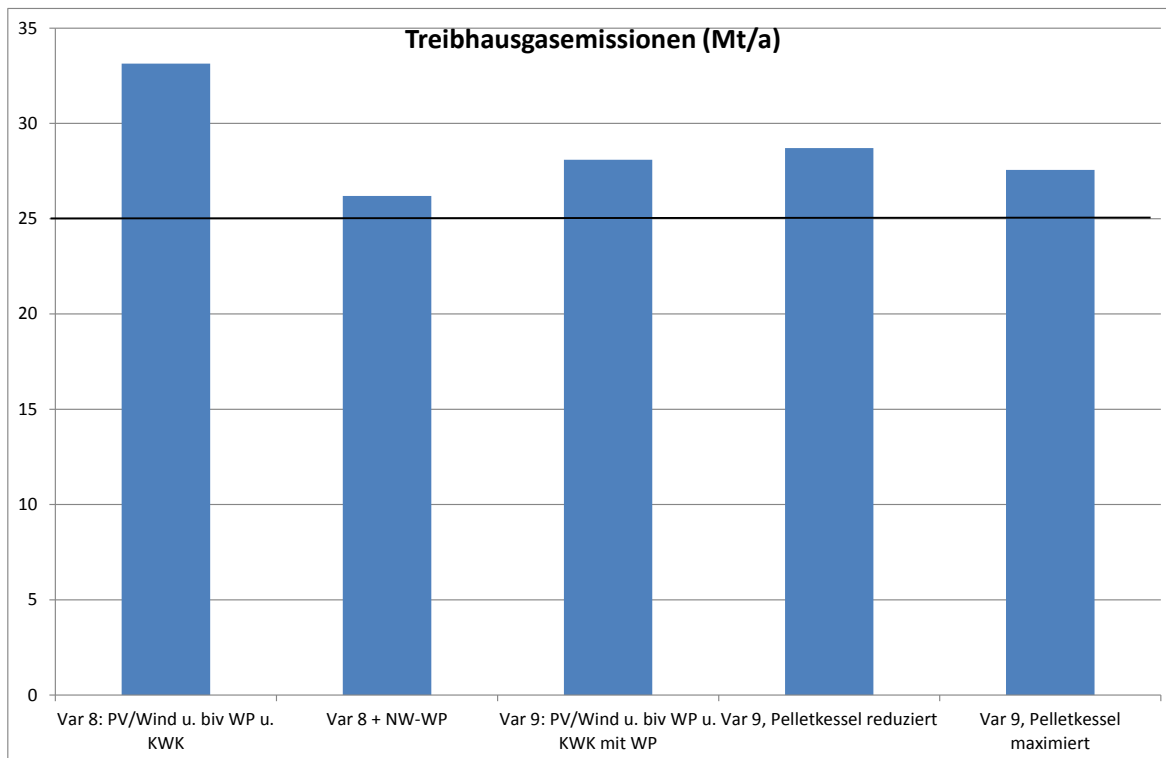


Abbildung 27: Übergang von Basisvariante 8 zu Basisvariante 9: Jährliche Treibhausgasemissionen
CO₂-Äquivalente (Megatonnen CO_{2e} pro Jahr) aller beim Brennstoffeinsatz entstehenden Treibhausgase inklusive Vorketten der Brennstoffgewinnung
schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude-Wärmeversorgung 25 Mt_{CO2e}/a

Insgesamt ist festzuhalten, dass der Unterschied der Treibhausgasemissionen in den drei letztgenannten Varianten nur gering ist (Var 9: 28,1 Mt/a, Var, Pelletkessel reduziert: 28,7 Mt/a, Var 9, Pelletkessel maximiert: 27,6 Mt/a). Das Ergebnis hängt in diesem Beispiel also nur in geringem Umfang von der Art der Einstufung auf den Biomasse-Zielwert ab.

Interessant beim Übergang von Variante 8 auf Variante 9 sind noch zwei weitere Beobachtungen, die im Folgenden diskutiert werden sollen: Es stellt sich die Frage, wie der Anstieg des Biomasseverbrauchs in der noch unjustierten Zwischenvariante und wie der Anstieg des Beitrags der KWK-Anlagen in Variante 8 plausibel erklärt werden kann. Der zweite Effekt – sichtbar am Anstieg der KWK-Wärmeerzeugung – war bereits in Abbildung 9 zu beobachten. Abbildung 28 zeigt vor diesem Hintergrund die Wärmeerzeugung der Varianten im vorliegenden Kapitel und macht die Beobachtung im Verlauf des obersten violetten Balkenstücks noch einmal deutlich: Es hier zu erkennen, dass der KWK-Anteil ausgehend von Variante 8 (KWK-Wärmeerzeugung: 27 TWh/a) bereits in der Zwischenvariante mit ergänzenden Nahwärme-Wärmepumpen (Var 8 + NW-WP: 36 TWh/a) zunimmt und dann beim Übergang zur eigentlichen Basisvariante 9, also nach Einstufung des Biomasseverbrauchs, noch einmal leicht ansteigt (39 TWh/a).

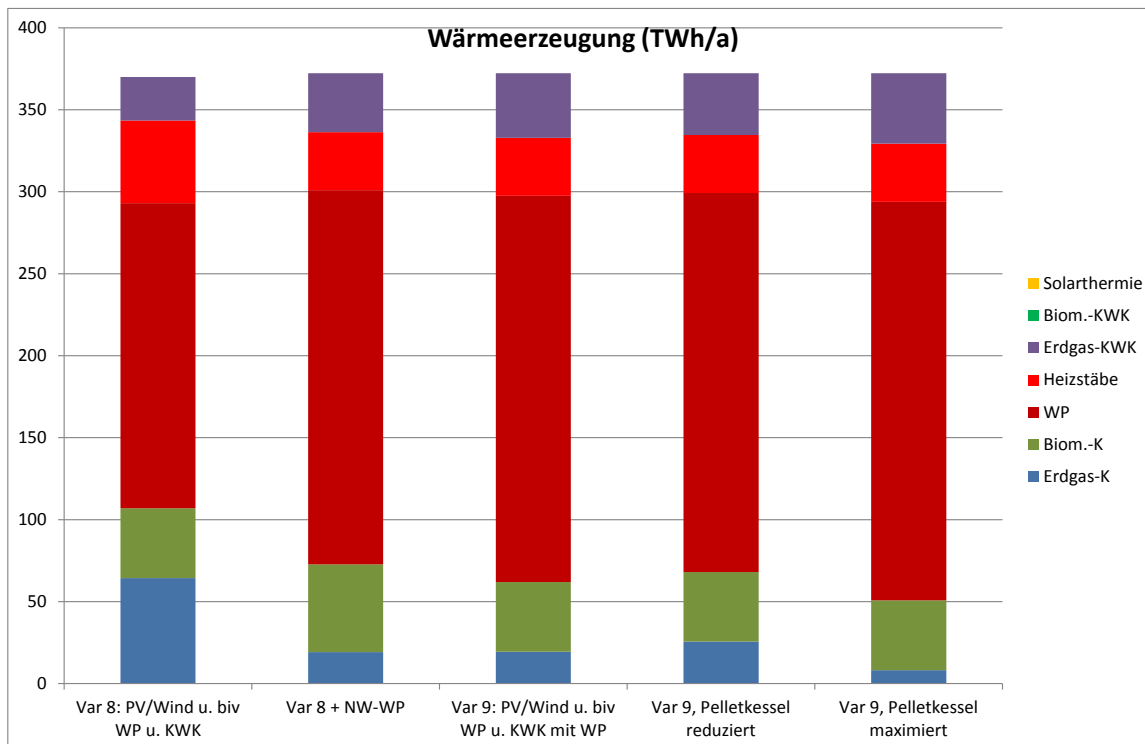


Abbildung 28: Übergang von Basisvariante 8 zu Basisvariante 9: Jährliche Wärmeerzeugung nach Einzelsystemen

Auf den ersten Blick erscheint es überraschend, dass die Einführung der Wärmepumpen in den Nahwärmesystemen die Wärmeerzeugung der parallel installierten KWK-Anlagen nicht etwa zurückdrängt, sondern sogar steigert. Man könnte nämlich vermuten, dass die effizientere Nutzung von Solar- und Windstrom durch die neu installierten Wärmepumpen in den Nahwärmesystemen hier zu einer generellen Verdrängung der anderen Erzeuger – also auch der KWK-Anlagen führen müsste. Allerdings ist das Zusammenspiel der verschiedenen Komponenten in der Simulation sehr komplex, und es gibt auch Mechanismen, die diesem Effekt entgegenwirken wirken und die Beobachtung daher plausibel erscheinen lassen:

- Die zusätzlich installierten Wärmepumpen erhöhen die Wärmeerzeugungsleistung in den Nahwärmesystemen und reduzieren damit die Zeiträume, in denen dort die (vergleichsweise ineffizienten) Erdgas-Spitzenkessel eingesetzt werden müssen, der Beitrag der Nahwärme-Spitzenlastkessel wird also tatsächlich reduziert. Dagegen stehen aus Sicht der KWK-Anlagen neben den Wärmepumpen in den Einzelgebäuden (70 % des Bestandes) nun auch die Wärmepumpen in den Nahwärmesystemen, insgesamt also 100 % der Gebäude als potentielle Abnehmer des produzierten Stroms zur Verfügung³⁶, dies erhöht insgesamt die Laufzeit und den Energiebeitrag der KWK-Anlagen.
- In den Zeiten, in denen der zuerst vermutete Effekt eintritt, die KWK-Anlagen also tatsächlich durch die Solar-/Windstromnutzung in den neuen Wärmepumpen verdrängt werden, setzt gleichzeitig ein weiterer Mechanismus ein: Der weggefallene KWK-Strom fehlt nun (in der Annahme, dass der Solar-/Windstrom momentan nicht zur Deckung des Gesamtwärmebedarfs ausreicht) in den Wärmepumpen der nicht ans Nahwärmenetz angeschlossenen Einzelgebäude und wird dort insbesondere durch verstärkten Einsatz der Pelletkessel ersetzt. Dies führt im ersten Schritt zu einer Zunahme des Biomasse-Verbrauchs, wie er in der Zwischenvariante Var 8 + NW-WP beobachtet wird. Da das Biomasse-Potential aber gedeckelt ist, muss in der Simulationen der fy-Faktor der Biomasse in Variante 9 gegenüber der Zwischenvariante erhöht werden, so dass der Beitrag der Pelletkessel in den

³⁶ Vorher war in den Nahwärmenetzen nur eine Stromabnahme durch im Vergleich ineffiziente Heizstäbe möglich, die vorrangig dem Ziel einer Aufnahme von Wind- und Solarstromüberschüssen dient.

Einzelgebäuden wieder reduziert wird und stattdessen die Einzelgebäude-Wärmepumpen und im Nachgang auch die Nahwärme-KWK-Anlagen wieder verstärkt zum Einsatz kommen können.

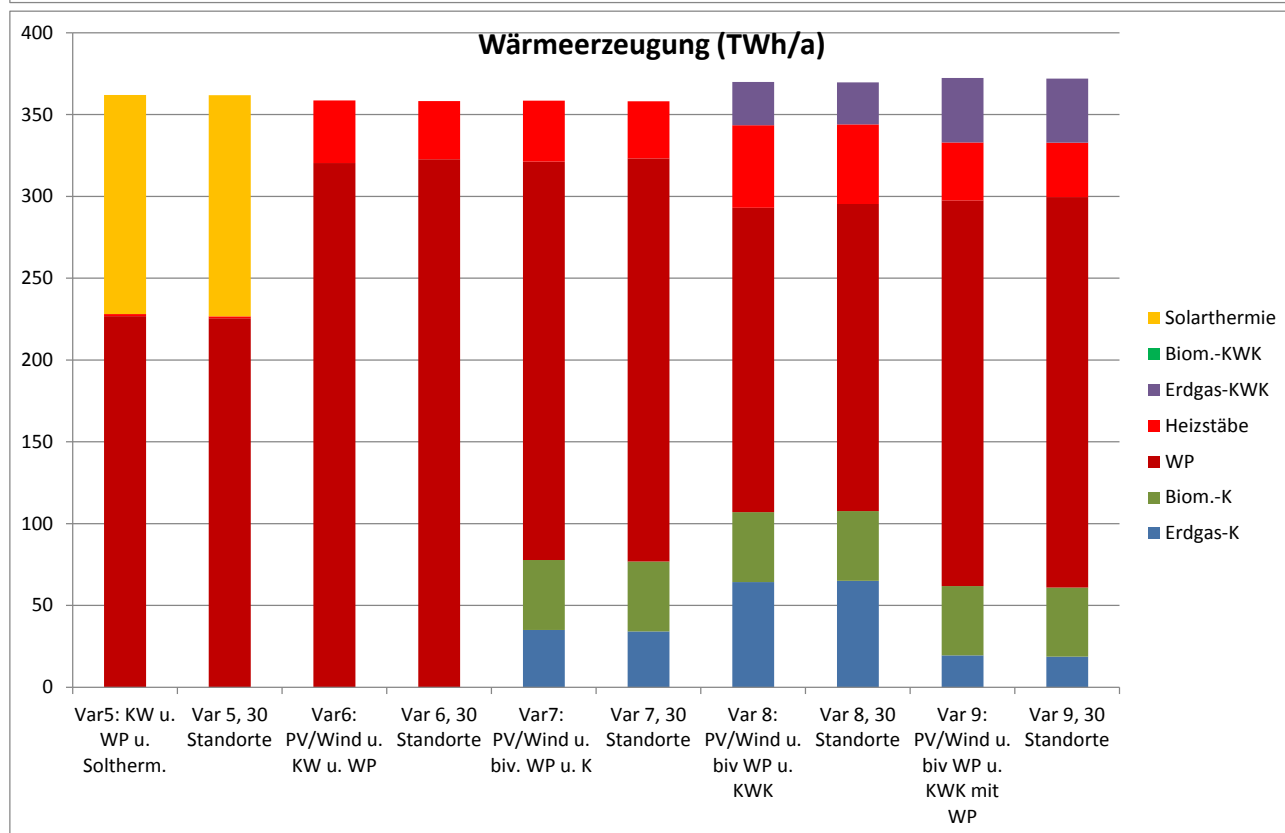
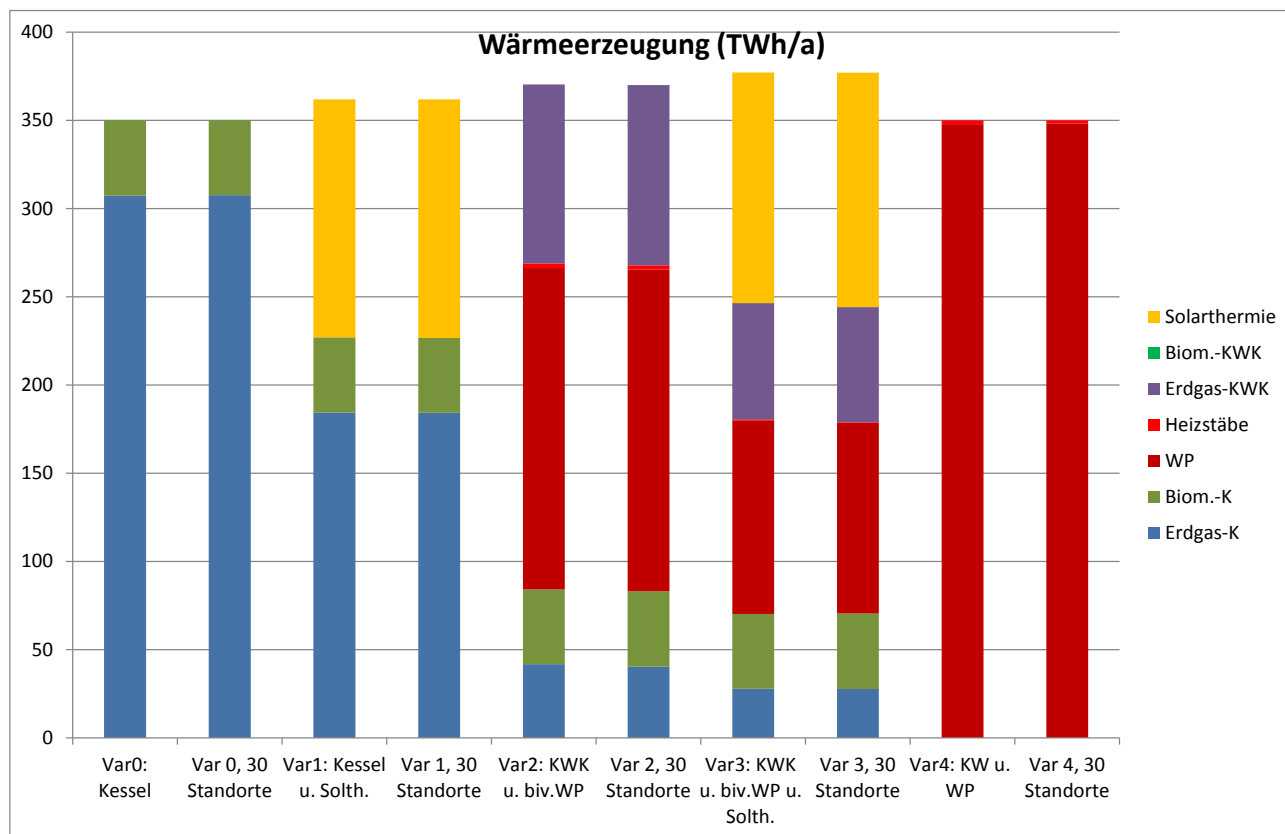
3.5.5 Variation der Gebäudestandorte

Für die Analyse der Gebäude-Energieverbräuche standen Wetterdaten von insgesamt 30 Standorten zur Verfügung (s. Anhang B.2). In den meisten Untersuchungen wurden Gebäude bzw. Wohnfläche allerdings auf nur drei Standorte (Wetterdaten von Hamburg, Dresden und Stuttgart) verteilt, um Rechenzeit zu sparen und die praktische Durchführung zu vereinfachen.

Ein Vergleich der beiden Ansätze ist in Abbildung 29 bis Abbildung 30 dargestellt. Eingetragen sind die Wärmeerzeugung, der Brennstoffverbrauch und die Treibhausgasemissionen. Jede Basisvariante ist zweifach dargestellt. Der jeweils erste (linke) Balken entspricht der Standardberechnung, in der die Wohnfläche gleichmäßig über drei Standorte verteilt ist. Der zweite (rechte) Balken zeigt dann die Ergebnisse bei der Verteilung der Wohnfläche über 30 Standorte³⁷. Der Biomasseverbrauch wurde jeweils auf den Standardwert (50 TWh/a) einjustiert, ebenso der Wärmebedarf und die Photovoltaik- und Windstromerzeugung. Da angesichts von 10 Basisvarianten insgesamt jeweils 20 Teilergebnisse gezeigt werden, sind die Diagramme zweigeteilt für je fünf Basisvarianten dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen insgesamt eine nur geringe Abhängigkeit vom Berechnungsansatz. Die vereinfachte Analyse mit drei Standorten erscheint daher gerechtfertigt.

³⁷ Auf Grundlage von Auswertungen mit der Bautätigkeitsstatistik (Anteil der Wohnungen nach Bundesländern) wurde hier auch die Verteilung der Wohnfläche auf die sechs Untersuchungszonen des Simulationsmodells berücksichtigt (s. Bericht zur Modellentwicklung [Diefenbach et al. 2017], Kap. 3). Innerhalb einer Zone wurde die Wohnfläche dann gleichmäßig auf die verfügbaren Wetterdaten-Standorte verteilt. Beim vereinfachten Ansatz mit nur drei Wetterdaten-Standorten wurde die Wohnfläche den drei Standorten von vornherein zu gleichen Anteilen zugeordnet.



**Abbildung 29: Untersuchung der Basisvarianten mit drei bzw. dreißig Standorten: Jährliche Wärme-
erzeugung nach Einzelsystemen**

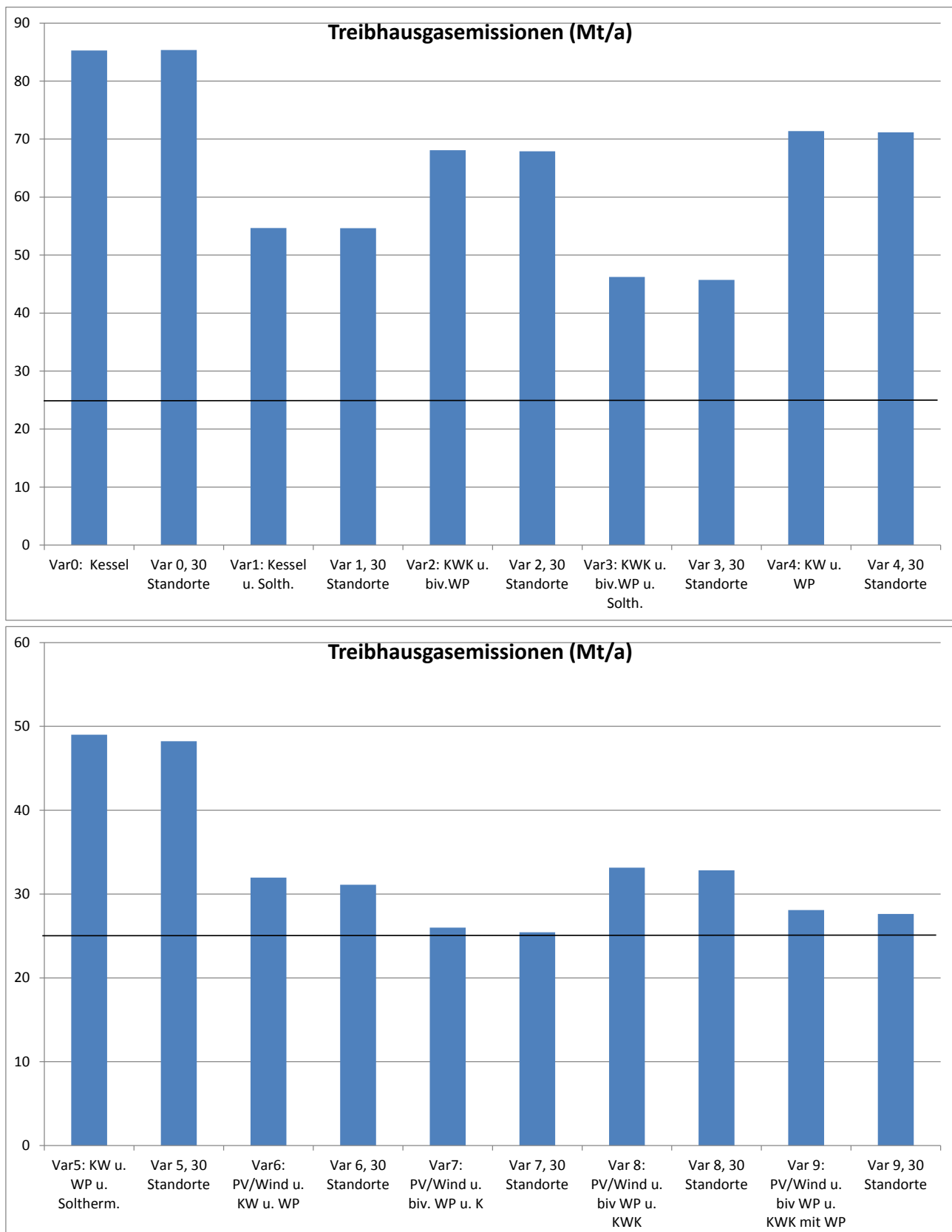


Abbildung 30: Untersuchung der Basisvarianten mit drei bzw. dreißig Standorten: Jährliche Treibhausgasemissionen

3.5.6 Variation der regionalen Verteilung der Solar- und Windstromerzeugung

Eine Variation der regionalen Verteilung der Solar- und Windstromerzeugung (vgl. Anhang B.2) wird hier am Beispiel der Basisvariante 9 untersucht. Bei den Untersuchungen wurde jeweils die Summe der jährlichen Stromerzeugung konstant gehalten (Photovoltaik: 40 TWh/a, Windkraft: 80 TWh/a), dabei aber das zeitliche Profil der Erzeugung variiert.

Abbildung 31 zeigt das Ergebnis für den jährlichen Brennstoffverbrauch. Im ersten Balken links ist die ursprüngliche Basisvariante 9 dargestellt. Anschließend werden die folgenden Variationen betrachtet:

- Zunächst wurde angenommen, dass die Windkraft ausschließlich im Binnenland („Onshore“) erzeugt wird, die Offshore-Erzeugung von ursprünglich 40 % (also 32 TWh/a) wurde dabei proportional zur bisherigen Erzeugung auf die Binnenland-Zonen verteilt.
- Im nächsten Fall mit reiner Offshore-Windkraft wurde dementsprechend die bisherige Binnenlanderzeugung auf Null gesetzt und der fehlende Betrag der Offshore-Erzeugung zugeschlagen.
- Die dritte bis fünfte Variante zeigen, ausgehend von der ursprünglichen Basisvariante, eine Konzentration der Solarstromerzeugung und Windstromerzeugung auf die Zone 3 (Mitte-West) – zunächst einzeln und schließlich gemeinsam. Es wird hier also vorausgesetzt, dass der gesamte jährliche Beitrag von Photovoltaik und Windkraft allein aus dieser Zone, d.h. allein aus Standorten in Nordrhein-Westfalen, Hessen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland stammen.
- In den letzten beiden Fällen wird noch die Konzentration der gesamten Solar- und Windstromerzeugung auf die Zone 1 (Nord-West: Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen) bzw. die Zone 6 (Süd-Ost: Bayern) untersucht.

Die auf diese Weise definierten Untersuchungsfälle (zumindest diejenigen mit Konzentration auf eine einzige Zone) sind von rein theoretischer Bedeutung. Aus den Ergebnissen für den Brennstoffverbrauch in Abbildung 31 lässt sich allerdings Folgendes ablesen: Zwischen den einzelnen Varianten sind im Ergebnis nur geringe Unterschiede festzustellen: Der Biomasseverbrauch variiert hier zwischen ca. 49 und 51 TWh/a, der Erdgasverbrauch zwischen 110 und 115 TWh/a. Entsprechend gering sind auch die (nicht dargestellten) Unterschiede zwischen den Treibhausgasemissionen, die mit ihrem Gesamtbetrag in einem Intervall von 28,1 bis 29,2 Mt/a liegen. Die großräumige deutschlandweite Diversifizierung der Solar- und Windstromerzeugung, die einerseits zur Nutzung der vorhandenen Potentiale ohnehin notwendig erscheint, andererseits aber auch aufgrund der besseren zeitlichen Verteilung des regenerativen Stromangebots Vorteile verspricht³⁸, hat zumindest für die hier untersuchte Fragestellung – d.h. die Jahres-Brennstoffbilanz und damit auch die Treibhausgasemissionen der untersuchten Basisvariante – kaum eine Relevanz. Die ursprünglich angesetzte räumliche Verteilung auf die sieben Untersuchungszonen (s. Anhang B.2) wurde gleichwohl in den weiteren Untersuchungen beibehalten. Auch zeigt sich bei noch weiterer Einschränkung der betrachteten Standorte, nämlich auf ein einzelnes Bundesland (Hessen) bzw. einen Einzelstandort (Mannheim), ein deutlicherer Effekt als in den hier betrachteten Fällen (siehe dazu Kap. 5.5, dort inklusive Untersuchung des Haushaltsstroms).

³⁸ z. B. weil ein Windfeld oder eine Wolkenlücke allmählich über das Land zieht und daher über einen längeren Zeitraum die Wind- bzw. Solarstromproduktion aufrecht erhält.

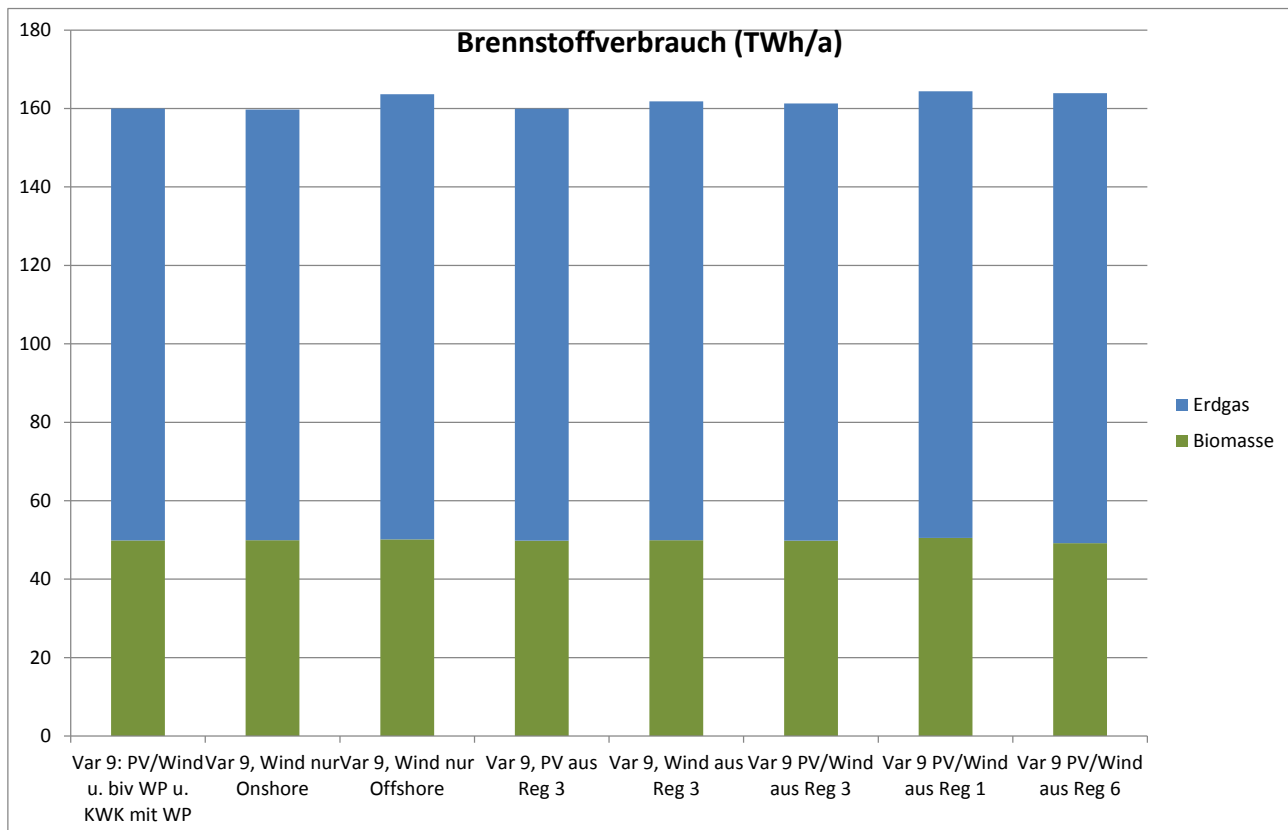


Abbildung 31: Variation der regionalen Verteilung der Solar- und Windstromerzeugung: Jährlicher Gesamt-Brennstoffverbrauch
(unterer) Heizwert der Brennstoffe

Etwas deutlicher sind in den untersuchten Fällen die Unterschiede auch bei Betrachtung der Maximalwerte der elektrischen Leistung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung in Abbildung 32³⁹. Während in der Basisvariante die Leistungsspitze etwa 43 GW beträgt, werden in den Varianten mit Konzentration auf eine einzelne Zone bis zu 55 GW erreicht.

³⁹ Vergleiche hierzu auch die Erläuterung zu Abbildung 12 in Kap. 3.4. Es handelt sich hier um Stundenmittelwerte der elektrischen Leistung. Der Einfluss der räumlichen Verteilung auf den Verlauf der Leistungswerte bei kleineren Zeitskalen – insbesondere auch auf die Geschwindigkeit von Leistungsänderungen in kurzen Zeiträumen – die für den notwendigen Lastausgleich in den elektrischen Netzen relevant ist, kann hier nicht untersucht werden.

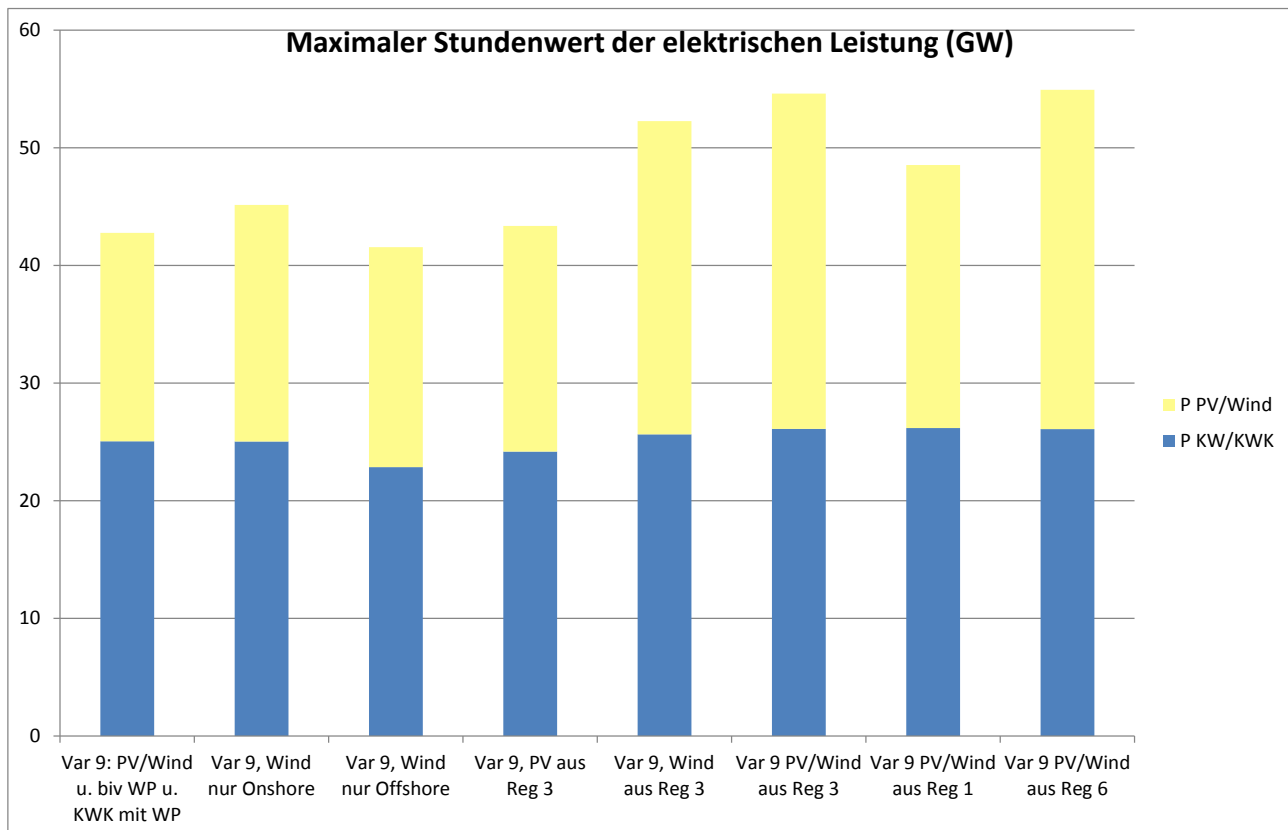


Abbildung 32: Alle Basisvarianten: Maximaler Stundenwert der elektrischen Leistung (netto) für die Wohngebäude-Wärmeversorgung

P KW/KWK: Leistungsbeitrag brennstoffbetriebener Kraftwerke bzw. KWK-Anlagen

P PV/Wind: Leistungsbeitrag von Photovoltaik und Windkraft

3.5.7 Reduzierung des Wärmeverbrauchs

In diesem Abschnitt wird für alle Basisvarianten der Effekt einer Reduzierung des Wärmeverbrauchs von 350 TWh/a auf 300 TWh/a untersucht. Dabei wurde angenommen, dass die Energieeinsparung durch verbesserten Wärmeschutz, also bei der Heizwärme, erreicht wird. Diese sinkt von 250 TWh/a auf 200 TWh/a, während der Warmwasserverbrauch bei 100 TWh/a konstant bleibt (jeweils inklusive Verteilverlusten). Der Biomasseverbrauch wurde in allen Untersuchungsfällen auf den Zielwert von 50 TWh/a eingestellt.

Abbildung 33 zeigt das Ergebnis für die Treibhausgasemissionen. Der Vergleich mit den ursprünglichen Basisvarianten (s. Abbildung 16 auf Seite 42) zeigt eine deutliche Reduktion der Emissionen, die in den meisten Fällen relativ gesehen, d.h. im Vergleich zur prozentualen Einsparung beim Wärmebedarf (Minderung um ca. 14 % von 350 auf 300 TWh/a), deutlich überproportional ausfällt: So sinken die Emissionen zwar in der Basisvariante 0 um ebenfalls rund 14 % von 85 auf 73 Mt/a, in der Basisvariante 1 aber um rund 23 % von 56 auf 43 Mt/a.

In den Varianten 6-9 mit starker PV-/Windstromnutzung und deutlich niedrigeren Treibhausgasemissionen wird der Zielwert von 25 Mt/a ungefähr erreicht (Var 6/8) bzw. deutlich unterschritten (Var 7/9). Im Fall von Basisvariante 7 betragen die jährlichen Emissionen 19 Mt/a und liegen damit um 27 % unter den Werten der ursprünglichen Basisvariante (26 Mt/a gemäß Abbildung 16).

In den Varianten 0-5 ohne PV-/Windstromnutzung wird zwar eine deutliche Emissionsminderung gegenüber den ursprünglichen Basisvarianten erreicht. Der Zielwert von 25 Mt/a wird aber selbst in den Fällen mit Solarthermienutzung, die in der Größenordnung von 40 Mt/a liegen (Var 1/3/5) noch deutlich verfehlt.

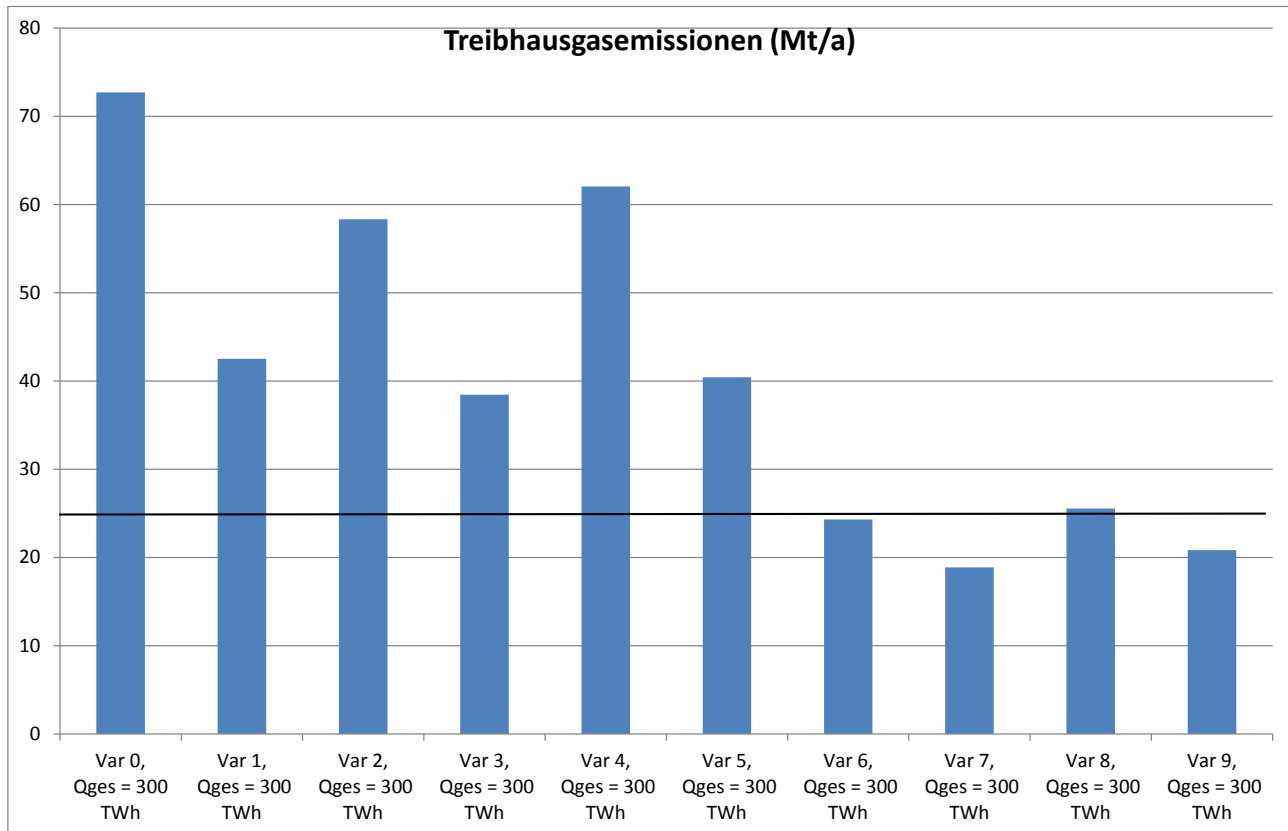


Abbildung 33: Basisvarianten mit reduziertem Wärmeverbrauch (300 statt 350 TWh/a): Jährliche Treibhausgasemissionen
 schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude-Wärmeversorgung 25 Mt_{CO2e}/a

Neben dem Wärmeverbrauch sind als weitere zentrale Einflussfaktoren auf die Treibhausgasemissionen insbesondere die Höhe der PV- und Windstromerzeugung sowie das verfügbare Biomassepotential zu betrachten. Eine systematische Untersuchung dieser Einflussfaktoren erfolgt in Kapitel 4. Dort wird auch der überproportionale Einfluss des Wärmeverbrauchs noch einmal genauer analysiert und begründet.

3.6 Energiebilanzen im Jahresverlauf

An dieser Stelle werden die Monatswerte zentraler Energiebilanzgrößen näher betrachtet. Das Jahr (8760 Stunden) ist dabei in 12 gleichlange „Standardmonate“ der Länge 8760 Stunden / 12 = 730 Stunden aufgeteilt. Die Übereinstimmung mit Kalendermonaten ist also nur ungefähr, aber nicht präzise gegeben⁴⁰.

Als „Sommer“ wird hier vereinfachend das Sommerhalbjahr mit den Monaten 4-9 bezeichnet. Vor diesem Hintergrund ist in den folgenden Abbildungen der Sommeranteil der jeweiligen Bilanzgröße mit ausgewiesen.

⁴⁰ Die Untersuchungen wurden auch hier mit den Wetterdaten des Jahres 2012 durchgeführt. Eigentlich handelte es sich um ein Schaltjahr, der 29. Februar wurde aber in allen Untersuchungen aus den Daten gelöscht, um die Berechnungen mit der üblichen Jahreslänge von 365 Tagen bzw. 8760 Stunden durchführen zu können.

In den folgenden Diagrammen (Abbildung 34 bis Abbildung 37) sind die Jahresverläufe der Photovoltaik- und Windstromerzeugung und des Wärmebedarfs für die untersuchten Basisvarianten sowie – für Basisvariante 9 – der Brennstoffverbrauch (Erdgas und Biomasse) dargestellt.

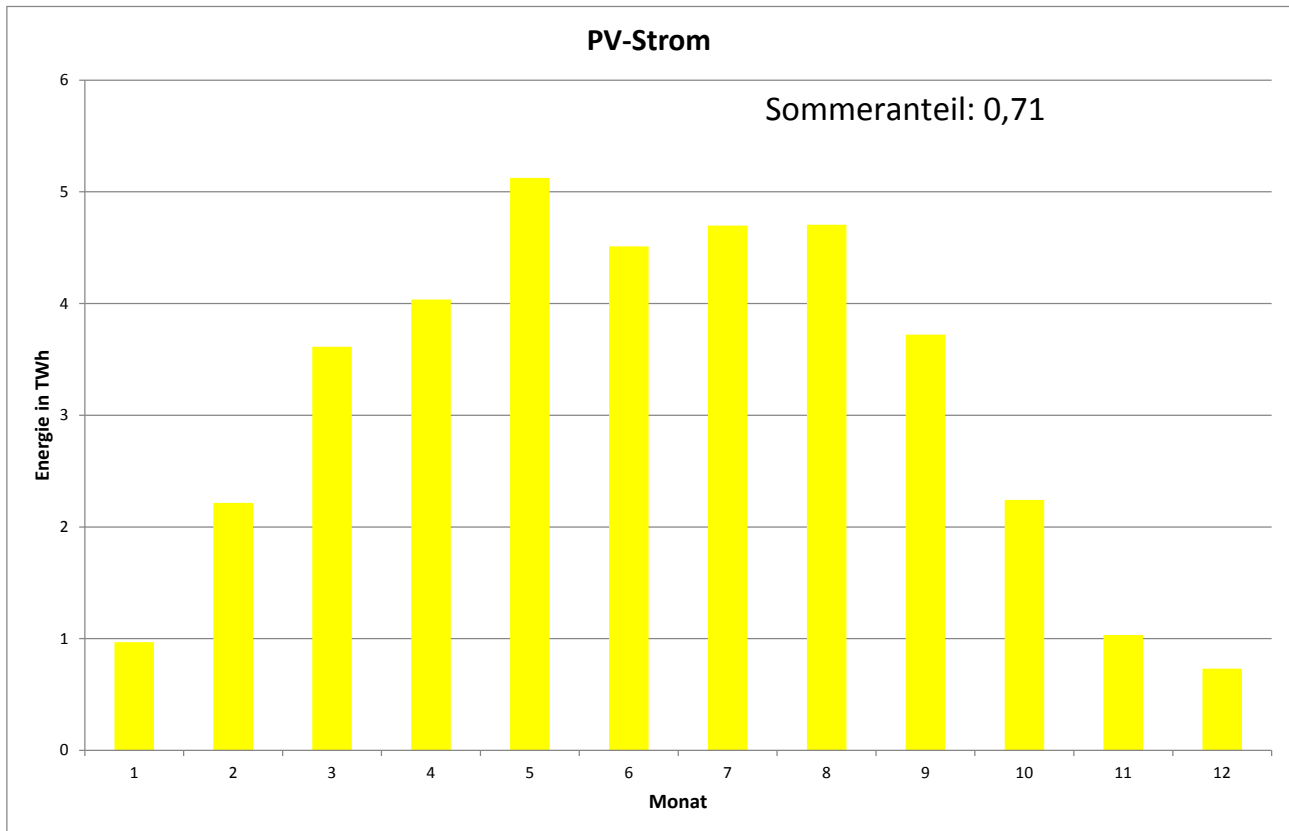


Abbildung 34: Monatswerte der Solarstromerzeugung in den untersuchten Basisvarianten

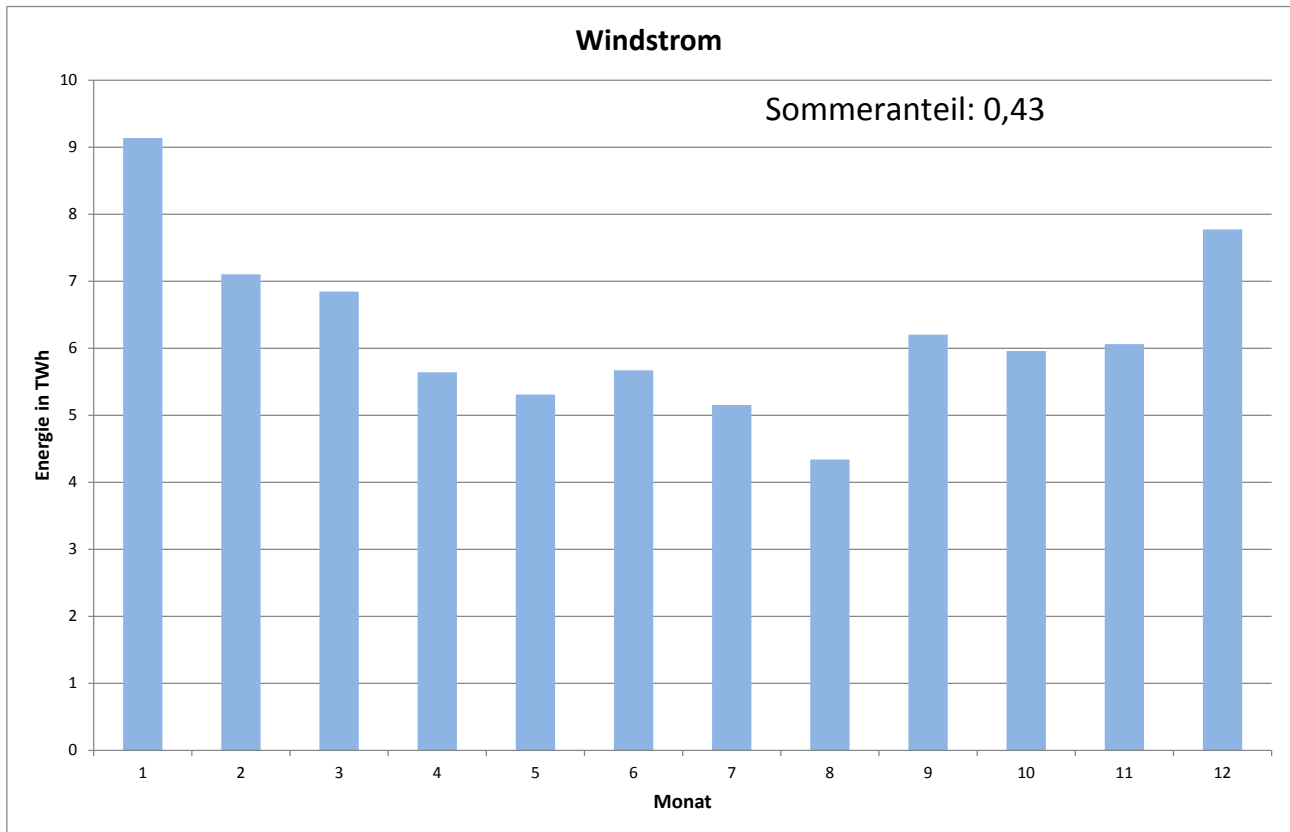


Abbildung 35: Monatswerte der Windstromerzeugung in den untersuchten Basisvarianten

Die Solarstromproduktion hat ein deutliches Maximum in den Sommermonaten, etwa 71 % der Jahreserzeugung findet im Sommerhalbjahr statt. Beim Windstrom sind es dagegen nur 43 %, die Energieerzeugung ist hier im Jahresverlauf stärker ausgeglichen und hat ihr Maximum im Winter.

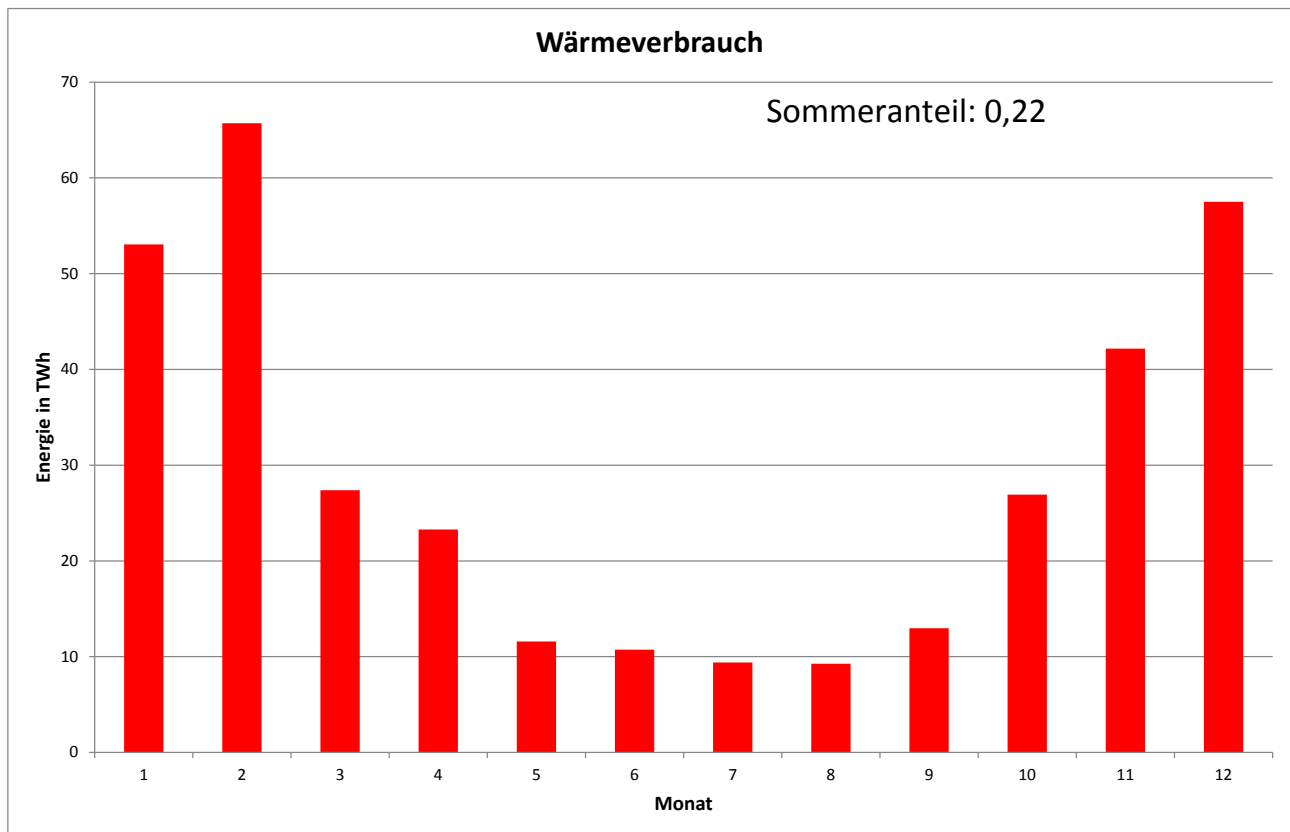


Abbildung 36: Monatswerte des Wohngebäude-Wärmebedarfs in den untersuchten Basisvarianten (Heizwärme, Warmwasser und Wärmeverteilverluste in den Gebäuden)

Noch deutlicher ist das winterliche Maximum allerdings beim Wärmebedarf der Gebäude: Obwohl es sich hier in den Basisvarianten um einen weitgehend energetisch modernisierten Gebäudebestand handelt, ist der Energiebedarf immer noch stark auf den Winter konzentriert. Nur 22 % des Wärmeverbrauchs entfallen auf das Sommerhalbjahr. Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass der Windstrom im Jahresverlauf deutlich besser für die Deckung des Wärmebedarfs geeignet ist als der Photovoltaikstrom. Dieser Aspekt wird in Kapitel 4 noch genauer untersucht. Allerdings ist die winterliche Spitze der Windstromproduktion im Vergleich zum Wärmebedarf immer noch verhältnismäßig gering ausgeprägt. Es ist daher zu erwarten, dass Überschüsse an Solar- und Windstrom vor allem im Sommer und ein restlicher Brennstoffverbrauch vor allem im Winter auftritt.

Am Beispiel von Basisvariante 9 zeigt Abbildung 37, dass dies auch tatsächlich der Fall ist: Der Brennstoffverbrauch (Erdgas und Biomasse) konzentriert sich mit einem Anteil von 96 % fast ausschließlich auf das Winterhalbjahr, nur 4 % treten wie dargestellt im Sommerhalbjahr auf.

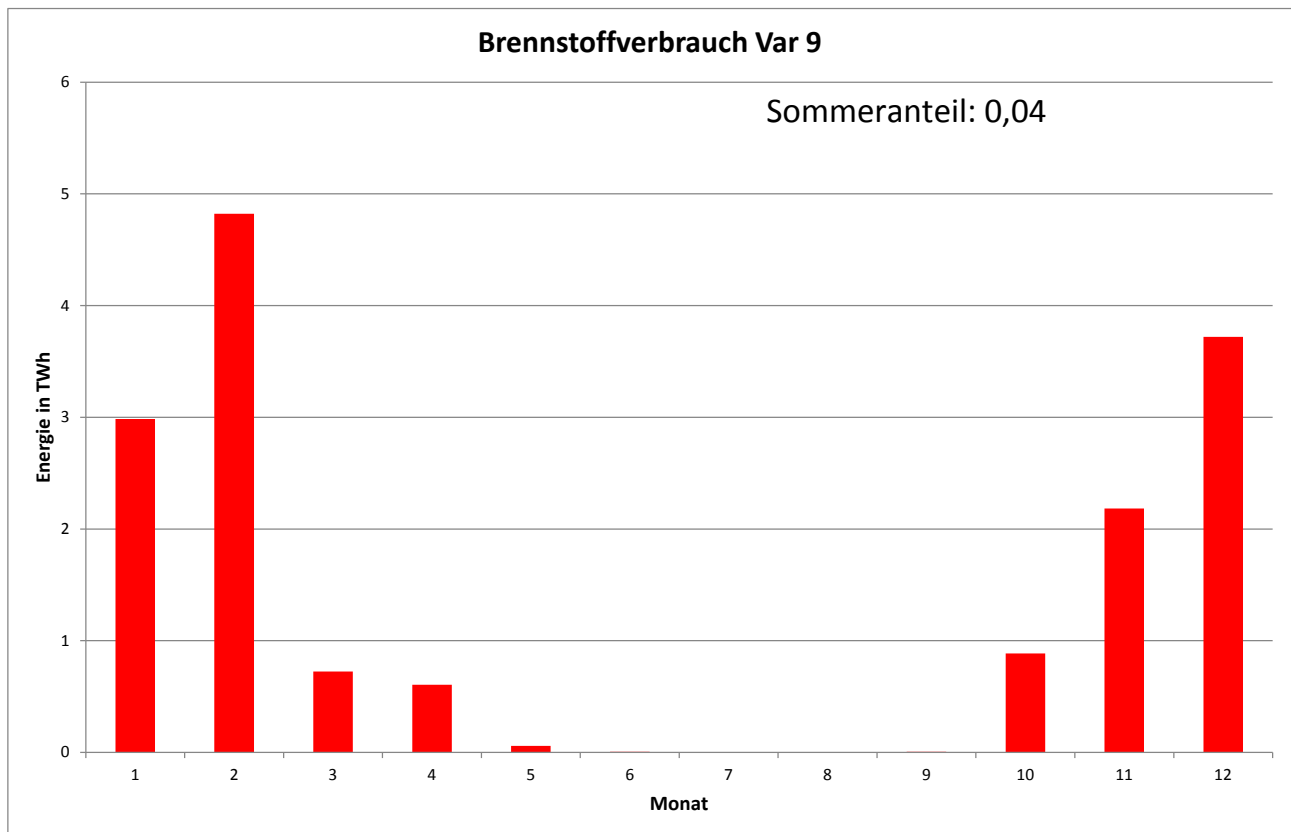


Abbildung 37: Monatswerte des Brennstoffverbrauchs in Basisvariante 9

Ein Brennstoffverbrauch für die Wärmeerzeugung im Sommer wird also zukünftig bei hohen Anteilen von Solar- und Windenergienutzung vermieden werden können. Voraussetzung dafür ist, dass die Wärmeversorgungssysteme auch tatsächlich Solar- und Windenergie nutzen können und nicht systembedingt an einen ausschließlichen Brennstoffeinsatz gekoppelt sind. Dieser Aspekt wird in Kapitel 4 ebenfalls noch genauer untersucht.

3.7 Schlussfolgerungen

Das im Projekt entwickelte Simulationsmodell zur Analyse des zeitlichen Zusammenspiels von Energieangebot (insbesondere aus Solar- und Windenergie) und Energienachfrage wurde im Hinblick auf die Wärmeversorgung eines zukünftigen, energetisch modernisierten Wohngebäudebestandes (2050) angewendet. Aus der Untersuchung von zehn idealtypischen Basisvarianten für die Wärmeversorgung im vorliegenden Kapitel 3 lassen sich die folgenden Schlüsse ziehen:

- Im Hinblick auf eine im Vergleich zu Heizkesseln effizientere Brennstoffnutzung (insbesondere von Erdgas) lassen sich elektrische Wärmepumpen mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder effizienten Kraftwerken kombinieren. Beide Optionen sind im Hinblick auf Brennstoffverbrauch und Triebhausgasemissionen in etwa gleichwertig.
- Die Nutzung von Solarenergie zur Wärmeversorgung durch Solarthermie einerseits bzw. Photovoltaik in Kombination mit elektrischen Wärmepumpen andererseits ist in ihren grundsätzlichen Eigenschaften ebenfalls quasi gleichwertig. Insbesondere zeigen Kurven über die Zunahme des solaren Deckungsgrads in Abhängigkeit vom Flächenzuwachs der Solarkollektoren bzw. -module für beide Optionen einen sehr ähnlichen Verlauf. In den Analysen ergab sich damit die Möglichkeit, die

Berechnungen auf eine der beiden Technologien zu konzentrieren. Betrachtet wurde die Kombination von Photovoltaik und Wärmepumpen⁴¹. Diese Option weist den zusätzlichen Vorteil auf, dass die Solarenergie durch die Verteilung im elektrischen Netz auch in Gebäuden genutzt werden kann, die keine für Solaranlagen geeigneten Dachflächen aufweisen.

- Das Ziel einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 87,5 % (Mittelwert des Zielintervalls 80-95 % der Bundesregierung) lässt sich mit der herkömmlichen, durch Heizkessel dominierten Wärmeversorgungsstruktur nicht erreichen. Auch der Übergang zu einer effizienteren Brennstoffausnutzung durch Kraft-Wärme-Kopplung bzw. effiziente Kraftwerke in Kombination mit Wärmepumpen sowie die Ausschöpfung der Möglichkeiten für die Wärmeerzeugung durch Solarenergie sind hierfür noch nicht ausreichend. Erst durch die zusätzliche Einbeziehung von Strom aus Windkraft, der durch Wärmepumpen für die Wärmeversorgung genutzt wird, lässt sich die Klimaschutzvorgabe in einem energetischen modernisierten Wohngebäudebestand ungefähr einhalten.
- Elektrischen Wärmepumpen kommt damit aufgrund ihrer Fähigkeit, sowohl Solar- als auch Windstrom effizient zu nutzen, eine Schlüsselrolle in der zukünftigen Wohngebäude-Wärmeversorgung zu. Dies gilt auch dann, wenn – wie in den untersuchten Varianten – eher konservative Ansätze für die Wärmepumpeneffizienz mit Jahresarbeitszahlen in der Größenordnung von 2,5 und weniger erreicht werden – resultierend aus der Annahme eines je hälftigen Einsatzes von Luft- und Erdreichwärmepumpen mit Effizienzwerten, die sich an heute typischen, mittleren Anlagen orientieren. Die Sensitivität der Ergebnisse im Hinblick auf die Wärmepumpeneffizienz ist gleichwohl groß, d. h. der Übergang zu höheren Arbeitszahlen beispielsweise durch den verstärkten Einsatz von Erd- statt Luftwärmepumpen bzw. die Minimierung der Heizungsvorlauftemperaturen im Bestand (durch entsprechend große Heizflächen bzw. Fußbodenheizungen) können zu einer merklichen Verminderung der Treibhausgasemissionen beitragen.
- Der Einsatz der Wärmepumpen muss nicht mit monovalenten bzw. monoenergetischen Systemen erfolgen, in denen ausschließlich Wärmepumpen bzw. ergänzende elektrische Heizstäbe eingesetzt werden. Bivalente Systeme, also Kombinationen von Wärmepumpen und Heizkesseln (in der Untersuchung mit einer Wärmepumpenauslegung auf 35 % der Heizleistung), führen zu ähnlichen und teils sogar etwas günstigeren Ergebnissen im Hinblick auf die Treibhausgasemissionen. Darüber hinaus besteht in diesen Fällen der Vorteil, dass elektrische Leistungsspitzen gegenüber der monovalenten Versorgung deutlich reduziert werden können: Die Spitzenleistung zur Wärmeerzeugung an den kältesten Wintertagen wird hier über Heizkessel (in der Regel vor Ort in den Gebäuden), im monovalenten Fall dagegen über Spitzenlastkraftwerke im elektrischen Netz abgedeckt. Insbesondere für die zukünftig notwendige schrittweise Einführung von Wärmepumpen im Gebäudebestand stellt sich damit Frage, ob Wärmepumpen auch ergänzend zu bereits existierenden Heizkesseln eingesetzt werden können und sich durch bivalente Systeme günstigere Perspektiven für den Wärmepumpeneinsatz in (vorläufig noch) wenig gedämmten Gebäuden mit hohen Heizungsvorlauftemperaturen ergeben.
- Auf jeden Fall ist vor dem Hintergrund der dargestellten Ergebnisse in Zukunft mit einer Zunahme komplexerer Heizsysteme zu rechnen, in denen sowohl redundante Wärmeerzeuger (z. B. bivalente Wärmepumpensysteme oder die Kombination von KWK-Anlagen und Wärmepumpen in Wärmenetzen) als auch - für den zeitlichen Ausgleich des Solar- und Windenergieangebots - mehr und größere Wärmespeicher zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung eingesetzt werden. Die Regelung der Wärmeversorgungssysteme wird damit schwieriger und die Systeme werden anfäll-

⁴¹ Wie bei der Solarthermie wurden auch bei Einsatz von Wärmepumpen immer ergänzende Wärmespeicher zum zeitlichen Ausgleich des Angebots von Solarenergie (und in diesem Fall auch Windenergie) angesetzt. Das Speichervolumen wurde auf 400 Liter bei Ein-/Zweifamilienhäusern und 800 Liter bei Mehrfamilienhäusern festgelegt – unter der Annahme dass diese Größenordnung auch in der Altbaumodernisierung in der Regel keine zu hohen Anforderungen an den Platzbedarf stellt. Eine Verdoppelung des Volumens würde insbesondere bei den Varianten mit Wärmepumpen keinen durchschlagenden Vorteile für die Ausnutzung der Solarenergie mit sich bringen. Auf die Betrachtung von Großspeichern zur Langzeit-Wärmespeicherung wurde verzichtet (vgl. hierzu die späteren Betrachtungen in Kap. 7.1.1).

liger – auch im Hinblick auf den Ausfall bzw. Fehlfunktionen einzelner Komponenten. Zumindest in der Anfangsphase der Einführung dieser Systeme ist daher mit Schwierigkeiten und Rückschlägen zu rechnen, denen mit praxisgerechten Konzepten begegnet werden muss.

- Die besondere Rolle der Windenergie für die Erreichung der Klimaschutzziele bei der Gebäude-Wärmeversorgung lässt sich insbesondere aus dem jahreszeitlichen Verlauf von Energieangebot- und nachfrage erklären: Das zeitliche Zusammentreffen mit dem Gebäude-Wärmeverbrauch, der sich auch im energetisch modernisierten Bestand sehr stark auf die kalte Jahreszeit konzentriert, ist für die Windenergie deutlich günstiger als für die Solarenergie, die ganz überwiegend im Sommerhalbjahr anfällt. Umgekehrt bedeutet dies (und zeigt sich auch in den durchgeführten Analysen), dass in einem zukünftigen Wohngebäudebestand im Sommerhalbjahr ausreichende Überschüsse an Solar- und Windenergie zur Verfügung stehen werden, um den Wärmebedarf der Gebäude (überwiegend für Warmwasser) in dieser Zeit weitgehend zu decken. Jedweder sommerliche Brennstoffverbrauch (sowohl von fossilen Brennstoffen also auch aus dem knappen Energieträger Biomasse) sollte daher zukünftig weitgehend vermieden werden. Dies kann aber nur gelingen, wenn die Wärmeversorgungssysteme der Gebäude die hierfür notwendige Fähigkeit besitzen, d.h. entweder mit Solarthermieranlagen oder elektrischen Wärmepumpen ausgestattet sind.

4 Vereinfachtes Modell für die Wärmeversorgung im Wohngebäudesektor

4.1 Zielsetzung und Überblick

Die bisherigen Analysen basieren auf einer direkten Anwendung des im Projekt entwickelten Simulationsmodells: Mit den Basisvarianten wurden Untersuchungsfälle über den künftigen Wärmeverbrauch und die Wärmeversorgung im Wohngebäudesektor definiert. Die Ermittlung der Energie- und Treibhausgasbilanz erfolgte dann mit dem Modell. Für den Vergleich von Varianten (welche ist günstiger, wie groß sind die Unterschiede?) war immer zunächst die Durchführung entsprechender computergestützter Simulationsläufe notwendig. Zwar werden mit den Basisvarianten bewusst sehr vereinfachende, idealtypische Fälle betrachtet, so dass die Ergebnisse einen grundsätzlichen Charakter haben und sich entsprechend verallgemeinern lassen (siehe hierzu die Schlussfolgerungen in Kap. 3.7). Die Durchführung weitergehender Analysen wäre aber ohne erneute Anwendung des Simulationsprogramms nicht möglich: Beispielsweise wurde in Kapitel 3 noch nicht die Frage analysiert, welche Lösungen sich bei veränderten Klimaschutzzielen oder veränderten Biomassepotentialen ergeben.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, inwieweit es möglich ist, für die Wohngebäude-Wärmeversorgung Regelmäßigkeiten und Zusammenhänge von allgemeiner Bedeutung zu identifizieren und diese Ergebnisse in einem zwar vereinfachten aber gleichwohl aussagekräftigen Modell zusammenzufassen, welches weitergehende Analysen ohne Rückgriff auf computergestützte Berechnungen zulässt. Das zusätzliche Ziel eines solchen Ansatzes liegt darin, die wesentlichen Abhängigkeiten und die Optionen der zukünftigen Wärmeversorgung herauszuarbeiten und auf dieser Grundlage ein besseres Verständnis für die notwendigen Maßnahmen zur Einhaltung der Klimaschutzzvorgaben zu gewinnen, als dies bei ausschließlicher Anwendung eines Simulationsprogramms, das aufgrund seiner komplexen Eingaben und Algorithmen immer eine „Black Box“ darstellt, möglich wäre.

Diesem Gedanken folgt das vorliegende Kapitel: In vereinfachter und schematischer Weise werden die verschiedenen Optionen der Wärmeversorgung analysiert und in einer Gesamtbilanz zusammengefasst. Das computergestützte Simulationsmodell ist dabei keineswegs überflüssig: Es wird zunächst benötigt, um das vereinfachte Modell überhaupt zu entwickeln, denn die Analyse des Zusammenwirkens von fluktuierendem Energieangebot aus Sonnen- und Windenergie und dem ebenfalls zeitlich variablen Gebäude-Wärmebedarf ist ohne ein solches komplexes Instrument nicht möglich. Darüber hinaus ist zu beachten, dass jedes Modell an seine Grenzen stößt: Bei dem vereinfachten Modell sind diese grundsätzlich enger gesetzt als bei dem zugrunde liegenden komplexen Simulationsansatz. Für differenzierte und weitergehende Untersuchungen, für die Überprüfung der Aussagen des vereinfachten Modells und seine Weiterentwicklung ist also das komplexe computergestützte Simulationsmodell weiterhin erforderlich.

Die Bilanz der Wärmeerzeugung wird im vereinfachten Modell nach dem in Abbildung 38 dargestellten Schema analysiert: Ausgangspunkt ist der Gesamt-Wärmebedarf Q der Wohngebäude für Heizung und Warmwasser (inklusive Verteilungsverlusten in den Gebäuden). Dieser Wert entspricht der Gesamthöhe des Balkens im Diagramm – im dargestellten Beispiel ist der Standardansatz der Basisvarianten $Q = 350 \text{ TWh/a}$ verwendet. Dieser Wärmebedarf muss nun durch die Wärmeversorgungssysteme gedeckt werden. Das Diagramm zeigt die entsprechende Aufteilung der Wärmeerzeugung auf die verschiedenen Energieträger, nämlich (von oben nach unten) Biomasse bzw. Holz (grüner Balken: Q_{Holz}), fossile Brennstoffe bzw. Erdgas (roter Balken: Q_{Gas}), Sonnenenergie (gelber Balken: Q_{Solar}) und Windenergie (blauer Balken: Q_{Wind}). Es gilt demnach:

$$Q = Q_{\text{Holz}} + Q_{\text{Gas}} + Q_{\text{Solar}} + Q_{\text{Wind}}$$



Abbildung 38: Energiebilanz-Schema (Wärme) für das vereinfachte Modell der Wohngebäude-Wärmeversorgung

Die Aufgabe besteht nun vor allem darin, die jeweils begrenzten Potentiale der einzelnen Energieträger zu berücksichtigen, die sich auch in begrenzten Potentialen für den jeweiligen Beitrag zur Wärmeerzeugung niederschlagen: Für Biomasse bzw. Holz wird ohnehin eine eingeschränkte Verfügbarkeit angenommen (vgl. Kap. 2.2 und Anhang E.1). Das Potential von Erdgas ist ebenfalls begrenzt, und zwar in der vorliegenden Betrachtung nicht durch die weltweiten Ressourcen, sondern vielmehr durch die Notwendigkeit, ein vorgegebenes Klimaschutzziel einzuhalten. Auch für den Einsatz von Solar- und Windenergie gibt es Obergrenzen: Einerseits durch die deutschlandweit eingeschränkten Flächen für die Installation dieser Systeme und die daraus resultierenden Potentialgrenzen (vgl. Kap. 2.2), andererseits durch die Schwierigkeiten, ohne saisonale Energiespeicherung die fluktuierende Wärmeerzeugung und den Wärmebedarf in Einklang zu bringen – dieser Aspekt ist mit dem Simulationsmodell noch genauer zu untersuchen.

In den folgenden Abschnitten wird das vereinfachte Modell schrittweise entwickelt: Zunächst wird die Wärmeversorgung mit Brennstoffen analysiert, hier weiterhin mit Berücksichtigung von Erdgas als dem wichtigsten fossilen und Holz als dem wichtigsten Biomasse-Energieträger für die zukünftige Wärmeversorgung. Anschließend werden die möglichen Beiträge der Sonnen- und Windenergie untersucht.

4.2 Brennstoffbetriebene Wärmeversorgungssysteme

Abbildung 39 zeigt in einer schematischen Prinzipdarstellung verschiedene Möglichkeiten, aus Erdgas Wärme zu erzeugen. Es werden jeweils 100 TWh Brennstoff⁴² verwendet, die am Ende für die Gebäude bereitgestellte Wärme wird jeweils rechts am Ende der Umwandlungskette ausgewiesen, gemeinsam mit

⁴² Angaben zum Brennstoffverbrauch sind auch hier immer auf den (unteren) Heizwert bezogen.

dem Gesamt-Nutzungsgrad des Brennstoffs η und dessen Kehrwert, der Aufwandszahl der Wärmeerzeugung e_g .

Der ganz oben dargestellte Heizkessel wandelt den Brennstoff direkt in Wärme um. Als zweites wird die Kombination aus Erdgas-BHKW und Wärmepumpe betrachtet und zum Schluss die Kombination von Erdgas-GuD-Kraftwerk und Wärmepumpe.

Die Verteilverluste des Stromnetzes und des Fern-/Nahwärmenetzes werden durch entsprechende Verteilungsnutzungsgrade $\eta_{d,el}$ bzw. $\eta_{d,FW}$ berücksichtigt.

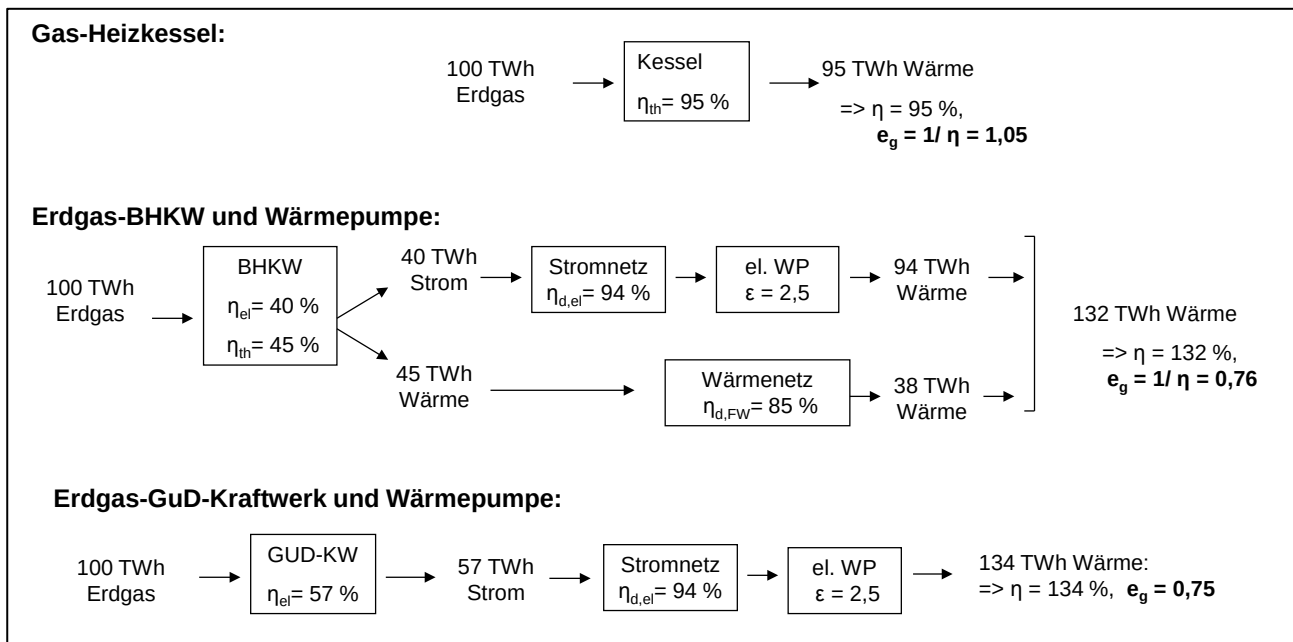


Abbildung 39: Wärmeerzeugung durch Erdgas

η : Nutzungsgrad des Gesamtsystems, $e_g = 1/\eta$: Aufwandszahl der Wärmeerzeugung

Es zeigt sich hier, dass durch die Kombination von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder effizienten Kraftwerke mit Wärmepumpen eine deutliche höhere Effizienz der Brennstoffnutzung erreicht werden kann als mit der klassischen Wärmeerzeugung über Heizkessel.

Die Ergebnisse im Detail sind natürlich von den konkreten Annahmen abhängig: Der Ansatz eines Jahresnutzungsgrads von 95 % berücksichtigt, dass die Kessel in einem zukünftigen Wärmeerzeugungssystem zumeist als ergänzende Systeme zur Spitzenlastwärmeerzeugung verwendet werden (s. weitere Ausführungen in diesem Kapitel), so dass Brennwärtekessel häufig auf eher ungünstigem höherem Temperaturniveau betrieben werden müssen oder teilweise auch Niedertemperaturkessel eingesetzt werden. Auch die Annahme eines für die reine Brennwärtekesselheizung eher angemessenen höheren Nutzungsgrads von z. B. 97 % ($e_g = 1,03$) würde aber an dem deutlichen Abstand zwischen Heizkesseln und den effizienteren Systemen kaum etwas ändern.

Dabei ist auch zu beachten, dass die auf Grundlage der Auswertungen in Kapitel 3.5.3 getroffene Annahme einer Wärmepumpen-Jahresarbeitszahl von lediglich $\epsilon = 2,5$ als eher konservativer Ansatz erscheint - im Hinblick auf die Annahmen in anderen Studien, auf die in Einzelanlagen und manchen Feldtests schon erreichten deutlich besseren Effizienzwerte und auf zukünftige Optimierungsmöglichkeiten dieser Technologie (vgl. Anhang B.4.2). Auch bei den KWK-Anlagen lassen sich noch bessere Ergebnisse erzielen, insbeson-

dere durch Wärmeauskopplung aus einem Erdgas-GuD-Kraftwerk – eine Lösung, die allerdings immer ein größeres (Fern-)Wärmenetz voraussetzt⁴³.

Eine entsprechende Darstellung der Wärmeerzeugung durch den Brennstoff Holz zeigt Abbildung 40.

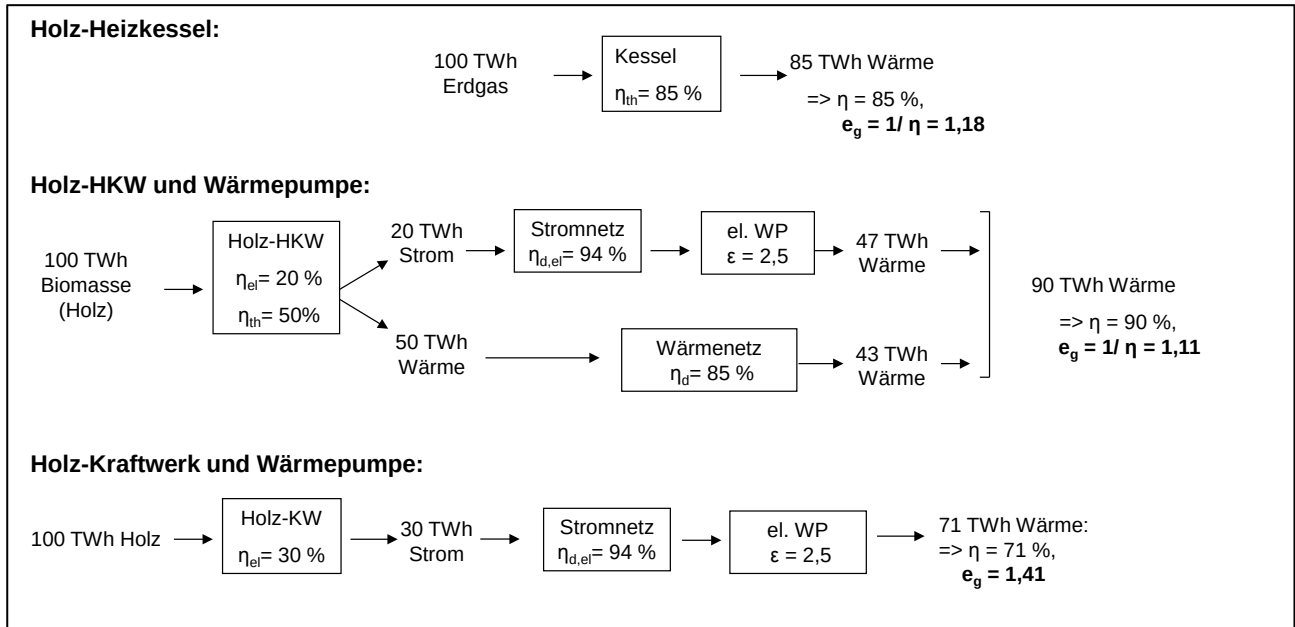


Abbildung 40: Wärmeerzeugung durch Holz

η : (Gesamt-)Wirkungsgrad der Gesamtsystems, $e_g = 1/\eta$: Aufwandszahl der Wärmeerzeugung

Aufgrund des niedrigen Wirkungsgrads der Stromerzeugung aus Holz schneidet hier die Kombination von Kraftwerk und Wärmepumpe am schlechtesten ab. Die Kombination von Heizkraftwerk und Wärmepumpe erweist sich aber immer noch als effizienter als der Holz-Heizkessel⁴⁴.

Vereinfachend zusammengefasst lassen sich vier verschiedene System mit den folgenden Nutzungsgraden bzw. Aufwandszahlen ansetzen:

- HKGas (Heizkessel Erdgas): $\eta_{HKGas} = 95\%$, $e_{g,HKGas} = 1,05$
- HKHolz (Heizkessel Holz): $\eta_{HKHolz} = 85\%$, $e_{g,HKHolz} = 1,18$
- EffGas (Effiziente Systeme Erdgas, KWK oder Kraftwerke und Wärmepumpen):
 $\eta_{EffGas} = 134\%$, $e_{g,EffGas} = 0,75$
- EffHolz: Effiziente Systeme Holz (KWK und Wärmepumpen): $\eta_{EffHolz} = 90\%$, $e_{g,EffHolz} = 1,11$

Im Sinne einer effizienten Brennstoffverwendung wäre nun grundsätzlich immer der Einsatz der effizienten Systeme vorzuziehen. Allerdings erscheint ein solcher Modellansatz nicht praxisgerecht: Die Auslegung dieser (im Vergleich zu Kesseln deutlich kostenintensiveren) Systeme auf die volle Wärmeleistung findet in der Regel nicht statt: KWK-Anlagen werden in der Realität fast immer durch Heizkessel ergänzt, und auch für Wärmepumpen bietet sich häufig ein bivalenter Ansatz mit Spitzenkesseln an (vgl. Basisvarianten 7-9 bzw. Kap. 8). Ferner lässt sich vermuten, dass in dem hier betrachteten Gesamtsystem der Wärmeversor-

⁴³ Die Beispielberechnung (ohne Abbildung) für ein Erdgas-GuD-Heizkraftwerk ($\eta_{el} = 52\%$, $\eta_{th} = 25\%$) mit Fernwärmesystem ($\eta_{d,FW} = 85\%$) in Kombination mit elektrischen Wärmepumpen ($\eta_{d,el} = 94\%$, $\epsilon = 2,5$) ergibt: $\eta = 143\%$, $e_g = 0,70$.

⁴⁴ Dieser Effizienzvorteil ist hier relativ gering, er würde aber bei höherer Arbeitszahl der Wärmepumpen zunehmen. Beispielsweise ergäbe sich bei $\epsilon = 3,0$ der Gesamtnutzungsgrad des Systems aus Holz-Heizkraftwerk und Wärmepumpen zu $\eta = 99\%$ und die Aufwandszahl zu $e_g = 1,01$.

gung des deutschen Wohngebäudebestandes die reine Wärmeerzeugung über Heizkessel (ohne ergänzende effizientere Systeme) bis 2050 möglicherweise nicht vollständig verdrängt werden kann.

Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden angenommen, dass ein bestimmter Anteil der Wärmeversorgung (Standardansatz: $D_{HK} = 20\%$ der produzierten Wärme) durch Heizkessel (Erdgas- oder Heizkessel) erfolgen muss – teils zur notwendigen Spitzenlasterzeugung und teils wegen nicht ersetzter reiner Kesselheizungen⁴⁵.

Auf dieser Grundlage lässt sich nun durch Analyse der Energieeffizienz (ohne weitere Berücksichtigung von Kostenaspekten) die Frage der Rollenverteilung zwischen diesen Systemen genauer analysieren. Insbesondere ist zu untersuchen, wie der Erdgaseinsatz $Q_{B,Gas}$ bei gleichzeitig begrenztem Biomassepotential und einem vorgegebenen Anteil von (Spitzenlast-)Heizkesseln minimiert werden kann.

Es stellt sich also die folgende Optimierungsaufgabe⁴⁶:

$$Q_{B,Gas} = \min$$

mit folgenden Randbedingungen:

$$Q_{B,Holz} = \text{const (vorgegebenes Potential des Brennstoffs Holz)}$$

$$D_{HK,Gas} + D_{HK,Holz} = D_{HK} = \text{const (vorgegebener Wert für den Deckungsgrad durch Heizkessel)}$$

Die genauere Analyse (s. Herleitung in Anhang D) führt zu folgendem Ergebnis:

Der Brennstoff Holz sollte ausschließlich im effizienten System (EffHolz) eingesetzt werden, wenn die folgende Bedingung erfüllt ist:

$$\frac{\eta_{\text{Eff,Holz}}}{\eta_{\text{HK,Holz}}} > \frac{\eta_{\text{Eff,Gas}}}{\eta_{\text{HK,Gas}}}$$

Andernfalls sollte das Holz vorrangig in Heizkesseln verwendet werden, d.h. das Holz wird dann entweder vollständig in Heizkesseln verbraucht oder der notwendige Heizkessel-Deckungsgrad D_{HK} wird ausschließlich durch Heizkessel erreicht und nur das darüber noch hinausgehende Holzpotential wird im effizienten System (EffHolz) genutzt.

Setzt man die konkreten Zahlenwerte ein, so stellt man fest, dass die genannte Bedingung mit Abstand nicht erfüllt ist: Der Quotient rechts vom Ungleichheitszeichen, der als der Effizienzvorteil des effizienten Gassystems gegenüber dem Gaskessel interpretiert werden kann, ist nicht etwa kleiner, sondern vielmehr deutlich größer als der Effizienzvorteil des effizienten Holzsystems gegenüber dem Heizkessel auf der linken Seite.

$$\frac{\eta_{\text{Eff,Holz}}}{\eta_{\text{HK,Holz}}} = \frac{90\%}{85\%} = 1,06 \ll \frac{\eta_{\text{Eff,Gas}}}{\eta_{\text{HK,Gas}}} = \frac{134\%}{95\%} = 1,41$$

⁴⁵ Auch der Fall der anteiligen Verwendung monovalenter Wärmepumpen ist durch diesen Ansatz prinzipiell mit berücksichtigt: Die Spitzenleistung wird hier zwar nicht durch Kessel bereitgestellt, allerdings werden im Kraftwerkspark ergänzend zu effizienteren (und entsprechend teureren) Anlagen auch kostengünstigere Spitzenlast-Kraftwerke mit geringerem Wirkungsgrad eingesetzt. Nimmt man beispielsweise ein Gasturbinenkraftwerk mit einem elektrischem Nutzungsgrad von $\eta_{el} = 40\%$ an, so ergibt sich in Kombination mit Wärmepumpen ($\epsilon = 2,5$, $\eta_{d,el} = 94\%$) der Gesamtnutzungsgrad der Wärmeerzeugung zu $\eta = 94\%$ ($e_g = 1,06$), man liegt hier also etwa gleichauf mit dem Erdgas-Heizkessel.

⁴⁶ Q_B bezeichnet hier den jährlichen Brennstoffverbrauch (unterer Heizwert) des jeweiligen Energieträgers, D den Deckungsgrad, also den Anteil der durch das jeweilige System produzierten Wärme am gesamten Wärmeverbrauch im Wohngebäudebestand.

Dieses Ergebnis hat auch dann noch Bestand, wenn man deutlich höhere Wärmepumpen-Jahresarbeitszahlen annimmt: In diesem Fall erhöht sich die Effizienz der Kombination aus Holz-KWK und Wärmepumpen und somit auch der Effizienzvorsprung gegenüber dem Holzkessel und damit der Quotient auf der linken Seite. Gleichzeitig aber steigt auch der entsprechende Koeffizient für Gas auf der rechten Seite an.

Aus dem Ergebnis lässt sich die Schlussfolgerung ziehen, dass aus Sicht eines effizienten Brennstoffeinsatzes der Energieträger Holz für die Wärmeversorgung vorrangig in Heizkesseln und nicht in der Kombination KWK-Anlagen/Wärmepumpen eingesetzt werden sollte. Dies widerspricht der intuitiven Ad-Hoc-Vermutung, dass Biomasse aufgrund ihres begrenzten Potentials am besten immer im effizientesten System einzusetzen ist. Diese Ad-Hoc-Regel ließe sich aber genauso auf das Erdgas anwenden, bei dem aus Klimaschutzgründen ebenfalls ein begrenztes Potential und die Notwendigkeit einer effizienten Verwendung besteht. Durch den im Vergleich zu Holz größeren Effizienzvorsprung der effizienten Erdgassysteme gegenüber den Kesseln erhalten diese unter den angenommenen Randbedingungen den Vorrang⁴⁷.

Vor diesem Hintergrund lässt sich das Energiebilanzmodell für den Wohngebäudebestand noch einmal vereinfachen:

- Es wird davon ausgegangen, dass Holz im vereinfachten Modell ausschließlich in Heizkesseln verwendet wird. Unter Ansatz eines Biomassebudgets von $Q_{B,Holz} = 50 \text{ TWh/a}$ ergibt sich damit eine Wärmeproduktion von:
 $Q_{Holz} = \eta_{HK,Holz} Q_{B,Holz} = 0,85 \times 50 \text{ TWh/a} = 43 \text{ TWh/a}$
 Unter der Annahme, dass der Wärmebedarf im zukünftigen Wohngebäudebestand Q_{ges} in einem Intervall von etwa 300 bis 400 TWh/a liegt (Mittelwert 350 TWh/a, vgl. Kap. 2.2) ergibt sich damit ein Deckungsgrad durch die Holzkessel von $D_{HK,Holz} = 11 \%$ bis 14% bezogen auf den Gesamtwärmebedarf.
- Im Fall der Erdgassysteme wird angenommen, dass 80 % der Wärme durch effiziente Systeme und weitere 20 % durch Erdgaskessel bereitgestellt werden. Für die Erdgasnutzung ergibt sich damit insgesamt eine Aufwandszahl von $e_{g,Gas} = 0,8 \times 0,75 + 0,2 \times 1,05 = 0,81$ bzw. ein Gesamtnutzungsgrad von $\eta_{Gas} = 1/e_{g,Gas} = 123 \%$.

Unter Berücksichtigung des Klimaschutzzieles (hier: $25 \text{ Mt}_{CO_2e}/a$) lässt sich auch die verfügbare Erdgasmenge $Q_{B,Gas}$ für die Wärmeerzeugung (quasi ein Erdgas-Budget vergleichbar mit dem Biomasse-Potential) und der daraus resultierende Beitrag für die Wärmeerzeugung Q_{Gas} ermitteln.

Für Erdgas wird hier ein Treibhausgasfaktor von $f_{THG,Gas} = 0,246 \text{ kg/kWh} = 0,246 \text{ Mt/TWh}$ und für Holz von $f_{THG,Holz} = 0,02 \text{ kg/kWh} = 0,02 \text{ Mt/TWh}$ angesetzt. Bei Ausschöpfung des Biomassepotentials werden auf diese Weise $0,02 \text{ Mt/TWh} \times 50 \text{ TWh/a} = 1 \text{ Mt/a}$ in Anspruch genommen und es verbleiben 24 Mt/a für das Erdgas.

Da der Hilfsstrom für die Wärmeerzeugung im vereinfachten Modell nicht mitbetrachtet wird, muss hierfür ebenfalls noch ein Abzug vorgenommen werden. In den Basisvarianten liegt dieser Hilfsstromverbrauch ungefähr in der Größenordnung von 10 TWh/a (vgl. Abbildung 71 in Kap. 5.3). Unter der vereinfachenden

⁴⁷ Gleichzeitig ist zu beachten, dass das Ergebnis im Rahmen eines abstrakten Modells für die zukünftige Energieversorgung als generelle Regel zur sinnvollen Steuerung von Energieströmen und nicht als allgemeingültige Vorschrift für alle denkbaren praktischen Anwendungsfälle zu verstehen ist: In der konkreten Situation sollte es nicht dazu führen, dass eine effiziente Wärmeerzeugung etwa in einem Holz-Heizkraftwerk durch eine ineffizientere Erzeugung der selben Wärmemenge in einem Heizkessel am gleichen Ort ersetzt wird. Das Ergebnis ist in diesem Fall so zu interpretieren, dass die Installation eines Heizkraftwerks auf Basis von Erdgas (ersatzweise auch Flüssiggas) und die Nutzung von Holz zur ergänzenden Wärmeversorgung in einem Kessel wahrscheinlich insgesamt noch günstiger wäre. Hier würde Holzenergie eingespart, die dann an andere Stelle nutzbar wäre. Diese Möglichkeiten für eine flexible Auswahl von Energieerzeugungsanlagen, wie sie im vereinfachten Modell vorausgesetzt werden, sind aber in der praktischen Situation nicht in jedem Fall gegeben (z. B. wenn Holzhackschnitzel, die sich nicht gut über größere Entfernungen transportieren lassen, vor Ort möglichst effizient genutzt werden sollen).

Annahme, dass hiervon die Hälfte mit Erdgas-GuD-Kraftwerken ($\eta_{el} = 57 \%$, $\eta_{d,el} = 94 \%$) und die andere Hälfte emissionsfrei mit Solar- und Windstrom erzeugt wird, ergibt sich für den Hilfsstrom ein Emissionsanteil von $10 \text{ TWh/a} \times 0,5 / (0,57 \times 0,94) \times 0,246 \text{ Mt/TWh} = \text{ca. } 2 \text{ Mt/a}$.

Für die direkte Wärmeerzeugung aus Erdgas verbleibt damit ein Emissionspotential von 22 Mt/a . Unter Berücksichtigung des Treibhausgasfaktors von Erdgas entspricht dies einem jährlichen Brennstoffverbrauch von $Q_{B,Gas} = 22 \text{ Mt/a} / 0,246 \text{ Mt/TWh} = 89 \text{ TWh/a}$. Damit lässt sich gemäß den oben beschriebenen Ansätzen für die Effizienz der Erdgasnutzung ein Beitrag zur Wärmeerzeugung von $Q_{Gas} = \eta_{Gas} Q_{B,Gas} = 1,23 \times 89 \text{ TWh/a} = 109 \text{ TWh/a}$ erzeugen⁴⁸.

Geht man mit diesem Ergebnis zurück in Abbildung 38, so lässt sich festhalten, dass die Höhe der ersten beiden Teilbalken, nämlich für Holz (grün) mit $Q_{Holz} = 43 \text{ TWh/a}$ und für Erdgas (rot) mit $Q_{Gas} = 109 \text{ TWh/a}$ schon feststehen.

Unter der Annahme, dass der Gesamtwärmebedarf wie in den Basisvarianten bei $Q_{ges} = 350 \text{ TWh/a}$ liegt, ergibt sich damit ein Deckungsanteil der brennstoffbetriebenen Wärmeversorgungssysteme von $D_{Gas+Holz} = (43 + 109) \text{ TWh} / 350 \text{ TWh} = 43 \%$. Für den notwendigen Deckungsgrad aus Solar- und Windenergie gilt demnach $D_{SW} = 57 \%$, d.h. mehr als die Hälfte der Wärme muss also in diesem Fall durch Solar- und Windenergie bereitgestellt werden. Dieser Aspekt wird im nächsten Abschnitt genauer untersucht.

4.3 Wärmeversorgung durch Solar- und Windenergie

In Kapitel 3.3 war gezeigt worden, dass sich Solarthermie und Photovoltaik (mit Wärmepumpen) bei der Wärmeversorgung ähnlich verhalten, die beiden Technologien sich also weitgehend gegenseitig substituieren können. Auf dieser Grundlage wird auch hier – wie in Kapitel 3.4 und 3.5 – lediglich die Photovoltaik betrachtet und auf eine gesonderte Analyse der Solarthermie verzichtet. Dadurch ist auch ein einfacherer Vergleich mit der Windenergie möglich, da bei dieser ebenso wie bei der Photovoltaik immer elektrischer Strom als Zwischenprodukt auftritt. Insbesondere werden folgende Kenngrößen betrachtet:

- Q_{SW} : Beiträge zur Wärmeerzeugung durch Solar- und Windenergie⁴⁹
- E_{SW} : Stromerzeugung in Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen für die Wohngebäude-Wärmeversorgung
- D_{SW} : Deckungsgrad der Solar- und Windenergie
 $D_{SW} = Q_{SW} / Q$,
mit Q : Gesamt-Wärmebedarf des Wohngebäudebestandes
- $f_{Q,SW}$: Anteil der Solar- und Windstromerzeugung bezogen auf den Gesamt-Wärmebedarf:
 $f_{Q,SW} = E_{SW} / Q$

Anders als in Kapitel 3 wird der Hilfsstromverbrauch der Wärmeversorgung in den Analysen hier nicht mitberücksichtigt. Die Angaben E zur Stromerzeugung in den Diagrammen und im Modell beziehen sich auf den (Netto-)Anteil, der nach Abzug der Verteilnetzverluste bei den Gebäuden genutzt werden kann. In den Variantenbezeichnungen ist dagegen die (Brutto-)Erzeugung in den Photovoltaik- und Windkraftanlagen angegeben⁵⁰.

⁴⁸ Hiervon werden annahmegemäß 20 %, also rund 22 TWh/a durch Erdgaskessel erzeugt. Gemeinsam mit den Holzkesseln (s.o.) ergibt sich damit ein Beitrag der Heizkessel von insgesamt $43 \text{ TWh/a} + 22 \text{ TWh/a} = 65 \text{ TWh/a}$. Bezogen auf einen Gesamtwärmeverbrauch von 300 bis 400 TWh/a entspricht dies einem Anteil von 16 % bis 22 %.

⁴⁹ Bei separater Betrachtung von Solarenergie bzw. Windenergie werden auch die Indizes „Solar“ bzw. „Wind“ verwendet.

⁵⁰ Auch hier wird generell ein Verteilungsnutzungsgrad von $\eta_{d,el} = 94 \%$ angesetzt. Beispielsweise werden bei einer Variante mit der Bezeichnung „PV 40 TWh“ insgesamt 40 TWh/a in PV-Anlagen erzeugt. Dieser Zahlenwert kann mit den angenommenen Solars-trompotentialen verglichen werden. Dagegen erreichen nach Abzug von 6 % Stromnetzverlusten nur $E_{Solar} = 37,6 \text{ TWh/a}$ die Gebäude und sind dort in Wärmepumpen oder elektrischen Heizstäben für die Wärmeerzeugung nutzbar.

Die Durchführung der Untersuchungen mit dem Simulationsmodell erfolgte wie in Kapitel 3.3 unter Annahme von Wärmepumpen (je 50 % Luft und Erdreich als Wärmequellen) mit ergänzendem Heizstab und Wärmespeicher, welche allein durch Solar- bzw. Windstrom betrieben werden. Der fehlende Wärmebedarf, also die Differenz zwischen Q und Q_{SW} wird in den Simulationsrechnungen durch einen ergänzenden Heizkessel bereitgestellt, der hier aber nicht weiter betrachtet wird.

Abbildung 41 zeigt für den Standardfall des Wärmebedarfs $Q = 350$ TWh/a die erreichbaren Beiträge der Wärmeerzeugung durch Solar- und Windenergie. Dargestellt sind die relativen Größen D_{SW} und $f_{Q,SW}$ für die Solar- bzw. Windenergie allein bzw. für verschiedene Verhältnisse der beiden Technologien bei der Stromerzeugung (z. B.: PV/Wind 33/67 %: 33 % PV- und 67 % Windstromerzeugung). Der Beitrag der Photovoltaik bzw. Windenergie ist für die Analyse jeweils in Schritten von 20 TWh/a (brutto) erhöht worden. Neben dem Standardansatz einer Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen (mit ergänzenden Heizstäben) sind auch zwei Kurven für den Einsatz von Heizstäben (ohne Wärmepumpen) eingetragen.

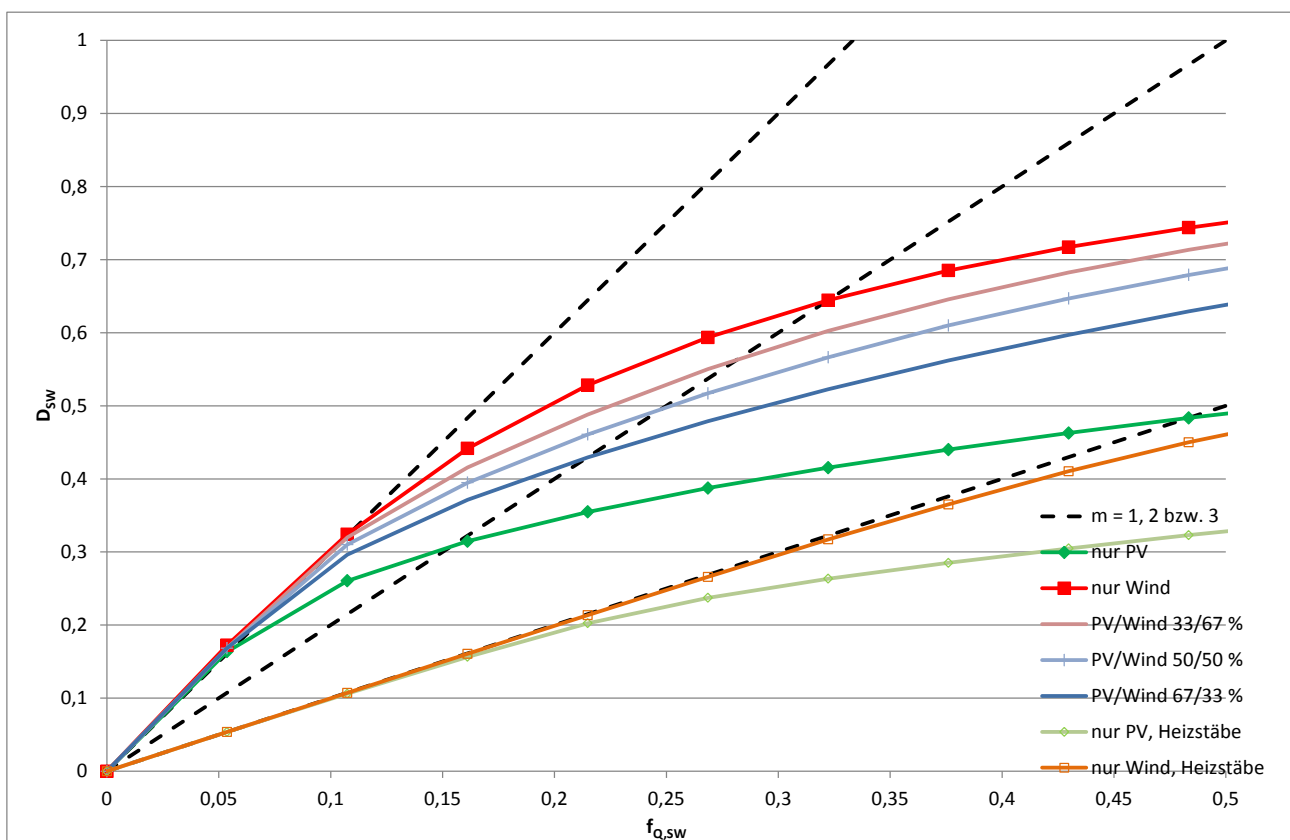


Abbildung 41: Deckungsgrad D_{SW} von Solar- und Windenergie bei der Wärmeversorgung mit Wärmepumpen und Heizstäben in Abhängigkeit vom Anteil $f_{Q,SW}$ des Solar- und Windstroms bezogen auf den Wärmebedarf ($Q = 350$ TWh/a)

Aus der Abbildung wird deutlich, dass sich Windstrom effizienter als Solarstrom in Wärme umwandeln lässt, wenn Deckungsgrade ab etwa $D_{SW} = 0,2$ und darüber angestrebt sind: Die rote Kurve für die reine Windstromproduktion liegt hier immer am höchsten, gefolgt von den Kurven mit den jeweils höchsten Windstromanteilen, während die reine PV-Stromerzeugung immer die geringsten Deckungsgrade aufweist. Im Diagramm mit eingezeichnet sind gestrichelte Geraden durch den Nullpunkt mit den Steigungen 3, 2, und 1, also:

$D_{SW} = 3 f_{SW}$, $D_{SW} = 2 f_{SW}$, $D_{SW} = f_{SW}$ (in Reihenfolge der Geraden von oben nach unten).

Diese Kurvensteigungen m können als Nutzungsfaktoren des Solar- und Windstroms bezeichnet werden. Sie treten auch identisch auf, wenn Q_{SW} gegenüber E_{SW} aufgetragen wird:

$$m = D_{SW} / f_{SW} = (Q_{SW}/Q) / (E_{SW} / Q) = Q_{SW} / E_{SW}.$$

Beispielsweise gilt für alle Punkte auf der mittleren Geraden $D_{SW} = 2 f_{SW}$, dass hier aus einer Kilowattstunde Strom immer zwei Kilowattstunden Wärme erzeugt werden. Dort wo die eingezeichneten Kurven der Stromerzeugung diese Gerade schneiden, wird also im Mittel über die gesamte jährliche Solar- und Windstromerzeugung dieser Nutzungsfaktor mit dem Wert zwei für die Umwandlung von Strom in Wärme erreicht. Für die reine Photovoltaik-Stromerzeugung ist dies bei $D_{SW} = 0,3$ (auf der y- Achse), für die Windstromerzeugung erst bei rund $D_{SW} = 0,65$ erreicht. Wenn also das Ziel besteht, im Mittel mindestens einen Nutzungsfaktor von $m = 2$ zu erzielen, so lassen sich mit Solarstrom Deckungsgrade für die Wärmeversorgung von rund 30 %, mit Windstrom aber 65 % in dem betrachteten Wohngebäudebestand mit einem Wärmeverbrauch von 350 TWh/a erreichen.

Der Grenznutzen der Solar- und Windstromerzeugung, der der Tangentensteigung der jeweiligen Kurven entspricht, ist an diesen Punkten aber schon deutlich geringer: Beispielsweise verläuft die grüne Kurve für den Photovoltaikstrom am Schnittpunkt mit der Geraden $m = 2$ deutlich flacher als diese Gerade, d. h. eine geringfügige Erhöhung des Solarstrombeitrags führt hier zu deutlich weniger als dem doppelten Zuwachs an Wärmeenergie.

Der mittlere Nutzungsfaktor m (nicht der Grenznutzen) kann als eine „verallgemeinerte Jahresarbeitszahl“ für die eingesetzten Wärmeversorgungssysteme mit Wärmepumpen und Heizstäben interpretiert werden. Generell ist festzustellen, dass sich sowohl mit Solar- als auch Windstrom bei kleinen Anteilen ungefähr ein Nutzungsfaktor $m = 3$ erreichen lässt, oberhalb von Deckungsgraden im Bereich 20 % beim Solarstrom bzw. 30 % beim Windstrom knicken die Kurven aber ab und werden schnell deutlich flacher.

Der Grund für diese Reduktion des Nutzungsgrades ist zum Teil, aber nicht ausschließlich in der Verringerung der Jahresarbeitszahl der eingesetzten Wärmepumpen zu sehen: Tatsächlich verringern sich die Leistungszahlen der Wärmepumpen (die Momentanwerte der jährlichen Arbeitszahlen) bei höheren Anteilen von PV- und Windstrom, da immer mehr Energie in die Wärmespeicher fließt, deren Temperatur damit ansteigt und die Effizienz der Wärmepumpen daher sinkt. Weitere Gründe für das Absinken des Nutzungsgrades sind aber die Zunahme der Wärmespeicherverluste mit der Temperatur und – bei schließlich gefüllten Wärmespeichern – vor allem auch das Auftreten von nicht zur Wärmeversorgung nutzbarem (und daher hier nicht angerechnetem) Überschussstrom.

Aus diesem Grund tritt die zunehmende Krümmung der Kurven auch im Fall der Wärmeerzeugung mit Heizstäben (ohne Wärmepumpen) auf, wie aus den gepunkteten Kurven im unteren Bereich des Diagramms zu erkennen ist. Diese lehnen sich zunächst an die Gerade $m = 1$ an (als Nutzungsgrad der direktelektrischen Wärmeerzeugung werden 100 % angenommen). Weiter rechts ist hier aber ebenfalls ein Abknicken zu beobachten, zwar bei deutlich höheren Werten von $f_{Q,SW}$ (wegen der geringeren Effizienz von Heizstäben gegenüber Wärmepumpen), aber bei ähnlichen Werten von D_{SW} , nämlich bei ungefähr 0,2 im Fall der Photovoltaik und etwas oberhalb 0,3 im Fall der Windenergie.

Insgesamt ließe sich, wenn Windenergie in unbegrenztem Maße zur Verfügung stünde, aus den bisherigen Ergebnissen die Schlussfolgerung ziehen, dass die Verwendung von Windstrom dem Solarstrom bei der Wärmeversorgung zumindest aus Sicht der Energieeffizienz immer vorzuziehen sei: Die rote Kurve „nur Wind“ schneidet bei der Ausnutzung von Strom für die Wärmeerzeugung generell besser ab als die Photovoltaik und alle Kombinationen von Windstrom und Photovoltaik. Allerdings sind die Windenergiepotentiale begrenzt und werden auch für die eigentliche Stromerzeugung benötigt (vgl. insbesondere Kap. 6). Daher erscheint ein Konzept vielversprechend, bei dem zunächst die bei niedrigen Deckungsgraden noch ausreichend effiziente Solarenergie bis zu einem bestimmten Punkt genutzt wird und sich dann erst die auch bei hohen Deckungsgrade noch attraktive Windkraft anschließt⁵¹.

⁵¹ Dabei handelt es sich um ein eher theoretisches Konstrukt, das dazu dient, die Eigenschaften der beiden Technologien herauszuarbeiten und für die Behandlung im vereinfachten Modell getrennt zu analysieren. In der Praxis wird von vornherein eine gemeinsame Nutzung beider Technologien stattfinden.

Ein solches Konzept ist in Abbildung 42 dargestellt, in der die absoluten Bilanzgrößen, also die Solar- und Windstromerzeugung E_{SW} und die resultierende Wärmeenergie Q_{SW} gegeneinander aufgetragen sind. Die Photovoltaik wird hier bis zu einem Jahresertrag von 40, 50 bzw. 60 TWh/a genutzt (brutto, vor Abzug der Stromverteilverluste). Anschließend kommt die Windenergie hinzu. Die gestrichelten Geraden mit den Steigungen 3, 2 und 1 haben dieselbe Bedeutung als Nutzungsfaktoren wie in Abbildung 41.

Die Abbildung ist so zu lesen, dass bei kleinen Werten von E_{SW} zunächst die grüne Kurve (reine Solarstromerzeugung) maßgeblich ist. Bei Erreichen der jeweils angenommenen Grenzen der Photovoltaikerzeugung (netto nach Abzug von 6 % Verteilverlusten: 37,6 / 47,0 / 56,4 TWh/a) zeigen die Kurven mit Rautensymbolen den Übergang zu steigenden Windstrombeiträgen an⁵². Die Kurve mit reiner Windstromerzeugung ist zum Vergleich ebenfalls eingetragen.

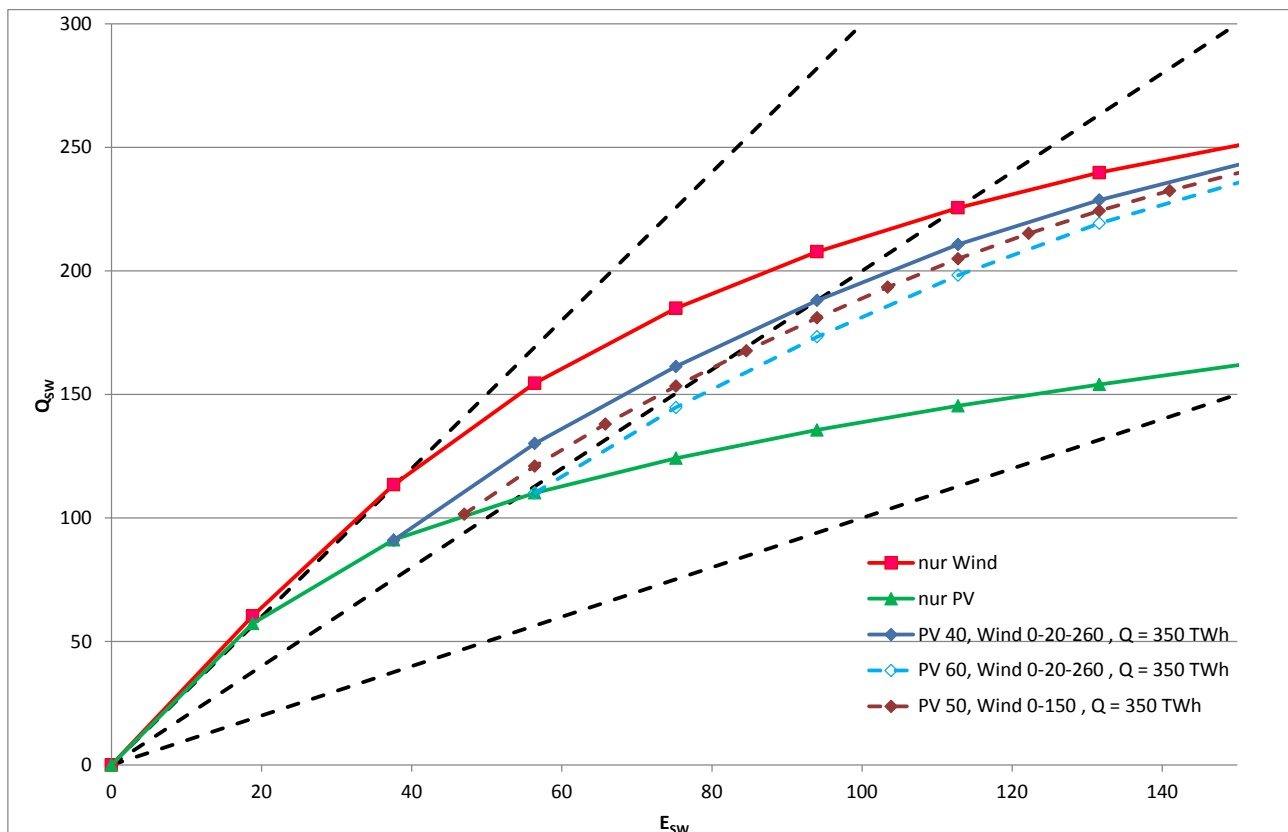


Abbildung 42: Beitrag von Solar- und Windenergie zur Wärmeversorgung Q_{SW} in Abhängigkeit von der Höhe der Solar- und Windstromerzeugung E_{SW} ($Q = 350$ TWh/a)

E_{SW} und Q_{SW} in TWh/a, E_{SW} : Netto-Erzeugung nach Abzug von Stromverteilverlusten

Das Diagramm zeigt, dass die Kurvensteigung und damit die Effizienz der Stromnutzung bei Übergang von der reinen Photovoltaik- zur zusätzlichen Windkraftnutzung wieder ansteigt und sich in allen drei Kurven zunächst ungefähr an die Gerade mit dem Nutzungsfaktor $m = 2$ anlehnt. In der untersten Kurve (PV 60 TWh/a) liegt der Übergang aber schon rechts von dem Schnittpunkt mit der Geraden, so dass der mittlere Nutzungsfaktor mit Windkraft immer unter dem Wert 2,0 liegt, der hier als grobe Orientierung für die Ausrichtung der Kurven dienen soll. Bei den anderen beiden Kurven wird die Gerade $m = 2$ erst später, also bei höheren Werten von E_{SW} und Q_{SW} geschnitten. Eine Solarstromnutzung im Bereich von 40 bis 50 TWh/a, in

⁵² Bei der mittleren Kurve (PV-Beitrag brutto 50 TWh/a, netto 47 TWh/a, braune Rauten) wurde die jährliche Windkrafterzeugung in 10 TWh-Schritten, bei den anderen Analysen in 20 TWh-Schritten erhöht.

dem eine Annäherung an die Gerade $m = 2$ stattfindet, erscheint also bei dem gegebenen Wärmebedarf ($Q = 350 \text{ TWh/a}$) als sinnvoller Ansatz.

Im Folgenden wird die Frage der Grenzen des Solarenergieeinsatzes genauer untersucht.

Abbildung 42 zeigt den Einfluss der unterschiedlichen Untersuchungsjahre und ihrer Wetterdaten auf das Ergebnis. Der Gesamtwärmebedarf ist dabei in jedem Jahr auf den Standardwert $Q = 350 \text{ TWh/a}$ normiert.

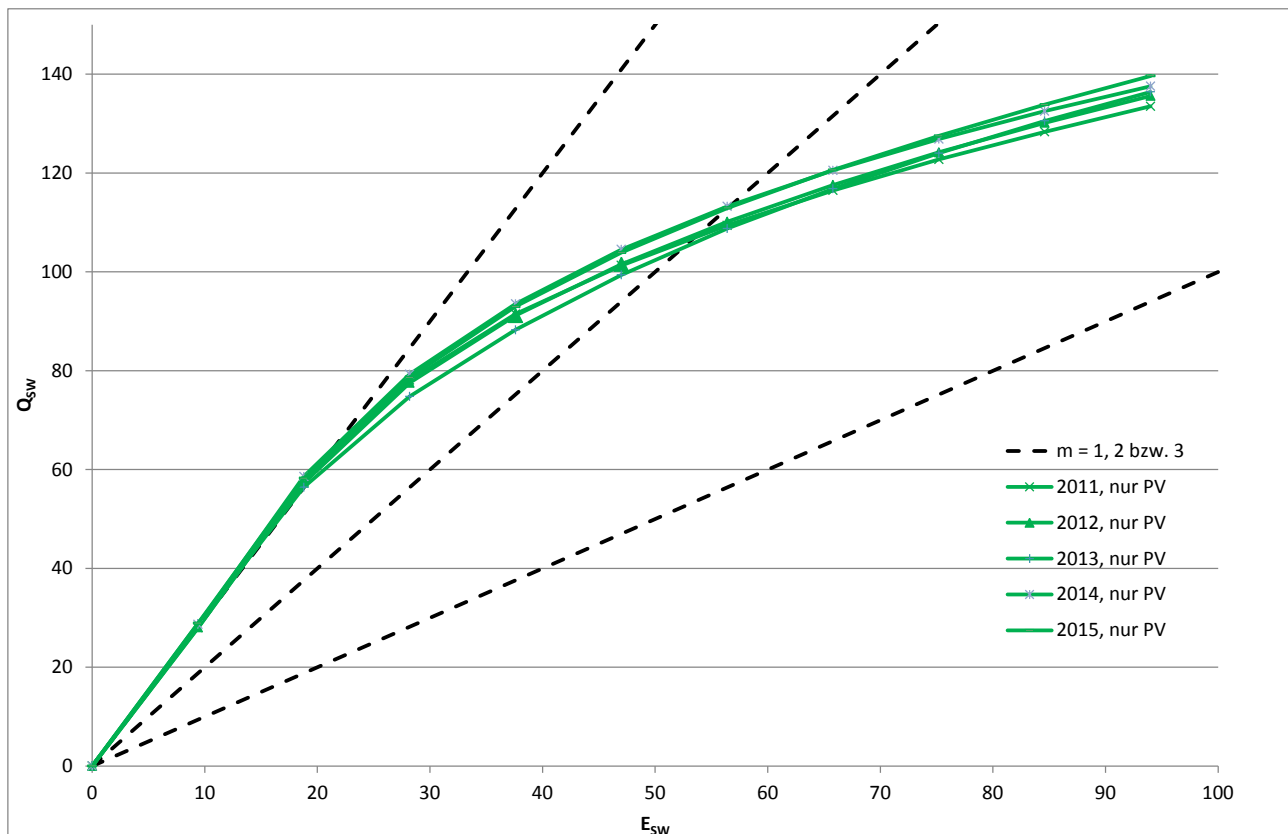


Abbildung 43: Beitrag der Solarenergie zur Wärmeversorgung $Q_{SW} = Q_{Solar}$ in Abhängigkeit von der Höhe der Solarstromerzeugung $E_{SW} = E_{Solar}$ ($Q = 350 \text{ TWh/a}$) für die Untersuchungsjahre 2011-2015
 E_{SW} (netto) und Q_{SW} in TWh/a

Die Kurven liegen sehr nahe beieinander, der Einfluss des Wettereinflusses unterschiedlicher Jahre kann also im vereinfachten Modell vernachlässigt werden.

Abbildung 44 zeigt die Kurvenverläufe für die reine Solarenergienutzung bei verschiedenen Niveaus des Wärmebedarfs im Wohngebäudesektor, und zwar für die untere und obere Grenze des größeren Untersuchungsintervalls ($Q = 250$ bzw. 450 TWh/a) und noch einmal für den Standardfall ($Q = 350 \text{ TWh/a}$). Die Windstromnutzung ist zum Vergleich ebenfalls eingetragen.

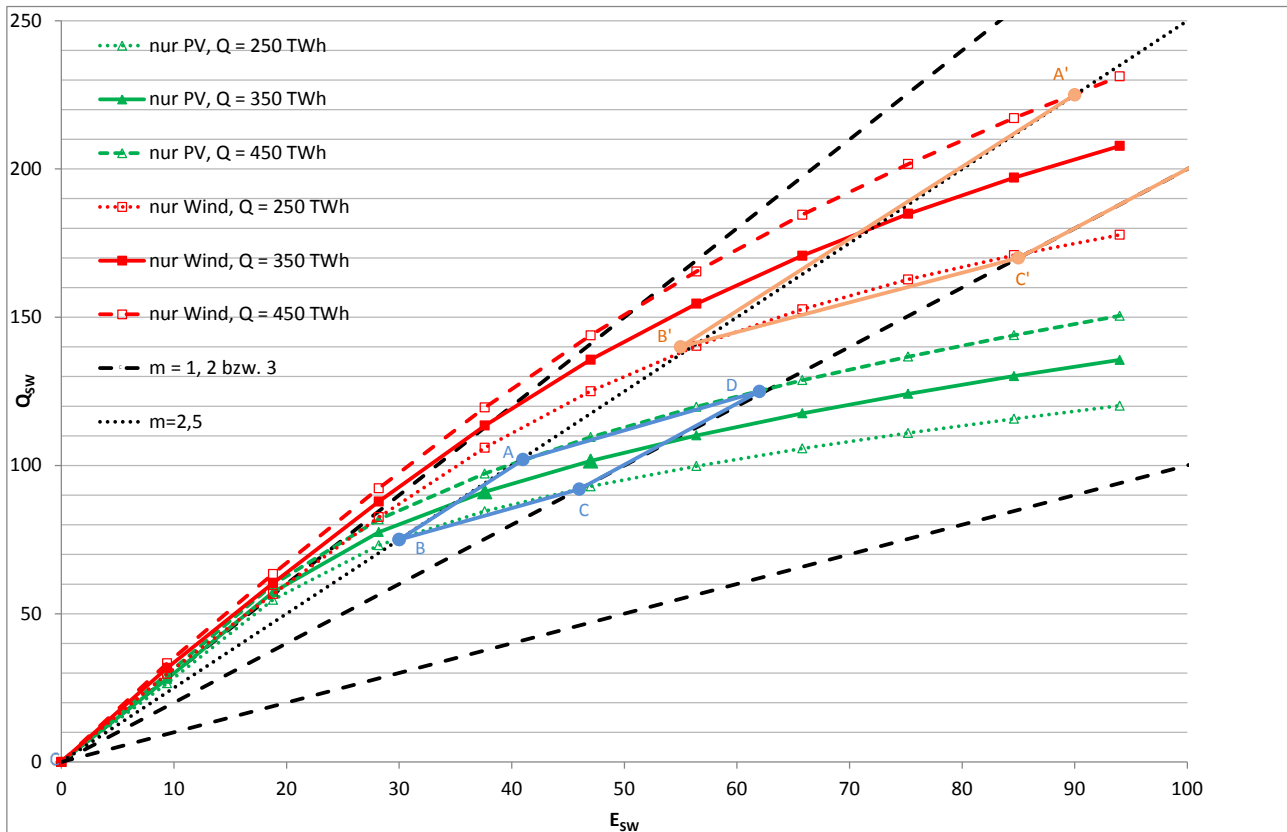


Abbildung 44: Variation des Wärmebedarfs Q im Wohngebäudesektor: Beitrag der Solarenergie zur Wärmeversorgung Q_{SW} in Abhängigkeit von der Höhe der Solar- und Windstromerzeugung Anteil E_{SW}
 E_{SW} (netto) und Q_{SW} in TWh/a

Von Interesse sind zunächst die Ergebnisse für die Photovoltaik (grüne Kurven mit Dreiecken). Nach dem vorher Gesagten erscheint eine Nutzung dieser Technologie bis in die Nähe der Geraden $m = 2,0$ sinnvoll. Als Grenze für diese „Nähe zu $m = 2,0$ “ wird hier die schwarze gepunktete Kurve interpretiert, die der Steigung und dem Nutzungsfaktor $m = 2,5$ entspricht. Das blaue Viereck ABCD zeigt damit ungefähr den Zielbereich für eine sinnvolle Solarstromnutzung im untersuchten Intervall des Wärmebedarfs (von 250 bis 450 TWh/a) an. Die beiden vergrößerten grünen Dreiecke der mittleren durchgezogenen Kurve in der Mitte des Vierecks entsprechen dabei genau den Untersuchungspunkten mit einem Photovoltaikbeitrag von (brutto) 40 bzw. 50 TWh/a aus den vorherigen Abbildungen.

Es zeigt sich, dass der auf diese Weise definierte Solarenergie-Zielbereich gemessen an der Größe des Wärmebedarfs relativ eng ist: Grob gesprochen beträgt der Beitrag der Solarenergie zur Wärmeerzeugung etwa 90 – 100 TWh/a. Bei sehr niedrigem Wärmebedarf ($Q = 250$ TWh/a) werden minimal noch knapp 80 TWh/a, bei hohem Wärmebedarf ($Q = 450$ TWh/a, lediglich Trendfortschreibung beim Wärmeschutz) maximal gut 120 TWh/a erreicht. Als sehr grober Modellansatz ließe sich damit bereits an dieser Stelle das folgende Ergebnis festhalten:

Ein sinnvolle Obergrenze für den Beitrag der Solarenergie zur Wärmeversorgung der Wohngebäude liegt bei circa $Q_{Solar} = 100$ TWh/a. Aufgrund der Substituierbarkeit von Solarthermie und Photovoltaik/Wärmepumpen gilt die Aussage für beide Technologien in der Summe gemeinsam.

Das Ergebnis eines weitgehend konstanten Solarenergiebeitrags unabhängig vom Wärmebedarf erscheint insofern plausibel, als die Sonnenenergie vor allem im Sommer bereitgestellt wird, also zu Zeiten, in denen nur für die Bereitung und Verteilung des Trinkwarmwasser Wärme benötigt wird. Der Trinkwarmwasserbedarf wurde aber in den Untersuchungen als konstant angenommen, Unterschiede im Wärmebedarf des

Gebäudebestandes werden also allein durch einen unterschiedlichen Heizwärmebedarf (aufgrund unterschiedlichen Wärmeschutzes) modelliert, vgl. hierzu A.3⁵³.

Der Vergleich mit den Kurven für die Windenergie (rote Quadrate) zeigt, dass sich hier ein deutlich anderes Bild ergibt: Ein entsprechend definierter Zielbereich, hier dargestellt durch die Punkte A', B', C' (mit D' außerhalb des untersuchten Bereichs) wäre viel weiter aufgefächert: So markiert Punkt A' eine Wärmeenergieerzeugung von 225 TWh/a, während B' bei lediglich 140 TWh/a liegt.

Die Solarenergienutzung soll im Folgenden noch etwas differenzierter in Abhängigkeit vom Wärmebedarf Q analysiert werden. In Abbildung 45 ist der Solarenergie-Zielbereich (ABCD) vergrößert dargestellt. Ergänzend sind noch die Gerade $m = 2,2$ (braun gepunktet) und zwei durchgezogene braune Linien EFG und HIJ eingezeichnet.

Diese wurden durch die bereits genannten Untersuchungspunkte gelegt ((Punkt F: PV-Ertrag brutto 40 TWh/a bzw. Punkt I: 50 TWh/a bei $Q = 350$ TWh/a)), als Kurvensteigung wurde ein Wert von 2,5 (orientiert an der sehr nahe benachbarten Linie AB) bzw. 2,2 (orientiert an der benachbarten braun gepunkteten Linie) festgelegt. Die Endpunkte G,E bzw. H,J wurden ausgehend von den Untersuchungspunkten unter Annahme einer Variation der x-Werte in Höhe von $\Delta E_{SW,Brutto} = \pm 7$ TWh/a von den Werten der Untersuchungspunkte festgelegt⁵⁴. Diese Festlegung erscheint zunächst einmal willkürlich, es zeigt sich aber, dass die Endpunkte E,G,H und I auf diese Weise sehr nahe an dem Schnittpunkt der braunen Linien mit den grün gestrichelten Kurven des PV-Ertrages für $Q = 450$ TWh/a bzw. $Q = 250$ TWh/a liegen.

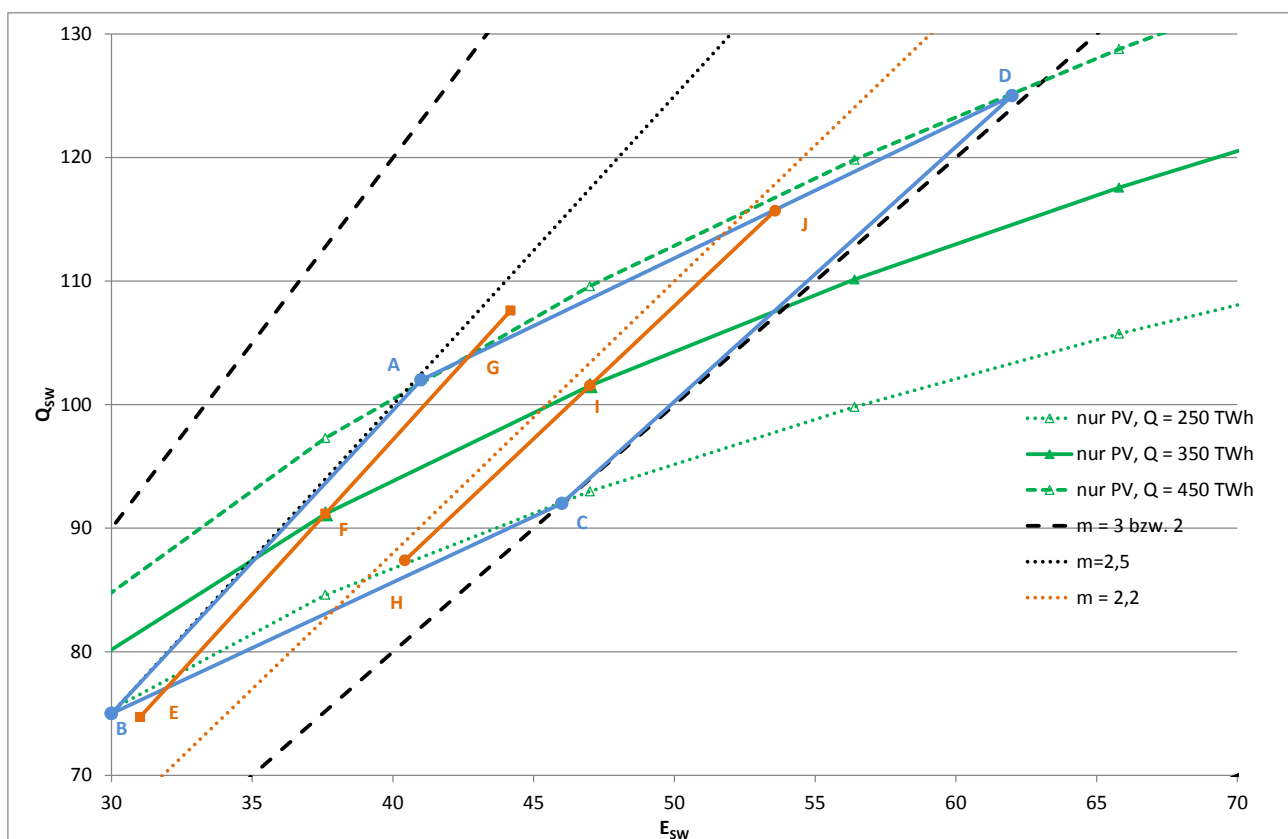


Abbildung 45: Ausschnitt aus Abbildung 44

⁵³ Bei Annahme abweichender Verbräuche bzw. Wärmeverteilungsverluste für das Trinkwarmwasser würde also auch der solare Wärmebeitrag variieren. Diese Fragestellung wurde hier nicht explizit untersucht.

⁵⁴ Die Variation der x-Werte bezieht sich auf den Brutto-Betrag, in der Darstellung sind die um den Stromverteilungsgrad bereinigten Werte $\Delta E_{SW,netto} = \pm 6,6$ TWh/a aufgetragen.

Es lässt sich damit die Aussage ableiten, dass ausgehend vom Standardfall $Q = 350$ TWh bei Erhöhung des Wärmebedarfs auf 450 TWh/a bzw. Reduzierung auf 250 TWh/a ein jeweils um circa 7 TWh/a (brutto) höherer bzw. niedrigerer Solarstrombetrag für die Wärmeerzeugung genutzt werden kann. Gleichzeitig ist die Effizienz der Umwandlung von Solarstrom in nutzbare Wärme ungefähr bekannt, da die beiden braunen Kennlinien EFG und HIJ in unmittelbarer Nähe zu den Kenngeraden der Nutzungsfaktoren $m = 2,5$ (betrifft EFG) bzw. $m = 2,2$ (betrifft HIJ) liegen.

Als erster Ansatz für die unterschiedlichen Solarstrombeiträge abhängig von Q lassen sich im Sinne einer unteren und oberen Variante (ausgehend von 40 bzw. 50 TWh/a Brutto-Solarstromnutzung im Standardfall $Q = 350$ TWh/a) die folgenden sechs Untersuchungsfälle begründen:

- Solarstrombeitrag (brutto) untere Variante (Nutzungsfaktor ca. $m = 2,5$) :
33 TWh/a ($Q = 250$ TWh/a), 40 TWh/a ($Q = 300$ TWh/a) bzw. 47 TWh/a ($Q = 450$ TWh/a)
- Solarstrombeitrag (brutto) obere Variante (Nutzungsfaktor ca. $m = 2,2$) :
43 TWh/a ($Q = 250$ TWh/a), 50 TWh/a ($Q = 300$ TWh/a) bzw. 57 TWh/a ($Q = 450$ TWh/a)

Die weiteren Analysen im vereinfachten Modell orientieren sich an der oberen Variante. Ausgehend von dem ursprünglich genannten ersten Schätzwert $Q_{\text{Solar}} = 100$ TWh, der ebenfalls ungefähr der oberen Variante entspricht, wird als erweiterter Ansatz die Abhängigkeit des solaren Wärmebeitrags vom Gesamt-Wärmebedarf Q wie folgt berücksichtigt⁵⁵:

$$Q_{\text{Solar}} = 100 \text{ TWh/a} + 0,15 (Q - 350 \text{ TWh/a})$$

mit Q : Gesamt-Wärmebedarf im Wohngebäudebestand (Gültigkeitsbereich $Q = \text{ca. } 250$ bis 450 TWh/a, d.h. Q_{Solar} reicht von ca. 85 bis 115 TWh/a)

Ausgehend von den sechs oben genannten Untersuchungsfällen werden nun zusätzliche Windenergiebeiträge analysiert: Beispielsweise setzt die Windenergienutzung im Fall $Q = 250$ TWh/a bei einem Solarstrombeitrag von 33 TWh/a (untere Variante) bzw. 43 TWh/a (obere Variante) ein.

Abbildung 46 zeigt die Ergebnisse dieser Untersuchung. Dargestellt ist auf der waagerechten x-Achse der zusätzliche Windstrombeitrag $f_{Q,\text{Wind}} = E_{\text{Wind}}/Q$ und auf der senkrechten y-Achse der daraus resultierende zusätzliche Deckungsgrad D_{Wind} . Dabei ist zu beachten, dass der Windstrom zusätzlich zum Solarstrom eingesetzt wird und somit auch einen zusätzlichen Beitrag zur Wärmeerzeugung liefert $D_{\text{Wind}} = \Delta D_{\text{SW}}$. Die eingezeichneten Kurven dürfen also nicht als Gesamtwerte des durch regenerative Energie erreichbaren Deckungsgrades interpretiert werden. Dies gilt allerdings für die roten Kurven der reinen Windstromerzeugung, die hier zum Vergleich ebenfalls mit eingetragen sind. In gelb sind parametrisierte Kurven markiert (Nähere Erläuterung s.u.).

In der Abbildung ist zu erkennen, dass trotz der hohen Spannweite des Wärmebedarfs der Gebäude und ganz anders als in Abbildung 44 (dort mit Darstellung der Absolutwerte) die Ergebnisse der Windenergie in einem engen Bereich konzentriert sind. Die Darstellung der relativen Größen D und f ist also für die Analyse der Windenergie deutlich besser geeignet als die absoluten Größen Q und E , die sich für die Untersuchung der Photovoltaik als vorteilhaft erwiesen haben.

Die blauen Kurven (für die untere Variante der Solarstromnutzung) und die braunen Kurven (für die obere Variante) sind hier separat zu betrachten. In beiden Fällen allerdings ist festzustellen, dass bei geringen

⁵⁵ Bei Wärmebedarfen von 250 und 450 TWh/a, also einer Abweichung von 100 TWh/a vom Standardwert ($Q = 350$ TWh/a), werden um 15 TWh niedrigere bzw. höhere solare Wärmebeiträge angesetzt. Dies entspricht ungefähr (wenn auch nicht exakt) der Annahme einer Nutzungseffizienz für die Wärmeerzeugung von 2,2 bei um 7 TWh brutto (6,6 TWh/a netto) niedrigeren bzw. höheren Brutto-Solarstrombeiträgen. Für dazwischenliegenden Werte des Wärmebedarfs Q wird der Solarwärmebeitrag linear interpoliert.

Für die untere Variante einer weniger offensiven Solarenergienutzung, die im vereinfachten Modell nicht explizit verfolgt wird, ließe sich als Schätzwert $Q_{\text{Solar}} = 90$ TWh/a verwenden. Für einen nach Q differenzierten Ansatz wäre dann der Nutzungsfaktor 2,5 für eine Netto-Variation des Solarstromertrags von 6,6 TWh/a anzusetzen, so dass sich die folgende Beziehung ergäbe:

$$Q_{\text{Solar}} = 90 \text{ TWh/a} + 0,165 (Q - 350 \text{ TWh/a}).$$

Windenergieeinträgen der zusätzlich erreichte Deckungsgrad der Wärmebereitstellung $D_{\text{Wind}} = \Delta D_{\text{SW}}$ zunächst in der Nähe der Geraden $m = 2$ verläuft. Der höhere Nutzungsfaktor $m = 3$ der reinen Windkraftnutzung (rote Kurve) wird also nicht erreicht, wenn gleichzeitig in hohem Maße auch Solarenergie genutzt wird⁵⁶.

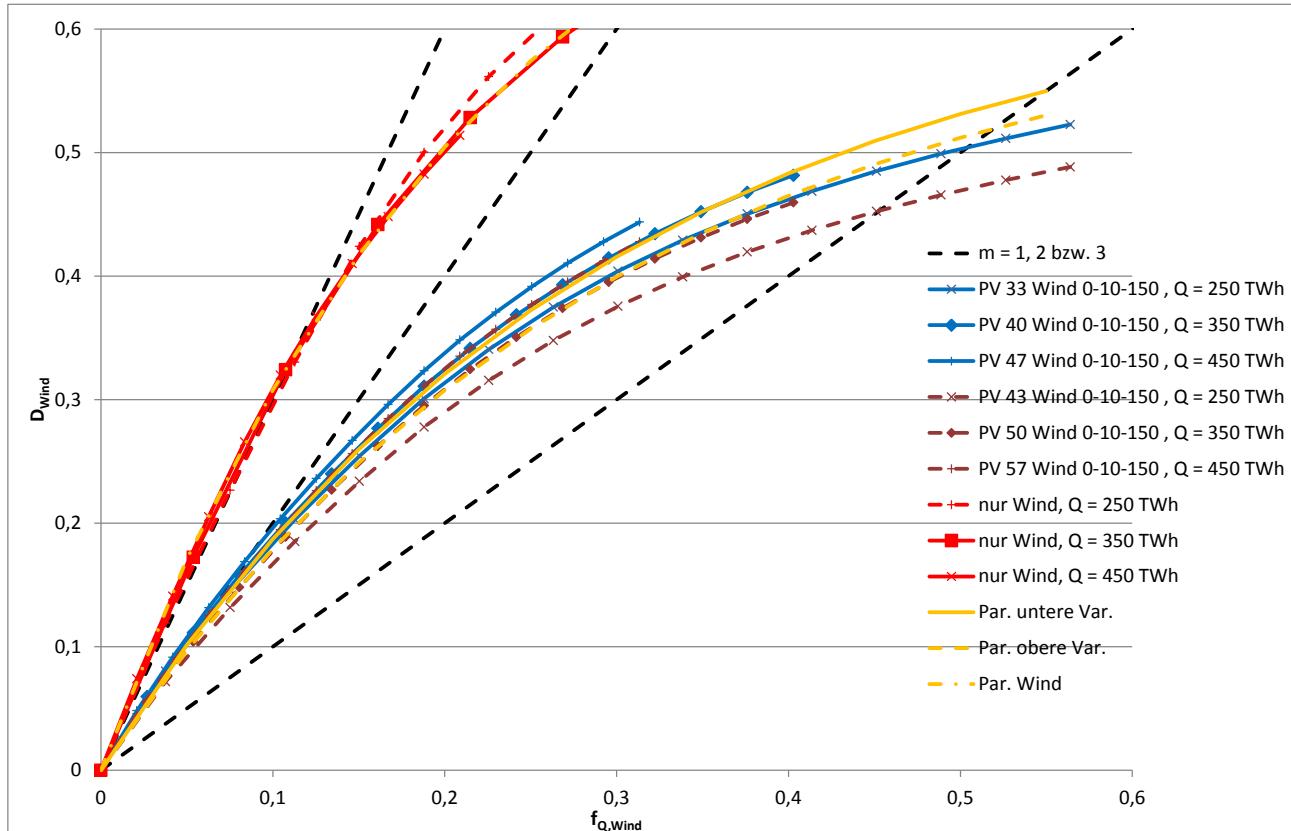


Abbildung 46: Erhöhung des Deckungsgrad D_{Wind} durch zusätzliche Windstrombeiträge $f_{Q,\text{Wind}}$ für unterschiedliche Niveaus der Solarstromnutzung und des Gesamt-Wärmeverbrauchs im Wohngebäudesektor

Durch die enge Kurvenlage (unabhängig von der Höhe des Wärmebedarfs Q) lassen sich die Ergebnisse näherungsweise in einer einzigen Kurve (hier separat für die untere und obere Variante der Solarstromnutzung) mit Angabe einer Funktionsgleichung zusammenfassen. In der Abbildung sind diese Kurven dunkelgelb eingetragen. Auch für die reine Windstromnutzung wird eine entsprechende Funktion angegeben.

Die Funktionsgleichungen lauten:

$$D_{\text{Wind}} = a (1 - e^{-bx}) \text{ mit: } x = f_{Q, \text{Wind}}$$

Die zugehörigen Parameter lauten für die obere Solarstromvariante $a = 0,63$ und $b = 3,35$, für die untere Variante $a = 0,65$ und $b = 3,4$ und für die reine Windstromvariante $a = 0,85$ und $b = 4,5$. Für das Modell wird im Folgenden – entsprechend dem Ansatz bei der Solarenergie – die Gleichung für die obere Solarstromvariante angenommen. Der Gültigkeitsbereich der Kurven reicht bis zu Werten von knapp unter $f_{Q, Wind} = 0,5$ ⁵⁷.

Die Umkehrfunktion lautet:

$$f_{O, Wind} = -\ln(1 - D_{Wind} / a) / b$$

⁵⁶ Dieser Effekt war in ähnlicher Weise bereits in Abbildung 42 zu beobachten.

⁵⁷ Für die obere Solarstromvariante reicht der Gültigkeitsbereich bezogen auf D_{Wind} ebenfalls ungefähr bis 0,5.

Der mittlere Nutzungsfaktor $m = D_{\text{Wind}} / f_{Q,\text{Wind}} = Q_{\text{Wind}} / E_{\text{Wind}}$ lässt sich in Abhängigkeit von $f_{Q,\text{Wind}}$ bzw. D_{Wind} wie folgt angeben:

$$m = a (1 - e^{-bx}) / x \text{ mit } x = f_{Q,\text{Wind}} \text{ bzw.}$$

$$m = -b D_{\text{Wind}} / \ln(1 - D_{\text{Wind}}/a)$$

Der Grenznutzungsfaktor entspricht der ersten Ableitung der Funktion D_{Wind} in Abhängigkeit von $f_{Q,\text{Wind}}$. Es gilt:

$$D_{\text{Wind}}' = d(D_{\text{Wind}})/dx = a b e^{-bx} \text{ mit } x = f_{Q,\text{Wind}}$$

Für den Fall $Q = 350 \text{ TWh/a}$ zeigt Abbildung 47 den Einfluss der Untersuchungsjahre auf das Ergebnis. Die oben beschriebenen parametrisierten Kurven sind mit eingezeichnet.

Der durch die unterschiedlichen Wetterdaten aufgespannte Bereich ist sehr eng und wird durch die Funktionsgleichungen in befriedigender Genauigkeit – und im Mittel über die Jahre eher etwas auf der sicheren Seite liegend – abgebildet.

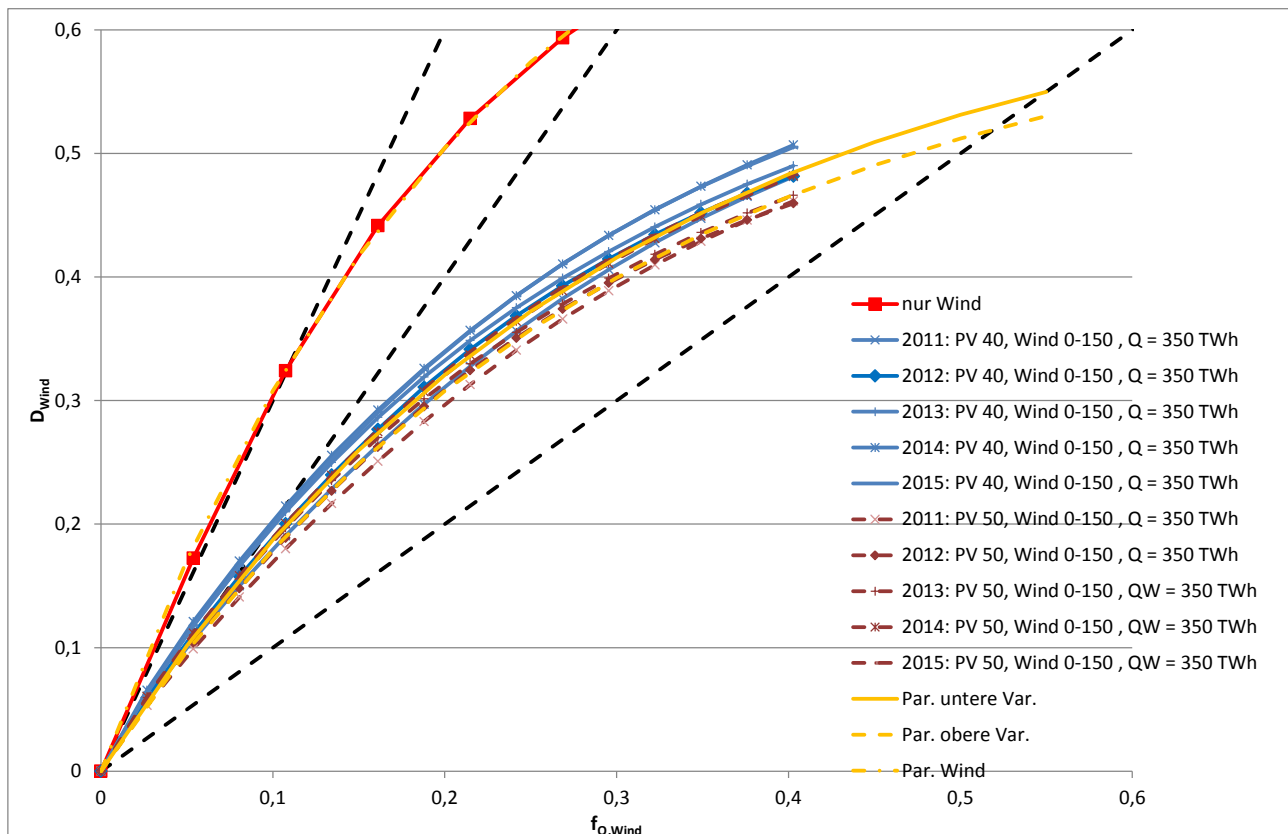


Abbildung 47: Erhöhung des Deckungsgrad D_{Wind} durch zusätzliche Windstrombeiträge $f_{Q,\text{Wind}}$ für die unterschiedlichen Untersuchungsjahre 2011-2015 ($Q = 350 \text{ TWh/a}$)

In den bisherigen Analysen waren die elektrischen Wärmepumpen auf einen monovalenten Betrieb ausgelegt worden⁵⁸. Der Effekt einer geringeren Leistungsauslegung wird in Abbildung 48 gezeigt. Die Darstellung zeigt den Deckungsgrad der Wärmeerzeugung durch Solar- und Windenergie D_{SW} in Abhängigkeit von Solar- und Windstrombeitrag $f_{Q,\text{SW}}$ bezogen auf den Wärmebedarf ($Q = 350 \text{ TWh/a}$). Untersucht wurde hier die

⁵⁸ Auch monovalente Wärmepumpen werden (ebenso wie bivalente) immer durch elektrische Heizstäbe ergänzt und können auf diese Weise in Verbindung mit Photovoltaik und Windenergie auch Wärmespeichertemperaturen über 60°C (bis 80°C) erreichen, während für Wärmepumpen die Einsatzgrenze bei 60°C angenommen wurde.

untere Variante der Solarstromerzeugung (40 TWh/a). Die Kurven für reine Wind- und Solarstromnutzung mit monovalenten Wärmepumpen sind zum Vergleich mit eingezeichnet.

Es zeigt sich, dass der Umfang der Wärmeerzeugung durch Solar- und Windstrom durch die verringerte Leistungsauslegung der Wärmepumpen über weite Strecken nur geringfügig abgesenkt wird. Bei einem Leistungsanteil von 35 % (Standardansatz für bivalente Wärmepumpen im vorliegenden Projekt) wird annähernd noch die Kurve der monovalenten Wärmepumpen (blaue Rauten) erreicht. Erst bei Leistungsanteilen von 25 % und 15 % sind deutlichere Einbußen bei der Wärmeerzeugung aus Solar- und Windstrom zu verzeichnen. Vor diesem Hintergrund können die gewählten Funktionsgleichungen des vereinfachten Modells in weiten Bereichen auch für den Fall bivalenter Wärmepumpen verwendet werden.

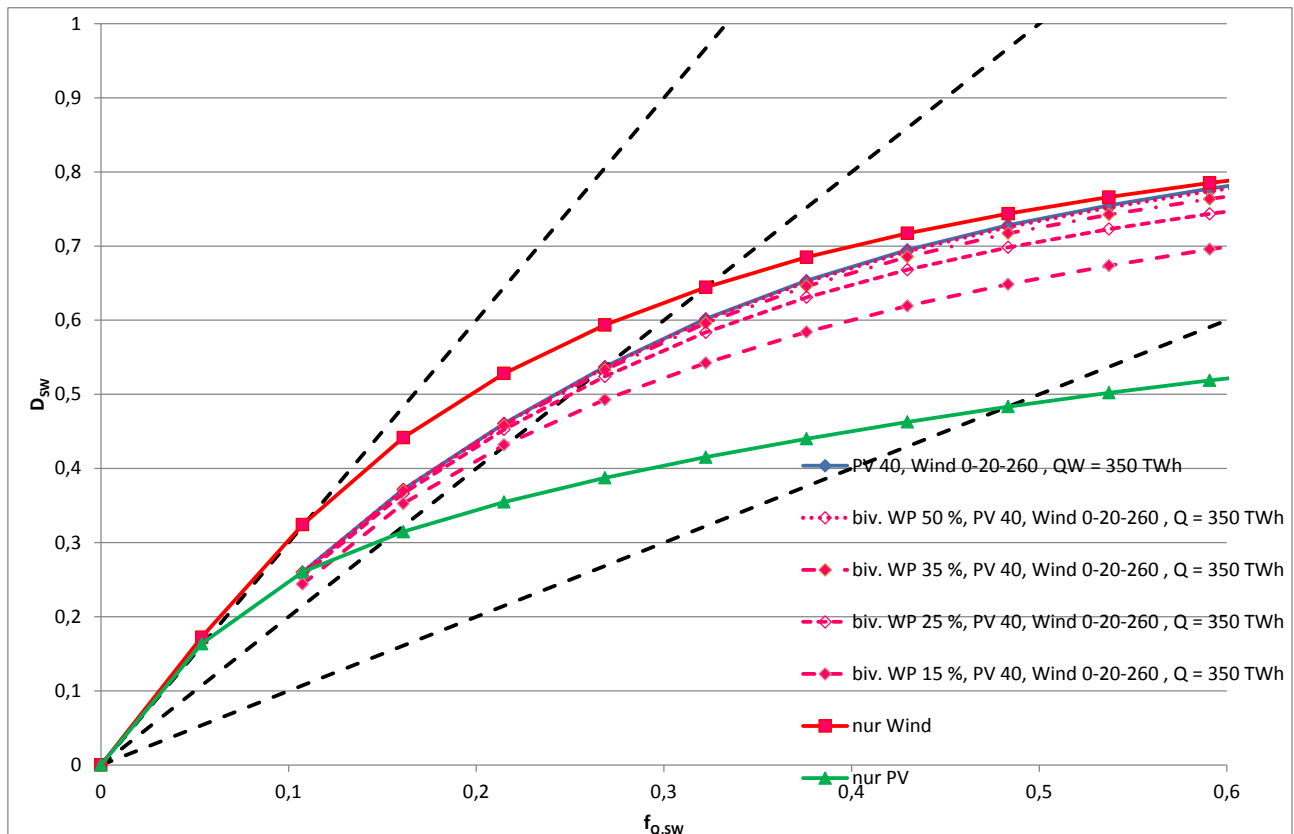


Abbildung 48: Bivalente Wärmepumpen: Deckungsgrad D_{SW} von Solar- und Windenergie bei der Wärmeversorgung in Abhängigkeit vom Anteil $f_{Q,SW}$ des Solar- und Windstroms bezogen auf den Wärmebedarf ($Q = 350 \text{ TWh/a}$)

4.4 Modellüberblick und Modellerweiterung

Auf Grundlage der Ergebnisse in den vorangegangenen Abschnitten wird der vereinfachte Modellansatz im Folgenden zusammengefasst und in einigen Aspekten erweitert.

4.4.1 Zusammenfassung der bisherigen Modellansätze

Wärmebedarf im Wohngebäudebestand

Der Wärmebedarf im Wohngebäudebestand Q umfasst den Heizwärmebedarf, den Nutzwärmebedarf für Warmwasser sowie die Verteilverluste für Heizung und Warmwasser innerhalb der Gebäude⁵⁹. Im Fall der Heizwärme handelt es sich hier um einen Netto-Wärmebedarf, d. h. die Wärmerückgewinnung aus Wohnungslüftungsanlagen ist hier bereits angerechnet, wurde also vom ursprünglichen Brutto-Wärmebedarf subtrahiert.

Das Modell behandelt einen zukünftigen Zustand des Wohngebäudebestandes (circa im Jahr 2050, also dem langfristigen Zielzeitpunkt der heutigen Klimaschutzstrategien). Der Wärmebedarf wird im Modell nicht explizit berechnet, vielmehr wird auf Grundlage von früheren Szenarienberechnungen [Diefenbach et al. 2015/2016] angenommen, dass sich ausgehend von der heutigen Situation (mit einem Wärmebedarf in der Größenordnung von etwa 550 TWh/a) durch entsprechende Anstrengungen zur Verbesserung des Wärmeschutzes die folgenden Zielintervalle erreichen lassen (vergleiche auch Kap. 2.2):

- Engeres Zielintervall: 300 – 400 TWh/a
Dieser Bereich lässt sich gemäß den Szenarienanalysen erreichen, wenn frühzeitig erhebliche Anstrengungen zur Steigerung der energetischen Modernisierungsrate beim Wärmeschutz unternommen werden.
- Erweitertes Zielintervall: 250 – 450 TWh/a
Die Obergrenze dieses Bereichs entspricht ungefähr der Fortschreibung der aktuellen Entwicklung (Trendszenario in [Diefenbach et al. 2017]). Für die Erreichung der Untergrenze wären sehr optimistische Annahmen bezüglich der Wärmeschutz-Modernisierungsraten und der Qualität (z. B. Dämmstoffdicke, Anteil von Lüftungswärmerückgewinnung im Bestand) der durchgeführten Maßnahmen erforderlich.

Die Mitte beider Intervalle liegt bei $Q = 350$ TWh/a. Dieser Wert ist im vorliegenden Bericht zumeist der Ausgangspunkt der Analysen.

Hinsichtlich der Aufteilung auf Heizwärme und Warmwasser wurde in den Modellrechnungen im vorliegenden Projekt angenommen, dass der Wärmebedarf für die Trinkwarmwasserbereitung inklusive zugehöriger Verteilverluste bei 100 TWh/a liegt. Unterschiede im Gesamt-Wärmebedarf ergeben sich also ausschließlich durch Veränderungen beim Heizwärmebedarf (inklusive Verteilverlusten).

Wärmeerzeugung

Zur Deckung des Wärmebedarfs ist eine entsprechende Wärmeerzeugung notwendig. Entsprechend der verwendeten Energieträger werden vier Gruppen unterschieden: Biomasse, fossile Brennstoffe, Sonnenenergie und Windenergie. Für die Biomasse wird vereinfachend die ausschließliche Verwendung von Holz, für die fossilen Energieträger die Verwendung von Erdgas angenommen. Im Fall der Biomasse beruht diese

⁵⁹ Aus Sicht der Wärmeerzeugung wird die Größe Q gelegentlich auch als Erzeuger-Nutzwärmeabgabe bezeichnet. Unter Nutzwärme im engeren Sinne wird allerdings in anderen Zusammenhängen (auch im vorliegenden Bericht) nur der Heizwärmebedarf und der Trinkwarmwasserwärmebedarf ohne die Verteilverluste verstanden. Letztere sind aber in der Größe Q mit enthalten.

Annahme insbesondere auf den nur noch geringen Vorteilen von Energiepflanzenanbau gegenüber dem Energieträger Erdgas in der Treibhausgasbilanz, wenn alle Vorketten inklusive Landnutzungsänderungen mitberücksichtigt werden (vgl. Anhang E.1). Im Fall der fossilen Energieträger wurde Erdgas als der Brennstoff mit dem günstigen Treibhausgas-Emissionsfaktor ausgewählt⁶⁰. Es gilt:

$$Q = Q_{\text{Holz}} + Q_{\text{Gas}} + Q_{\text{Solar}} + Q_{\text{Wind}}$$

Dabei bezeichnet die rechte Seite der Gleichung die Wärmeerzeugung durch die jeweiligen Energieträger.

Generell ist zu beachten, dass alle vier Energieträger durch begrenzte Potentiale gekennzeichnet sind, so dass auch der Beitrag zur Wärmeerzeugung jeweils begrenzt ist:

Dies gilt für die Menge an Holz, die jährlich für die Energieerzeugung zur Verfügung steht (heruntergebrochen auf den für die Wohngebäude-Wärmeversorgung verfügbaren Anteil) ebenso wie für Erdgas (aufgrund der einzuhaltenden Treibhausgasziele). Die Beiträge von Solar- und Windenergie sind einerseits (bei nationaler Betrachtung) durch die deutschlandweiten Gesamtpotentiale (heruntergebrochen auf die Wohngebäude-Wärmeversorgung) und andererseits durch die fluktuierende wetterabhängige Erzeugung begrenzt, die sich mangels saisonaler Energiespeicher nicht vollständig mit dem zeitlichen Verlauf des Wärmebedarfs in Deckung bringen lässt.

Im Hinblick auf den Einsatz von elektrischen Wärmepumpen wurde generell angenommen, dass zur Hälfte Luft- und zur anderen Hälfte Erdreich-Wärmepumpen eingesetzt werden. In den Modellrechnungen führt dieser Ansatz zu durchschnittlichen Jahresarbeitszahlen in der Größenordnung von $\epsilon=2,5$ (über alle Wärmepumpen entsprechend ihrem Beitrag zur Energiebilanz gemittelt).

Einsatz von Brennstoffen

Sowohl bei Holz als auch Erdgas wird zwischen der Standard-Wärmeerzeugung in Heizkesseln und effizienten Systemen (Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder Kraftwerke in Kombination mit Wärmepumpen⁶¹) unterschieden. Genauere Analysen zeigen, dass unter der Annahme, dass ein bestimmter Mindestbeitrag von Heizkesseln auch zukünftig erforderlich ist (zur Spitzenlastdeckung oder weil diese nicht vollständig ersetzt können), aus Sicht der gleichzeitig begrenzten Holz- und Erdgaspotentiale vorrangig das Erdgas in effizienten Systemen eingesetzt werden sollte, Holz also überwiegend in Heizkesseln zur Anwendung kommen sollte. Unter der Annahme, dass auch beim Erdgas für sich betrachtet ein gewisser Anteil (20 %) der Wärmeerzeugung in Kesseln erfolgt, ergeben sich damit folgende Ansätze für die Wärmeerzeugung mit Brennstoffen:

- Einsatz von Holz: $Q_{\text{Holz}} = \eta_{\text{Holz}} Q_{\text{B,Holz}}$
 mit: $\eta_{\text{Holz}} = 0,85$: Jahresnutzungsgrad der Wärmeerzeugung aus Holz
 $Q_{\text{B,Holz}}$: jährlicher Holzverbrauch zur Wärmeerzeugung (Heizwert)
 Einsatz von Erdgas: $Q_{\text{Gas}} = \eta_{\text{Gas}} Q_{\text{B,Gas}}$
 mit: $\eta_{\text{Gas}} = 1,23$: Jahresnutzungsgrad der Wärmeerzeugung aus Erdgas (Standardansatz⁶²)
 $Q_{\text{B,Gas}}$: jährlicher Erdgasverbrauch zur Wärmeerzeugung (Heizwert)

Bei Kenntnis des verfügbaren Holzpotentials und unter Annahme der Ausschöpfung des Potentials lässt sich damit die jährliche Wärmeerzeugung aus Holz ermitteln. Setzt man insbesondere $Q_{\text{B,Holz}} = 50 \text{ TWh/a}$ (Standardansatz für das Biomassepotential im vorliegenden Bericht), so erhält man:

$$Q_{\text{Holz}} = 43 \text{ TWh/a.}$$

Für vorgegebene Klimaschutzziele lässt sich auch die jährliche Wärmeerzeugung aus Erdgas berechnen. Es gilt zunächst für den Erdgasverbrauch:

$$Q_{\text{B,Gas}} = ((1-r_{\text{THG}}) X_{1990} - \Delta X_{\text{THG}}) / f_{\text{THG,Gas}}$$

⁶⁰ Bei fehlendem Erdgasnetz wäre hier entweder die Biomasse oder – mit nur geringfügig höherem Emissionsfaktor Flüssiggas zu verwenden.

⁶¹ Die brennstoffmotorische Wärmepumpe ist dabei über die Kombination von Kraft-Wärme-Kopplung und elektrischen Wärmepumpe gedanklich mit erfasst.

⁶² Erweiterter Ansatz s. Kap. 4.4.4.

mit: r_{THG} : Treibhausgas-Reduktionsziel (z. B. $r_{\text{THG}} = 0,875$ ⁶³)

$X_{1990} = 200 \text{ Mt/a}$: Treibhausgasemissionen für die Wohngebäude-Wärmeversorgung im Jahr 1990⁶⁴.

$\Delta X_{\text{THG}} = 3 \text{ Mt/a}$: Treibhausgasemissionen durch die Erzeugung des Hilfsstroms der Wärmeversorgung und die Verwendung von Holz zur Wärmeerzeugung⁶⁵.

$f_{\text{THG,Gas}} = 0,246 \text{ Mt/TWh}$: Treibhausgas-Emissionsfaktor von Erdgas⁶⁶.

So ergibt sich für das Ziel einer 87,5prozentigen Treibhausgasreduktion gegenüber 2050 ein noch zulässiger Erdgasverbrauch von $((1-0,875) \times 200 - 3)/0,246 \text{ TWh/a} = 89 \text{ TWh/a}$. Dementsprechend beläuft sich die Wärmeproduktion aus Erdgas in diesem Fall auf (Standardansatz $\eta_{\text{Gas}} = 1,23$) :

$Q_{\text{Gas}} = 1,23 \times 89 \text{ TWh/a} = 109 \text{ TWh/a}$.

Einsatz von Sonnen- und Windenergie

Zwar korrespondiert die Windenergie im zeitlichen (insbesondere jahreszeitlichen) Verlauf aufgrund des großen Einflusses der Heizwärme besser mit dem Gebäude-Wärmebedarf als die Sonnenenergie, bei alleiniger Konzentration auf die Windkraft würde aber gleichzeitig die Gefahr eines Ausschöpfens der bestehenden Potentiale bestehen. Vor diesem Hintergrund wird im vereinfachten Modellansatz davon ausgegangen, dass zunächst die Möglichkeiten der Solarenergie (Solarthermie bzw. Photovoltaik mit Wärmepumpen) bis zu einer sinnvollen Grenze⁶⁷ ausgeschöpft werden und darüber hinaus erst die Windkraft zum Einsatz kommt.

Für den möglichen (maximalen) Beitrag der Solarenergie bietet das Modell zwei Ansätze an⁶⁸:

- $Q_{\text{Solar}} = 100 \text{ TWh/a}$: Grober Ansatz für Ad-Hoc-Abschätzungen
- $Q_{\text{Solar}} = 100 \text{ TWh/a} + 0,15 (Q - 350 \text{ TWh/a})$: Differenzierterer Ansatz (Q : 250 bis 450 TWh/a)

Bei den folgenden Modellanalysen wird der differenziertere Ansatz verwendet.

Nach den bisherigen Überlegungen, die zu vorgegebenen (maximalen) Beiträgen der Energieträger Holz, Gas und Sonne zur Wärmeerzeugung im Wohngebäudesektor führen, muss die Windenergie den verbleibenden Restbedarf decken:

$$Q_{\text{Wind}} = Q - Q_{\text{Holz}} - Q_{\text{Gas}} - Q_{\text{Solar}}$$

Es stellt sich damit die Frage, wie hoch der Bedarf an Strom aus Windkraft E_{Wind} vor dem Hintergrund der ebenfalls begrenzten Windstrompotentiale ausfällt. Für die Ermittlung von E_{Wind} werden die folgenden Gleichungen verwendet.

$$E_{\text{Wind}} = m_{\text{Wind}} Q_{\text{Wind}}$$

mit:

$m_{\text{Wind}} = -b D_{\text{Wind}} / \ln(1 - D_{\text{Wind}}/a)$: m_{Wind} : mittlerer Nutzungsfaktor für die Erzeugung von (zusätzlicher) Wärme aus Windstrom (hier: zusätzlich zur vorausgesetzten Ausschöpfung der Solarenergiepotentiale)

$D_{\text{Wind}} = Q_{\text{Wind}} / Q$: (zusätzlicher) Deckungsgrad der Windenergie bei der Wärmebereitstellung

$a = 0,63$, $b = 3,35$: Aus Parameteranalysen abgeleitete Zahlenwerte

⁶³ Standardansatz im Projekt $r_{\text{THG}} = 87,5 \%$, d.h. Intervallmitte zwischen 80 und 95% Emissionsreduktion

⁶⁴ Äquivalente CO_2 -Emissionen inklusive Vorketten und der Anrechnung weiterer Treibhausgase, vgl. Kap. 2.2..

⁶⁵ Schätzwert nach Kap. 4.2. Der Wert hängt von dem Umfang der Biomassenutzung und Annahmen zur Stromerzeugung ab, wird im vereinfachten Modell aber aufgrund seines geringen Einflusses konstant gehalten.

⁶⁶ Die Möglichkeit, durch Solar- und Windenergie synthetisches Erdgas ohne direkte Treibhausgasemissionen zu produzieren, wird hier (mit Beschränkung auf bereits heute verfügbare Technologien) nicht berücksichtigt. In Kapitel 7.1.3 wird dieser Aspekt noch diskutiert.

⁶⁷ Bei Analyse des Solarstroms wurde dabei vorausgesetzt, dass der Nutzungsfaktor etwas oberhalb des Wertes 2 liegen sollte, d. h. aus einer Kilowattstunde Solarstrom werden im Mittel etwas mehr als 2 Kilowattstunden (ca. 2,2 kWh) Wärme erzeugt.

⁶⁸ In Kapitel 4.4.2 werden diese Ansätze noch einmal erweitert.

Die Schätzgleichung für m_{Wind} ist im vorliegenden Fall bis circa $D_{\text{Wind}} = 0,5$ gültig⁶⁹.

Für Ad-Hoc-Abschätzungen bezüglich des Zusammenhangs von m_{Wind} und D_{Wind} lässt sich Tabelle 1 verwenden, die auf Differenzwerte von 0,05 gerundete Zahlen darstellt.

Tabelle 1: Mittlerer Nutzungsfaktor der Wärmeerzeugung aus Windstrom m_{Wind} (gerundete Werte) in Abhängigkeit vom (zusätzlichen) Deckungsgrad der Windenergie an der Wärmeerzeugung im vereinfachten Modell (nur gültig bei gleichzeitiger Ausschöpfung der Solarenergiepotentiale zur Wärmeerzeugung, d.h. $Q_{\text{Solar}} = \text{ca. } 100 \text{ TWh/a}$)

$D_{\text{Wind}} (*)$	$m_{\text{Wind}} = Q_{\text{Wind}}/E_{\text{Wind}}$
5%	2,05
10%	1,95
15%	1,85
20%	1,75
25%	1,65
30%	1,55
35%	1,45
40%	1,35
45%	1,20
50%	1,05

* zusätzlich zu $Q_{\text{Solar}} = \text{ca. } 100 \text{ TWh/a}$

E_{Wind} ist hier als Netto-Betrag, definiert, d.h. als die in den Gebäuden selbst nutzbare Strommenge. Der Brutto-Betrag, der für den Vergleich mit den angenommenen Windkraftpotentialen maßgeblich ist, muss zusätzlich noch die Verteilverluste des Stromnetzes berücksichtigen:

$$E_{\text{Wind,brutto}} = E_{\text{Wind}} / \eta_{\text{d,el}}$$

mit: $\eta_{\text{d,el}} = 0,94$: Verteilungsnutzungsgrad des Stromnetzes

Um den gesamten Windstrombedarf für die Wohngebäudewärme-Versorgung zu berücksichtigen ist zusätzlich ein Anteil für die elektrische Hilfsenergie anzusetzen, der hier als Bruttowert pauschal zu $E_{\text{Wind,HE}} = 3 \text{ TWh}$ abgeschätzt wird⁷⁰.

$E_{\text{Wind,ges}} = E_{\text{Wind,brutto}} + E_{\text{Wind,HE}}$: Gesamt-Windstrombedarf für die Wohngebäude-Wärmeversorgung (Bruttowert inklusive Hilfsenergie)

mit: $E_{\text{Wind,HE}} = 3 \text{ TWh/a}$: Windstrombedarf für die elektrische Hilfsenergie (Schätzwert)

Dieser Gesamtbetrag $E_{\text{Wind,ges}}$ lässt sich nun mit dem angenommenen Potential der Windstromerzeugung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung vergleichen. Für dieses Potential wird in der vorliegenden Untersuchung ein Bereich von 50 bis 100 TWh/a angenommen (vgl. Kap. 2.2).

⁶⁹ Darüber hinaus ist die Erweiterung des Ansatzes in Kapitel 4.4.2 zu beachten.

⁷⁰ Am Ende von Kapitel 4.2 wurde die Abschätzung getroffen, dass die Hälfte des Hilfsstrombedarfs von rund 10 TWh/a, also 5 TWh/a durch Photovoltaik- und Windenergie bereitgestellt wird. Nimmt man hier einen etwas höheren Anteil des Windstroms an, so ergeben sich überschlägig die genannten 3 TWh/a.

4.4.2 Modellerweiterung im Hinblick auf die Frage der Fähigkeit zur Nutzung von Solar- und Windenergie

Die Modellgleichungen basieren bisher auf der Annahme, dass Solarenergie und Windenergie in allen Gebäuden genutzt werden kann. Für die Solarenergie bedeutet dies, dass alle Gebäude entweder Solarthermie nutzen (direkt bzw. via Nah-/Fernwärme) oder Wärmepumpen verwenden, in denen dann Solarstrom eingesetzt wird. Für die Nutzung der Windkraft wären dagegen in allen Gebäuden Wärmepumpen erforderlich. Ob bzw. wie schnell ein solcher Zustand in der Realität erreicht werden kann, ist fraglich.

Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, einen Abdeckungsgrad für Solar- bzw. Windenergie zu definieren:

d_{Solar} , d_{Wind} : Abdeckungsgrad für Solar- bzw. Windenergie: Anteil des Wohngebäudebestandes mit der Fähigkeit zur Nutzung von Solar- bzw. Windenergie für die Wärmeversorgung

Diese neue Größe ist also mit dem Kleinbuchstaben „d“ gekennzeichnet und von den mit Großbuchstaben „D“ gekennzeichneten Deckungsgraden zu unterscheiden, die den Anteil der durch Solar- und Windstrom erzeugten Wärme am gesamten Wärmebedarf angeben. Da beispielsweise die mit Solarenergie versorgten Gebäude (mit einem Anteil d_{Solar} im Bestand) immer nur einen Teil ihres Wärmebedarfs mit Solarenergie abdecken, ist der Deckungsgrad (hier: D_{Solar}) immer kleiner als der entsprechende Abdeckungsgrad.

Die Übertragung der neuen Größe d_{Solar} und d_{Wind} in das Modell ist wie folgt durchzuführen:

Der (maximale) Beitrag der Sonnenenergie für die Wärmeversorgung kann nur in dem Umfang realisiert werden, in dem die Sonnenenergie auch tatsächlich in den Gebäuden genutzt werden kann. Der ursprüngliche Wert von Q_{Solar} ist daher mit dem Abdeckungsgrad zu multiplizieren und es gilt:

$$Q_{\text{Solar}} = d_{\text{Solar}} (100 \text{ TWh/a} + 0,15 (Q - 350 \text{ TWh/a}))$$

$$\text{bzw. für Ad-Hoc-Abschätzungen: } Q_{\text{Solar}} = d_{\text{Solar}} 100 \text{ TWh/a}$$

Der Beitrag der Windenergie zur Wärmeerzeugung Q_{Wind} bleibt unverändert, da gemäß dem Modellansatz die Windenergie die Lücke zwischen dem Gesamtwärmebedarf Q und den restlichen jeweils gedeckelten Beiträgen Q_{Holz} , Q_{Gas} und Q_{Solar} schließen muss. Allerdings muss im Fall eines Abdeckungsgrades der Windenergienutzung d_{Wind} von weniger als 100 % diese Wärmeerzeugung nun in einem kleineren Anteil des Gebäudebestandes stattfinden. Für diesen Anteil lässt sich ein separater Deckungsgrad D^*_{Wind} wie folgt berechnen:

$$D^*_{\text{Wind}} = Q_{\text{Wind}} / Q^* = Q_{\text{Wind}} / (d_{\text{Wind}} Q) = D_{\text{Wind}} / d_{\text{Wind}} : \text{Deckungsgrad der Wärmeerzeugung durch Wind in dem Teil des Wohngebäudebestandes mit Fähigkeit zur Windenergienutzung}$$

mit:

$$Q^* = d_{\text{Wind}} Q: \text{Wärmebedarf in dem Teil des Wohngebäudebestandes mit Fähigkeit zur Windenergienutzung}$$

In der Schätzgleichung für den Nutzungsfaktor m_{Wind} ist nun die Größe D_{Wind} durch D^*_{Wind} zu ersetzen:

$$m_{\text{Wind}} = -b D^*_{\text{Wind}} / \ln(1 - D^*_{\text{Wind}}/a): \text{Gültigkeitsbereich } D^*_{\text{Wind}} \leq \text{ca. } 50 \%$$

Dieser Ansatz basiert auf folgender Überlegung: Der Nutzungsfaktor m_{Wind} beschreibt die Effizienz der Umwandlung von Windstrom in Wärme in Abhängigkeit des zeitlichen Zusammenspiels von Wärmeverbrauch und Windstromangebot. Dieses Zusammenspiel beschränkt sich nun aber auf denjenigen Anteil des Gebäudebestandes, der Windstrom überhaupt nutzen kann. Folglich gelten die ursprünglichen Gleichungen auch nur separat für diesen Anteil.

In dem Zusammenhang ist noch wichtig zu beachten, dass bei vorliegender Fähigkeit zur Windenergienutzung immer auch die Fähigkeit zur Solarenergienutzung vorliegt, da statt des Windstroms immer auch Photovoltaikstrom genutzt werden kann. Für den gesamten Wohngebäudebestand gilt daher:

$$d_{\text{Solar}} \geq d_{\text{Wind}}$$

Bezogen auf die einzelnen Wärmeversorgungstechnologien lässt sich die Fähigkeit zur Solar- und Windenergienutzung wie folgt klassifizieren:

- Wärmepumpe vorhanden: Fähigkeit zur Solar- und Windenergienutzung vorhanden
- Solarthermie vorhanden (ohne Wärmepumpe): nur Fähigkeit zur Solarenergienutzung vorhanden

Vereinfachend ließe sich also d_{Wind} mit dem Anteil des Wohngebäudebestands gleichsetzen, der mit Wärmepumpen versorgt wird, und für d_{Solar} wäre dann noch der Anteil des Gebäudebestandes mit Solarthermieranlagen (ohne gleichzeitige Wärmepumpen) hinzuzuaddieren⁷¹.

In der Realität ist die Situation insofern komplexer, als die Fähigkeit zur Sonnen- oder Windenergienutzung unterschiedlich stark ausgeprägt sein kann: So lässt sich Photovoltaik- und Windstrom auch durch direkte elektrische Wärmeerzeuger (z. B. Heizstäbe) in Verbindung mit Wärmespeichern nutzen, allerdings deutlich weniger effizient, d.h. mit Beanspruchung deutlich höherer Strommengen. Immerhin können durch die Heizstäbe thermische Solaranlagen (bei denen ohnehin ein größerer Wärmespeicher vorliegt) auf relativ einfache Weise und ohne separate Wärmepumpe eine begrenzte Fähigkeit zur Windstromnutzung erhalten. Auch bei Wärmepumpen kann die Nutzungsmöglichkeit des Solar- und Windstroms eingeschränkt sein, wenn diese ohne Speicher betrieben werden, ausschließlich entweder nur für Warmwasserbereitung oder Heizung eingesetzt werden oder bivalent auf kleine Leistungen ausgelegt sind⁷². Im Fall der Solarthermie ist zwischen den hier angenommenen Anlagen zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung und reinen Brauchwarmwasser-Solaranlagen zu unterscheiden.

In dem vorliegenden vereinfachten Modellansatz können diese Aspekte nicht in ihrer ganzen Vielfalt abgebildet werden, die Auswertungen gehen also von den effizienten Systemen zur Solar- bzw. Windenergienutzung aus (Solarthermie für Heizung und Warmwasser, monovalente oder nicht zu kleine bivalente Wärmepumpen mit Wärmespeichern für Heizung und Warmwasser).

Allerdings ist insbesondere der Einsatz elektrischer Heizstäbe mit Wärmespeichern aufgrund der einfachen systemtechnischen Realisierbarkeit und entsprechend geringerer Kosten gegenüber der Wärmepumpe (eine externe Wärmequelle muss hier nicht erschlossen werden) von besonderem Interesse. Das vereinfachte Modell wird daher im folgenden Kapitel noch um diese Variante ergänzt.

Systeme mit eingeschränkter Fähigkeit zur Sonnen- und Windenergienutzung werden außerdem in einigen Sonderuntersuchungen mit dem differenzierteren Simulationsmodell behandelt, insbesondere der Einsatz elektrischer Heizstäbe in Kap. 6.4 (Abbildung 98) sowie der (teilweise) Verzicht auf Wärmespeicher in Kap. 5.3 (Abbildung 69).

⁷¹ Der jeweilige Anteil, z. B. d_{Wind} , bemisst sich dabei genau genommen nicht nach dem Anteil der mit Wärmepumpen versorgten Gebäude oder Wohnungen, sondern nach dem Anteil des Wärmebedarfs der mit Wärmepumpen versorgten Gebäude am gesamten Wärmebedarf entsprechend der oben angegebenen (hier umgestellten) Gleichung $d_{\text{Wind}} = Q^* / Q$. In einem realen differenzierten Bestand (jenseits des vereinfachenden Modellansatzes) mit verschiedenen Wärmepumpenanteilen in unterschiedlichen und unterschiedlich modernisierten Teilmengen des Gebäudebestands wäre dieser Unterschied zu beachten. Beim Bestandsmonitoring lässt sich allerdings zunächst einmal der Anteil der mit Wärmepumpen versorgten Gebäude bzw. Wohnungen einfacher erheben (z. B. regelmäßig alle vier Jahre aus der Mikrozensus-Zusatzerhebung zur Wohnsituation [Destatis 2016] bzw. in den Eigentümerbefragungen in [Diefenbach et al. 2010, Cischinsky/Diefenbach 2018]), so dass diese Ergebnisse hier als erste Anhaltswerte für die aktuelle Situation dienen können:

Laut [Cischinsky/Diefenbach 2018] wurden im Wohngebäudebestand 2016 insgesamt etwas mehr als 3 % der Gebäude durch Wärmepumpen beheizt (als Haupt-Wärmeerzeuger). Der Anteil in Ein-/Zweifamilienhäusern (EZFH) betrug dabei 3,7 %, in Mehrfamilienhäusern (MFH) 0,7 %. Im Neubau ab 2010 (EZFH und MFH) betrug der Anteil dagegen rund 39 %.

Solarthermieranlagen sind insgesamt auf ca. 14 % der Wohngebäude installiert (EZFH: 16 %, MFH: 7 %, Neubau 40 %). Doppelzählungen von Solarthermie und Wärmepumpen sind in dieser Auswertung nicht identifizierbar, damit lassen sich für den Wohngebäudebestand 2016 die folgenden Werte ableiten (bezogen auf die Gebäudezahl): $d_{\text{Wind}} = 3 \%$, $d_{\text{Solar}} = 14$ bis 17 %.

Solarthermieranlagen zur reinen Brauchwassererwärmung (rund 56 % aller Solarthermiesysteme), d.h. ohne Heizungsunterstützung, wurden hier vereinfachend vollständig in d_{Solar} angerechnet. Nicht berücksichtigt wurden Nah-/Fernwärmenetze mit Wärmepumpen bzw. Solarthermie, über die keine näheren Informationen erhoben wurden. Hier besteht die Vermutung, dass beide Technologien in den Wärmenetzen bisher keine relevante Rolle spielen.

⁷² Allerdings sind hier nach Abbildung 48 erst bei sehr kleinen Leistungsanteilen relevante Einbußen zu erwarten.

4.4.3 Modellerweiterung im Hinblick auf die begrenzte Nutzung von Wind- und Solar-energie durch elektrische Heizstäbe

Für den Einsatz elektrischer Heizstäbe (ohne Wärmepumpen) sei zunächst angenommen, dass diese in Gebäuden mit thermischen Solaranlagen in den dort ohnehin vorhandenen Wärmespeichern eingesetzt werden. Die entsprechend ausgestatteten Gebäude erhalten damit eine begrenzte (gegenüber Wärmepumpen weniger effiziente) Fähigkeit zur Nutzung von Windkraft. Die Effizienz der Windkraftnutzung, die in dieser Konstellation erreicht werden kann, ist dabei zunächst gesondert mit Hilfe des Simulationsmodells zu untersuchen. Abbildung 49 zeigt das Ergebnis der Analyse, die für den Standardfall des Wärmebedarfs ($Q = 350 \text{ TWh/a}$) durchgeführt wurde. Es handelt sich um die gleiche Darstellung wie in Abbildung 46 und Abbildung 47, auch die parametrisierten Kurven der Windstromnutzung durch Wärmepumpen sind aus diesen Abbildungen übertragen. Neu eingetragen ist die braune Kurve mit x-Symbolen für die Windstromnutzung über Heizstäbe in vorhandenen Solarthermieranlagen. Diese Solaranlagen wurden hier für den gesamten Gebäudebestand vorausgesetzt und so ausgelegt, dass insgesamt ein solarer Wärmebeitrag von $Q_{\text{Solar}} = 100 \text{ TWh/a}$ (also der Standardansatz des vereinfachten Modells) erreicht wurde. Für diesen Fall wurde auch eine parametrisierte Kurve als orangene Linie eingetragen.

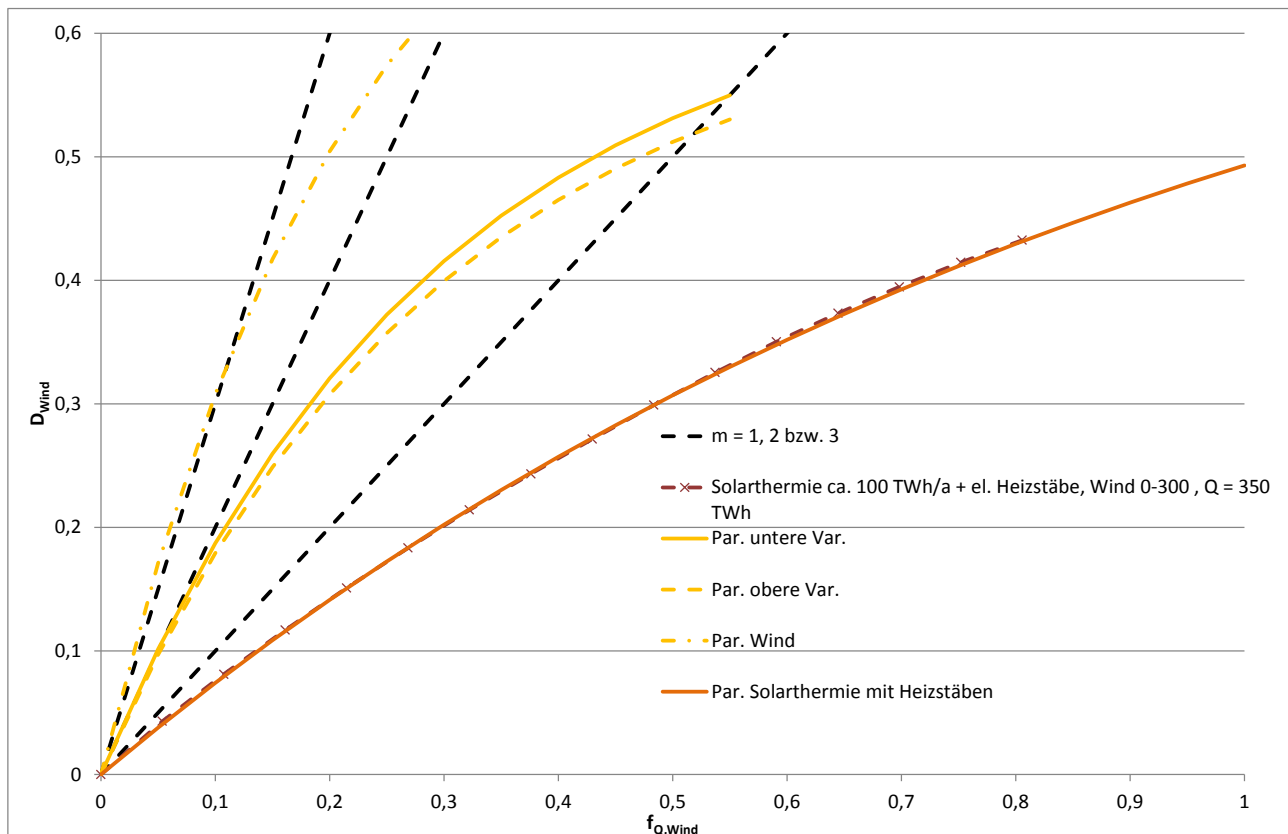


Abbildung 49: Erhöhung des Deckungsgrads D_{Wind} durch zusätzliche Windstrombeiträge $f_{Q,\text{Wind}}$ für einen mit Solarthermieranlagen und elektrischen Heizstäben ausgestatteten Wohngebäudebestand (ohne Wärmepumpen, $Q = 350 \text{ TWh/a}$, $Q_{\text{Solar}} = 100 \text{ TWh/a}$).
gelbe Linien: Parametrisierte Kurven aus Abbildung 46 und Abbildung 47 zum Vergleich

Erwartungsgemäß verläuft die Kurve für den durch Windstrom zusätzlich erreichten Deckungsgrad D_{Wind} bei der Wärmeversorgung mit Heizstäben deutlich unterhalb der mit Wärmepumpen abgeleiteten gelben Kurven. Außerdem verläuft sie unterhalb der Linie $m = 1$, d.h. der Nutzungsfaktor liegt – anders als in Abbil-

dung 41 – von vornherein unterhalb des Wertes 1, da der Windstrom hier zusätzlich zur Solarenergie genutzt wird.

Die parametrisierte Kurve weist folgende Daten auf:

$$D_{\text{Wind}} = a \tilde{(1 - e^{-d \tilde{x}})}$$

mit:

$$x = f_{Q, \text{Wind}}$$

$$a \tilde{=} 0,78, d \tilde{=} 1,0 \text{ (Kurvenparameter)}$$

Gültigkeitsbereich bis ca. $f_{Q, \text{Wind}} = 1$ bzw. $D_{\text{Wind}} = 0,5$

Die Einbindung in das vereinfachte Modell erfolgt nun vor dem Hintergrund der folgenden Überlegungen:

Da die Windstromnutzung zunächst mit Wärmepumpen deutlich effizienter ist (s. die für das Modell maßgebliche gelbe Kurve „Par. obere Variante“), wird der Windstrom bei kleineren Beträgen von $f_{Q, \text{Wind}}$ bzw. E_{Wind} zunächst ausschließlich in Gebäuden mit Wärmepumpen erfolgen (Abdeckungsgrad d_{Wind}). Bei steigendem $f_{Q, \text{Wind}}$ wird der Grenznutzen (die Tangentensteigung der parametrisierten Kurve) immer geringer, so dass irgendwann die parallele Nutzung von Windstrom in den Heizstäben erfolgt. Von nun an (bei weiter steigendem E_{Wind} bzw. $f_{Q, \text{Wind}}$) teilt sich also die Windstromnutzung entsprechend auf. Es gilt:

$$E_{\text{Wind}} = E^*_{\text{Wind}} + \tilde{E}_{\text{Wind}}$$

mit:

$$\tilde{E}_{\text{Wind}} = \alpha_{\text{HS}} E_{\text{Wind}} : \text{Windstromnutzung in Gebäuden mit elektrischen Heizstäben}^{73} \text{ (Abdeckungsgrad } d_{\text{Wind}} \tilde{)}$$

$$E^*_{\text{Wind}} = (1 - \alpha_{\text{HS}}) E_{\text{Wind}} : \text{Windstromnutzung in Gebäuden mit Wärmepumpen (Abdeckungsgrad } d_{\text{Wind}} \tilde{)}$$

α_{HS} : Anteil des Windstroms, der in den Gebäuden mit Heizstäben (ohne Wärmepumpen) genutzt wird

$d_{\text{Wind}} \tilde{}$: Abdeckungsgrad der eingeschränkten Windenergienutzung: Anteil der Gebäude mit Solarthermieanlagen (ohne Wärmepumpen) im Gebäudebestand, die zusätzlich mit elektrischen Heizstäben ausgestattet sind⁷⁴.

Es ist nun die Frage zu beantworten, bei welchem Anteil des Windstroms in Heizstäben α_{HS} eine ideale Nutzung der Windenergie zur Wärmeerzeugung erreicht werden kann. Es stellt sich also die folgende Optimierungsaufgabe:

$$Q_{\text{Wind}} = Q^*_{\text{Wind}} + \tilde{Q}_{\text{Wind}} = \max.$$

mit:

$Q^*_{\text{Wind}} = D^*_{\text{Wind}} Q^*$: Wärmeerzeugung aus Windstrom in dem Anteil des Gebäudebestandes, der mit Wärmepumpen versorgt wird, also die (vollständige) Fähigkeit zur Windkraftnutzung gemäß Kapitel 4.4.3 aufweist (Wärmeverbrauch dieses Segments im Gebäudebestand $Q^* = d_{\text{Wind}} Q$).

$\tilde{Q}_{\text{Wind}} = \tilde{D}_{\text{Wind}} \tilde{Q}$: Wärmeerzeugung aus Windstrom in dem Anteil des Gebäudebestandes, der mit Solarthermie (ohne Wärmepumpen) und ergänzenden Heizstäben ausgestattet ist (Wärmeverbrauch dieses Segments: $\tilde{Q} = d_{\text{Wind}} \tilde{Q}$)

Für die Deckungsgrade des Windstroms im jeweiligen Segment gilt:

$D^*_{\text{Wind}} = a (1 - e^{-b x^*})$, mit $a = 0,63$, $b = 3,35$ und $x^* = f^*_{Q, \text{Wind}} = E^*_{\text{Wind}}/Q^*$ (Parametrisierung „obere Variante übertragen auf den Anteil des Gebäudebestands mit Wärmepumpen gemäß Kap. 4.4.2)

$\tilde{D}_{\text{Wind}} = a \tilde{(1 - e^{-d \tilde{x}})}$, mit $a \tilde{=} 0,78$, $d \tilde{=} 1,0$ und $\tilde{x} = \tilde{f}_{Q, \text{Wind}} = \tilde{E}_{\text{Wind}}/\tilde{Q}$ (Parametrisierung der Windstromnutzung mit Heizstab zusätzlich zur Solarwärme, s.o., übertragen auf den Anteil des Gebäudebestandes mit Heizstäben in Solarthermieanlagen, ohne Wärmepumpen)

⁷³ ohne Wärmepumpen

⁷⁴ Die Möglichkeiten einer Erweiterung der Definition auf Fälle nur mit Heizstäben und Wärmespeichern (ohne Solarthermie und Wärmepumpen) wird am Ende dieses Kapitels diskutiert.

In diesem Gleichungssystem sind E_{Wind}^* und $E_{Wind}^{\sim}$, somit auch D_{Wind}^* , $D_{Wind}^{\sim}$ und schließlich Q_{Wind} abhängig von der Variablen α_{HS} .

Die Berechnungen zu dieser Optimierungsaufgabe sind in Anhang D dokumentiert. Es ergibt sich:

$$\alpha_{HS} = \frac{1 + \frac{d_{Wind}}{b f_{Q,Wind}} \ln \frac{a^{\sim} b^{\sim}}{ab}}{1 + \frac{b^{\sim} d_{Wind}}{b d_{Wind}}}$$

mit:

$$f_{Q,Wind} = E_{Wind} / Q$$

Dabei ist zu beachten: $\alpha_{HS} > 0$. Diese Bedingung ist erfüllt für $f_{Q,Wind} > d/b \ln(ab/a^{\sim} b^{\sim})$.

Für kleinere $f_{Q,Wind}$ gilt: $\alpha_{HS} = 0$: In diesem Bereich erfolgt die Windstromnutzung ausschließlich in den Gebäuden mit Wärmepumpen.

Die Modellerweiterung gilt wie beschrieben zunächst für den Fall, dass die Gebäude mit Solarthermieanlagen (ohne Wärmepumpen) vollständig oder teilweise mit elektrischen Heizstäben ausgestattet sind. Im Fall einer vollständigen Ausstattung gilt dann:

$$d_{Wind}^{\sim} = d_{Solar} - d_{Wind}$$

Die Situation, dass ein Teilsegment des Gebäudebestandes zur Nutzung von regenerativem Strom nur mit Wärmespeichern und Heizstäben ausgestattet ist (ohne Wärmepumpen und ohne Solarthermie)⁷⁵, lässt sich unter folgenden Voraussetzungen und Ad-Hoc-Annahmen in die bisherigen Betrachtungen einbeziehen:

Nimmt man an, dass die Potentiale zur Solarstromnutzung noch nicht ausgeschöpft sind, also noch eine ausreichende Menge von Photovoltaikstrom für die Wohngebäude-Wärmeversorgung zur Verfügung steht, so kann man davon ausgehen, dass sich Gebäude, die nur mit Wärmespeichern und Heizstäben ausgestattet sind, im Gesamtsystem ähnlich verhalten wie Gebäude mit Solarthermie und Heizstäben, da der Photovoltaikstrom hier bei ausreichend verfügbarer Menge durch die Heizstäbe in gleicher Weise zur Wärmeversorgung beitragen kann wie die Solarwärme aus Solarthermieanlagen. In dem Teilsegment des Bestandes mit Solarthermieanlagen und Heizstäben (ohne Wärmepumpen) können also bis zum Erreichen des Solarstrom-Potentials auch solche Fälle nur mit Heizstäben und Wärmepumpen mit enthalten sein. Bis zu welchem Umfang dies möglich ist, wäre jeweils vor dem Hintergrund der Potentialannahmen zu prüfen. Auch ist zu bedenken, dass es sich hier um einen Ad-Hoc-Ansatz handelt, der – insbesondere im Hinblick auf die Frage der Nutzung des Solarstroms in Gebäuden mit/ohne Wärmepumpen noch differenzierter zu untersuchen wäre. Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, dieses „Gedankenexperiment“ zunächst nur auf relativ kleine Anteile des Gebäudebestandes zu beschränken.

In der vorliegenden Studie wird dieser Aspekt nicht explizit weiter verfolgt, so dass im Segment mit eingeschränkter Fähigkeit zur Windkraftnutzung immer von Solarthermieanlagen mit Heizstäben gesprochen wird.

⁷⁵ Dabei wird hier wie im gesamten vereinfachten Modell vorausgesetzt, dass die Heizstäbe mit dem alleinigen Zweck der Solar- und Windstromnutzung immer ergänzend zu einer mit Erdgas und/oder Holz betriebenen Grundheizung oder – in diesem Teilsegment nicht relevant – ergänzend zu monovalenten Wärmepumpen installiert sind, also niemals allein zur Wärmeversorgung eingesetzt werden. Wenn dies der Fall wäre, würden die Ansätze für η_{Gas} und η_{Holz} , die eine möglichst effiziente Ausnutzung der Brennstoffe Erdgas und Holz voraussetzen, ihre Gültigkeit verlieren, da nun ein Anteil der Wärme in ineffizienter Weise aus der Kombination brennstoffbetriebener Kraftwerke mit Heizstäben bereitgestellt werden müsste.

4.4.4 Modellerweiterung zur Untersuchung des Deckungsgrads von Heizkesseln

In Kapitel 4.4.1 wurde der Standardansatz $\eta_{\text{Gas}} = 1,23$ für den Jahresnutzungsgrad der Wärmeerzeugung aus Erdgas verwendet. Von diesem Standardansatz, der auf einem Heizkesselanteil innerhalb der Erdgas-Wärmeversorgung von $D_{\text{HK,inGas}} = 20\%$ beruht, kann auch abgewichen werden. Allgemeiner gilt:

$\eta_{\text{Gas}} = 1/e_{\text{g,Gas}}$: Jahresnutzungsgrad der Wärmeerzeugung aus Erdgas (allgemeiner Ansatz)

mit:

$e_{\text{g,Gas}} = D_{\text{HK,inGas}} e_{\text{g,HKGas}} + (1 - D_{\text{HK,inGas}}) e_{\text{g,EffGas}}$: Aufwandszahl der Wärmeerzeugung aus Erdgas

$D_{\text{HK,inGas}}$: Wärmeerzeugungsanteil (=Deckungsgrad) der Gaskessel innerhalb der Erdgas-Wärmeerzeugung

$e_{\text{g,HKGas}} = 1,05$: Aufwandszahl der Wärmeerzeugung durch Erdgaskessel

$e_{\text{g,EffGas}} = 0,75$: Aufwandszahl der Wärmeerzeugung durch effiziente Erdgassysteme

Dieser differenziertere Ansatz ist insbesondere dann von Interesse, wenn Annahmen oder Analysen zu der Fragestellung durchgeführt werden, wie hoch der Anteil von Heizkesseln in der Wärmeversorgung insgesamt sein soll oder zur Erreichung von Klimaschutzziele sein darf. Dass Heizkessel auch in einem zukünftigen Wärmeversorgungssystem noch vorhanden sein werden, ist anzunehmen, weil sie entweder zur Spitzenlastdeckung⁷⁶ gebraucht werden oder als Standardsysteme in Teilen des Gebäudebestandes noch nicht abgelöst werden konnten.

Bei vorgegebenem Wert für $D_{\text{HK,inGas}}$ lässt sich der Deckungsgrad der Heizkessel insgesamt wie folgt berechnen:

$D_{\text{HK}} = D_{\text{HK,inGas}} Q_{\text{Gas}} / Q + D_{\text{Holz}}$: Deckungsgrad von Kesseln (Holz und Gas) an der Gesamt-Wärmeversorgung

mit:

$D_{\text{Holz}} = Q_{\text{Holz}} / Q$: Deckungsgrad von Holz (also Holzkesseln) an der Gesamt-Wärmeversorgung

Wenn umgekehrt bei der Analyse der (Mindest-)Wert für den Deckungsgrad von Heizkesseln D_{HK} bei der Wärmeversorgung vorgegeben wird, so lässt sich $D_{\text{HK,inGas}}$ durch Lösung des folgenden Gleichungssystems ermitteln:

$$D_{\text{HK,inGas}} = (D_{\text{HK}} - D_{\text{Holz}}) Q / Q_{\text{Gas}}$$

$$Q_{\text{Gas}} = Q_{\text{B,Gas}} \quad \eta_{\text{Gas}} = Q_{\text{B,Gas}} / e_{\text{g,Gas}}$$

$$e_{\text{g,Gas}} = D_{\text{HK,inGas}} e_{\text{g,HKGas}} + (1 - D_{\text{HK,inGas}}) e_{\text{g,EffGas}}$$

Die Auflösung ergibt:

$$D_{\text{HK,inGas}} = \frac{z e_{\text{g,EffGas}}}{1 - z(e_{\text{g,HKGas}} - e_{\text{g,EffGas}})}$$

mit:

$$z = (D_{\text{HK}} - D_{\text{Holz}}) Q / Q_{\text{B,Gas}}$$

Auf dieser Grundlage können dann auch $e_{\text{g,Gas}}$ und Q_{Gas} mit den oben genannten Gleichungen berechnet werden.

4.5 Auswertungen mit dem vereinfachten Modell

Zunächst soll ein Anwendungsbeispiel gegeben werden, das die Standardannahmen im vorliegenden Projekt widerspiegelt. Der Gesamtwärmebedarf wird zu $Q = 350 \text{ TWh/a}$ angesetzt, das Biomassepotential als $Q_{\text{B,Holz}} = 50 \text{ TWh/a}$ und als Ziel für die Treibhausgasemissionen (CO_2 -Äquivalente mit Vorketten) 25 Mt/a

⁷⁶ Im Hinblick auf die Spitzenlastdeckung bei monovalenten Wärmepumpen ist im System Erdgaskessel gedanklich auch die Kombination aus (relativ ineffizienten) Gasturbinenkraftwerken und Wärmepumpen mit enthalten: Diese Kombination weist, wie in Kap. 4.2 gezeigt, eine ähnliche Effizienz wie der Erdgaskessel auf. Im vereinfachten Modell steht die Kategorie „Gaskessel“ also für die Summe des Beitrags tatsächlicher Gaskessel und der genannten Kombination.

angenommen (87,5prozentige Reduktion gegenüber 1990). Unter diesen Voraussetzungen ergeben sich mit den Ansätzen aus Kap. 4.4.1 $Q_{\text{Holz}} = 43 \text{ TWh/a}$ und $Q_{\text{Gas}} = 109 \text{ TWh/a}$.

Als Abdeckungsgrade für Solar- und Windenergie werden zunächst $d_{\text{Solar}} = d_{\text{Wind}} = 100 \%$ angenommen. Bei voller Ausschöpfung der Solarenergiepotentiale ist dann $Q_{\text{Solar}} = 100 \text{ TWh/a}$ anzusetzen (in diesem Fall sowohl nach der Ad-Hoc-Abschätzung als auch gemäß dem differenzierteren Ansatz abhängig von Q). Der verbleibende Wärmebedarf muss in Höhe von $Q_{\text{Wind}} = 98 \text{ TWh/a}$ durch Windenergie gedeckt werden. Das Ergebnis ist in Abbildung 50 dargestellt.

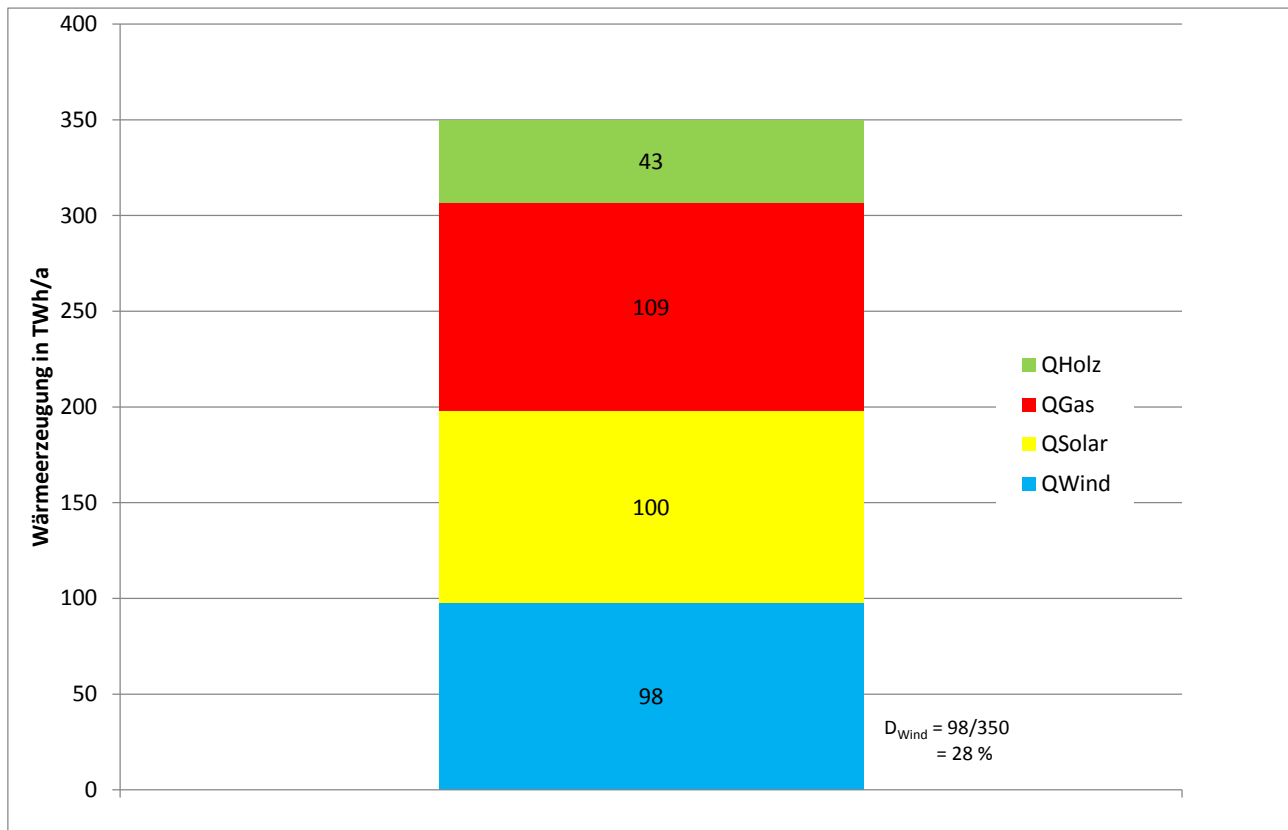


Abbildung 50: Beispiel-Anwendung des vereinfachten Modells: Energiebilanz-Schema (Wärme)

$Q = 350 \text{ TWh/a}$, $Q_{\text{B,Holz}} = 50 \text{ TWh/a}$, $X_{\text{THG}} = 25 \text{ Mt/a}$, $d_{\text{Solar}} = d_{\text{Wind}} = 100 \%$

Der Deckungsgrad von Solar- und Windenergie an der Wärmebereitstellung beträgt in diesem Fall insgesamt $D_{\text{SW}} = (100 + 98) / 350 = 57 \%$. Ausgehend vom Windstrombeitrag in Höhe von $Q_{\text{Wind}} = 98 \text{ TWh/a}$ beläuft sich der Deckungsgrad der Wärmeerzeugung durch Wind auf $D_{\text{Wind}} = 98/350 = 28 \%$. Mit Tabelle 1 auf Seite 89 bzw. der über der Tabelle beschriebenen Gleichung $m_{\text{Wind}} = -3,35 D_{\text{Wind}} / \ln(1 - D_{\text{Wind}}/0,63)$ ergibt sich $m_{\text{Wind}} = \text{ca. } 1,6$ und damit die erforderliche Netto-Stromerzeugung aus Windkraft $E_{\text{Wind}} = Q_{\text{Wind}}/m_{\text{Wind}} = 98 \text{ TWh/a} / 1,6 = 61 \text{ TWh/a}$.

Unter Berücksichtigung des Verteilungsnutzungsgrades $\eta_{\text{d,el}} = 94 \%$ und des Zuschlages für elektrische Hilfsenergie $E_{\text{Wind,HE}} = 3 \text{ TWh/a}$ erhält man den Gesamtbetrag (brutto) der notwendigen Windstromerzeugung:

$$E_{\text{Wind,ges}} = 61 \text{ TWh/a} / 0,94 + 3 \text{ TWh/a} = 68 \text{ TWh/a}^{77}.$$

In Abbildung 51 ist dieses Ergebnis dargestellt. Außerdem ist der angenommene Potentialbereich des Windstroms für die Gebäude-Wärmeversorgung eingetragen (vgl. Kap. 2.2), d.h. die pessimistischere Untergrenze des Windstrompotentials mit 50 TWh/a und die optimistischere Obergrenze mit 100 TWh/a .

⁷⁷ Die Berechnungen entsprechen bis hierhin den in Kap. 4.4.1 zusammengefassten Modellansätzen.

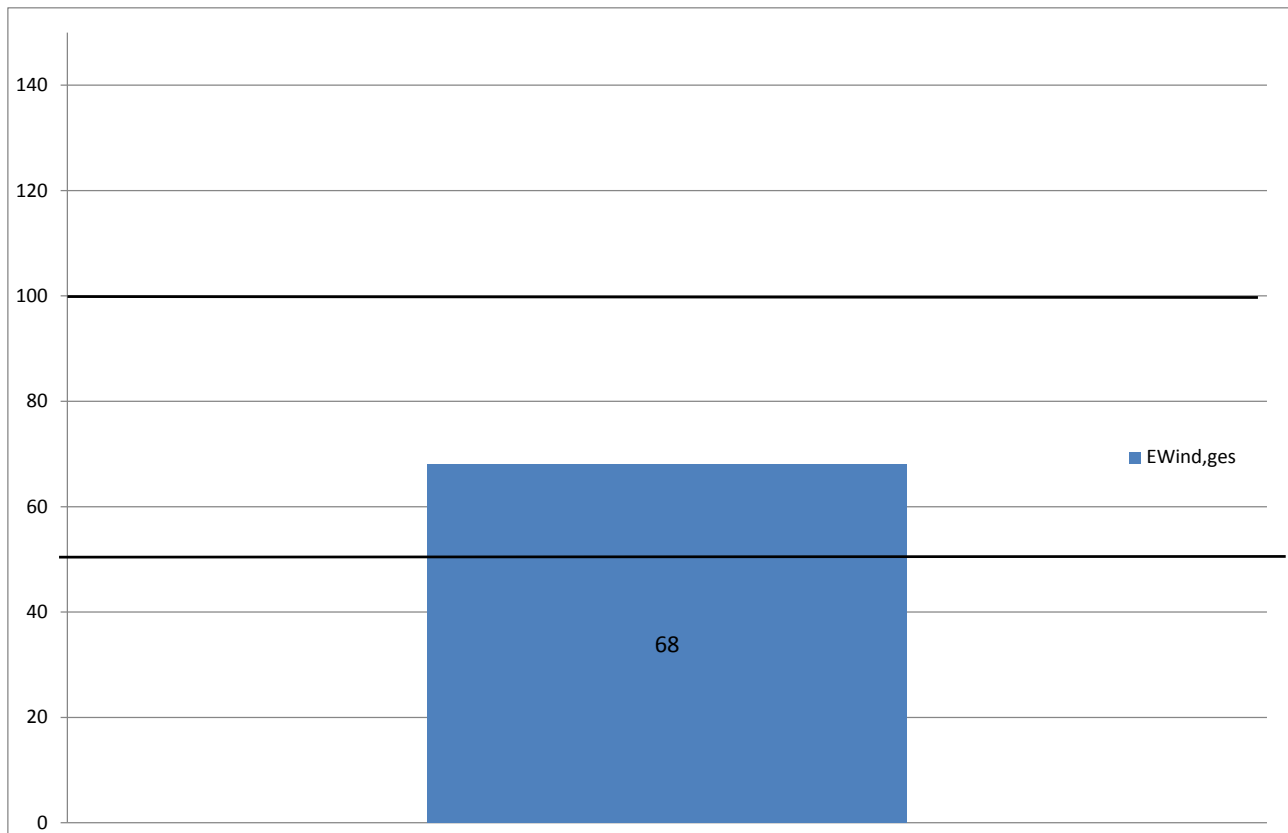


Abbildung 51: Beispiel-Anwendung des vereinfachten Modells: Notwendige Windstromerzeugung (brutto) für die Wohngebäude-Wärmeversorgung

$Q = 350 \text{ TWh/a}$, $Q_{B,Holz} = 50 \text{ TWh/a}$, $X_{THG} = 25 \text{ Mt/a}$, $d_{Solar} = d_{Wind} = 100 \%$

Schwarze Linien: Angenommene Potentialgrenzen bei 50 und 100 TWh/a

In dem betrachteten Beispiel wird die untere (pessimistische) Potentialgrenze von 50 TWh/a schon merklich überschritten, die obere (optimistische) Grenze von 100 TWh/a aber bei weitem noch nicht erreicht.

Abbildung 51 und Abbildung 52 zeigen – ausgehend von der Beispielbetrachtung mit ihren Standardansätzen für Wärmebedarf, Holz-Potential und Treibhausgas-Emissionsziel – den Effekt einer Variation des Gesamt-Wärmebedarfs Q . Als Abdeckungsgrade für Solar- und Windenergienutzung werden zunächst weiterhin 100 % angesetzt. Der Beitrag der Wärmeerzeugung aus Solarenergie Q_{Solar} wird hier nach dem differenzierteren Ansatz aus Kap. 4.4.1 berechnet, der Betrag ist daher nicht in allen Varianten gleich groß, sondern schwankt zwischen 85 und 115 TWh/a abhängig vom Wärmebedarf Q .

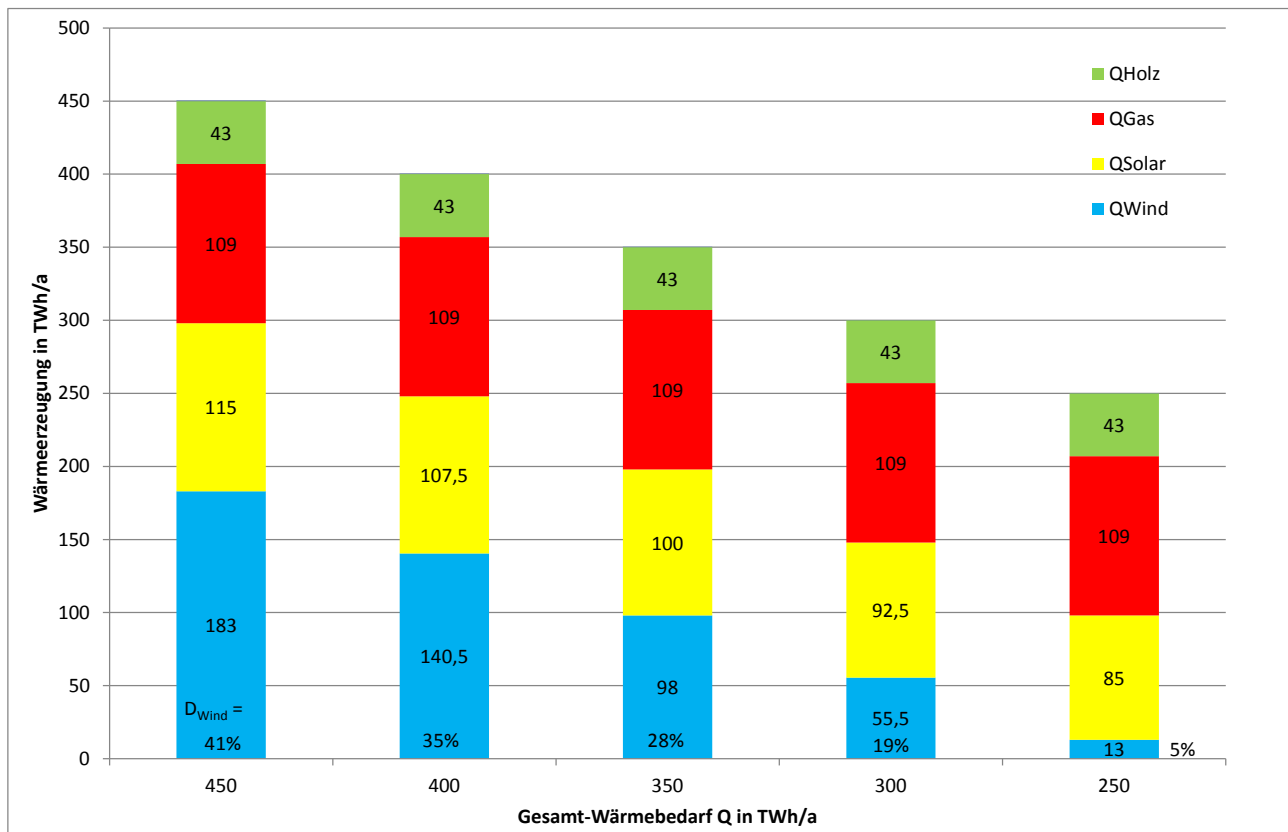


Abbildung 52: Energiebilanz-Schema (Wärme) in Abhängigkeit vom Gesamt-Wärmebedarf Q

$Q_{B,Holz} = 50 \text{ TWh/a}$, $X_{THG} = 25 \text{ Mt/a}$, $d_{Solar} = d_{Wind} = 100 \%$

Die Differenzen im notwendigen Wärmebeitrag aus Windenergie Q_{Wind} , die in Abbildung 52 ablesbar sind, spiegeln sich in Abbildung 53 beim Windstrombedarf aufgrund der Abhängigkeit zwischen dem Nutzungsfaktor m_{Wind} und dem Deckungsgrad D_{Wind} noch einmal verstärkt wider. Trotz der geringen relativen Schwankungen von Q (z. B. liegt die obere Grenze des engeren Wärmebedarfsbereichs mit $Q = 400 \text{ TWh/a}$ nur um ein Drittel über der Untergrenze dieses Bereichs mit $Q = 300 \text{ TWh/a}$) sind erhebliche relative Differenzen beim Windstrombedarf festzustellen: So liegt $E_{Wind,ges} = 107 \text{ TWh/a}$ bei $Q = 400 \text{ TWh/a}$ fast dreimal so hoch wie $E_{Wind,ges} = 36 \text{ TWh/a}$ bei $Q = 300 \text{ TWh/a}$. Angesichts generell begrenzter Potentiale bei allen Energieträgern hängen die Möglichkeiten für die Erreichung der gesetzten Ziele also sehr empfindlich vom Wärmebedarf (und damit vom Wärmeschutzniveau) im Wohngebäudebestand ab.

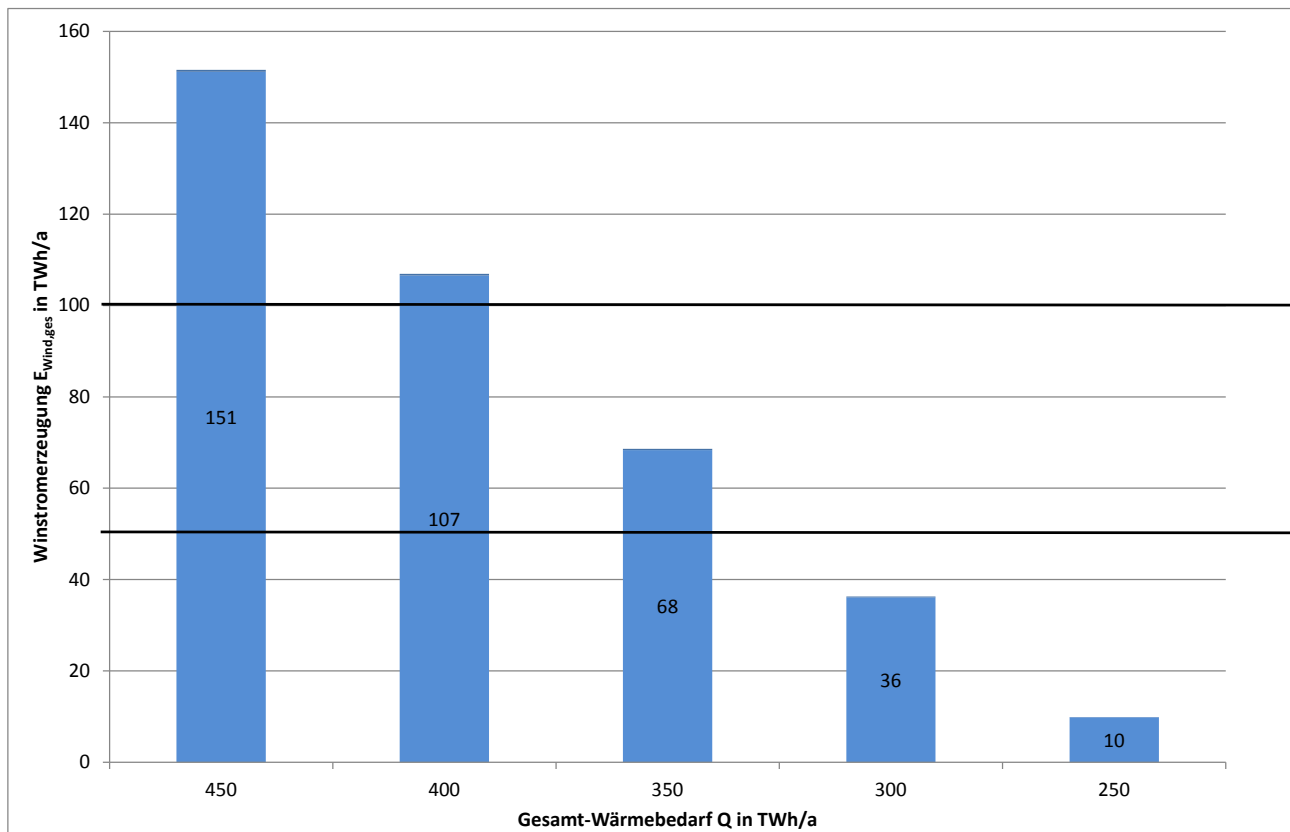


Abbildung 53: Notwendige Windstromerzeugung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung in Abhängigkeit von Q

$Q_{B,\text{Holz}} = 50 \text{ TWh/a}$, $X_{\text{THG}} = 25 \text{ Mt/a}$, $d_{\text{Solar}} = d_{\text{Wind}} = 100 \%$

Schwarze Linien: Angenommene Potentialgrenzen bei 50 und 100 TWh/a

Im Hinblick auf die angenommenen Potentialgrenzen der Windenergie zeigt sich, dass die optimistische obere Grenze (100 TWh/a) mit $E_{\text{Wind,ges}} = 107 \text{ TWh/a}$ bereits bei $Q = 400 \text{ TWh/a}$, also der Obergrenze des engeren Bereichs für den Gebäude-Wärmebedarf, überschritten wird. Wenn dagegen die Untergrenze dieses Bereichs erreicht wird ($Q = 300 \text{ TWh/a}$), kann mit $E_{\text{Wind,ges}} = 36 \text{ TWh/a}$ sogar die pessimistischere Potentialgrenze (50 TWh/a) unterschritten werden.

In der folgenden Betrachtung wird nun angenommen, dass ein vollständiger Abdeckungsgrad für Sonnen- und Windenergie nicht erreicht werden kann. Vielmehr werden $d_{\text{Solar}} = 90 \%$ und $d_{\text{Wind}} = 80 \%$ angenommen, d.h. die Fähigkeit zur Solar- bzw. Windenergienutzung ist auf – aus heutiger Sicht immer noch sehr hohe – Anteile von 90 % bzw. 80 % des Wohngebäudebestandes beschränkt. Der Fall einer zusätzlichen eingeschränkter Fähigkeit zur Windkraftnutzung, also eine Ausstattung der Solarthermie-Wärmespeicher mit zusätzlichen elektrischen Heizstäben, wird hier noch nicht betrachtet ($d_{\text{Wind}}^{\sim} = 0$).

Abbildung 54 zeigt die Ergebnisse für den Wärmebedarf, Abbildung 55 für die resultierende Windstromerzeugung.

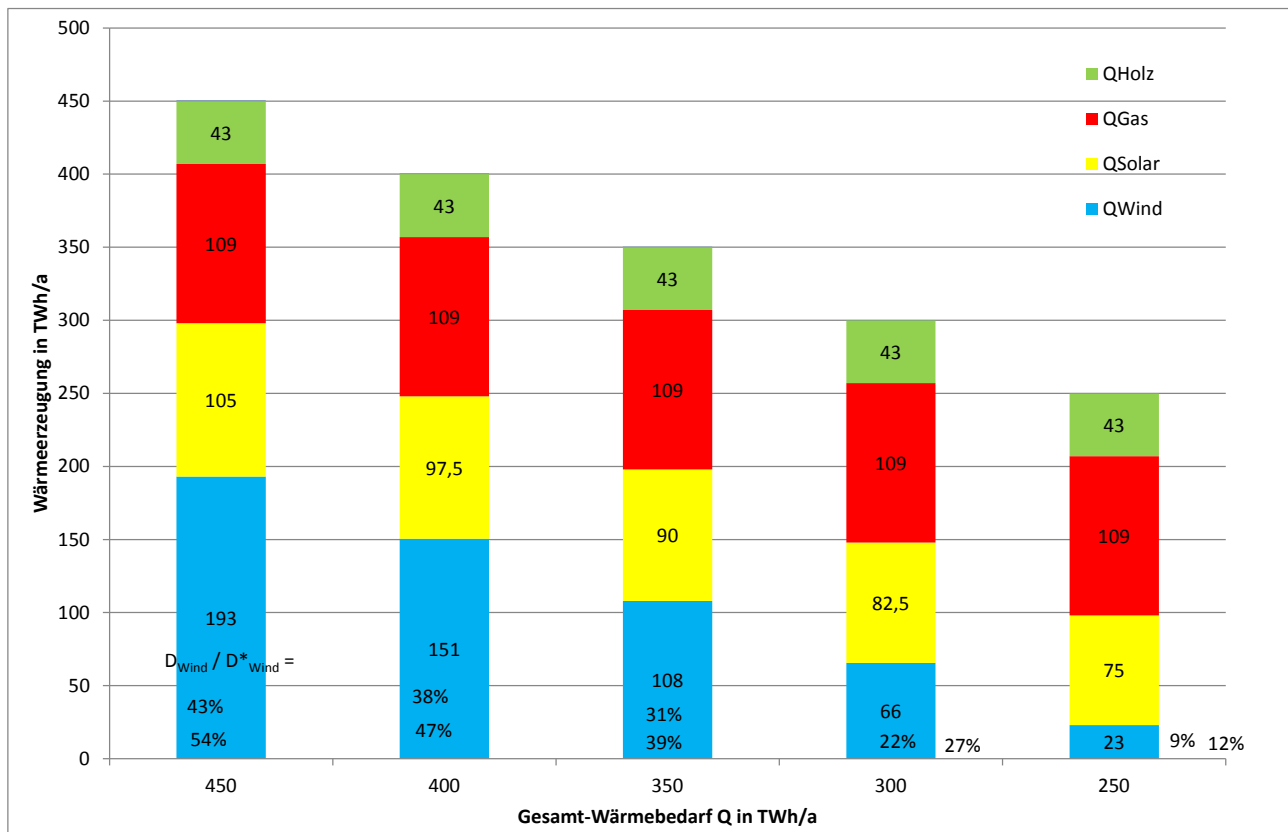


Abbildung 54: Reduzierte Abdeckungsgrade für die Solar- und Windenergie: Energiebilanz-Schema (Wärme) in Abhängigkeit vom Gesamt-Wärmebedarf Q

$Q_{B,Holz} = 50 \text{ TWh/a}$, $X_{THG} = 25 \text{ Mt/a}$, $d_{Solar} = 90 \%$, $d_{Wind} = 80 \%$, $\tilde{d}_{Wind} = 0$

In Abbildung 54 ist hier neben dem Deckungsgrad der Windenergie D_{Wind} aus Sicht des gesamten Wohngebäudebestandes auch der Deckungsgrad $D_{Wind}^* = D_{Wind} / d_{Wind}$ aus Sicht des Wohngebäudebestands mit Fähigkeit zur Windenergienutzung eingetragen, der für die Ermittlung des Nutzungsfaktors m_{Wind} maßgeblich ist.

Beispielsweise ergeben sich für $Q = 350 \text{ TWh/a}$ mit $Q_{Wind} = 108 \text{ TWh/a}$ entsprechende Deckungsgrade von $D_{Wind} = 31 \%$ und $D_{Wind}^* = 39 \%$ ⁷⁸. Der Nutzungsfaktor wird auf Basis des zweiten Wertes berechnet und ergibt sich zu rund $m_{Wind} = 1,3$, der Windstrombedarf zur Wärmeerzeugung damit zu einem Wert von $E_{Wind} = 108 \text{ TWh/a} / 1,3 = 83 \text{ TWh/a}$. Unter Berücksichtigung der Stromverteilungsverluste und des Zuschlags für elektrische Hilfsenergie ergibt sich daraus $E_{Wind,ges} = 87 \text{ TWh/a}$.

⁷⁸ Das Ergebnis $D_{Wind}^* = 54 \%$ für $Q = 450 \text{ TWh}$ liegt eigentlich schon außerhalb des gültigen Bereichs der Näherungsgleichung von m_{Wind} ($D_{Wind}^* \leq 50 \%$). Dieser aufgrund des hohen Windstrombedarfs ohnehin kaum noch realisierbar erscheinende Fall wird der Einfachheit halber aber bei $E_{Wind,ges}$ mitbetrachtet.

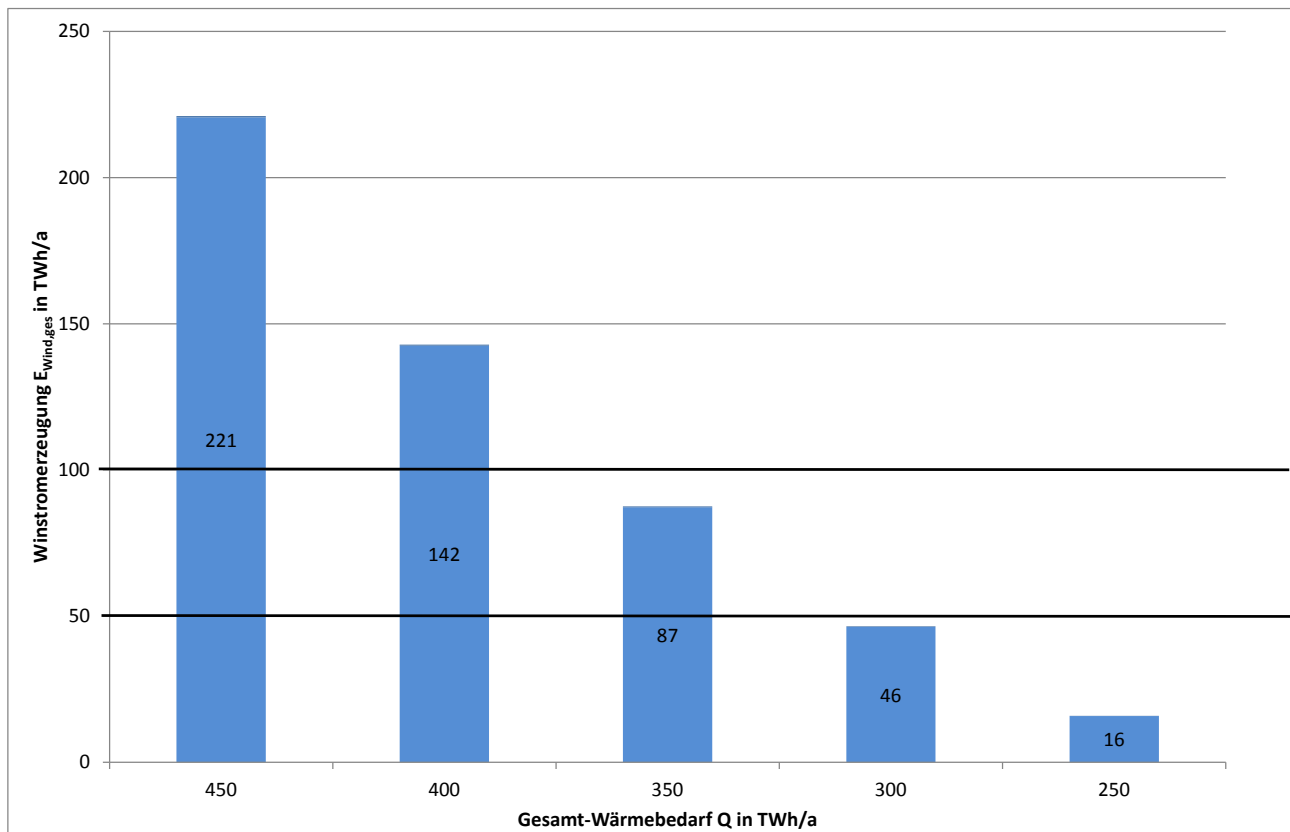


Abbildung 55: Reduzierte Abdeckungsgrade für Solar- und Windenergie: Windstromerzeugung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung in Abhängigkeit von Q

$Q_{B,\text{Holz}} = 50 \text{ TWh/a}$, $X_{\text{THG}} = 25 \text{ Mt/a}$, $d_{\text{Solar}} = 90 \%$, $d_{\text{Wind}} = 80 \%$, $d_{\text{Wind}}^{\sim} = 0$

Schwarze Linien: Angenommene Potentialgrenzen bei 50 und 100 TWh/a

Im Hinblick auf die Potentialgrenzen für $E_{\text{Wind,ges}}$ ist festzustellen, dass der Windstrombedarf die obere Grenze (100 TWh/a) nun bei $Q = 400 \text{ TWh/a}$ deutlich überschreitet und sich bei $Q = 350 \text{ TWh/a}$ der oberen Grenze deutlich annähert. Bei $Q = 300 \text{ TWh/a}$ wird nun fast der pessimistischere Potentialwert (50 TWh/a) erreicht. Dieses Ergebnis zeigt die erhebliche Bedeutung der Fähigkeit zur Solar- und Windstromnutzung, die durch die Abdeckungsgrade d_{Solar} und d_{Wind} beschrieben wird. Außerdem wird die Relevanz des Wärmeschutzes noch einmal unterstrichen: Ein Erreichen der Ziele erscheint unter den gegebenen Annahmen nur noch in einem Bereich des Wärmeverbrauchs von circa $Q = 300$ bzw. (für die optimistischere Potentialgrenze) bis knapp über 350 TWh/a möglich.

Abbildung 56 zeigt zusätzlich das Ergebnis für $E_{\text{Wind,ges}}$ in dem Fall, dass die Solarthermie-Wärmespeicher in den Gebäuden ohne Wärmepumpe zusätzlich mit elektrischen Heizstäben ausgestattet werden, dort also eine eingeschränkte Fähigkeit zur Windkraftnutzung erreicht wird. Betroffen ist ein Anteil von 10 % des Wohngebäudebestandes ($d_{\text{Wind}}^{\sim} = d_{\text{Solar}} - d_{\text{Wind}} = 10 \%$).

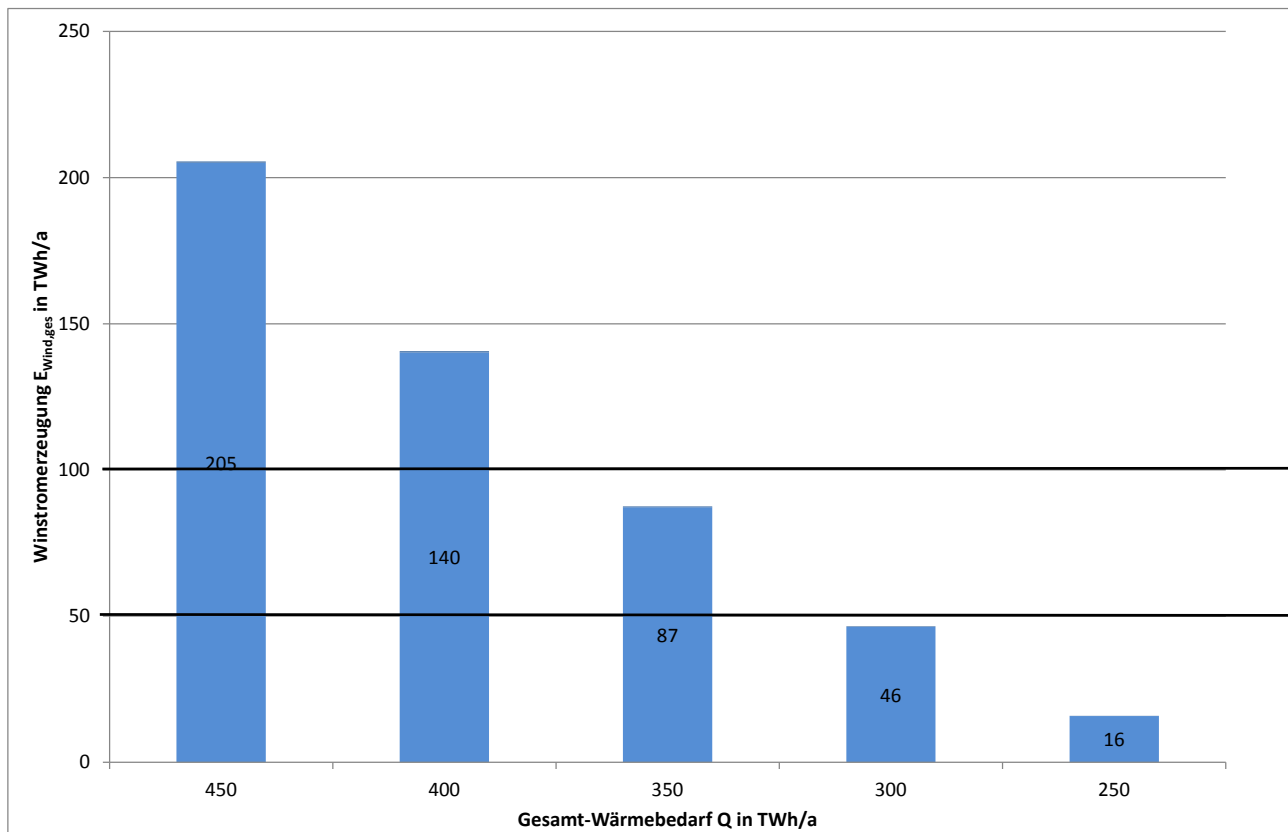


Abbildung 56: Reduzierte Abdeckungsgrade für Solar- und Windenergie (inklusive eingeschränkter Windenergienutzung): Windstromerzeugung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung in Abhängigkeit von Q

$Q_{B,Holz} = 50 \text{ TWh/a}$, $X_{THG} = 25 \text{ Mt/a}$, $d_{Solar} = 90 \%$, $d_{Wind} = 80 \%$, $\tilde{d}_{Wind} = 10 \%$

Schwarze Linien: Angenommene Potentialgrenzen bei 50 und 100 TWh/a

Der Vergleich mit Abbildung 55 zeigt, dass sich für die drei rechten Balken ($Q = 350, 300$ und 250 TWh/a) keine Änderung ergibt: Hier wird der Strom weiterhin ausschließlich in den Gebäuden mit Wärmepumpen verbraucht⁷⁹. In den beiden ersten Balken links ergibt sich dagegen eine Reduzierung des Stromverbrauchs, die allerdings bei $Q = 400 \text{ TWh/a}$ gering ausfällt (Minderung des Stromverbrauchs von 142 auf 140 TWh/a) und auch dort nicht zu einer relevanten Annäherung an die Potentialgrenze führt⁸⁰.

Für weitere Analysen mit dem vereinfachten Modell wurden als Ausgangspunkt neben den Standardannahmen (Treibhausgasziel 87,5 % Reduktion gegenüber 1990: $X_{THG} = 25 \text{ Mt/a}$, Biomasse-Potential: $Q_{B,Holz} = 50 \text{ TWh/a}$) die zuvor untersuchten Werte für die Abdeckungsgrade $d_{Solar} = 90 \%$ und $d_{Wind} = 80 \%$ (mit $\tilde{d}_{Wind} = 0$) verwendet. Es werden also wie beim Wärmeschutz erhebliche Anstrengungen für die Umbau der Wärmeversorgungsstruktur angenommen, ohne dabei von einer 100prozentigen Erfolgsquote bis 2050 auszugehen. Der Wärmebedarf im Wohngebäudebestand Q wurde weiterhin in 50 TWh/a-Schritten zwischen 250 TWh/a und 450 TWh/a variiert. Auf dieser Grundlage wurden verschiedene Fragestellungen untersucht:

⁷⁹ Die Bedingung $f_{Q,Wind} > d/b \ln(ab/\tilde{a} \tilde{b})$ aus Kap. 4.4.3 ist hier nicht erfüllt, und es gilt daher $\alpha_{HS} = 0$.

⁸⁰ Im Fall $Q = 450 \text{ TWh/a}$ reduziert sich durch die Nutzung eines Teils der elektrischen Energie in den Heizstäben D^*_{Wind} auf einen Wert von 49 %, so dass der Gültigkeitsbereich für die Ermittlung von $E_{Wind,ges}$, anders als bei der vorherigen Abbildung, nun eingehalten wird.

Halbierung des Biomasse-Potentials:

Nimmt man an, dass sich das Biomasse-Potential halbiert ($Q_{B,Holz} = 25 \text{ TWh/a}$), z. B. weil dieser Energieträger weitgehend in anderen Sektoren verwendet wird, so ergibt sich bei einem Wärmebedarf im Wohngebäudebestand von $Q = 350 \text{ TWh/a}$ eine notwendige Windstromerzeugung von $E_{Wind,ges} = 118 \text{ TWh/a}$, also deutlich mehr als die obere optimistische Potentialgrenze der Windenergie von 100 TWh/a (s. Abbildung 57). Bei $Q = 300 \text{ TWh/a}$ erhält man $E_{Wind,ges} = 67 \text{ TWh/a}$, auch hier überschreitet man nun also die untere Potentialgrenze von 50 TWh/a deutlich. Unter diesen Annahmen wäre das Klimaschutzziel also nur bei sehr hohem Gebäude-Wärmeschutz in der Nähe der Untergrenze des engeren Bereichs für den Wärmebedarf Q zu erreichen. Für Wärmebedarfe von $Q = 400 \text{ TWh}$ und 450 TWh/a ergeben sich Werte von $D^*_{Wind} = 59 \%$ bzw. 53% . Der Gültigkeitsbereich ($D^*_{Wind} \leq 50 \%$) wird damit überschritten, die Ergebnisse sind daher nicht im Diagramm dargestellt.

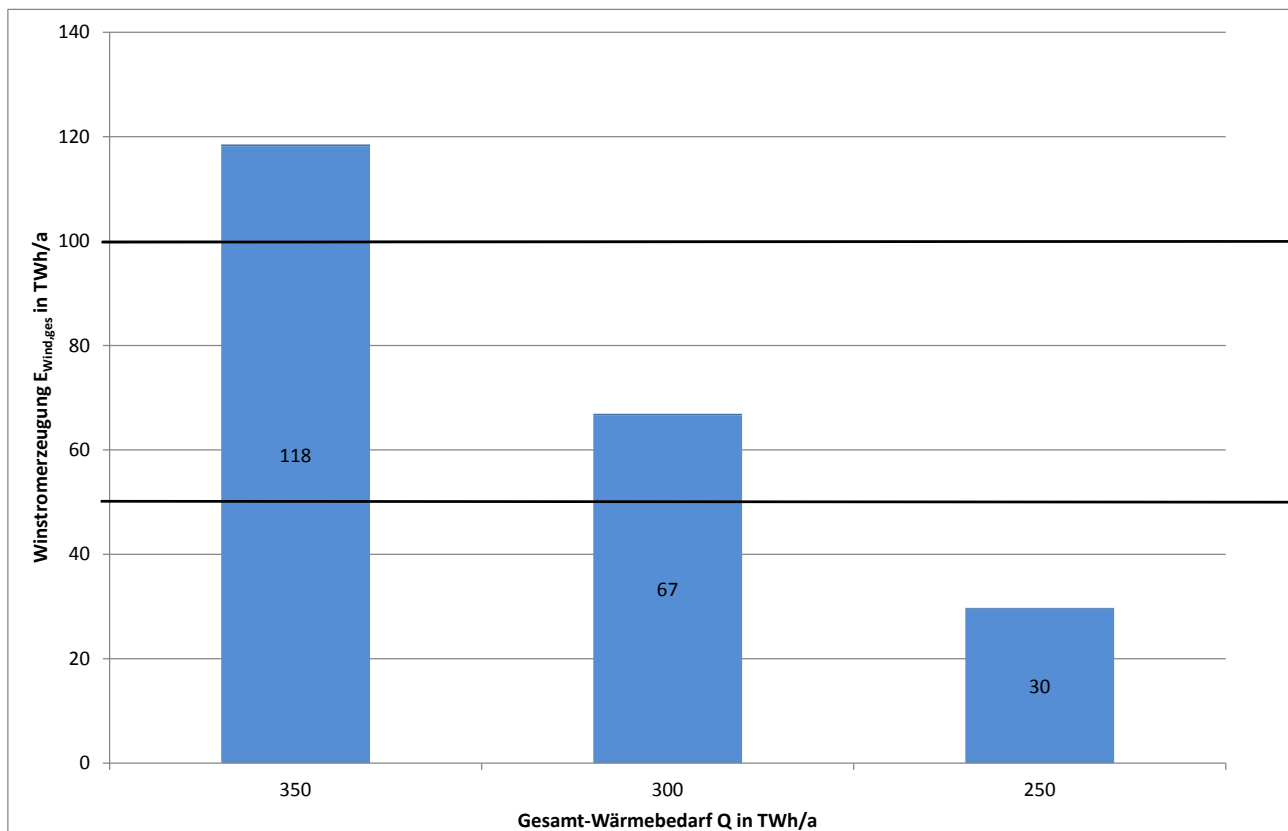


Abbildung 57: Halbierung des Biomasse-Potentials: Windstromerzeugung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung in Abhängigkeit von Q

$Q_{B,Holz} = 25 \text{ TWh/a}$, $X_{THG} = 25 \text{ Mt/a}$, $d_{Solar} = 90 \%$, $d_{Wind} = 80 \%$, $d^*_{Wind} = 0$

Schwarze Linien: Angenommene Potentialgrenzen bei 50 und 100 TWh/a

Treibhausgasziel 95 % Emissionsreduktion gegenüber 1990:

Wenn man als Treibhausgasziel eine 95prozentige Emissionsreduktion annimmt ($X_{THG} = 10 \text{ Mt/a}$) so ergeben sich mit dem ursprünglichen Holzpotential ($Q_{B,Holz} = 50 \text{ TWh/a}$) bei einem Wärmebedarf von $Q = 350 \text{ TWh/a}$ Deckungsgrade der Windenergie von $D_{Wind} = 52 \%$ und $D^*_{Wind} = 65 \%$. Der letztere Wert ist deutlich außerhalb des angenommen Gültigkeitsbereichs ($D^*_{Wind} \leq 50 \%$). Ähnlich ist die Situation bei $Q = 300 \text{ TWh/a}$ ($D^*_{Wind} = 58 \%$). Erst mit $Q = 250 \text{ TWh/a}$ wird die Bedingung mit $D^*_{Wind} = 48 \%$ eingehalten und es ergibt sich $E_{Wind,ges} = 97 \text{ TWh/a}$, also ein Wert sehr nahe an der Obergrenze des Windpotentials.

Setzt man vor diesem Hintergrund die maximalen Abdeckungsgrade ($d_{Solar} = d_{Wind} = 100 \%$) an, so ergeben

sich $E_{\text{Wind,ges}} = 113 \text{ TWh/a}$ für $Q = 300 \text{ TWh/a}$ und $E_{\text{Wind,ges}} = 67 \text{ TWh/a}$ für $Q = 250 \text{ TWh/a}$ (s. Abbildung 58). Das Ziel ließe sich also auch hier trotz der Maximalwerte für d_{Solar} und d_{Wind} nur bei optimistischsten Ansätzen für den Wärmebedarf einhalten⁸¹.

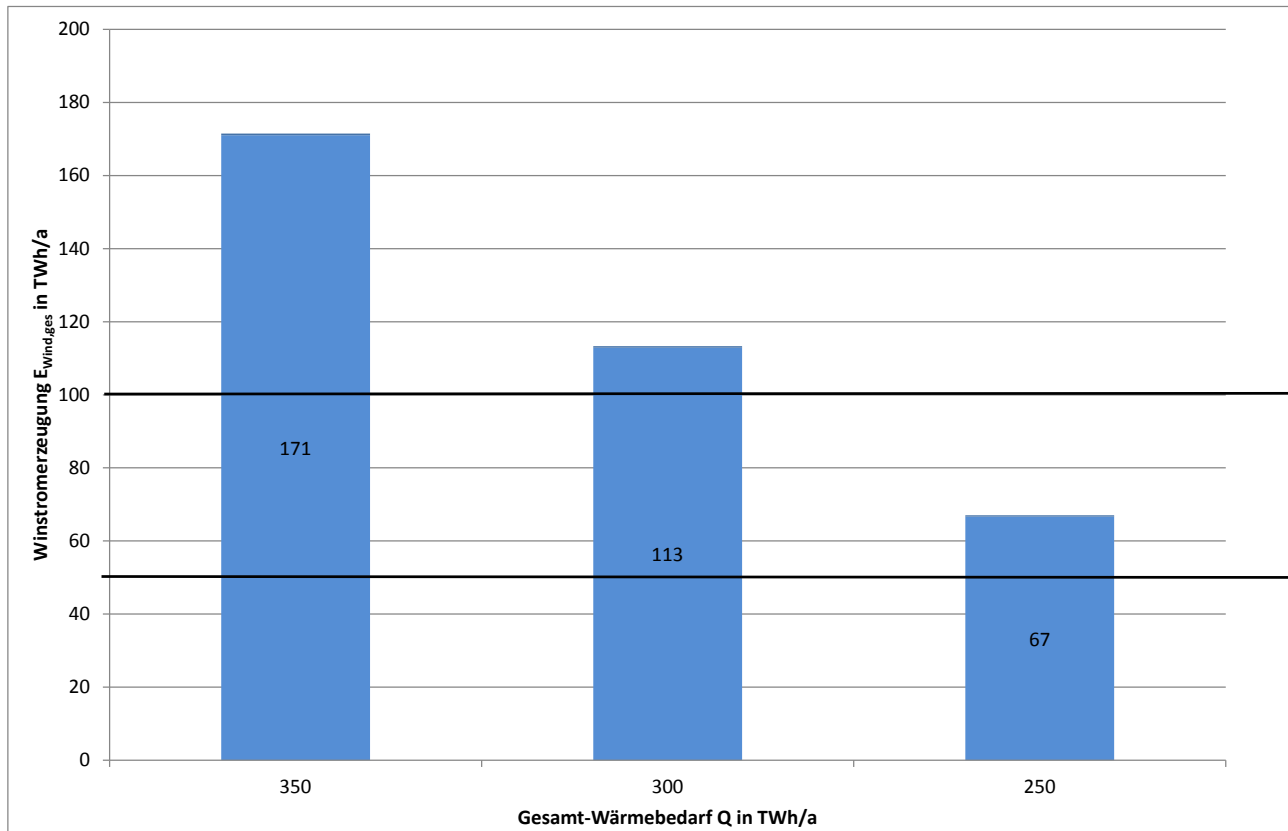


Abbildung 58: Treibhausgasziel 10 Mt/a und maximale Abdeckungsgrade für Solar- und Windstrom: Windstromerzeugung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung in Abhängigkeit von Q

$Q_{\text{B,Holz}} = 50 \text{ TWh/a}$, $X_{\text{THG}} = 10 \text{ Mt/a}$, $d_{\text{Solar}} = 100 \%$, $d_{\text{Wind}} = 100 \%$, $d_{\text{Wind}}^{\sim} = 0$

Schwarze Linien: Angenommene Potentialgrenzen bei 50 und 100 TWh/a

Treibhausgasziel 80 % Emissionsreduktion gegenüber 1990:

Setzt man für den Wohngebäudebereich ein Treibhausgasziel von $X_{\text{THG}} = 40 \text{ Mt/a}$ an (80% Reduktion gegenüber 1990), so ergibt sich bei $Q = 350 \text{ TWh/a}$ eine notwendige Windstromerzeugung von $E_{\text{Wind,ges}} = 20 \text{ TWh/a}$, also deutlich weniger als die untere Potentialgrenze (50 TWh/a). Bei $Q = 400 \text{ TWh/a}$ stellt sich mit $E_{\text{Wind,ges}} = 49 \text{ TWh/a}$ ein Wert etwas unterhalb dieser Grenze ein. Bei $Q = 450 \text{ TWh/a}$ liegt das Ergebnis mit $E_{\text{Wind,ges}} = 85 \text{ TWh/a}$ dagegen schon in der Nähe der oberen Potentialgrenze (100 TWh/a).

Nimmt man zusätzlich eine Halbierung des Holz-Potentials auf $Q_{\text{B,Holz}} = 25 \text{ TWh/a}$ an (s. Abbildung 59⁸²), so erhöht sich der Windstrombedarf auf $E_{\text{Wind,ges}} = 35 \text{ TWh/a}$ für $Q = 350 \text{ TWh/a}$ und $E_{\text{Wind,ges}} = 68 \text{ TWh/a}$ für $Q = 400 \text{ TWh/a}$. Beim höchsten Wärmebedarf ($Q = 450 \text{ TWh/a}$) würde mit $E_{\text{Wind,ges}} = 110 \text{ TWh/a}$ die obere Potentialgrenze der Windstromerzeugung nun nicht mehr eingehalten.

⁸¹ Die Rolle von hier noch nicht berücksichtigten „Zukunftstechnologien“ zur Erreichung solcher sehr weitgehender Ziele wird in Kapitel 7.1.3 näher untersucht.

⁸² Bei $Q = 250 \text{ TWh/a}$ muss hier gar kein Windstrom für die Gebäude-Wärmeversorgung genutzt werden.

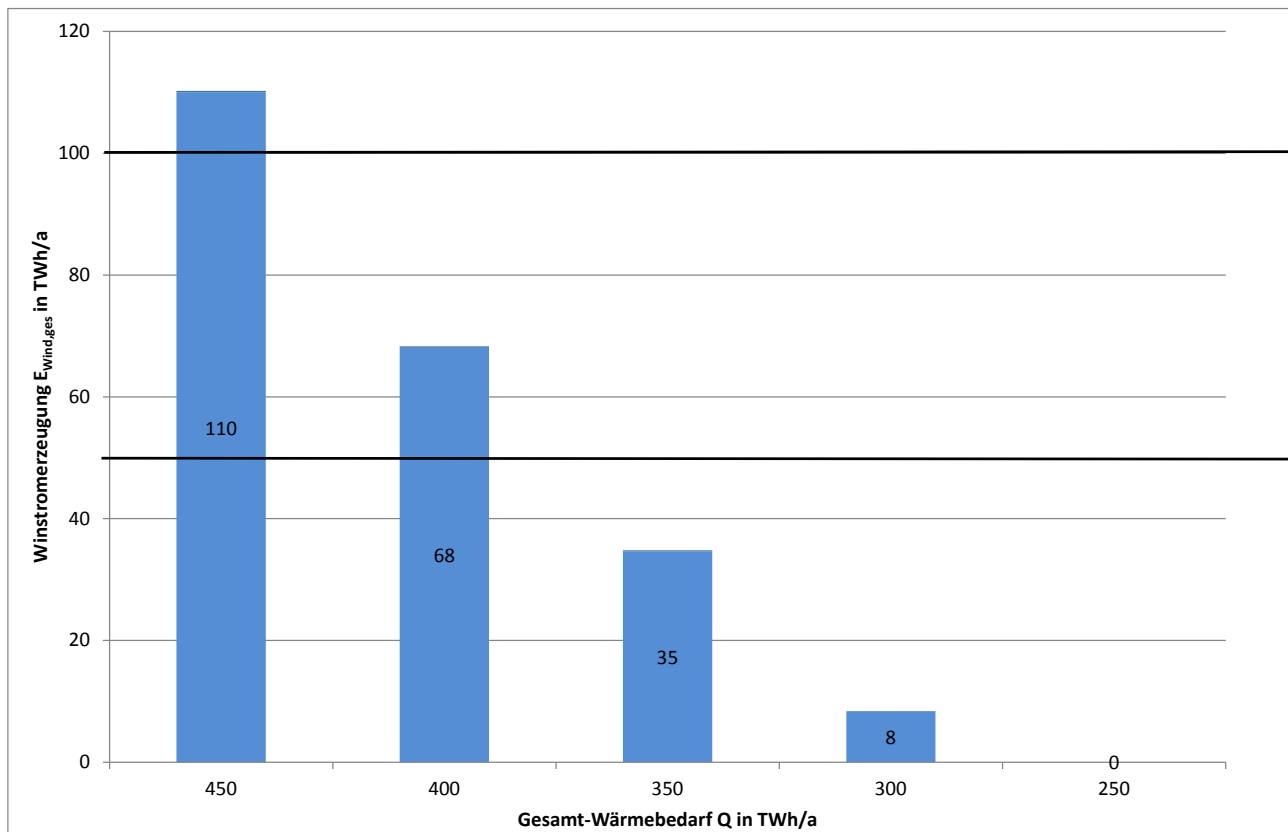


Abbildung 59: Treibhausgasziel 40 Mt/a und halbiertes Biomassepotential: Windstromerzeugung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung in Abhängigkeit von Q

$Q_{B,Holz} = 25 \text{ TWh/a}$, $X_{THG} = 40 \text{ Mt/a}$, $d_{Solar} = 90 \%$, $d_{Wind} = 80 \%$, $d_{Wind}^{\sim} = 0$

Schwarze Linien: Angenommene Potentialgrenzen bei 50 und 100 TWh/a

Weitere Verringerung des Wärmepumpenanteils bzw. der Abdeckungsgrade:

Wie erläutert ist gemäß den Modellansätzen der Wind-Abdeckungsgrad d_{Wind} mit dem Anteil der über Wärmepumpen versorgten Wohngebäude gleichzusetzen. Das Erreichen eines Wertes von $d_{Wind} = 80 \%$ muss dabei als ein sehr ehrgeiziges Ziel angesehen werden. Vor diesem Hintergrund wird der Fall einer Reduzierung von d_{Wind} von 80 % auf 60 % untersucht (also um 20 Prozentpunkte). Da die Fähigkeit zur Windkraftnutzung immer auch die Fähigkeit zur Solarstromnutzung einschließt, wird angenommen, dass sich der Wert von d_{Solar} ebenfalls reduziert, allerdings nur um die Hälfte der Abnahme von d_{Wind} , d.h. ausgehend von 90 % um 10 Prozentpunkte auf 80 %. Es wird hier also vorausgesetzt, dass der Verlust der Fähigkeit zur Nutzung von Solarenergie durch Abnahme des Wärmepumpenanteils zur Hälfte durch einen Zubau von Solarthermieranlagen kompensiert wird. Dieser Ansatz entspricht einem Einsatz von Wärmepumpen in einem Anteil von 60 % und einem Einsatz von Solarthermieranlagen in einem zusätzlichen Anteil von 20 % des Wohngebäudebestandes⁸³.

Abbildung 60 zeigt das Ergebnis der Analyse. Berücksichtigt wurden nur drei Fälle, wobei der erste mit $Q = 330 \text{ TWh}$ (rot umrahmt) von der üblichen Einteilung abweicht und hier so gewählt wurde, dass die Bedingung für die Gültigkeit der Analyse zur Windstromerzeugung ($D_{Wind}^* \leq 50 \%$) noch eingehalten wird, während sie bei höheren Wärmebedarfserten verletzt ist. Die Effizienz der Wärmeerzeugung aus Windenergie ist hier nur noch sehr gering, der Nutzungsfaktor beträgt etwa $m_{Wind} = 1,05$ (vgl. Tabelle 1 auf Seite 89). Die

⁸³ Der Anteil der Solarthermieranlagen im Gesamtbestand kann dabei auch größer sein als 20 %, wenn nämlich Gebäude gleichzeitig über Wärmepumpen und Solarthermie versorgt werden. Die grundsätzliche Fähigkeit zur Solarenergienutzung (via Photovoltaikstrom) ist bei diesen Gebäuden allerdings allein schon durch die Wärmepumpen gegeben und wird durch die zusätzlichen Solarthermieranlagen nicht weiter erhöht.

Windstromerzeugung $E_{\text{Wind,ges}}$ beläuft sich in diesem Fall auf $E_{\text{Wind,ges}} = 104 \text{ TWh/a}$, der angenommene Potentialbereich wird also überschritten. Bei $Q = 300 \text{ TWh/a}$ liegt der Wert mit $E_{\text{Wind,ges}} = 64 \text{ TWh/a}$ dagegen bereits in der Nähe der pessimistischeren unteren Potentialgrenze. Die Analyse zeigt im Vergleich zu den vorherigen Untersuchungen (s. Abbildung 53 und Abbildung 60) eine starke Sensitivität des Ergebnisses auf Veränderungen von d_{Wind} . Es lässt sich die Schlussfolgerung ziehen, dass ohne eine ausreichende Fähigkeit zur Windkraftnutzung, also ohne ausreichende Anteile elektrischer Wärmepumpen die notwendige Lücke in der Wärmeerzeugungsbilanz ($Q_{\text{Wind}} = Q - Q_{\text{Holz}} - Q_{\text{Gas}} - Q_{\text{Solar}}$) nicht geschlossen werden kann.

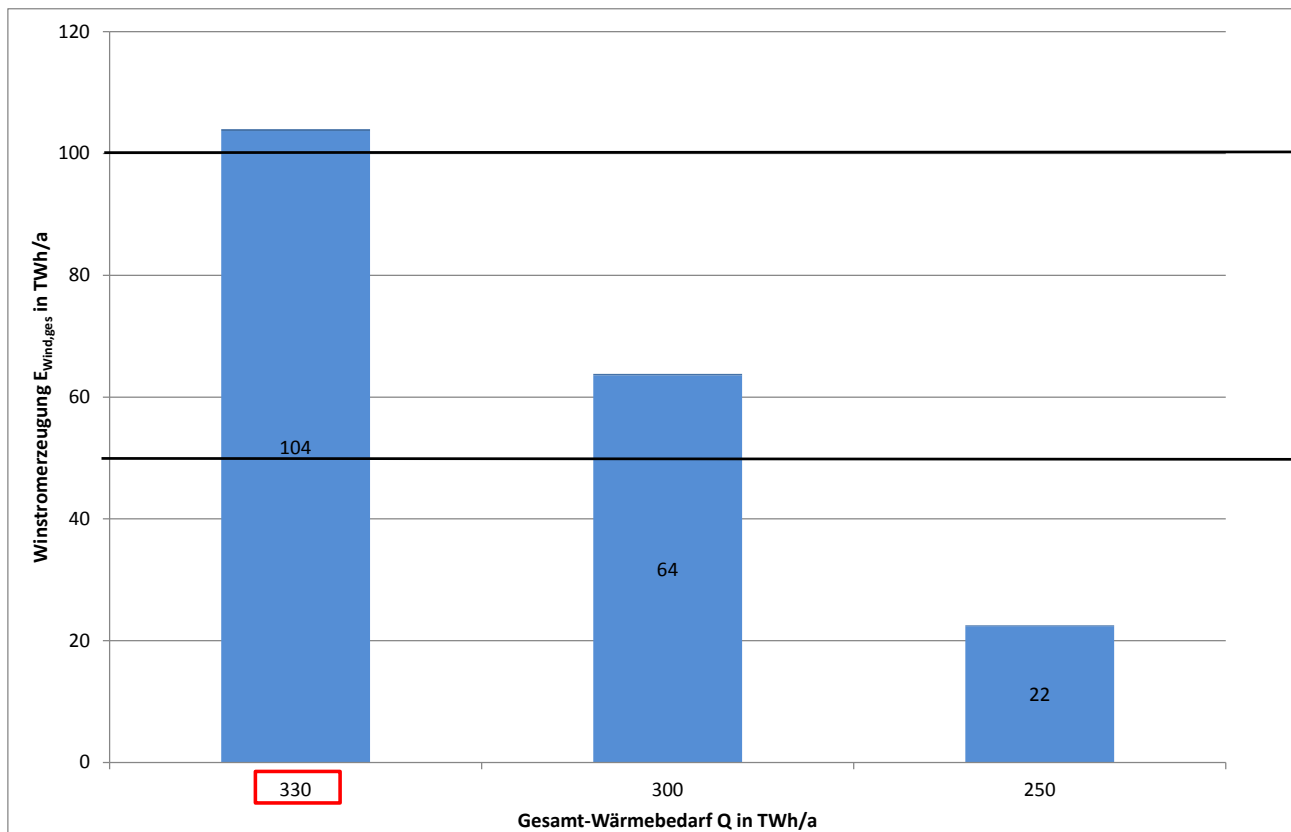


Abbildung 60: Reduzierter Abdeckungsgrad: Windstromerzeugung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung in Abhängigkeit von Q

$Q_{\text{B,Holz}} = 50 \text{ TWh/a}$, $X_{\text{THG}} = 25 \text{ Mt/a}$, $d_{\text{Solar}} = 80 \%$, $d_{\text{Wind}} = 60 \%$, $d_{\text{Wind}}^{\sim} = 0$

Schwarze Linien: Angenommene Potentialgrenzen bei 50 und 100 TWh/a

Ergänzende Windstromnutzung durch elektrische Heizstäbe

Anknüpfend an die Ergebnisse des vorherigen Abschnitts kann die Fähigkeit zur Windkraftnutzung erhöht werden, wenn die Gebäude, in denen Solarthermie (ohne Wärmepumpen) installiert ist, zusätzlich in ihren Wärmespeichern mit elektrischen Heizstäben ausgestattet werden.

Es gilt nun also: $d_{\text{Solar}} = 80 \%$, $d_{\text{Wind}} = 60 \%$, $d_{\text{Wind}}^{\sim} = d_{\text{Solar}} - d_{\text{Wind}} = 20 \%$.

In diesem Fall sinkt der Windstrombedarf gegenüber Abbildung 60 für $Q = 330 \text{ TWh/a}$ auf $E_{\text{Wind,ges}} = 98 \text{ TWh/a}$, also knapp unter die obere Potentialgrenze (ohne Abbildung). Die Werte für $Q = 300$ und 250 TWh/a bleiben unverändert, die Windstromnutzung in den zusätzlichen Heizstäben findet hier nicht statt bzw. spielt keine relevante Rolle. Der Fall $Q = 350 \text{ TWh/a}$ lässt sich nun mit dem Modell ebenfalls wieder darstellen, und es ergibt sich: $E_{\text{Wind,ges}} = 124 \text{ TWh/a}$, also ein Wert noch deutlich oberhalb der oberen Potentialgrenze.

Hier handelt es sich also um ein Beispiel mit relativ geringem Effekt der zusätzlichen elektrischen Heizstäbe, ein ähnlich gelagerter Fall war bereits oben gezeigt worden (Vergleich von Abbildung 56 und Abbildung 55).

Im Folgenden soll noch ein Beispiel für eine mögliche stärkere Bedeutung der elektrischen Heizstäbe dargestellt werden. Es wird dazu angenommen, dass der Abdeckungsgrad für Wind noch weiter, nämlich auf $d_{\text{Wind}} = 50 \%$ reduziert wird. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass der Rest des Wohngebäudebestandes mit Solaranlagen ausgestattet ist ($d_{\text{Solar}} = 100 \%$), die in jedem Fall über Heizstäbe auch eine eingeschränkte Nutzung von Windstrom ermöglichen ($d_{\text{Wind}}^{\sim} = 50 \%$)⁸⁴. Abbildung 61 zeigt das Ergebnis der Untersuchung.

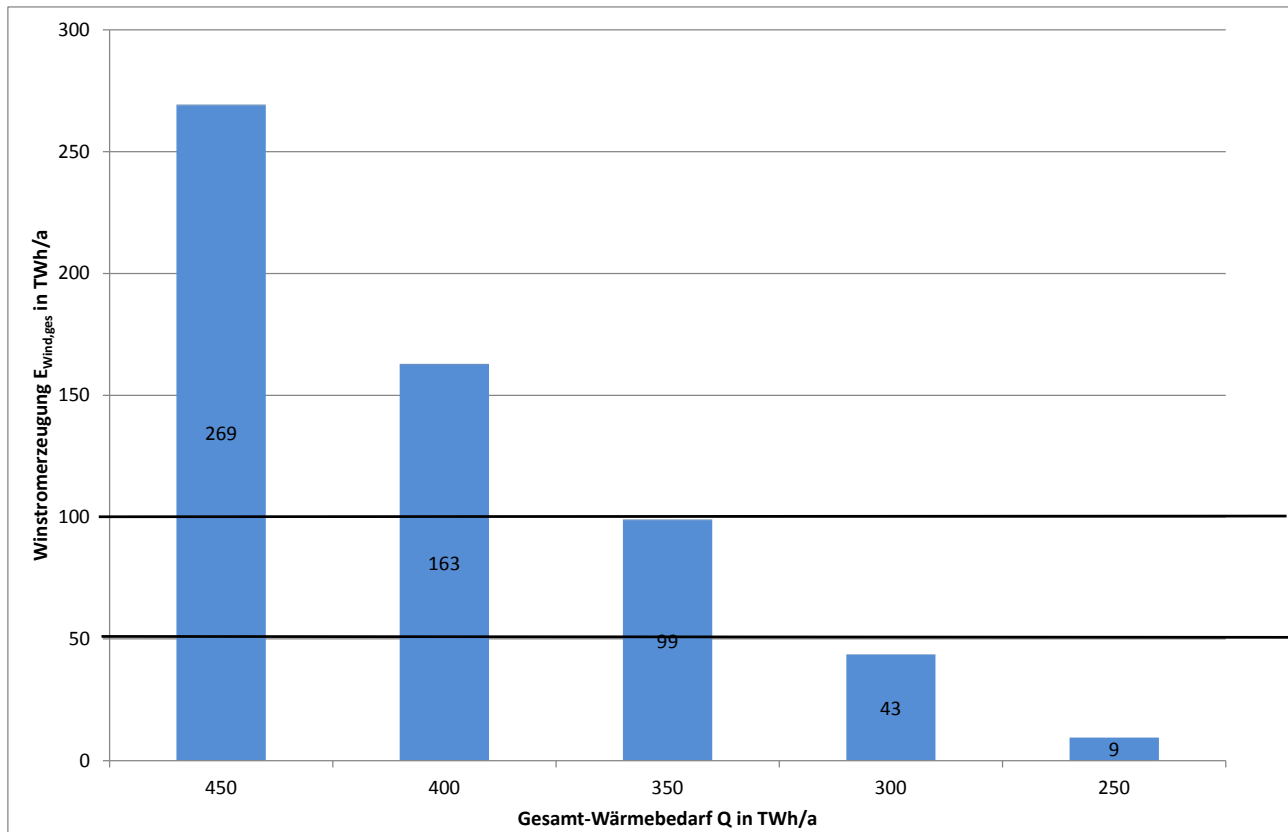


Abbildung 61: Reduzierter Abdeckungsgrad für Wärmepumpen bei ergänzender Windstromnutzung in Heizstäben : Windstromerzeugung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung in Abhängigkeit von Q

$Q_{\text{B,Holz}} = 50 \text{ TWh/a}$, $X_{\text{THG}} = 25 \text{ Mt/a}$, $d_{\text{Solar}} = 100 \%$, $d_{\text{Wind}} = 50 \%$, $d_{\text{Wind}}^{\sim} = 50 \%$

Schwarze Linien: Angenommene Potentialgrenzen bei 50 und 100 TWh/a

Gegenüber dem zuvor untersuchten Fall ($d_{\text{Solar}} = 80 \%$, $d_{\text{Wind}} = 60 \%$, $d_{\text{Wind}}^{\sim} = 0$ bzw. 20%) wird durch die gleichzeitige Erhöhung von d_{Solar} und $d_{\text{Wind}}^{\sim}$ trotz des noch geringeren Wärmepumpenanteils ($d_{\text{Wind}} = 50 \%$) eine Einhaltung der oberen Windstrom-Potentialgrenze bei $Q = 350 \text{ TWh/a}$ ($E_{\text{Wind,ges}} = 99 \text{ TWh/a}$) und der unteren Potentialgrenze bei $Q = 300 \text{ TWh/a}$ ($E_{\text{Wind,ges}} = 43 \text{ TWh/a}$) erreicht. Bei $Q = 400 \text{ TWh/a}$ und erst recht bei $Q = 450 \text{ TWh/a}$ wird die obere Potentialgrenze von 100 TWh/a weiterhin deutlich überschritten.

⁸⁴ Am Ende von Kapitel 4.4.3 war erläutert worden, dass hier im Fall ausreichender Solarstrompotentiale auch Anteile von Gebäuden ohne Solaranlage und Wärmepumpe, aber mit elektrischem Heizstab und Wärmespeicher (zusätzlich zu einer brennstoffbetriebenen Grundheizung) gedanklich mit abgedeckt sind. In diesen Gebäuden ersetzen dann Heizstab und Solarstrom die thermischen Solarkollektoren.

Vorgabe eines Deckungsgrades für Heizkessel

In den bisherigen Untersuchungen mit dem vereinfachten Modell wurde angenommen, dass der Energieträger Holz vollständig in Heizkesseln eingesetzt wird und dass bei Verwendung von Erdgas 20 % der erzeugten Wärme aus Heizkesseln stammt. Dadurch stellen sich in den Untersuchungen abhängig vom Wärmebedarf Q unterschiedliche Werte für den Deckungsgrad D_{HK} ein, den Heizkessel (egal ob Holz- oder Gaskessel) insgesamt an der Wärmeversorgung erreichen. Es ergeben sich dabei folgende Werte für D_{HK} :

14 % ($Q = 450$ TWh/a), 16 % (400 TWh/a), 19 % (350 TWh/a), 22 % (300 TWh/a), bzw. 26 % (250 TWh/a).

Davon abweichend erscheint es für den Vergleich der unterschiedlichen Wärmebedarfe ebenfalls plausibel anzunehmen, dass jeweils ein konstanter Deckungsgrad durch Heizkessel erreicht werden muss – da diese entweder als Spitzenlast-Wärmeerzeuger zum Lastausgleich benötigt werden⁸⁵ oder sich als das bisherige Standard-Wärmeerzeugungssystem nicht vollständig durch effizientere Grund-Wärmeerzeuger ablösen lassen. Vor diesem Hintergrund zeigt Abbildung 62 das Ergebnis unter Annahme eines Heizkessel-Deckungsgrads bei der Wärmeerzeugung in Höhe von $D_{HK} = 20$ % (unabhängig vom Wärmebedarf Q).

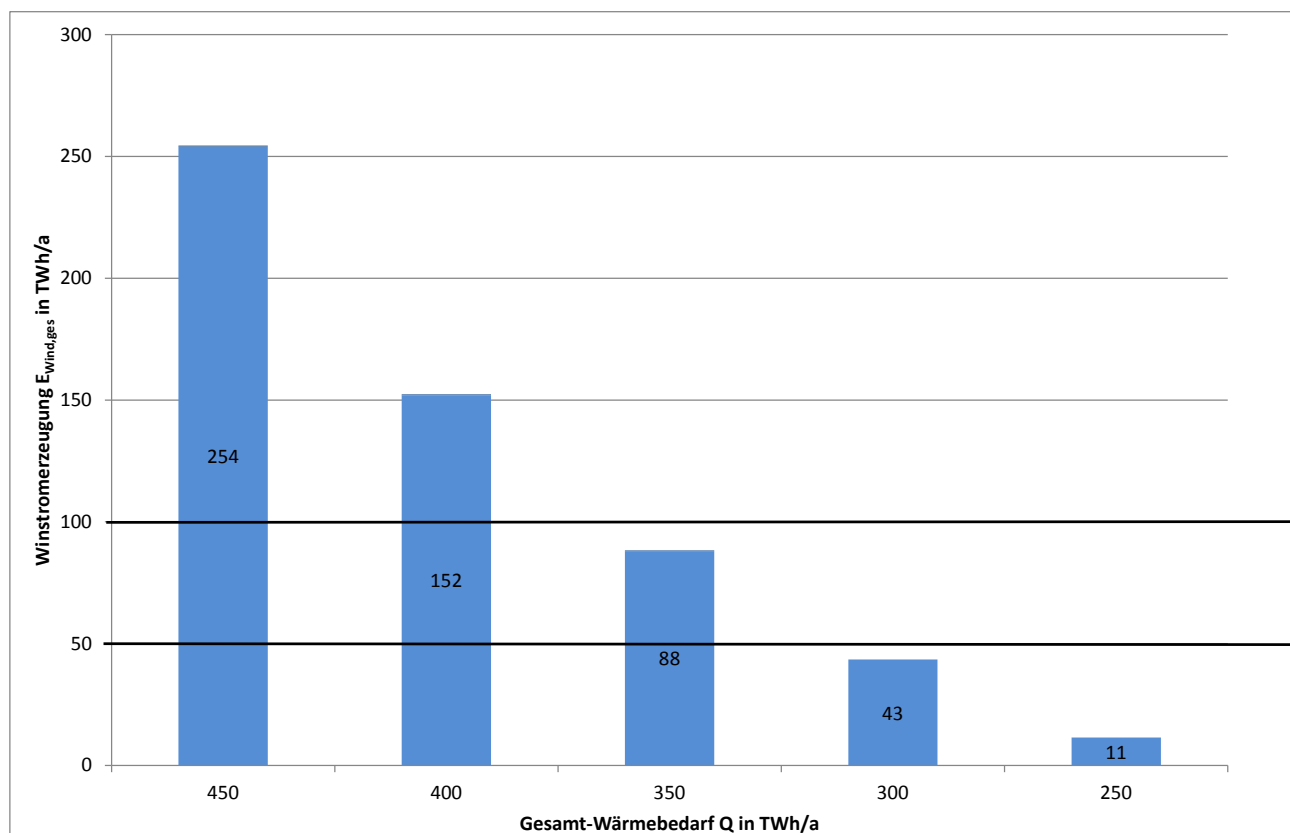


Abbildung 62: Konstanter Deckungsgrad durch Heizkessel ($D_{HK} = 20$ %): Windstromerzeugung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung in Abhängigkeit von Q

$Q_{B,Holz} = 50$ TWh/a, $X_{THG} = 25$ Mt/a, $d_{Solar} = 90$ %, $d_{Wind} = 80$ %, $d_{Wind}^{\sim} = 0$

Schwarze Linien: Angenommene Potentialgrenzen bei 50 und 100 TWh/a

⁸⁵ Es sei daran erinnert, dass – wie schon in Kapitel 4.2, Fußnote 45 dargestellt – unter dem Oberbegriff der Gaskessel auch der Fall einer Spitzenlastabdeckung für monovalente Wärmepumpen durch Gasturbinenkraftwerke mit abgedeckt ist, da hier ein ähnliche Effizienz der Brennstoffausnutzung vorliegt. Der tatsächliche Anteil der Gaskessel und der Heizkessel kann also vor diesem Hintergrund auch geringer sein als der Wert von D_{HK} im vereinfachten Modellansatz.

Im Vergleich zu Abbildung 55 ist zu erkennen, dass sich der Windstrombedarf für die höheren Wärmebedarfswerte ($Q = 400$ bzw. 450 TWh/a) noch einmal etwas erhöht, z. B. von $E_{\text{Wind,ges}} = 142$ auf 152 TWh/a bei $Q = 400$ TWh/a. Dagegen verbessert sich die Situation bei geringerem Wärmebedarf, indem sich hier der Windstrombedarf etwas reduziert, z. B. von $E_{\text{Wind,ges}} = 46$ TWh/a auf 43 TWh/a für $Q = 300$ TWh/a.

Die Untersuchung wurde noch einmal für den Fall $D_{\text{HK}} = 30\%$ durchgeführt. Abbildung 63 zeigt das Ergebnis.

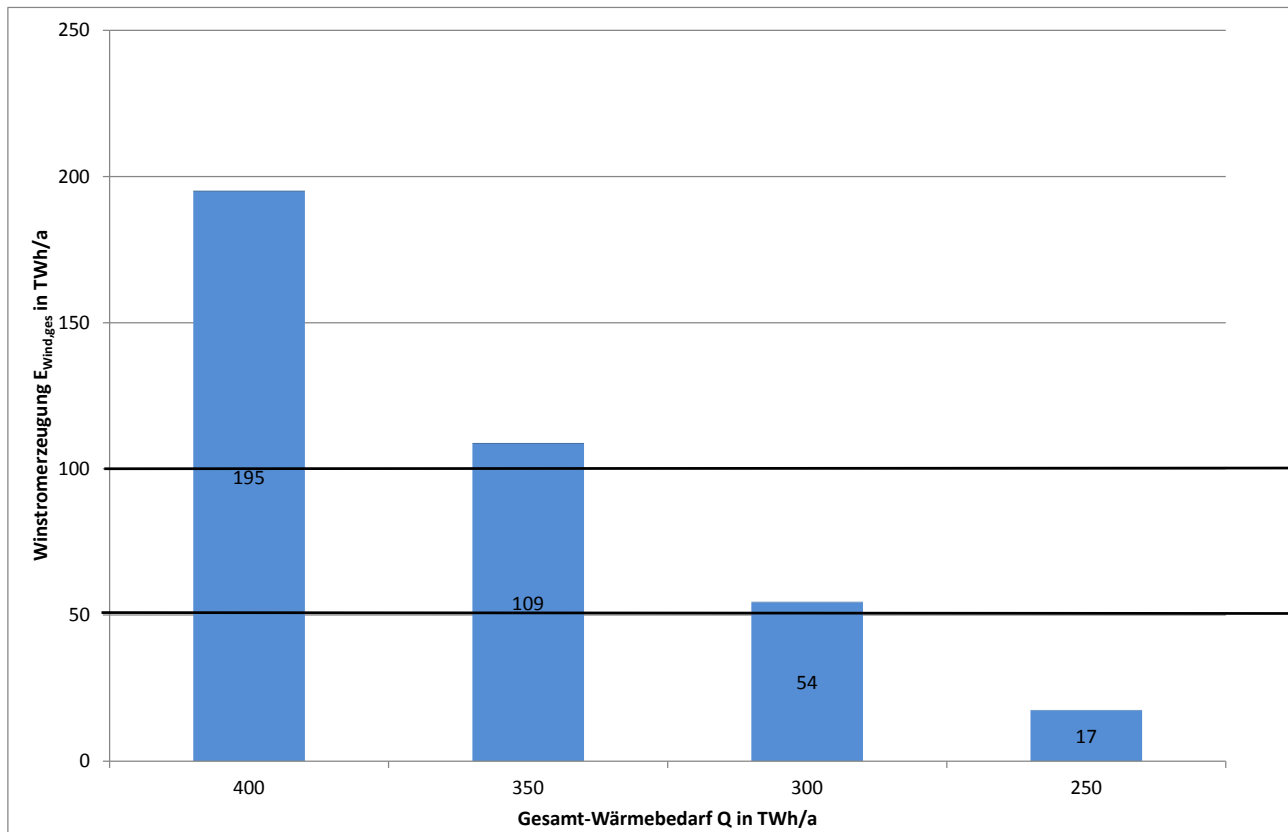


Abbildung 63: Konstanter Deckungsgrad durch Heizkessel ($D_{\text{HK}} = 30\%$): Windstromerzeugung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung in Abhängigkeit von Q

$Q_{\text{B,Holz}} = 50$ TWh/a, $X_{\text{THG}} = 25$ Mt/a, $d_{\text{Solar}} = 90\%$, $d_{\text{Wind}} = 80\%$, $d_{\text{Wind}}^{\sim} = 0$

Schwarze Linien: Angenommene Potentialgrenzen bei 50 und 100 TWh/a

Der Fall $Q = 450$ TWh/a lässt sich wegen zu großem Wert von D_{Wind}^* nicht mehr sinnvoll berechnen und ist daher weggelassen. Es zeigt sich, dass nun im Standardfall $Q = 350$ TWh/a mit $E_{\text{Wind,ges}} = 109$ TWh/a die obere optimistische Potentialgrenze für die Windstromerzeugung deutlich überschritten wird. Bei $Q = 300$ TWh/a wird mit $E_{\text{Wind,ges}} = 54$ TWh/a die untere Potentialgrenze nicht mehr eingehalten.

4.6 Schlussfolgerungen

Aus Analysen mit dem im Projekt entwickelten komplexen Simulationsmodell wurde in Kapitel 4 ein vereinfachtes Modell für die zukünftige Wärmeversorgung im Wohngebäudesektor abgeleitet, das vor allem zwei Zielen dient:

- Schnelle und übersichtliche Durchführung von Analysen und Parametervariationen bezüglich Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen

- Gewinnung eines – gegenüber computergestützten Simulationsrechnungen mit „Black-Box“-Charakter – besseren Verständnisses über die wesentlichen Einflussgrößen und Handlungsoptionen für eine Klimaschutzstrategie bei der Wohngebäude-Wärmeversorgung

Innerhalb des Modells wird auf der einen Seite der Gesamtwärmebedarf des Wohngebäudebestandes Q für Heizung und Warmwasserbereitung (inklusive Wärmeverteilungsverlusten in den Gebäuden) betrachtet. Dessen Höhe im Jahr 2050 wird aufgrund früherer Untersuchungen des IWU [Diefenbach et al. 2015/16] angenommen: Sie variiert je nach Erfolg der Klimaschutzanstrengungen in einem Intervall von 300 bis 400 TWh/a. Als erweitertes Intervall wird der Bereich von 250 TWh/a (optimistische Untergrenze) bis 450 TWh/a (Fortschreibung der aktuellen Trends) betrachtet.

Auf der anderen Seite wird der vorliegende Wärmebedarf durch die für die Wohngebäude-Wärmeversorgung verfügbaren Energieträger Holz, Erdgas, Sonne und Wind gedeckt. Es gilt die Gleichung: $Q = Q_{\text{Holz}} + Q_{\text{Erdgas}} + Q_{\text{Sonne}} + Q_{\text{Wind}}$, wobei auf der rechten Seite die Höhe der Wärmeerzeugung aus den einzelnen Energieträgern verzeichnet ist.

Die Potentiale von Holz sind dabei von vornherein begrenzt (Standardannahme für den Brennstoffeinsatz: 50 TWh/a), das gleiche gilt für Erdgas (hier stellvertretend für fossile Brennstoffe betrachtet) aufgrund der Zielvorgaben für die Treibhausgasminderung (Standardfall: 87,5 % Reduktion gegenüber 1990). Im Hinblick auf die Sonnenenergie zeigt sich in den Untersuchungen, dass die Nutzung vor allem aufgrund des zeitlichen Zusammenwirkens von Energieangebot und Nachfrage (Sommer-Winter-Problem, vgl. Kap. 3.7) begrenzt ist.

Die verbleibende Lücke im Wärmebedarf muss durch den Energieträger Wind (also über elektrische Wärmepumpen) gedeckt werden, auch hier sind das zeitliche Zusammenwirken (abnehmende Effizienz der Windstromnutzung bei steigendem Deckungsgrad) und die insgesamt begrenzten Potentiale der Windkraft in Betracht zu ziehen.

Aus den durchgeführten Untersuchungen lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ableiten:

- Es zeigt sich, dass – im Sinne einer gemeinsamen Optimierung des Holz- und Erdgaseinsatzes zur Wärmeversorgung – der Energieträger Holz vorrangig in Heizkesseln, das Erdgas dagegen möglichst weitgehend in effizienteren Systemen (Kombination von KWK/Kraftwerken und Wärmepumpen) eingesetzt werden sollte. Dieses Resultat fußt auf der Annahme, dass ein Mindestbeitrag der Wärmeversorgung auch zukünftig durch Heizkessel erfolgen muss – insbesondere zur Abdeckung von Spitzenlasten⁸⁶. Das Ergebnis lässt sich dadurch plausibel erklären, dass der Vorteil beim Übergang vom Heizkessel zu effizienteren Erzeugungsformen (KWK/Kraftwerke kombiniert mit Wärmepumpen) im Fall von Erdgas deutlich größer ist als beim Brennstoff Holz. Vor dem Hintergrund der durch Potentialgrenzen bzw. Klimaschutzziele begrenzten Brennstoffmengen ergeben sich damit mögliche Beiträge dieser beiden Energieträger zur zukünftigen Wohngebäude-Wärmeversorgung in der Größenordnung von $Q_{\text{Holz}} = 45$ TWh/a und $Q_{\text{Erdgas}} = 110$ TWh/a⁸⁷.
- Für den möglichen Beitrag der Solarenergie zur Wärmeversorgung – entweder über Solarthermie oder die Kombination von Photovoltaik und Wärmepumpen – ergibt sich in den Analysen ein Wert in der Größenordnung von $Q_{\text{Solar}} = 100$ TWh/a, und zwar weitgehend unabhängig vom Wärmebe-

⁸⁶ Das Ergebnis ist nicht als universelle Vorschrift, sondern als strategische Orientierung für die Steuerung von Erdgas- und Holzenergieströmen im Rahmen einer allgemeinen Energiestrategie zu verstehen. Im konkreten Praxisfall sollte es nicht dazu führen, dass effiziente Holzenergienutzung verhindert wird, indem z. B. eine relativ ineffiziente Nutzung von Holz in Heizkesseln einer effizienteren Produktion der selben Wärmemenge in Heizkraftwerken vorgezogen wird. Darüber hinaus gilt natürlich, dass nach dem Erreichen des angenommenen Mindest-Heizkesselbeitrags auch im abstrakten Modellsystem möglichst alle Brennstoffe in effizienten Systemen einzusetzen wären.

In den Analysen werden in der Regel Beiträge von Heizkesseln zur Wärmeversorgung in der Größenordnung von rund 20 % betrachtet. Varianten mit höheren Kesseldeckungsgraden (etwa 30 %) erschweren die Einhaltung der Zielvorgaben merklich.

⁸⁷ Gegenüber den Analysen in den vorangehenden Kapiteln sind die in der vorliegenden Zusammenfassung genannten Werte zum Teil gerundet.

darf der Gebäude⁸⁸. Dies gilt allerdings nur dann, wenn alle Gebäude die Fähigkeit zur Nutzung von Solarenergie aufweisen, also entweder direkt mit Solarthermieranlagen bzw. Wärmepumpen zur Solarstromnutzung ausgestattet sind oder über Nah-/Fernwärmenetze versorgt werden, die diese Fähigkeit aufweisen. Andernfalls muss der solare Wärmebeitrag entsprechend reduziert werden (s.u.).

- Der Gesamtwärmebedarf Q , der in erster Linie vom Erfolg der energetischen Wärmeschutz-Modernisierung im Gebäudebestand abhängt, hat einen entscheidenden Einfluss auf die Erreichbarkeit der Klimaschutzziele. Die Untersuchungen zeigen, dass der Mittelwert des betrachteten Intervalls von $Q = 350$ TWh/a möglichst erreicht und besser noch deutlich unterschritten werden sollte ($Q = 300$ TWh/a). Wenn lediglich eine Größenordnung von $Q = 400$ TWh/a erreicht wird oder entsprechend einer Trendfortschreibung mit einem Wert von $Q = 450$ TWh/a operiert werden muss, sind in den meisten betrachteten Varianten keine sinnvollen Lösungen möglich, d. h. die vorausgesetzten Windstrompotentiale würde in diesen Fällen auch unter optimistischen Annahmen nicht mehr ausreichen.

Der Einfluss des Wärmebedarfs Q ist dabei stark überproportional zur Veränderung seiner Höhe. Mithilfe des vereinfachten Modells lässt sich dies unmittelbar zeigen, denn es gilt:

$$Q_{\text{Wind}} = Q - (Q_{\text{Holz}} + Q_{\text{Erdgas}} + Q_{\text{Sonne}}) = Q - (45 + 110 + 100) \text{ TWh/a} = Q - 255 \text{ TWh/a}$$

Für $Q = 300$ bzw. 400 TWh/a ergibt sich damit der notwendige Beitrag der Windenergie zu $Q_{\text{Wind}} = 45$ bzw. 145 TWh/a. Obwohl also der Betrag von Q nur um ein Drittel von 300 auf 400 TWh/a zunimmt, steigt der notwendige Beitrag der Windenergie zur Wärmeerzeugung etwa um den Faktor Drei von 45 auf 145 TWh/a an. Entsprechend groß ist der Einfluss auf den entsprechenden Bedarf an Windstrom $E_{\text{Wind,ges}}$: Nach genaueren Analysen im vorstehenden Kapitel erhöht sich dieser von $E_{\text{Wind,ges}} = 35$ TWh/a bei $Q = 300$ TWh/a auf $E_{\text{Wind,ges}} = 105$ TWh/a bei $Q = 400$ TWh/a⁸⁹.

- Die wichtige Rolle der Windenergie für die Erreichung der Klimaschutzziele, die sich auch bereits in den Analysen mit den Basisvarianten gezeigt hatte (vgl. Kap. 3.7), wird durch diese Betrachtungen und die weiteren Analysen mit dem vereinfachten Modell noch einmal bestätigt. Gleichzeitig wird deutlich, dass der Windstrombedarf im Hinblick auf die vorhandenen Potentiale sehr schnell eine kritische Größe erreicht. Über die Höhe der für die Wohngebäude-Wärmeversorgung zukünftig verfügbaren Windstrommenge bestehen große Unsicherheiten, in der vorliegenden Studie wurde eine pessimistische untere Potentialgrenze in Höhe von $E_{\text{Wind,ges}} = 50$ TWh/a und eine optimistische Obergrenze von $E_{\text{Wind,ges}} = 100$ TWh/a angenommen. Das vorstehende Beispiel zeigt, dass im Fall eines Gebäude-Wärmebedarfs von $Q = 300$ TWh/a die pessimistische Potentialgrenze noch unterschritten, im Fall von $Q = 400$ TWh/a dagegen selbst die optimistische Grenze bereits überschritten wird. Dabei ist zu beachten, dass im vereinfachten Modell die Möglichkeiten der Solarenergienutzung zur Wärmeerzeugung immer voll ausgenutzt werden, um die sensiblen Windstrompotentiale möglichst zu entlasten.
- Eine entscheidende Rolle für die Erreichung der Klimaschutzziele bei der Wohngebäude-Wärmeversorgung kommt nach den Analysen mit dem vereinfachten Modell (in Bestätigung der Schlussfolgerungen in Kapitel 3.7) auch den elektrischen Wärmepumpen zu. Diese tragen in dreifacher Hinsicht zur Treibhausgasminderung bei, indem sie erstens eine effiziente Windenergienutzung zur Wärmeversorgung überhaupt erst ermöglichen, zweitens eine effiziente Solarenergienutzung via Photovoltaikstrom auch in Gebäuden ohne solar nutzbare Dachflächen erlauben und drittens bei Verwendung von Strom aus KWK-Anlagen bzw. effizienten Kraftwerken eine höhere Effizienz der Brennstoffausnutzung erzielen als herkömmliche Heizkessel. Diese Aussagen gelten auch bei eher konservativen Annahmen zu der im Durchschnitt über den Gebäudebestand erreichbaren

⁸⁸ In genaueren Analysen bewegt sich der Wert zwischen etwa 85 TWh/a (bei $Q = 250$ TWh/a) und 115 TWh/a (bei $Q = 450$ TWh/a).

⁸⁹ Das Beispiel gibt die in Abbildung 52 und Abbildung 53 dargestellten Ergebnisse teils vereinfacht wieder. In der genaueren Analyse (mit Beachtung der Abhängigkeit der Größe Q_{Solar} vom Gesamtwärmebedarf Q) steigt Q_{Wind} von $55,5$ auf $140,5$ TWh/a (Faktor $2,5$), und der Strombedarf von 36 auf 107 TWh/a (Faktor 3). Der überproportionale Anstieg beim Strom ist dadurch zu erklären, dass die Effizienz der Wärmeerzeugung aus Windenergie mit steigendem Deckungsgrad absinkt.

Wärmepumpeneffizienz: Im vereinfachten Modell wurde generell von einer Jahresarbeitszahl von 2,5 ausgegangen. Darüber hinaus bestätigte sich das Ergebnis aus Kapitel 3, das sich die genannten Ziele des Wärmepumpeneinsatzes auch mit bivalenten Systemen (also der Kombination von Wärmepumpen mit Spitzenlast-Heizkesseln) erreichen lassen.

- Entscheidend für die Ausschöpfung der Potentiale zur Solar- und Windenergienutzung im Wohngebäudebestand ist die Ausstattung ausreichend hoher Anteile des Gebäudebestandes mit der notwendigen Fähigkeit zur Nutzung dieser beiden Energieträger. Diese Anteile werden im Modell als Abdeckungsgrade d_{Solar} bzw. d_{Wind} berücksichtigt. Da eine effiziente Windenergienutzung zur Wärmeversorgung nur über elektrische Wärmepumpen erfolgen kann, entspricht der Abdeckungsgrad für Windenergie d_{Wind} dem Anteil von Wärmepumpenheizungen (monovalent oder bivalent) im Gebäudebestand. Diese Gebäude besitzen gleichzeitig die Fähigkeit zur Nutzung von Solarstrom. Der Abdeckungsgrad für Solarenergie ist daher grundsätzlich höher ($d_{\text{Solar}} \geq d_{\text{Wind}}$), er berücksichtigt neben der Wärmepumpenheizungen auch die Gebäude mit Solarthermieranlagen (ohne gleichzeitige Wärmepumpen).

In den oben genannten Beispielbetrachtungen wurden Abdeckungsgrade von jeweils 100 % angenommen. Für den aktuellen Gebäudebestand lassen sich dagegen Werte in der Größenordnung von $d_{\text{Wind}} = 3 \%$ und $d_{\text{Solar}} = 15 \%$ abschätzen, die Fähigkeit zur Solar- und Windenergienutzung im Wohngebäudesektor ist also bisher nur gering ausgeprägt⁹⁰. Vor diesem Hintergrund erscheint eine vollständige Durchdringung bis 2050 wahrscheinlich als zu optimistisch und es wurden auch Varianten mit reduzierten Abdeckungsgraden betrachtet. Dabei zeigt sich allerdings eine hohe Sensitivität bezüglich der Erreichbarkeit der Klimaschutzziele: So steigt bei Werten von $d_{\text{Wind}} = 60 \%$ und $d_{\text{Solar}} = 80 \%$ der Bedarf an Windstrom $E_{\text{Wind,ges}}$ stark an und überschreitet bei einem Wärmebedarf von $Q = 300 \text{ TWh/a}$ bereits die untere Potentialgrenze von 50 TWh/a . Schon bei $Q = 330 \text{ TWh/a}$ (also unterhalb des Intervallmittelpunkts $Q = 350 \text{ TWh/a}$) wird auch die obere Potentialgrenze von 100 TWh/a überschritten.

- Durch Einsatz von ergänzenden elektrischen Heizstäben in Wärmespeichern lässt sich auch in Gebäuden ohne Wärmepumpen eine eingeschränkte Fähigkeit zur Nutzung von Windenergie erreichen⁹¹. Aufgrund der geringen Effizienz der direktelektrischen Wärmeerzeugung weist diese Option allerdings erhebliche Nachteile gegenüber den Wärmepumpen auf und kann diese daher nicht in großem Umfang überflüssig machen. Ob sie als Ersatzmaßnahme in Bestandsanteilen ohne Wärmepumpen dennoch eine begrenzte Rolle spielen kann, hängt von der betrachteten Konstellation ab (Q , d_{Wind} , d_{Solar} , Solar- und Windstrompotentiale) und lässt sich hier nicht abschließend beantworten. Da die Kosten (beispielsweise für den Einsatz eines elektrischen Heizstabs in einem ohnehin vorhandenen Solarspeicher) vergleichsweise gering ausfallen, ist aber davon auszugehen, dass diese Möglichkeit in einem künftigen Wärmeversorgungsmix nicht völlig unberücksichtigt bleiben sollte.
- Wenn die Biomassepotentiale geringer ausfallen als angenommen (25 statt 50 TWh/a) oder noch weitergehende Klimaschutzziele verfolgt werden (95% statt $87,5 \%$ Emissionsreduktion) erweist sich die Einhaltung der Vorgaben selbst bei vollen Abdeckungsgraden für die Wind- und Solarenergienutzung als sehr schwierig. Im ersten Fall der reduzierten Biomassepotentiale ist bei einem Wärmebedarf $Q = 300 \text{ TWh/a}$ mit dem Windstrombedarf $E_{\text{Wind,ges}}$ das pessimistische Windstrompotential von 50 TWh/a nicht mehr erreichbar, im zweiten Fall der erhöhten Klimaschutzzorgaben

⁹⁰ Bei den Abdeckungsgraden handelt es sich um ein vereinfachtes Modellkonzept, da in der Realität die Fähigkeit zur Wind- und Solarenergienutzung je nach System und Auslegung graduell unterschiedlich ausgeprägt sein kann. So wurden für den aktuellen Gebäudebestand die Solarthermieranlagen zur reinen Warmwasserbereitung (ohne Heizungsunterstützung) mitgezählt, während in den Modellrechnungen immer die gleichzeitige Fähigkeit zur Heizungsunterstützung vorausgesetzt wurde.

⁹¹ Gemeint sind hier Systeme, in denen die Heizstäbe ausschließlich zur Verwendung von Wind- und Solarstromüberschüssen eingesetzt werden, die anderweitig nicht sinnvoll genutzt werden können. Die Grund-Wärmeversorgung ist also in diesen Fällen über andere Erzeuger (Heizkessel bzw. KWK-Anlagen) zu gewährleisten. Ein alleiniger Einsatz direktelektrischer Heizsysteme würde das Ziel einer effizienten Brennstoffnutzung und Treibhausgasminimierung konterkarieren.

lässt sich in diesem Fall auch das optimistische Potential von 100 TWh/a nicht mehr einhalten (dies gelingt dann nur noch bei $Q = 250$ TWh/a). Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass bei sehr weitgehenden Klimaschutzanforderungen bzw. ungünstigen allgemeinen Rahmenbedingungen (geringere erreichbare Abdeckungsgrade und regenerative Energiepotentiale, höherer Wärmeverbrauch) neben den bisher betrachteten Maßnahmen weitere „Zukunftstechnologien“ berücksichtigt werden müssen. Diese Frage wird später in Kapitel 7.1 noch diskutiert.

5 Einbeziehung des Haushaltsstromverbrauchs

5.1 Basisvariante für den Haushaltsstrom

In diesem Kapitel wird der Haushaltsstrom in einem zukünftigen Wohngebäudebestand 2050 in die Untersuchung einbezogen. Zunächst (d. h. in Kapitel 5.1 und 5.2) erfolgt die Analyse unabhängig von der Wohngebäude-Wärmeversorgung. Die Stromverbräuche durch elektrische Wärmepumpen und Heizstäbe sowie der Hilfsstromverbrauch, die in den vorherigen Kapiteln in der Wärmeversorgung mit angesetzt wurden, werden hier also vorerst nicht berücksichtigt.

Wie in Kapitel 2.2 erläutert, wird im Bezug auf den Haushaltsstrom im Wohngebäudesektor davon ausgegangen, dass die Treibhausgasemissionsziele und die Potentiale erneuerbarer Energien bei 30 % des jeweiligen Wertes liegen, der für die Wärmeversorgung angerechnet wird. Daraus ergibt sich für den Haushaltsstrom ein Treibhausgas-Emissionsziel von $0,3 \times 25 \text{ Mt/a} = 7,5 \text{ Mt/a}$ (Emissionsminderung 87,5 % gegenüber 1990). Entsprechend erhält man 15 TWh/a als Biomassepotential, 15 – 30 TWh/a als Photovoltaik- und ebenfalls 15 – 30 TWh/a als Windstrompotential⁹².

Der Jahreswert für den Haushaltsstromverbrauch pro Quadratmeter Wohnfläche wird zu 17 kWh/m²a angenommen. Dies entspricht den Ansätzen für einen zukünftigen Haushaltsstrombedarf 2050 in Anhang B.1.4. Der flächenspezifische Verbrauch liegt damit aufgrund von effizienteren Haushaltsgeräten, die in dieser Variante angenommen wurden, um rund 37 % unter dem heutigen Wert von 27 kWh/m²a. Der Gesamtwert des Haushaltsstromverbrauchs in der Basisvariante liegt bei ca. 65,3 TWh/a (entsprechend der Annahme einer Wohnfläche von 3,84 Mrd. m² im Wohngebäudebestand 2050 gemäß den Szenarien in [Diefenbach et al. 2015]).

Für den zeitlichen Verlauf (Stundenwerte für ein Jahr) wurde der Modellansatz für die Nutzungsprofile herangezogen: Die Haushaltsstromprofile für 1000 Einzelhaushalte wurden zu einem mittleren Stromprofil kombiniert und auf den gesamten Wohngebäudebestand hochgerechnet (siehe Anhang B.1).

Für die Basisvariante des Haushaltsstroms (Kürzel: Var HHS) wurde weiterhin von folgenden Randbedingungen ausgegangen:

- Das Biomassepotential von 15 TWh/a wird durch Holz-Kraftwerke ausgeschöpft. Die weitere konventionelle Stromerzeugung erfolgt in Erdgas-GuD- und Erdgas-Spitzenlastkraftwerken. Es handelt sich also um die gleichen Kraftwerkstypen, die zuvor schon bei der Wärmeversorgung angesetzt wurden. KWK-Anlagen kommen nicht zum Einsatz, da in dieser Untersuchung kein Wärmeverbrauch auftritt.
- Die Stromerzeugung durch Windenergie wird zu 20 TWh/a angesetzt, bei der Photovoltaik werden 30 TWh/a angenommen⁹³. Beide Werte liegen innerhalb der oben genannten oberen Potentialgrenzen. Der etwas ungleiche Ansatz führt später bei Kombination der Basisvarianten von Haushaltsstrom und Wärmeversorgung zu einem leichten Ausgleich von Wind- und Solarstrom gegenüber den reinen Wärmeversorgungsvarianten mit ihrem starken Windstromüberschuss (s. Kap. 5.3). Für den zeitlichen Verlauf der Wind- und Solarstromerzeugung werden wie in den Wärme-Basisvarianten die Wetterdaten des Jahres 2012 zugrunde gelegt.
- Elektrische Energiespeicher (bei der Wärmeversorgung in Kapitel 3 und 4 noch nicht berücksichtigt) werden mit einer Gesamtkapazität von 40 GWh angenommen.

⁹² Für den Wohngebäudesektor insgesamt (Wärme und Strom) ergibt sich als Treibhausgas-Emissionsziel (87,5 % Emissionsminderung) ein Wert von $25 \text{ Mt/a} + 7,5 \text{ Mt/a} = 32,5 \text{ Mt/a}$. Das Biomassepotential beläuft sich auf 65 TWh/a und das Solar- bzw. Windstrompotential auf jeweils 65 bis 130 TWh/a.

⁹³ Die „Netto“-Erzeugung nach Abzug der Verteilnetzverluste, die in den folgenden Abbildungen dargestellt ist beträgt damit 18,8 TWh/a Photovoltaik- und 28,2 TWh/a Windstrom, zusammen also 47 TWh/a.

In Abbildung 64 bis Abbildung 67 sind die Ergebnisse für die Basisvariante Haushaltsstrom (jeweils erster Balken links) sowie daraus abgeleitete weitere Varianten mit veränderter Größe der elektrischen Energiespeicher dargestellt. Die Speicherkapazität wurde dabei verdoppelt („2x Stromspeicher“), vervierfacht, halbiert bzw. auf Null gesetzt (letzte Variante „ohne Stromspeicher“).

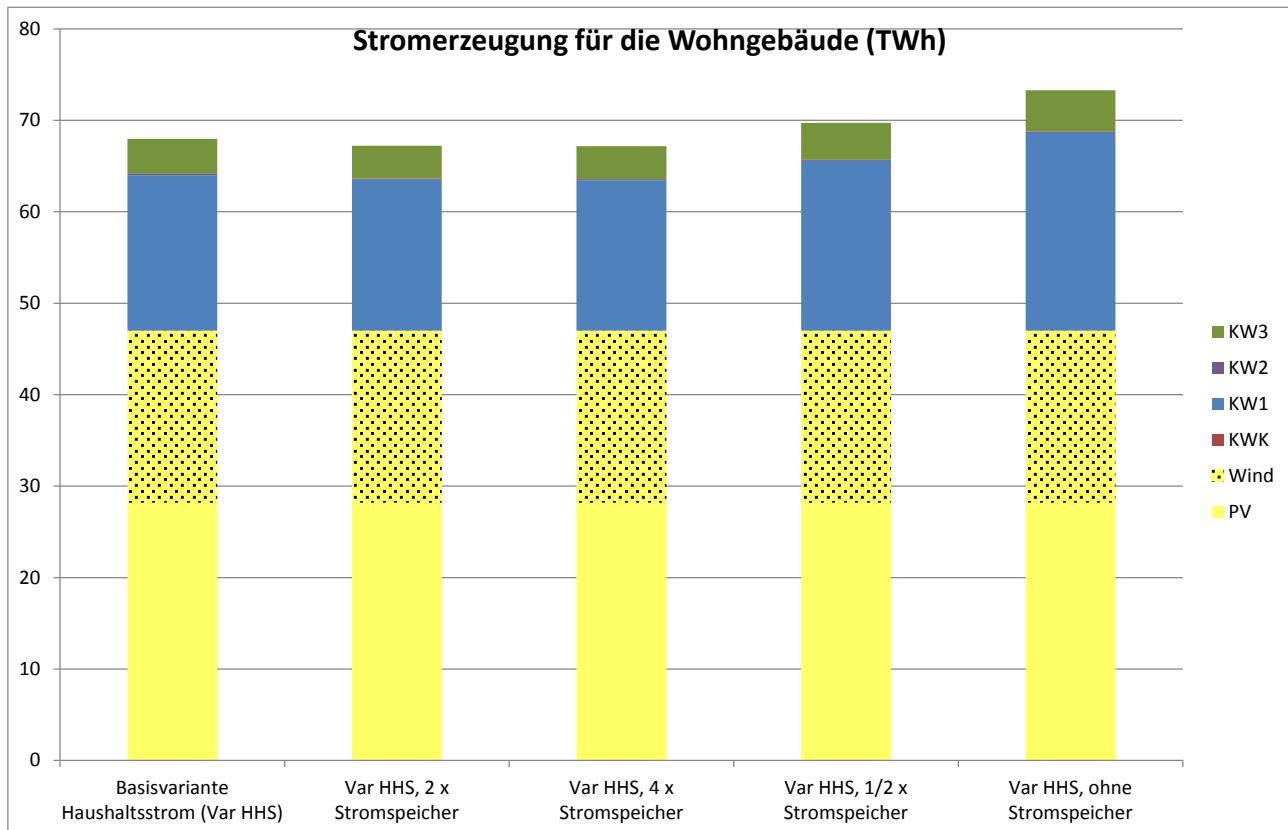


Abbildung 64: Basisvariante Haushaltsstrom (mit Variation elektrischen Energiespeicherkapazität): Jährliche Stromerzeugung (netto) für die Bereitstellung des Haushaltsstroms der Wohngebäude nach Einzelsystemen

Kraftwerke (KW): KW 1: Erdgas-GuD-KW, KW 2: Gasturbinen-KW, KW 3: Holz-KW

Abbildung 64 zeigt die Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windkraft (in allen Varianten identisch 47 TWh/a netto) sowie in den brennstoffbetriebenen Kraftwerken, jeweils nach Abzug der Verteilverluste im Stromnetz. Die Vergrößerung der Stromspeicher in den ersten Varianten hat nur einen geringen Effekt, bei Halbierung der Speicherkapazität bzw. Verzicht auf den Speicher ergibt sich aber ein deutlicher Anstieg der konventionellen Stromproduktion in brennstoffgefeuerten Kraftwerken. Angesichts dieser Ergebnisse erscheint die Speicherkapazität für die Basisvariante als sinnvoll ausgewählt.

Als Pendant zur Stromerzeugung zeigt Abbildung 65 den Stromverbrauch, und zwar den eigentlichen Haushaltsstromverbrauch sowie die Verluste der Stromspeicher (Be- und Entladeverluste sowie Stillstandsverluste). Der nicht nutzbare Überschussstrom aus Windkraft- und Solarstromanlagen ist hier zur Vervollständigung der Bilanz mit eingetragen. Stromverbrauch durch Wärmepumpen, Heizstäbe bzw. als Hilfsenergie der Wärmeversorgung treten nicht auf.

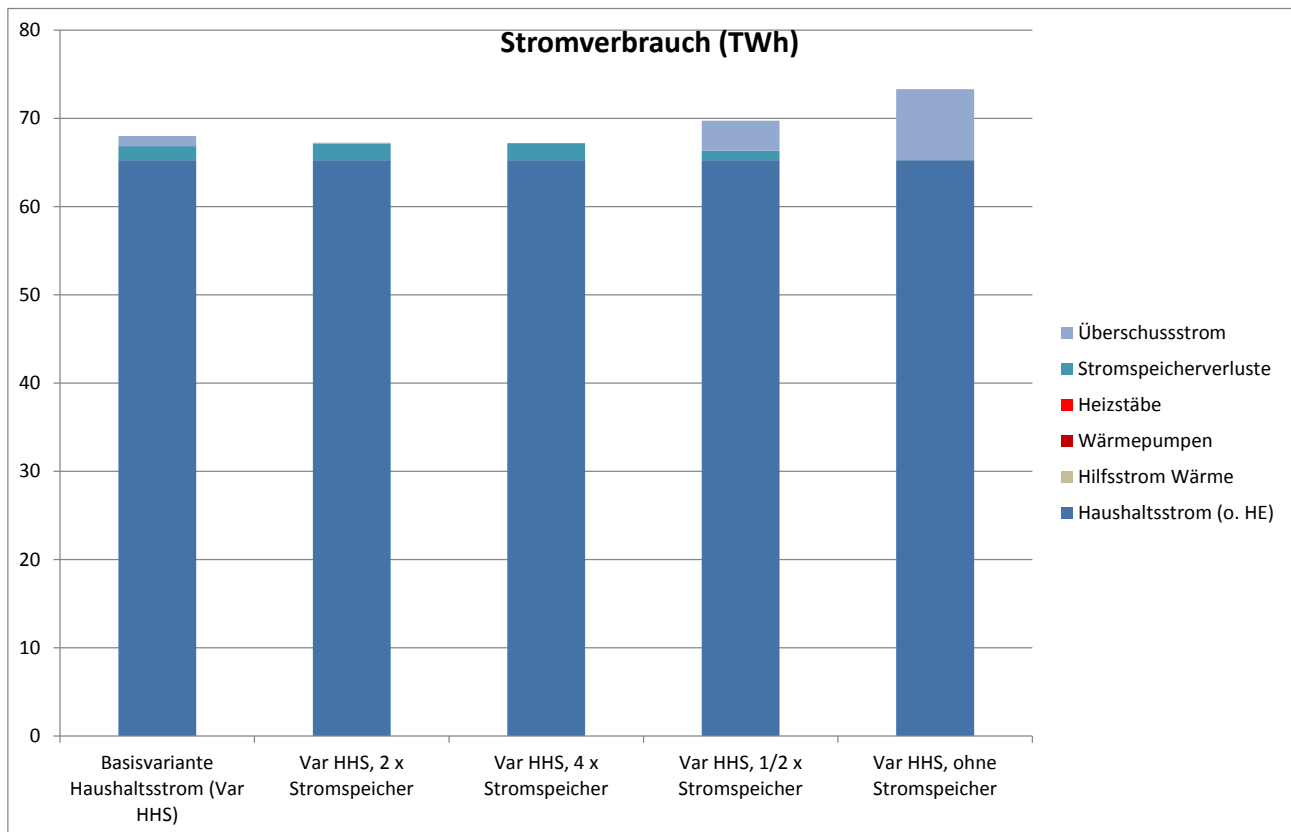


Abbildung 65: Basisvariante Haushaltsstrom (mit Variation der elektrischen Energiespeicherkapazität): Jährlicher Stromverbrauch der Wohngebäude (Haushaltsstrom) inklusive Überschussstrom und Stromspeicherverlusten

Die Abbildung zeigt, dass in der Basisvariante relativ geringe Anteile an Stromspeicherverlusten (ca. 1,5 TWh/a) sowie an Überschussstrom (ca. 1 TWh/a) zu verzeichnen sind. Etwas mehr als 5 % der gesamten PV- und Windstromerzeugung von 47 TWh/a gehen hier durch Speicherverluste bzw. nicht nutzbaren Überschussstrom verloren. In den letzten beiden Varianten mit Halbierung der Speicherkapazität bzw. Verzicht auf elektrische Energiespeicher steigt dieser Betrag insbesondere durch zunehmenden Überschussstrom auf rund 4,5 TWh/a bzw. 8 TWh/a an. Bezogen auf die gesamte PV- und Windstromerzeugung entspricht dies Anteilen von etwa 10 % bzw. 17 %.

Die Brennstoffverbräuche in den Stromerzeugungsanlagen sind in Abbildung 66, die resultierenden Treibhausgasemissionen in Abbildung 67 eingetragen.

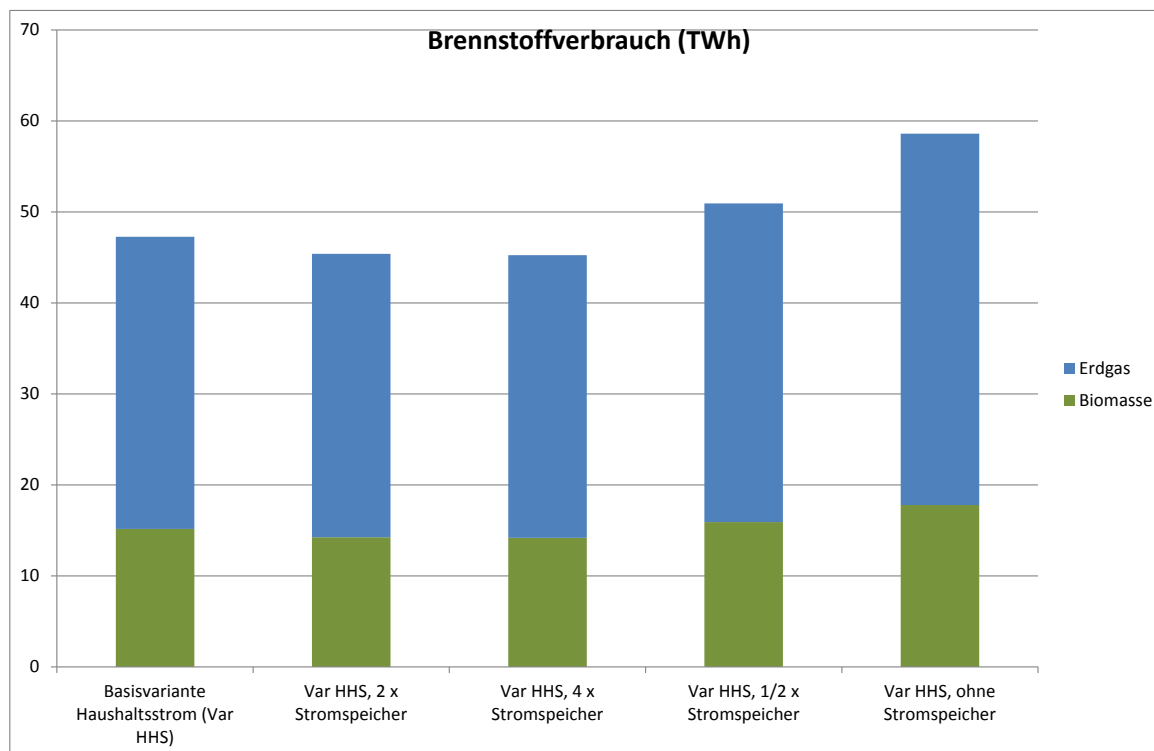


Abbildung 66: Basisvariante Haushaltsstrom (mit Variation der elektrischen Energiespeicherkapazität): Brennstoffeinsatz in den Kraftwerken
bezogen auf den (unteren) Heizwert

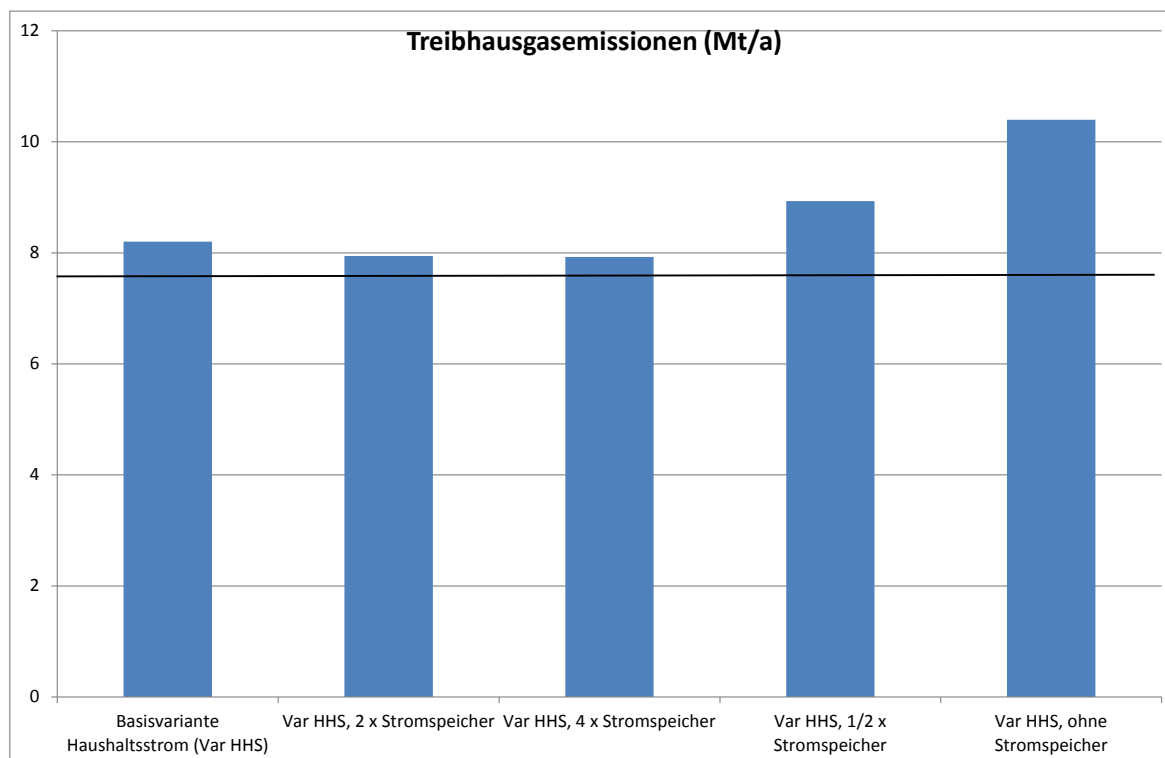


Abbildung 67: Basisvariante Haushaltsstrom (mit Variation Energiespeicher): Treibhausgasemissionen
CO₂-Äquivalente (Megatonnen CO_{2e} pro Jahr) aller beim Brennstoffeinsatz entstehenden Treibhausgase inklusive Vorketten der Brennstoffgewinnung
schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude Haushaltsstrom 7,5 Mt_{CO2e}/a

Das Biomasse-Budget von 15 TWh/a wird hier nur in der Basisvariante genau eingehalten, in den anderen Varianten wurde die Biomasse-Stromerzeugung nicht nachjustiert. In Abbildung 66 ist insbesondere in den letzten beiden Varianten ein paralleler Anstieg des Biomasse- und Erdgasverbrauchs zu beobachten.

Dementsprechend steigen gemäß Abbildung 67 in den letzten beiden Varianten die Treibhausgasemissionen deutlich an – ein Effekt, der sich bei Einhaltung des Biomasse-Ziels noch verstärken würde. Der Zielwert von 7,5 Mt/a, der als horizontale Linie eingezeichnet ist, wird in der Basisvariante und in den Varianten mit vergrößerter Speicherkapazität knapp verfehlt.

5.2 Haushaltsstrom ohne Biomassenutzung

Aufgrund der Unsicherheiten über das tatsächliche Biomassepotential wird hier separat der Fall untersucht, dass für die Deckung des Haushaltsstrom keine Biomasse zur Verfügung steht und daher auch keine Holzkraftwerke zum Einsatz kommen. Es wird hier wie in Kapitel 5.1 der reine Haushaltsstrom (ohne Wärmeversorgung) betrachtet.

Abbildung 68 zeigt die resultierenden Treibhausgasemissionen für folgende Untersuchungsfälle

- Die ursprüngliche Basisvariante Haushaltsstrom mit Biomasseeinsatz (15 TWh/a in Holzkraftwerken) sowie 30 TWh/a Solar- und 20 TWh/a Windstromeinsatz
- Eine Variante mit Verzicht auf die Biomasse (Holzkraftwerke) aber ohne sonstige Veränderungen
- Drei Varianten in denen nun der Windstrombeitrag um 5 / 10 / 20 TWh/a (also auf 25 / 30 / 40 TWh/a) vergrößert wurde.
- Drei weitere Varianten, in denen statt des Windstrom- der Solarstrombeitrag um 5 / 10 / 20 TWh/a (also auf 35 / 40 / 50 TWh/a) erhöht wurde.

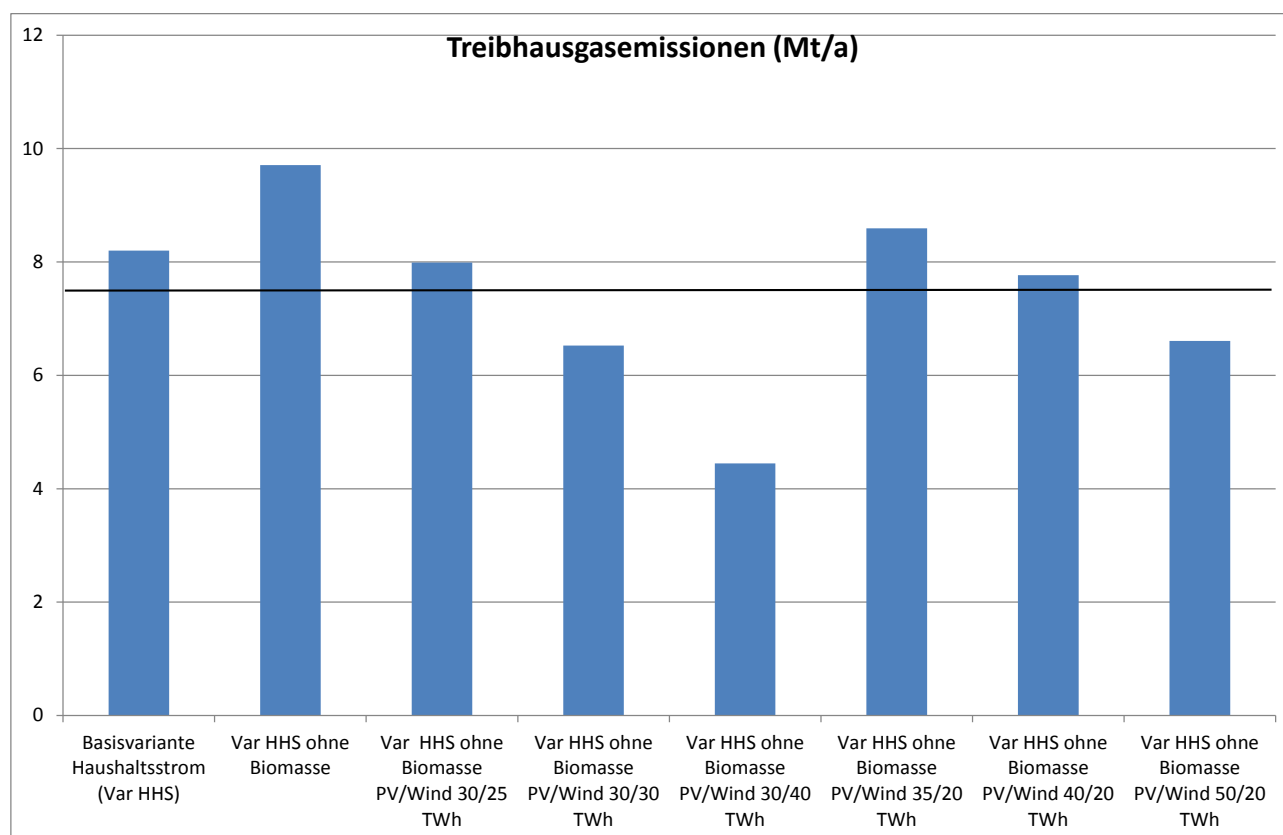


Abbildung 68: Basisvariante Haushaltsstrom ohne Biomasse: Treibhausgasemissionen
schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude Wärme und Strom 7,5 Mt_{CO_{2e}}/a

Es ist zu erkennen, dass der Verzicht auf den Biomasseeinsatz zwar einen merklichen Anstieg der Treibhausgasemissionen mit sich bringt, der aber durch verstärkten Windstromeinsatz nicht nur schnell kompensiert werden kann (Anhebung des Windstroms von 20 auf 25 TWh/a im dritten Fall), sondern sogar zu einer deutlichen Unterschreitung der Ziellinie für die Treibhausgasemissionen führt. Allerdings ist die angenommene Windstrom-Obergrenze mit 30 TWh/a im vierten Fall erreicht und im fünften Fall mit 40 TWh/a schon überschritten.

Bei verstärktem Einsatz von Photovoltaik- statt Windstrom sind ebenfalls entsprechende Effekte zu erzielen, allerdings ist der Nutzen des Photovoltaik-Zuwachses deutlich geringer als beim Windstrom. Außerdem war die angenommene Obergrenze von 30 TWh/a hier schon im Basisfall erreicht.

5.3 Kombination der Basisvarianten für Wärmeversorgung und Haushaltsstrom

In den folgenden Analysen wird der vollständige Energieverbrauch der Wohngebäude für die Wärmeversorgung und als Haushaltsstrom betrachtet. Die Basisvariante Haushaltsstrom aus Kap. 5.1 wird dazu mit verschiedenen Wärmeversorgungs-Basisvarianten aus Kap. 3 kombiniert.

Dementsprechend sind die Beiträge von Solar- und Windstrom aus den beiden Bereichen Wärmeversorgung und Haushaltsstrom zusammengenommen: Es wird für die Photovoltaik eine jährliche Stromerzeugung von 40 TWh/a (Basisvarianten Wärme) + 30 TWh/a (Basisvariante Strom) = 70 TWh/a angenommen. Beim Windstrom ergeben sich 80 TWh/a (Wärme) + 20 TWh/a (Strom) = 100 TWh/a (jeweils Brutto-Werte).

Für das Biomassepotential und die Treibhausgasziele werden ebenfalls die Einzelbeiträge addiert, es werden also Zielwerte von 65 TWh/a an Biomasseverbrauch (Holz) und 32,5 Mt/a für die Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalente) angenommen (vgl. Fußnote 92 auf Seite 114).

In Abbildung 69 bis Abbildung 74 ist eine detailliertere Untersuchung für die Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom dargestellt. Bei der Wärmeversorgung liegen hier bivalente Wärmepumpen sowie Nahwärmenetze mit Blockheizkraftwerken und Wärmepumpen vor. Es werden folgende Fälle unterschieden (beginnend mit dem jeweils ersten Balken links):

- Var 9 + Var HHS (addiert): In dieser Variante werden die Wärmeversorgung und der Haushaltsstrom durch separate Systeme bereitgestellt. Die Ergebnisse der Einzeluntersuchungen der beiden Basisvarianten („9“ und „Haushaltsstrom“) wurden hier einfach addiert. In der Praxis würde das dem Fall entsprechen, dass die Versorgung mit Wärme und Haushaltsstrom völlig unabhängig von einander ablaufen und daher beispielsweise Überschüsse von Solar- oder Windstrom aus dem einen Bereich nicht im anderen Bereich genutzt werden können.
- Var 9 und HHS direkt kombiniert: Hier wird in einem neuen Simulationslauf die Versorgung des Wohngebäudesektors mit Wärme und Haushaltsstrom mit den Ansätzen der Basisvarianten „9“ und „Haushaltsstrom“ gemeinsam berechnet. Durch die Optimierungsansätze des Simulationsmodells werden also – gegenüber der ersten Variante – die Synergieeffekte durch das neue und größere Gesamtsystem genutzt. Weitere Veränderungen gegenüber den Ansätzen der Einzelvarianten finden nicht statt, insbesondere wird der Biomasseverbrauch nicht nachjustiert.
- Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom (Var 9_HHS): Gegenüber der vorherigen Variante werden kleine Anpassungen vorgenommen. Insbesondere wird die Biomassenutzung jetzt ausschließlich auf die Wärmeerzeugung in Holzpelletkesseln beschränkt, die Nutzung in Kraftwerken findet nicht mehr statt. Weiterhin wird der Biomasseverbrauch genauer auf den Zielwert (65 TWh/a) einjustiert. Diese Variante dient für weitere Untersuchungen als (Gesamt-)Basisvariante 9 mit Einbeziehung des Haushaltsstroms.
- Var 9_HHS ohne Stromspeicher: Hier werden gegenüber der vorherigen Gesamt-Basisvariante die Stromspeicher weggelassen.

- Var 9_HHS ½ ohne Wärmespeicher: Die Stromspeicher wurden hier wieder berücksichtigt, dagegen wurden hier in der Hälfte der Wohngebäude die Wärmespeicher weggelassen. Exemplarisch wurde hierfür die Gebäude mit bivalenten Wärmepumpen und Pelletkesseln ausgewählt, die in Basisvariante 9 einen Anteil von 50 % an der Wärmeversorgung ausmachen.
- Var 9_HHS ohne Stromspeicher, ½ ohne Wärmespeicher: Wie in der vorherigen Variante, nun aber auch ohne Stromspeicher.

Abbildung 69 zeigt die Aufteilung der Gebäude-Wärmeversorgung nach Einzelsystemen.

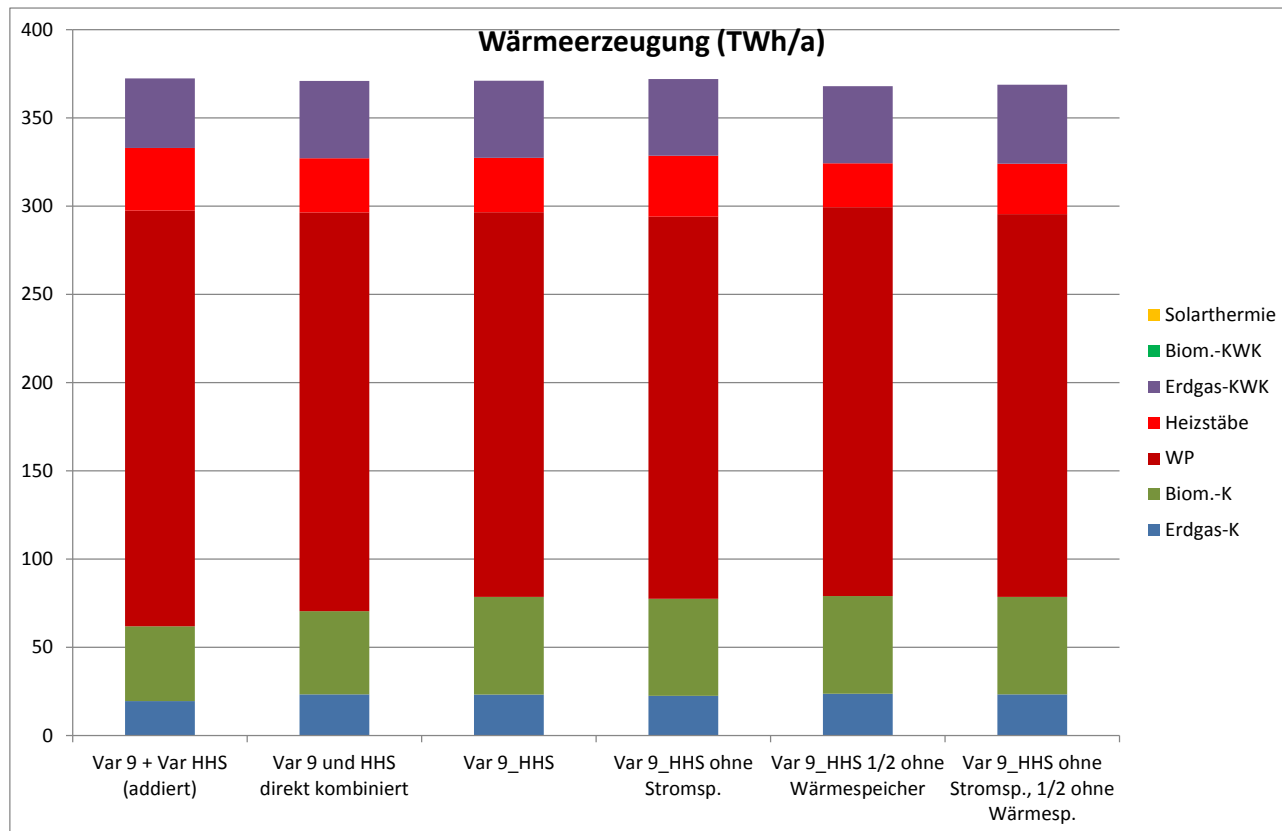


Abbildung 69: Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom (in verschiedenen Variationen): Wärmeerzeugung nach Einzelsystemen

Kraftwerke (KW): KW 1: Erdgas-GuD-KW, KW 2: Gasturbinen-KW, KW 3: Holz-KW

Unterschiede zwischen den Untersuchungsvarianten sind dabei nicht gravierend, aber erkennbar. So ist in der zweiten Variante („direkt kombiniert“) sowohl der Anteil der KWK-Stromerzeugung als auch der Heizkessel-Wärmeerzeugung (aus Biomasse und Erdgas) größer als in der ersten Variante mit separater Betrachtung der Bereiche Wärme und Haushaltsstrom. Dementsprechend ist der Anteil der elektrischen Wärmeerzeugung (Wärmepumpen und Heizstäbe) in der zweiten Variante etwas geringer.

Abbildung 70 zeigt, dass die Stromerzeugung in brennstoffbetriebenen Kraftwerken (Erdgas-GuD- und Holz-Kraftwerke) in der zweiten Variante gegenüber der ersten abnimmt. In den folgenden Varianten entfällt annahmegemäß die Biomasse-Stromerzeugung vollständig.

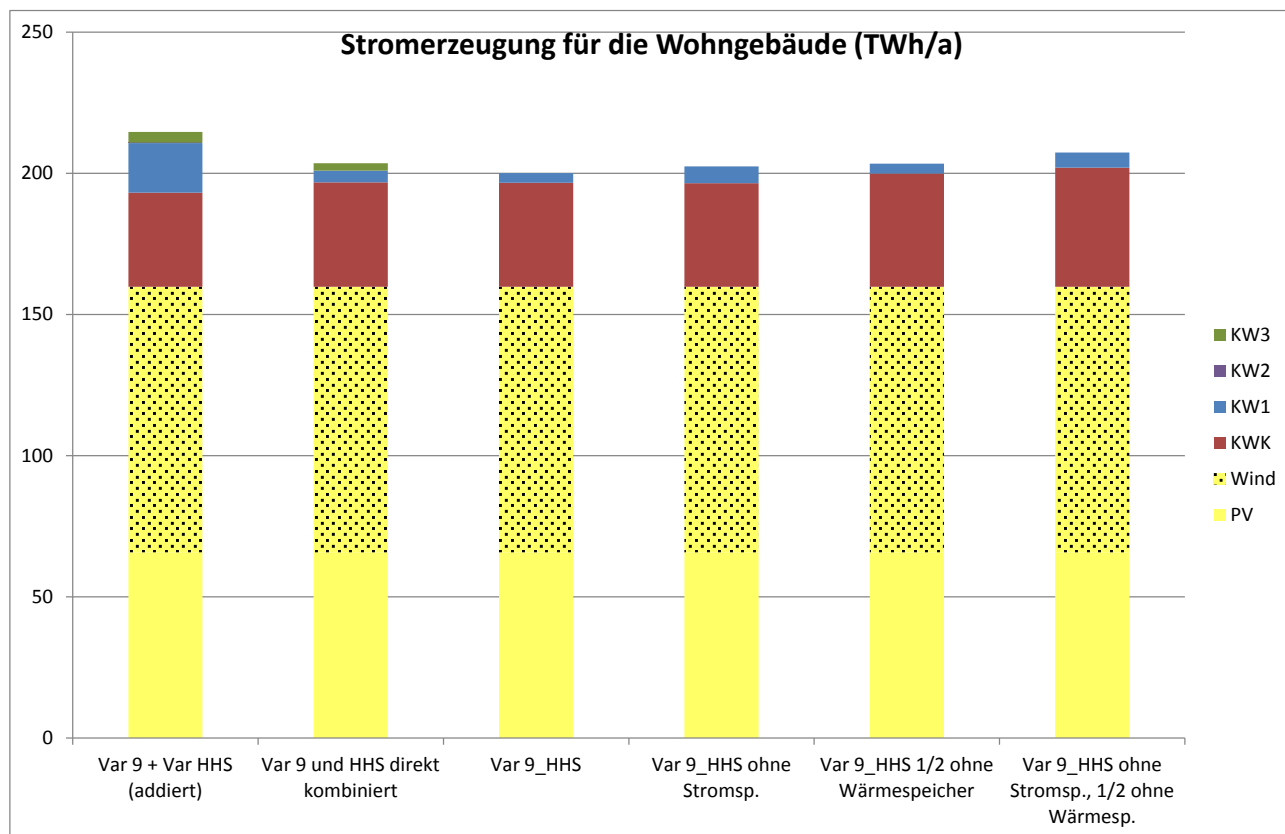


Abbildung 70: Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom: Jährliche Stromerzeugung (netto) für die Wohngebäude

Kraftwerke (KW): KW 1: Erdgas-GuD-KW, KW 2: Gasturbinen-KW, KW 3: Holz-KW

Die Komponenten des Stromverbrauchs inklusive Stromspeicherverlusten und Überschussstrom sind in Abbildung 71 dargestellt.

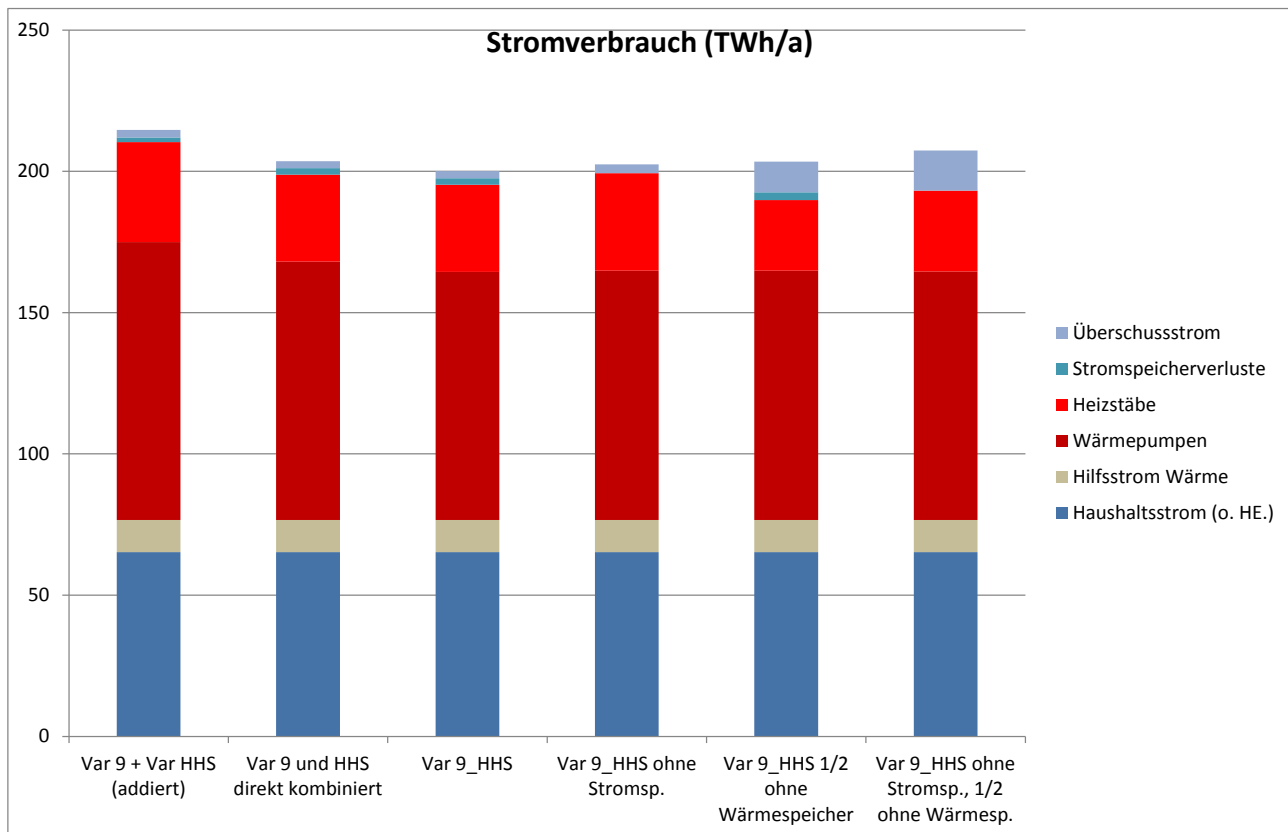


Abbildung 71: Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom: Jährlicher Stromverbrauch der Wohngebäude inklusive Überschussstrom und Stromspeicherverlusten

Der Haushaltsstrom hat in allen Varianten einen merklichen Anteil am gesamten Stromverbrauch, allerdings ist der Anteil für die Wärmeversorgung mit etwas mehr als zwei Dritteln deutlich größer. Der Stromverbrauch ist in allen Varianten mit kombinierter Simulation von Wärme und Haushaltsstrom geringer als in der ersten Variante links. Insbesondere in der vorletzten und letzten Variante mit reduziertem Wärmespeicheranteil ist die Zunahme des Überschussstroms auffällig.

Überschussstrom und Stromspeicherverluste sind in Abbildung 72 noch einmal deutlicher erkennbar und gemeinsam mit den Wärmespeicherverlusten dargestellt.

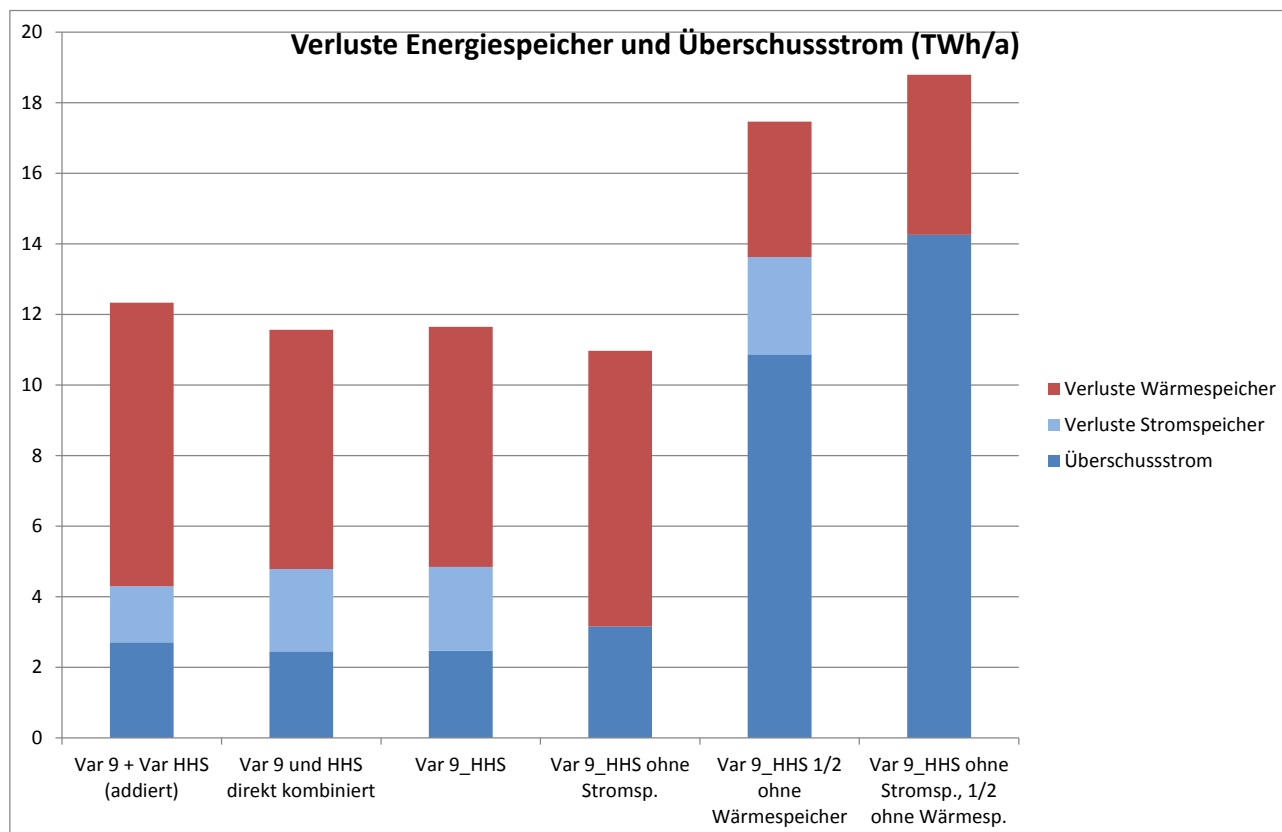


Abbildung 72: Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom: Wärmespeicherverluste und nicht nutzbare PV-/Windstromüberschüsse

Der Wegfall der Stromspeicher in der vierten Variante (Var 9_HHS ohne Stromspeicher) führt zu einer Zunahme des Überschussstroms, die allerdings geringer ausfällt als die Abnahme der elektrischen Speicher- verluste. Im Zusammenhang mit dem Wärmesektor und mit Wärmespeichern ergibt sich also hier bei Ver- zicht auf die Stromspeicher ein deutlich anderes Bild als bei der separaten Betrachtung des Haushalts- stroms in Abbildung 65, bei der sich eine viel stärkere Zunahme des Überschussstroms gezeigt hatte.

In den letzten beiden Varianten mit halbiertem Anteil der Wärmespeicher steigt der Überschussstrom ge- genüber den anderen Fällen deutlich an, die Summe aus Überschussstrom und elektrischen Speicher- verlusten beläuft sich hier auf rund 14 TWh/a gegenüber 3-5 TWh/a in den ersten vier Varianten.

Die Resultate bezüglich Brennstoffverbrauch und Treibhausgasemissionen sind in Abbildung 73 und Abbil- dung 74 dargestellt.

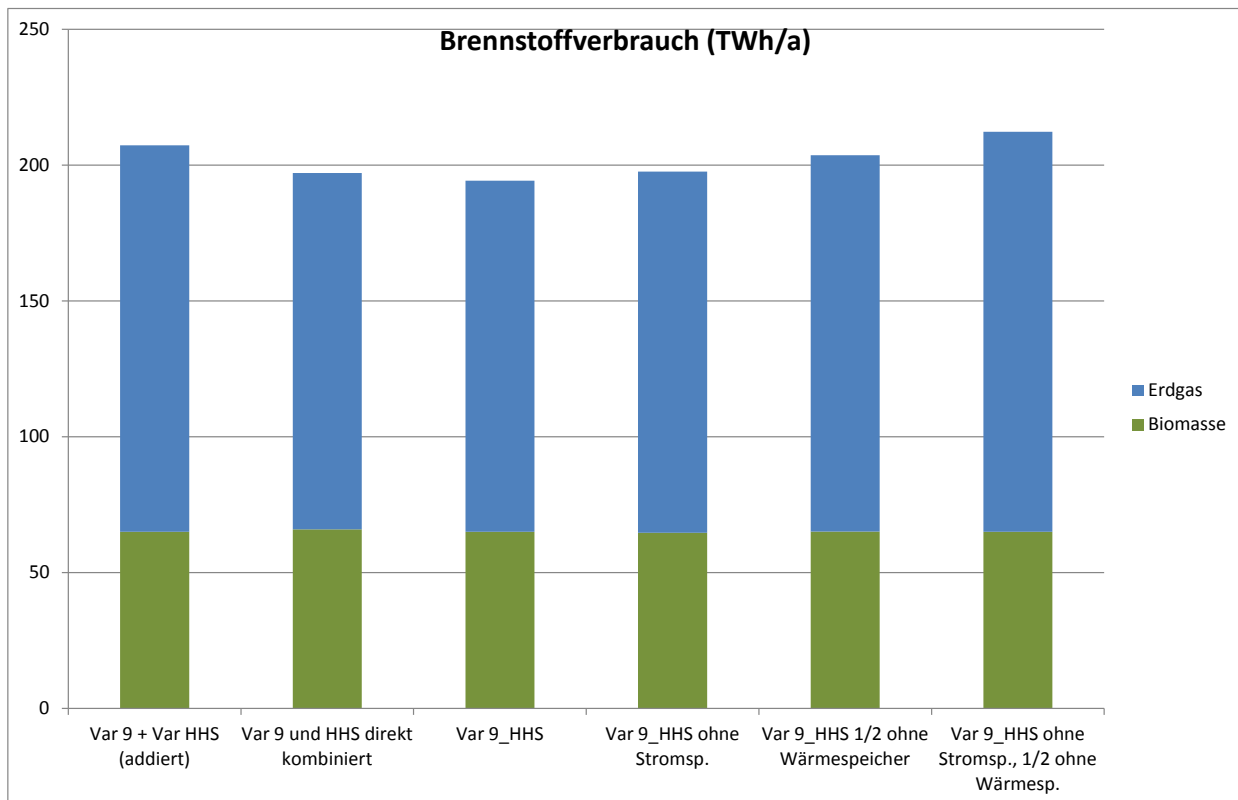


Abbildung 73: Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom: Brennstoffeinsatz
bezogen auf den (unteren) Heizwert

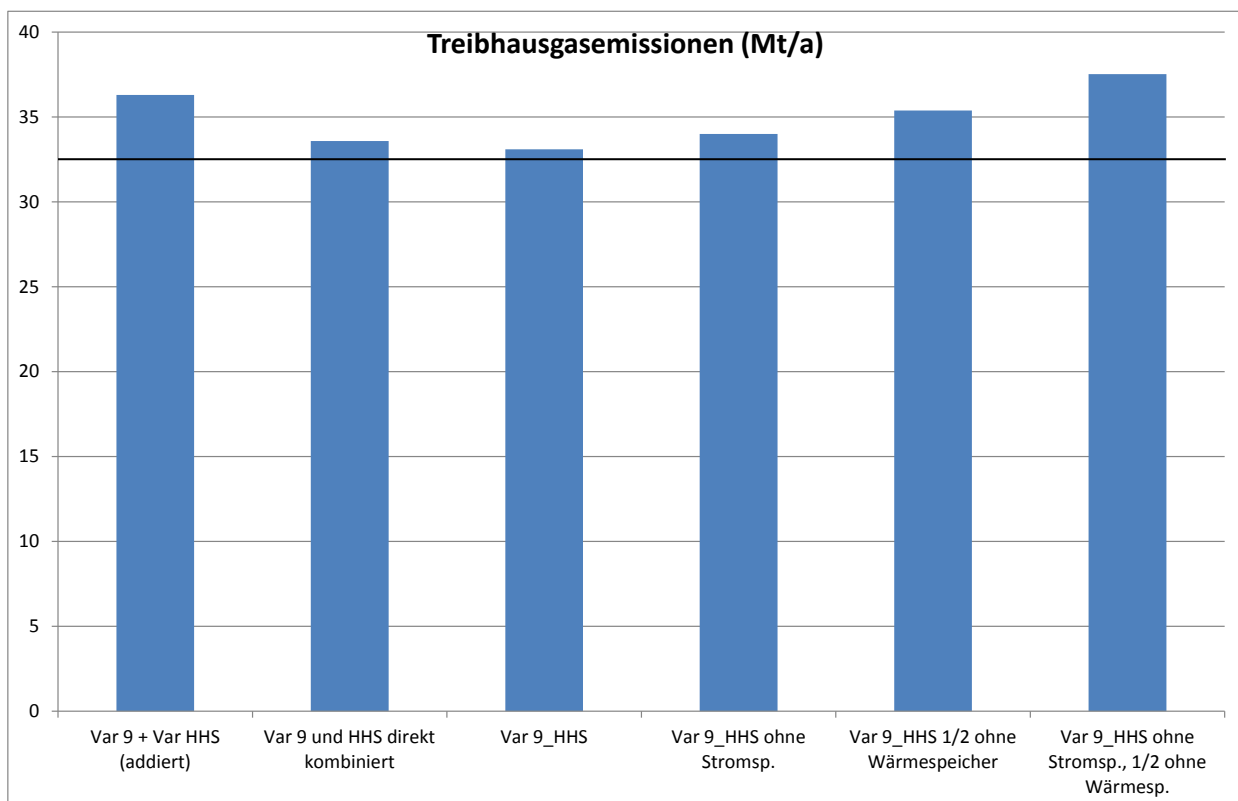


Abbildung 74: Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom: Treibhausgasemissionen
schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude Wärme und Strom 32,5 Mt_{CO2e}/a

Der Biomasseverbrauch liegt in allen Varianten im Bereich der Zielvorgabe von 65 TWh/a, und zwar mit ca. 66 TWh/a auch in der zweiten Variante (Var 9 und HHS direkt kombiniert), obwohl hier keine Nachjustierung stattgefunden hat. Unterschiede bestehen vor allem im Erdgasverbrauch und dementsprechend bei den Treibhausgasemissionen. Diese liegen in der zweiten und dritten Variante, also im kombinierten Gesamtsystem, etwas günstiger als bei dem separaten Systemansatz der ersten Variante. Insbesondere wird in der neuen Basisvariante (Var 9_HHS) ein Wert von rund 33 Mt/a erreicht, während dieser in der ersten Variante ganz links bei ca. 36 Mt/a liegt. Der Synergieeffekt eines kombinierten Gesamtsystems gegenüber der Einzelbetrachtung der Bereiche Wärme und Strom ist hier also noch einmal abschließend erkennbar: Dieser Effekt ist einerseits nicht unwesentlich, andererseits aber in seiner Größenordnung von knapp 10 % bezogen auf die Gesamtemissionen insgesamt von begrenzter Bedeutung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Emissionen in allen dargestellten Fällen in der Nähe des langfristigen Zielwerts befinden, also deutlich gegenüber heute reduziert sind⁹⁴. Allerdings wird der Zielwert von 32,5 Mt/a noch nicht ganz erreicht.

Der komplette Verzicht auf die Stromspeicher (vierte Variante: Var 9_HHS ohne Stromspeicher) führt insgesamt zu geringen Mehremissionen gegenüber der Basisvariante (dritte Variante: Var 9_HHS), der Effekt eines Verzichts auf die Wärmespeicher bei nur der Hälfte des Gebäudebestandes ist allerdings deutlich größer⁹⁵ (vorletzte Variante: Var 9_HHS ½ ohne Wärmespeicher). Bei nicht durchgängig vorhandenen Wärmespeichern sind die Mehremissionen durch einen Verzicht auf die Stromspeicher größer (vgl. vorletzte und letzte Variante) als bei kompletter Ausstattung des Wohngebäudebestands mit Wärmespeichern (vgl. vierte und dritte Variante).

Die folgenden Abbildungen (zeigen Ergebnisse einer entsprechenden Untersuchung für die Basisvarianten 6 (rein elektrische Variante) und 7 (durchgängig bivalente Wärmepumpen). Es sind jeweils drei Fälle dargestellt, die den ersten drei der zuvor mit Basisvariante 9 untersuchten Fälle entsprechen:

- Var 6/7 + Var HHS (addiert): In dieser Variante werden die Wärmeversorgung und der Haushaltsstrom durch separate Systeme bereitgestellt. Die Ergebnisse der jeweiligen Einzeluntersuchungen wurden hier addiert.
- Var 6/7 und HHS direkt kombiniert: Hier wird die Versorgung des Wohngebäudesektors mit Wärme und Haushaltsstrom mit den Ansätzen der Basisvarianten 6 bzw. 7 und der Basisvariante Haushaltsstrom gemeinsam berechnet.
- Var 6/7_HHS (Basisvarianten 6/7 mit Haushaltsstrom): Gegenüber der vorherigen Variante wird der Biomasseverbrauch genauer auf den Zielwert (65 TWh/a) einjustiert, in Variante 7 wird außerdem der Biomasseverbrauch allein auf die Pelletkessel verlagert, Biomasse-Kraftwerke werden also nicht mehr betrachtet. Hier handelt es sich um die neue (Gesamt-)Basisvariante 6 bzw. 7 mit Einbeziehung des Haushaltsstroms.

Abbildung 75 und Abbildung 76 zeigen die Ergebnisse für den Brennstoffverbrauch und die Treibhausgasemissionen.

⁹⁴ Der Zielwert liegt bezogen auf die Emissionen im Basisjahr 1990 bei 12,5 % (entsprechend einer Reduktion um 87,5 %). Ein Effekt von rund 10 % bezogen auf diese 12,5 % bedeutet also nur wenig mehr als 1 % bezogen auf den Ausgangswert.

⁹⁵ Bei dem Vergleich ist zu berücksichtigen, dass den Wärmespeichern in den Untersuchungsfällen insgesamt eine deutlich größere Gesamtkapazität zukommt als den Stromspeichern (bemessen an der speicherbaren Energiemenge von Wärme bzw. elektrischem Strom).

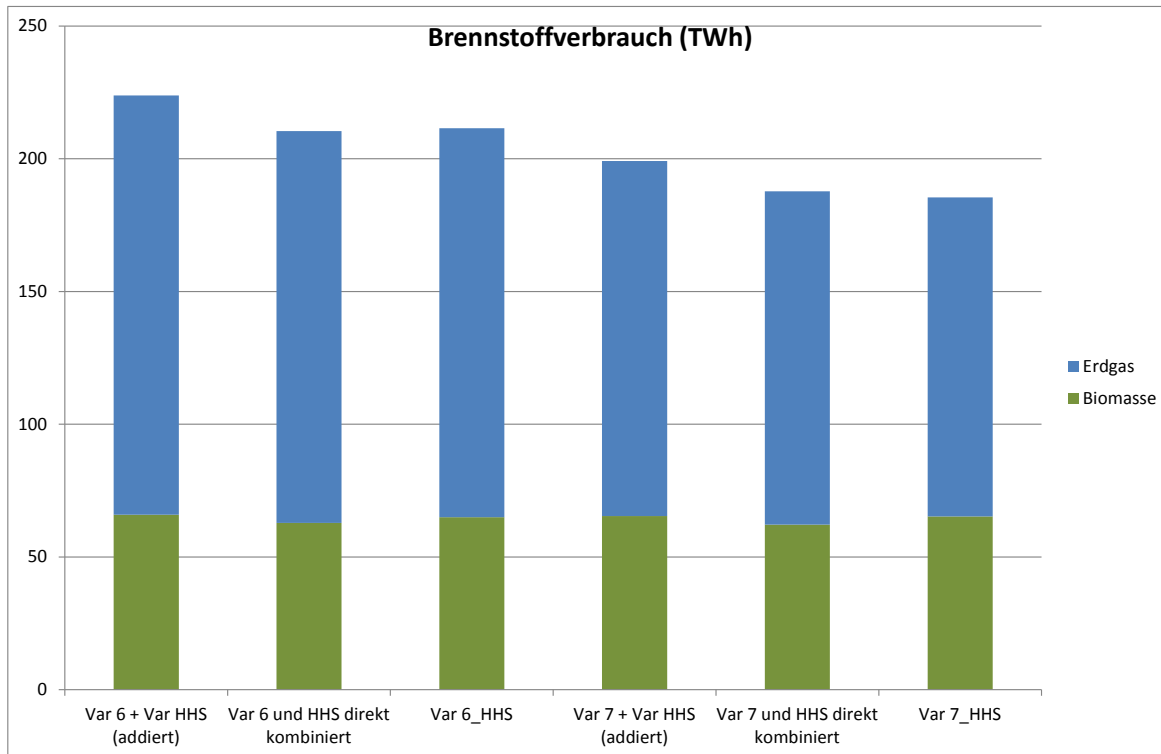


Abbildung 75: Basisvarianten 6 und 7 mit Haushaltsstrom: Brennstoffeinsatz
bezogen auf den (unteren) Heizwert

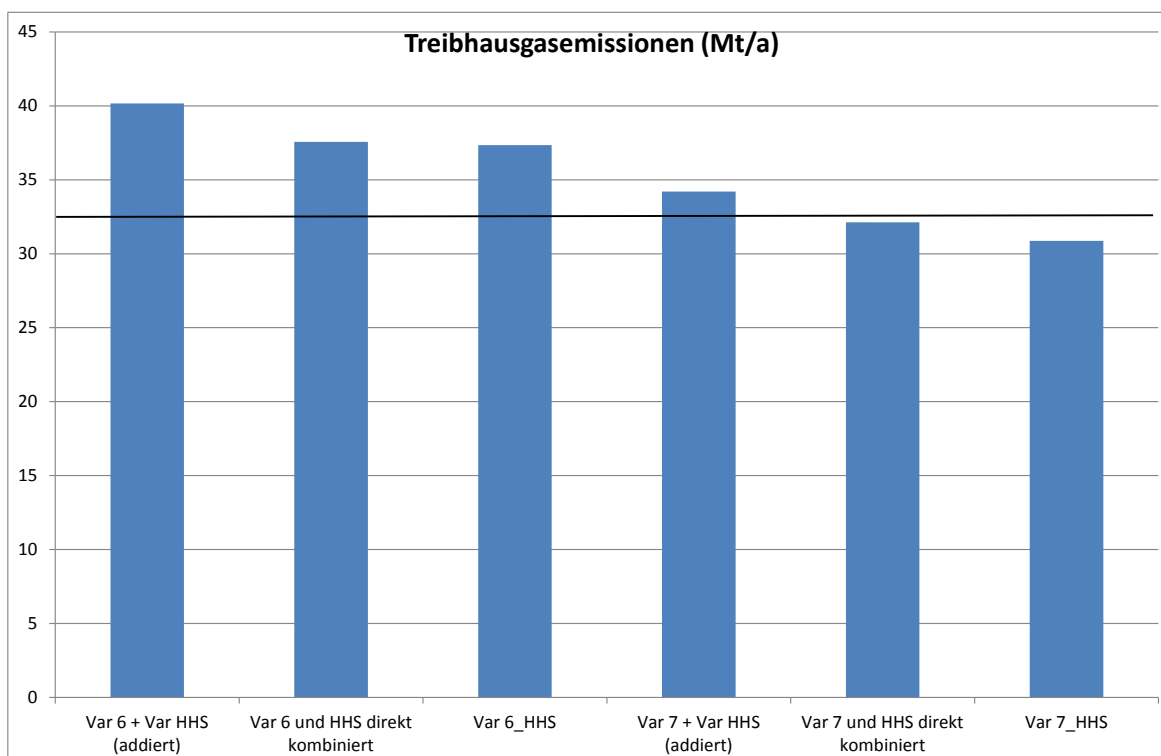


Abbildung 76: Basisvarianten 6 und 7 mit Haushaltsstrom: Treibhausgasemissionen
CO₂-Äquivalente (Megatonnen CO_{2e} pro Jahr) aller beim Brennstoffeinsatz entstehenden Treibhausgase inklusive Vorketten der Brennstoffgewinnung
schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude Wärme und Strom 32,5 Mt_{CO2e}/a

Auch hier zeigt sich (wie bei Basisvariante 9), dass die gemeinsame Analyse von Haushaltsstrom und Wärmeversorgung im Gesamtsystem (direkt kombiniert bzw. als neue Basisvarianten Var 6_HHS und Var 7_HHS) im Hinblick auf den Brennstoffverbrauch und die Treibhausgasemissionen signifikant günstiger abschneidet als die separate Betrachtung und Addition der Einzelsysteme. Bei Var 6_HHS ergeben sich etwa 37 Mt/a und damit eine Einsparung von knapp 3 Mt/a bzw. etwa 7 % gegenüber der ersten Variante Var 6 + Var HHS (addiert) mit rund 40 Mt/a. Die Basisvariante 7 mit Haushaltsstrom (Var 7_HHS) kommt auf rund 31 Mt/a und liegt damit ebenfalls 3 Mt/a bzw. hier rund 9 % unter den Emissionen von Var 7 + Var HHS (addiert). Ähnlich wie bei der Basisvariante 9 wird also auch hier ein Synergieeffekt der Systemkombination in der Größenordnung von (knapp) 10 % gegenüber den Einzelsystemen erreicht. In der Basisvariante 7 mit Haushaltsstrom kann der Emissionszielwert von 32,5 Mt/a eingehalten werden.

Insbesondere im Hinblick auf die „rein elektrische“ Basisvariante 6 ist in Abbildung 77 noch die elektrische Leistung nach Einzelsystemen dargestellt.

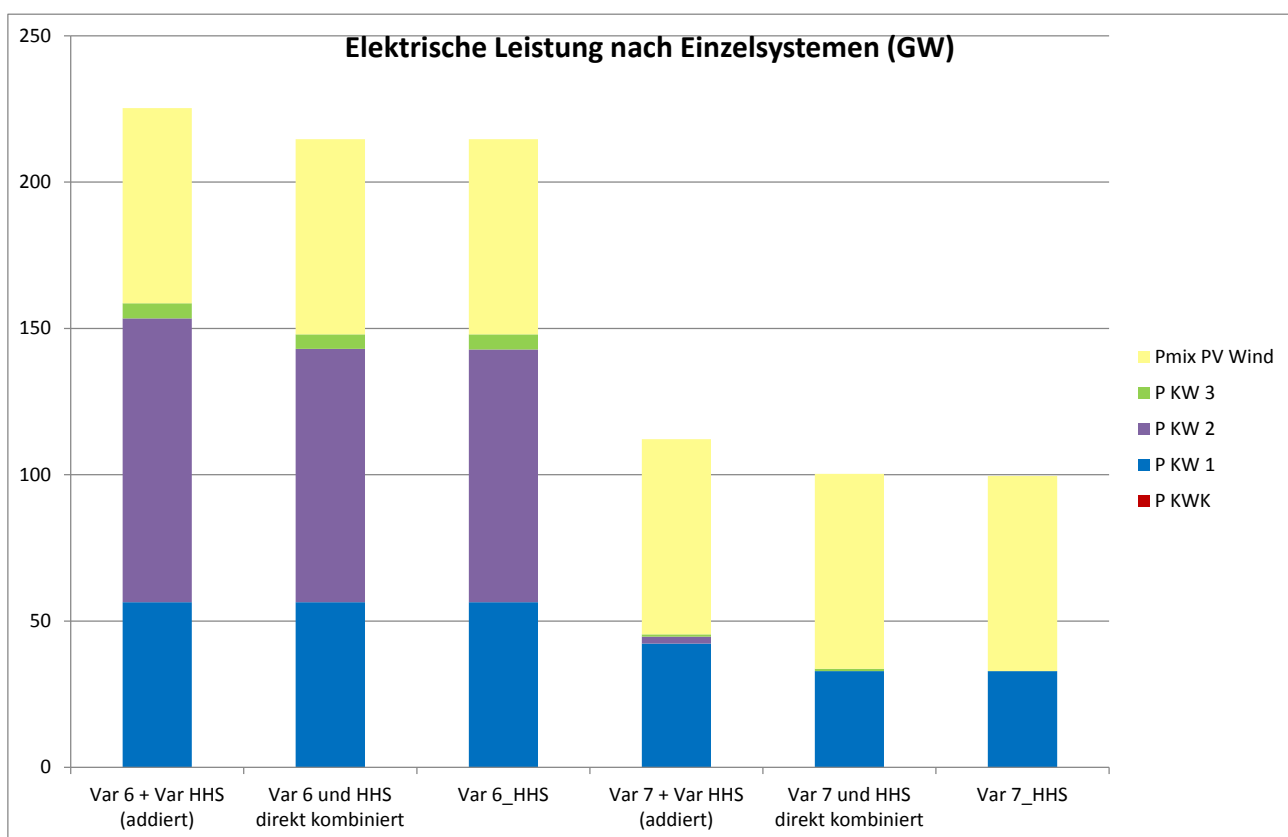


Abbildung 77: Basisvarianten 6 und 7 mit Haushaltsstrom: Stromerzeugungsleistung (netto) nach Einzelsystemen

KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

Kraftwerke (KW): 1: Erdgas-GuD-KW, 2: Gasturbinen-KW, 3: Holz-KW

Durch die Kombination von Wärmeversorgung und Haushaltsstrom (Var 6 und HHS direkt kombiniert bzw. Var 6_HHS) zeigt sich gegenüber der separaten Betrachtung (Var 6 + Var HHS addiert) im Hinblick auf die konventionelle Kraftwerksleistung in den brennstoffbetriebenen Kraftwerken (KW 1-3) eine Abnahme, und zwar um rund 10 GW (bzw. 6 %) von 158 auf 148 GW.

Abbildung 78 zeigt die Stromerzeugung für Wärme und Haushaltsstrom nach Einzelsystemen für die Basisvarianten 6 und 7.

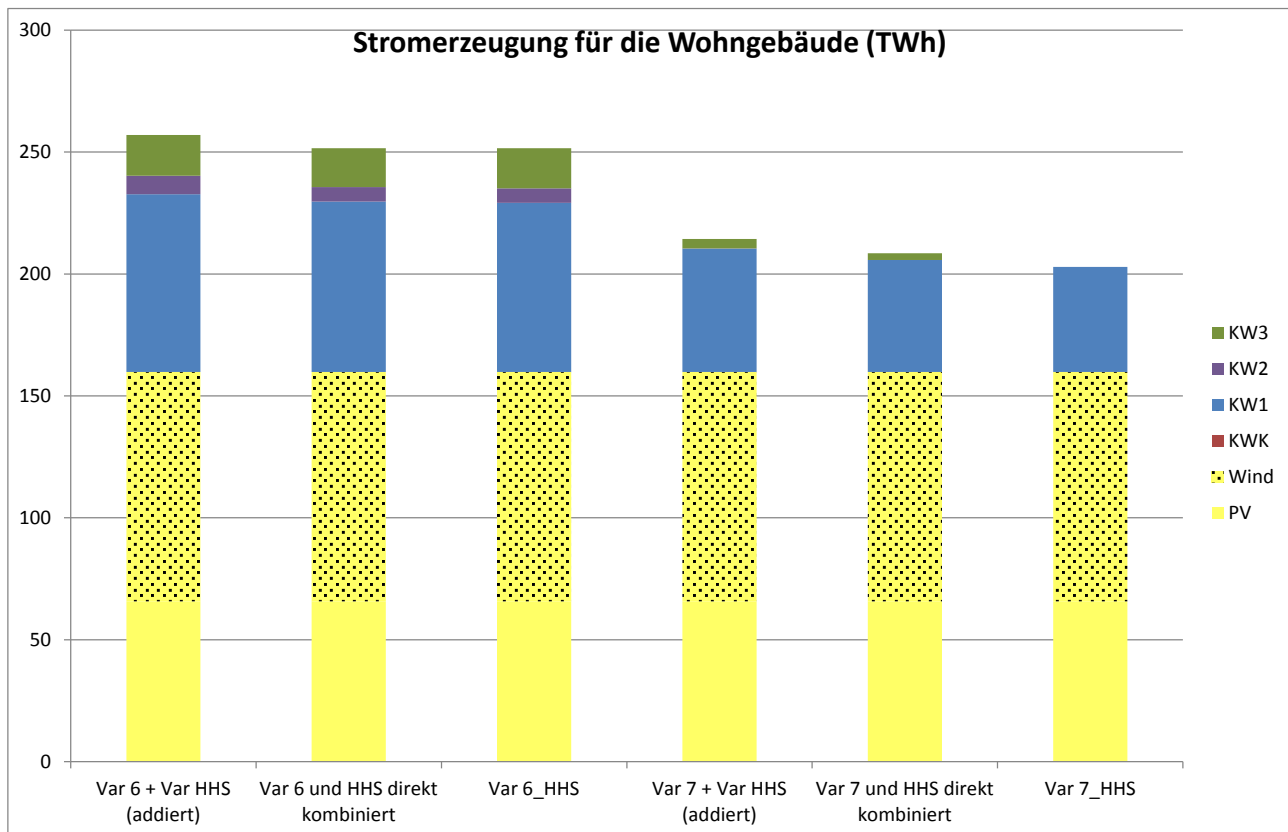


Abbildung 78: Basisvarianten 6 und 7 mit Haushaltsstrom: Jährliche Stromerzeugung (netto) für die Wohngebäude

Kraftwerke (KW): KW 1: Erdgas-GuD-KW, KW 2: Gasturbinen-KW, KW 3: Holz-KW

Von besonderem Interesse ist auch hier die Basisvariante 6, da bei diesem Ansatz der gesamte Energiebedarf der Wohngebäude elektrisch gedeckt wird und daher der Anteil der Photovoltaik- und Windstromerzeugung gleichzeitig dem Gesamtbeitrag von Sonne und Wind (also der fluktuierenden regenerativen Energiequellen) an der Wohngebäude-Energieversorgung entspricht⁹⁶. Dieser Anteil beträgt in der Basisvariante 6 (Var 6_HHS) etwa 64 % (rund 160 TWh/a von insgesamt 260 TWh/a)⁹⁷. In der Basisvariante Haushaltsstrom liegt der Anteil sogar bei 69 % (vgl. Abbildung 64, linker Balken: 47 TWh/a Solar- und Windstrom bezogen auf einen Gesamtstromverbrauch von 69 TWh/a). Bei der ausschließlichen Wärmeversorgung in der ursprünglichen Basisvariante 6 sind es dagegen 60 % (vgl. Abbildung 10, Var 6: 113 TWh/a bezogen auf 189 TWh/a).

⁹⁶ In Basisvariante 7 ist die Darstellung dagegen insofern unvollständig, als hier immer auch noch parallel eine Wärmebereitstellung über Heizkessel erfolgt.

⁹⁷ Die Betrachtung ist hier und im Folgenden insofern etwas vereinfacht, als die Beiträge zur Deckung der Wärme- und Stromspeicherverluste und des Überschussstroms mitbetrachtet werden. Diese – im Vergleich zu einer brennstoffbasierten Energieversorgung – zusätzlichen Verluste werden weitgehend durch nicht direkt nutzbare Sonnen und Windenergie hervorgerufen. Sie belaufen sich in der Basisvariante Var 6_HHS auf rund 6 TWh/a an Überschussstrom und Stromspeicherverlusten und 7 TWh/a an Wärmespeicherverlusten. Zieht man ebenfalls vereinfachend den Gesamtbetrag von 13 TWh/a (also auch die Wärmeverluste) von der nutzbaren PV-/Windstromerzeugung ab, so erhält man als (nutzbaren) Anteil von Sonne und Wind einen Wert von ungefähr $(160-13)/(260-13) = 60\%$.

5.4 Variation des Solar- und Windstromanteils

Der Anteil der durch Photovoltaik und Windkraft bereitgestellten elektrischen Energie ist von zentraler Bedeutung für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Stromsektor. In Anlehnung an die Untersuchungen zum vereinfachten Modell der Wohngebäude-Wärmeversorgung in Kapitel 4 werden hier auch für den Haushaltsstromverbrauch entsprechende Parameterstudien durchgeführt. Ergänzend wird dabei auch der elektrische Hilfsstrom der Wärmeversorgung betrachtet, der in Kapitel 4 nicht detailliert analysiert wurde. Am Ende des Kapitels 5.4 wird auch der gesamte Stromverbrauch der Wohngebäude, aus Haushaltsstrom, Hilfsstrom und Stromeinsatz für die Wärmeversorgung untersucht.

In den Untersuchungen wurde die Stromverbrauchskurve mit einem Jahresverbrauch von E_{ges} vorgegeben und der Anteil der Solar- und Windstromerzeugung E_{SW} gesteigert. Gegebenenfalls wurden elektrische Energiespeicher mit berücksichtigt. Im Ergebnis ist ein bestimmter Anteil von E_{SW} in Höhe von $E_{\text{SW,Nutz}}$ innerhalb des betrachteten Systems nutzbar, d. h. es reduziert sich um diesen Betrag die Strommenge, die durch brennstoffbetriebene Kraftwerke gedeckt werden muss. Die verbleibende Differenz $E_{\text{SW}} - E_{\text{SW,Nutz}}$ tritt entweder in elektrischen Energiespeichern als Verlust auf, oder es handelt sich um Überschussstrom, der die Systemgrenzen verlässt und in diesem Fall als nicht nutzbar angenommen wird. Es lassen sich in dieser Konstellation die folgenden Kenngrößen definieren⁹⁸:

$f_{\text{SW}} = E_{\text{SW}}/E_{\text{ges}}$: Anteil der Solar- und Windstromerzeugung am Gesamtbedarf

$D_{\text{SW}} = E_{\text{SW,Nutz}}/E_{\text{ges}}$: Erreichter Deckungsgrad der Solar- und Windstromerzeugung

Dabei ist zu beachten, dass die elektrische Energiebilanz hier immer auf Ebene der von den Endverbrauchern bezogenen Energiemengen (also netto) betrachtet wird, in den Größen E_{SW} und $E_{\text{SW,Nutz}}$ sind daher von der ursprüngliche Stromerzeugung in den PV- und Windkraftanlagen bereits die Verluste im Stromnetz subtrahiert.

Bei den Untersuchungen wurden die Anteile der Photovoltaik (PV) und der Windkraft (Wind) innerhalb von E_{SW} variiert. Betrachtet wurden die folgenden fünf Untersuchungsfälle:

- PV / Wind: 100 % / 0 % (nur PV)
- PV / Wind: 0 % / 100 % (nur Wind)
- PV / Wind: 50 % / 50 %
- PV / Wind: 67 % / 33 %
- PV / Wind: 33 % / 67 %

Abbildung 79 zeigt für den Haushaltsstrom den Verlauf des Deckungsgrads D_{SW} als Funktion des Solar-/Windstromanteils f_{SW} . Elektrische Energiespeicher wurden dabei noch nicht berücksichtigt. Neben den Kurven für die fünf Untersuchungsfälle sind als gestrichelte Linien noch die Vergleichsfälle $D_{\text{SW}} = f_{\text{SW}}$ (d. h. Steigungsfaktor $m = 1$ bzw. 100 % Nutzung), $D_{\text{SW}} = 0,90 f_{\text{SW}}$ (90 % Nutzung) und $D_{\text{SW}} = 0,67 f_{\text{SW}}$ (67 %, also zwei Drittel Nutzung) eingetragen.

⁹⁸ Als weitere Kenngröße ließe sich der Nutzungsanteil, also der Anteil des (im betrachteten System) genutzten Solar- und Windstroms, betrachten: $m = E_{\text{SW,Nutz}} / E_{\text{SW}} = D_{\text{SW}} / f_{\text{SW}}$. Diese Größe ergibt sich also direkt als Quotient aus den beiden anderen Kennwerten und lässt sich in der graphischen Darstellung in den folgenden Abbildungen als Steigung ablesen.

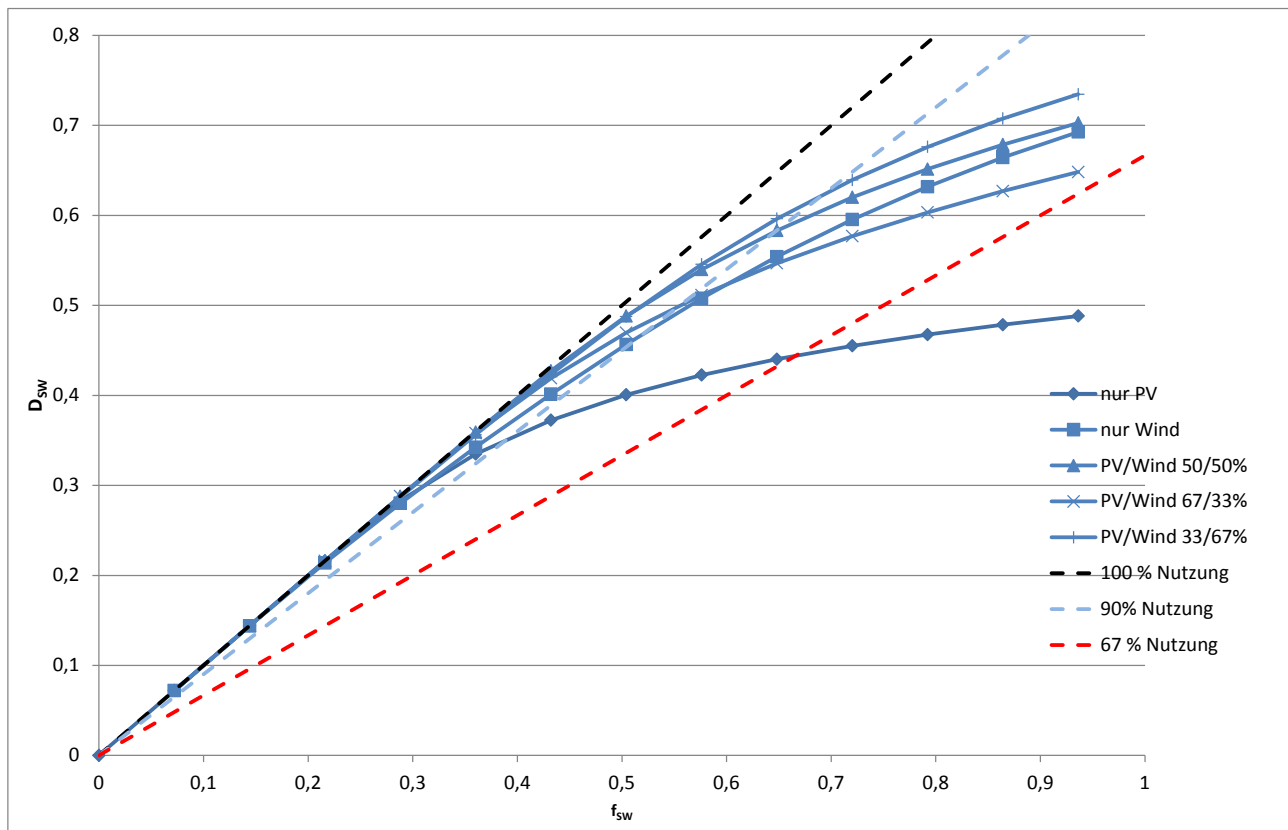


Abbildung 79: Haushaltsstrom, ohne Stromspeicher: Deckungsgrad D_{SW} der Solar- und Windstromerzeugung in Abhängigkeit vom Solar-/Windstromanteil f_{SW}

Am tiefsten verläuft die Kurve für die reine Solarstromnutzung („nur PV“), hier ergeben sich also bei gleichem Anteil der verwendeten regenerativen Energie die geringsten Deckungsgrade. Bis etwa zu einem Anteil von etwa $f_{SW} = 0,3$ verläuft aber auch diese Kurve auf der gestrichelten schwarzen Linie, also auf der „Winkelhalbierenden“ $D_{SW} = f_{SW}$, d. h. der Photovoltaikstrom ist bis zu diesem Anteil quasi vollständig nutzbar. Im weiteren Verlauf wird die Kurve schnell flacher. Nimmt man Verluste (hier allein in Form von nicht nutzbarem Überschussstrom) von bis zu einem Drittel in Kauf, so lassen sich mit Solarstromanteilen von rund 0,67 (also etwa zwei Drittel des gesamten Strombedarfs) Deckungsgrade von etwa 45 % erreichen (Schnittpunkt mit der gestrichelten roten Linie). Der Grenznutzen einer zusätzlichen Solarstromnutzung ist in diesem Bereich nur noch sehr gering: Die Kurvensteigung beträgt in der Nähe des Schnittpunkts nur noch etwa 0,2. Es werden an dieser Stelle also nur noch 20 % jeder zusätzlich erzeugten Kilowattstunde Solarstrom für die Haushaltsstromversorgung genutzt.

Bei der Nutzung von Windstrom verlaufen die Kurven deutlich günstiger. Die alleinige Windstromnutzung stellt hier aber – anders als bei der Wärmeversorgung in Abbildung 41 auf Seite 76 – nicht das Maximum dar: Noch günstiger verläuft der Mix aus einem Drittel Solar- und zwei Dritteln Windstrom. Betrachtet man einen Nutzungsanteil von 90 % (Schnittpunkt mit der hellblau gestrichelten Linie), so lässt sich bei einem Anteil des regenerativ erzeugten Stroms von rund 70 % ein Deckungsanteil von mehr als 60 % erreichen. Auch die Kurve mit je 50-prozentigem Solar- und Windstromanteil (Symbol: blaue Dreiecke) verläuft ähnlich günstig.

Der Fall mit Verwendung von elektrischen Energiespeichern ist in Abbildung 80 dargestellt. Die entsprechenden Kurven sind grün gefärbt, zur Orientierung ist die Kurve mit je 50prozentigem Solar- Windstromanteil ohne Stromspeicher aus der vorangehenden Abbildung 79 noch einmal mit eingetragen (blaue Dreiecke). Die Gesamtkapazität der Stromspeicher wurde zu 40 GWh für den gesamten Wohngebäudebe-

stand angesetzt, bezogen auf den gesamten jährlichen Haushaltsstrombedarf von rund 65 TWh sind dies rund 0,6 Promille.

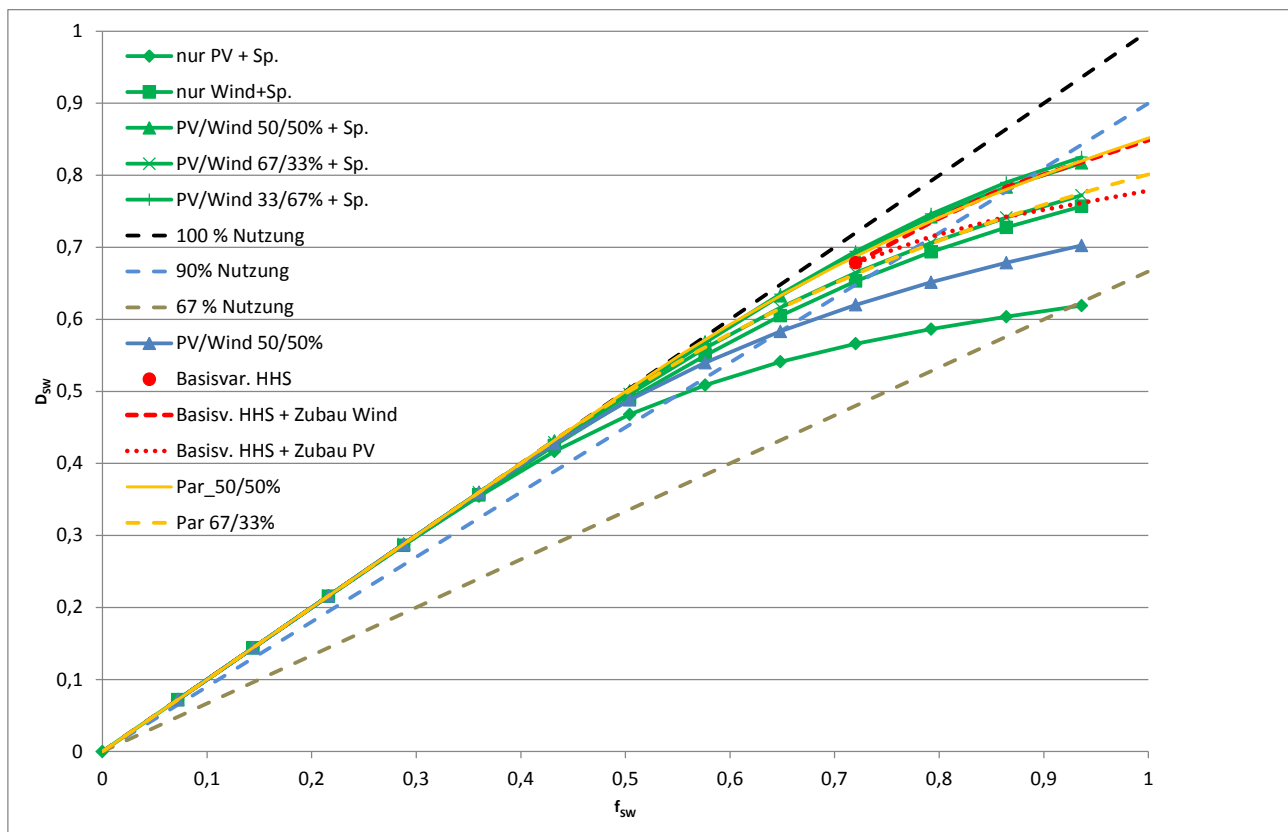


Abbildung 80: Haushaltsstrom, mit Stromspeicher: Deckungsgrad D_{SW} der Solar- und Windstromerzeugung in Abhängigkeit vom Solar-/Windstromanteil f_{SW}

Der Vergleich der beiden Abbildungen zeigt, dass bei höheren Solar- und Windstromanteilen (grob gesprochen oberhalb von Werten von 50 % für f_{SW}) durch die elektrischen Energiespeicher eine merkliche Anhebung des Nutzungsgrades erreicht wird.

Die in den vorangegangenen Abschnitten diskutierte Basisvariante Haushaltsstrom ist in Abbildung 80 als roter Punkt mit eingetragen (Basisv. HHS), ebenso die in Kapitel 5.2 untersuchte Ausweitung des Solar- und Windstromanteils (rot gepunktete bzw. gestrichelte Linie). Die Ergebnisse dieser konkreteren Szenarien lassen sich also auch in dieser abstrakteren Darstellung plausibel nachvollziehen.

Ähnlich wie bei der Analyse der Wärmeversorgung in Kap. 4.3 lässt sich auch hier eine Parametrisierung der Kurven, d.h. die Überführung der auf Einzelberechnungen und damit Einzelpunkten beruhenden Kurven in eine kontinuierliche Funktionsgleichung, durchführen. Exemplarisch sind in gelb die resultierenden Kurven für den je 50-prozentigen Solar- und Windstromanteil bzw. mit den 67-prozentigen Solar und 33-prozentigen Windstromanteil eingezeichnet (Par 50/50% bzw. Par 67/33%).

Für die Funktionsgleichung $D_{SW}(f_{SW})$ wurde folgender Ansatz gewählt:

$$D_{SW} = f_{SW} \quad \text{für } f_{SW} \leq c$$

$$D_{SW} = (1 - c) (1 - a e^{-b(x-c)}) + c \quad \text{für } f_{SW} > c \quad (\text{mit } x = f_{SW})$$

Die jeweilige Kurve verläuft also bis zu einem bestimmten Wert $f_{SW} = c$ auf der Winkelhalbierenden und wird dann im weiteren Verlauf gemäß der Exponentialverlauf allmählich immer flacher.

Die erste Ableitung der Funktion lautet:

$$D'_{SW} = 1 \quad \text{für } f_{SW} \leq c$$

$$D'_{SW} = (1 - c) a b e^{-b(x-c)} \quad \text{für } x > c \quad (\text{mit } x = f_{SW})$$

Für $x = c$ nimmt die untere Funktionsgleichung den Wert $D'_{SW}(c) = (1-c) a b$ an.

Um einen stetigen Übergang der 1. Ableitung zum oberen Kurvenstück zu erreichen, ist also beispielsweise a in Abhängigkeit von b und c wie folgt zu wählen:

$$a = 1 / ((1-c) b).$$

Für die beiden dargestellten Kurven lauten die gewählten Parameter $b = 1,5$ und $c = 0,5$ (Par 50/50%) bzw. $b = 1,7$ und $c = 0,44$ (Par 67/33 %).

Die bisherigen Untersuchungen wurden mit den Wetterdaten des Jahres 2012, also den „Standard“-Wetterdaten der vorliegenden Untersuchung, durchgeführt. Abbildung 81 zeigt für den Fall einer je 50-prozentigen Aufteilung zwischen Photovoltaik und Windkraft die Ergebnisse für die weiteren Untersuchungsjahre 2011 bzw. 2013-2015. Das Jahr 2012 ist ebenfalls mit eingezeichnet (grüne Kurve mit Dreiecksymbol).

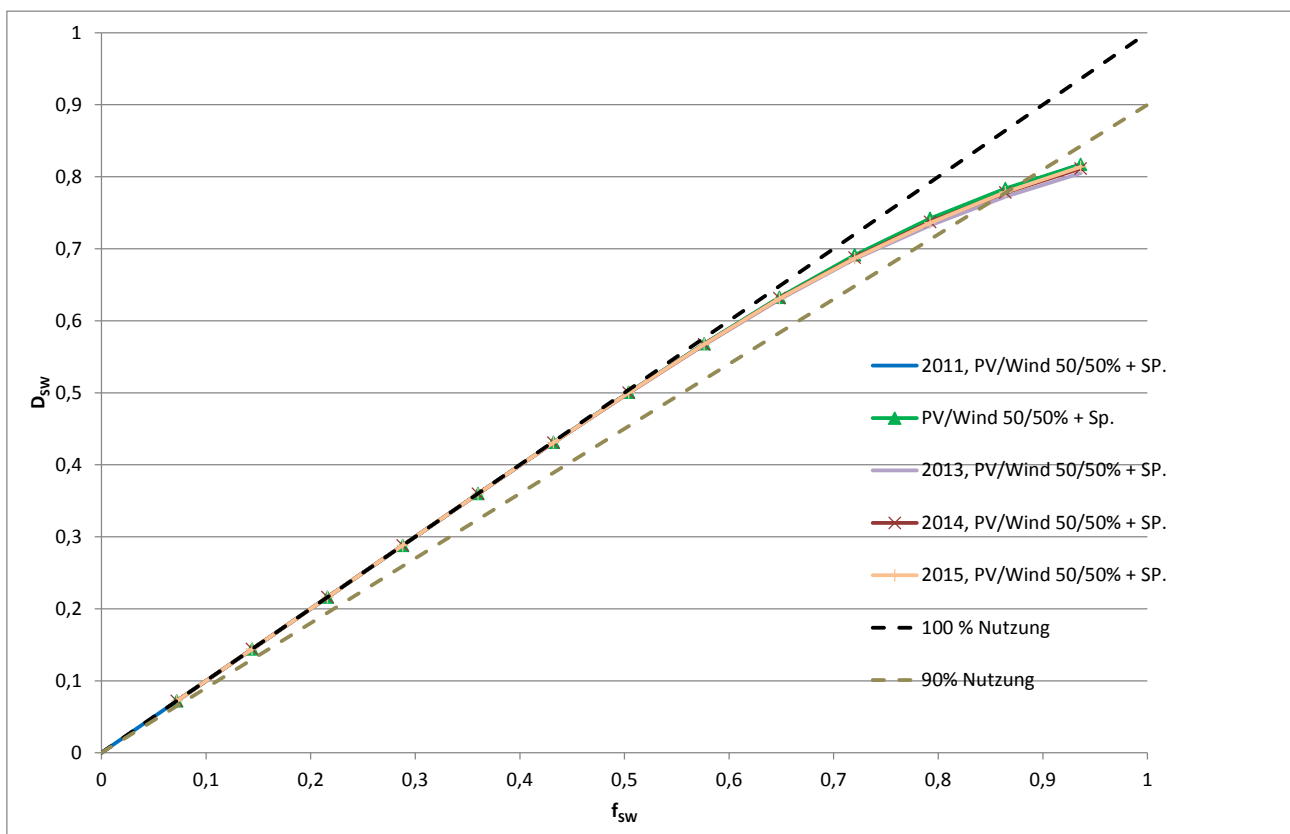


Abbildung 81: Haushaltsstrom, mit Stromspeicher, je 50 % Solar- und Windenergie: Deckungsgrad D_{SW} der Solar- und Windstromerzeugung in Abhängigkeit vom Solar-/Windstromanteil f_{SW} und vom Untersuchungsjahr

Die Kurvenverläufe lassen sich in der Abbildung kaum unterscheiden, offensichtlich besteht hier also keine starke Abhängigkeit des Ergebnisses vom Wetterverlauf im jeweiligen Jahr⁹⁹.

Der Hilfsstrom für die Wärmeversorgung ist in den bisher dargestellten Kurven für den Haushaltsstrom nicht mit eingerechnet, auch in den auf die Wärmeerzeugung bezogenen Untersuchungen in Kapitel 4 wurde er nur mit einem Pauschalansatz berücksichtigt.

Vor diesem Hintergrund zeigt Abbildung 82 zunächst die entsprechenden Ergebnisse für den Hilfsstrom allein (ohne Stromspeicher), Abbildung 83 und Abbildung 84 zeigen die Resultate für die Kombination von Haushaltsstrom und Hilfsstrom. Dabei wurde der zeitliche Verlauf des Hilfsstroms der Basisvariante 9 angesetzt. Bei Betrachtung anderer Basisvarianten (untersucht wurden Var 6 und Var 0) ergeben sich sehr ähnliche Ergebnisse¹⁰⁰.

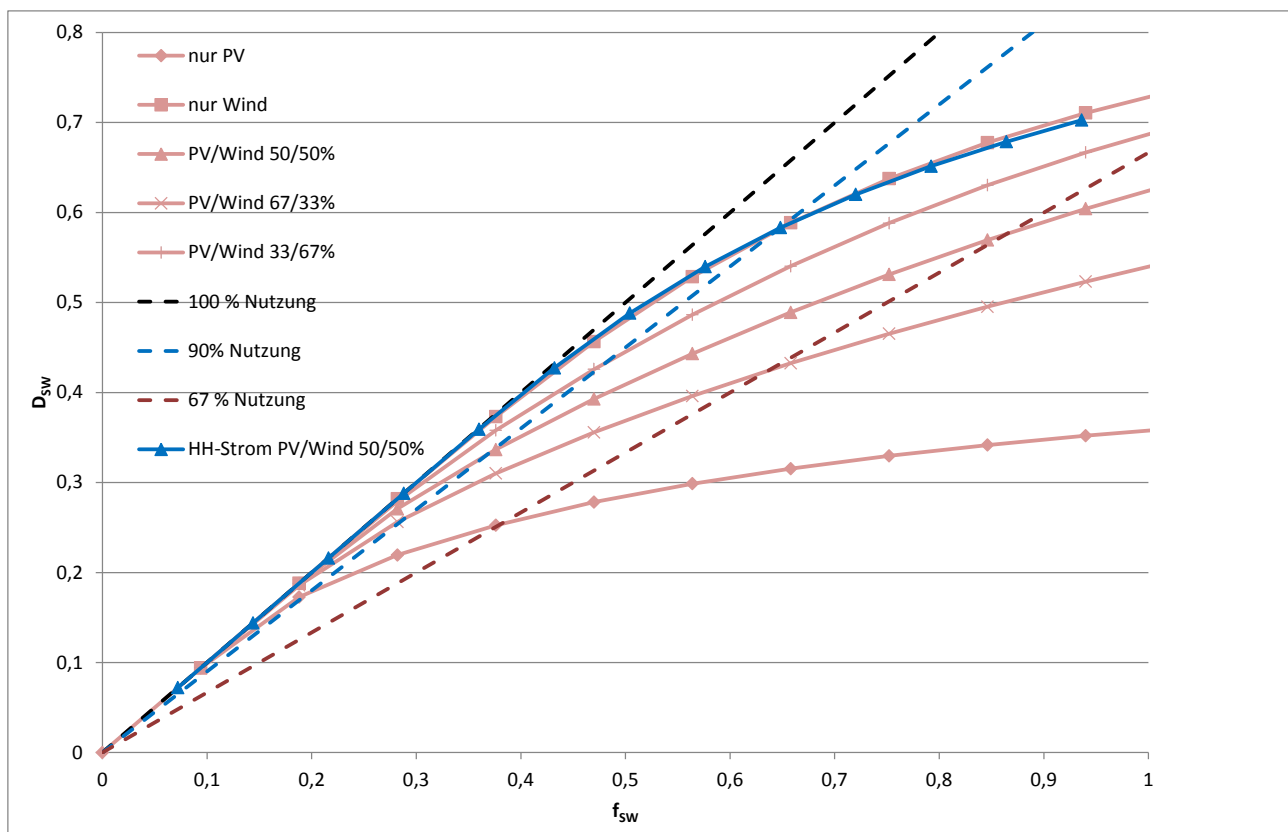


Abbildung 82: Hilfsstrom der Wärmeversorgung, ohne Stromspeicher: Deckungsgrad D_{SW} der Solar- und Windstromerzeugung in Abhängigkeit vom Solar-/Windstromanteil f_{SW}

Abbildung 82 macht deutlich, dass die Voraussetzungen für die Deckung des Hilfsstroms durch Photovoltaik- und Windstrom ungünstiger sind als beim Haushaltsstrom in Abbildung 79. Zum Vergleich ist aus die-

⁹⁹ In der Darstellung ist zu beachten, dass die Kurven immer das Verhältnis von Solar-/Windstromproduktion (f_{SW}) zum erreichten Ertrag (D_{SW}) widerspiegeln. Produktions- und Ertragsunterschiede bei gleicher installierter Anlagenleistung aufgrund der unterschiedlichen Wetterverhältnisse der verschiedenen Jahre treten natürlich auf, sind aber in der gewählten Darstellung nicht ablesbar. Anders als beim Wärmeverbrauch in Kapitel 4 ist beim Haushaltsstromverbrauch keine Wetterabhängigkeit angenommen worden. Lediglich der zeitliche Verlauf der Photovoltaik- und Windstromproduktion ist hier also jeweils für die dargestellten (kaum erkennbaren) Unterschiede maßgeblich.

¹⁰⁰ Eine merkliche Abweichung ergab sich nur für die ebenfalls untersuchte Basisvariante 3, in der auch Solarthermie eingesetzt wurde. Da der Hilfsstrombedarf der Solarthermie im Modell proportional zum Ertrag der Solarkollektoren angesetzt wurde, ist davon auszugehen dass dieser Anteil des Hilfsstroms sehr gut mit der Solarstromerzeugung korrespondiert, also quasi vollständig durch Photovoltaikstrom abgedeckt werden kann.

ser Abbildung (also nur für den Haushaltsstrom) der Fall mit hälftiger Aufteilung von Solar- und Windstrom mit eingetragen (HH-Strom PV/Wind 50/50%, blaue Dreiecke). Es ist weiterhin festzustellen, dass die Verwendung hoher Photovoltaik-Anteile im Vergleich zur Windkraft deutlich weniger günstig ist als beim Haushaltsstrom.

Allerdings ist der Hilfsstrom im Gesamtvolumen deutlich geringer als der Haushaltsstrom. In den folgenden Abbildungen, in denen beide Anteile gemeinsam betrachtet werden, wurde die Höhe des Hilfsstroms zu 10 TWh/a für den Wohngebäudesektor angenommen. Dies entspricht ungefähr der Größenordnung in den Basisvarianten, vgl. Abbildung 71 auf Seite 122¹⁰¹. Gemeinsam mit dem Haushaltsstrom von etwa 65 TWh/a addiert sich der Jahres-Stromverbrauch der Wohngebäude (ohne direkt für die Wärmeerzeugung eingesetzte Energie) zu 75 TWh/a. Für die Stromspeicher, die in Abbildung 84 mit berücksichtigt sind, wurden wiederum 40 GWh (hier also grob gesprochen 0,5 Promille des Jahresstromverbrauchs) angesetzt.

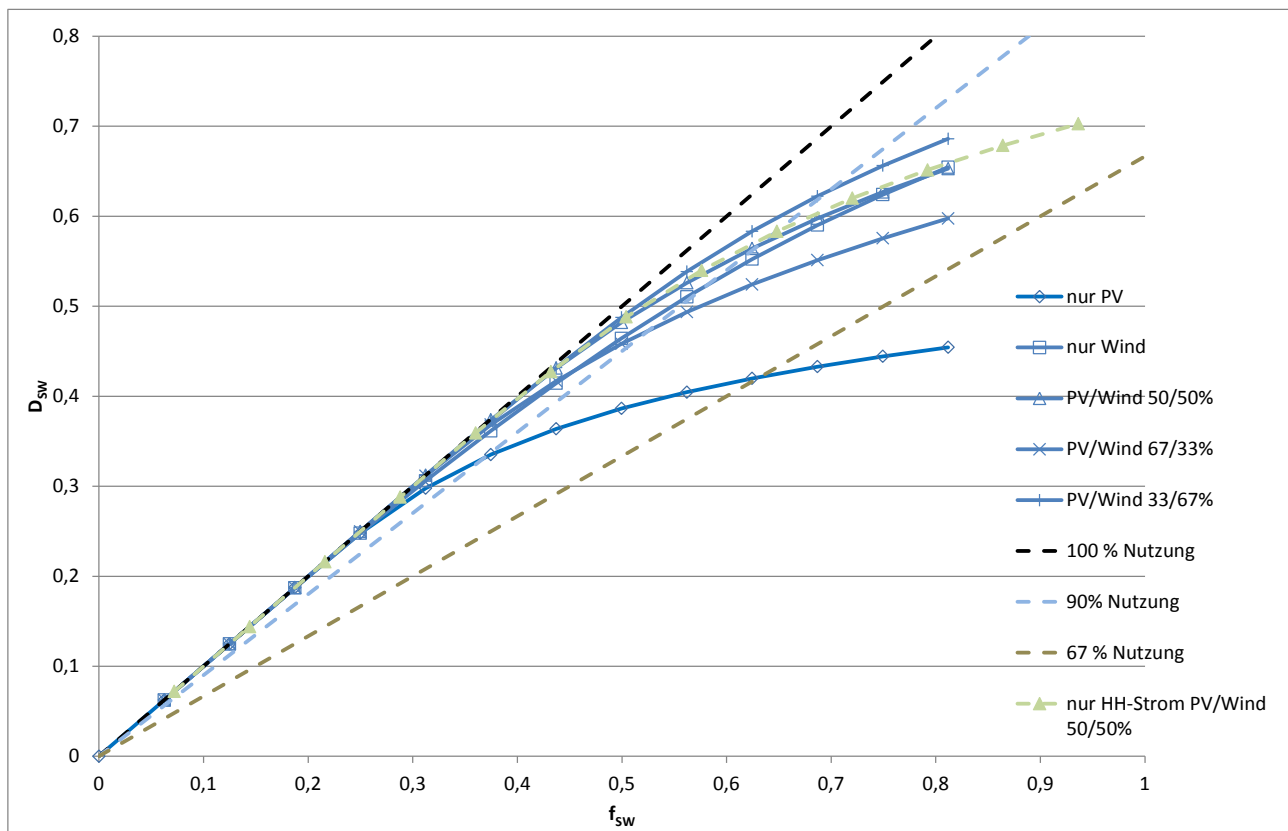


Abbildung 83: Haushaltsstrom und Hilfsstrom der Wärmeversorgung, ohne Stromspeicher: Deckungsgrad D_{SW} der Solar- und Windstromerzeugung in Abhängigkeit vom Solar-/Windstromanteil f_{SW}

¹⁰¹ Beispielsweise beläuft sich der Hilfsstromverbrauch in der Basisvariante 9 auf 11,3 TWh/a.

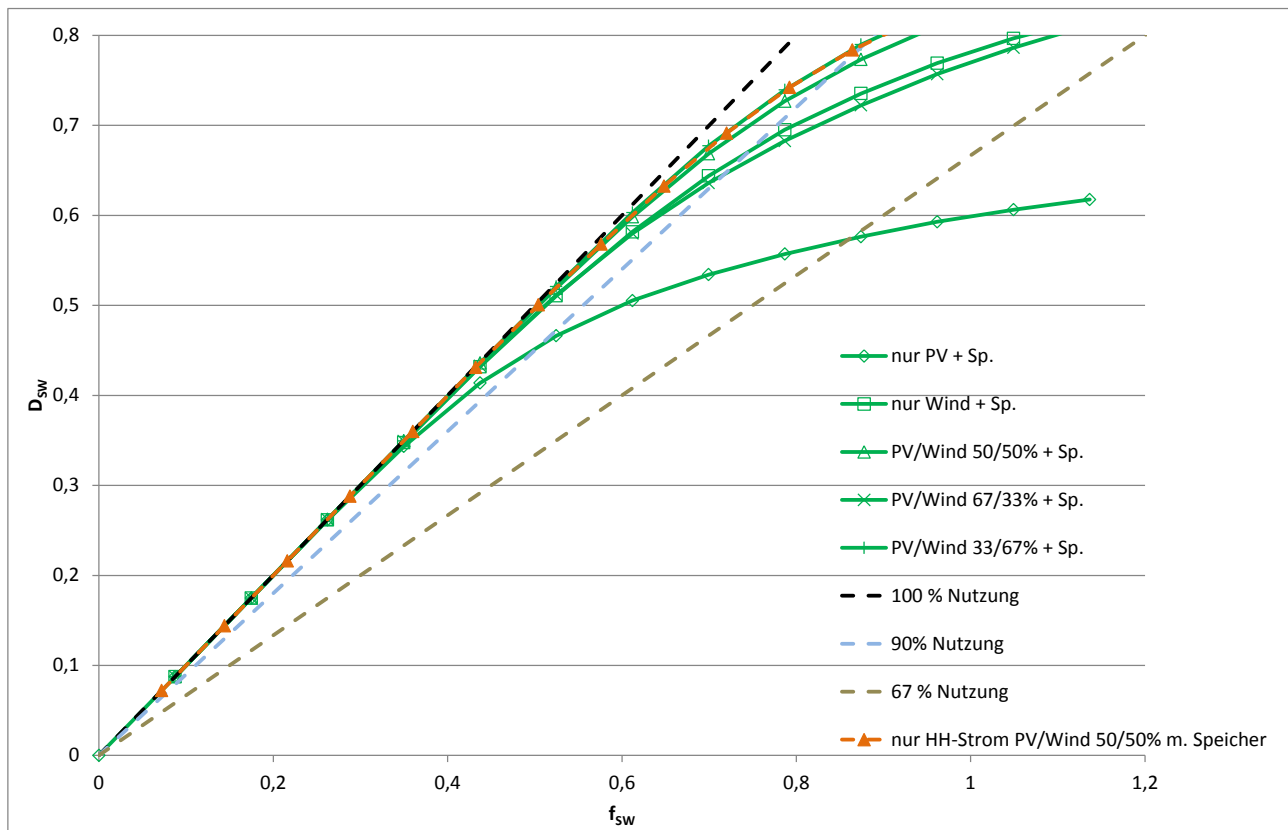


Abbildung 84: Haushaltsstrom und Hilfsstrom der Wärmeversorgung, mit Stromspeicher: Deckungsgrad D_{SW} der Solar- und Windstromerzeugung in Abhängigkeit vom Solar-/Windstromanteil f_{SW}

Durch Vergleich der Varianten PV / Wind 50 / 50 % (ungefüllte blaue bzw. grüne Dreiecke in Abbildung 83 und Abbildung 84) mit den ebenfalls eingezeichneten Varianten allein für den Haushaltsstrom (gefüllte hellgrüne bzw. orange Dreiecke aus Abbildung 79 und Abbildung 80) wird deutlich, dass die Hinzunahme des Hilfsstroms die ursprünglichen Kurvenverläufe für den Haushaltsstrom nicht wesentlich verändert.

5.5 Regionale Auswertungen (Hessen und Darmstadt)

In Fortführung der Untersuchungen in 3.5.5 und Kapitel 3.5.6 wird hier zunächst die Sensitivität der deutschlandweiten Ergebnisse im Hinblick auf die regionale Verteilung von Gebäuden, Photovoltaik- und Windkraftanlagen untersucht. Im Weiteren werden dann exemplarische Analysen zu den Gebäudebeständen und regionalen Potentialen in Hessen und Darmstadt durchgeführt.

Unter den 30 im Projekt verwendeten Wetterdatenstandorten stand für Hessen im Hinblick auf Gebäude-Energiebilanzen nur ein Fall zur Verfügung, der aus den Außentemperaturwerten von Dillenburg und den Solarstrahlungswerten von Gießen kombiniert wurde¹⁰². Für die Abbildung eines Bundeslandes erscheint ein einziger Standort zu wenig, daher wurden neben Gießen/Dillenburg (für Mittelhessen) noch zwei weitere Städte einbezogen, die zwar außerhalb aber nicht weit entfernt von der Grenze des Bundeslandes Hessen liegen: Göttingen (in Niedersachsen, hier für Nordhessen) und Mannheim (für Südhessen). Die Mann-

¹⁰² Dieses besondere Vorgehen einer Kombination von Standorten, die nicht in der selben Gemeinde liegen, wurde nur bei insgesamt zwei der insgesamt 30 Wetterdatenstandorte durchgeführt, um regionale Lücken zu schließen. Der zweite Fall ist die Kombination der Außentemperaturen am Flughafen Münster/Osnabrück mit den Solarstrahlungsdaten in Osnabrück. In allen anderen 28 Fällen liegen die Standorte für Außentemperatur und Solarstrahlung in derselben Gemeinde.

heimer Wetterdaten wurden außerdem für den Untersuchungsfall Darmstadt herangezogen¹⁰³. Bei der Modellierung des Windstroms stand für Hessen eine größere Anzahl von Wetterdatenstandorten zur Verfügung. Der Gebäudestandort Mannheim wurde mit Winddaten aus Frankfurt ergänzt. Darmstadt wurde auf die Betrachtung der Windenergie verzichtet. Alle Untersuchungen wurden mit den Wetterdaten des Jahres 2012 durchgeführt.

5.5.1 Effekte der regionalen Konzentration von Gebäuden und regenerativer Stromerzeugung

Abbildung 85 zeigt die Ergebnisse für die Treibhausgasemissionen im deutschen Wohngebäudebestand für den Fall, dass die Wetterdaten sowie die Standorte von Gebäuden, Photovoltaik- und Windkraftanlagen allein auf Hessen (3 Einzelstandorte, s.o.) bzw. Mannheim beschränkt werden. Diese rein theoretische Betrachtung mit einer Konzentration aller Gebäude und Anlagen an wenigen bzw. nur einem einzigen Standort dient zur Überprüfung des Einflusses der räumlichen Verteilung insbesondere der Photovoltaik- und Windkraft auf das Gesamtergebnis der Treibhausgasbilanz.

Die Abbildung zeigt links die Basisvariante 9 zunächst ohne Haushaltsstrom in der Standardberechnung und anschließend mit dem Standortbezug Hessen bzw. Mannheim. Die nächsten drei Balken zeigen dieselbe Analyse unter Berücksichtigung des Haushaltsstroms.

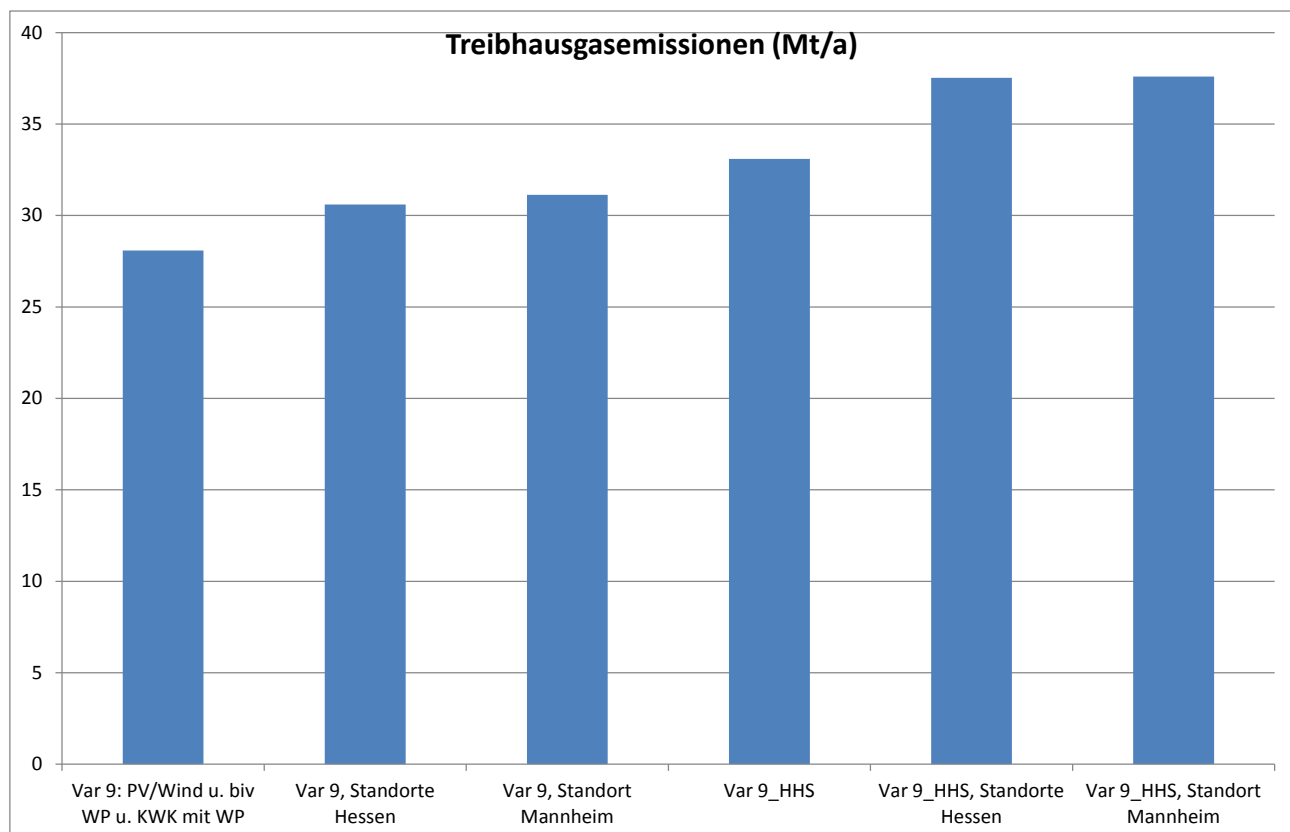


Abbildung 85: Deutscher Wohngebäudebestand mit Einschränkung der Wetterdaten sowie Photovoltaik- und Windkraftstandorte auf die Untersuchungsfälle Hessen und Mannheim: Jährliche Treibhausgasemissionen für Basisvariante 9 mit und ohne Haushaltsstrom

¹⁰³ Bei der Modellierung des Windstroms stand für Hessen eine größere Anzahl von Wetterdatenstandorten zur Verfügung. Der Gebäudestandort Mannheim wurde mit Winddaten aus Frankfurt ergänzt. Allerdings wurde im Untersuchungsfall Darmstadt in Kapitel 5.5.3 ganz auf die Einbeziehung der Windenergie verzichtet.

Im Diagramm wird deutlich, dass der Übergang von der deutschlandweiten Betrachtung (1. bzw. 4. Balken) zu den eingeschränkten Standorten Hessen (2. bzw. 5. Balken) eine merkliche, allerdings nicht drastische Erhöhung der Treibhausgasemissionen mit sich bringt. Diese liegt ungefähr bei 9 % (nur Wärmeversorgung) bzw. 13 % (inklusive Haushaltsstrom). Der weitere Übergang zu nur noch einem einzigen Standort (Mannheim) bringt hier keine relevanten Zusatzemissionen mehr mit sich.

Weitere Analysen (hier nicht abgebildet) zeigen, dass die Ursache vor allem in der eingeschränkten räumlichen Verteilung der Solar- und Windstromproduktion zu suchen ist: Würde man nur die Gebäudestandorte in Hessen bzw. Mannheim konzentrieren aber die Photovoltaik- und Windstromproduktion deutschlandweit betrachten, so läge das Ergebnis für die Treibhausgasemissionen wieder nahe an der Standardberechnung mit deutschlandweit verteilten Gebäudestandorten.

Im Unterschied zu den Ergebnissen in Kapitel 3.5.6, in denen nur ein geringer Einfluss einer eingeschränkten räumlichen Verteilung der Photovoltaik- und Windstromproduktion erkennbar waren, zeigt sich hier nun – bei noch stärkerer räumlicher Einschränkung der Untersuchungsstandorte – ein relevanter Effekt.

5.5.2 Untersuchungen zum hessischen Wohngebäudebestand

In weiteren werden nun überschlägig die tatsächlichen Gebäudebestände von Hessen und (im folgenden Kap. 5.5.3) Darmstadt im Zusammenhang mit einer regionalen Photovoltaik- und Windstromerzeugung betrachtet. Die Analysen demonstrieren die Anwendbarkeit des Simulationsmodells auch für regionale Untersuchungsfälle und berücksichtigen den Aspekt einer regenerativen Stromerzeugung in räumlicher Nähe zu den Untersuchungsgebäuden.

Gleichzeitig ist auf den weitgehend exemplarischen Charakter dieser Betrachtungen hinzuweisen: Durch die Möglichkeit, mit Hilfe des Übertragungsnetzes elektrischen Strom national (und international) zu verteilen und damit auch räumliche Ungleichgewichte der regenerativen Energieerzeugung auszugleichen (z. B. Erzeugungsschwerpunkt der Windkraft in Norddeutschland), erscheint ein ausschließlich regionaler Ansatz nicht unbedingt sinnvoll. Immerhin besteht die Perspektive, durch eine verstärkte räumliche Nähe von Erzeugung und Verbrauch die Belastung (und gegebenenfalls auch den notwendigen Ausbau) des Stromnetzes zu verringern. Der Untersuchungsfall Hessen kann einen solchen Fall also grob abbilden. Eine genauere, räumlich aufgelöste Analyse der Kapazitäten und Belastungen der Stromnetze ist im vorliegenden Projekt allerdings nicht möglich (siehe die allgemeine Diskussion dieser Problematik in Kap.8.3).

Laut Angaben in [Cischinsky/Diefenbach 2016], die auf Auswertungen der Bautätigkeitsstatistik basieren, hat Hessen einen Anteil von ungefähr 7 % am deutschen Gebäude- und Wohnungsbestand. Dementsprechend kann dieser Anteil dem Land Hessen überschlägig auch in der vorliegenden Untersuchung für den (zukünftigen) Wohnungsbestand sowie für die Photovoltaik- und Windstrompotentiale zugewiesen werden. Setzt man 7 % der deutschlandweiten Solar- bzw. Windstrompotentiale von jeweils 250-500 TWh/a an (vgl. Kap.2.2), so erhält man für Hessen jeweils 18 – 35 TWh/a. Als Potential für die Wohngebäude (Wärmeversorgung und Haushaltsstrom) ergibt sich hiervon für Hessen ein Bereich von 4,5 – 9 TWh/a (jeweils getrennt für Solar- und Windstrom, entsprechend 7 % des in Kapitel 5.1 genannten deutschlandweiten Potentials von 65 – 130 TWh/a). Das angenommene Biomassepotential der hessischen Wohngebäude beträgt rund 4,5 TWh/a (7 % von 65 TWh/a bundesweit). Das Treibhausgasemissionsziel für die hessischen Wohngebäude lässt sich mit dem gleichen prozentualen Ansatz zu 2,3 Mt/a errechnen (Wärmeverversorgung und Haushaltsstrom).

Diese aus nationalen Potentialen pauschal abgeleiteten Werte können mit konkreten Potentialanalysen für Hessen verglichen werden: Aus [Bofinger et al. 2011] lässt sich für Hessen ein theoretisches Windkraftpotential von 47 TWh/a ermitteln¹⁰⁴, das sich unter der Annahme, dass die Windkraftnutzung auf 2 % der

¹⁰⁴ Siehe dort Seite 15 (24 GW x 1965 h = 47 TWh).

Gesamtfläche beschränkt bleibt, auf 28 TWh/a reduziert. Für die Solarstromerzeugung auf Dachflächen werden Potentiale von 11,8 [Peters et al. 2015] bzw. 19,5 TWh/a [Klärle et al. 2017] genannt. Hinzuzurechnen wären die in diesen beiden Untersuchungen nicht betrachteten Potentiale von Freiflächenanlagen. Das Potential für Biomasse-Festbrennstoffe in Hessen liegt laut unterschiedlichen Schätzungen zwischen rund 10 TWh/a [Raussen et al. 2009] und 19 TWh/a [Peters et al. 2015].

Aus diesen Angaben lässt sich der Schluss ziehen, dass das pauschale Herunterbrechen der nationalen Potentiale im Fall von Solar- und Windstrom angesichts der großen Unsicherheiten und Bandbreiten zumindest nicht im Widerspruch zu den konkreten Schätzungen für die hessischen Potentiale steht¹⁰⁵.

Vor diesem Hintergrund zeigen Abbildung 86 und Abbildung 87 die Ergebnisse für die Basisvarianten 9, 6 und 7 (jeweils mit Haushaltsstrom) im hessischen Wohngebäudebestand. Für die Untersuchungen wurden die hessischen Wetterdaten-Standorte verwendet. Der Gebäudebestand wurde ebenso wie die Ansätze für den Wärmebedarf und die Photovoltaik- und Windstromerzeugung vom deutschen (zukünftigen) Wohngebäudebestand unter Ansatz eines siebenprozentigen Anteils für Hessen aus den deutschlandweiten Basisvariante heruntergerechnet. Damit ergaben sich Beiträge für die Windkraft von 7 TWh/a, für die Photovoltaik von 4,9 TWh/a und für die Biomasse von 4,5 TWh/a. Im Hinblick auf die Wohnfläche wurde ein Anteil von 56,3 % für Südhessen, 20,3 % für Mittelhessen und 23,4 % für Nordhessen angenommen (vgl. Wohnungsanteile nach [Datenerhebung 2016, Tab. 1, S. 17]).

Die ersten drei Balken links geben die Resultate für die ursprüngliche deutschlandweite Berechnung an – hier ebenfalls mit dem Faktor 0,07 herunterskaliert, um den direkten Vergleich mit den hessischen Ergebnissen ziehen zu können. Die nächsten drei Balken in der Mitte zeigen die Ergebnisse der konkreten Berechnung für Hessen.

¹⁰⁵ Im Fall der Photovoltaik erscheint es wenigstens plausibel anzunehmen, dass zusätzliche Freiflächenanlagen in der gleichen Größenordnung wie die Hausdachanlagen die bestehenden Differenzen ausgleichen könnten. Im Fall der Biomasse ließe sich mit den genannten Quellen unter der Annahme, dass hier eine vorrangige Nutzung bei der Gebäudeheizung stattfindet, gegebenenfalls auch ein höheres Potential als die angenommenen 4,5 TWh/a für die hessischen Wohngebäude rechtfertigen. Die Unsicherheiten sind hier allerdings groß und es stellt sich auch bei der Biomasse die Frage, ob nicht bei einer generellen Analyse der Klimaschutzziele wie im vorliegenden Bericht ein nationaler Ausgleich von Ungleichgewichten der regenerativen Energieerzeugung sinnvoller ist als eine differenzierte Anrechnung der unterschiedlichen regionalen Potentiale.

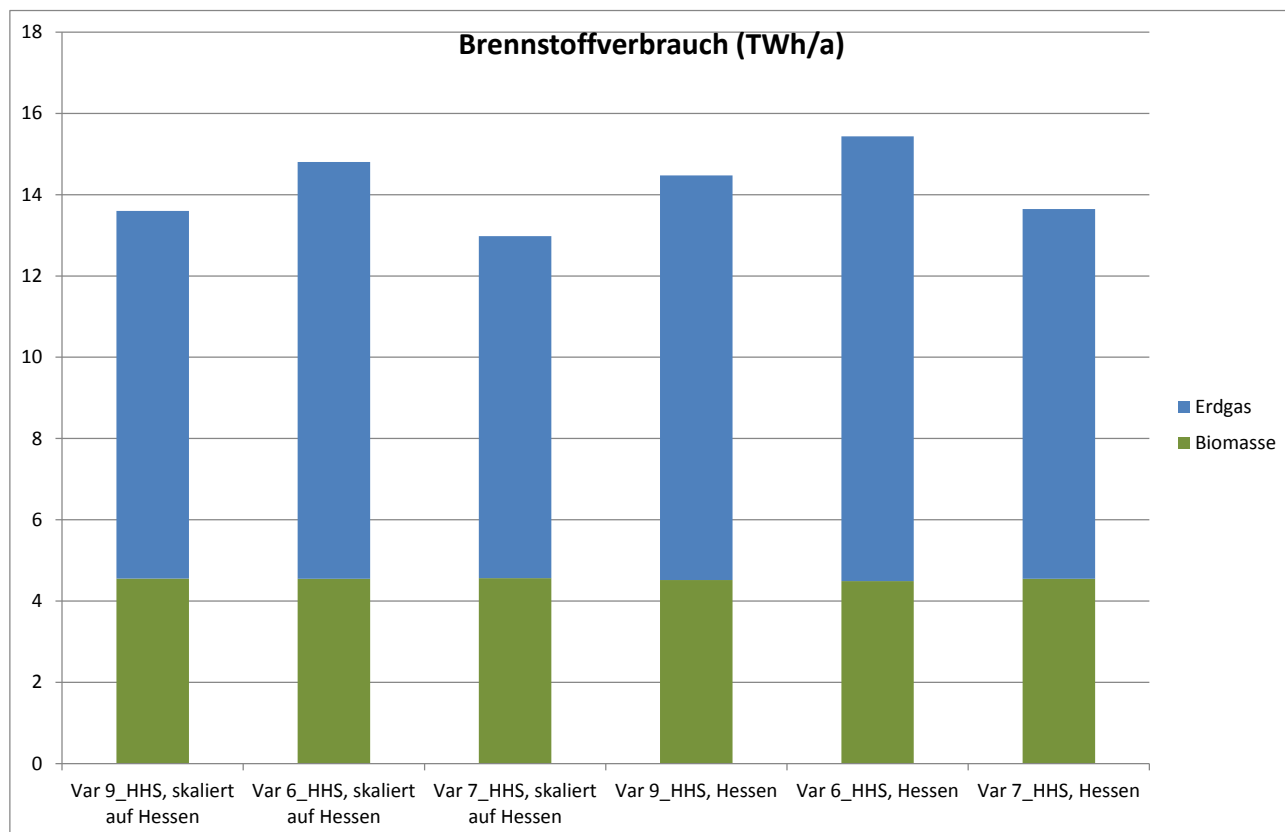


Abbildung 86: Hessischer Wohngebäudebestand: Brennstoffeinsatz für die Basisvarianten 9, 6 und 7 inklusive Haushaltsstrom

Angaben bezogen auf den (unteren) Heizwert

drei Balken links: Ergebnisse für den deutschen Wohngebäudebestand auf den hessischen Anteil (7 %) herunterskaliert, drei Balken rechts: Eigenständige Berechnung für Hessen

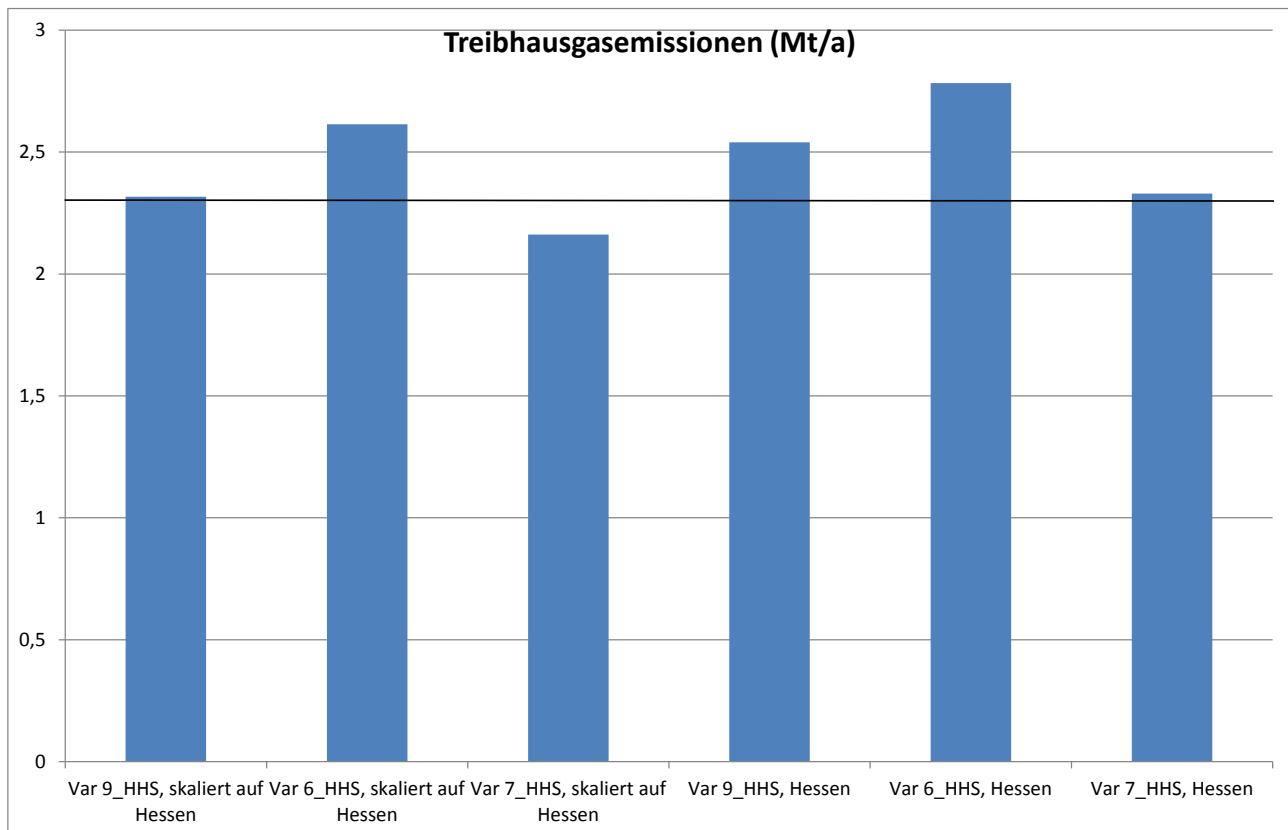


Abbildung 87: Hessischer Wohngebäudebestand: Jährliche Treibhausgasemissionen für die Basisvariante 9, 6 und 7 inklusive Haushaltsstrom

drei Balken links: Ergebnisse für den deutschen Wohngebäudebestand auf den hessischen Anteil (7 %) herunterskaliert, drei Balken rechts: Eigenständige Berechnung für Hessen
schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude in Hessen 2,3 Mt_{CO₂e}/a

Der Vergleich der Treibhausgasemissionen für die auf Hessen skalierten Werte der deutschlandweiten Berechnung (erste drei Balken) mit den tatsächlichen Werten für Hessen (bei Ansatz hessischer Wetterdaten und Standorte) zeigt im zweiten Fall rund 6-10 % höhere Werte. Dies entspricht dem Ergebnis aus Abbildung 85 und lässt sich somit als Effekt der räumlich eingeschränkten Standorte für die Nutzung von Photovoltaik und Windkraft erklären: Die vorrangig regionale Nutzung der regenerativen Potentiale könnte also einerseits eventuell Vorteile mit sich bringen, indem die Höhe des Stromnetzausbaus reduziert wird (ein Effekt, der hier nicht näher untersucht werden kann), andererseits ist bei starker räumlicher Einschränkung der genutzten Solar- und Windkraftstandorte auch mit etwas erhöhtem (fossilen) Brennstoffeinsatz und erhöhten Treibhausgasemissionen zu rechnen, da der zeitliche Verlauf des Energieangebots nun weniger günstig mit dem Bedarf zusammenpasst als bei großräumiger Verteilung¹⁰⁶.

5.5.3 Untersuchungen zum Darmstädter Wohngebäudebestand

Für den Fall einer Stadt wie Darmstadt gilt in besonderem Maße die Einschränkung, dass die Erzeugungspotentiale regenerativer Energien nicht nur auf dem eigenen Gebiet zu betrachten sind. Denn im Bereich einer Stadt sind - gemessen am Gebäudebestand und den weiteren Energieverbrauchern auf dem Stadtge-

¹⁰⁶ Es sei hier auch noch einmal auf die Ergebnisse von Kapitel 3.5.6 hingewiesen: Demnach tritt dieser negative Effekt bei größeren Erzeugungsregionen offenbar nur in sehr geringem Ausmaß zutage.

biet - in der Regel keine relevanten Potentiale für Windkraftanlagen, Freiflächen-Solaranlagen und Biomasse-Erzeugung vorhanden.

Der Untersuchungsfall ist hier allerdings insofern von Interesse, als die Frage gestellt werden kann, wie weit in einer solchen Stadt die angenommenen Solarenergiepotentiale aus Sicht der Wohngebäude-Energieversorgung reichen. Speziell soll untersucht werden, inwieweit die Solanlagen auf Wohngebäudedächern zur Deckung des Energiebedarfs und zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Wohngebäudebereich beitragen können¹⁰⁷.

Laut dem Zensus gab es 2011 in Darmstadt knapp 75.000 Wohnungen (etwa 0,185 % des deutschen Wohngebäudebestandes), davon etwa ein Viertel in Ein-/Zweifamilienhäusern und drei Viertel in Mehrfamilienhäusern¹⁰⁸. Diese Anteile wurden hier auch für die Aufteilung der Wohnfläche im zukünftigen Wohngebäudebestand angewendet. Der Wärmebedarf wurde in Anlehnung an die Basisvarianten – allerdings unter Berücksichtigung des höheren Mehrfamilienhaus-Anteils – zu 0,615 TWh/a abgeschätzt (für Heizung und Warmwasser mit Verteilverlusten in den Gebäuden).

Angaben aus bestehenden Untersuchungen zum Photovoltaik-Potential auf den Darmstädter Wohngebäuden liegen zwischen rund 66 Mio. kWh¹⁰⁹ und 134 Mio. kWh¹¹⁰. Bezogen auf den Ansatz für die Solarstromerzeugung in den Basisvarianten mit Haushaltsstrom nach Kapitel 5.3 in Höhe von 70 TWh/a entspricht dies einem Anteil von knapp 0,1 % bis rund 0,19 %. In der Untersuchung wird exemplarisch der optimistischere Wert von 134 Mio. kWh angesetzt. Unter dieser Annahme können die Darmstädter Wohngebäude also auf ihren eigenen Dächern in etwa soviel Solarstrom erzeugen, wie es ihrem (auf die Wohnfläche bezogenen) Anteil in den deutschlandweiten Berechnung in Kapitel 5.3 entspricht (0,185 %). Dabei ist zu beachten, dass in der deutschlandweiten Berechnung alle Arten der Photovoltaik-Stromerzeugung (Anlagen auf Gebäudedächern ebenso wie Freiflächenanlagen) berücksichtigt wurden.

Neben dem Photovoltaikstrom wird den Darmstädter Wohngebäuden auch das anteilige Biomassepotential zugerechnet. (65 TWh/a deutschlandweit, heruntergebrochen auf Darmstadt entsprechend dem Wohnflächenanteil von 0,185 %, d.h. 0,12 TWh/a). Strom aus Windenergie wird dagegen nicht berücksichtigt. Der Zielwert der Treibhausgasemissionen für die Darmstädter Wohngebäude liegt bei circa 60.000 t/a bzw. 0,06 Mt/a (0,185 % des deutschlandweiten Zielwerts für Wohngebäude-Wärmeversorgung und Haushaltsstrom).

Die Ergebnisse für die Stromerzeugung und die Treibhausgasemissionen gemäß Basisvariante 9 (mit Haushaltsstrom) sind in Abbildung 89 dargestellt. Der linke Balken zeigt die mit einem Anteil von 0,185 % herunterskalierten Ergebnisse der deutschlandweiten Berechnung (noch mit Berücksichtigung der Windenergie), der rechte Balken die konkrete Berechnung für den Fall Darmstadt (ohne Windenergie, mit Solarstromerzeugung auf den Wohngebäudedächern, Wetterdaten Mannheim).

¹⁰⁷ Auch hier gilt, dass die untersuchte Wärmeversorgung über Photovoltaik und Wärmepumpen stellvertretend auch den Fall einer solarthermischen Wärmeerzeugung mit abdeckt.

¹⁰⁸ Auswertungen mit der Zensusdatenbank (<https://ergebnisse.zensus2011.de/>) im April 2019.

¹⁰⁹ Eigene Berechnungen auf Grundlage von [Werner et al. 2013] : P. Werner et al.: In der Studie wurde (konservativ) angesetzt, dass 30 % der Gebäude für Photovoltaikanlagen geeignet sind. Die Einschränkung der Gesamtgebäudepotentiale auf Wohngebäude erfolgte durch eigene Berechnungen auf Grundlage von Angaben in der Studie.

¹¹⁰ Auswertungen mit dem Solarkataster Hessen (vgl. [Klärle et al. 2019], übermittelt durch die Hessen Agentur GmbH im Januar 2019. Es wurden alle Dachflächen mit Einstrahlwerten von mindestens 900 kWh/m²a als nutzbar angenommen.

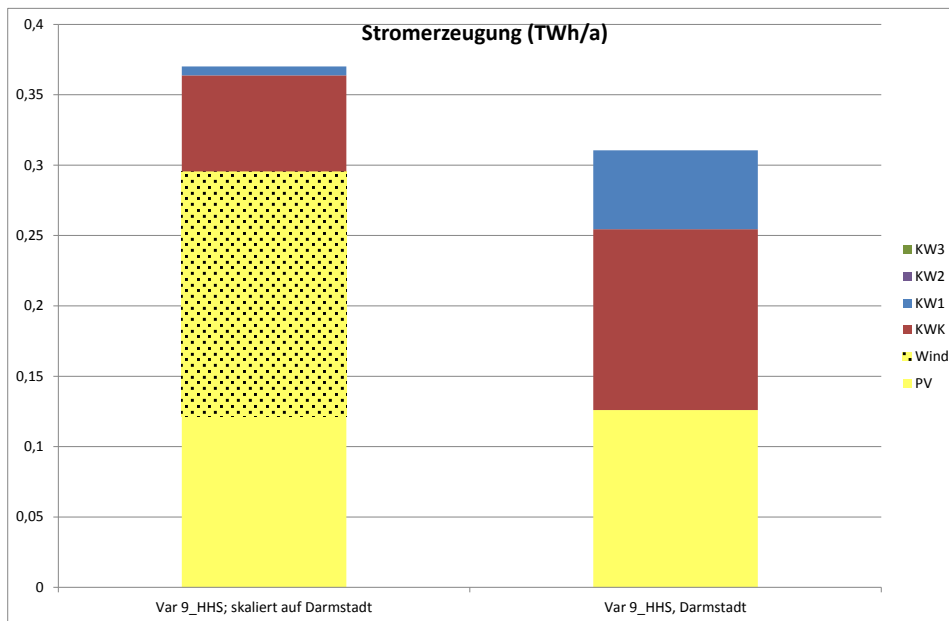


Abbildung 88: Darmstädter Wohngebäudebestand (Wärmeversorgung und Haushaltsstrom): Jährliche Stromerzeugung für die Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom

Kraftwerke (KW): KW 1: Erdgas-GuD-KW, KW 2: Gasturbinen-KW, KW 3: Holz-KW

Balken links: Ergebnisse der Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom für den deutschen Wohngebäudebestand auf den Darmstädter Anteil (0,185 %) herunterskaliert,

Balken rechts: Eigenständige Berechnung für Darmstadt mit Solarstromerzeugung auf den Wohngebäudedächern (obere Potentialgrenze), ohne Windstrom

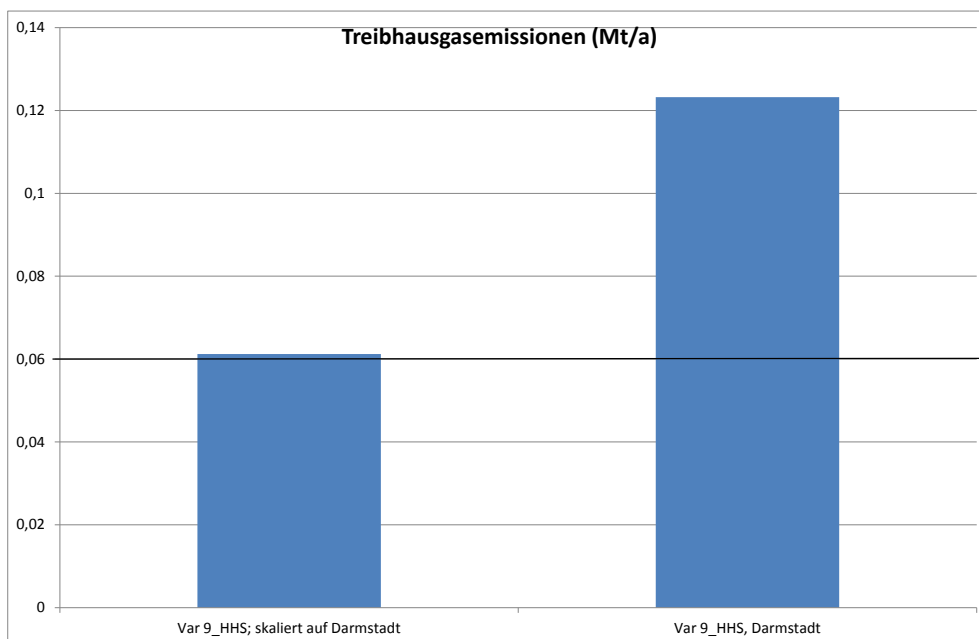


Abbildung 89: Darmstädter Wohngebäudebestand: Jährliche Treibhausgasemissionen für die Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom (rechts ohne Ansatz von Windstrom)

Balken links: Ergebnisse der Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom für den deutschen Wohngebäudebestand auf den Darmstädter Anteil (0,185 %) herunterskaliert,

Balken rechts: Eigenständige Berechnung für Darmstadt mit Solarstromerzeugung auf den Wohngebäudedächern (obere Potentialgrenze), ohne Windstrom

schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude in Darmstadt 0,06 Mt_{CO2e}/a

Der im linken Balken angesetzte Windstrom erhöht auch den Gesamtbetrag der Stromerzeugung und -verwendung, da in diesem Fall mehr Wärme über Wärmepumpen und Heizstäbe erzeugt wird. Insgesamt führt der Wegfall des Windstroms in der konkreten Untersuchung für Darmstadt zu deutlich höheren Treibhausgasemissionen.

Unter optimistischen Annahmen für die Photovoltaikpotentiale auf den Wohngebäudedächern ist es also auch im städtischen Bereich (mit hohem Mehrfamilienhausanteil, entsprechend ungünstiger Relation von Dachflächen zu Wohnflächen und ohne Ansatz von Freiflächen-Solaranlagen) möglich, dass die Wohngebäude die von ihnen genutzte Solarenergie selbst erzeugen. Ein Verzicht auf Windenergienutzung außerhalb der Stadt lässt sich aber durch die solare Eigenerzeugung nicht kompensieren.

5.6 Schlussfolgerungen

In Kapitel 5 wurde der Haushaltsstromverbrauch in die Betrachtungen einbezogen – zunächst in separaten Analysen und anschließend gemeinsam mit dem Wärmeverbrauch, so dass hier der Energieverbrauch der Wohngebäude insgesamt abgebildet wurde. Die Durchführung der Untersuchungen erfolgte mit dem computergestützten Simulationsmodell. Unter Annahme einer effizienteren Geräteausstattung im zukünftigen Bestand (2050) wurde eine Absenkung des Haushaltsstromverbrauchs (bezogen auf die versorgte Wohnfläche) um rund 37 % gegenüber dem heutigen Niveau angenommen.

Aus den Analysen lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

- Aufgrund des jahreszeitlich ausgeglichenen Profils des Haushaltsstrombedarfs lassen sich Solar- und Windstrom weitgehend gleichwertig nutzen. Ein stark überproportionaler oder ausschließlicher Einsatz der Solarenergie für den Haushaltsstrom (zur Schonung der für die Wärmeversorgung benötigten Windenergiepotentiale) würde sich aber als nachteilig erweisen. Die Einhaltung der Klimaschutzvorgaben (87,5-prozentige Emissionsminderung) ist wie im Fall der Wärmeversorgung auch beim Haushaltsstrom unter Ansatz der entsprechenden Potentialgrenzen für Biomasse, Solar- und Windstrom annähernd möglich.
- In der Gesamtbetrachtung von Haushaltsstrom und Wärmeversorgung ergeben sich dadurch, dass gegenüber einer separaten Analyse erweiterte Möglichkeiten zur Nutzung von zeitweisen Spitzen der Solar- und Windenergie bestehen, leichte Synergieeffekte: Die Treibhausgasemissionen liegen hier um knapp 10 % unter den Ergebnissen einer separaten Analyse. Bei der Nutzung des fluktuierenden regenerativen Energieangebots erhält die Solarenergie erwartungsgemäß ein etwas stärkeres Gewicht als bei isolierter Betrachtung der Wärmeversorgung. Das Übergewicht der Windenergie kommt aber insgesamt noch deutlich zum Tragen, da der Strombedarf für die Wärmeversorgung (insbesondere durch elektrische Wärmepumpen) in den zielorientierten Untersuchungsvarianten den Haushaltsstrombedarf deutlich übersteigt.
- Für den zeitlichen Ausgleich des Solar- und Windstrombedarfs erwiesen sich im Fall der separaten Betrachtung des Haushaltsstroms elektrische Energiespeicher mit einer Gesamtkapazität in der Größenordnung von 40 GWh als sinnvoll¹¹¹. Im Zusammenspiel mit der Wärmeversorgung wird der Effekt der Stromspeicher aufgrund der gleichzeitig vorhandenen Wärmespeicher, in denen sich Erzeugungsspitzen von Solar- und Windenergie ebenfalls nutzen lassen, merklich herabgesetzt, aber nicht vollständig aufgehoben.
- Für die Beispiele Hessen und Darmstadt wurde exemplarisch die Nutzung regionaler bzw. lokaler Solar- und Windenergiepotentiale zur Wohngebäude-Energieversorgung (Wärme und Haushaltsstrom) untersucht. Der Fall Hessen zeigt, dass die starke räumliche Einschränkung der Solar- und

¹¹¹ Auf die Untersuchung von Langzeit-Energiespeichern, für die erheblich größere Kapazitäten notwendig wären, wurde hier verzichtet, siehe hierzu Kap. 7.1.2.

Windenergieerzeugung auf die Grenzen des Bundeslandes (bei gleichem Gesamtertrag bezogen auf die versorgte Wohnfläche) aufgrund des weniger günstigen Zeitprofils Nachteile mit sich bringt, die allerdings in ihrer Größenordnung überschaubar sind (Mehremissionen von 5-10 %). Im Fall einer Stadt wie Darmstadt scheint ein relevanter Windstrombeitrag ohnehin nicht erreichbar, hier konnte immerhin gezeigt werden, dass der für die Wohngebäude (Haushaltsstrom und Wärmeversorgung) notwendige solare Energieertrag gegebenenfalls auf den Gebäudedächern gewonnen werden könnte. Insgesamt ist allerdings zu betonen, dass durch das elektrische Energienetz Möglichkeiten des räumlichen Ausgleichs bestehen, die insbesondere zur Nutzung der knappen Windenergiepotentiale (mit Erzeugungsschwerpunkten in Norddeutschland und auf dem Meer) sicherlich auch im Gebäudebereich genutzt werden müssen.

6 Erweiterung des Bilanzraums in den allgemeinen Stromsektor

6.1 Annahmen und Randbedingungen

Die vorliegende Studie befasst sich explizit mit dem Energieverbrauch im Wohngebäudesektor. Dementsprechend wurden in den vorherigen Kapiteln Energieerzeugungsanlagen (auch Kraftwerke, Photovoltaik- und Windkraftanlagen) betrachtet, welche ausschließlich der Wärme bzw. Stromversorgung von Wohngebäuden dienen. Ein solcher Ansatz ist einerseits konsequent, da er für den Wohngebäudesektor Lösungsansätze aufzeigt, die notfalls auch autark (ohne Nutzung von Synergieeffekten mit anderen Sektoren) gangbar sind und Effekte und Annahmen, die diese anderen Sektoren betreffen, weitgehend ausklammert. Andererseits handelt es sich hier um eine Vereinfachung und Einschränkung der Perspektive, da durch die Wechselwirkung mit der „Welt außerhalb der Wohngebäude“ möglicherweise andere Lösungsansätze und Bewertungen an Gewicht gewinnen als bei der isolierten sektoralen Betrachtung.

Eine solche Wechselwirkung mit den anderen Sektoren findet insbesondere über das Stromnetz statt. Vor diesem Hintergrund wird im vorliegenden Kapitel der gesamte deutsche Stromsektor in die Betrachtung einbezogen – wenn auch mit einem stark vereinfachten Ansatz. Dabei geht es keineswegs darum, die bisherigen Ansätze zu einem Gesamtmodell für die deutsche Energiewirtschaft zu erweitern und Schlussfolgerung für die Erreichung der nationalen Klimaschutzziele insgesamt zu ziehen – eine solche Untersuchung würde den Rahmen dieses Forschungsvorhabens sprengen. Vielmehr besteht das Ziel ausschließlich darin zu untersuchen, ob die Ergebnisse aus den vorherigen Kapiteln (mit isolierter Betrachtung des Wohngebäudesektors) in dem erweiterten Gesamtsystem weiterhin Bestand haben. Insbesondere geht es dabei um zwei Fragen:

- In den bisherigen Untersuchungen wurde herausgearbeitet, dass die Nutzung hoher Anteile von Solar- und (mit Blick auf die Beheizung) insbesondere Windenergie für die Erreichung der Klimaschutzziele im Wohngebäudebestand von entscheidender Bedeutung ist und dass hierfür elektrische Wärmepumpen eine zentrale Rolle spielen. Die nationalen Photovoltaik- und Windstrompotentiale wurden dabei überschlägig auf den Wohngebäudesektor heruntergebrochen. Innerhalb des gesamten Stromsektors spielen die Wohngebäude aber nur eine untergeordnete Rolle und es ist daher zu klären, ob sich die fluktuierende Solar- und Windenergie im Gesamtsystem nicht „eigene Wege“ sucht, also möglicherweise mit ihren eingeschränkten Gesamtpotentialen verstärkt in anderen Sektoren genutzt wird und für die Wohngebäude daher eine geringere Rolle spielt als in den bisherigen Abschnitten angenommen.
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die für die Wohngebäude-Wärmeversorgung eingesetzt werden, sind darauf angewiesen, dass der von ihnen produzierte Strom einen Abnehmer findet. In den bisherigen Untersuchungen kam hierfür nur der Wohngebäudesektor selbst in Betracht, so dass insbesondere in den Analysen zur Wärmeversorgung in Kapitel 3 und 4 die KWK-Anlagen weitgehend an elektrische Wärmepumpen gebunden waren bzw. ihnen auch in Kapitel 5 lediglich der Haushaltsstrom als zusätzlicher Abnehmer zur Verfügung stand. Durch Einbeziehung des gesamten Stromsektors ist diese „Fesselung“ der Kraft-Wärme-Kopplung nun aufgehoben und es kann untersucht werden, ob sich hierdurch die Rolle dieser Technologie maßgeblich ändert.

Hinsichtlich der Abbildung des restlichen Stromsektors im Modell wurden vereinfachende Annahmen getroffen. Als Ausgangspunkt für die Kurve des stündlichen Verlaufs der Stromnachfrage wurde der Stromverbrauch in Deutschland des Jahres 2012 aus dem Datensatz mit der Bezeichnung „Agorameter“ der „AGORA Energiewende“ zugrunde gelegt¹¹². Anschließend wurde der stündliche Stromverbrauch im Wohngebäudesektor ermittelt (s. nächster Abschnitt) und von diesem Gesamtverbrauch subtrahiert, um den

¹¹² Agorameter, Version 7.4, 5. Oktober 2018. Die Daten wurden von der AGORA Energiewende (www.agora-energiewende.de) für das vorliegende Projekt zur Verfügung gestellt.

Verlauf des Verbrauchs in den restlichen Sektoren zu erhalten¹¹³. Die resultierende Kurve wurde in der Jahressumme auf den Wert 1 normiert und für die weiteren Analysen mit dem jeweils angenommenen zukünftigen Jahresverbrauch des restlichen Stromsektors multipliziert. Diese Stundenwerte wurden dann in jedem Zeitschritt als zusätzlicher (externer) Stromverbrauch in das Simulationsmodell für den Wohngebäudesektor eingelesen. Die Stromerzeugungsstruktur wurde weiterhin über angenommene Jahresbeiträge von Photovoltaik- und Windstrom sowie über einen Kraftwerkspark mit brennstoffbetriebenen Kraftwerken abgebildet, nun allerdings mit entsprechend größer dimensionierten regenerativen Energiemengen und Kraftwerksleistungen.

Der stündliche Verlauf des Wohngebäude-Stromverbrauchs im Jahr 2012, der von den stündlichen Gesamtwerten des Stromverbrauchs subtrahiert werden musste, wurde mit Hilfe vereinfachender Modellannahmen abgeschätzt:

- Die Wohngebäude-Wohnfläche wurde in Anlehnung an die EPISCOPE-Szenarien [IWU Episcopes 2015] zu 3,55 Mrd. m² angenommen.
- Für den Haushaltsstromverbrauch (ohne Strom für Wärmeerzeugung und Hilfsstrom) in den Wohngebäuden wurden die Werte und das Nutzungsprofil für das Jahr 2015 mit einem Ansatz von 27 kWh/m²a verwendet (vgl. Anhang B.1).
- Der Stromverbrauch für die Heizwärmeerzeugung wurde mit dem Simulationsmodell abgeschätzt, indem dieses auf den Wohngebäudebestand 2012 mit einem Gesamt-Wärmeverbrauch von 560 TWh (laut Szenarien in [Diefenbach et al. 2015]) angewendet wurde. Der Anteil elektrischer Heizsysteme bei den Wohngebäuden wurde dabei überschlägig aufgrund der Stichprobenerhebung [Diefenbach et al. 2010, Tab. 5.1-1] angesetzt, der etwa der Situation Ende 2009 entsprach. Berücksichtigt wurden 1,5 % elektrische Wärmepumpen und 2,5 % elektrische Direktheizungen. Für die letzteren wurde als Ad-hoc-Ansatz angenommen, dass 20 % entsprechend dem stündlichen Heizwärmebedarf geregelt wurden, während die restlichen 80 % mit Nachtstrom betrieben wurden: Für diese wurde der Tages-Energiebedarf der Gebäude gleichmäßig auf sechs Nachtstunden (null bis sechs Uhr) verteilt. Auch der Hilfsstromverbrauch wurde mit dem Simulationsmodell abgeschätzt (vgl. Kap. 5).
- Für die elektrische Warmwasserbereitung mit einem Anteil von rund 17 % im Wohngebäudebestand laut [Diefenbach et al. 2010, Tab. 5.4-1] wurde der zeitliche Verlauf des Nutzwärmebedarfs aus den Nutzungsprofilen angesetzt. Hier wurde nur der Nutzwärmebedarf (ohne Verteilverluste) berücksichtigt, allerdings wurde für die Systeme mit Kleinspeicher (Anteil von 5 % im Gesamtbestand) zusätzlich noch ein zeitlich konstanter Speicherverlust addiert¹¹⁴.

Die auf diese Weise gewonnenen Stundenwerte für den zeitlichen Verlauf des restlichen Stromsektors (ohne Wohngebäude) spiegelt das Jahr 2012 wieder. Alle Untersuchungen in diesem Kapitel wurden daher mit den Wetterdaten des Jahres 2012 durchgeführt.

Die Stundenwerte wurden durch die Jahressumme (also den errechneten Jahresstromverbrauch 2012 in den restlichen Sektoren in Höhe von 397 TWh) dividiert, d.h. auf den Wert Eins normiert und in den folgenden Analysen mit dem für die Zukunft angenommenen Wert des Jahresstromverbrauchs multipliziert. Der Ansatz des stündlichen Verlaufs aus dem Jahre 2012 auch für zukünftige Stromanwendungen stellt dabei eine deutliche Vereinfachung dar: Entsprechende Modell- und Szenarienansätze für den zukünftigen Zeit-

¹¹³ Der Jahreswert 2012 der Gesamtverbrauchskurve betrug (nach Abzug von 6 % Verteilverlusten gemäß Modellannahme) 529 TWh (zum Vergleich: In [BMWi 2018] liegt der angegebene Inlandsverbrauch 2012 mit 534 TWh in der gleichen Größenordnung). Die Modellrechnungen zum Wohngebäude-Haushaltsstromverbrauch (s. nächster Absatz) führten zu einem Gesamtwert von 132 TWh. Dies korrespondiert sehr gut mit dem in [BMWi 2018] für 2012 angegebenen Haushaltsstromverbrauch von 138 TWh. Für den Stromverbrauch 2012 in den restlichen Sektoren (ohne Wohngebäude) ergibt sich damit laut den Modellrechnungen ein Gesamtwert von 529 TWh – 132 TWh = 397 TWh, also rund 400 TWh.

¹¹⁴ Es wurden dabei 0,4 W/m² bezogen auf die Wohnfläche angenommen. Dies entspricht einem Jahreswert von 3,5 kWh/m²a gemäß [Loga et al. 2005, S. III-3, Tab.1]).

verlauf des restlichen Stromsektors konnten im Projektrahmen nicht untersucht werden und lagen hier auch aus externen Quellen nicht vor (insbesondere auch nicht gekoppelt an die für die Modellrechnungen verfügbaren Wetterdatensätze 2011-2015). Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass entsprechende Prognosen bzw. Modellansätze immer mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sind.

In der Regel wurde als Jahressumme für den zukünftigen Stromverbrauch (ohne Wohngebäude) 450 TWh/a angesetzt, also ein höherer Wert als für 2012 berechnet. Dies spiegelt die Annahme wieder, dass zwar (wie beim Haushaltsstromverbrauch) einerseits durch Effizienzmaßnahmen mit Einsparungen zu rechnen ist, andererseits aber, ähnlich wie im Wohngebäudesektor, der elektrische Strom voraussichtlich immer mehr Aufgaben bei der Energieversorgung übernehmen muss – insbesondere um für den Klimaschutz Solar- und Windenergie nutzbar zu machen. Ein Beispiel hierfür wäre die stärkere Elektrifizierung des Verkehrssektors. Zusammen mit dem angenommenen Haushaltsstromverbrauch im Jahr 2050 von rund 65 TWh/a sowie dem elektrischen Hilfsstrom in der Größenordnung von 10 TWh/a (vgl. Kap. 5) ergeben sich 525 TWh/a. Hinzu kommt dann noch der Stromverbrauch der Wohngebäude-Wärmeversorgung, der gemäß den Basisszenarien 6-9 (vgl. Kap. 3.4, in der Größenordnung von 120 – 180 TWh/a liegt. Der zukünftige Gesamtstromverbrauch in Deutschland läge also gemäß diesen Ansätzen in einem Bereich von etwa 650 bis 700 TWh/a. Verglichen mit deutschlandweiten Energie- und Klimaszenarien bis 2050 liegt dies eher im oberen Bereich¹¹⁵, der Stromsektor – in den der Wohngebäudebereich hier „eingebettet“ wird – ist bewusst groß gewählt, damit Stromanwendungen außerhalb der Wohngebäude und der Wohngebäude-Wärmeversorgung ausreichend stark vertreten sind und mit elektrischen Wärmepumpen und Heizstäben um die insgesamt begrenzten Photovoltaik- und Windstrompotentiale konkurrieren können.

Als Höhe dieser Potentiale wurde entsprechend den Ausführungen in Kap. 2.2 eine Bandbreite von 500-1000 TWh/a angesetzt, und zwar jeweils die Hälfte (250-500 TWh/a) für den Solar- bzw. Windstrom. Im zeitlichen Zusammenwirken von Energieangebot und –nachfrage sind diese zum Teil nicht nutzbar, Gutschriften für Überschussstrom werden weiterhin nicht berücksichtigt.

Zielwerte für die Treibhausgasemissionen wurden nicht betrachtet: Hierfür wären noch Annahmen zu treffen, inwieweit in den restlichen Sektoren (außer der Wohngebäudesektor) neben dem Strom noch weitere fossile Brennstoffe oder Biomasse eingesetzt werden müssen.

Auch die Frage der Biomassepotentiale wurde in den Untersuchungen weitgehend ausgeklammert: In einzelnen Untersuchungen zur Basisvariante 9 am Anfang von Kapitel 6.3 wurde das in den Wärmeversorgungs-Varianten übliche Potential von 50 TWh/a berücksichtigt, für die restlichen Anwendungen (Haushaltsstrom, restliche stromverbrauchende Sektoren) aber nicht weiter erhöht. Da hier aufgrund des fehlenden Vergleichs mit Treibhausgas-Zielen (s. letzter Absatz) das absolute Emissionsniveau weniger von Interesse ist als vielmehr die Differenzen zwischen den verschiedenen Untersuchungsvarianten, wurde in den weiteren Analysen von Kapitel 6 vollständig auf die Betrachtung von Biomasse verzichtet, der erforderliche Brennstoffbedarf also allein aus Erdgas gedeckt. Für die Stromerzeugung mit Erdgaskraftwerken werden dabei pauschal 90 % Anteil aus GuD-Kraftwerken mit 57 % Wirkungsgrad und 10 % Anteil aus Gasturbinen-Spitzenlastkraftwerken mit 37 % Wirkungsgrad angenommen. Damit ergibt sich insgesamt ein Wirkungsgrad von 54 % für die Stromerzeugung aus Erdgas.

¹¹⁵ Zum Vergleich sei hier der Gesamtstromverbrauch aus verschiedenen Szenarienstudien genannt:

[Gerbert et al. 2018] S. 246: 626 TWh/a (mit „Power-to-Gas“) im 95 %- Klimaschutzpfad, 536 TWh/a im 80%- Pfad.

[Nitsch et al. 2010]: Basisszenario A 637 TWh (inkl. „Power-to-Gas“).

[Gerhardt et al 2015]: 620 TWh/a unter nicht idealen Bedingungen hinsichtlich Biomasse-Nutzung und Einsparungen bei Gebäuden

6.2 Stromverbrauch in den restlichen Sektoren: Variation des Solar- und Windstromanteils

Der Stromverbrauch in den restlichen Sektoren (ohne Wohngebäude) wird hier zunächst separat analysiert. Der erreichbare Deckungsgrad von Solar- und Windstrom wird gemäß dem in Kapitel 5.4 beschriebenen Schema untersucht. Abbildung 90 zeigt die Ergebnisse ohne, Abbildung 91 mit Einsatz von Stromspeichern mit einer Kapazität von 200 GWh/a¹¹⁶.

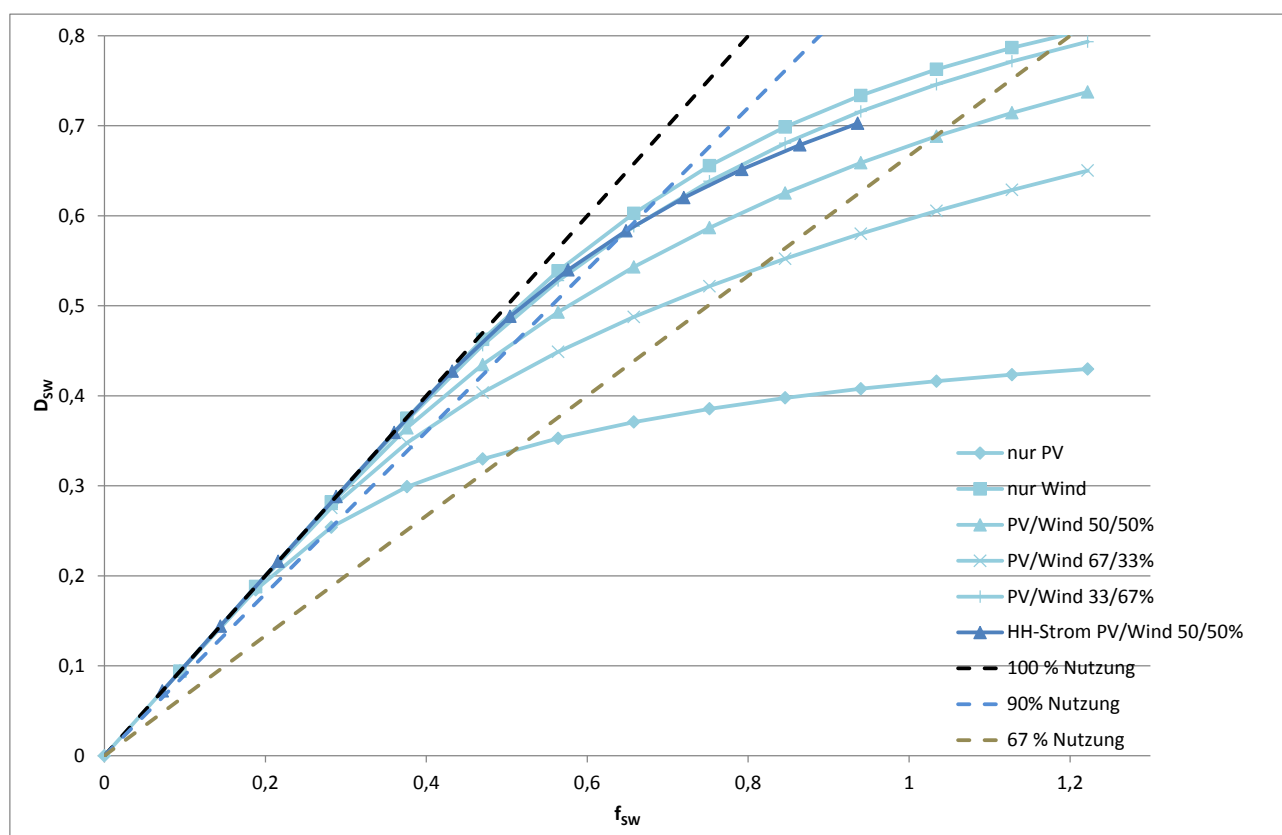


Abbildung 90: Stromverbrauch in den restlichen Sektoren ohne Stromspeicher: Deckungsgrad D_{SW} der Solar- und Windstromerzeugung in Abhängigkeit vom Solar-/Windstromanteil f_{SW}

Zum Vergleich ist in Abbildung 90 auch die Kurve für den Haushaltsstrom ohne Speicher mit je 50 % Solar- und Windstromanteil aus Abbildung 79 auf Seite 130 eingetragen (dunkelblaue Dreiecke). Es ist zu erkennen, dass diese Werte günstiger liegen als die entsprechende Kurve für den restlichen Stromsektor (hellblaue Dreiecke). Auch ist festzustellen, dass im restlichen Stromsektor – anders als beim Haushaltsstrom – die reine Windstromerzeugung (hellblaue Quadrate) am besten abschneidet. Die Verwendung von – in Relation zur Photovoltaik – möglichst hohen Windstromanteilen im restlichen Stromsektor erweist sich also als günstig.

Bei Einbeziehung von Stromspeichern wird dieses Ergebnis allerdings etwas relativiert: Abbildung 91 zeigt, dass nun die Variante mit 1/3 Photovoltaik-Anteil am besten abschneidet. Die Kurven mit Photovoltaikanteilen von 0-50 % (bzw. Windstromanteilen von 100 – 50 %) liegen dabei relativ eng zusammen. Der für die

¹¹⁶ Bezogen auf einen Stromverbrauch in den restlichen Sektoren in Höhe von 450 TWh/a entspricht dies einem Anteil von etwa 0,4 %. Der Einfluss der Stromspeichergröße wird im folgenden Kapitel 6.3 noch genauer untersucht. Große Speicherkapazitäten für eine längerfristige Energiespeicherung werden aber wie in den vorangegangenen Kapiteln zum Wohngebäudesektor nicht betrachtet.

Photovoltaik noch günstigerer Verlauf wie beim Haushaltsstrom (siehe Abbildung 80) wird aber nicht erreicht.

Generell liegen die Kurven in Abbildung 91 erwartungsgemäß höher und damit günstiger als in Abbildung 90. Dies zeigt insbesondere der Vergleich mit der Kurve ohne Stromspeicher mit je 50 % Solar- und Windstromanteil, die aus Abbildung 90 übertragen wurde (hier als dunkelorange gefärbte Dreiecke). Dieser Vergleich erfolgt in Abbildung 91 mit der entsprechenden Kurve mit je hälftiger Solar- und Windstromnutzung (dunkle Dreiecke) beziehungsweise mit der parametrisierten Kurve dieser Variante (dunkelgelb), die hier exemplarisch mit eingetragen ist¹¹⁷.

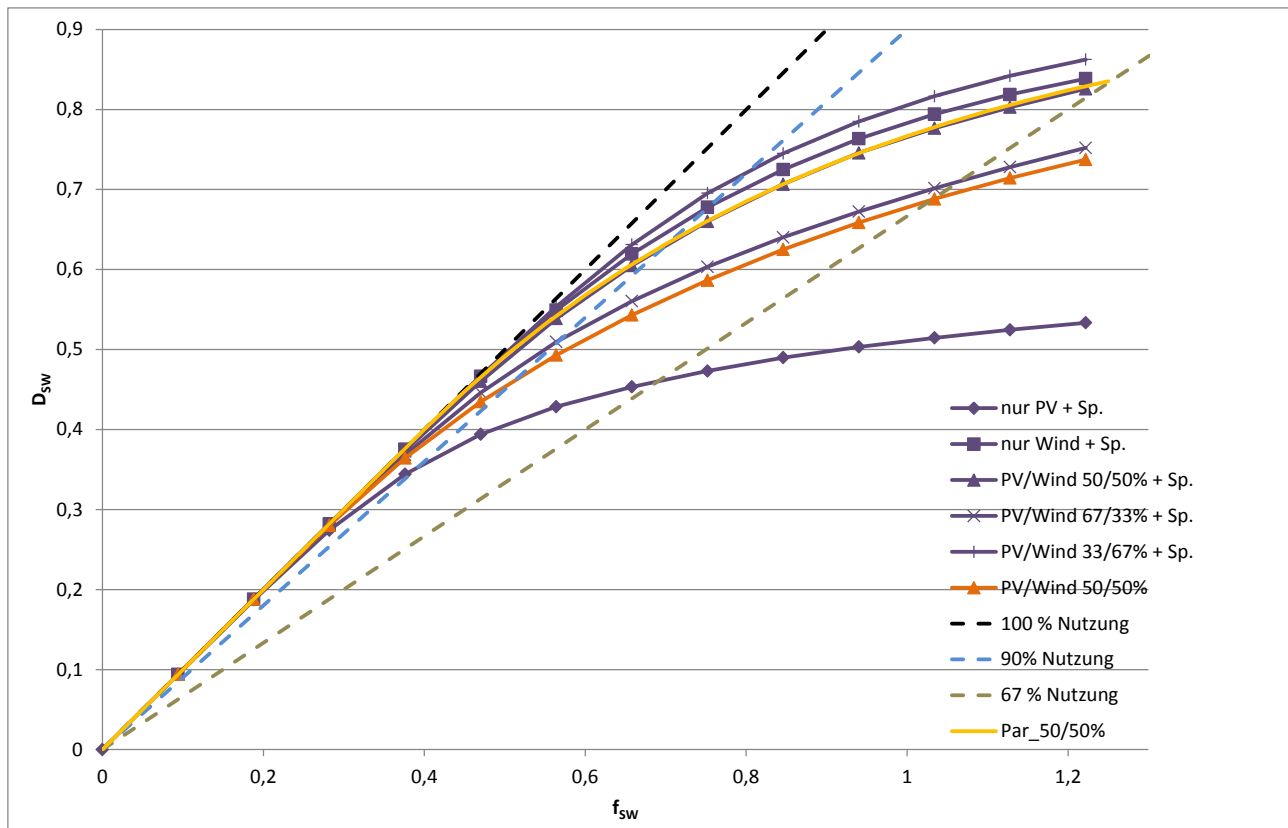


Abbildung 91: Stromverbrauch in den restlichen Sektoren, mit Stromspeichern: Deckungsgrad D_{SW} der Solar- und Windstromerzeugung in Abhängigkeit vom Solar-/Windstromanteil f_{SW}

6.3 Analyse der Basisvarianten im Gesamtsystem

Untersucht wurden die Basisvarianten inklusive Haushaltsstrom (ca. 65 TWh/a, vgl. Kap. 5.1, S. 114) sowie ein Stromverbrauch in den anderen Sektoren in Höhe von 450 TWh/a. Inklusive Hilfsstromverbrauch (ca. 10 TWh/a, vgl. Kap. 5.4, S. 134) ergibt sich damit ein feststehender Jahresstromverbrauch in Höhe von rund 525 TWh/a. Hinzu kommt dann noch der Stromverbrauch für die Wärmeerzeugung durch elektrische Wärmepumpen und Heizstäbe.

Zunächst wird exemplarisch die Basisvariante 9 (inklusive Haushaltsstrom und Stromeinsatz in den restlichen Sektoren) im folgenden Kontext analysiert: Das insgesamt zur Verfügung stehende Solar- und Windstrompotential wird zu insgesamt 500 TWh/a (je 250 TWh/a aus Photovoltaik bzw. Windkraft) bzw. 700 TWh/a (je 350 TWh/a) angenommen. Das Biomasse-Potential wird weiterhin – wie vorher ausschließ-

¹¹⁷ Zur näheren Erläuterung / Funktionsgleichung siehe Kapitel 5.4. Im vorliegenden Fall lauten die Parameter $b = 1,8$ und $c = 0,4$.

lich für den Wärmesektor (ohne Zuschläge für den Wohngebäude- Haushaltsstrom und ohne Ansatz weiterer Potentiale in anderen Sektoren) zu 50 TWh/a angenommen und in Form von Holzpellet-Kesseln genutzt. Stromspeicher wurden zunächst mit einer Kapazität von 200 GWh/a angenommen und die Speichergröße dann teils variiert.

Abbildung 92 und Abbildung 93 zeigen die Ergebnisse für Basisvariante 9 und eine Variation der Stromspeichergröße. Im Fall mit je 250 TWh/a Solar- und Windstrom ist zunächst der Standardansatz mit 200 GWh Speicherkapazität dargestellt, anschließend der Verzicht auf Stromspeicher, die halbierte Kapazität (100 GWh) und die verdoppelte Kapazität (400 GWh). Im Fall mit je 350 TWh/a Solar- und Windstrom ist neben dem Standardfall (200 GWh) auch eine erhebliche Anhebung auf 1000 GWh berücksichtigt („Stromsp. +“).

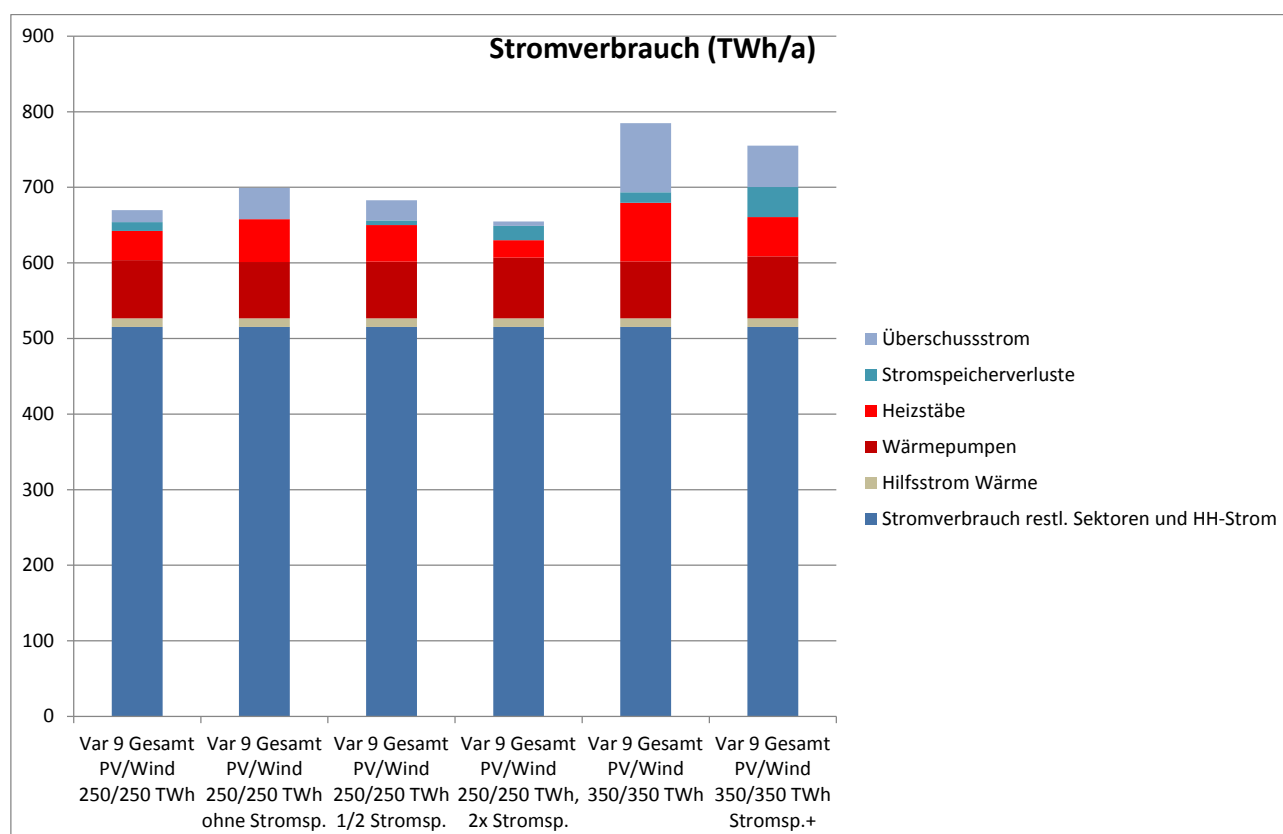


Abbildung 92: Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom und restlichem Stromsektor (450 TWh/a): Stromverbrauch für verschiedene Solar-/ Windstromanteile und Stromspeichergrößen
inklusive Überschussstrom und Stromspeicherverlusten
Stromspeicherkapazität im Standardfall 200 GWh
Stromsp. +: Anhebung auf 1000 GWh

In Abbildung 92 zeigt sich in den verschiedenen Fällen ein quasi konstanter Sockel aus dem Stromverbrauch der restlichen Sektoren plus Haushaltsstrom (blauer Balken, ca. 515 TWh/a) und dem Hilfsstrom der Wohngebäude-Wärmeversorgung (grauer Balken, ca. 10 TWh/a).

Der Stromverbrauch für Wärmepumpen und Heizstäbe variiert je nach Untersuchungsfall. In den letzten beiden Balken mit Solar- und Windstromanteilen von je 350 TWh/a sind diese Anteile am höchsten, allerdings liegen hier auch erhebliche Verluste durch Stromspeicher und Überschussstrom vor: Diese addieren sich im vorletzten Balken (mit 200 GWh/a Stromspeicherkapazität) zu rund 105 TWh/a (also etwa 16 % der

Solar- und Windstromerzeugung)¹¹⁸. Elektrische Heizstäbe werden mit fast 80 TWh/a stärker als in den anderen Varianten zum Abbau von Wind- und Solarstromüberschüssen in Anspruch genommen. Bei der stark erhöhten Stromspeicherkapazität (1000 GWh/a) liegt die Summe der nicht nutzbaren elektrischen Energie noch bei 95 TWh/a (14 %), die Stromspeicher mit ihren Be- und Entladeverlusten treten dabei deutlich stärker in Erscheinung. Der Beitrag der elektrischen Heizstäbe (etwas mehr als 50 TWh/a) ist gegenüber der vorherigen Variante reduziert.

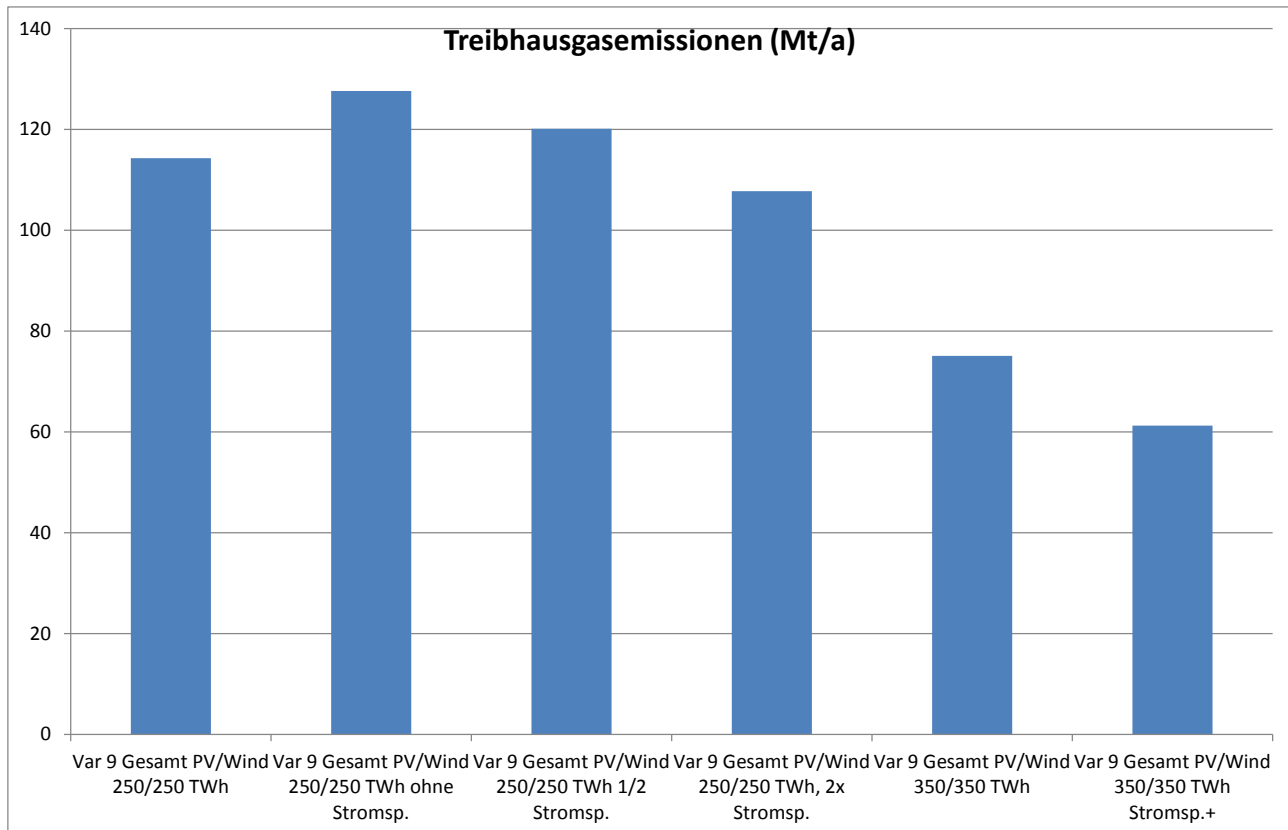


Abbildung 93: Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom und restlichem Stromsektor (450 TWh/a): Treibhausgasemissionen für verschiedene Solar-/ Windstromanteile und Stromspeichergrößen
 Stromspeicherkapazität im Standardfall 200 GWh
 Stromsp. +: Anhebung auf 1000 GWh/a

Beim Blick auf die Treibhausgasemissionen wird deutlich, dass ein Verzicht auf Stromspeicher auch bei der geringeren Solar- und Windstrommenge von insgesamt 500 TWh/a einen merklichen Einfluss hat: Die Jahreswerte der Emissionen erhöhen sich hier von 114 Mt/a gegenüber dem Standardfall (erster Balken, 200 GWh/a Speicherkapazität) um 14 Mt/a bzw. rund 12 % auf 128 Mt/a. Eine Halbierung der Speichergröße führt auf Mehremissionen von rund 6 Mt/a, durch eine Verdopplung könnten die Emissionen um ca. 7 Mt/a reduziert werden.

Im Fall der hohen Solar-/Windstrommenge von 700 TWh/a ergibt sich auch ohne Veränderung der Stromspeicherkapazität ein Emissionswert von 75 Mt/a, d. h. eine Minderung von 39 Mt/a gegenüber dem Ur-

¹¹⁸ Die Solar und Windstromerzeugung liegt in Summe bei 700 TWh/a, nach Verteilverlusten erreichen hiervon 658 TWh/a die Verbraucher.

In den vorherigen Fällen mit je 250 TWh/a für Photovoltaik und Windkraft (Summe 500 TWh/a, nach Verteilverlusten 470 TWh/a) liegt die Summe aus Überschussstrom und Speicherverlusten zwischen rund 25 und 40 TWh/a (etwa 5% und 9 %).

Nicht in der Darstellung enthalten sind die Wärmespeicherverluste im Wohngebäudesektor. Diese liegen in allen untersuchten Varianten zwischen 4 und 9 TWh/a, fallen hier also nicht entscheidend ins Gewicht.

sprungsfall (1. Balken) mit 114 Mt/a. Die hier untersuchte erhebliche Ausweitung (Verfünffachung) der Stromspeicherkapazität von 200 GWh/a auf 1000 GWh/a resultiert in Treibhausgasemissionen von 61 Mt/a. Das Emissionsniveau lässt sich hier also noch einmal um 14 Mt/a bzw. rund 19 % absenken. Die Größe der verfügbaren Stromspeicher hat also insgesamt einen deutlichen Einfluss.

Der anfallende Überschussstrom ist für die erste Variante (mit je 250 TWh/a Solar- und Windstrom sowie 200 GWh Speicherkapazität) noch einmal mit seinen Monatswerten dargestellt.

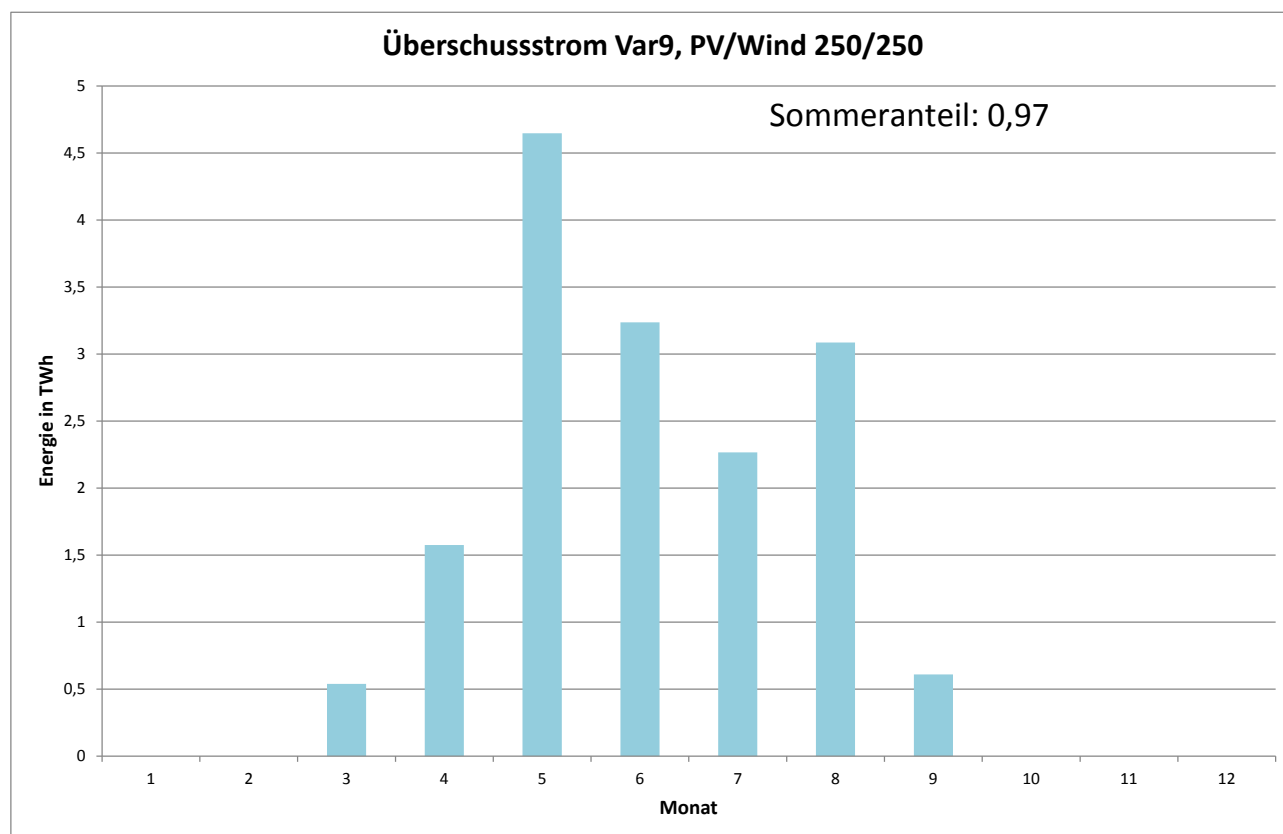


Abbildung 94: Basisvariante 9 mit Haushaltsstrom und restlichem Stromsektor (450 TWh/a): Monatlicher Verlauf des Überschussstroms für einen Solar-/ Windstromanteil von 250 / 250 TWh/a.

Das Diagramm zeigt, dass der Überschussstrom fast ausschließlich, nämlich mit einem Anteil von 97 %, im Sommerhalbjahr, also in den Monaten 4-9 anfällt¹¹⁹. Auch die Betrachtung des Gesamtsystems zeigt also, dass zukünftig im Sommer mit Überschüssen von Solar- und Windstrom zu rechnen ist, eine Nutzung zur Vermeidung von Brennstoffverbrauch bei der Wärmeversorgung im Sommer also sinnvoll ist. In Basisvariante 9 findet dies bereits flächendeckend statt (vgl. Abbildung 37 auf Seite 66), dargestellt ist hier also ein darüber hinausgehender nicht mehr nutzbarer Stromüberschuss aus Sonnenenergie und Windkraft.

Im Folgenden werden die Basisvarianten 6-9, in denen die Solar- und Windstromnutzung in erheblichem Umfang eine Rolle spielt, näher untersucht und miteinander verglichen. Die Analyse der weiteren Basisvarianten (ohne PV- und Windstrom) ergeben dagegen im vorliegenden Kontext wenig Sinn: Beispielsweise geht die Basisvariante 4 (monovalente Wärmepumpen ohne Solar- und Windstrom) in einem Gesamtkontext mit Solar- und Windstrom quasi in die Variante 6 über. Allerdings wurde als Referenzfall noch die Basisvariante 0 mit Wärmeerzeugung allein über Heizkessel betrachtet, da hier der Wärmesektor (bis auf die

¹¹⁹ Dieser Effekt bleibt auch bei höheren Windstromanteilen bestehen: In einer weiteren, nicht abgebildeten Variante wurden 167 TWh/a Photovoltaik und 333 TWh/a Windkraft (also eine Aufteilung ein Drittel zu zwei Dritteln bei gleicher Summe von 500 TWh/a) untersucht. Auch hier trat 97 % des Überschussstroms im Sommerhalbjahr auf.

geringen Hilfsstromanteile) fast vollständig vom Stromsektor getrennt und von der Option der Solar- und Windenergienutzung abgeschnitten ist.

Untersucht werden jeweils die Treibhausgas-Emissionsreduktionen der Basisvarianten 6-9 gegenüber dem Referenzfall. Dabei steht die Frage im Mittelpunkt, ob Unterschiede zwischen den Varianten, die sich bei einer ausschließlichen Betrachtung des Wärmesektors wie in Kapitel 3 zeigen, auch dann noch Bestand haben, wenn der Wohngebäudesektor über das elektrische Energienetz mit den anderen stromverbrauchenden Sektoren verknüpft ist.

Zur Vereinfachung der Untersuchung wurde die Verwendung von Biomasse in den relevanten Vergleichsfällen ausgeklammert. Es werden die folgenden Fälle miteinander betrachtet:

- ursp. Variante (noch mit Biomasse), nur Wärme, PV/Wind 40/80 TWh/a
Emissionsminderung der Basisvarianten 6-9 gegenüber dem Referenzfall Basisvariante 0 gemäß der ursprünglichen Untersuchung in Kapitel 3.4 (s. Abbildung 16 auf S. 42), hier also noch bezogen auf die reine Wärmeversorgung und mit Berücksichtigung des (jeweils identischen) Biomassepotentials. Die PV-/Windstromerzeugung in den Basisvarianten 6-9 belief sich hier auf 40 bzw. 80 TWh/a.
- nur Wärme, PV/Wind 40/80 TWh/a
Emissionsminderung gegenüber dem Referenzfall für die reine Wärmeversorgung ohne Berücksichtigung von Biomasse, ebenfalls unter Ansatz von 40 bzw. 80 TWh/a für den Solar bzw. Windstrom.
- Emissionsminderung unter Einbeziehung von Haushaltsstrom (ca. 65 TWh/a) und dem restlichen Stromsektor (Ansatz: 450 TWh/a) für sechs weitere Untersuchungsfälle mit einem Gesamtbeitrag des PV-/Windstroms von 480 TWh/a (mit 200 GWh/a Stromspeicherkapazität) bzw. 720 TWh/a (mit 300 GWh/a Speicherkapazität) und hälftiger bzw. „1/3 zu 2/3“ - Aufteilung zwischen den regenerativen Energiequellen:
 PV-/Windstrom: 240 / 240 TWh/a (50 % : 50 %, Summe 480 TWh/a)
 PV-/Windstrom: 360 / 360 TWh/a (50 % : 50 % Summe 720 TWh/a)
 PV-/Windstrom: 160 / 320 TWh/a (33 % : 67 %, Summe 480 TWh/a)
 PV-/Windstrom: 240 / 480 TWh/a (33 % : 67 %, Summe 720 TWh/a)
 PV-/Windstrom: 320 / 160 TWh/a (67 % : 33 %, Summe 480 TWh/a)
 PV-/Windstrom: 480 / 240 TWh/a (67 % : 33 %, Summe 720 TWh/a)

Das Ergebnis dieser Untersuchung ist in Abbildung 95 dargestellt.

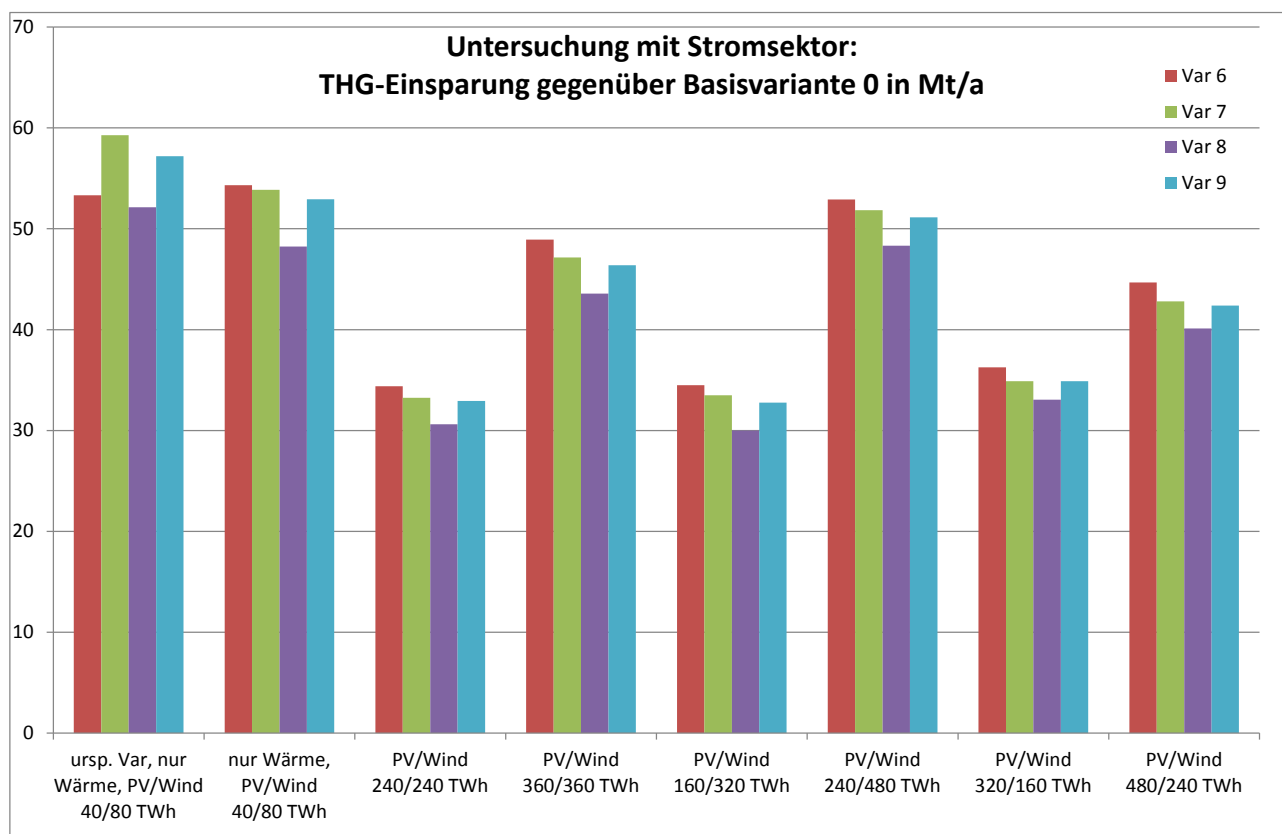


Abbildung 95: Basisvarianten 6-9 mit Haushaltsstrom und restlichem Stromsektor (450 TWh/a): Treibhausgas-Emissionsminderung gegenüber der Basisvariante 0 für verschiedene Solar-/ Windstromanteile

Zunächst sollen die acht Untersuchungsfälle (acht Balkengruppen mit je vier verschieden farbigen Balken) miteinander verglichen werden: Hier zeigt sich, dass die Einsparungen gegenüber der Basisvariante 0 bei ausschließlicher Betrachtung der Wärmeversorgung in der Größenordnung von etwa 50 TWh/a liegt (erste und zweite Balkengruppe): Die Unterscheidung mit und ohne Einbeziehung der Biomasse ist in dieser Differenzbetrachtung also für das grobe Niveau der erreichbaren Emissionsreduktion nicht entscheidend. Bei Gesamtbetrachtung mit Stromsektor sind vor allem die Fälle mit 480 (3./5./7. Balkengruppe) und 720 TWh/a (4./6./8. Gruppe) zu unterscheiden: Bei 480 TWh/a Solar- und Windstrombeitrag werden Emissionsminderungen von etwa 30 Mt/a erreicht (also deutlich weniger als bei der Wärmeversorgung allein), bei einem Beitrag von 720 TWh/a liegen die Werte dagegen bei über 40 bis 50 TWh/a und erreichen damit ungefähr das Niveau der ersten beiden Balkengruppen.

Offensichtlich spielt hier die Höhe der Ausschöpfung der Solar- und Windstrompotentiale und – bei höherer Ausschöpfung – auch das Verhältnis von Solar- und Windstromanteilen eine Rolle. Für einen direkten Vergleich mit der reinen Wärmeversorgung (PV/Wind 40/80 TWh/a) mit der Gesamtbetrachtung sind hier vor allem die Fälle PV/Wind 160/320 TWh/a und 240/480 TWh/a relevant, denn hier liegt jeweils die Relation 1/3 zu 2/3 für die PV- gegenüber der Windstromerzeugung vor. Außerdem liegen die Solar- und Windstrommengen in bei der Gesamtbetrachtung mit 480 bzw. 720 TWh/a um den Faktor 4 bzw. 6 gegenüber der reinen Wärmeversorgung mit 120 TWh/a. Der Faktor 5 gemäß der Faustregel aus Kapitel 2.2 wird hier also quasi eingerahmt¹²⁰.

¹²⁰ Es sei daran erinnert, dass es sich hier um eine grobe ad hoc abgeleitete Faustregel handelt und sich bei alleiniger Betrachtung des Basisjahres 1990 auch ein Faktor 6 zwischen Wohngebäude-Wärmeversorgung und dem gesamten Energiesystem ableiten ließe.

Im Gesamtergebnis zeigen sich gegenüber dem Referenzfall Emissionsminderungen von 30 - 35 Mt/a (PV/Wind 160/320 TWh/a) bzw. rund 50 Mt/a (240/480 TWh/a). Die ursprüngliche Werte bei reiner Betrachtung der Wohngebäude-Wärmeversorgung in Höhe von etwa 50 Mt/a werden also im ersten Fall etwas unterschritten, im zweiten Fall ungefähr erreicht. Der Vorteil der Varianten 6-9 (mit Wind- und Solarstromnutzung) gegenüber Variante 0 ist also auch im Gesamtsystem erheblich und bleibt in seiner Größenordnung ungefähr erhalten, wenn auch gegebenenfalls mit Abschlägen je nach Höhe der angenommenen Gesamtpotentiale¹²¹. Die Einbeziehung von Solar- und Windstrom entfaltet demnach im Wärmesektor auch dann eine erhebliche Wirkung, wenn man diesen nicht isoliert, sondern im Zusammenhang mit dem Gesamtsystem betrachtet.

Dabei zeigt sich, dass sich höhere Wind- als Solarstromanteile (bei gleicher Gesamtsumme der Stromerzeugung aus beiden Quellen) nicht nur im Wärmeversorgungssektor, sondern auch gesamten Stromsystem positiv bemerkbar machen würden: Dies folgt aus den höheren Emissionsminderungen des Untersuchungs-falls PV/Wind 240/480 TWh gegenüber den Fällen 360/360 und 480/240. Würde man andererseits davon ausgehen, dass die Solar- und Windstromanteile in Deutschland insgesamt etwa gleich groß sind und auch in gleichem Umfang ausgeschöpft werden, so ergeben sich für den Wärmesektor gegenüber der isolierten Betrachtung etwas geringere Emissionsminderungen gegenüber der klassischen Wärmeversorgung über Heizkessel (nämlich sehr grob gesprochen nur etwa 45 Mt/a im Fall PV/Wind 360/360 TWh/a gegenüber etwa 50 Mt/a im Fall 240/480).

Vergleicht man die Basisvarianten 6-9 untereinander, so stellte man auch hier im Detail Verschiebungen bei Betrachtung der einzelnen Balkengruppen fest: Während in der ursprünglichen Untersuchung die Variante 7 (ausschließlich bivalente Wärmepumpen, grüner Balken) am günstigsten abgeschnitten hatte und die Variante 6 (monovalente Wärmepumpen, roter Balken) erst an dritter Stelle stand, weist in den weiteren Untersuchungen die Variante 6 durchgängig das günstigste Ergebnis auf. Ein Grund hierfür könnte der Verzicht auf die Betrachtung von Biomasse sein, deren Verwendung in den Holz-Kraftwerken bei Variante 6 offenbar ungünstiger ist als in den Holzpelletkesseln der anderen Varianten (vgl. Kap. 4.2). Sehr große Unterschiede zwischen den vier Varianten treten aber nach wie vor nicht auf, vielmehr erscheinen die Differenzen durch die Einbeziehung des gesamten Stromsektors eher etwas gedämpft.

Dies gilt insbesondere für den Vergleich der Varianten 8 und 9. Hier liegt in beiden Fällen bei 30 % des Bestands eine Nahwärmeversorgung mit KWK-Systemen und im restlichen Bestand eine Versorgung über bivalente Wärmepumpen vor. In Variante 9 sind die KWK-Systeme durch Wärmepumpen begleitet, während in Variante 8 eine Wärme-Nutzung von PV- und Windstrom nur über Heizstäbe erfolgen kann. Hier liegen die Unterschiede bei isolierter Betrachtung des Wärmesektors bei rund 5 Mt/a, in den späteren Varianten mit Stromsektor sind es dagegen eher 2-3 Mt/a. Andererseits bleibt ein merklicher Vorteil der Variante 9 mit Kombination von KWK und Wärmepumpen auch hier weiterhin erhalten. Würde man nun in Variante 8 in den nahwärmeversorgten Gebäuden die Umwandlung von elektrischer Energie per Heizstab in Wärme nicht mehr ermöglichen, die nahwärmeversorgten Gebäude also von der Möglichkeit der Solar- und Windstromnutzung komplett abschneiden, so würde sich gegenüber Variante 9 eine um rund 10 Mt/a verringerte Emissionsminderung ergeben¹²².

Diese Ergebnisse können als ein deutlich Hinweis darauf gedeutet werden, dass die Kraft-Wärme-Kopplung auch im Gesamtsystem (in dem ein relativ kleiner Wohngebäudebestand auf eine hohe Stromabnahme in den anderen Sektoren trifft) ihre Rolle für eine effiziente Wärmeversorgung nicht allein spielen sollte, d.h. nicht ohne die Möglichkeit für eine begleitende Wind- und Solarstromnutzung im wärmeversorgten Bestand. Dieser Aspekt wird in Kapitel 6.4 noch einmal näher untersucht.

¹²¹ Zum Vergleich sei noch einmal das Treibhausgasziel für die Wohngebäude-Wärmeversorgung in Höhe von 25 Mt/a genannt. Die in den Berechnungen auftretenden Mehremissionen in Höhe von 30 bis 50 Mt/a für die Varianten ohne Nutzung von Solar-/Windstrom und Wärmepumpen entsprechen damit dem 1,2- bis 2-fachen des eigentlichen Zielwerts. Differenzen in dieser Größenordnung sind damit für die Zielerreichung in hohem Maße relevant.

¹²² Dieser Fall wurde hier mit je 350 TWh Solar- und Windstrom und unter Einbeziehung von Biomasse-Verwendung (Gesamtpotential 50 TWh/a) in den nicht nahwärmeversorgten Gebäuden untersucht.

6.4 Analyse hoher KWK-Anteile bei der Wärmeversorgung

In diesem Kapitel soll die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung genauer untersucht werden. Zunächst wird hier der Effizienzvorteil der Verwendung von Erdgas in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gegenüber den effizientesten Konkurrenztechnologien untersucht. Als Referenzsysteme werden dabei die Stromerzeugung in einem GuD-Kraftwerk und der Wärmeerzeugung in einer elektrischen Wärmepumpe betrachtet¹²³.

Es wird zunächst die Frage untersucht, wann der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung effizienter ist, als die ungekoppelte Erzeugung derselben Menge an elektrischer Energie und Wärme. Als Referenzsysteme zur ungekoppelten Erzeugung werden dabei Erdgas-GuD-Kraftwerke und elektrische Wärmepumpen betrachtet.

Eine genauere Analyse (siehe hierzu Anhang D) kommt zu folgendem Ergebnis: Der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung ist immer effizienter als die Alternative mit Erdgas-GuD-Kraftwerken und Wärmepumpen, wenn die folgende Ungleichung erfüllt ist (andernfalls ist die Alternative effizienter):

$$\sigma \leq \frac{1}{\varepsilon}$$

mit:

ε : Leistungszahl der Wärmepumpen (Wärmeerzeugung dividiert durch Stromverbrauch)

σ : „verallgemeinerte“ Stromverlustkennziffer der Vergleichsbetrachtung¹²⁴

$$\sigma = \frac{\tilde{\eta}_{el,Ref} - \tilde{\eta}_{el}}{\tilde{\eta}_{th}}$$

$\tilde{\eta}_{el}, \tilde{\eta}_{th}, \tilde{\eta}_{el,Ref}$: elektrischer und thermischer Wirkungsgrad der KWK-Anlage und elektrischer Wirkungsgrad des Referenzkraftwerks (hier: Erdgas-GuD-Kraftwerk), jeweils inklusive Verteilverlusten der Strom- und Wärmenetze¹²⁵

Als Zahlenbeispiel sei ein Nahwärme-Blockheizkraftwerk mit 40 % elektrischem und 45 % thermischem Wirkungsgrad sowie als Referenzkraftwerk ein Erdgas-GuD-Kraftwerk mit 57 % elektrischem Wirkungsgrad angenommen. Der Wirkungsgrad der Nahwärmeverteilung betrage 85 %, der Stromverteilungswirkungsgrad generell 94 %. Dann ergeben sich folgende Werte:

$$\tilde{\eta}_{el} = 0,4 \times 0,94 = 0,376$$

$$\tilde{\eta}_{th} = 0,45 \times 0,85 = 0,3825$$

$$\tilde{\eta}_{el,Ref} = 0,57 \times 0,94 = 0,5358$$

$$\sigma = (0,5358 - 0,376) / 0,3825 = 0,4178$$

Bildet man den Kehrwert von σ , so erhält man einen Wert von 2,393. Bei Wärmepumpen-Leistungszahlen von ca. 2,4 und weniger ist also die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung im BHKW mit Nahwärmesys-

¹²³ Sowohl KWK-Anlagen als auch GuD-Kraftwerke (gegebenenfalls auch Wärmepumpen) werden in der Praxis durch Anlagen zur Spitzenlastdeckung begleitet (Heizkessel bzw. Spitzenlast-Kraftwerke), die eine geringere Brennstoffeffizienz aufweisen. Diese Spitzenlastanlagen können hier also, da alle zu vergleichenden Systeme gleichermaßen betroffen sind, in der Betrachtung zur Vereinfachung weggelassen werden.

¹²⁴ Der folgende Ausdruck entspricht der in der Literatur bekannten Stromverlustkennziffer eines Heizkraftwerks mit variabler Wärmeauskopplung, wenn man als elektrischen Referenzwirkungsgrad den Wirkungsgrad im Betrieb ohne Wärmeauskopplung ansetzt.

¹²⁵ In dem Fall, dass auch die elektrischen Wärmepumpen in Nahwärmenetzen eingesetzt werden, sind auch bei der Jahresarbeitszahl die Verteilnetzverluste mitzubetrachten.

tem effizienter, bei größeren Leistungszahlen der Wärmepumpen sind diese in der Kombination mit dem Erdgas-GuD-Referenzkraftwerk zu bevorzugen.

Da die Kennwerte der Blockheizkraftwerke und Wärmepumpen in den bisherigen Betrachtungen ungefähr in diesen Größenordnungen lagen (vgl. Kap. 3.5.3 bzw. 4.2) ist davon auszugehen, dass in den Untersuchungsvarianten sozusagen eine weitgehende Wahlfreiheit zwischen Konzepten mit bzw. ohne Kraft-Wärme-Kopplung besteht (vergleiche hierzu auch die sehr ähnlichen Ergebnisse für die resultierenden Treibhausgasemissionen in den Basisvarianten 6-9 der Wärmeversorgung in Kap. 3.4).

Um die Perspektiven der Kraft-Wärme-Kopplung in Konkurrenz zur Solar- und Windstromerzeugung stärker herauszuarbeiten, wird daher in den folgenden – aus heutiger Sicht als theoretisch zu verstehenden – Untersuchungen eine KWK-Zukunftstechnologie mit deutlich günstigeren Voraussetzungen betrachtet: Es wird vorausgesetzt dass zukünftig Brennstoffzellen-BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 50 % und einem thermischen Wirkungsgrad von 38 % verfügbar und universell auch in Einzelgebäuden (ohne Energieverluste eines Wärmeverteilnetzes) mit hohen Deckungsgraden einsetzbar sind. Unter diesen Annahmen ergeben sich:

$$\tilde{\eta}_{el} = 0,5 \times 0,94 = 0,47$$

$$\tilde{\eta}_{th} = 0,38$$

$$\tilde{\eta}_{el,Ref} = 0,57 \times 0,94 = 0,5358$$

$$\sigma = (0,5358 - 0,47)/0,38 = 0,1732$$

Der Kehrwert von σ ergibt sich hier zu rund 5,8. So hoch müsste also im Fall der Brennstoffzellen-BHKW die Wärmepumpen-Leistungszahl sein, damit die ungekoppelte mit der gekoppelten Wärmeerzeugung aus Sicht der Energieeffizienz gleichwertig wäre.

Vor diesem Hintergrund werden nun im Kontext des gesamten Stromverbrauchs (mit Ansatz von 450 TWh/a für die restlichen Sektoren außer Wohngebäuden) drei idealtypische Wärmeversorgungstechnologien für den gesamten Wohngebäudebereich verglichen, nämlich die (jeweils ausschließliche) Wärmeversorgung über

- Brennwertkessel
- Brennstoffzellen-BHKW (Zukunftstechnologie mit erhöhten Wirkungsgraden)
- elektrische Wärmepumpen (50 % Erd- und 50 % Luftwärmepumpen, Standardansatz für Leistungszahlen in der vorliegenden Studie)

Die Biomasseverwendung wird auch hier nicht berücksichtigt, Stromspeicher werden mit einer Gesamtkapazität von 200 GWh angesetzt. Die Brennstoffzellen-BHKW sind auf einen Leistungsanteil von 35 % bei der Wärmeerzeugung ausgelegt, der Restbedarf wird durch Spitzenlastkessel abgedeckt. Für die allgemeine Stromerzeugung aus Erdgas-GuD- und Gasturbinen-Kraftwerken ist wie im vorherigen Abschnitt 6.3 ein mittlerer Wirkungsgrad von 54 % angesetzt.

Im Hinblick auf die jährliche Solar- und Windstromerzeugung werden dabei drei Fälle betrachtet: 0/0 (kein Solar- bzw. Windstrom), 250/250 TWh/a und 300/400 TWh/a¹²⁶. Abbildung 96 und Abbildung 97 zeigen die Ergebnisse der Untersuchung im Hinblick auf die Wärmeerzeugung und die Treibhausgasemissionen. Dargestellt von links nach rechts sind jeweils in drei Balken (Kessel, BHKW und Wärmepumpen) die Ergebnisse für 0 TWh/a, 500 TWh/a und 700 TWh/a Solar-/Windstrom.

¹²⁶ In der letzten Variante ist mit Blick auf die bessere Verwendbarkeit von Windstrom im Gesamtsystem (vgl. Kap. 5.4) dessen Anteil auf über 50 % erhöht, ohne allerdings die starke Windstromdominanz von zwei Dritteln wie in anderen Untersuchungsvarianten (vgl. z. B. Abbildung 95) zu erreichen.

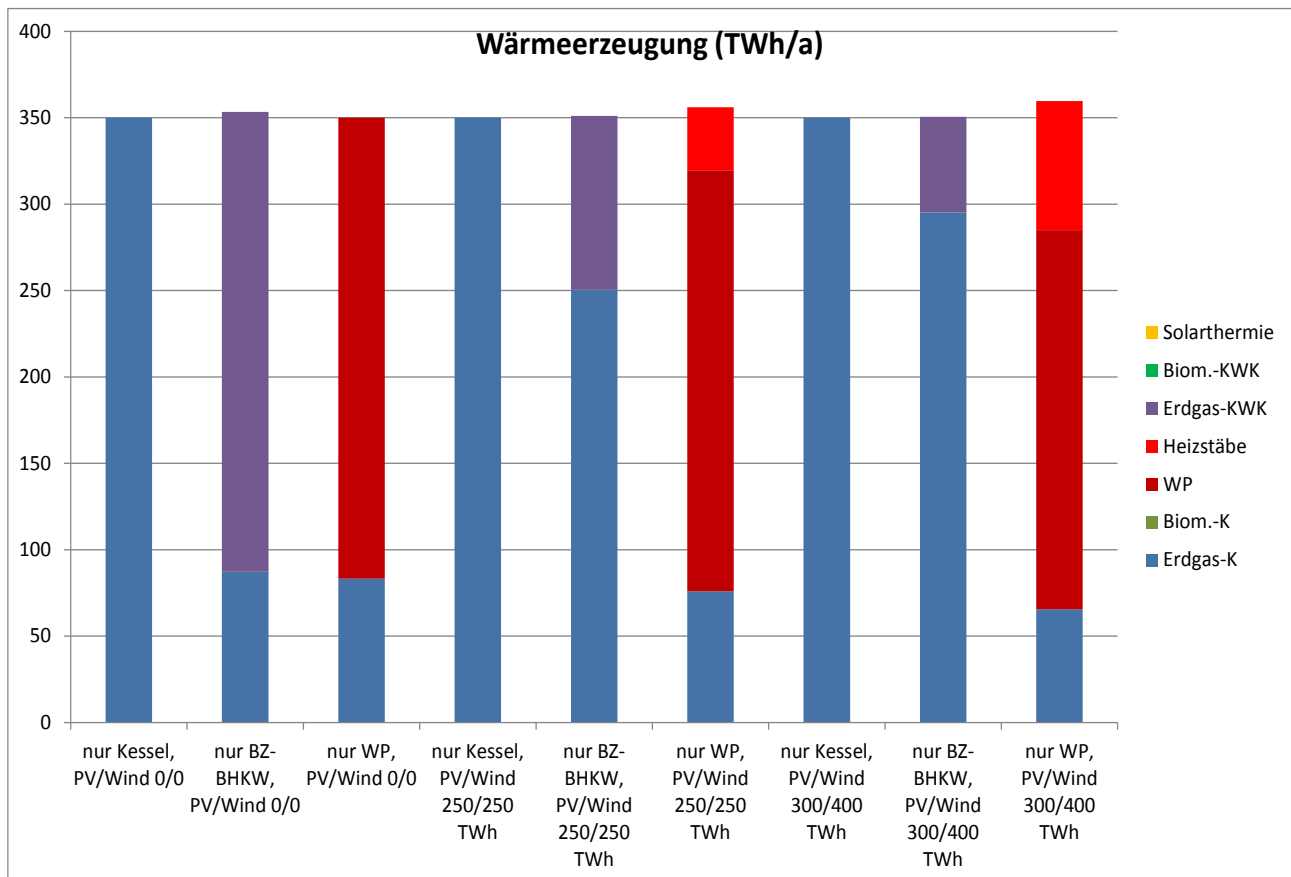


Abbildung 96: Vergleich Kessel / Brennstoffzellen-BHKW / Wärmepumpen: Wohngebäude-Wärmeversorgung mit Haushaltsstrom und restlichem Stromsektor (450 TWh/a): Jährliche Wärmeerzeugung in den Wohngebäuden nach Einzelsystemen bei unterschiedlichen Beiträgen der Solar-/Windstromerzeugung

Der Blick auf die Wärmeerzeugung in Abbildung 96 zeigt, dass die Kraft-Wärme-Kopplung (violetter Balken) ohne Solar- und Windstrom erhebliche Anteile an der gesamten Gebäude-Wärmeversorgung erreichen kann. Schon bei 250 / 250 TWh/a Solar- bzw. Windstrom (also im Bereich der unteren angenommenen Potentialgrenzen beider Technologien) und erst recht bei 300 / 400 TWh/a ist der Anteil der KWK-Wärmeerzeugung dagegen erheblich niedriger. Die elektrische Energie aus den KWK-Anlagen wird hier also im stromwirtschaftlichen System durch erneuerbare Energie verdrängt, so dass im Gegenzug auch der KWK-Anteil an der Wärmeversorgung zugunsten der begleitenden Heizkessel sinkt.

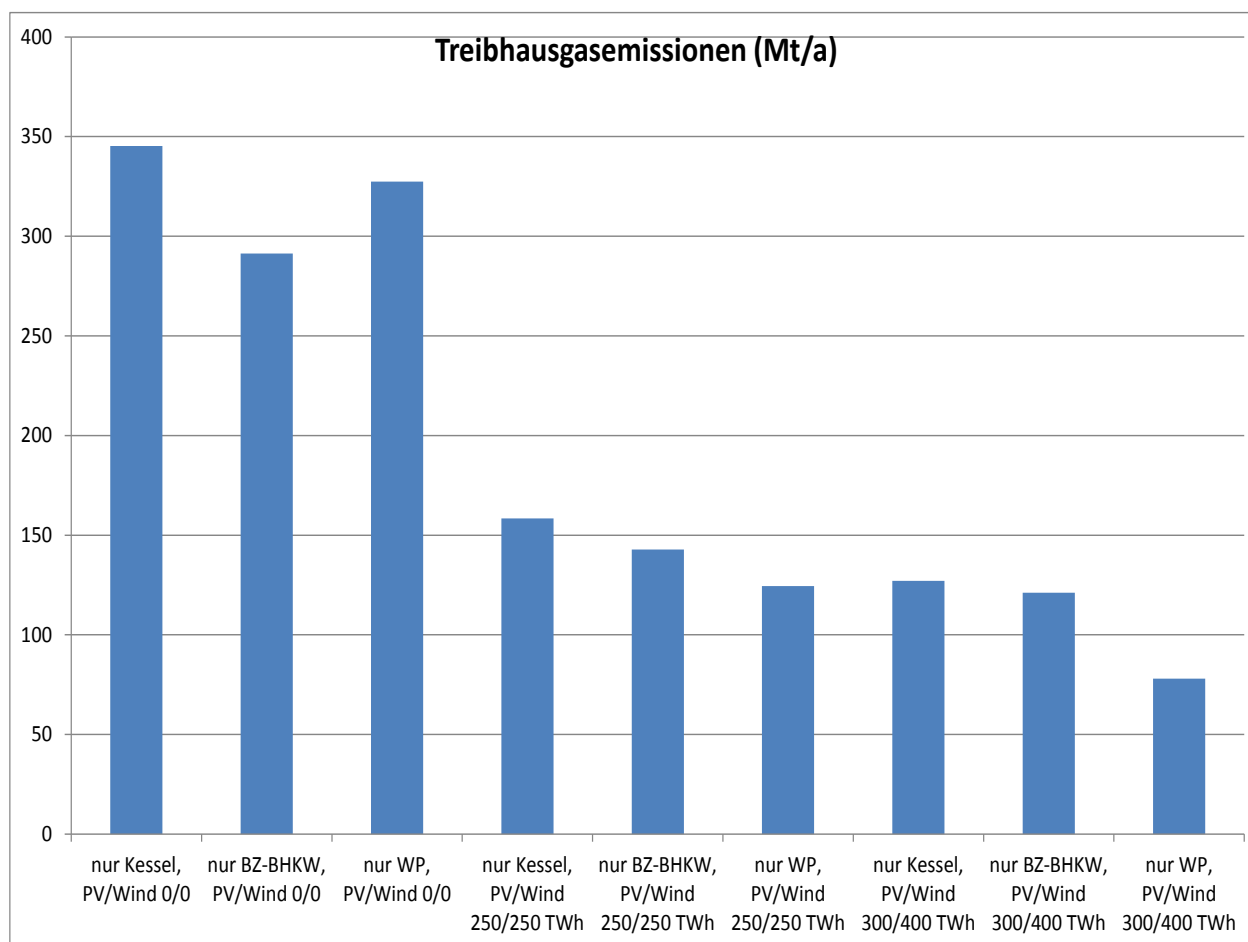


Abbildung 97: Vergleich Kessel / Brennstoffzellen-BHKW / Wärmepumpen: Wohngebäude-Wärmeversorgung mit Haushaltsstrom und restlichem Stromsektor (450 TWh/a): Gesamte Treibhausgasemissionen bei unterschiedlichen Beiträgen der Solar-/Windstromerzeugung

Bei den Treibhausgasemissionen in Abbildung 97 ist festzustellen, dass in der Untersuchung ohne Solar- und Windstrom das Konzept mit Brennstoffzellen-BHKW deutlich am günstigsten abschneidet, insbesondere auch besser als die Wärmepumpen. Dies steht im Einklang mit dem eingangs durchgeführten Vergleich von verallgemeinerter Stromverlustkennziffer und Wärmepumpen-Leistungszahlen¹²⁷.

Mit Einführung hoher Photovoltaik- und Windstromanteile in den weiteren Analysen hat dieses Ergebnis aber nicht mehr Bestand: Hier schneiden die Fälle mit Wärmepumpen deutlich am besten ab. Gleichzeitig wird durch die erneuerbaren Energien eine erhebliche Absenkung der Treibhausgasemissionen erreicht, und zwar – bei Betrachtung der jeweils besten Variante – von etwa 290 Mt/a (PV/Wind 0/0, Brennstoffzellen-BHKW) auf etwa 125 Mt/a (PV/Wind 250/250 TWh/a, Wärmepumpen) bzw. auf rund 80 Mt/a (PV/Wind 300/400 TWh/a, Wärmepumpen). Eine Verdrängung von KWK-Anlagen durch Solar- und Windstrom findet demnach auch bei Betrachtung des gesamten Stromsektors und hoher KWK-Effizienz statt.

In der folgenden Abbildung 98 wird die Situation bei maximalem Photovoltaik- und Windstrombeitrag von 300 bzw. 400 TWh/a noch einmal detaillierter betrachtet, indem nun parallel zu den eingesetzten Heizkesseln bzw. Blockheizkraftwerken auch Wärmespeicher mit elektrischen Heizstäben eingesetzt werden und auf diese Weise also eine Nutzung des regenerativ erzeugten Stroms zur Wärmeherzeugung ermöglicht wird.

¹²⁷ Es sei noch einmal darauf hingewiesen, dass beim Brennstoffzellen-BHKW deutlich verbesserte, zukünftig vorstellbare Wirkungsgrade unterstellt sind, während bei den Wärmepumpen keine Effizienzverbesserungen berücksichtigt wurden.

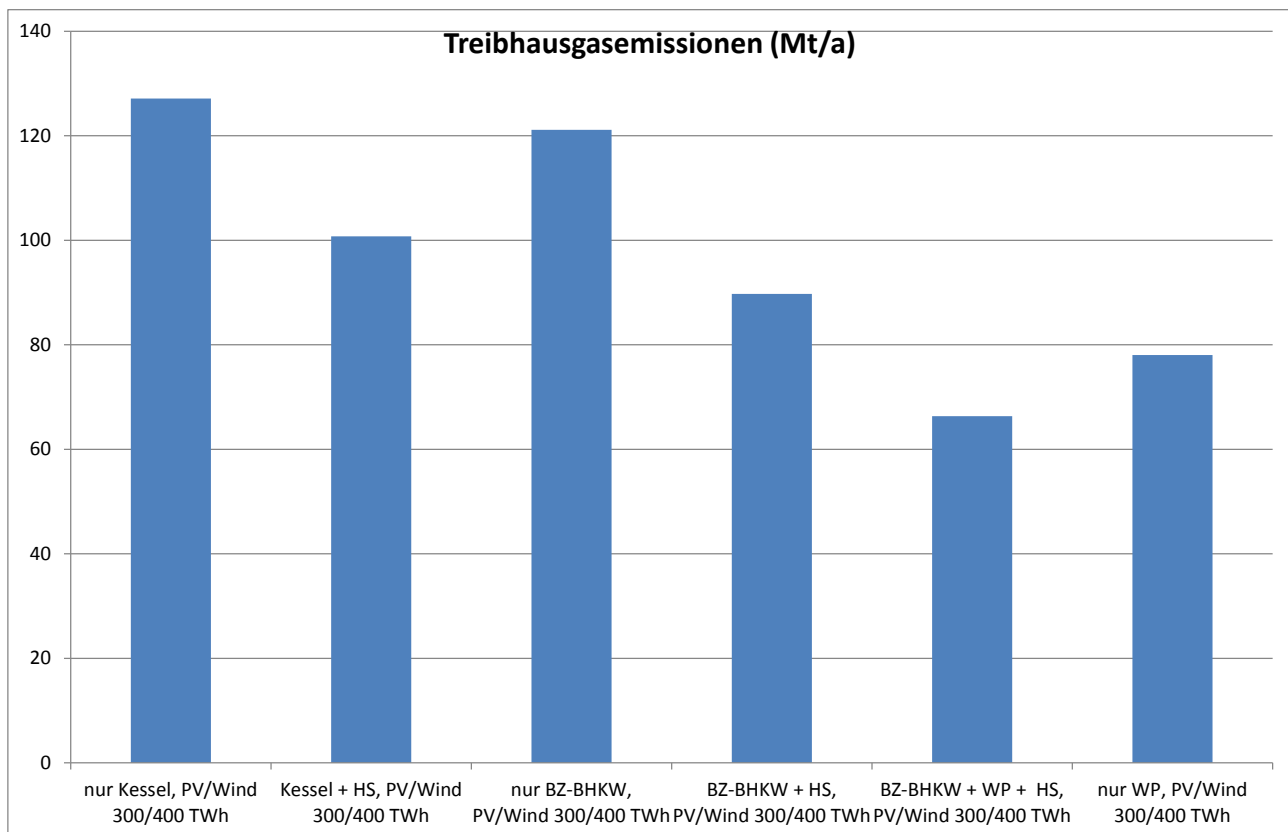


Abbildung 98: Einsatz von elektrischen Heizstäben: Vergleich Kessel / Brennstoffzellen-BHKW / Wärmepumpen: Wohngebäude-Wärmeversorgung mit Haushaltsstrom und restlichem Stromsektor (450 TWh/a): Gesamte Treibhausgasemissionen bei 300 / 400 TWh/a Photovoltaik- und Windstromerzeugung
HS: Heizstab

In der Darstellung lässt sich erkennen, dass mit Verwendung von Heizstäben und Wärmespeichern aufgrund der verbesserten Fähigkeit zur Nutzung von Solar- und Windenergie für die Wärmeversorgung die Treibhausgasemissionen deutlich sinken, und zwar sowohl bei Einsatz der Heizkessel (von etwa 125 auf 100 Mt/a) als auch der BHKW (von rund 120 auf 90 Mt/a). Der Wärmepumpeneinsatz (mit noch effizienterer Nutzung von PV- und Windstrom zur Wärmeerzeugung) ist hier aber immer noch günstiger (knapp 80 Mt/a, letzter Balken rechts). Die niedrigsten Emissionswerte werden bei gemeinsamem Einsatz von BHKW und Wärmepumpen erreicht (ca. 65 Mt/a, vorletzter Balken).

6.5 Schlussfolgerungen

Die in den vorherigen Kapiteln auf den Wohngebäudesektor beschränkten Untersuchungen wurden in Kapitel 6 in Form einer Grobanalyse auf den gesamten Stromsektor ausgeweitet. Aus den Ergebnissen lassen sich folgende Rückschlüsse für die Wärmeversorgung im Wohngebäudesektor ziehen:

- Obwohl nun der gesamte Stromsektor als Abnehmer zur Verfügung steht, treten die durch Wind- und Solarstrom verursachten Emissionsminderungen bei der Wohngebäude-Wärmeversorgung in ähnlichem Umfang auf wie bei der isolierten Analyse des Wohngebäudebereichs, wenn man die Solar- und Windpotentiale entsprechend auf das Gesamtsystem hochskaliert. Die fundamentale Rolle des Wind- und Solarstroms und damit auch der elektrischen Wärmepumpen für die Reduzierung

der Treibhausgasemissionen in der Wohngebäude-Wärmeversorgung bleibt also auch im Rahmen eines Gesamtkonzepts für die Emissionsminderung in der elektrischen Energieversorgung bestehen.

- Dieses Ergebnis gilt auch bei Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung, für die es im elektrischen Energiesystem ebenfalls mehr Abnehmer und daher erweiterte Nutzungsmöglichkeiten gibt als bei der rein sektoralen Betrachtung des Wohngebäudebereichs: Selbst im Fall des Ansatzes (zukünftiger) besonders effizienter Brennstoffzellen-BHKW wird deren Beitrag zur Strom- und Wärmeversorgung im Fall steigenden Solar- und Windstromanteile erheblich zurückgedrängt. Die Kraft-Wärme-Kopplung kann auch im Gesamtsystem die brennstofffreie Wärmeerzeugung durch Wind-/Solarstrom und elektrische Wärmepumpen nicht ersetzen, sondern nur ergänzen.
- Überschüsse an Solar- und Windenergie treten auch im Gesamtsystem fast ausschließlich im Sommer auf. Die bereits in früheren Kapiteln getroffene Schlussfolgerung, dass der Wohngebäudesektor möglichst flächendeckend die Fähigkeit zur Nutzung solcher Überschüsse und damit zur Vermeidung von Brennstoffbräuchen bei der Warmwasserbereitung im Sommer erhalten sollte, wird durch dieses Ergebnis noch einmal bestätigt.
- Dort wo der Einsatz von elektrischen Wärmepumpen nicht möglich ist, können elektrische Heizstäbe und Wärmespeicher, die ergänzend zu brennstoffbetriebenen Wärmeerzeugern (KWK-Anlagen bzw. Heizkessel) zum Einsatz kommen, eine eingeschränkte Möglichkeit zur Solar- und Windstromnutzung im Wohngebäudebereich bieten. Dieser bereits in Kapitel 4.6 diskutierte Effekt zeigt sich auch bei Berücksichtigung des gesamten elektrischen Energiesystems in relevantem Umfang – auch hier allerdings mit entsprechenden Nachteilen gegenüber dem vorrangig zu verfolgenden Einsatz der deutlich effizienteren Wärmepumpen.

7 Weiterführende Untersuchungen zur Wärmeversorgung

Die Untersuchungen im vorliegenden Projekt basieren auf verschiedenen teils vereinfachenden Annahmen und Randbedingungen: So beschränken sich die Analysen weitgehend auf etablierte Technologien, die Erreichung der Triebhausgasemissionen wird im Bezug auf die Energieeffizienz und die Potentiale verschiedener Energieträger ohne Betrachtung der Kosten diskutiert, Fernwärme bzw. Nahwärme wird in sehr pauschaler Weise berücksichtigt. Diese Ansätze und Vereinfachungen sollen im vorliegenden Kapitel genauer diskutiert und die bisher gesetzten Grenzen überschritten werden – wenn auch auf Basis zumeist grober und teils rein qualitativer Betrachtungen.

Kapitel 7.1 behandelt vor diesem Hintergrund am Markt bisher kaum oder gar nicht verfügbare Zukunftstechnologien, Kapitel 7.2 untersucht die Kosten verschiedener Wärmeversorgungsvarianten, Kapitel 7.3 enthält Überlegungen zur zukünftigen Rolle von Fern- bzw. Nahwärmenetzen.

Ein weiteres großes Themenfeld, nämlich die Wechselbeziehungen der Wohngebäude-Wärmeversorgung mit dem elektrischen Energiesystem, wird anschließend in dem eigenständigen Kapitel 8 behandelt.

7.1 Zukunftstechnologien

Die Untersuchungen im vorliegenden Projekt wurden grundsätzlich auf am Markt etablierte Technologien beschränkt. Wärmeversorgungssysteme, die sich noch im Stadium der Forschung, Entwicklung und Erprobung bzw. einer sehr frühen Markteinführung befinden wurden dagegen ausgeklammert: Hier bestehen in der Regel aufgrund fehlender Erfahrungen noch erheblich größere Unsicherheiten im Bezug auf Potentiale, Anwendungsprobleme in der Praxis und Kosten als bei Systemen, die jetzt schon in hohen Stückzahlen produziert und installiert werden. Es erscheint daher grundsätzlich zunächst einmal als riskant, solche Maßnahmen im Rahmen einer Klimaschutzstrategie verbindlich einzuplanen.

Allerdings zeigen die bisherigen Untersuchungen, dass eine Erreichung der Klimaschutzziele im Wohngebäudebereich mit den bisher bekannten Technologien bei Wärmeschutz und Wärmeversorgung (inklusive Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplung, Solarthermie sowie der Nutzung von Photovoltaik- und Windstrom) zwar in der Regel möglich, aber auch schwierig ist: Die verfügbaren Potentiale und Möglichkeiten müssen in jeder Hinsicht sehr weit ausgeschöpft werden, es bestehen nur sehr begrenzte Spielräume. Je nach Annahmen und Randbedingungen können die bisher untersuchten Systeme auch an Grenzen stoßen, etwa wenn Treibhausgaseminderungen von 95 % (statt 87,5 % im Standardfall) erreicht werden sollen oder das Biomassebudget deutlich unter die im Standardfall angenommenen 50 TWh/a sinkt (vgl. hierzu insbesondere die Untersuchungen in Kap. 4.5).

Der Einsatz von bisher nicht berücksichtigten potentiellen „Zukunftstechnologien“ kann also gegebenenfalls notwendig werden, um entstehende Lücken bei der Zielerreichung zu schließen. Darüber hinaus ist der Zeitraum bis 2050 auch noch so groß, dass tatsächlich realistische Perspektiven für eine breite Markteinführung neuer technischer Lösungen bestehen und diese daher im Zuge verschiedener nationaler Klimaschuttszenarien auch intensiv diskutiert werden.

Vor diesem Hintergrund erfolgt in Kapitel 7.1.1 und 7.1.2 eine kurze Diskussion der Optionen saisonale Wärmespeicherung, Tiefengeothermie und synthetische Brennstoffe, denen auch in aktuellen Klimaschuttszenarien eine besondere Aufmerksamkeit zukommt. Ein Schwerpunkt wird dabei wegen ihrer universellen Nutzbarkeit im gesamten Energiesystem auf die Erzeugung synthetischer Brennstoffe aus Solar- bzw. Windstrom gelegt (insbesondere: synthetische Methanherzeugung). Kapitel 7.1.3 beschreibt eine Erweiterung des vereinfachten Modells im Hinblick auf Zukunftstechnologien inklusive einiger Beispielanalysen¹²⁸.

¹²⁸ Darüber hinaus wird die Kostenseite speziell von synthetischem Methan auch noch weiter unten in Kapitel 7.2.3 betrachtet.

7.1.1 Saisonale Wärmespeicher und Tiefengeothermie

Der Langzeitspeicherung von Wärme über mehrere Monate (vom Sommer bis in den Winter hinein) und der Tiefengeothermie ist gemeinsam, dass es sich um heimische Optionen für die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien handelt, die beide an Nah- bzw. Fernwärmesysteme gekoppelt sind. Darüber hinaus handelt es sich um bereits entwickelte, getestete und schon vereinzelt eingesetzte Technologien, denen aber bisher noch keine relevanten Marktanteile zukommen.

Die saisonale Wärmespeicherung dient dazu, die Sonnenenergie auch außerhalb der Sommerperiode nutzbar zu machen. Es werden insbesondere große Stahltanks, Erdbecken- oder Erdsondenspeicher eingesetzt, die eine gewisse Mindestgröße haben müssen, damit sie ein günstiges, d. h. niedriges Verhältnis von Speicheroberfläche (Wärmeverluste) zum Speichervolumen (gespeicherte Wärmemenge) erreichen. Aus diesem Grund sind in der Regel Wärmenetze notwendig, die eine größere Anzahl von Gebäuden versorgen¹²⁹. Die solare Nahwärme mit saisonaler Speicherung wurde in früheren Jahren in verschiedenen Pilot- und Demonstrationsvorhaben in Deutschland eingesetzt. Dabei wurden solare Deckungsgrade bis in den Bereich von etwa 50 % erzielt [Benner et al. 1998, Schmidt et al. 2005, Bauer et al. 2010]. Neben dem Einsatz von Solarthermieranlagen werden in neueren Forschungsprojekten auch Modellrechnungen für die Kombination von Photovoltaik und Wärmepumpen durchgeführt [Nettelstroh et al. 2019]. Viele Erfahrungen und Projekte mit Solarthermie in Nahwärmenetzen liegen in Dänemark vor. Vorhaben mit saisonalen Großwärmespeichern gibt es dort aber ebenfalls nur in geringer Anzahl und mit Deckungsgraden bis knapp 50 % [Trier et al. 2018].

Im Fall der Tiefengeothermie handelt es sich um die Erschließung von Wärmequellen im tiefen Erdreich. Neben der ebenfalls bestehenden Möglichkeit zur Stromerzeugung ist für die Wohngebäude-Wärmeversorgung insbesondere die direkte Nutzung zur Heizung und Warmwasserbereitung von Interesse. Diese ist an geeigneten Standorten auch ohne weitere Anhebung des Temperaturniveaus durch Wärmepumpen (wie bei der oberflächennahen Erdwärme) möglich. Aufgrund des hohen Aufwands für Tiefenbohrungen ist die Anwendung für Einzelgebäude kaum denkbar, d.h. es müssen Nah- oder Fernwärmenetze vorliegen. In Deutschland gibt es schon verschiedene Projekte für die hydrothermale Geothermie, bei der warme wasserführende Schichten genutzt werden. Aktuelle Studien zu Klimaschutzkonzepten im Gebäudereich beschränken sich weitgehend auf diese Technologie und gehen hier insbesondere aufgrund der starken regionalen Einschränkung der Potentiale von keinen sehr hohen zukünftigen Beiträgen für die Wärmebereitstellung aus [Jochum et al. 2017, Gerhardt et al. 2019]¹³⁰. Weitere Potentiale werden für die petrothermale Geothermie gesehen, mit der es aber bisher kaum praktische Erfahrungen gibt: In diesem Fall wird Wasser von oben in heiße Gesteinsschichten eingebracht, dort erwärmt und wieder entnommen (z. B. „Hot-Dry-Rock“-Verfahren). Generell bestehen im Fall der Tiefengeothermie wirtschaftliche Risiken im Hinblick auf die Fündigkeit der Bohrungen (d.h. die Potentiale vor Ort lassen sich im Allgemeinen nicht ganz sicher vorhersagen) und geologische Risiken (z. B. die Möglichkeit des Auslösens seismischer Aktivitäten oder unerwünschter Verbindungen zwischen wasserführenden bzw. nicht wasserführenden Bodenschichten) [Wenzel et al. 2009, Pilger et al. 2018].

Zusammenfassend ist für beide Technologien – saisonale Wärmespeicherung und Tiefengeothermie (zur Wärme und/oder Stromerzeugung) – einerseits festzustellen, dass diese sich trotz bestehender Erfahrungen bisher am Markt nicht in relevantem Umfang etablieren konnten und ihnen auch im Zuge von Klimaschutzstrategien in der Regel keine tragende Rolle zugewiesen wird. Andererseits lässt sich im vorliegenden Projekt auf Basis der verfügbaren Literatur nicht klären, inwieweit durch entsprechende Anstrengungen eventuell doch noch bedeutsame Potentiale erschlossen werden können. Beide Konzepte werden daher als potentielle Zukunftstechnologien eingeordnet. Aufgrund der Bindung an Wärmenetze ist allerdings – an-

¹²⁹ Beim „Sonnenhaus“-Konzept werden große Stahltanks auch innerhalb von speziell konstruierten Einzelgebäuden im Neubau eingesetzt, in denen sich aufgrund des sehr guten Wärmeschutzes und geringen Wärmbedarfs offenbar ebenfalls relevante solare Deckungsgrade erreichen lassen. [Sonnenhaus-Institut 2019].

¹³⁰ Grob gesprochen liegt die angenommene Größenordnung im Wohngebäudebereich bei 10-20 TWh/a, wobei die Potentiale nicht nur durch technische Restriktionen, auch durch Annahmen zum wirtschaftlichen Betrieb begrenzt wurden.

ders als bei den im folgenden Abschnitt 7.1.2 behandelten synthetischen Brennstoffen, immer mit einem begrenzten Wirkungskreis zu rechnen.

7.1.2 Synthetische Brennstoffe

Neben der direkten Nutzung von Solar- und Windstrom besteht die Möglichkeit, synthetische Brennstoffe herzustellen, insbesondere die Gase Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4) als quasi künstliches Erdgas („Power to Gas“, PtG). Darüber hinaus lassen sich in chemischen Prozessen und mit etwas höherem Aufwand auch flüssige Brennstoffe erzeugen („Power to Liquid“, PtL¹³¹). Im Folgenden wird vereinfachend von Methan als Synthesegas ausgegangen, mit dem sich das natürliche Erdgas innerhalb der bestehenden Gasinfrastruktur ersetzen ließe – und zwar anders als beim Wasserstoff ohne Limitierungen und Nachteile im Hinblick auf die substituierbaren Anteile, notwendige Neuinstallationen in der Infrastruktur oder Einbußen bei der Energiedichte (vgl. z. B. [Krzikalla 2013, Zapf 2017]).

Ein großer Vorteil der synthetischen Brennstoffe und insbesondere von synthetischem Methan liegt darin, dass die Solarenergie nun in einer Form vorliegt, in der sie über lange Zeiträume gespeichert werden kann – im Fall des synthetischen Methans insbesondere durch Nutzung bestehender Speicher im deutschen Erdgassystem mit einer Gesamtkapazität von mehr als 200 TWh [Krzikalla 2013]. Außerdem ist der Ferntransport in Gasnetzen oder gegebenenfalls nach Verflüssigung in Tankschiffen mit relativ geringen Verlusten über beliebige Entfernungen möglich, während dies beim Strom in Form von Hochspannungs-(Gleichstrom)-Übertragungsleitungen zwar für große, aber letztlich enger begrenzte Entfernungen möglich ist. Grundsätzlich wäre es denkbar, die bisherigen fossilen Energieträger Erdgas und Öl vollständig durch synthetische Brennstoffe zu ersetzen.

Ein erheblicher Nachteil ist allerdings in der gegenüber der direkten Stromnutzung deutlich geringeren Effizienz zu sehen. Wir gehen im Folgenden von einem Nutzungsgrad von $\eta_{PTG} = 60\%$ aus, d.h. aus einer Kilowattstunde Solar- bzw. Windstrom werden 0,6 Kilowattstunden Methan erzeugt. Dies entspricht dem Ansatz von Wirkungsgraden in der Größenordnung von 75 % und 80 % für die beiden nacheinander ablaufenden Prozesse der Wasserstoffelektrolyse und Methanisierung¹³². Erfolgt die Rückverstromung in Erdgaskraftwerken mit einem Nutzungsgrad von 54 % (vgl. Ansatz in Kap. 6.1) so ergibt sich ein Gesamtnutzungsgrad von $0,6 \times 0,54 = 0,32$. Es werden also rund drei Kilowattstunden Solar-/Windstrom benötigt, um am Ende wieder eine Kilowattstunde Strom zu erhalten. Ein ähnlicher Effizienzverlust im Bereich des „Faktor Drei“ stellt sich auch bei der Wärmenutzung ein: Wird das synthetische Methan in Heizkesseln verwendet, so erhielte man im Idealfall (sehr effizienter Brennwertkessel mit 100 % Nutzungsgrad) aus einer Kilowattstunde des ursprünglichen Solar/Windstromstroms 0,6 kWh Wärme. Verwendet man eine effizientere Wärmeerzeugung mit Gas über Kraftwerke bzw. KWK-Anlagen und Wärmepumpen so ergeben sich mit einem Wärmeerzeugungsnutzungsgrad von 123 % (vgl. Kap. 4.2) aus einer Kilowattstunde Solar-/Windstrom rund 0,74 Kilowattstunden Wärme. Bei direkter Verwendung des regenerativen Stroms in Wärmepumpen wäre aber typischerweise mit einem Ertrag von 2 Kilowattstunden Wärme zu rechnen (vgl. Kap. 4.3, insbesondere Abbildung 42 mit Erläuterungen). Auch hier ergibt sich also eine um den Faktor 2,7 bis 3,3 bessere Effizienz für die direkte Nutzung von Photovoltaik- und Windstrom¹³³.

Darüber hinaus ist zu konstatieren, dass sich das Verfahren der synthetischen Gasherstellung noch in einer Entwicklungs- und Erprobungsphase befindet. Bestimmte grundlegende Fragen, beispielsweise auch die

¹³¹ In dieser Sichtweise wird die Wärmeerzeugung aus Solar-/Windstrom oft auch als „Power to Heat“ (PtH) bezeichnet.

¹³² Diese Ansätze und der Gesamtwert liegen beispielsweise in der Größenordnung der Angaben in [Bürger et al. 2017, Deutsch et al. 2018]. Zukünftig wären noch Effizienzsteigerungen zu erwarten, gleichzeitig ist aber für die Gewinnung des Kohlenstoffs noch mit Abschlägen zu rechnen, und zwar insbesondere im Fall der Verwendung von Kohlendioxid der Luft (Reduzierung des Nutzungsgrads um etwa um 15 Prozentpunkte gemäß [Bürger et al. 2017]). Vor diesem Hintergrund wäre der getroffene Ansatz also eher als optimistisch zu sehen.

¹³³ Bei stark ansteigenden Anteilen des Einsatzes von Wind- bzw. Solarstrom zur Wärmeerzeugung sinkt die Effizienz der direkten Stromnutzung allerdings deutlich ab und es gibt einen „Break-Even“-Punkt, ab dem dann für weiter steigende Solar- und Windenergieanteile die PtG-Variante eine bessere Effizienz bietet. Diese Fragestellung wird in Kapitel 7.1.3 näher untersucht.

Herkunft und konkrete Einbindung des für die Methanisierung benötigten Kohlenstoffs können als noch nicht abschließend geklärt gelten – laut [Deutsch et al. 2018] wäre hier allein die (relativ aufwändige) Gewinnung aus Kohlendioxid in der Luft eine langfristig nachhaltige Lösung. Perspektivisch handelt es sich um eine Großtechnologie, bei der – insbesondere wegen der geringen Gesamteffizienz und der damit verbundenen Belastung der begrenzten nationalen Solar- und Windstrompotentiale – die Erzeugung im internationalen Raum und insbesondere in Nordafrika in den Blickpunkt gerät (vgl. [Deutsch et al. 2018]). Damit rücken aber auch entsprechende ungeklärte Fragen und Risiken einer solchen Erzeugungs- und Importstrategie in den Blickpunkt, wobei auf Erfahrungen aus dem (vorerst) nicht realisierten Desertec-Projekt (vgl. z. B. [Trieb et al. 2005/2006, Schmitt 2018]) zu verweisen ist¹³⁴. Auch die Problematik der verfügbaren Potentiale und deren ausreichend schneller Bereitstellung für den internationalen (nicht nur deutschen) Energiemarkt stellt sich dann für diese bisher weitgehend unerprobte neue Art der Energiewinnung.

Trotz dieser offenen Fragen gehen alle hier bekannten neueren Klimaschutzszenarien davon aus, dass bis 2050 der Einsatz synthetische Brennstoffe in Deutschland in bestimmtem Umfang notwendig sein wird, um die Klimaschutzziele zu erreichen, und zwar insbesondere wenn das Ziel einer weitergehenden Treibhausgasminderung deutlich über 80 %, d.h. im Bereich von 90-95 % oder mehr angestrebt wird (gegenüber dem Basisjahr 1990).

In den meisten Studien wird angesichts der bestehenden Unsicherheiten vorausgesetzt bzw. es ergibt sich aufgrund von Kostenanalysen mehr oder weniger deutlich, dass zunächst die Potentiale zur Erhöhung der Energieeffizienz (inklusive Gebäudewärmeschutz) und zur direkten Solar- und Windstromnutzung (im Wärmebereich durch Wärmepumpen) weitgehend ausgenutzt werden sollten, während die synthetischen Brennstoffe vorrangig in Bereichen einzusetzen sind, in denen eine direkte Nutzung von Strom nicht möglich ist (in bestimmten Segmenten der Industrie und des Verkehrs) und diese Brennstoffe in den anderen Bereichen lediglich in geringem Umfang zur Schließung der letzten Lücken verwendet werden (vgl. [Nitsch et al. 2010/2012, Gerhardt et al. 2015/2017/2019, Tamling et al. 2015, Bürger et al. 2015, Henning/Palzer 2015, Deutsch et al. 2018, Mellwig et al. 2018, Gerbert et al. 2018]).

Eine Reihe anderer Studien sieht insbesondere die Kostenperspektive für synthetische Brennstoffe optimistischer und postuliert für diese eine deutlich stärkere und früher einsetzende Rolle im Gesamtsystem. Dies ist teils mit der Annahme deutlich geringerer Anstrengungen bei der Energieeffizienz (insbesondere Gebäude-Wärmeschutz) und der direkten Stromnutzung (auch über Wärmepumpen) als in anderen Szenarien verbunden, ohne die Bedeutung dieser Maßnahmen allerdings grundsätzlich in Frage zu stellen (vgl. [Hocking et al. 2017a/b, Klein et al. 2017]).

Im vorliegenden Projekt wurden die Untersuchungen im Sinne eines konservativen (also vorsichtigen) Ansatzes auf bereits am Markt verfügbare Technologien konzentriert, die Bewertung folgt also weitgehend der erstgenannten Gruppe, die die Rolle der synthetischen Brennstoffe vor allem im Schließen der letzten Lücken sieht¹³⁵. Gleichwohl kann nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden, dass sich diese neue Technologie sehr schnell und mit hohen Potentialen und Kostenreduktionen entwickeln könnte – im Sinne des Klimaschutzes wäre eine solche frühzeitig erscheinende Zusatzoption im Übrigen mehr als begrüßenswert.

Vor diesem Hintergrund stellt sich im Bezug auf die in den nächsten Jahren einzuleitenden Schritte und Maßnahmen die Frage nach einer robusten („no regret“) Strategie. Dabei ist zu konstatieren, dass eine Klimaschutzpolitik, die im Wohngebäudebereich auf Energieeffizienz und die direkte Nutzung von Solar- und Windenergie setzt (über Wärmepumpen sowie anteilig auch Solarthermie) und mit der möglichen Nutzung synthetischer Brennstoffe nicht sicher rechnet, auch dann Bestand hat, wenn sich in späteren Jahren sehr günstige Bedingungen für die Option „Power-to-Gas“ ergeben sollten: Die sparsame Brennstoffverwendung durch Energieeffizienz ist auch in diesem Fall vorteilhaft. Dies gilt sowohl für die Gebäudedäm-

¹³⁴ Der im Desertec-Konzept vorgesehene direkte Transport des in Nordafrika (in diesem Konzept vor allem durch solarthermische Kraftwerke) produzierten Stroms durch entsprechende elektrische Übertragungsnetze nach Europa kann dabei auch weiterhin (zumindest solange der Umfang des Stromimports keine Langzeit-Energiespeicherung notwendig macht) als denkbarer konkurrierender bzw. ergänzender Ansatz zu einer PtG-Strategie angesehen werden.

¹³⁵ Darüber hinaus weisen auch die Kostenschätzungen in Kap. 7.2.3 Vorteile für diesen Weg aus.

mung als auch für den Einsatz von effizienten Kraftwerken bzw. KWK-Anlagen in Kombination mit Wärmepumpen, deren Effizienzvorteil sich bei synthetischem Erdgas ebenso entfalten würde wie bei dem heutigen fossilen Brennstoff. Ein möglicher Nachteil wäre allein darin zu sehen, dass hier gegebenenfalls für den bis dahin betroffenen Anteil des Gebäudebestandes sowie wie für den Ausbau des Stromnetzes teurere Maßnahmen ergriffen wurden, als dies bei frühzeitiger Kenntnis einer sehr kostengünstigen PtG-Gewinnung notwendig gewesen wäre. Ein Umsteuern auf die neue Strategie, d.h. eine Reduktion der Anstrengungen bei der Energieeffizienz und der direkten Nutzung von heimischem Wind- und Solarstrom zugunsten von wachsender Produktion bzw. wachsendem Import von synthetischen Brennstoffen, wäre dann aber ohne weitere Nachteile noch möglich¹³⁶.

Im umgekehrten Fall dagegen – bei Ausrichtung der Klimaschutzmaßnahmen auf die Hoffnung eines in absehbarer Zeit kostengünstig und immer in der ausreichenden Menge verfügbaren Angebots von synthetischen Brennstoffen – bestände die erhebliche Gefahr, dass ein solches Konzept insgesamt scheitert, wenn sich nämlich die Markteinführung und -entwicklung dieser neuen Großtechnologie deutlich gegenüber den optimistischen Annahmen verzögern würde. Für ein Umsteuern auf die erste Strategie könnte es dann zu spät sein (vgl. hier die Analysen zum Zeitbedarf für die Erhöhung von Wärmeschutz-Modernisierungsraten und die Einführung neuer Wärmeversorgungstechnologien in [Diefenbach et al. 2015/2016]).

7.1.3 Erweiterung des vereinfachten Modells

Auch wenn die tatsächliche Rolle von Zukunftstechnologien wie Langzeitwärmespeicherung, Tiefengeothermie und Synthesegas noch nicht abschließend geklärt ist, zeigt sich die Notwendigkeit bzw. hohe Wahrscheinlichkeit, dass diese Optionen bis 2050 zumindest in begrenztem Umfang benötigt werden, auch an den Modellergebnissen im vorliegenden Projekt: Aufbauend auf den Untersuchungen in Kapitel 4.5 sollen hier insbesondere die Frage eines reduzierten Biomassepotentials und der verschärften Klimaschutzziele (95 % Emissionsreduktion) aufgegriffen werden. Diese Fälle sind in Abbildung 57 und Abbildung 58 dokumentiert: Eine Zielerreichung war zufriedenstellend (mit Unterschreitung der unteren, pessimistischen Potentialgrenze für die Windstromerzeugung von 50 TWh/a) nur bei einem sehr optimistischen Gesamtwärmebedarf im Wohngebäudesektor von $Q = 250$ TWh/a möglich.

Für die Einbeziehung von Zukunftstechnologien wird das vereinfachte Modell aus Kapitel 4 wie folgt erweitert:

$$Q = Q_{\text{Holz}} + Q_{\text{Gas}} + Q_{\text{Solar}} + Q_{\text{Wind}} + Q_{\text{Zukunft}}$$

Darin ist Q_{Zukunft} der Beitrag von nicht mit direkten Treibhausgasemissionen belasteten Zukunftsenergien zur Wohngebäude-Wärmeversorgung. Insbesondere könnte dieser Beitrag aus Tiefengeothermie, mit Solar- und Windstrom erzeugten synthetischen Brennstoffen oder aus zusätzlicher, durch Langzeitwärmespeicherung nutzbar gemachter Solarwärme stammen.

Mit diesem Ansatz lässt sich untersuchen, wie groß der Beitrag der Zukunftsenergien sein muss, um die gesetzten Ziele zu erreichen.

Für die Untersuchung wird hier als sehr ehrgeizige Zielvorgabe angenommen, dass eine 95prozentige Treibhausgasemissionsreduktion bei gleichzeitiger Reduzierung des Biomassepotentials auf 25 TWh/a (Halbierung gegenüber dem Standardwert 50 TWh/a) angestrebt wird. Die Abdeckungsgrade für die Nutzung von Windstrom und Solarenergie (bisheriger Ansatz ohne Zukunftsenergien) werden zu $d_{\text{Solar}} = 90 \%$, $d_{\text{Wind}} =$

¹³⁶ Dies würde selbst dann gelten, wenn eventuell sogar Teile des Erdgasverteilnetzes zugunsten einer monovalenten Wärmepumpenversorgung in bestimmten Gebieten aufgegeben wurden. Die Nutzung des Synthesegases für diese Gebiete würde in diesem Fall an anderem Ort durch KWK-Anlagen und Kraftwerke bei der Stromproduktion stattfinden und die Wärmeversorgung somit eine insgesamt höhere Effizienz aufweisen als im Fall einer Verteilung zu den Gebäuden mit Nutzung in Heizkesseln.

80 % und $d_{\text{Wind}}^{\sim} = 0$ % angesetzt. Für den Windstrom wird die optimistische bzw. die pessimistischere Potentialgrenze ($E_{\text{Wind,ges}} = 100$ bzw. 50 TWh/a) jeweils voll ausgeschöpft wird¹³⁷.

Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Abbildung 99 und Abbildung 100 dargestellt. Da eine Potentialbegrenzung der Zukunftsenergien hier nicht berücksichtigt wird¹³⁸, können auch die Varianten mit höheren Wärmebedarfswerten (also weniger weitgehendem Wärmeschutz) die Ziele erreichen. Neben dem absoluten Beitrag der Zukunftsenergien zur Wärmeerzeugung (Q_{Zukunft}) ist auch der Deckungsgrad an der Gesamtwärmeerzeugung (D_{Zukunft}) angegeben.

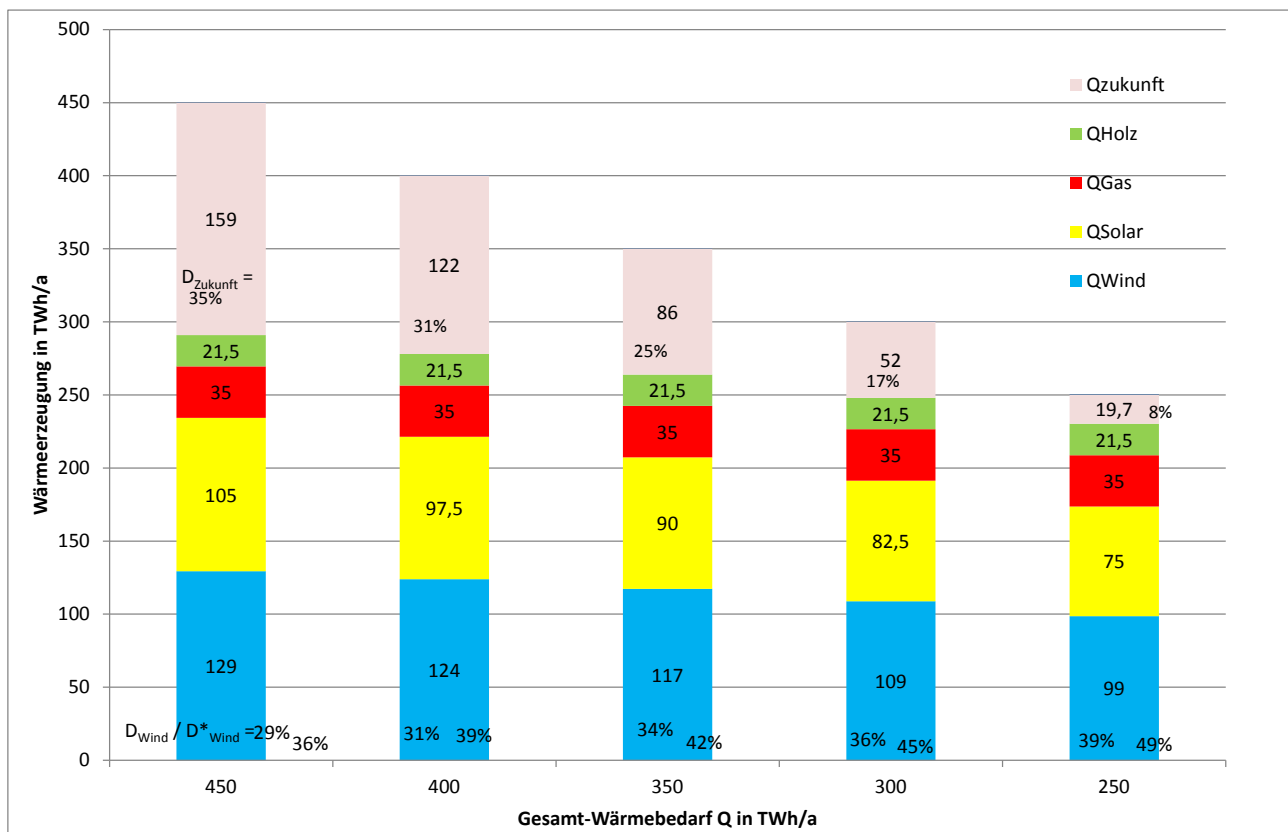


Abbildung 99: Einführung von Zukunftsenergien zur Erreichung einer 95prozentigen Treibhausgasreduktion bei halbiertem Biomassepotential: Energiebilanz-Schema (Wärme) in Abhängigkeit vom Gesamt-Wärmebedarf Q, Windstrompotential: 100 TWh/a

$Q_{\text{B,Holz}} = 25$ TWh/a, $X_{\text{THG}} = 12,5$ Mt/a, $d_{\text{Solar}} = 90$ %, $d_{\text{Wind}} = 80$ %, $d_{\text{Wind}}^{\sim} = 0$ %, $E_{\text{Wind,ges}} = 100$ TWh/a

¹³⁷ Dies gilt ohne Berücksichtigung von Windstromnutzung für die Synthesegaserzeugung. Es wird in dieser Betrachtung also unterstellt, dass gegebenenfalls genutzte synthetische Brennstoffe die nationalen Windstrompotentiale nicht weiter belasten, was insbesondere durch vollständigen Import der Brennstoffe erreicht werden könnte.

¹³⁸ Potentialbegrenzungen liegen insbesondere bei Geothermie und der Langzeitwärmespeicherung (an lokale Bedingungen und Wärmenetze gebunden) gleichwohl vor. Bei diesen beiden Optionen wäre weiterhin mögliche Wechselwirkungen mit dem bisherigen Wärmeversorgungssystem zu beachten: So erscheint beispielsweise eine gleichzeitige direkte Nutzung von Tiefengeothermie (mit ausreichendem Temperaturniveau) und Wärmepumpen vermutlich zu aufwändig, so dass eine stark ausgeweitete Tiefengeothermie den Abdeckungsgrad für die Wind- und auch Solarenergienutzung reduzieren könnte. Die Kombination von Wärmepumpen und Langzeitspeichern könnte dagegen nicht nur den Deckungsgrad der Solarenergie (bei Nutzung von Solarstrom) sondern auch der Windenergie (bei Nutzung von Windstrom) zur Wärmeerzeugung erhöhen.

Im Fall der synthetischen Brennstoffe liegen diese Restriktionen nicht vor und mit der Möglichkeit eines internationalen Bezugs können global und langfristig wahrscheinlich sehr große technische Potentiale angenommen werden. Es stellt sich aber mit Blick auf das nicht mehr so ferne Jahr 2050 die Frage nach der möglichen Geschwindigkeit für den Aufbau einer international genutzten neuen Großtechnologie.

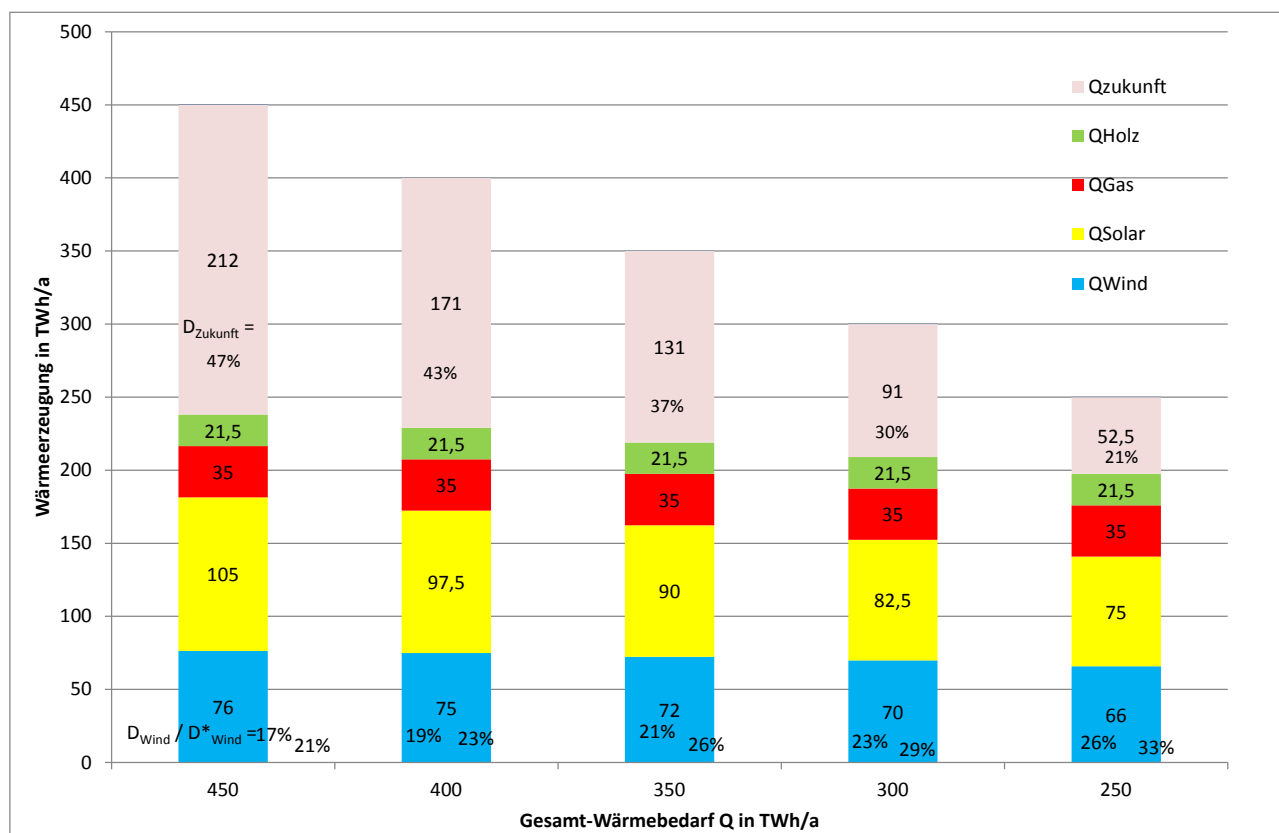


Abbildung 100: Einführung von Zukunftsenergien zur Erreichung einer 95prozentigen Treibhausgasreduktion bei halbiertem Biomassepotential: Energiebilanz-Schema (Wärme) in Abhängigkeit vom Gesamt-Wärmebedarf Q, Windstrompotential: 50 TWh/a

$Q_{B,Holz} = 25 \text{ TWh/a}$, $X_{THG} = 12,5 \text{ Mt/a}$, $d_{Solar} = 90 \%$, $d_{Wind} = 80 \%$, $d^*_{Wind} = 0\%$, $E_{Wind,ges} = 50 \text{ TWh/a}$

Die Abbildungen zeigen, dass zur Erreichung eines 95-prozentigen Emissionsminderungsziels bei halbiertem Biomassepotential in allen Fällen – auch bei minimalem Wärmebedarf ($Q = 250 \text{ TWh/a}$) und bei Ansatz der Windstrom-Obergrenze ($E_{Wind} = 100 \text{ TWh/a}$, s. Abbildung 99) – Zukunftsenergien genutzt werden müssen. Im mittleren Fall $Q = 350 \text{ TWh}$ ergeben sich notwendige Deckungsanteile $D_{Zukunft}$ zwischen 25 % ($E_{Wind} = 100 \text{ TWh/a}$) und 37 % ($E_{Wind} = 50 \text{ TWh/a}$). Auch bei auf $Q = 300 \text{ TWh/a}$ reduziertem Wärmebedarf liegen die Werte noch zwischen 17 % und 30 %¹³⁹.

Vor allem aus der oberen Abbildung 99 wird deutlich, dass die Windenergie bei dem hier konstant zu $E_{Wind,ges} = 100 \text{ TWh/a}$ angesetzten Beitrag insbesondere bei niedrigeren Werten des Gesamtwärmebedarfs Q zum Teil sehr hohe Deckungsbeiträge leistet. Beispielsweise ergeben sich bereits beim mittleren Wert $Q = 350 \text{ TWh/a}$ Deckungsgrad von $D_{Wind} = 34 \%$ (bezogen auf den gesamten Wohngebäudebestand) bzw. $D^*_{Wind} = 42 \%$ (bezogen auf den Anteil $d_{Wind} = 80 \%$ des Bestandes, der mit Wärmepumpen ausgestattet ist

¹³⁹ Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass hier einerseits mit der Verfügbarkeit von Zukunftstechnologien in relevantem Umfang gerechnet wird, andererseits aber im vorliegenden Bericht und im vereinfachten Modell ein heutiger Stand der sonstigen, aktuell bereits verfügbaren Technologien angenommen wird. Beispielsweise werden für die Effizienz elektrischer Wärmepumpen im Vergleich zu anderen Untersuchungen eher konservative (vorsichtige) Abschätzungen getroffen. Dieser Einflussfaktor wäre noch gesondert zu untersuchen und könnte bei optimistischeren Ansätzen die dargestellten Ergebnisse teilweise relativieren. Angesichts der erheblichen Beiträge der Zukunftstechnologien insbesondere im unteren Fall $E_{Wind} = 50 \text{ TWh/a}$ erscheint die Möglichkeit eines vollständiger Verzichts auf diese Technologien unter den genannten sonstigen Randbedingungen aber unwahrscheinlich.

und damit über die Fähigkeit zur Windstromnutzung bei der Wärmeversorgung verfügt). Die Effizienz der direkten Windstromnutzung ist bei diesen hohen Deckungsbeiträgen relativ gering.

Vor diesem Hintergrund ist der Punkt von Interesse, an dem bei steigendem Deckungsgrad D_{Wind} die Effizienz der Umwandlung von heimischem Windstrom in Wärme so weit absinkt, dass die Erzeugung von Synthesegas aus Sicht der Energieeffizienz attraktiver wird als die weitere direkte Stromnutzung in Wärmepumpen. Für den Umwandlungszweig Windstrom $\Rightarrow$ Synthesegas $\Rightarrow$ Wärme ist dabei im Fall der Verwendung von Wärmepumpen ein Gesamtnutzungsgrad von 0,74 anzusetzen (s. Kap. 7.1.2). Aufgrund der sich bei steigendem Windstrombeitrag immer stärker krümmenden Kurven für die direkte Nutzung in Wärmepumpen (vgl. z. B. Abbildung 47 in Kap. 4.3) wird auch hier dieser Wert im Grenznutzen irgendwann erreicht. Ausschlaggebend hierfür ist die Steigung der Tangente der Kurve D_{Wind} in Abhängigkeit von $f_{Q,\text{Wind}}$ ¹⁴⁰. Die Gleichung $D_{\text{Wind}}' = a b e^{-b \cdot x} = 0,74$ (mit $x = f_{Q,\text{Wind}}$, $a = 0,63$ und $b = 3,35$) führt zu der Lösung (circa) $f_{Q,\text{Wind}} = 0,31$ mit $D_{\text{Wind}} = 0,41$.

Etwa ab einem Deckungsgrad von 41 % des Windstroms an der Wärmeerzeugung (bereits nahe an der angenommenen Modellgrenze von 50 % und hier immer zusätzlich zu den bereits ausgenutzten Solarpotentialen) erweist sich also die Erzeugung von Synthesegas günstiger zur noch weiteren Erhöhung des Windstrombeitrags als die weitere direkte Nutzung über Wärmepumpen¹⁴¹. Für die Frage eines Übergangs zur Synthesegaserzeugung (in diesem Fall also mit heimischem Windstrom) ist das vereinfachte Modell aber nur noch begrenzt aussagekräftig, denn nun wäre auch noch die Rolle des Solarstroms näher zu untersuchen.

Unter der Annahme, dass die Zukunftsenergien allein in Form von synthetischem Erdgas (Methan) genutzt werden, lassen sich für die in Abbildung 99 und Abbildung 100 betrachtete Konstellation (95 % Emissionsminderung, halbiertes Biomassepotential) noch die folgenden Abschätzungen zur Höhe des Synthesegasbedarfs durchführen:

- Da für natürliches und künstliches Erdgas im Fall einer identischen Wärmeerzeugungsstruktur der gleiche Nutzungsgrad anzunehmen ist ($\eta_{\text{Gas}} = 123\%$ im vereinfachten Modell¹⁴² gemäß Kap. 4.2) lässt sich der Anteil von Synthesegas und fossilem Erdgas für die Wohngebäude-Wärmeerzeugung¹⁴³ auf Basis der erzeugten Wärmemenge ermitteln. Beispielsweise ergibt sich für $Q = 350 \text{ TWh/a}$ und $E_{\text{Wind}} = 100 \text{ TWh/a}$ ein Anteil für das Synthesegas innerhalb des Gasnetzes von $Q_{\text{Zukunft}} / (Q_{\text{Gas}} + Q_{\text{Zukunft}}) = 86 \text{ TWh} / (86+35) \text{ TWh} = 71\%$. Bei $E_{\text{Wind,ges}} = 50 \text{ TWh/a}$ sind es $131 \text{ TWh} / (131 + 35) \text{ TWh} = 79\%$.
- Auch der absolute Verbrauch an Synthesegas für die Wärmeerzeugung in Wohngebäuden lässt sich mit Hilfe von η_{Gas} ermitteln: Für $Q = 350 \text{ TWh/a}$ und $E_{\text{Wind,ges}} = 100 \text{ TWh/a}$ ergibt sich unter den gewählten Annahmen und Randbedingungen ein Bedarf an synthetischem Erdgas für die Wohngebäude-Wärmerversorgung von $Q_{\text{B,Synthesegas}} = Q_{\text{Zukunft}} / \eta_{\text{Gas}} = 86 \text{ TWh/a} / 1,23 = 70 \text{ TWh/a}$. Bei $E_{\text{Wind,ges}} = 50 \text{ TWh/a}$ sind es $131 \text{ TWh/a} / 1,23 = 107 \text{ TWh/a}$.

7.2 Kosten im Gesamtsystem

In den bisherigen Analysen wurden die Energieeffizienz und die Treibhausgasemissionen verschiedener Technologien vor dem Hintergrund der angenommenen Potentiale betrachtet. Die Untersuchung der Maßnahmenkosten stand nicht im Mittelpunkt des vorliegenden Projekts. Ohnehin zu beachten sind die gene-

¹⁴⁰ Wegen $Q_{\text{Wind}} = Q \cdot D_{\text{Wind}}$ und $E_{\text{Wind}} = Q \cdot f_{Q,\text{Wind}}$ weist die Kurve $Q_{\text{Wind}}(E_{\text{Wind}})$ einen entsprechenden Verlauf und an den entsprechenden Punkten die gleiche Steigung auf.

¹⁴¹ In Abbildung 99 wäre dies bei $Q = 350 \text{ TWh/a}$ gerade der Fall.

¹⁴² Dies gilt, so lange auch für das Synthesegas eine effiziente Brennstoffnutzung durch Kraftwerke/KWK-Anlagen in Verbindung mit Wärmepumpen stattfindet.

¹⁴³ Ein geringer und konstanter fossiler Erdgasanteil wird im vereinfachten Modell nach Kap. 4.2 für die Hilfsstromerzeugung verwendet. Dieser Anteil ist hier nicht mitberücksichtigt.

rellen Unsicherheiten entsprechender Kostenkennwerte – insbesondere für die hier betrachteten teils komplexen Wärmeversorgungssysteme – sowie über zukünftige Kostenentwicklungen: Im Projekt wird ein Wohngebäudebestand circa im Jahr 2050 betrachtet.

Da die Kostenfrage aber von zentraler Bedeutung ist, soll auf entsprechende Betrachtungen nicht vollständig verzichtet werden. Im Rahmen des Projekts wurden Kostendaten recherchiert und in einem groben Kostenmodell zusammengefasst. Die Ansätze sind in Anhang C dokumentiert.

Dieses Modell wird hier in drei Schritten ausgewertet: Abschnitt 7.2.1 vergleicht die Basisvarianten der Wärmeversorgung auf Basis des heutigen Kostenniveaus, in Abschnitt 7.2.2 wird ein Ad-Hoc-Ansatz zu zukünftigen Kostenentwicklungen angewendet, Abschnitt 7.2.3 enthält Abschätzungen unter Einbeziehung von Synthesegas (PtG-Methan).

Generell ist bei der Interpretation der Kostenanalysen Folgendes zu beachten:

- Der Wohngebäudebestand inklusive Wärmeversorgung und Stromerzeugung wird als ein Gesamtsystem betrachtet, ohne die Prozesse und Kosten der einzelnen Akteure (z. B. Hauseigentümer und andere Investoren) innerhalb des Systems genauer in den Blick zu nehmen. Stromkosten werden nicht explizit ausgewiesen, sondern über die Investitionskosten der Stromerzeugungssysteme und des Stromnetzes abgebildet. Für Erdgas wird der angenommene Importpreis angesetzt. Eine Umlage von Netzkosten auf den Gaspreis wird nicht angesetzt, ebenso wenig Steuern, Abgaben oder weitere Umlagen¹⁴⁴. Dasselbe gilt für die Stromkosten.
Damit ist die Analyse des Gesamtsystems weitgehend unabhängig von der konkreten „inneren“ Ausgestaltung des auf die Energiekosten bezogenen Steuer- und Umlagensystems, das sich im Zeitverlauf auch ändern kann. Gleichzeitig ist zu beachten, dass Wirtschaftlichkeitsüberlegungen und Kostenvergleiche einzelner Technologien und Maßnahmen aus Sicht der beteiligten Investoren mit diesem Ansatz nicht möglich sind. Aus deren Perspektive wären entsprechende Umlagen auf den Energiepreis unbedingt zu beachten: Diese führen im tatsächlichen Marktgeschehen zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbaren Energien.
- In den Kostenanalysen werden annuierte Investitionskosten sowie Energiekosten berücksichtigt. Es werden reale Kosten betrachtet (ohne Berücksichtigung von Inflation), der angenommene Realzinssatz beträgt 2 %. Die wirtschaftlichen Nutzungsdauern sind je nach Technologien und Maßnahmen zu 20 Jahren bzw. 30 Jahren angenommen (vgl. Anhang C). Betriebskosten werden aufgrund der zu großen Unsicherheiten in diesem Bereich nicht betrachtet¹⁴⁵.
- Investitionskosten von Wärmeversorgungstechnologien werden als konstante Werte bezogen auf die Wohnfläche betrachtet (differenziert nach Ein-/Zweifamilienhäusern bzw. Mehrfamilienhäusern). Eine Kostenreduktion durch verminderte Leistungsauslegung bei verbessertem Wärmeschutz wird daher nicht berücksichtigt. Gerechtfertigt ist dieser stark vereinfachte Ansatz dadurch, dass für eine differenzierte Analyse insbesondere bei komplexen Systemen mit mehreren Wärmeerzeugern keine ausreichenden Kostendaten vorlagen und der Effekt im Bereich eines mehr oder weniger gut gedämmten Gebäudebestandes 2050 ohnehin geringer ist als bei dem hier nicht betrachteten Übergang in diesen Zustand (mit beispielsweise umfassender Verbesserung des Wärmeschutzes von bisher weitgehend ungedämmten Segmenten des Gebäudebestands).
- Es werden zum Teil die Gesamtinvestitionskosten der jeweiligen Technologien und Maßnahmen, zum Teil aber auch lediglich Differenzkosten betrachtet. Das absolute Kostenniveau der jeweiligen Untersuchungsfälle hat daher kaum Aussagekraft, entscheidend sind die Kostendifferenzen zwischen den einzelnen Fällen.

¹⁴⁴ Insbesondere ist auch die Mehrwertsteuer in den Kostenanalysen nicht berücksichtigt.

¹⁴⁵ Dabei ist zu beachten, dass insbesondere durch Anlaufschwierigkeiten in der Anfangsphase der Einführung neuer und komplexer Wärmeversorgungssysteme mit deutlich erhöhten Betriebskosten gegenüber heutigen Standardtechnologien gerechnet werden müsste. In der langfristigen Perspektive (Betrachtungshorizont 2050 im vorliegenden Projekt) wäre wahrscheinlich anzunehmen, dass in dieser Hinsicht eine Normalisierung eintritt.

- Aufgrund der groben Ansätze sind die Ergebnisse im Hinblick auf erhebliche Kostenunterschiede zwischen den betrachteten Fällen und Varianten zu betrachten. Wenn dagegen relativ gesehen nur geringe Differenzen vorliegen, sind diese im Allgemeinen als nicht oder nur wenig aussagefähig anzusehen¹⁴⁶.

7.2.1 Vergleiche auf Basis heutiger Kosten

Abbildung 101 zeigt die jährlichen Kosten der zehn Basisvarianten der Wärmeversorgung aus Kapitel 3 im Vergleich. Von unten beginnend gibt jeweils der erste dunkelblaue Balken die Kosten für den Gebäudewärmeschutz (Mehrkostenansatz gemäß Anhang C.4) an, danach folgen die Kosten der Lüftungsanlagen und der Heizungsperipherie (z. B. Heizkörper, Dämmung Verteilleitungen). Bis zu diesem Punkt sind die Kosten in allen betrachteten Varianten weitgehend identisch. Darüber sind – als farblich einheitlich ausgefüllte Balken – die Kosten für die Wärmeerzeugung im Gebäude eingezeichnet. Dies sind insbesondere die fossilen Heizkessel (Erdgas-Kessel, braun), Biomasse-Heizkessel (Holzkessel, grün), elektrische Wärmepumpen (violett) und Solarthermieranlagen (hellgelb). Im Fall der Betrachtung von Nah- und Fernwärmesystemen schließen sich die entsprechenden Kosten insbesondere für das Verteilnetz und die Wärmeerzeuger nach oben an (verschiedenfarbige Balken mit weißen Punkten). Darüber folgen, wiederum einfarbig, die Angaben für die reinen Stromerzeugungsanlagen, und zwar Photovoltaik (gelb), Windkraft (blau) und brennstoffbetriebene Kraftwerke (grünbraun). Über diesen folgen als schraffierte Balken die grob abgeschätzten Kosten von Gas- und Stromnetz (teils als Mehrkostenansatz). Den Abschluss bilden die Kosten der Energieträger Biomasse (hier: Holz, grüner Balken) und fossile Brennstoffe (hier: Erdgas, schwarzer Balken)¹⁴⁷. Da im Fall von Erdgas keine Steuern, Abgaben und Umlagen berücksichtigt sind und außerdem der Erdgasverbrauch durch verbesserten Wärmeschutz und neue Versorgungstechnologien teils erheblich reduziert wurde, ist dieser Kostenfaktor hier deutlich geringer als in sonst üblichen Darstellungen auf heutigem Verbrauchsniveau.

¹⁴⁶ Ohne diesen Aspekt hier verbindlich quantifizieren zu können erscheint es angesichts der erheblichen Unsicherheiten der (zukünftigen) Kostenkennwerte plausibel, in den folgenden Untersuchungen Kostendifferenzen von weniger als 5 Mrd €/a hinsichtlich der Gesamtkosten der jeweiligen Untersuchungsvarianten als nur noch gering aussagekräftig anzusehen.

¹⁴⁷ Stromspeicher sind ebenso wie direktelektrische Wärmeerzeuger und Synthesegas in den betrachteten Varianten nicht vertreten.

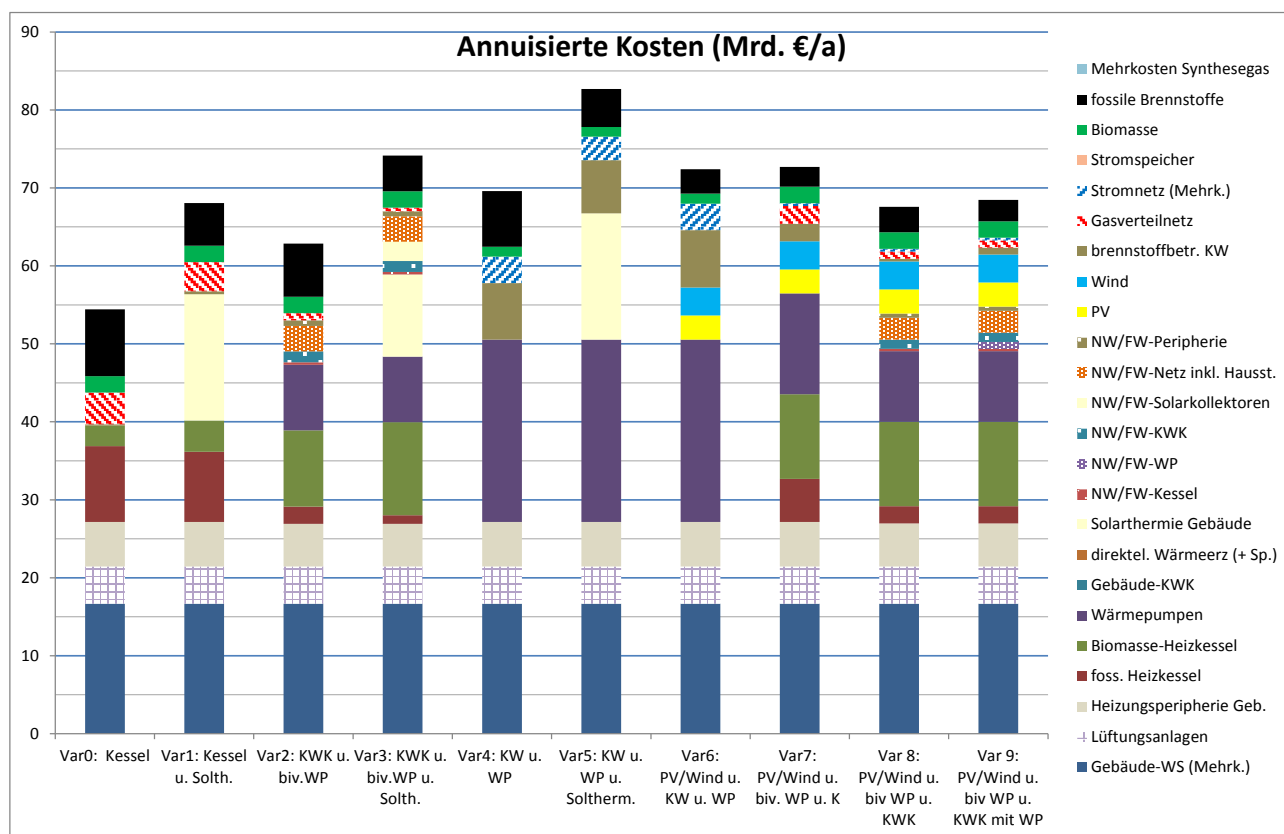


Abbildung 101: Basisvarianten der Wärmeversorgung: Annuierte Investitions- und Energiekosten, heutiges Kostenniveau

ohne Berücksichtigung von Steuern / Abgaben / Umlagen auf Erdgas und Strom

WS: Wärmeschutz, WP: Wärmepumpen, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung, NW/FW: Nah-/Fernwärme, KW: Kraftwerke, Sp: Speicher, PV: Photovoltaik, Solth: Solarthermie, biv.: bivalent

Im Vergleich der Gesamtkosten zeigt sich, dass die einfachste Wärmeversorgungsvariante 0 (nur mit Gas- und Holzkessele) die geringsten Werte aufweist. Die höchsten Kosten sind bei Variante 5 zu verzeichnen, große Kostenbeiträge gehen dabei von den Solarthermieranlagen und den monovalenten Wärmepumpen (sowie den damit verbunden brennstoffbetriebenen Kraftwerken) aus.

Die Varianten 6 – 9, die in Kapitel 3.4 eingeführt wurden und die das Treibhausgasziel (25 Mt/a) annähernd erreichen, sind von besonderem Interesse. Hier liegen die Mehrkosten gegenüber der Variante 0 etwa bei 13 – 18 Mrd. €/a, grob gesprochen also in der Größenordnung von 15 Mrd. €/a.

Die Varianten 8 und 9 liegen dabei um rund 5 Mrd. €/a unter den Varianten 6 und 7. Als Grund hierfür lassen sich die geringeren Kosten der Wärmeerzeugung in Nahwärmesystemen ausmachen. Hier liegen aufgrund der größeren Erzeugungsanlagen deutlich niedrigere spezifische Kosten pro Leistung und somit auch pro Quadratmeter versorgter Wohnfläche vor (vgl. Anhang C.2). Die Kombination mehrerer Wärmeerzeuger ist damit weniger kostenaufwändig als in Zentralheizungssystemen. Bei einem Nahwärmeanteil in den Varianten 8 und 9 von 30 % (gegenüber ausschließlich Zentralheizungssystemen in den Variante 6 und 7) macht sich dieser Effekt deutlich bemerkbar.

Abbildung 102 zeigt noch einmal die Gesamtkosten der einzelnen Basisvarianten im Vergleich, nun aber aufgetragen entsprechend der erreichten Treibhausgasemissionen. Der Zielwert von 25 Mt/a (87,5 % Emissionsreduktion gegenüber 1990) ist als senkrechte Linie eingetragen.

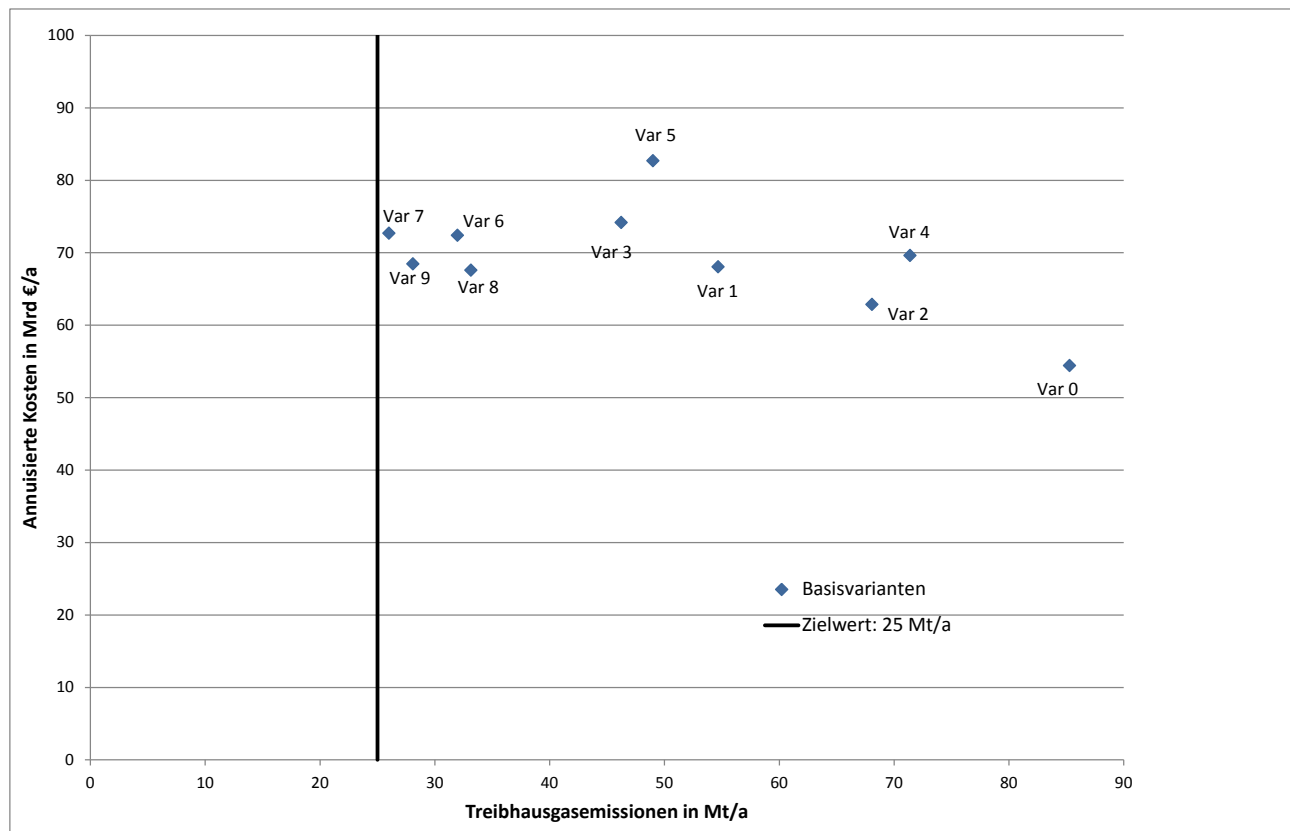


Abbildung 102: Basisvarianten der Wärmeversorgung: Annuierte Investitions- und Energiekosten in Abhängigkeit von den erreichten Treibhausgasemissionen, heutiges Kostenniveau ohne Berücksichtigung von Steuern / Abgaben / Umlagen auf Erdgas und Strom

Es zeigt sich hier insbesondere der große Abstand der Variante 0 von der Ziellinie: Mit Treibhausgasemissionen von 85 Mt/a wird der Zielwert von 25 Mt/a um deutlich mehr als den Faktor 3 verfehlt. Die Varianten 6-9 liegen dagegen – bei Mehrkosten in der Größenordnung von 15 Mrd. €/a relativ nahe an dem Emissionsziel.

Abbildung 103 zeigt die gleiche Darstellung ergänzt um die Ergebnisse für zwei weitere Varianten des Wärmebedarfs im Wohngebäudebestand ($Q = 300$ bzw. 400 TWh/a gegenüber 350 TWh/a in der Basisvariante). In allen Untersuchungsfällen wurde das Gesamtsystem so eingestellt, dass ein Holzverbrauch von 50 TWh/a erreicht wurde.

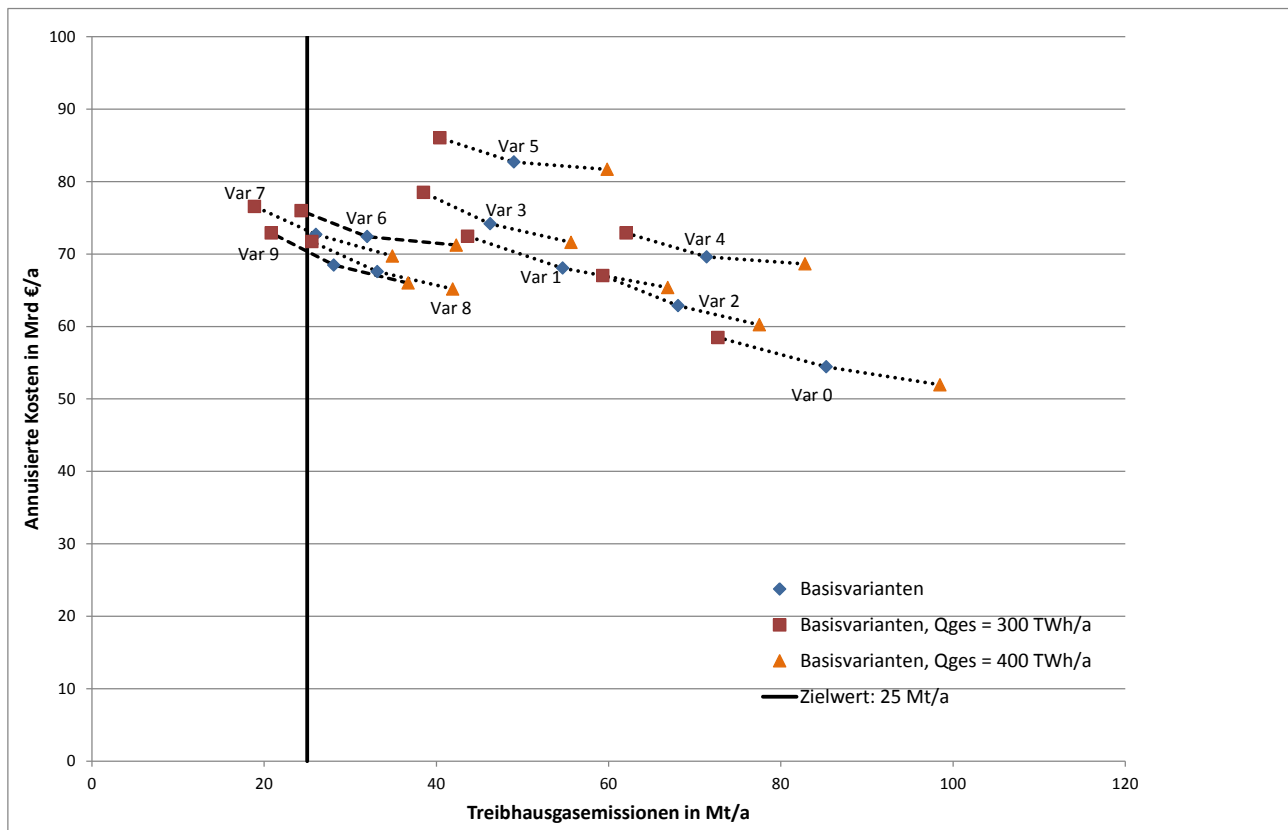


Abbildung 103: Basisvarianten der Wärmeversorgung und Variation des Wärmebedarfs Q: Annuierte Investitions- und Energiekosten in Abhängigkeit von den erreichten Treibhausgasemissionen, heutiges Kostenniveau
ohne Berücksichtigung von Steuern / Abgaben / Umlagen auf Erdgas und Strom
Verbrauch von Holz: 50 TWh/a in allen Untersuchungsfällen

Für den reduzierten Wärmebedarf ($Q = 300 \text{ TWh/a}$) kann nun der Zielwert für die Treibhausgasemissionen erreicht bzw. unterschritten werden. Die Kostendifferenzen zur Variante 0 liegen im Bereich von 10-15 Mrd. €/a.

Im Vergleich der unterschiedlichen Wärmebedarfe zeigt sich, dass der Schritt von 400 auf 350 TWh/a mit geringeren Mehrkosten verbunden ist als der nächste Schritt zu 300 TWh/a (siehe Steigung der gestrichelten Linien, die die Punkte der einzelnen Basisvarianten miteinander verbinden). Dieser Effekt war zu erwarten, da insbesondere eine Erhöhung von Dämmstoffdicken bei bereits vorhandener Dämmung immer weniger Energie einspart. Allerdings ist zu beachten, dass die Kostenunterschiede hier nicht allein durch unterschiedliche Wärmedämmung, sondern auch durch Änderungen im Gesamtsystem inklusive Wärmeversorgung hervorgerufen werden. Unter anderem ist zu beachten, dass in der Variante mit $Q = 300 \text{ TWh/a}$ ein höherer Anteil von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung angesetzt wurde¹⁴⁸. Der Effekt einer Kostenreduktion durch verringerte Anlagenleistung bei geringerem Wärmebedarf wurde dagegen, wie bereits eingangs gesagt, nicht berücksichtigt.

Es sei hier noch einmal daran erinnert, dass durch den Wegfall von Steuern / Abgaben / Umlagen auf die Energiekosten aus der hier eingenommenen Gesamtsystemperspektive die Wirtschaftlichkeit für energiesparende und emissionsarme Varianten ungünstiger darstellt als aus Sicht der Investoren im tatsächlichen Marktgeschehen, die von solchen Umlagen auf den Gas- und Strompreis betroffen wären.

¹⁴⁸ Die Berechnungen erfolgten hier mit dem „effizienten Gebäudemix“, in den beiden anderen Fällen mit dem „Standard-Gebäudemix“ aus Anhang A.3.

Generell ist außerdem darauf hinzuweisen, dass der Ansatz heutiger Kosten ohne Berücksichtigung von Kostenreduktionspotentialen bei den bisher wenig gebräuchlichen, in den untersuchten Zukunftsvarianten aber dominierenden Technologien wie z. B. Wärmepumpen eine sehr konservative und fast schon extreme Betrachtungsweise darstellt, aus der keine zu weitgehenden Schlüsse gezogen werden können.

Vor diesem Hintergrund wird im folgenden Kapitel 7.2.2 der Fall einer zukünftig veränderten Kostenstruktur untersucht.

7.2.2 Exemplarischer Ansatz für zukünftige Kosten

Eine genauere Analyse der Kostenperspektiven für die verschiedenen Systeme und Maßnahmen war im vorliegenden Projekt nicht möglich (und wäre ohnehin mit erheblichen Unsicherheiten verbunden). Vor diesem Hintergrund wurde ein exemplarisch zu verstehender Ad-Hoc-Ansatz mit den folgenden Annahmen verwendet¹⁴⁹:

- Reduktion der Investitionskosten bei zukunftsweisenden Energieerzeugungstechnologien um 34 %, also ca. ein Drittel (Wärmepumpen, Solarsysteme, Windkraft, Kraft-Wärme-Kopplungssysteme, Biomasse-Kessel bzw. (effiziente) Erdgas-Kraftwerke, Lüftungsanlagen)
- Reduktion der Investitionskosten bei Standardmaßnahmen (Wärmeschutz und Gas-Heizkessel) um 10 %
- Keine Reduktion der Investitionskosten bei Netzen, Wärmespeichern und Heizungsperipherie.
- Anstieg des Erdgas-Importpreises um 1 ct/kWh, d.h. von 2,5 auf 3,5 ct/kWh¹⁵⁰.

In Abbildung 104 ist zu erkennen, dass die Kostendifferenz zwischen der Variante 0 und den Varianten 8 und 9 nur noch etwa 3 Mrd. €/a beträgt. Auch die Mehrkosten der Varianten 6 und 7 (ohne Nahwärme) gegenüber 8 und 9 (mit Nahwärme) liegen ungefähr noch in dieser Größenordnung. Die Unterschiede sind in diesen Fällen so gering, dass sie angesichts der bestehenden Unsicherheiten kaum noch als aussagekräftig anzusehen sind. Weiterhin sind allerdings die deutlich unterschiedlichen Treibhausgasemissionen der verschiedenen Varianten zu beachten.

¹⁴⁹ Hier ist zu berücksichtigen, dass Kostenreduktionen nicht ausschließlich dadurch verursacht werden, dass dieselben Produkte aufgrund erhöhter Stückzahlen und verbesserter Produktionsprozesse zu geringeren Kosten produziert werden. Auch Fortschritte bei der Energieeffizienz können hier beitragen, indem beispielsweise durch verbesserte Dämmmaterialien bei geringerer Dämmstoffdicke der gleiche Einspareffekt erreicht wird oder aufgrund fortschreitender Gebäudedämmung der Leistungsbedarf von Wärmeerzeugungsanlagen sinkt.

¹⁵⁰ Zum Vergleich wird in der Energiereferenzprognose für das BMWi ein Anstieg von 2,3 (2011) auf 3,3 ct/kWh (2050) angenommen [Schlesinger et al. 2014]. Dieser Wert (wie auch die Preisangaben in anderen Studien) bezieht sich gegebenenfalls auf den bei Preisangaben für Erdgas üblicheren Brennwert, während in der vorliegenden Untersuchung generell der Heizwert als Bezugsgröße verwendet wird. Die hierdurch gegebenenfalls entstehenden Differenzen liegen in der Größenordnung von 10 % und werden hier aufgrund ohnehin bestehender Unsicherheiten bei Preisen und Kosten vernachlässigt.

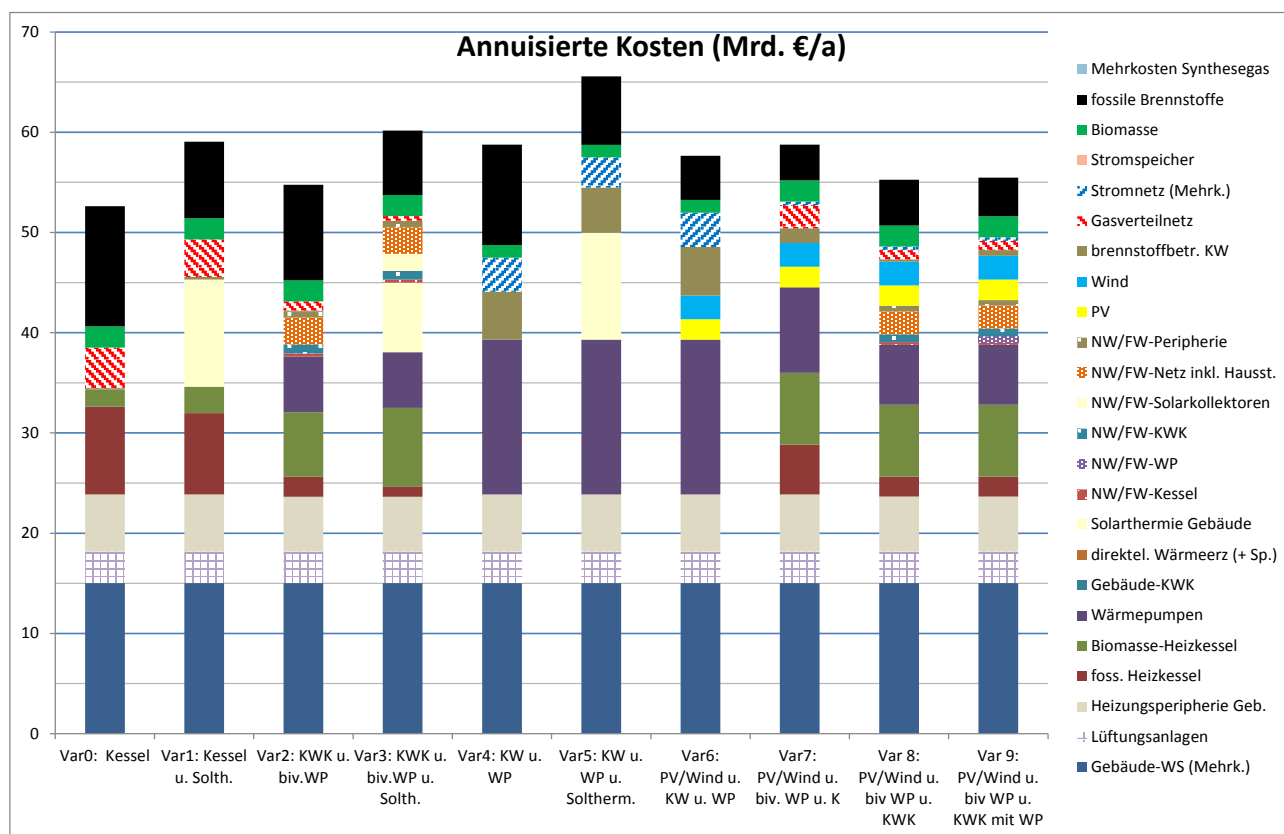


Abbildung 104: Basisvarianten der Wärmeversorgung: Annuierte Investitions- und Energiekosten, zukünftiges Kostenniveau

ohne Berücksichtigung von Steuern / Abgaben / Umlagen auf Erdgas und Strom

WS: Wärmeschutz, WP: Wärmepumpen, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung, NW/FW: Nah-/Fernwärme, KW: Kraftwerke, Sp: Speicher, PV: Photovoltaik, Solth: Solarthermie, biv.: bivalent

7.2.3 Einbeziehung von Synthesegas

Es wird nun noch der Fall betrachtet, dass die Lücke zur Erreichung des Treibhausgasemissionsziels von 25 Mt/a in den Basisvarianten durch den Einsatz von Synthesegas geschlossen wird, welches durch Solar- oder Windstrom erzeugt wurde („Power-to-Gas“, vgl. Kap. 7.1). Untersucht werden das heutige Kostenniveau (in Abbildung 105) und das zukünftige Kostenniveau (Abbildung 106) mit den oben erläuterten Ansätzen. Für das Synthesegas werden dabei Kosten von 20 ct/kWh (heutiges Niveau) bzw. 12 ct/kWh (zukünftiges Niveau) angenommen¹⁵¹. In den beiden Abbildungen sind die Mehrkosten für das Synthesegas ausgewiesen, ein Grundkostenanteil ist entsprechend dem angenommenen Erdgaspreis von 0,025 bzw. 0,035 €/kWh in der Angabe zu den fossilen Brennstoffen mitenthalten. Auf diese Weise lassen sich die Kostenniveaus der ursprünglichen Basisvarianten (ohne Synthesegas) in den Abbildungen weiterhin direkt erkennen.

¹⁵¹ Diese Annahmen orientieren sich an der Studie [Deutsch et al. 2018]. Hier wird für das Jahr 2022 (im Falle eines Einstiegs in die Technologie) ein Kostenniveau von etwa 0,18 – 0,24 €/kWh und für 2050 von etwa 0,11 – 0,13 €/kWh angesetzt. Dabei handelt es sich um die Mittelwerte der angegebenen Kostenspannen für die Herkunft aus Photovoltaik und Windenergie in Nordafrika/Naher Osten (niedriger Wert) bzw. aus Offshore-Windkraft in der Nord-/Ostsee (hoher Wert). Die Erzeugung aus Geothermie in Island wird hier aufgrund der eingeschränkten Potentiale nicht mit berücksichtigt.

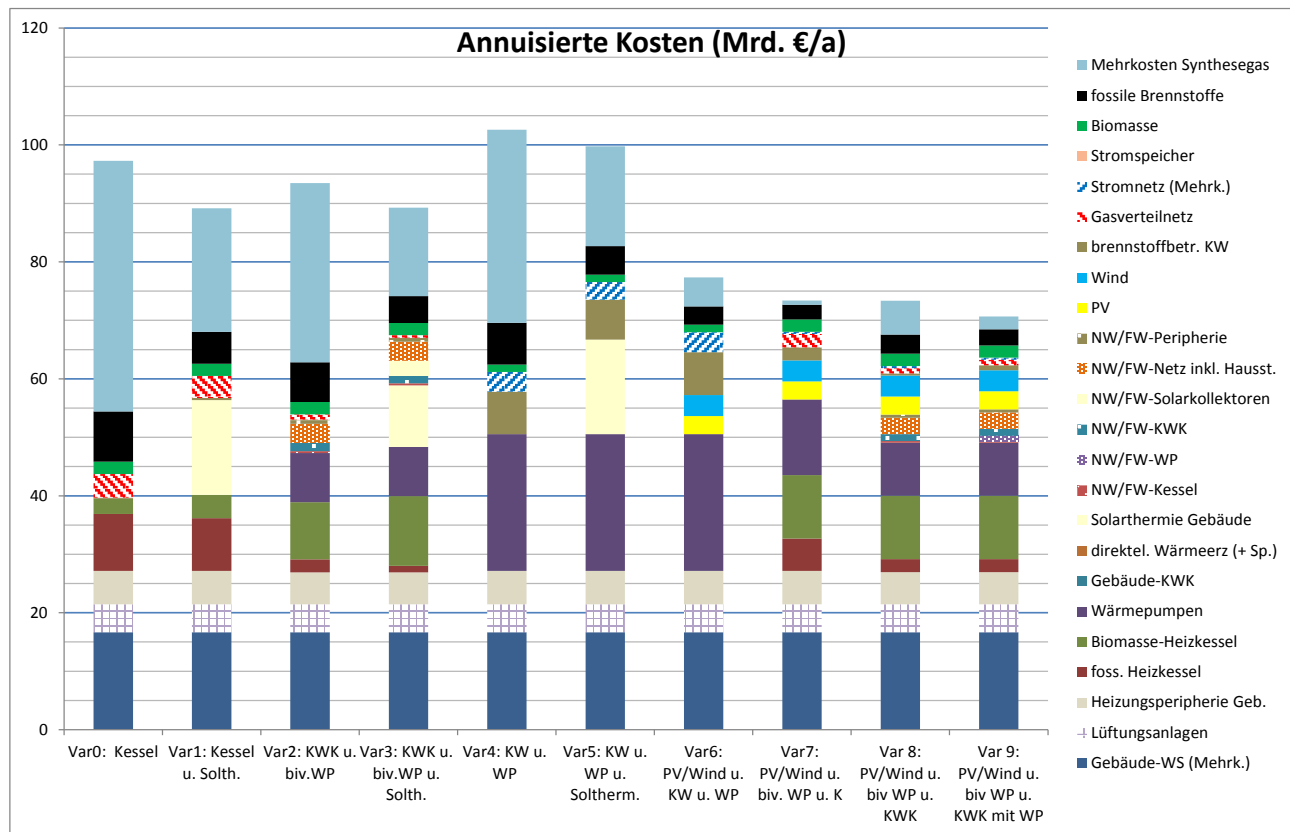


Abbildung 105: Einsatz von Synthesegas in den Basisvarianten der Wärmeversorgung zur Erreichung des Treibhausgasziels (25 Mt/a): Annuierte Investitions- und Energiekosten, heutiges Kostenniveau

ohne Berücksichtigung von Steuern / Abgaben / Umlagen auf Erdgas und Strom

WS: Wärmeschutz, WP: Wärmepumpen, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung, NW/FW: Nah-/Fernwärme, KW: Kraftwerke, Sp: Speicher, PV: Photovoltaik, Solth: Solarthermie, biv.: bivalent
Kosten Synthesegas anteilig auch bei fossilen Brennstoffen (Erdgas) mitberücksichtigt

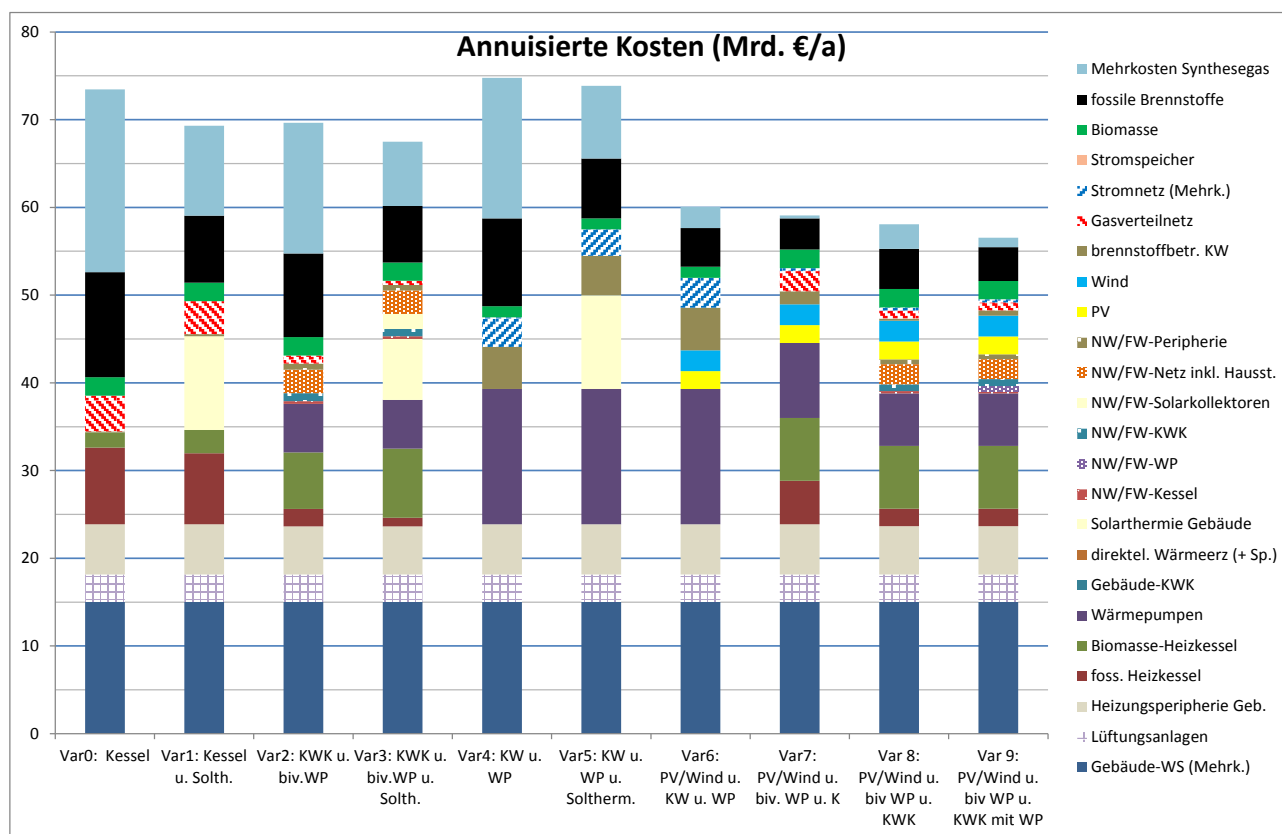


Abbildung 106: Einsatz von Synthesegas in den Basisvarianten der Wärmeversorgung zur Erreichung des Treibhausgasziels (25 Mt/a): Annuierte Investitions- und Energiekosten, zukünftiges Kostenniveau

ohne Berücksichtigung von Steuern / Abgaben / Umlagen auf Erdgas und Strom

WS: Wärmeschutz, WP: Wärmepumpen, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung, NW/FW: Nah-/Fernwärme, KW: Kraftwerke, Sp: Speicher, PV: Photovoltaik, Solth: Solarthermie, biv.: bivalent
Kosten Synthesegas anteilig auch bei fossilen Brennstoffen (Erdgas) mitberücksichtigt

Es zeigt sich, dass in beiden Untersuchungsfällen (heutige und zukünftige Kosten) die Varianten 6 bis 9, die von vornherein in der Nähe des Treibhausgas-Zielwertes lagen, deutliche Kostenvorteile gegenüber allen anderen Varianten aufweisen, in denen erhebliche Mengen von Synthesegas zu entsprechend hohen Kosten bezogen werden müssten, um das Ziel zu erreichen. Insbesondere stellt die Basisvariante 0 nun nicht mehr den kostengünstigsten Fall dar, sondern bewegt sich im Bereich der kostenintensivsten Varianten. Die Mehrkosten gegenüber der nun günstigsten Variante 9 betragen mehr als 25 bzw. 15 Mrd. €/a (heutiges bzw. zukünftiges Kostenniveau)¹⁵².

7.3 Nah- und Fernwärme

Die Wohngebäude-Wärmeversorgung über Wärmenetze wurde im Rahmen der Untersuchung vereinfacht abgebildet. Dennoch lassen sich aus den Ergebnissen einige grundlegenden Schlussfolgerungen zur zukünftigen Rolle der Nah- und Fernwärme ableiten.

¹⁵² Zusätzlich (ohne Abbildung) wurde noch der Fall mit heutigem Kostenniveau bei allen Technologien aber zukünftigem (reduziertem) Preisniveau für das Synthesegas untersucht. Auch unter diesen (weitgehend extremen und unplausiblen) Annahmen erweist sich die Basisvariante 9 am günstigsten. Die Mehrkosten der Variante 0 betragen demgegenüber ca. 8 Mrd €/a.

Wenn in den Basisvarianten eine Wärmeversorgung mit Wärmenetzen betrachtet wurde, so wurde ein Anteil von 35 % (Varianten 2 und 3) bzw. 30 % angenommen (Varianten 8 und 9). Die Ansätze erscheinen vor dem Hintergrund von Potentialschätzungen in [Jochum et al. 2017, Gerhardt et al. 2019] in der Größenordnung als plausibel: In [Jochum et al. 2017] wird ein zukünftiges Potential der Nah- und Fernwärmeversorgung in Bereich von rund 25-30 % abgeleitet. Auch wirtschaftliche Erwägungen spielen darin eine Rolle, so dass in anderen Untersuchungen langfristig auch größere Potentiale von teils mehr als 40 % angenommen werden (z. B. [Gerhardt et al. 2019])¹⁵³.

Bei den Basisvarianten der Wärmeversorgung (vgl. Kap. 3) wurde für die Wärmenetzverluste ein Pauschalwert verwendet¹⁵⁴, dem überschlägige Abschätzungen auf Basis von Siedlungstypologieansätzen [Boese 2002] zugrunde liegen: Als mittlerer Verlust wurden unter Ansatz eines guten Dämmniveaus der Verteilleitungen bezogen auf die versorgte Wohnfläche 1,4 W/m² (hochgerechnet auf ein Jahr: ca. 12 kWh/m²a) angenommen. Dieser Ansatz ist als Mittelwert über alle Gebäudetypen zu verstehen: Im Mehrfamilienhausbereich ist bei sehr guter Leitungsdämmung gegebenenfalls auch mit niedrigeren, bei Ein-/Zweifamilienhäusern dagegen (je nach Bebauungsdichte) mit teils erheblich höheren Verlusten zu rechnen. Eine solche Pauschalbetrachtung ist hier also nur insoweit sinnvoll, als sich die Versorgung von Ein-/Zweifamilienhausgebieten auf eine günstige (sehr dichte) Bebauung bezieht. Der Anteil der Wärmenetze am Gesamtbestand ließe sich demnach unter diesen Voraussetzungen insbesondere im Bereich der Ein-/Zweifamilienhäuser nicht beliebig steigern.

In der vorliegenden Studie kann die Frage der realisierbaren Nah- und Fernwärmepotentiale im Wohngebäudebestand, die sich ohne differenzierte geographische Analysen kaum beantworten lässt, nicht näher untersucht werden. Aus den bisherigen Untersuchungen lassen sich aber einige grundlegende qualitative Schlussfolgerungen für die zukünftige Rolle der leitungsgebundenen Wärmeversorgung ziehen.

Ein zentrales Ergebnis ist dabei die veränderte Rolle der Nah- und Fernwärme gegenüber früheren Konzepten: In der Vergangenheit wurde der wesentliche Nutzen der Wärmenetze für Energieeffizienz und Klimaschutz zumeist darin gesehen, dass dadurch die effiziente und kostengünstige Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung ermöglicht wird. Fluktuierende Erneuerbare Energien spielten in den Konzepten zumeist keine Rolle, vielmehr bestand die verbreitete Sichtweise, dass beispielsweise Kraft-Wärme-Kopplung und Solarwärme nicht zusammenpassen, da durch die Sonnenenergienutzung im Sommer die Betriebsstunden und damit die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen reduziert werden.

Diese Auffassung ist in aktuellen Klimaschutzszenarien weitgehend abgelöst: Es wird allgemein davon ausgegangen, dass die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung zukünftig darin bestehen muss, in einem Energiesystem mit steigenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energie für einen flexiblen Lastausgleich zu sorgen (vgl. das Konzeptpapier [BMWi 2017] und die Studien [Pehnt et al. 2017, Schulz et al. 2013, Fette et al. 2018])¹⁵⁵. Auch innerhalb des Bereichs der Nah- oder Fernwärme ist die Kraft-Wärmekopplung in den genannten Studien nur eine von mehreren relevanten Wärmeerzeugungstechnologien, daneben kommen vor allem auch die Solarwärme und (zur Nutzung von Solar- und Windstrom) Großwärmepumpen zum Einsatz.

Auch aus der vorliegenden Untersuchung lässt sich ableiten, dass die Kraft-Wärme-Kopplung weiterhin eine wichtige, aber nicht die ausschlaggebende Rolle für die Erreichung der Klimaschutzziele spielen kann (vgl. insbesondere Kap. 6.4). In diesem Zusammenhang kommen daher auch der leitungsgebundenen Wärmeversorgung vorrangig andere Aufgaben zu:

- Relativ kostengünstige Wärmeerzeugung bei aufwändigen Systemen:
Aus den Betrachtungen in Kapitel 7.2 zeigen sich im Hinblick auf die zukünftig notwendige Ablösung

¹⁵³ Zum Vergleich beträgt der Anteil der über Nah-/Fernwärme versorgten Wohnungen in Deutschland gegenwärtig rund 17 % [Cischinsky/Diefenbach 2018].

¹⁵⁴ Auch im vereinfachten Modell in Kap. 4 wurden die Verluste der Wärmeverteilung in Wärmenetzen berücksichtigt, hier mit einem angenommenen Pauschalwert 15 %, d.h. mit einem Nutzungsgrad von 85 % für den Nutzungsgrad der Wärmeverteilung.

¹⁵⁵ Konzepte, die ausschließlich oder überwiegend auf die Zukunftstechnologie Synthesegas setzen, werden hier nach den Überlegungen in Kap. 7.1.2 ausgeklammert.

der relativ preisgünstigen Gas- und Ölheizkessel als Standardwärmeerzeuger durch andere Systeme und Systemkombinationen (insbesondere Wärmepumpen, auch als bivalente Anlagen mit Erdgas- oder Biomassekesseln) erhebliche Zuwächse bei den Investitionskosten, und zwar insbesondere bei der Einzelhausheizung. Im Fall der Wärmenetze machen sich demgegenüber Skaleneffekte stark bemerkbar (Abnahme der Investitionskosten pro installierter Leistung mit der Anlagengröße). Wärmenetze können daher eine Perspektive für eine relativ zur Einzelhausheizung kostengünstigere zukünftige Wärmeversorgung bei insgesamt aufwändigeren Systemen und Systemkombinationen bieten¹⁵⁶.

- Nutzung von Solar- und Windenergie in dicht bebauten Gebieten:
Die Installation von Wärmenetzen erscheint mit Blick auf die Reduzierung der Leitungslänge (zur Einsparung von Kosten und Wärmeverlusten) vor allem bei dichter Bebauung günstig, typischerweise also in städtischen Gebieten mit Mehrfamilienhäusern oder in Reihenhaussiedlungen hoher Dichte. Gleichzeitig sind hier die Möglichkeiten für die Nutzung von regenerativen Energien begrenzt. Das gilt zunächst einmal für die Erzeugung von Solarenergie an den Gebäuden (Solarthermie oder Photovoltaik) aufgrund der bei Mehrfamilienhausbebauung gegenüber Einfamilienhäusern geringeren verfügbaren Dachflächen pro Wohnfläche. Wegen der guten Transportfähigkeit von Solarstrom über das elektrische Verteilnetz wiegt dieser Nachteil aber weniger schwer: Der Solarstrom bzw. dessen fehlender Anteil kann grundsätzlich auch außerhalb der betrachteten Bebauung erzeugt werden, für den Windstrom gilt dies ohnehin. Als wichtiger könnten sich zukünftig Probleme für die Installation von Wärmepumpen herausstellen: Erdreich ist als Wärmequelle bei hoher Bebauungsdichte nur schwer bzw. mit kleinen Anteilen nutzbar. Luft steht als Wärmequelle zwar grundsätzlich unbegrenzt zur Verfügung, ist aber mit einer geringeren Effizienz verbunden (s. Kap. 3.5.3), und die Installation von Luftwärmepumpen kann bei dichter Bebauung verstärkt zu Lärmproblemen führen (s. Anhang E.2). Eine wichtige Rolle von Wärmenetzen kann also zukünftig darin bestehen, dicht bebaute Wohngebiete mit der Peripherie zu verbinden, wo dann die Nutzung von oberflächennaher Erdwärme durch Wärmepumpen und gegebenenfalls auch die Installation von größeren Solarkollektorfeldern, perspektivisch aber womöglich auch die Anbindung an saisonale Wärmespeicher mit großem Platzbedarf oder die Nutzung von Tiefengeothermie erfolgen könnte.
- Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung:
Auch wenn nun andere Funktionen in den Vordergrund treten, kann das Ziel einer Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung auch zukünftig mit der Installation von Wärmenetzen verbunden bleiben: Größere Anlagen in Nah- und Fernwärmenetzen sind kostengünstiger (s. erster Punkt) und weisen in der Regel eine höhere Effizienz auf (bei der Stromerzeugung und damit auch insgesamt) als Anlagen für Einzelgebäude. Der Aspekt der höheren Effizienz könnte zwar im Fall eines zukünftigen Brennstoffzelleneinsatzes in Einzelhäusern relativiert werden (vgl. Kap. 6.4), die Frage der Kosten würde sich dann aber (bei Kombination von Brennstoffzellen-BHKW und Wärmepumpe in einem Gebäude) verstärkt stellen¹⁵⁷.

Vor diesem Hintergrund können Nah- und Fernwärmenetze zukünftig erhebliche Chancen für eine Wohngebäude-Klimaschutzstrategie mit sich bringen, insbesondere für die Wärmeversorgung in dicht bebauten Gebieten. Die besondere Rolle von Wärmepumpen, die neben der Solar- auch die Windenergie nutzbar machen können, ist auch in diesem Kontext zu beachten.

¹⁵⁶ Auf diese Kostenvorteile wird auch in anderen Studien hingewiesen, vgl. beispielsweise [Schultz et al. 2013].

¹⁵⁷ Im Hinblick auf den aktuellen Stand der Technik ist darauf hinzuweisen, dass Brennstoffzellen-BHKW für Einzelgebäude zwar schon in begrenzten Stückzahlen im Markt vertreten sind, allerdings zumeist mit sehr kleiner Leistungsauslegung für große Betriebszeiten und dementsprechend hohen Deckungsgraden begleitender Heizkessel sowie einer mangelnden Fähigkeit, die Brennstoffzellen-Anlage bei hohem Angebot von Solar- bzw. Windstrom herunterzuregeln (vgl. [Sommer/Mesenhöller 2013]).

Es bestehen aber auch Risiken, die darin liegen, dass unter ungünstigen Bedingungen durch die Nah-/Fernwärme eine ineffiziente Wärmeversorgung ohne Perspektive für eine Solar- und Windenergienutzung quasi zementiert werden könnte:

- Hohe Wärmeverluste der Verteilnetze können insbesondere in weniger dicht bebauten Gebieten eine deutliche Erhöhung des Gesamtwärmeverbrauchs und damit eine Reduzierung der Effizienz der Wärmeversorgung bewirken. Dies ist besonders im Fall energetisch modernisierter Gebäude relevant: Die Wärmeverluste der Nah- und Fernwärmenetze sind also immer auch im Hinblick auf eine zukünftige energetische Verbesserung der versorgten Gebäude zu betrachten.
- Durch die – im Vergleich zu Einzelhausheizungen – hohen Betriebstemperaturen der Wärmenetze sinkt die Effizienz von Wärmepumpen und Solarwärmesystemen. Wenn also zukünftige Netze auf zu hohe Temperaturen ausgelegt werden bzw. in bestehenden Netzen keine Temperaturabsenkung gelingt, könnte das zentrale Ziel einer ausreichenden Einbindung von Sonnen- und Windenergie verfehlt werden.
- Dies gilt auch für den Fall, dass der Einsatz von Solarkollektoren und vor allem Wärmepumpen im Versorgungsgebiet nicht im Konzept enthalten ist und die Notwendigkeit einer Installation in der Peripherie der Bebauung mit Anbindung an das Wärmenetz nicht vorgesehen bzw. nicht vorausbedacht wird.

Die dargestellten Probleme sind entweder von vornherein zu vermeiden oder sollten – insbesondere in bestehenden Netzen – durch entsprechende Maßnahmen eingegrenzt werden: Beispielsweise besteht auf längere Sicht die Perspektive, dass die Wärmeverluste der Verteilnetze im Sommer durch die in dieser Zeit eher im Überfluss vorhandene Solar- und Windenergie gedeckt werden können (siehe z. B. Abbildung 94 in Kap. 6.3), so dass bei erfolgreicher Nutzung dieser Energiequellen nur noch die Verluste im Winterhalbjahr zu beachten sind¹⁵⁸. In den Wärmenetzen sollte dieses Potential durch Installation von Solarthermie und/oder Photovoltaikanlagen in Verbindung mit Wärmepumpen möglichst frühzeitig aktiviert werden. Einzelne Abnehmer mit Anforderungen an ein hohes Temperaturniveau sollten keine prinzipielle Hürde für eine Absenkung der Netztemperatur darstellen, da in diesen Fällen die Möglichkeit besteht, die Temperatur vor Ort durch Zuheizung aus dezentralen Wärmeerzeugern individuell wieder anzuheben (vgl. z. B. [Gerhardt et al. 2019]).

7.4 Schlussfolgerungen

In Kapitel 7 wurden weiterführende Aspekte der Wohngebäudewärmeversorgung behandelt: Während in den vorherigen Abschnitten nur bereits verfügbare Technologien mit relevanten Marktanteilen berücksichtigt wurden, sind nun als weitere mögliche Zukunftstechnologien auch die Langzeit-Wärmespeicherung, die Tiefengeothermie und die Erzeugung von synthetischen Brennstoffen („Power-to-Gas“) in Betracht gezogen. Darüber hinaus wurden Kostenschätzungen zur zukünftigen Wärmeversorgung durchgeführt und die zukünftige Rolle der leitungsgebundenen Wärmeversorgung diskutiert. Insgesamt ergeben sich diese Schlussfolgerungen:

- Bei der Langzeitwärmespeicherung und direkten Wärmeerzeugung aus Tiefengeothermie, für die es bereits verschiedene Anwendungsbeispiele gibt, existieren offensichtlich Hemmnisse, die eine breitere Markteinführung bisher verhindern. Die genaueren Gründe und Ursachen konnten in die-

¹⁵⁸ An dieser Stelle sei daran erinnert, dass die Verwendung von Biomasse aufgrund der besonders stark begrenzten Potentiale auch im Rahmen der Nah- und Fernwärmeversorgung keinen Ersatz für die Einsparung von Energie und die Nutzung der fluktuierenden Energiequellen Sonne und Wind darstellt. Die Regel, dass ein Brennstoffverbrauch für die Wärmeversorgung im Sommer zukünftig möglichst komplett vermieden werden sollte (siehe Kapitel 3.6), gilt nicht nur für fossile Brennstoffe, sondern genauso für Holz und Biomasse.

ser Studie nicht untersucht werden, so dass eine wesentlich größere Bedeutung für die Zukunft denkbar, aber keineswegs sicher erscheint. Festzustellen bleibt, dass diese beiden national verfügbaren Optionen aufgrund ihrer Bindung an Nah-/Fernwärmenetze (bei der Tiefengeothermie darüber hinaus an regionale Potentiale) grundsätzlich einen begrenzten Wirkungskreis bei der Gebäude-Wärmeversorgung aufweisen.

- Dagegen verspricht die Erzeugung von synthetischen Brennstoffen (insbesondere Methan) aus Solar- und Windstrom universelle Anwendungsmöglichkeiten. Allerdings existiert dieses Konzept, das das grundsätzliche Potential eines kompletten Ersatzes der bisherigen fossilen Brennstoffe in sich trägt, bisher weitgehend nur auf dem Papier. Ein wesentlicher Nachteil gegenüber der direkten Solar- und Windstromnutzung ist die circa um den Faktor 3 schlechtere Effizienz der Energieausnutzung, so dass bei hohen Deckungsbeiträgen angesichts begrenzter nationaler Solar- und Windenergiepotentiale voraussichtlich weitgehend eine Gewinnung im Ausland und womöglich außerhalb Europas notwendig wäre. Damit stehen alle Fragen und Unsicherheiten im Raum, die mit der Installation einer neuen und weitgehend unbekannten Großtechnologie im internationalen Rahmen zusammenhängen. Insbesondere geht es dabei auch um die Bereitstellung ausreichender Potentiale und Zuwächse in einem internationalen Energiemarkt mit weltweit schnell steigender Nachfrage nach klimaneutralen Energieversorgungsoptionen.
- Gleichwohl zeigen aktuelle nationale Szenarienuntersuchungen die Notwendigkeit, für ehrgeizige Klimaschutzziele (Emissionsminderungen in der Größenordnung von 90-95 % gegenüber 1990) anteilig auch Zukunftsenergien und insbesondere synthetische Brennstoffe heranzuziehen. Dieses Ergebnis wird durch die Untersuchungen im vorliegenden Projekt bestätigt: Hier wurde der Fall untersucht, dass bei der Wohngebäude-Wärmeversorgung eine Treibhausgasminderung von 95 % angestrebt wird und darüber hinaus das Biomassepotential deutlich geringer ausfällt (25 TWh/a gegenüber der Standardannahme 50 TWh/a). Im Resultat sind hier auch bei erfolgreicher energetischer Modernisierung (Gesamtwärmebedarf $Q = 300 - 350$ TWh/a) und weitgehender Ausnutzung der Möglichkeiten der direkten Solar- und Windenergienutzung Deckungsgrade von Zukunftsenergien in der Größenordnung von rund 20 – 40 % notwendig (je nach Höhe der Windstrompotentiale).
- Vor diesem Hintergrund bietet sich für eine robuste Klimaschutzstrategie im Wohngebäudesektor und darüber hinaus ein gestaffeltes Vorgehen an, bei dem zunächst auf den Einsatz der verfügbaren Technologien zur Brennstoffminimierung gesetzt wird (Wärmeschutz, effiziente Wärmeversorgung und direkte Solar- und Windenergienutzung insbesondere durch Wärmepumpen). Gleichzeitig sollten die Zukunftstechnologien schnell und konsequent weiterentwickelt und in den Markt eingeführt werden, damit sie rechtzeitig zur Verfügung stehen, um die noch bestehenden Lücken bei der Erreichung der Klimaziele zu füllen. Insbesondere könnte der anfängliche Pfad der Brennstoffminimierung später sinnvoll mit der zukünftigen Option der Brennstoffsubstitution durch synthetisches Erdgas ergänzt werden. Je nachdem wie sich Potentiale und Kosten entwickeln, könnte dieser Übergang stärker oder schwächer ausfallen.

Eine Klimaschutzstrategie dagegen, die ausschließlich oder überwiegend auf bisher nicht ausreichend bekannte Zukunftstechnologien setzt, trüge die Gefahr des Scheiterns in sich, wenn diese Technologien die Erwartungen nicht bzw. nicht schnell genug erfüllen können. Darüber hinaus erweist sich dieser Weg auch wirtschaftlich als nicht vielversprechend (s. nächster Punkt).

- Betrachtet man die Kosten des Wärmeversorgungssystems (annuierte Investitionskosten und Energiekosten) so ergäben sich bei heutigen Preisen jährliche Mehrkosten in der Größenordnung von 10-15 Mrd. €/a für ein zukünftiges effizientes und auf erneuerbare Solar- und Windenergie setzendes Wärmeversorgungssystem (mit Einhaltung des 87,5prozentigen Treibhausgasreduktionsziels in einem gedämmten Wohngebäudebestand). Dies betrifft den Vergleich mit der wirtschaftlich günstigeren Variante einer Wärmeversorgung über Heizkessel, die das Treibhausgas-Emissionsziel allerdings um mehr als den Faktor 3 verfehlt. Insbesondere schlagen die Kosten der effizienteren aber auch komplexeren und teureren Gebäude-Wärmeversorgungssysteme zu Buche. Allerdings ist

es plausibel davon auszugehen, dass die tatsächlichen Kosten der zukünftigen Wärmeversorgung deutlich niedriger ausfallen, da mit verstärktem Einsatz dieser Systeme Kostensenkungen erreicht werden können. Diese Frage konnte in der vorliegenden Studie nicht im Detail untersucht werden. Nimmt man exemplarisch Kostenreduktionen bei den effizienten und regenerativen Energieerzeugern (Solarenergie, Windenergie, Wärmepumpen, KWK) um ein Drittel und eine zukünftige Erhöhung der Importpreise von fossilem Erdgas um 1 ct/kWh an, so reduzieren sich die genannten Mehrkosten gegenüber der Heizkessel-Wärmeversorgung auf 3-6 Mrd. €/a bei gleichbleibender Differenz der Triebhausgasemissionen. Kostendifferenzen in dieser Größenordnung erscheinen auf den ersten Blick immer noch hoch, werden aber durch die Unsicherheiten der einzelnen Kostenparameter stark relativiert. Setzt man darüber hinaus bei allen betrachteten Varianten im erforderlichen Umfang Synthesegas für eine genaue Einhaltung des Treibhausgasziels ein, so kehren sich die Kostenverhältnisse um: Die Varianten mit hohem Bedarf an Synthesegas, insbesondere auch die Variante mit konventionellen Heizkesseln, schneiden nun wirtschaftlich am ungünstigsten ab. Als ökonomisch vorteilhaft erweist sich dagegen der Einsatz der effizienten Wärmeversorgungssysteme.

Zusammengefasst lässt sich festhalten, dass die aus Klimaschutzsicht notwendige Ablösung der bisherigen, von relativ kostengünstigen Heizkesseln dominierten Wärmeversorgungsstruktur durch effizientere, in hohem Maße Wind- und Solarenergie nutzende Systeme mit hohem Wärmepumpenanteil zwar einerseits wenigstens in der Anfangsphase zu deutlichen Zusatzkosten führt, sich aber andererseits in den Analysen als insgesamt wirtschaftlich sinnvoller zeigt als die Alternative einer Beibehaltung der bisherigen Struktur mit verstärktem Einsatz von synthetischem Erdgas.

- Auffällig innerhalb der durchgeführten Analysen sind die reduzierten Kosten für die Wärmeversorgung bei Einsatz von Wärmenetzen. Hier machen sich Skaleneffekte in Form einer Reduktion der spezifischen (auf die Wohnfläche) bezogenen Investitionskosten der Wärmeerzeugungsanlagen bei wachsender Anlagengröße deutlich bemerkbar. Vor diesem Hintergrund ergeben sich aus einer Ausweitung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung durch Nah- und Fernwärmenetze womöglich Chancen zur Eindämmung der Kosten einer zukünftig aufwändigeren und komplexeren Wärmeversorgung mit Kombination mehrerer Wärmeerzeuger im selben System. Insbesondere bieten Nah- und Fernwärmenetze vor diesem Hintergrund Möglichkeiten für eine gleichzeitige Nutzung von Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.
- Eine weitere Chance der Wärmenetze liegt darin, eine effiziente Nutzung von Solar- und vor allem Windenergie durch Wärmepumpen auch in städtischen Gebieten mit hoher Bebauungsdichte zu erreichen. In solchen Gebieten ist der Einsatz von effizienten Erdwärmepumpen schwierig und auch die Installation der weniger effizienten Luftwärmepumpen könnte insbesondere aufgrund von Geräuschemissionen an Grenzen stoßen. Dagegen bieten sich Wärmenetze bei hoher Dichte der Bebauung wegen relativ geringer Installationskosten und Wärmeverluste besonders an. Ziel sollte es daher sein, solche städtischen Wärmenetze punktuell mit der Peripherie der Bebauung zu verbinden und dort insbesondere Erdwärmepumpen zu installieren. Perspektivisch könnte die Anbindung an die Peripherie in geeigneten Fällen auch für die Nutzung großer Langzeit-Wärmespeichern bzw. von Tiefengeothermie genutzt werden.
- Eine Strategie für den Ausbau der Nah- und Fernwärmenutzung ist aber auch mit Risiken verbunden: In gut gedämmten Gebäudebeständen können die Wärmeverteilverluste die Effizienz der Nah- und Fernwärmesystem stark herabsetzen, so dass bei Einsatz im Altbau die Konsequenzen einer späteren energetischen Gebäudemodernisierung immer vorzubedenken sind. Außerdem können durch zu hohe Temperaturen in den Wärmenetzen die Möglichkeiten für die Nutzung von Wärmepumpen und Solarthermie stark eingeschränkt oder völlig konterkariert werden. Eine fehlende Anbindung an die Peripherie bzw. fehlende Konzepte hierfür lassen sich später womöglich nur schwer ergänzen. Durch falsch konzipierte Wärmenetze können die Möglichkeiten für den notwendigen Umbau der Wärmeversorgung im schlimmsten Fall also auch blockiert werden.

- Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich aus den Untersuchungen des vorliegenden Projekts – in Übereinstimmung mit Ergebnissen früherer Studien [Diefenbach et al. 2013/2015/2016]) ein relativ klares Bild für die Erreichung der Klimaschutzziele in einem zukünftigen Wohngebäudesektor zeichnen lässt: Notwendig sind neben einer möglichst weitgehenden energetischen Modernisierung der Gebäude durch Wärmeschutzmaßnahmen auf Seiten der Wärmeversorgung eine möglichst konsequente Nutzung der Solar- und vor allem auch der Windenergiepotentiale. Dabei stellen insbesondere elektrische Wärmepumpen eine Schlüsseltechnologie dar, für die ein möglichst großer Abdeckungsgrad im gesamten Gebäudesektor anzustreben ist. Nah- und Fernwärmesysteme können insbesondere bei dichter Bebauung die Erreichung der Ziele erleichtern. Zukunftstechnologien wie etwa synthetische Brennstoffe können und müssen einen solchen Zielpfad in Zukunft ergänzen, müssen dafür aber zunächst einmal – und zwar möglichst schnell – marktfähig gemacht werden.

Gleichzeitig ist zu betonen, dass mit einem solchen Leitbild für eine zukünftige Wohngebäude-Wärmeversorgung der Weg dorthin noch nicht beschrieben ist. Für die nächsten Schritte zur notwendigen Erhöhung der energetischen Modernisierungsraten beim Wärmeschutz und für den Umbau der Wärmeversorgungsstruktur gibt es noch viele offene Fragen zu klären. Insbesondere bei der Wärmeversorgung ist mit deutlich komplexeren und stärker fehleranfälligen Systemen als bisher zu rechnen: Dieser Problematik ist mit entsprechenden praxisgerechten Maßnahmen zu begegnen. Auch das Zusammenspiel mit dem Stromsektor ist anders als bisher zu regeln, um den vorrangigen Betrieb von Wärmepumpen und Heizstäben zu Zeiten hoher Solar- und Windstromerzeugung zu gewährleisten. Ein ausreichender und ausreichend schneller Ausbau der Photovoltaik und Windenergie muss gewährleistet werden. Anders als im Neubau, wo Wärmepumpen schon relativ hohe Anteile aufweisen [Cischinsky/Diefenbach 2018] müssen für die verstärkte Einführung dieser Technologie im Bestand weitere Fragen im Hinblick auf einen effizienten Betrieb bedacht werden. Neben generellen Anforderungen an die Begrenzung der (von Gebäudedämmung und Heizkörpern abhängigen) Heizungs-Vorlauftemperaturen stellt sich hier die Frage, unter welchen Bedingungen – insbesondere bei (noch) nicht oder nur teilweise gedämmten Gebäuden - der Einsatz bivalenter Wärmepumpen sinnvoll ist. Weitere Probleme bestehen in den Schallemissionen der Wärmepumpen und im Treibhausgaspotential der verwendeten Kältemittel (s. Anhang E.2). Auch für die Neuinstallation bzw. Modernisierung von Nah- und Fernwärmenetzen müssen wie oben gesehen noch konkrete Kriterien und Konzepte entwickelt werden.

Trotz offener Fragen ist allerdings ein schnelles und entschlossenes Handeln notwendig: Laut Szenarienanalysen in früheren Projekten (vgl. [Diefenbach et al. 2015/16]) darf die Einführung wirksamer politischer Instrumente zur Erhöhung der Wärmeschutzmodernisierungsraten und zum Umbau der Wärmeversorgungsstruktur nicht weiter hinausgezögert werden, wenn die Klimaschutzziele 2050 noch erreicht werden sollen. Insbesondere ökonomische Anreize (höhere Energiepreise, vor allem aber erhöhte und zielgerichtete Fördermittel) erscheinen im Wohngebäudebestand als der am meisten erfolgversprechende Ansatz (vgl. [Diefenbach et al. 2013]).

8 Weiterführende Überlegungen zu den Konsequenzen für die elektrische Energieversorgung

In den vorherigen Kapiteln werden insbesondere die Konsequenzen des zeitlichen Zusammenspiels von Strom und Wärme für den Wohngebäudesektor untersucht. Im Mittelpunkt steht dabei die Frage der zukünftigen Wärme- und Energieversorgungsstruktur in Abhängigkeit von der Gebäude-Energieeffizienz und vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele.

Der grundlegende Umbau der Versorgungsstruktur wie in den untersuchten Varianten wirft darüber hinaus noch weitere Fragen der Realisierbarkeit innerhalb des elektrischen Energiesystems insgesamt auf, die im vorliegenden Bericht nicht in der gleichen Detailtiefe untersucht werden können, im vorliegenden Kapitel aber in Grundzügen diskutiert werden sollen. Diese betreffen insbesondere die Konsequenzen einer verstärkten Umstellung auf strombasierte Heizsysteme (Wärmepumpen, aber auch stromerzeugende KWK-Anlagen) im Kontext einer elektrischen Energiewirtschaft, die stark durch fluktuierende Wind- und Sonnenenergie dominiert ist. Dabei geht es insbesondere um die Frage der Überlastung des elektrischen Energiesystems durch kurzzeitige Leistungsspitzen, um den Lastausgleich in kürzeren Zeiträumen (unterhalb des im vorliegenden Projekt untersuchten Stundenintervalls) inklusive dem dabei notwendigen Informationsaustausch im zukünftigen „Smart Grid“, mögliche Engpässe im Stromverteilnetz sowie die Auswirkungen auf den Strommarkt.

Die Behandlung dieser Fragen wurde im Projekt durch Zusammenarbeit mit Partnern aus dem Bereich der elektrischen Energiewirtschaft möglich, nämlich dem Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik der Hochschule Darmstadt (h_da) und dem Aachener Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung (BET). Der Projektpartner h_da hat spezifische Fragen und auch Restriktionen im elektrischen Energiesystem in Übersichtsdarstellungen untersucht (siehe [Diefenbach et al. 2017, Anhänge A-F] sowie Anhang F des vorliegenden Endberichts), der Projektpartner BET hat dabei durchgehend beratend mitgewirkt. Die folgenden Abschnitte greifen diese Ergebnisse auf und ergänzen sie um weitere Überlegungen und Beispielberechnungen vor dem Hintergrund der konkreten Untersuchungsergebnisse.

8.1 Leistungsspitze an den kältesten Wintertagen

Eine offensichtliche und gleichzeitig sehr weitreichende Konsequenz des Übergangs zu rein elektrischen Wärmeversorgungssystemen ist die Erzeugung von Stromlastspitzen im Winter. Der auftretende Wärmeleistungsbedarf ist – gemessen an der bisher im Stromnetz installierten Leistung – erheblich: In den untersuchten Basisvarianten 0-9 aus Kapitel 3 mit durch Wärmeschutz weitgehend reduziertem Heizenergiebedarf ergibt sich in den Simulationen ein maximaler Stundenwert für den Wärmebedarf im Wohngebäudesektor (Heizung und Warmwasser inklusive Verteilverlusten im Gebäude) von ca. 200 GW. Die aktuell installierte elektrische Leistung „konventioneller“ (d. h. brennstoffbetriebener) Kraftwerke in Deutschland liegt zum Vergleich in der Größenordnung von 100 GW¹⁵⁹. Bei Einsatz von Wärmepumpen (statt elektrischen Direktheizungen) wird nur ein Teil der Wärmeleistung als elektrische Leistung abgerufen. Insbesondere bei Außenluftwärmepumpen ist aber zu beachten, dass deren Leistungszahl (das Verhältnis von Wärmeleistung zu elektrischer Leistung) bei tieferen Temperaturen absinkt.

Die Frage der benötigten elektrischen Leistung und die dafür benötigte zusätzliche elektrische Kraftwerksleistung (in der Spitzenlast annahmegemäß insbesondere durch Gasturbinen-Kraftwerke) wurde in den

¹⁵⁹ 105 GW für die mit Kohle, Gas, Heizöl, Kernenergie bzw. Biomasse betriebenen Kraftwerke im Jahr 2015 laut [Energiedaten 2018, Tabelle 22]

vorherigen Abschnitten für einen energetisch modernisierten Wohngebäudebestand bereits untersucht und berücksichtigt. Insbesondere ist die notwendige installierte Leistung der Basisvarianten in Abbildung 11 in Kapitel 3.4 auf Seite 37 abzulesen: So ergibt sich für die Variante 6 mit monovalenten Wärmepumpen ein Installationsbedarf an konventioneller Leistung (aus brennstoffbetriebenen Stromerzeugungsanlagen) in Höhe von etwas mehr als 140 GW (netto)¹⁶⁰. Am Tag mit dem insgesamt höchsten elektrischen Leistungsbedarf (140 GW) wird diese Leistung fast vollständig abgerufen, ergänzend werden in dieser Variante noch rund 10 GW durch PV/Wind zur Verfügung gestellt (siehe Abbildung 12 auf Seite 38)¹⁶¹. Allein für die Wärmeversorgung im Wohngebäudesektor (der hier als sehr weitgehend energetisch modernisiert angesetzt ist) würde in diesem Fall also rund das 1,4fache der heutigen konventionellen Kraftwerksleistung in Anspruch genommen.

Insbesondere die rein elektrischen Varianten einer zukünftigen Wärmeversorgung (wie in den Basisvarianten 4-6) stellen also besondere Herausforderungen für das elektrische Energiesystem dar. Zwei Aspekte sind dabei zu unterscheiden

- Der notwendiger Ausbau der Leistung konventioneller Kraftwerke, um die winterliche Leistungsspitze abzudecken: Dieser wurde in den Basisvarianten wie beschrieben berücksichtigt.
- Mögliche Leistungsengpässe im elektrischen Übertragungs- und Verteilnetz: Diese werden weiter unten in Kapitel 8.3 näher untersucht.

Die Lastspitzen lassen sich merklich reduzieren, wenn der Einsatz monovalenter Systeme vorrangig mit Erdwärmepumpen bzw. in besonders gut gedämmten Gebäuden stattfindet (vgl. Kap. 3.5.3).

Davon abgesehen ist festzuhalten, dass eine verstärkte Nutzung elektrischer Energie und insbesondere von Windenergie und Solarstrom auch möglich ist, ohne die erheblichen Lastspitzen der rein elektrischen Varianten hervorzurufen: Durch Verwendung bivalenter Wärmepumpen wie in Basisvariante 7 kann die konventionelle Kraftwerksleistung auf rund 30 GW beschränkt werden, darüber hinaus ist statt des Einsatzes reiner Kraftwerke die Leistungsbereitstellung weitgehend auch durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen möglich, wie sich in den Basisvarianten 8 und 9 zeigt (siehe hierzu wiederum Abbildung 11 auf Seite 37).

8.2 Lastausgleich im Kurzzeitbereich

Der zeitliche Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage steht quasi im Zentrum des vorliegenden Projekts. Die Analyse erreicht dabei durch Betrachtung der Stundenebene eine Auflösung, mit der sich das Zusammenspiel der verschiedenen Erzeuger und -verbraucher eines zukünftigen Wohngebäudebestandes im Hinblick auf deren jährliche Energiebilanz-Beiträge und damit auf deren grundsätzliche Rolle für die Wärme- und Stromversorgung im Wohngebäudesektor detailliert abbilden lässt. Allerdings besteht im Stromnetz das Problem, dass der zeitliche Ausgleich von Energieerzeugung und -verbrauch auch in kleinsten Zeitintervallen in Übereinstimmung gebracht werden muss, um das Versorgungssystem im Gleichge-

¹⁶⁰ Hier werden immer die Netto-Strombezugsleistungen der Endverbraucher betrachtet. Unter Berücksichtigung der Stromnetzverluste (pauschaler Verteilungswirkungsgrad: 94 %) ergibt sich ein noch etwas höherer Leistungsbedarf der brennstoffbetriebenen Kraftwerke von rund 150 GW). Für die Durchführung der Analysen wurden die Wetterdaten des Jahres 2012 zugrunde gelegt.

¹⁶¹ Der Haushaltsstrom wurde hier noch nicht mitbetrachtet. Nimmt man ihn hinzu, so erhöht sich sowohl der Bedarf an konventioneller Leistung um circa 10 GW auf rund 150 GW, vergleiche hierzu Abbildung 77 auf Seite 127.

wicht und funktionsfähig zu erhalten. Diese Frage kann mit dem vorliegenden, mit Stundenintervallen operierenden Simulationsmodell nicht untersucht werden.

Dabei ist anzumerken, dass es sich hier um ein generelles Problem der Einführung fluktuierender Energiequellen (Solar- und Windstrom) im Stromnetz handelt, das dementsprechend ohnehin bei weiter steigenden Anteilen dieser Systeme gelöst werden muss und für dessen Lösung entsprechende Forschungsaktivitäten und Ansätze bereits existieren. Gleichwohl ist die Frage von Interesse, ob eine stark zunehmende Stromnutzung speziell im Wohngebäude-Wärmesektor in diesem Zusammenhang besondere Fragen und Probleme aufwirft.

Ein Überblick über den Stand der Diskussion und die generellen Lösungsansätze für den kurzfristigen Lastausgleich bei breiter Einführung von Solar- und Windenergie im Stromnetz wird insbesondere im Projektzwischenbericht [Diefenbach et al. 2017, Anhang D] gegeben. Unterschieden werden dabei die Zeitebenen der Momentanreserve und Primärregelleistung (0- 5 Minuten, darin Momentanreserve bis 30 Sekunden), der Sekundärregelleistung (5-15 Minuten) und der Tertiärregelleistung (15 Minuten - 4 Stunden), wobei letztere schon weitgehend in dem im Projekt angewendeten Stundenmodell mit abgebildet wird. Zusammenfassend lässt sich danach feststellen, dass für alle Zeitebenen technische Systeme und Lösungsansätze existieren, die erwarten lassen, dass das Ausregeln von Lastschwankungen in Zukunft ohne Einsatz konventioneller Kraftwerke möglich sein wird, dass also in späteren Ausbauphasen mit immer höherem Anteil von Solar- und Windstrom keine mit fossilen Brennstoffen oder Biomasse versorgten Anlagen mehr allein deshalb betrieben werden müssen, um den kurzzeitigen Lastausgleich in einer weitgehend regenerativen Stromwirtschaft zu gewährleisten. Auch für weitere Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau sind entsprechende Lösungen für ein zukünftiges Stromnetz mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien vorhanden bzw. absehbar. Insofern erscheint die Vernachlässigung dieser Thematik im vorliegenden Modell, das ebenfalls eine fernere Zukunft des Wohngebäudebestandes im Blick hat, gerechtfertigt.

Dies gilt umso mehr, als gerade die Verwendung von Strom für die Wärmeerzeugung als eine der Lösungsmöglichkeiten für den Ausgleich von Lastschwankungen diskutiert wird: Anders als im Stromnetz ist es bei der Gebäudeheizung unproblematisch, wenn Energiebedarf und -erzeugung in kurzen Zeiträumen auseinanderfallen. Mindestens im Bereich bis zu wenigen Minuten ist eine Unterbrechung der Gebäudeheizung ohne relevanten Komfortverlust vorstellbar, darüber hinaus wäre ein Ausgleich durch entsprechende Wärmespeicherreserven sinnvoll, um zum Beispiel zu Zeiten eines positiven (zusätzlichen) Leistungsbedarfs bei der Stromerzeugung Wärmepumpen kurzfristig herunter- oder in Zeiten eines Stromüberschusses kurzfristig über den Bedarf hinaus hochfahren zu können.

In den Simulationsrechnungen im vorliegenden Projekt werden solche Reserven bei der Wärmespeicherung nicht explizit betrachtet. Exemplarisch und überschlägig lassen sich diese aber durch eine Reduktion der in den Modellrechnungen verfügbaren Speichergröße abbilden: In einer Abwandlung der Basisvariante 9 wurde eine gegenüber dem Ursprungsfall um ein Drittel reduzierte Kapazität aller Wärmespeicher angenommen (so als sei dieser nicht mehr verfügbare Speicheranteil für den kurzzeitigen Lastausgleich reserviert). Die Brennstoffverbräuche von Erdgas bzw. Biomasse sowie die Treibhausgasemissionen nahmen dadurch insgesamt um rund 0,5 % zu. Hier zeigt sich, dass die Dimensionierung der Wärmespeicher Spielräume für eine kurzfristige Bereitstellung von Regelenergie zulässt.

Ein Beitrag von Wärmeversorgungsanlagen zum kurzfristigen Lastausgleich im Stromnetz erfordert die entsprechenden Eingriffs- und Regelungsmöglichkeiten und den entsprechenden Informationsaustausch zwischen dem elektrischen Netz und den einzelnen Verbrauchern. Solche Fragen werden im Rahmen der allgemeinen (nicht nur auf das Zusammenspiel mit der Wärme bezogenen) Diskussion eines zukünftigen

elektrischen „Smart Grid“ aufgegriffen (vgl. ebenfalls [Diefenbach et al. 2017, Anhang D]). Es existieren Konzepte, die bereits sehr konkret Anforderungen an den zukünftigen Datenfluss formulieren, z. B. im Rahmen der Entwicklung des Industriestandards „VHPready“. Verglichen mit den Datenmengen, die im Internet bis auf die Ebene einzelner Haushalte und Anwender ausgetauscht werden, handelt es sich dabei um eher geringe Anforderungen, für die zu vermuten ist, dass sie beim heutigen Stand der Informationstechnologie keine grundsätzliche Hürde darstellen sollten. Zu beachten ist allerdings die Notwendigkeit einer flächendeckenden Einführung der entsprechenden Regelungs- und Informationstechnik in den Haustechniksystemen, insbesondere bei der Regelung der Wärmeversorgungsanlagen und an der Schnittstelle des Gebäudes zum Stromnetz, die bisher durch den einfachen Stromzähler gebildet wird. Dieser müsste – was bei aktuellen Strommarktreformen grundsätzlich schon angedacht ist – zukünftig durch ein „Smart Meter“ mit entsprechenden Datenverarbeitungs- und Regelungsfunktionen ersetzt werden.

Der kurzfristige Lastausgleich auf sehr kleinen Zeitskalen – insbesondere im Bereich der Primärregelleistung und Momentanreserve – wirft noch einmal besondere Fragen auf: Aktuell wird diese Aufgabe im elektrischen Energiesystem durch die rotierenden Massen in den Generatoren und Turbinen im Betrieb befindlicher konventioneller Kraftwerke übernommen. Diese Komponenten reagieren im Bereich der Momentanreserve ohne aktive Regelung auf kurzzeitige Laständerungen im Stromnetz und stabilisieren dieses, indem sie quasi augenblicklich die notwendige Zusatz- oder Minderleistung bereitstellen. Es wird erwartet, dass auch für diese Aufgabe sowie den gesamten Bereich der Primärregelleistung auf längere Sicht gesehen entsprechende Technologien zur Verfügung stehen, die einen dauerhaften Betrieb konventioneller Kraftwerke überflüssig machen (z. B. Nutzung der Trägheit von Windkraftanlagen, Schwungmassenspeicher, Batteriespeicher bzw. kurzzeitig wirksame Leistungsregelung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen). Auch hier wäre aus technischer Sicht ein Beitrag der Haushalte und Wohngebäude grundsätzlich denkbar (vgl. [Agricola et al. 2014, S. 69]). Allerdings stellt die Aufgabe, eine sehr große Zahl von Anlagen in sehr kurzen Zeitintervallen anzusteuern, eine besondere Schwierigkeit dar, so dass zusätzliche Hürden für eine Realisierung bestehen und für eine Ablösung konventioneller Kraftwerke in diesem Bereich womöglich vorrangig andere Alternativen in Betracht kommen.

Im Hinblick auf die im Projekt untersuchten Versorgungsvarianten ist dabei noch zu beachten, dass hier brennstoffbetriebene Kraftwerke und KWK-Anlagen weiterhin eingesetzt werden. Vor diesem Hintergrund ist die Frage von Interesse, inwieweit auch in einem Worst-Case-Fall, in dem die erwarteten neuen Technologien für die Primärregelleistung und Momentanreserve nicht bereit stünden, diese Aufgabe durch die ohnehin vorhandenen Systeme schon gedeckt wird. Ausgangspunkt ist dabei die Angabe in [Diefenbach et al. 2017, Anhang D, Kap 3.2], dass für die Zukunft im Sinne einer sehr groben Größenordnungsabschätzung eine anteilig auf den Wohngebäudebereich heruntergebrochene notwendige Momentanreserve von etwa 220 MW angenommen werden kann¹⁶². Betrachtet man vor diesem Hintergrund die untersuchten Basisvarianten Var 7 und Var 9 (ohne Ansatz von Haushaltsstromverbrauch), so ist festzustellen, dass ungefähr in 50-60 % der Stunden des Jahres die elektrische Leistung aus Kraftwerken und KWK-Anlagen nicht mehr zur Deckung der Momentanreserve ausreicht und in dieser Zeit zumeist auch nur geringe Leistungsanteile aus diesen Anlagen erbracht werden. Nimmt man nun an, dass in diesen Zeiten Gasturbinen-Kraftwerke mit der entsprechenden Leistung von 220 MW und einem elektrischen Jahresnutzungsgrad von 37 % zugeschaltet werden und geht weiterhin davon aus (im Sinne eines konservativen Ansatzes), dass diese zusätzlich produzierte elektrische Energie nicht genutzt werden kann (obwohl dies z.B. über den Umweg von Wärmepumpen und Wärmespeichern gegebenenfalls anteilig noch möglich wäre), so ergeben sich hier zusätzliche Treibhausgasemissionen von etwa 0,7-0,8 Mio. t/a. Die Mehremissionen in den untersuchten Varianten

¹⁶² Die Zahl ist als Gesamtwert für Primärregelleistung/Momentanreserve zu verstehen.

betragen danach etwa 3-4 %. Auch ein solches Worst-Case-Szenario hätte also zwar einen merklichen, aber keinen entscheidenden Einfluss auf die Treibhausgasbilanz.

Es lässt sich damit die generelle Schlussfolgerung ziehen, dass die Probleme des kurzzeitigen Lastausgleichs unterhalb des im Modell betrachteten Stundenintervalls in einer zukünftigen „regenerativen“ Stromwirtschaft insgesamt beherrschbar erscheinen und eine zusätzliche Nutzung von Strom für Wärmezwecke hier keine zusätzlichen Schwierigkeiten grundsätzlicher Art hervorruft, sondern vielmehr teilweise zusätzliche Optionen für den notwendigen Lastausgleich bietet (wenn auch nicht unbedingt bei den kleinsten Zeitintervallen im Bereich der Primärregelleistung und Momentanreserve).

8.3 Kapazitäten des Versorgungsnetzes

In den Modellansätzen im vorliegenden Projekt wird die tatsächliche räumliche Ausdehnung des Stromnetzes nicht betrachtet. Vielmehr wird das Netz gedanklich in einem Punkt zusammengezogen, wobei die Verluste in den Leitungen mit einem pauschalen Verteilungsnutzungsgrad berücksichtigt werden (s. Kap. 2). Diese Vereinfachung soll im vorliegenden Abschnitt näher untersucht werden.

Ähnlich wie bei der Frage des Lastausgleichs in Abschnitt 8.2 gilt auch im Hinblick auf das Stromnetz, dass sich durch die Einführung hoher Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien neue Herausforderungen stellen. So existieren Pläne für den Ausbau der Stromnetze, um hierdurch entstehende Engpässe, insbesondere beim Transport von Windstrom aus dem Norden in den Süden Deutschlands, zu vermeiden (s. Anhang F).

Mit der verstärkten Nutzung von (erneuerbarem) Strom zur Wohngebäude-Wärmeversorgung tun sich zunächst einmal (ähnlich wie in Kapitel 8.2 dargelegt) auch zusätzliche Lösungsoptionen auf: Durch die Möglichkeit, Gebäudeheizungen für den kurzfristigen Lastausgleich zu nutzen, lassen sich, sofern dies mit Blick auf die Netzstruktur nun auch regional und lokal differenziert erfolgt, die Netze von kurzzeitigen Lastspitzen entlasten. Die Wärmeversorgungssysteme können damit also grundsätzlich zum Flexibilitätsmanagement in den Netzen beitragen und den Umfang des Ausbaus der Netzkapazitäten begrenzen (vgl. auch Abschnitt 6 zur Kapazitätserweiterung in Anhang F).

Im Fall einer rein elektrischen Wärmeversorgung mit monoenergetischen Wärmepumpen sind die Möglichkeiten für ein solches Flexibilitätsmanagement allerdings zu Zeiten der winterlichen Lastspitze kaum vorhanden. Insofern würde sich im Extremfall einer rein elektrischen Wärmeversorgungsstrategie die Frage stellen, ob diese Winter-Lastspitze oder eher der ohnehin für die Energiewende notwendige Ausbau erneuerbarer Energien den begrenzenden Faktor für die Stromnetzkapazitäten darstellt. Bei dieser Fragestellung sind das großräumige Übertragungsnetz und die (lokalen) Verteilnetze zu unterscheiden:

Im Hinblick auf das für die weiträumige Verteilung zuständige Übertragungsnetz stellt sich das besondere Problem, dass ein Großteil der erneuerbaren Stromerzeugungsleistung regional ungleichmäßig verteilt ist, nämlich insbesondere im Fall der Windenergie, die zu hohen Anteilen im Norden Deutschlands und speziell in Küstennähe bzw. Offshore installiert ist. Daraus resultieren besondere Anforderungen an die großräumige Netzübertragungsleistung. Im Fall der winterlichen Lastspitze einer im Extremfall rein elektrischen Wärmeversorgungsstrategie mit ausschließlich monoenergetischen Wärmepumpen tritt diese räumliche Asymmetrie dagegen nicht auf. Zur Abdeckung dieser Lastspitze bieten sich nämlich in erster Linie Gasturbinen-Kraftwerke an, die in ihrer räumlichen Verteilung nahe an den jeweiligen Siedlungsstrukturen und dem darin auftretenden Wärmebedarf installiert werden könnten. Ähnliches würde bei Einbeziehung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gelten, die ebenfalls in der Nähe der versorgten Gebäude installiert sind.

Eine übermäßige Belastung der Fernübertragungsnetze ist daher in einer solchen Situation nicht zu erwarten.

Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass der Wohngebäudesektor durchaus zu dem für die Energiewende notwendigen Netzausbau auch bei den weiträumigen Stromnetzen beiträgt, allerdings nur in dem Maße, in dem die fluktuierenden Energiequellen, insbesondere Windenergie, anteilig auch in den Wohngebäuden genutzt werden. Besondere Probleme für den Netzausbau speziell durch die Nutzung in Wohngebäuden und für die Wärmeversorgung sind aber nicht zu erwarten. Eher noch können, wie oben beschrieben, die durch die Wärmeversorgung eröffneten Flexibilitätsoptionen dazu beitragen, die Stromnetze beispielsweise zu Zeiten eines maximalen Windstromanfalls kurzfristig zu entlasten.

Netzengpässe aufgrund einer verstärkten Stromnutzung im Wohngebäude-Wärmebereich sind vor diesem Hintergrund also weniger in der großräumigen Netzstruktur, als vielmehr auf den untersten Netzebenen, dem Verteil- und dem Niederspannungs- bzw. Ortsnetz zu erwarten. Dies gilt insbesondere in dem Fall, dass eine monovalente oder monoenergetische Wärmeversorgung mit Strom vorliegt (über Wärmepumpen und gegebenenfalls ergänzende elektrische Direktheizung, aber ohne ergänzende Heizkessel).

Vor diesem Hintergrund wurden im Rahmen des Projekts typische Situationen von städtischen, vorstädtischen und ländlichen Verteil- und Ortsnetzen im Hinblick auf ihre Belastungsgrenzen untersucht (s. Anhang F). Dabei wurden zu drei Netztypen Anhaltswerte für die maximale elektrische Leistung ermittelt, die im Folgenden als Maximalwerte pro Wohnfläche dokumentiert sind¹⁶³. Unterhalb dieser Leistung kann der Betrieb sowohl aus Sicht der Belastung der im Netz verwendeten Komponenten (insbesondere Leitungen, Ortsnetztransformator) als auch der Einhaltung der Toleranzgrenzen für die Netzspannung bei den Verbrauchern noch sicher durchgeführt werden kann. Es ergaben sich folgende Grenzwerte:

- städtische Netze: 18 W pro m² Wohnfläche
- vorstädtische Netze: 96 W pro m² Wohnfläche
- ländliche Netze: 49 W pro m² Wohnfläche

Auf dieser Grundlage wurden Beispielrechnungen für Wohngebiete durchgeführt. Dies erfolgte zunächst mit pauschaleren Ansätzen zu Lastkurven und Wärmeversorgungs-komponenten, die Ansätze und Ergebnisse hierzu sind ebenfalls in Anhang F dokumentiert.

Daran anschließend wurden mit dem im Projekt entwickelten Simulationsmodell und den dabei verwendeten Systemtechniken und Randbedingungen weitere, enger an den Projektvarianten orientierte Untersuchungen durchgeführt. Diese werden in den folgenden Absätzen erläutert. Insbesondere wurde dabei die zeitliche Abhängigkeit von Wärmepumpen-Leistungszahlen, der Einsatz von Speichern und das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten (z. B. Kessel, Wärmepumpe, Speicher und Heizstab) vor dem Hintergrund einer gleichzeitigen Nutzung von Wind- und Solarstrom untersucht (in den hier untersuchten Beispielen hochgerechnet auf eine deutschlandweite Nutzung von 40 TWh/a Photovoltaikstrom und 120 TWh/a Windstrom in den Wohngebäuden, also mit noch höherer Inanspruchnahme von Windstrom als in den Basisvarianten). Der Haushaltsstromverbrauch wurde hier mitberücksichtigt. Der elektrische Leistungsbedarf wird in Stundenschritten über das gesamte Jahr analysiert, als Ursachen für auftretende Lastspitzen kommen also nicht nur der winterliche Wärmebedarf an den kältesten Tagen, sondern auch die abzubauenen Spitzenwerte der Solar- und Windstromerzeugung in Frage.

¹⁶³ Es wurde die Maximalleistung im jeweiligen Netz durch die insgesamt versorgte Wohnfläche dividiert. Die kritische Grenze wird also dann erreicht, wenn die angegebene wohnflächenbezogene Leistung (im Durchschnitt über das betrachtete Stromnetz) von allen Verbrauchern gleichzeitig abgerufen wird.

Diese Ergebnisse sind im Folgenden dokumentiert. Die Untersuchungen wurden getrennt für Ein-/Zweifamilienhauswohngebiete und Mehrfamilienhausgebiete durchgeführt. Für die Ein-/Zweifamilienhäuser (EZFH) wurden ländliche bzw. vorstädtische Stromnetze angenommen (wobei letztere wegen der höheren Leistungsgrenze nicht explizit untersucht wurden), für die Mehrfamilienhäuser (MFH) städtische Netze.

Untersucht wurde zunächst ein „gut gedämmter Gebäudemix“ mit Anteilen der verschiedenen Dämmstandards, die auch in den zukunftsorientierten Basisvarianten 0-9 angenommen wurden. Allerdings ist auch in einem solchen zukünftigen Bestand – und erst recht in der Übergangsphase – damit zu rechnen, dass lokal Wohngebiete und Quartiere mit deutlich geringerem Wärmeschutzstandard und entsprechend höherem Wärmeverbrauch existieren. Daher wurden jeweils auch Gebiete mit energetisch vollständig unsanierten bzw. teilsanierten Beständen betrachtet.

Die Ergebnisse der Untersuchungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Bei Verwendung bivalenter Wärmepumpensysteme (Wärmepumpe und Gaskessel) wurden die kritischen Leistungsgrenzen auf der Verteil- und Ortsnetzebene zu keinem Zeitpunkt und bei keinem Dämmstandard (auch nicht den unsanierten Gebäuden) erreicht. Dies ist bei entsprechend geregelten bivalenten Systemen an sich auch nicht zu erwarten, da bei Annäherung an die Leistungsgrenze immer der Heizkessel zugeschaltet und die Wärmepumpe heruntergefahren werden kann. Die Untersuchungen zeigten hier aber, dass der kritische Fall auch ohne solche aktiven Eingriffe nicht eintrat. Mögliche negative Konsequenzen einer gezielten Abregelung von Wärmepumpen, insbesondere die zeitweise Verdrängung von Solar- und Windstrom, konnten damit in den Untersuchungsfällen vollständig vermieden werden.
- Bei Annahme rein monoenergetischer Systeme mit Luft-Wärmepumpen werden die kritischen Grenzen in den ländlichen bzw. städtischen Verteil- und Ortsnetzen dagegen bereits bei dem besten untersuchten Dämmstandard (zukünftiger Wohngebäudemix) erreicht bzw. überschritten. Im ländlichen EZFH-Wohngebiet ist dieser Fall nicht sehr relevant, da er nur an 20 Stunden im Jahr (mit zusammen rund 1 % des jährlichen Wärmebedarfs) auftritt. Bei Ansatz von ausschließlich teilsanierten Gebäuden tritt die Überschreitung im ländlichen Netz dagegen schon an rund 200 Stunden mit zusammen etwa 9 % des Jahres-Wärmebedarfs auf¹⁶⁴. In den städtischen Stromnetzen mit Mehrfamilienhäusern ist bereits im gut gedämmten Wohngebäudemix eine Überschreitung an fast 170 Stunden mit zusammen knapp 8 % des Jahres-Wärmebedarfs zu verzeichnen.
- Unter Annahme einer Mischung von 50 % bivalenten und 50 % monoenergetischen Luft-Wärmepumpensystemen lässt sich im ländlichen EZFH-Wohngebiet mit teilsanierten Gebäuden und im städtischen MFH-Wohngebiet mit gut gedämmtem Gebäudemix eine Überschreitung der kritischen Grenzen vollständig vermeiden.
- Im städtischen Netz mit Mehrfamilienhäusern tritt im gut gedämmten Gebäudemix auch dann kein Problem auf, wenn neben 50 % monoenergetischen Luft-Wärmepumpen auch 50 % BHKW-Systeme (mit Spitzenkessel, mit oder ohne ergänzende Luft-Wärmepumpen) eingesetzt werden.

Die Untersuchungen zeigen also, dass rein elektrische Wärmepumpen-Heizsysteme, insbesondere Luft-Wärmepumpen, auf der Verteil- und Ortsnetzebene je nach lokalen Verhältnissen die gegebenen Leistungsgrenzen sehr schnell überschreiten können – im ländlichen Netz bei teilsanierten, im städtischen Netz sogar noch bei sehr weitgehend wärmegeprägten Gebäudebeständen. Hohe Anteile monoenergetischer Wärmepumpen (in den Beispieluntersuchungen: 50 %) lassen sich in typischen Verteilnetzen

¹⁶⁴ Würde man im ländlichen Netz Erdwärmepumpen statt der in dieser Hinsicht ungünstigeren Luftwärmepumpen ansetzen, so wäre auch im teilsanierten Bestand eine Überschreitung an nur 20 Stunden mit insgesamt rund 1 % des Jahres-Wärmeverbrauchs zu verzeichnen.

aber dennoch auch ohne Kapazitätserweiterung erreichen, wenn die monoenergetischen Anlagen mit hohen Anteilen von bivalenten Wärmepumpensystemen und/oder KWK-Systemen „gemischt“ werden.

Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung der Verteilnetze sind gleichwohl ebenfalls denkbar, im Rahmen der verstärkten Nutzung von Solar- und Windstrom, insbesondere durch Elektrofahrzeuge, eventuell sogar ohnehin notwendig. Einen entsprechenden Überblick gibt Anhang F.

Zusammenfassend lässt sich davon ausgehen, dass allein aufgrund der verstärkten Nutzung elektrischer Energie zur Wärmeversorgung keine grundsätzlichen Probleme im Hinblick auf die Kapazitäten der elektrischen Netze zu erwarten sind, wenn von vornherein eine bivalente Wärmepumpenstrategie verfolgt wird bzw. relevante Beiträge von KWK-Anlagen vorgesehen sind und die Anteile der monoenergetischen Systeme begrenzt und möglichst auf gut gedämmten Gebäude und die Verwendung von Erdwärmepumpen (statt der ineffizienteren Luftwärmepumpen) konzentriert werden. Diese Maßnahmen decken sich also weitgehend mit den Ansätzen zur generellen Vermeidung starker elektrischer Lastspitzen (vergleiche Kapitel 8.1). Darüber hinaus kommt gegebenenfalls auch der örtliche Ausbau bzw. die Ertüchtigung der Verteilnetze in Frage.

8.4 Auswirkungen auf den Strommarkt

Ähnlich wie in den vorherigen, an technischen Restriktionen orientierten Abschnitten 8.1 bis 8.3, gilt auch im Bezug auf den Strommarkt, dass der generelle Übergang zu Wind- und Solarstrom weitreichende Erneuerungen notwendig erscheinen lässt. Entsprechende Lösungskonzepte werden nicht nur in der Forschung, sondern auch in der Politik und unter den betroffenen wirtschaftlichen Akteuren breit diskutiert (siehe z. B. [BMW 2015/2017, Seidl et al. 2017]). Dieser Problemkreis kann hier nicht umfassend behandelt werden, vielmehr konzentrieren sich die folgenden Überlegungen auf die speziell durch das vorliegende Projekt aufgeworfene Frage der organisatorischen Auswirkung auf den Strommarkt, wenn selbst kleine Einzelgebäude in der Lage sein sollen, ihre insbesondere durch neue Heizsysteme bestehenden Flexibilitätsoptionen dem elektrischen Gesamtsystem zur Verfügung zu stellen.

Dabei geht es weniger um technische Probleme des Datenaustauschs: Diese erscheinen, wie bereits in Abschnitt 8.2 im Zusammenhang mit dem kurzfristigen Lastausgleich erläutert, durch die heutige Informationstechnik grundsätzlich lösbar. Falls notwendig wäre also auch ein ständiger und detaillierter Datenaustausch über aktuelle Systemparameter zwischen den einzelnen Heizungssystemen mit der im Strommarkt installierten Informationstechnik vorstellbar.

Es stellt sich vielmehr die Frage, wie eine solche komplexe Ausgangssituation mit einer Vielzahl von Akteuren (heute ca. 18 Mio. Wohngebäude) in einer sinnvollen oder gar annähernd optimalen Weise organisiert werden könnte, wie also die vielfältigen Freiheitsgrade und der Informationsfluss in einem zukünftigen Strommarkt sinnvoll geordnet werden könnte. Dieser Aspekt soll im Folgenden diskutiert werden. Ziel ist es nicht, konkrete Vorschläge für neue Konzepte zu erarbeiten, sondern zunächst einmal darzulegen, dass entsprechende Lösungen überhaupt vorstellbar sind. Insbesondere soll dargelegt werden, dass das Zusammenspiel der beteiligten Akteure im einfachsten Fall durch die Generierung eines durch Marktmechanismen generierten Preis- bzw. Steuersignals geordnet werden könnte.

Der hier vorgestellte Lösungsansatz für diese Frage orientiert sich an dem im Simulationsmodell angewendeten Merit-Order-Konzept: Dieses stellt ursprünglich ein ökonomisches Modell insbesondere zur Erklärung von Börsenstrompreisen dar. Der Ansatz wurde in der vorliegenden Untersuchung auf die Optimierung im Simulationsprogramm übertragen, er lässt sich aber grundsätzlich auch in seinem eigentlichen Kontext, also

in einem realen Markt bzw. einem realen Marktsegment nutzen. Es wird also im Folgenden davon ausgegangen, dass der Ausgleich zwischen dem verfügbaren Energieangebot aus Photovoltaik, Windkraft und Kraftwerken an einer Strombörse stattfindet, nun auch unter Einbeziehung einer Vielzahl von „Einspar-Kraftwerksblöcken“ in Einzelgebäuden (vgl. Kap. 2.1)¹⁶⁵.

Die Situation für einen zukünftigen Stromhändler, der die einzelnen Hauseigentümer und ihre Systeme im Marktgeschehen und im Bezug auf einen solchen Börsenhandel bündeln soll, ist nun aufgrund der flexibel einsetzbaren Heizsysteme komplexer, aber nicht völlig anders als bisher: Die zukünftige Prognose der Stromabnahme durch seine Kunden ist für den Händler zwar insofern schwieriger, als durch die flexible Stromnachfrage der Heizsysteme kein einzelner Prognosewert, sondern eine (preisabhängige) Nachfragekurve vorliegt. Für eine möglichst erfolgreiche Prognose ist daher eine ausreichende Kenntnis und Erfahrung des Stromhändlers über seine Kunden und die von ihnen eingesetzten (flexiblen) Wärmeversorgungssysteme vorauszusetzen. Im Hinblick auf den Mechanismus des Börsenhandels ist eine solche Preiselastizität auf Seiten der teilnehmenden Akteure aber quasi der Normalfall (da generell die Verkäufer und Käufer an einer Börse ihre Warenmengen abhängig vom Preis anbieten bzw. einkaufen). Und auch heute kann die Stromnachfrage der einzelnen Kunden nicht genau vorhergesagt werden kann, dennoch lässt sich die Summe des Stromverbrauchs aber mit statistischen Methoden einigermaßen verlässlich prognostizieren.

Im Resultat ergibt sich ein zeitlich variabler Börsenstrompreis, welcher (mit entsprechenden Zuschlägen, u. a. für den Gewinnanteil des Stromhändlers) als zeitlich variables Preissignal an die Kunden weitergegeben wird. Der Kunde selbst, also der einzelne Hauseigentümer, wäre persönlich natürlich nicht in der Lage, auf ständig aktualisierte Strompreise zu reagieren. Diese Aufgabe würde durch seine Haustechnik übernommen, so wie es in existierenden Konzepten für Smart Meter auch bereits vorgesehen ist. Dabei ist im Fall von Heizsystemen bisher oft eher an einen direkten Eingriff des Energieversorgers gedacht (bei bivalenten Wärmepumpensystemen etwa in Form von 1/0 Informationen wie „Vorrang Wärmepumpe“ oder „Vorrang Heizkessel“ für das kurzzeitige Zu- oder Abschaltungen einzelner Stromverbraucher)¹⁶⁶. Im Hinblick auf das Problem der kurzfristigen Bereitstellung von Regelleistung (vgl. Kapitel 8.2) erscheint ein solches Konzept durchaus geeignet, nicht unbedingt aber im Hinblick auf die langfristige Notwendigkeit der Organisation eines komplexen Stromangebots- und -nachfrageprozesses für die Gesamtheit der gehandelten Strommengen, wie er im vorliegenden Projekt behandelt wird. Die Aufgabe der Haustechnik läge nun also nicht darin, ein 1/0 Signal aufzugreifen, sondern vielmehr einen kontinuierlich veränderlichen Zahlenwert in Form des vom Händler z. B. per Internet übermittelten Strompreises¹⁶⁷.

Regelungstechnisch erscheint diese Aufgabe nicht komplexer als übliche Funktionen der Heizungssteuerung und läuft darüber hinaus am Ende häufig ebenfalls auf eine einfache 1/0-Anweisung hinaus: Wie im Projektzwischenbericht [Diefenbach et al. 2017, Kap. 2.2.2] erläutert, lassen sich die Heizsysteme jeweils in ein System aus einzelnen (Einspar)- Kraftwerksblöcken zerlegen, die im betrachteten Zeitpunkt (bei feststehendem Gebäude-Wärmebedarf) jeder für sich feste Grenzkosten der Stromeinsparung bzw. -erzeugung aufweisen¹⁶⁸. Die Aufgabe der Heizungsregelung besteht nun darin, den jeweils aktuellen Strompreis auf-

¹⁶⁵ Dabei geht es um einen kurzfristig und zeitabhängig festgelegten Strompreis wie z. B. beim heutigen Day-Ahead- oder Intraday-Handel. Allerdings ist zu beachten, dass der Börsenstrompreis in seiner heutigen Form nicht unmittelbar für den beschriebenen Mechanismus geeignet wäre, unter anderem weil dieser Preisanteil aktuell aus Verbrauchersicht nur einen kleinen Anteil des Gesamtstrompreises ausmacht. Dieser Aspekt wird weiter unten noch einmal aufgegriffen.

¹⁶⁶ Vergleiche [Diefenbach et al. 2017, Anhang D]

¹⁶⁷ Eine zukünftige Nutzung der Wärmeversorgungssysteme zur Bereitstellung von Regelleistung wäre ergänzend dazu außerdem möglich. Technisch gesehen würde dann ein vorrangiges Steuersignal (eben beispielsweise ein Signal „Vorrang Wärmepumpe“, wenn kurzfristige Stromüberschüsse abzubauen sind) die Anlagenregelung kurzfristig überdecken.

¹⁶⁸ Vergleiche ebd. Bild 9 auf Seite 19, wobei als Optimierungsgröße y jetzt die tatsächlichen variablen Kosten angenommen werden.

zunehmen (ähnlich wie über einen Außentemperaturfühler die aktuelle Temperatur als kontinuierlicher Zahlenwert gemessen und verarbeitet wird) und parallel dazu die Grenzkosten der Blöcke des eigenen Heizsystems auf Basis eingespeicherter Kenndaten und aktueller Bedingungen zu berechnen. Einflussparameter im Fall einer bivalenten Luft-Wärmepumpe mit ergänzendem Gaskessel wären insbesondere die aktuelle Leistungszahl der Wärmepumpe (abhängig von der Außentemperatur), der Wirkungsgrad des Kessels (z. B. vereinfacht als konstant angesetzt) sowie der Erdgaspreis (ebenfalls in der Regel konstant). Durch Vergleich des Strompreises mit den Grenzkosten der jeweiligen Blöcke ergibt sich der aus Sicht des Hauseigentümers optimale Zustand des Heizsystems. Im einfachen Fall der bivalenten Wärmepumpe gibt es dabei zwei Möglichkeiten: Wenn der Strompreis die Stromeinspar-Grenzkosten der Option „Kessel statt Wärmepumpe“ unterschreitet, wird die Wärmepumpe betrieben¹⁶⁹, andernfalls ausschließlich der Heizkessel.

Aus diesen Überlegungen lässt sich die Schlussfolgerung ziehen, dass Lösungen zur Ordnung des zukünftigen komplexen Zusammenspiels einer stark auf fluktuierenden Energiequellen basierten Stromwirtschaft mit einer flexibel auf das Stromangebot reagierenden Wärmeversorgungsstruktur generell möglich erscheinen, und zwar auch mit einem relativ einfachen Informationsfluss, nämlich der Weitergabe eines mit Marktmechanismen generierten Preis- bzw. Steuersignals an die einzelnen Verbraucher .

Um allerdings darüber hinaus zu gewährleisten, dass die flexible Einbindung der Wärmeerzeugungsanlagen gleichzeitig auch in einer Weise stattfindet, die im Sinne der Minimierung der Treibhausgasemissionen oder des Primärenergieeinsatzes sinnvoll ist, müssten weitere Bedingungen erfüllt sein: Insbesondere wäre es anzustreben, dass die für den Börsenstrompreis relevanten variablen Kosten der betroffenen Kraftwerke und Heizanlagen proportional zu der gewünschten „ökologischen“ Zielgröße, also den Treibhausgasemissionen oder dem Primärenergieverbrauch, verlaufen. Da die variablen Kosten von den Brennstoffkosten dominiert werden, wäre dies also annähernd dadurch zu erreichen, dass die Preise der in den Kraftwerken und Heizanlagen eingesetzten Brennstoffe ihren Treibhausgas- oder Primärenergiefaktoren entsprechen. Es könnte versucht werden, ein solches Ziel durch entsprechende Regelungen für Steuern, Umlagen und Abgaben zu erreichen.

Tatsächlich ist die Situation noch weitaus komplizierter: So kann die Problematik nicht auf einen einzelnen Aspekt wie die Treibhausgasemissionen heruntergebrochen werden: Dies zeigt etwa das Beispiel von Biomasse bzw. insbesondere Holz, welches zwar nur geringe spezifische Treibhausgasemissionen aufweist, gleichzeitig aber nur mit eng begrenzten Potentialen zur Verfügung steht. Diese Situation ließe sich gegebenenfalls (analog zu den Simulationsrechnungen, s. Kap. 3.5.4) mit einem geeigneten zusätzlichen Preisaufschlag zur Steuerung der Potentialmengen lösen.

Darüber hinaus wirft auch die zukünftige Gestaltung der Verbraucherpreise für Energie und insbesondere Strom weitergehende und grundsätzliche Fragen auf: Aktuell ist insbesondere aus Sicht der Haushalte zu beachten, dass der Strompreis nicht allein und nur zu einem kleinen Teil von dem (an der Börse ermittelten) Preis der Stromerzeugung, sondern von vielen weiteren Bestandteilen, beispielsweise den Netzentgelten oder der Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, bestimmt wird. Die Zukunft dieser Preisgestaltungsmechanismen ist Teil einer, wie eingangs erwähnt, breit angelegten Diskussion über Reformen des Strommarktes im Rahmen des Übergangs zu erneuerbaren Energien. Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass der oben beschriebene Mechanismus zur Einbindung der Betreiber von Wärmeversorgungsanlagen in den Strommarkt entsprechender Anpassungen bedarf, die der konkreten Ausgestaltung und Regulierung des (zukünftigen) Strommarktes Rechnung tragen. Die konkreten Randbedingungen für zukünftige Lösungen können hier nicht vorausgesehen werden. Die generelle Möglichkeit, zeitlich flexible,

¹⁶⁹ Und zwar je nach Wärmepumpenleistung und aktuellem Gebäude-Wärmebedarf allein oder in Kombination mit dem Kessel.

in sinnvoller Weise das (regenerative) Energieangebot und die (flexible) Energienachfrage abbildende Preis- oder Steuersignale zu generieren und in das Marktgeschehen einfließen zu lassen, sollte aber grundsätzlich gegeben sein.

Festzuhalten bleibt damit nach den vorangehenden Überlegungen die Erkenntnis, dass die Einbindung einer großen Anzahl von Wärmeversorgungssystemen mit flexibler Stromabnahme in ein zukünftiges Marktgeschehen zwar heute noch nicht genau beschrieben werden kann, grundsätzlich aber aus technischer und organisatorischer Sicht handhabbar erscheint.

8.5 Schlussfolgerungen

In Kapitel 8 werden Randbedingungen und Probleme diskutiert, die sich aus Sicht der elektrischen Energiewirtschaft ergeben, wenn die zukünftige Wohngebäude-Wärmeversorgung viel stärker als heute mit dem Stromnetz gekoppelt ist, da die über Wärmepumpen bzw. Heizstäbe genutzten Solar-/Windstrompotentiale und auch die Kraft-Wärme-Kopplung eine deutlich größere Rolle spielen als bisher. Folgende Schlussfolgerungen können gezogen werden:

- Eine Wärmeversorgungsstrategie, die überwiegend auf monovalente Wärmepumpen (gegebenenfalls kombiniert mit elektrischen Heizstäben) setzt, würde einen stark vergrößerten konventionellen Kraftwerkspark zur Abdeckung der Lastspitze an den kältesten Wintertagen erfordern. Darüber hinaus würden durch die winterlichen Lastspitzen in vielen Fällen die Belastungsgrenzen der kleinräumlichen elektrischen Verteil- und Ortsnetze überschritten werden.

Gemäß den Untersuchungen in vorangehenden Kapiteln wäre eine solche erhebliche Erhöhung der Kraftwerksleistung zwar grundsätzlich vorstellbar¹⁷⁰. Darüber hinaus existieren technische Möglichkeiten der Netzerhöhung, die möglicherweise auch aus anderen Gründen notwendig werden („Elektromobilität“), in der vorliegenden Studie aber nicht detailliert untersucht werden konnten. Als Alternative zu den monovalenten sind aber letztlich immer auch die bivalente Wärmepumpensysteme in Betracht zu ziehen, d.h. der Einsatz von Spitzenlast-Heizkesseln ergänzend zu den eigentlichen Wärmepumpen.

Sowohl der massive Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung als auch die Überlastung der Verteilnetze kann durch bivalente Systeme vermieden werden. Auch nach den Ergebnissen der vorherigen Kapitel spricht somit vieles dafür, dass bivalente Wärmepumpen eine wachsende Rolle spielen werden, die zukünftige Wärmeversorgungsstruktur also durch eine Mischung verschiedener Systemtypen geprägt sein wird. Der Einsatz monovalenter Systeme sollte dabei vorrangig in besser gedämmten Gebäuden und mit Erd-Wärmepumpen (eher als mit Luft-Wärmepumpen) stattfinden – aufgrund der in diesen Fällen reduzierten Lastspitzen und der Vermeidung sehr ungünstiger Energieeffizienzwerte, die bei monovalenten Luftwärmepumpen in schlecht gedämmten Gebäuden zu erwarten wären.

- Im Hinblick auf das großräumliche elektrische Übertragungsnetz ist aufgrund der deutschlandweiten Verteilung von Spitzenlastkraftwerken und KWK-Anlagen nicht damit zurechnen, dass durch die winterlichen Lastspitzen der Wärmepumpenheizung ein erhöhter Ausbaubedarf verursacht wird. Dieser entsteht vielmehr dadurch, dass für die Erreichung der nationalen Klimaschutzziele insgesamt verstärkt Windenergie eingesetzt werden muss, deren Erzeugungsschwerpunkt in Nord-

¹⁷⁰ Insbesondere ergeben sich hierdurch gegenüber anderen Lösungen insgesamt keine durchschlagenden Mehrkosten: Vergleiche hierzu beispielsweise die Basisvarianten 6 (monovalente Wärmepumpen) und 7 (bivalente Wärmepumpen) in den Kostenuntersuchungen von Kapitel 7.2.

deutschland und zukünftig auch im Offshore-Bereich liegt. Wohngebäude tragen also außer durch ihren anteiligen Windstrombedarf nicht zusätzlich zu dem erforderlichen Ausbau der Übertragungsnetze bei.

- Die Frage des kurzzeitigen Lastausgleichs im elektrischen Energiesystem – unterhalb der im Projekt simulierten Stundenschritte bis in den Bereich von Sekundenbruchteilen – stellt ein generelles Problem der zunehmenden Nutzung von zeitlich fluktuierendem Wind- und Solarstrom dar, für das bereits verschiedene technische Lösungsansätze existieren. Von Seiten einer stärkeren elektrischen Energieverwendung in Wohngebäuden insbesondere durch elektrische Wärmepumpen ist hier keine zusätzliche Verstärkung dieser Problematik zu erwarten. Vielmehr können diese Anlagen aufgrund ihrer flexiblen Stromnutzung (durch Wärmespeicher bzw. als bivalente Systeme) zusätzliche Optionen für den kurzzeitigen Ausgleich der Energiebilanz im elektrischen Netz liefern – wenn auch nicht unbedingt auf den kleinsten Zeitskalen im Bereich von Sekunden bzw. Sekundenbruchteilen.
- Auch im Hinblick auf den Strommarkt werden durch die verstärkte Nutzung der zeitlich variablen Wind- und Solarenergie neue Anforderungen gestellt. Eine zusätzliche Herausforderung ergibt sich dadurch, dass bei einer zukünftigen Wärmeversorgungsstruktur mit hohen Anteilen elektrischer Wärmepumpen und KWK-Anlagen eine kaum überschaubare Vielzahl von Heizungsanlagen mit jeweils flexibler Stromnutzung in das Marktgeschehen eingreift. Hier zeigt sich, dass es zumindest im Grundsatz denkbar wäre, die Einbindung der dezentralen Wärmeversorgungssysteme in den Strommarkt in ähnlicher Weise wie die Optimierungsrechnungen in dem im Projekt entwickelten Simulationsprogramm zu organisieren: Notwendig wäre in einem solchen Konzept kein komplexer Informationsaustausch zwischen den Akteuren, sondern im einfachsten Fall lediglich die Erzeugung und Weitergabe eines zeitlich variablen Preis- bzw. Steuersignals und dessen automatische Weiterverarbeitung in den dezentralen Heizsystemen zum Auffinden des jeweils günstigsten Betriebspunkts.
- Die konkrete Ausgestaltung entsprechender Lösungen ist dabei stark von der aktuell diskutierten Frage der Neuorganisation des Strommarktes im Zuge der Wind- und Solarenergienutzung abhängig. Diese wirft weitere komplexe Fragen auf, die im vorliegenden Projekt nicht näher behandelt werden können. Festzuhalten bleibt aber die Empfehlung, bei der Konzeption von Reformen im Strommarkt den Wärmemarkt von vornherein mit zu berücksichtigen: Insbesondere ist zu bedenken, dass sich angesichts eines verstärkten Einsatzes bivalenter Heizsysteme, die flexibel sowohl Strom als auch Brennstoffe zur Wärmeversorgung einsetzen können, die Frage nach den „richtigen“ (d.h. gleichzeitig für den Klimaschutz sinnvollen und wirtschaftlich ausgewogenen) Preissignalen nicht isoliert auf der Stromseite beantworten lässt. Vielmehr sind auch die Preissignale auf der Wärmeseite, insbesondere die Brennstoffkosten der mit den elektrischen Wärmepumpen konkurrierenden Heizkessel und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, in die Überlegungen einzubeziehen.

9 Literaturverzeichnis

- [AEE 2019] Agentur für Erneuerbare Energien: Föderal Erneuerbar. Bundesländer mit neuer Energie. URL z. B. : https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/D/kategorie/solar/auswahl/990-anteil_dachanlagen_a/#goto_990, abgerufen September 2019
- [Agricola et al. 2014] A.-C. Agricola et al.: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 - Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien; dena / TU Dortmund, 2014
- [Bauer et al. 2010] D. Bauer et al.: Performance-Vergleich solar unterstützte Nahwärmeversorgungssysteme mit saisonaler Wärmespeicherung, 20. OTTI-Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2010.
- [BMWi 2015] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Ein Strommarkt für die Energiewende - Ergebnispapier des BMWi (Weißbuch), Stand Juli 2015
- [BMWi 2017] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Strom 2030 - Langfristige Trends, Aufgaben für die nächsten Jahre (Ergebnispapier), Berlin, Mai 2017
- [BMWi 2018] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Energiedaten – Zahlen und Fakten , Excel-Version aus dem Internet, letzte Aktualisierung: 23.01.2018
- [BMWi/AGEEStat 2018] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie / Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik: Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: Februar 2018
- [Boese 2002] M. Boese: Möglichkeiten einer hohen Energieeinsparung im Wohngebäudebestand der Bundesrepublik Deutschland, Göttingen, 2002
- [Bofinger et al. 2011] S. Bofinger et al.: Potenzial der Windenergienutzung an Land - Kurzfassung, IWES, herausgegeben vom Bundesverband WindEnergie, Mai 2011
- [Bundesregierung 2010] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung; 28. September 2010
- [Bürger et al. 2017] V. Bürger, A. Palzer et al.: Klimaneutraler Gebäudebestand, Öko-Institut / ISE, herausgegeben vom Umweltbundesamt, Dessau, 2017
- [Cischinsky/Diefenbach 2018] H. Cischinsky, N. Diefenbach: Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016 - Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand, IWU, Darmstadt, 2018
- [Destatis 2016] Statistisches Bundesamt: Mikrozensus - Zusatzerhebung 2014 - Bestand und Struktur der Wohneinheiten - Wohnsituation der Haushalte, Fachserie 5, Heft 1, Wiesbaden, 2016

- [Deutsch et al. 2018] M. Deutsch et al.: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe; Agora Verkehrswende /Agora Energiewende / Frontier Economics, Berlin, 2018
- [Diefenbach et al. 2010] N. Diefenbach, H. Cischinsky, M. Rodenfels: Datenbasis Gebäudebestand - Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand, IWU / BEI, Darmstadt, 2010
- [Diefenbach et al. 2013] N. Diefenbach et al.: Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich - Zielerreichungsszenario; IWU, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, BMVBS-Online-Publikation Nr. 03/2013
- [Diefenbach et al. 2015] N. Diefenbach, T. Loga, B. Stein: Szenarienanalysen und Monitoringkonzepte im Hinblick auf die langfristigen Klimaschutzziele im deutschen Wohngebäudebestand, IWU, Darmstadt, September 2015
- [Diefenbach et al. 2016] N. Diefenbach, T. Loga, B. Stein: Reaching the climate protection targets for the heat supply of the German residential building stock: How and how fast?, Energy and Buildings 132 (2016), 53-73
- [Diefenbach et al. 2017] N. Diefenbach, M. Großklos, M. Grafe, A. Müller, R. Born, H. Ruppert, K.-M. Graf, N. Krzikalla: Modellentwicklung zur Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage im Wohngebäudesektor - Zwischenbericht im Projekt "Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage"; IWU / h_da / BET, Darmstadt, 29.03.2017, ISBN 978-3-941149-59-2
- [Fette et al. 2018] M. Fette, H. C. Gils et al.: Kurzstudie zur Rolle der KWK in der Energiewende, IFAM/DLR, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Kraft-Wärme-Kopplung, März 2018
- [FNR 2018] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Basisdaten Bioenergie Deutschland 2018
- [Gerbert et al. 2018] P. Gerbert et al.: Klimapfade für Deutschland; The Boston Consulting Group und Prognos, Studie im Auftrag des BDI, Januar 2018
- [Gerhardt et al. 2015] N. Gerhardt et al.: Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?; Fraunhofer IWES, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2015
- [Gerhardt et al. 2017] N. Gerhardt, F. Sandau, S. Becker, A. Scholz, P. Schumacher, D. Schmidt: Wärmewende 2030; Fraunhofer IWES / IBP, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2017
- [Gerhardt et al. 2019] N. Gerhardt, I. Ganai, M. Jentsch, J. Rodriguez, K. Stroh, E. K. Buchmann: Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95%THG-Klimaszenarien - Teilbericht; Fraunhofer IEE, Februar 2019
- [Großklos 2014] M. Großklos: Kumulierter Energieaufwand und CO₂-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen, IWU, Darmstadt, 2014
- [Großklos et al. 2019] M. Großklos, N. Diefenbach, M. Grafe, A. Müller, S. Swiderek, H. Ruppert, K.-M. Graf, N. Krzikalla: Zukunftsfähige Neubauten als Baustein für einen klimaneutralen Gebäudebestand 2050 - Endbericht Teil 2 im Projekt "Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse

des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage"; IWU / h_da / BET, Darmstadt, 2019

- [Hecking et al. 2017a] H. Hecking, M. Hintermayer, D. Lencz, J. Wagner: Energiemarkt 2030 und 2050 - Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung; ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Studie im Auftrag von Gelsenwasser AG, Open Grid Europe GmbH und RheinEnergie AG, Köln, 2017
- [Hecking et al. 2017b] H. Hecking, B. Oschatz, A. Holm et al.: Gebäudestudie: Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor; ewi Energy Research & Scenarios / ITG / FIW, Studie im Auftrag der dena, Stand: 10/2017
- [Henning/Palzer 2015] H.-M. Henning, A. Palzer: Was kostet die Energiewende? - Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050; Fraunhofer ISE, Freiburg, November 2015
- [Jochum et al. 2017] P. Jochum, P. Mellwig et al.: Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmebereich (Kurztitel: Anlagenpotential), Beuth Hochschule für Technik / ifeu, Februar 2017
- [Klärle et al. 2017] M. Klärle et al.: Solar-Kataster Hessen - Leitfaden zur Nutzung des Solar-Katasters; herausgegeben von der Hessen Agentur, Stand September 2017
- [Klein et al. 2017] S. Klein et al.: Erneuerbare Gase - Ein Systemupdate der Energiewende; enervis energy advisors GmbH, Studie im Auftrag der Initiative Erdgasspeicher und des Bundesverbandes Windenergie, Berlin, 12.12.2017
- [Krzikalla et al. 2013] N. Krzikalla, S. Achner, S. Brühl: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien; BET (Aachen), Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e.V., 2013
- [Loga et al. 2005] T. Loga, N. Diefenbach, J. Knissel, R. Born: Kurzverfahren Energieprofil, IWU, Fraunhofer IRB-Verlag: Bauforschung für die Praxis - Band 72, Stuttgart 2005
- [Mellwig et al. 2018] P. Mellwig et al.: Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorkopplung; ifeu / Fraunhofer IEE / Consentec, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2018
- [Nettelstroh et al. 2019] J. Nettelstroh, M. Schlosser, M. N. Fisch: Zukunftsfähige solare Wärmenetze mit Power-to-Heat und saisonaler Wärmespeicherung; HLH 05/2019
- [Nitsch et al. 2010] J. Nitsch et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - "Leitstudie 2010"; DLR / IWES / IFNE, Dezember 2010
- [Nitsch et al. 2012] J. Nitsch et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global ; DLR / IWES / IFNE, Schlussbericht, 29.03.2012
- [Pehnt et al. 2014] M. Pehnt et al.: 100 % Wärme aus Erneuerbaren Energien? - Auf dem Weg zum Niedrigstenergiehaus im Bestand; ifeu, Bergische Universität Wuppertal, Ecofys, dena, TU Darmstadt, Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin, gefördert vom BMWi (Förderkennzeichen 0325358 A), 2014 (Projektende)

- [Pehnt et al. 2017] M. Pehnt et al.: Wärmenetzsysteme 4.0 - Endbericht - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme "Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturnetzen"; ifeu/adelphi consult/PricewaterhouseCoopers/Ecofys/Agentur für Erneuerbare Energien, Heidelberg / Berlin / Düsseldorf / Köln, April 2017
- [Peters et al. 2015] W. Peters et al.: Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland, BMVI-Online Publikation 08/2015
- [Pilger et al. 2018] M. Pilger, T. Plenefisch, U. Wegler, L. Ceranna: Induzierte Seismizität - Das Risiko von Mikro-Erdbeben im Umfeld geothermischer Anlagen vermeiden; Bine Themeninfo 2/2018, Bine Informationsdienst (Hrsg.), Bonn, 2018
- [Raussen et al. 2009] T. Raussen et al.: Biomassepotentialstudie Hessen - Stand (2008) und Perspektiven der energetischen Biomassenutzung in Hessen, Witzenhausen-Institut / Pöyry Environment GmbH, Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, 2009
- [Repening et al. 2015] J. Repening, S. Braungardt, H.-J. Ziesing et al.: Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht; Öko-Institut / Fraunhofer ISI, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin, 18.12.2015
- [Schmidt et al. 2005] T. Schmidt, J. Nußbicker, S. Raab: Monitoring results from german central solar heating plants with seasonal storage, ISES 2005 Solar World Congress, Orlando, Florida, USA, August 2005
- [Schmitt 2018] T. M. Schmitt: (Why) did Desertec fail? An interim analysis of a large-scale renewable energy infrastructure project from a Social Studies of Technology perspective; Local Environment, 23:7, 747-776, DOI:10.1080/13549839.2018.1469119
- [Schulz et al. 2013] W. Schulz, C. Brandstätt et al.: Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt, Fraunhofer IFAM, Studie im Auftrag von BEE und AGFW, 2013
- [Seidl et al. 2017] H. Seidl et al.: dena-Netzflexstudie: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung; dena/BET/Universität Wuppertal/ Boos, Hummel & Wegerich, Stand März 2017
- [Sommer/Mesenhöller 2013] K. Sommer, E. Mesenhöller: Praktische Erfahrungen mit einem Brennstoffzellen-Mikro-KWK-Gerät für ein Wohngebäude, HLH 64 (2013) Nr. 12
- [Sonnenhaus-Institut 2019] <https://www.sonnenhaus-institut.de/>, Abruf Juni 2019
- [Thamling et al. 2015] N. Thamling, M. Pehnt, J. Kirchner et al.: Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude; Prognos / ifeu / IWU, Studie im Auftrag der Bundesstelle für Energieeffizienz, Berlin / Heidelberg Darmstadt, 1.12.2015
- [Trieb et al. 2005] F. Trieb et al.: Concentrating Solar Power for the Mediterranean (MED-CSP) - Final Report, DLR/NERC/CNRST/NE/NREA/NEAL/IFEED/HWWA, 16.04.2005
- [Trieb et al. 2006] F. Trieb et al.: Trans-Mediterranean Connection for Concentrating Solar Power - Final Report, DLR/NERC/NE/NREA/NEAL/IFEED/HWWA, 23.06.2005

- [Trier et al. 2018] D. Trier et al.: Solar District Heating - Trends and Possibilities; Subtask B report in the IEA SHC Task 52 Programme, PlanEnergi, Copenhagen, June 2018
- [UBA 2013] Umweltbundesamt: Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050, Dessau, Oktober 2013
- [Wenzel et al. 2009] B. Wenzel, D. Ohlhorst, E. Bruns: Geothermische Stromerzeugung in Deutschland – Stiefkind oder schlafender Riese? ZfE Zeitschrift für Energiewirtschaft, Januar 2009
- [Werner et al. 2013] P. Werner et al.: Integriertes Klimaschutzkonzept für die Wissenschaftsstadt Darmstadt, IWU / memo-consulting, Studie im Auftrag der Wissenschaftsstadt Darmstadt, 30.11.2013
- [Zapf 2017] M. Zapf: Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem, ISBN 978-3-658-15072-3, Wiesbaden, 2017

Anhang A: Vergleichsrechnungen und Ansätze zum Wärmebedarf

Detailanalysen zur Untersuchung der Potentiale des Wärmeschutzes standen nicht im Mittelpunkt der vorliegenden Untersuchung. Vielmehr wurde hinsichtlich der Höhe des Wärmebedarfs im Wohngebäudebestand 2050 auf die Ergebnisse früherer IWU-Untersuchungen [Diefenbach et al 2015/2016] mit den darin enthaltenen Bandbreiten zurückgegriffen (vgl. Kap. 2.2).

Dennoch spielt die konkrete Modellierung des Wärmebedarfs auch im vorliegenden Projekt eine wichtige Rolle, da für das Simulationsmodell anders als in den früheren Szenarien nun auch eine Abbildung des Wärmebedarfs in Stundenschritten notwendig ist. Die Ansätze für die Berechnung des Gebäudewärmebedarfs im Simulationsmodell sind in [Diefenbach et al. 2017] und Anhang B.3 genauer beschrieben. Im vorliegenden Anhang A werden die Resultate dieses Verfahrens mit den früheren Szenarienergebnissen im Hinblick auf die Höhe des jährlichen Heizwärmeverbrauchs verglichen (A.1), der Effekt von Einsparungen beim Haushaltsstromverbrauch auf die Heizenergie wird diskutiert (A.2) und die Ansätze für die Modellierung des Wärmeverbrauchs im Wohngebäudebestand in den Analysen der vorliegenden Studie werden erläutert (A.3).

A.1 Vergleich mit früheren Szenarienergebnissen

Es wurden verschiedene Untersuchungen durchgeführt um zu testen, inwieweit das Simulationsmodell Ergebnisse liefert, die plausibel und zu existierenden IWU-Analysen vergleichbar sind.

Abbildung 107 und Abbildung 108 zeigen den Vergleich des Modells mit Ergebnissen der IWU-Szenarien im EPISCOPE-Projekt [Diefenbach et al. 2015] im Bezug auf den Brutto-Heizwärmebedarf (ohne Anrechnung von Lüftungswärmeverlusten) für die Wohngebäude mit Baujahren bis 2009 in den Untersuchungsjahren 2009 und 2050. In Abbildung 107 wurden im aktuellen Modell die Wetterdaten des hier verwendeten Referenzjahres 2012 angesetzt, in Abbildung 108 wurden die Berechnungen mit den Wetterdaten der Jahre 2011-2015 durchgeführt und dann gemittelt. Die 30 untersuchten Standorte wurden bei dieser Auswertung gleichgewichtet.

Das aktuelle Modell beruht auf einer stündlichen Analyse der Heizwärmebilanz während die EPISCOPE-Analysen mit einem Jahres- bzw. Heizperiodenbilanzverfahren durchgeführt wurden. Für die Berechnungen mit dem aktuellen Modell wurden die sechs Typgebäude des EPISCOPE-Szenarios mit ihrem jeweiligen Wärmeschutz angesetzt (Baualtersklassen bis 1978, 1979-1994 und 1995 – 2009, jeweils unterschieden nach EZFH: Ein-/Zweifamilienhaus bzw. MFH: Mehrfamilienhaus.) Auch die Gesamtwohnflächen wurden aus dem EPISCOPE-Szenario übernommen, sie liegen 2050 wegen Abriss niedriger als 2009. Neubauten ab 2010 wurden in diesen Vergleichsuntersuchungen nicht betrachtet.

Aus der EPISCOPE-Studie wurden die Ergebnisse für den Ist-Zustand des Wohngebäudebestandes 2050 sowie für die beiden Szenarien „Basis“ und „Trend“ im Jahr 2050 berücksichtigt.

Für die Neuberechnung mit dem Simulationsmodell wurden zwei Fälle angesetzt: Im einen Fall wurden die Soll-Innentemperaturen der jeweiligen Nutzungsprofile unverändert gelassen ($dT_{\text{Soll}} = 0$), im zweiten Fall wurde angenommen, dass bei sehr gut gedämmten Gebäuden um ein Kelvin höhere und bei schlecht gedämmten Gebäuden um 1 K niedrigere Solltemperaturen vorliegen ($dT_{\text{Soll}} = 2\text{K}$)¹⁷¹. Mit dieser Setzung soll berücksichtigt werden, dass in gut gedämmten Gebäuden die Innentemperaturen in der Heizperiode erfahrungsgemäß höher liegen als in schlecht gedämmten Gebäuden. Dieser Effekt kommt – auch ohne Anpassung der Soll-Temperaturen – bereits dadurch zustande, dass im Fall einer Abschaltung von Heizkörpern

¹⁷¹ Die um 1 K höhere Soll-Innenraumtemperatur wurde bei einem auf die Wohnfläche bezogenen Transmissionswärmeverlust $h_T = 0,5 \text{ W/m}^2\text{K}$ und weniger angenommen. Die um 1 K geringere Solltemperatur wurde ab einem Wert $h_T = 2,5 \text{ W/m}^2\text{K}$ angesetzt. Zwischen diesen Werten wurde linear interpoliert. Zu beachten ist hier, dass die Größe h_T anders als die im Zusammenhang mit der Energieeinsparverordnung definierte Größe H_T' nicht auf die Gebäudehüllfläche, sondern auf die Wohnfläche bezogen ist.

(nachts oder tagsüber bei Abwesenheit) die Temperaturen in gut gedämmten Gebäuden langsamer abfallen. Der Ansatz unterschiedlicher Soll-Temperaturen verstärkt diesen „Rebound“-Effekt noch einmal.

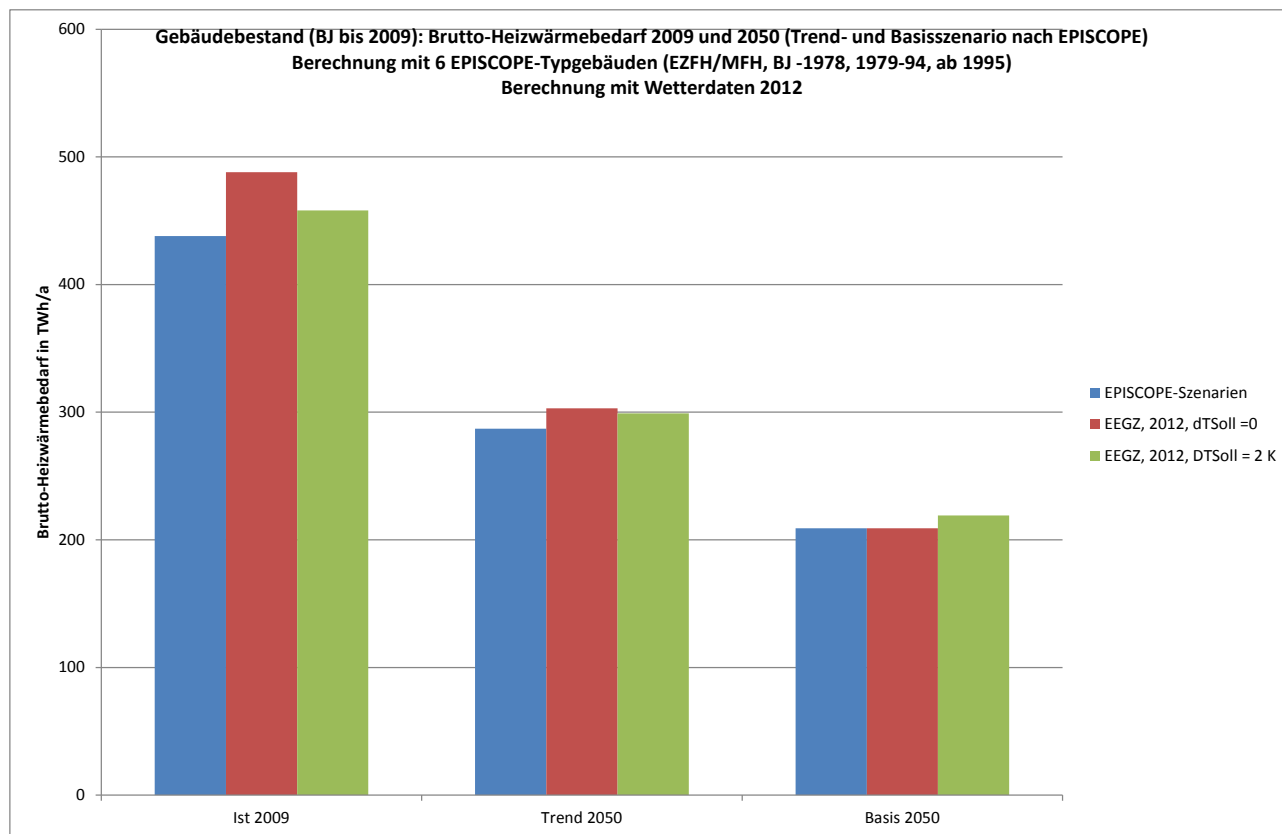


Abbildung 107: Brutto-Heizwärmebedarf der bis 2009 errichteten Wohngebäude mit Wetterdaten des Jahres 2012: Aktuelles Simulationsmodell im Vergleich zu den Ergebnissen der IWU - Szenarien im Projekt EPISCOPE

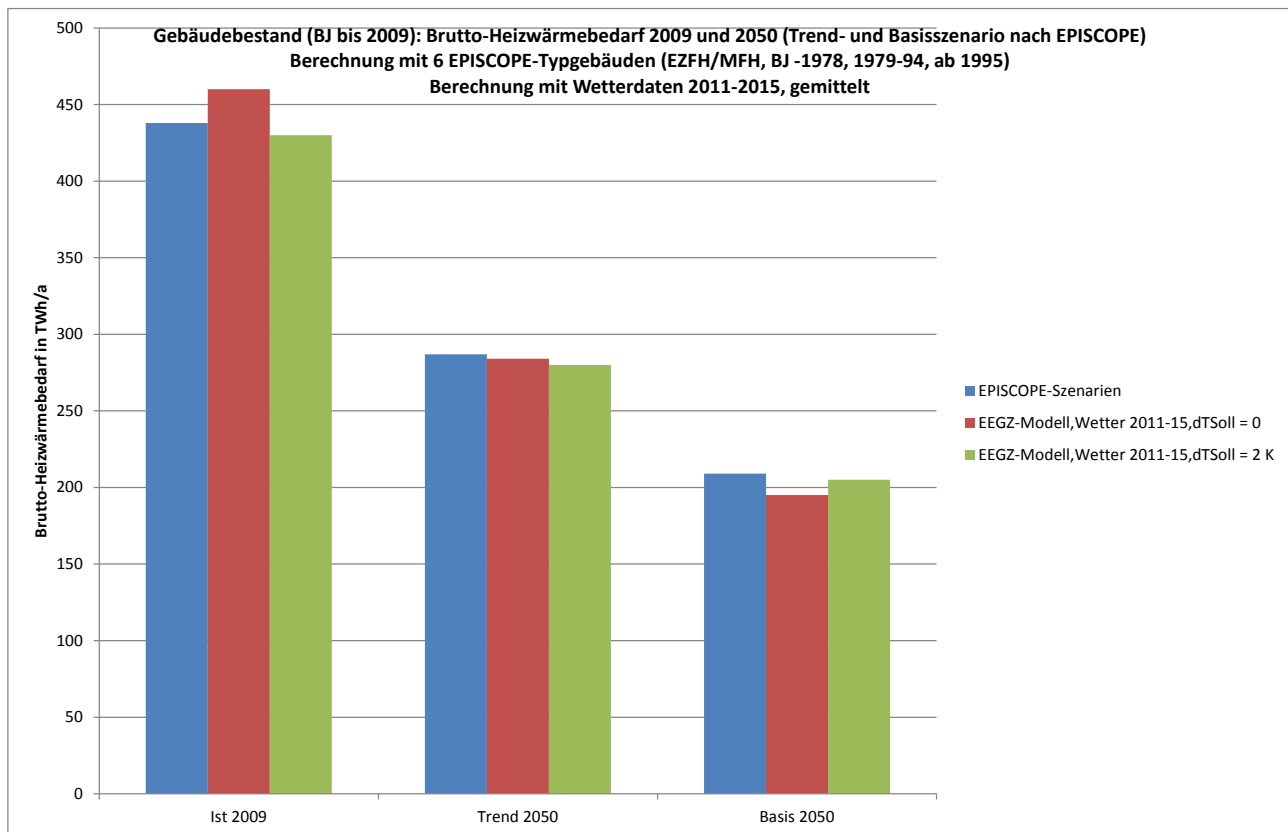


Abbildung 108: Brutto-Heizwärmebedarf der bis 2009 errichteten Wohngebäude mit Wetterdaten 2011-2015: Aktuelles Simulationsmodell im Vergleich zu den Ergebnissen der IWU-Szenarien im Projekt EPISCOPE

Beide Abbildungen zeigen, dass die aktuellen Modellrechnungen für den Heizwärmebedarf mit den Ergebnissen des EPISCOPE-Szenarios im Großen und Ganzen übereinstimmen. Die maximale Abweichung betrifft den Ist-Zustand 2009, sie beträgt im Fall der Wetterdaten 2012 bei $dT_{\text{Soll}} = 0$ rund 50 TWh bzw. 11 % bezogen auf den EPISCOPE-Wert. Der Ansatz $dT_{\text{Soll}} = 2 \text{ K}$ liegt hier deutlich näher am EPISCOPE-Ergebnis (Abweichung ca. 20 TWh bzw. knapp 5 %). Er liefert darüber hinaus für die am besten gedämmten Gebäude im Basis-Szenario 2050 etwas höhere Werte für den Heizwärmebedarf sowie niedrigere Werte für die Einsparung zwischen 2009 und 2050 und wird daher im Sinne einer vorsichtigen Abschätzung in der Regel für die Modellrechnungen im vorliegenden Projekt verwendet.

Die Beschreibung des Gebäudebestandes 2009 in EPISCOPE basierte auf einer repräsentativen Datenbasis über die Gebäudemerkmale bezüglich Wärmeschutz und Wärmeversorgung [Diefenbach et al. 2010], ein Vergleich mit den Ergebnissen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanz AGEB zeigte eine befriedigende Übereinstimmung [Diefenbach et al. 2012]: Der tatsächliche Endenergieverbrauch der Vorjahre (Mittelwerte 2005-2009) für die verschiedenen Energieträger wurde annähernd abgebildet.

Vor diesem Hintergrund könnte prinzipiell erwogen werden, einen entsprechenden Vergleich des aktuellen Modells mit dem EPISCOPE-Szenario auch für den Endenergie-Verbrauch der Wohngebäude-Wärmeversorgung im Basisjahr 2009 durchzuführen. Zu diesem Zweck wäre neben dem Heizwärmebedarf auch die Wärmeversorgungsstruktur 2009 aus EPISCOPE im aktuellen Modell nachzubilden. Praktisch würde dies allerdings bedeuten, dass hier lediglich die Ansätze aus EPISCOPE identisch nachzuvollziehen wären, denn die weitgehend auf einfachen Systemen wie Heizkesseln beruhende Wärmeversorgung im Jahr 2009, die in EPISCOPE mit einem Jahres- bzw. Heizperiodenbilanzmodell analysiert wurde, würde auch im komplexeren Simulationsmodell des laufenden Projekts in gleicher Weise (nämlich mit zeitlich konstanten Wirkungsgraden, die im Jahresverlauf den jeweils identischen Nutzungsgrad ergeben) abgebildet werden. Die

komplexen Systemwechselwirkungen zwischen Wärme- und Stromerzeugung, für die das aktuelle Modell eigentlich konzipiert ist, würden in dieser Betrachtung nicht zum Tragen kommen. Eine solche Untersuchung wäre also nicht als Test für das aktuelle Modell geeignet und brächte keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn. Sie wäre darüber hinaus, aufgrund der relativ differenziert nach Gebäudetypen abgebildeten Heizungsstruktur in EPISCOPE aufwändig und auch insofern wenig aussagekräftig, als im vorliegenden Projekt nicht der jetzige, sondern generell ein zukünftiger Gebäudebestand mit komplexeren Wärmeversorgungssystemen im Blickpunkt steht.

Aus diesem Grund wurde auf die konkrete Durchführung der Berechnung verzichtet. Auch ohne diese lässt sich aber aufgrund der guten Korrespondenz beim Heizwärmebedarf die Schlussfolgerung ziehen, dass sich –unter Annahme einer identischen Abbildung der Wärmeversorgung wie in EPISCOPE – im aktuellen Modell eine entsprechend gute Übereinstimmung mit der Energiestatistik der AGEb, d.h. mit in der Realität beobachteten Energieverbräuchen, ergeben würde. Diese Übereinstimmung ist einerseits ein Zeichen dafür, dass beide Ansätze (EPISCOPE und das aktuelle Modell) unter den gegebenen Randbedingungen zu plausiblen Ergebnissen führen, darf aber andererseits nicht überinterpretiert werden: Eine Übereinstimmung im Durchschnitt des Wohngebäudebestandes bedeutet noch nicht, dass im Einzelnen (für bestimmte Gebäudetypen, Dämmstandards oder Wärmeversorgungssysteme) ebenfalls eine gute Übereinstimmung herrscht. Für die Analysen von Zukunftsszenarien und –varianten, bei denen sich die Zusammensetzung des Gebäudebestands im Hinblick auf Wärmeschutzstandards und Heizsysteme deutlich ändert, kann ein erfolgreicher Abgleich mit dem Ist-Zustand des Jahres 2009 also nicht generell übertragen werden – weder im Fall der EPISCOPE-Szenarien noch im vorliegenden Projekt. Die Durchführung empirischer Untersuchungen, die eine Übereinstimmung von theoretischen Energiebilanzmodellen mit tatsächlich gemessenen Verbräuchen für verschiedene Gebäudestandards und Systeme nachweisen bzw. die Modelle entsprechend kalibrieren würden, muss als eine noch offene Forschungsfrage angesehen werden [Diefenbach et al. 2015, Kap. 6].

A.2 Einfluss des Haushaltsstromverbrauchs

In den in Anhang A.1 dargestellten Analysen wurde der Einfluss eines durch Effizienzmaßnahmen sinkenden Haushaltsstromverbrauchs bis 2050 noch nicht berücksichtigt: Wenn hier, wie in Kapitel 5 angenommen, Einsparungen erreicht werden können, so ergeben sich gleichzeitig geringere interne Wärmegewinne in den Gebäuden, da ein großer Teil des Stromverbrauchs im Winterhalbjahr zur Gebäudeheizung beiträgt.

Berechnungen mit dem aktuellen Modell für den Zielzustand 2050 gemäß den EPISCOPE-Szenarien Trend und Basis sind in Abbildung 109 dargestellt (Ansatz: $dT_{Soll} = 2K$). Für den Haushaltsstrom wurden die Ansätze aus Kapitel 5 zugrunde gelegt.

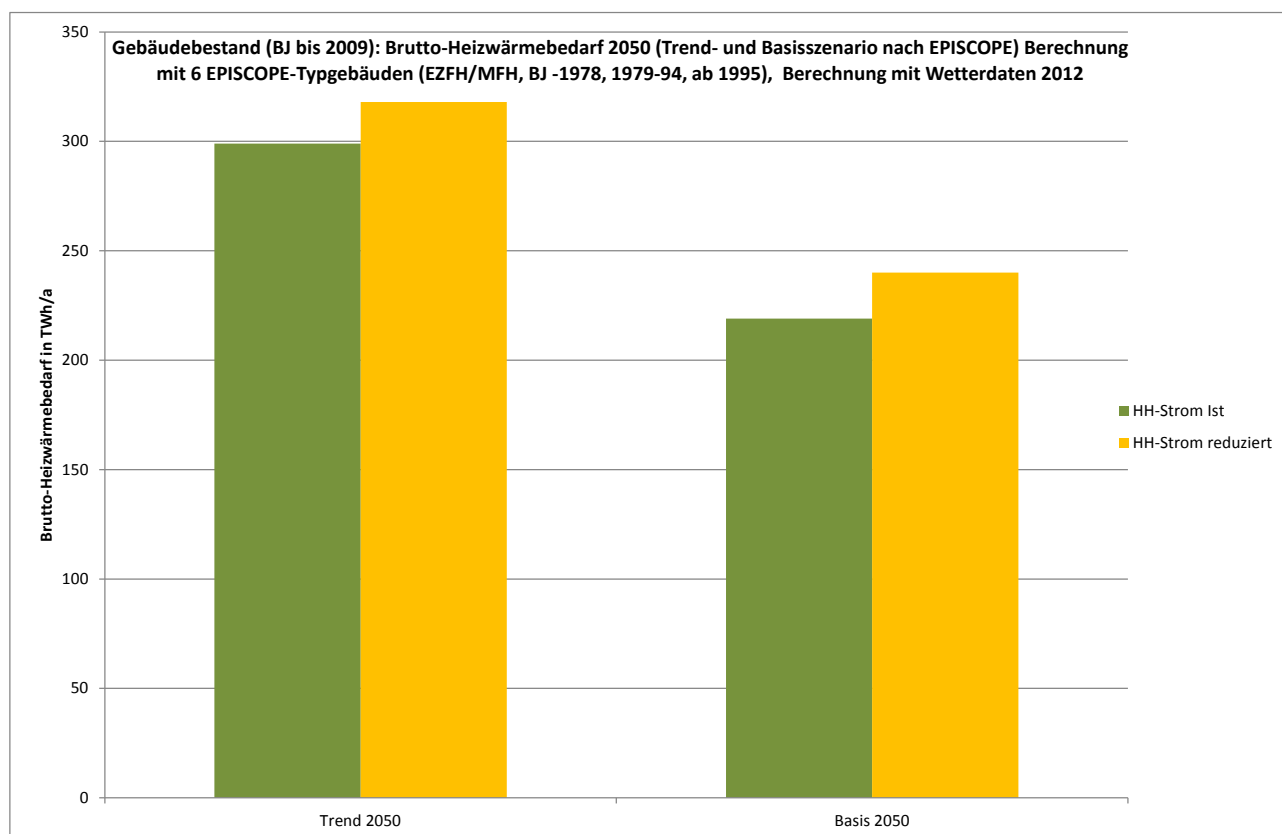


Abbildung 109: Brutto-Heizwärmebedarf der bis 2009 errichteten Wohngebäude mit Wetterdaten 2012: Aktuelles Simulationsmodell ($dT_{\text{Soll}} = 2 \text{ K}$) ohne bzw. mit Berücksichtigung von Einsparungen beim Haushaltsstrom im Jahr 2050

Es zeigt sich, dass durch die Einsparung beim Haushaltsstrom in beiden Szenarien ein Mehrverbrauch bei der Heizwärme entsteht, der in der Größenordnung von 20 TWh/a liegt.

Der Stromverbrauch für Klimatisierung, der bisher im Wohngebäudebereich nur in relativ geringem Umfang auftritt¹⁷², wurde in den Untersuchungen nicht explizit betrachtet. Ein geringerer allgemeiner Stromverbrauch (mit entsprechend geringeren sommerlichen Wärmeeinträgen im Gebäude) ebenso wie eine bessere Gebäudedämmung (bei außenliegender Verschattungsmöglichkeit für die Fenster) können den Stromverbrauch entsprechender Systeme im jeweiligen Gebäude verringern. Für die Zukunft ist allerdings nicht zuletzt aufgrund eines fortschreitenden Klimawandels mit einem verstärkten Einbau von Klimaanlage zu rechnen. Da Wärmepumpensysteme so ausgestaltet werden können, dass auch eine Kühlung im Sommer möglich ist, wird dieser Effekt bei hohen Anteilen von Wärmepumpenheizungen wahrscheinlich noch erheblich verstärkt. Günstig ist aus Sicht der Vermeidung von Treibhausgasen, dass der Klimatisierungsbedarf an Tagen mit einer hohen Sonneneinstrahlung und daher einer hohen Produktion von Solarstrom auftritt. Angesichts der durch die Wohngebäude-Wärmeversorgung nur teilweise ausschöpfbaren Solarenergiepotentiale¹⁷³ kann daher vermutet werden, dass durch zusätzlichen Einsatz von Photovoltaik und in überschaubarem Umfang von Stromspeichern (zum tageszeitlichen Ausgleich des solaren Energieangebots) ein wesentlicher Zuwachs an Treibhausgasemissionen durch zunehmende Klimatisierung vermieden werden kann.

¹⁷² Laut [Diefenbach et al. 2010] lag der Anteil der Wohngebäude mit Klimaanlage im Jahr 2010 noch unter 1 %.

¹⁷³ Vergleiche z. B. Solarstromproduktion in den Basisvarianten 40 TWh/a gegenüber einer pessimistischen Potentialgrenze von 50 TWh/a

A.3 Modellierung des zukünftigen Wärmeverbrauchs

In den Untersuchungen für das vorliegende Projekt wird in Anlehnung an Ergebnisse aus dem EPISCOPE-Projekt und darauf aufbauende Abschätzungen ein durch gezielte Klimaschutz-Anstrengungen im Jahr 2050 erreichbarer Zielbereich für den Gesamt-Wärmeverbrauch der Wohngebäude für Heizung und Warmwasser (inklusive Wärmeverteilverlusten im Gebäude) von 300 bis 400 TWh/a angenommen (vgl. die einleitenden Absätze zu Kap. 3). Dieses Intervall, das insbesondere in [Diefenbach et al. 2016] näher begründet wird, bezieht sich dort ursprünglich auf den Brutto-Wärmebedarf, bei dem – im Gegensatz zum Netto-Wärmebedarf – der Beitrag von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung noch nicht vom Wärmebedarf subtrahiert ist. Die Potentiale für die Lüftungswärmerückgewinnung liegen dabei nach Abschätzungen in [Diefenbach et al. 2016] in der Größenordnung von 20 TWh/a. Das entsprechende Intervall für den Netto-Wärmebedarf müsste demnach etwa um 20 TWh/a niedriger liegen.

Allerdings war in dem EPISCOPE-Modell eine Reduzierung der internen Wärmegewinne aufgrund von Einsparungen beim Haushaltsstromverbrauch nicht berücksichtigt worden. Dieser Effekt würde laut den Ansätzen im vorigen Kapitel A.2 ebenfalls in der Größenordnung von 20 TWh/a liegen und damit die Lüftungswärmerückgewinnung ungefähr egalisieren.

Vor diesem Hintergrund wird im vorliegenden Projekt das Intervall für den Netto-Wärmebedarf Q im zukünftigen Wohngebäudebestand zu 300-400 TWh/a angenommen. Im Sinne der pessimistischen Annahme, dass lediglich das EPISCOPE-Trendszenario erreicht wird, wird als obere Intervallgrenze in einigen Untersuchungen auf bis 450 TWh/a betrachtet. Darüber hinaus wird auch eine untere Grenzen von 250 TWh/a betrachtet, um noch weitergehende theoretisch denkbare optimistische Entwicklungen berücksichtigen zu können (s. Kap. 2.2).

Für die Nachbildung des Wärmebedarfs im zukünftigen Wohngebäudebestand wurde im vorliegenden Projekt ein vereinfachter Ansatz gewählt: Mit den in [Diefenbach et al. 2017] bzw. Anhang B.3 beschriebenen 16 Typgebäuden (je acht für den Wohngebäudebestand bis 2009 und Neubau ab 2010) wurde ein „Standard-Gebäudemix“ (Kürzel: Gebmix_Standard) definiert. Der Wärmebedarf der Einzelgebäude, die in einem Simulationslauf zum Einsatz kamen, wurden dann in der Summe auf den zu untersuchenden Gesamt-Wärmebedarf (z. B. 350 TWh in den Basisvarianten) normiert, wobei der Heizwärmebedarf und der Warmwasser-Wärmebedarf (jeweils mit Verteilverlusten in den Gebäuden) getrennt angepasst wurden. Es wurde folgende Verteilung der Wärmeschutzstandards betrachtet¹⁷⁴:

- „Standard-Gebäudemix“ (Gebmix_Standard):
Bestand bis 2009: nicht modernisiert/teilmod./vollmod./vollmod.+LWRG: 5 % / 20 % / 45 % / 30 %
Neubau ab 2010: mKfW/mKfW+LWRG/EH 40/EH 40 + LWRG: 20 %/20%/20%/40%

Den Einzelgebäuden in der Simulation werden also zeitliche Verlaufskurven zugeordnet, die vorwiegend energetisch modernisierten Gebäuden bzw. guten bis sehr guten Neubaustandards entsprechen. Ohne Anpassung ergäbe sich laut dem im vorliegenden Projekt verwendeten Simulationsmodell für den Wohngebäudebestand 2050 ein Gesamt-Wärmebedarf von 368 TWh/a (263 TWh/a Heizwärme, 105 TWh/a Warmwasser)¹⁷⁵ bei Annahme der Variante mit reduziertem Haushaltstrombedarf. Der Wert liegt in der Nähe des in der vorliegenden Untersuchung verwendeten Standardwertes von 350 TWh/a (Mitte des Betrachtungsintervall von 300 bis 400 TWh/a bzw. 250 bis 450 TWh/a, vgl. Kap. 2.2).

Tatsächlich wird in den Variantenanalysen im Hauptteil des vorliegenden Berichts der Wärmebedarf dieses Gebäudemixes an den gewünschten Untersuchungswert der jeweiligen Simulationsrechnung angepasst.

¹⁷⁴ mKfW: mittlerer KfW-Standard, siehe Anhang B.3 , LWRG: Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung, EH 40: Wärmeschutz typisch für den KfW-Effizienzhaus-40-Standard

¹⁷⁵ Die im Text angegebenen Werte für den nicht normierten Wärmeverbrauch gelten für die Berechnungen mit der Basisvariante 9. Je nach Anzahl der betrachteten Standorte und Systemvarianten können dieser Werte leicht schwanken, da in den Untersuchungen für jedes Gebäude an jedem Standort und (bei reduzierter Standortzahl) für jedes Heizsystem ein neues Nutzungsprofil zugeordnet wird. Auch diese Schwankungen aufgrund variierender Nutzungsprofile sind ein Grund für die Durchführung der Normierung auf einheitliche Wärmebedarfswerte: Auf diese Weise sind Varianten mit unterschiedlichen Wärmeversorgungskonzepten (etwa die Basisvarianten 0-9) besser vergleichbar.

Die Vereinfachung ist insoweit notwendig und gerechtfertigt, als die Abbildung eines komplexer Gebäudebestandes (mit unterschiedlichen Baualtersklassen und unterschiedlichen Modernisierungszuständen in den einzelnen Altersklassen) hier mit sehr hohem Aufwand verbunden gewesen wäre und darüber hinaus aufgrund bisher fehlender Kalibrierung der Berechnungsverfahren an reale Energieverbräuche trotzdem keine genaue Vorhersage des Wärmebedarfs ermöglicht hätte (vgl. hierzu auch die Erläuterungen am Ende von Kap. A.1).

Darüber hinaus zeigen die im Folgenden dokumentierten Vergleichsuntersuchungen, dass die Normierung des Standard-Gebäudemix auf den gewünschten Untersuchungswert des Wärmeverbrauchs und die direkte Modellierung eines veränderten Gebäudemix zu ungefähr den gleichen Ergebnissen führen.

Für diesen Vergleich sowie für eine fallweise genauere Modellierung des Wärmebedarfs in einzelnen Untersuchungen wurden noch die folgenden Varianten für den Gebäude-Wärmeschutz betrachtet:

- „effizienter Gebäudemix“ (Gebmix_eff):
Bestand 2009: nicht modernisiert/teilmod./vollmod./vollmod.+LWRG: 0 % / 0 % / 50 % / 50 %
Neubau: mKfW/mKfW+LWRG/EH 40/EH 40 + LWRG: 0 % / 0 % / 50 % / 50 %
- „ineffizienter Gebäudemix“ (Gebmix_ineff):
Bestand 2009: 30 % / 30 % / 20 % / 20 %
Neubau: 30 % / 30 % / 20 % / 20 %
- „Gebäudemix Basis“ (Gebmix_basis)
Bestand 2009: 5 % / 15 % / 50 % / 30 %
Neubau: 15 % / 15 % / 30 % / 40 %

Der „effiziente Mix“, der nur die beiden jeweils besten Standards im Bestand und Neubau berücksichtigt, führt bei direkter Anwendung im Simulationsmodell auf einen Gesamtwärmebedarf von 298 TWh/a (204 TWh/a Heizwärme, 94 TWh/a Warmwasser), beim „ineffizienten Mix“ ergeben sich 459 TWh/a (350 TWh/a Heizwärme, 109 TWh/a Warmwasser). Die Werte liegen hier also in der Nähe der üblichen Intervallgrenzen 300 TWh/a und 450 TWh/a. Die letzte Variante „Gebäudemix Basis“ liegt mit ihrem Wärmebedarf von 347 TWh (247 TWh/a Heizwärme, 100 TWh/a Warmwasser) sehr nahe am Ansatz der Basisvarianten mit 350 TWh/a (250 TWh/a Heizwärme, 100 TWh/a Warmwasser).

In den folgenden Untersuchungen wurden die Basisvarianten 9 und 6 (ohne Änderung der Eingabeparameter und ohne Anpassung des Biomasseverbrauchs an eine Potentialgrenze) zum einen mit den drei weiteren Varianten Gebmix_basis, Gebmix_eff und Gebmix_ineff berechnet, ohne dass der Wärmebedarf an einen Zielwert angepasst wurde. Zum anderen wurde die Standardvariante Gebmix_Standard verwendet und jeweils so normiert, dass sich der Wärmebedarf der weiteren Varianten ergab¹⁷⁶.

Die Ergebnisse für die Basisvariante 9 finden sich in Abbildung 110 bis Abbildung 112. Dargestellt ist von links nach rechts die paarweise Berechnung der drei Varianten Gebmix_basis, Gebmix_eff und Gebmix_ineff – jeweils als erster Balken direkt berechnet und rechts daneben unter Verwendung der normierten Variante Gebmix-Standard.

¹⁷⁶ Dies waren wie im Text erläutert $Q = 347 \text{ TWh/a}$, 298 TWh/a bzw. 459 TWh/a bei der Basisvariante 9 und 360 TWh/a , 310 TWh/a und 475 TWh/a in Basisvariante 6. In der Basisvariante 9 ist zu beachten, dass die dargestellte Wärmeerzeugung (s.u. in Abbildung 110) aufgrund der zusätzlich auftretenden Nahwärme-Netzverluste höher ist als die hier angegebenen Werte, die sich auf den Wärmeverbrauch in den Gebäuden beziehen.

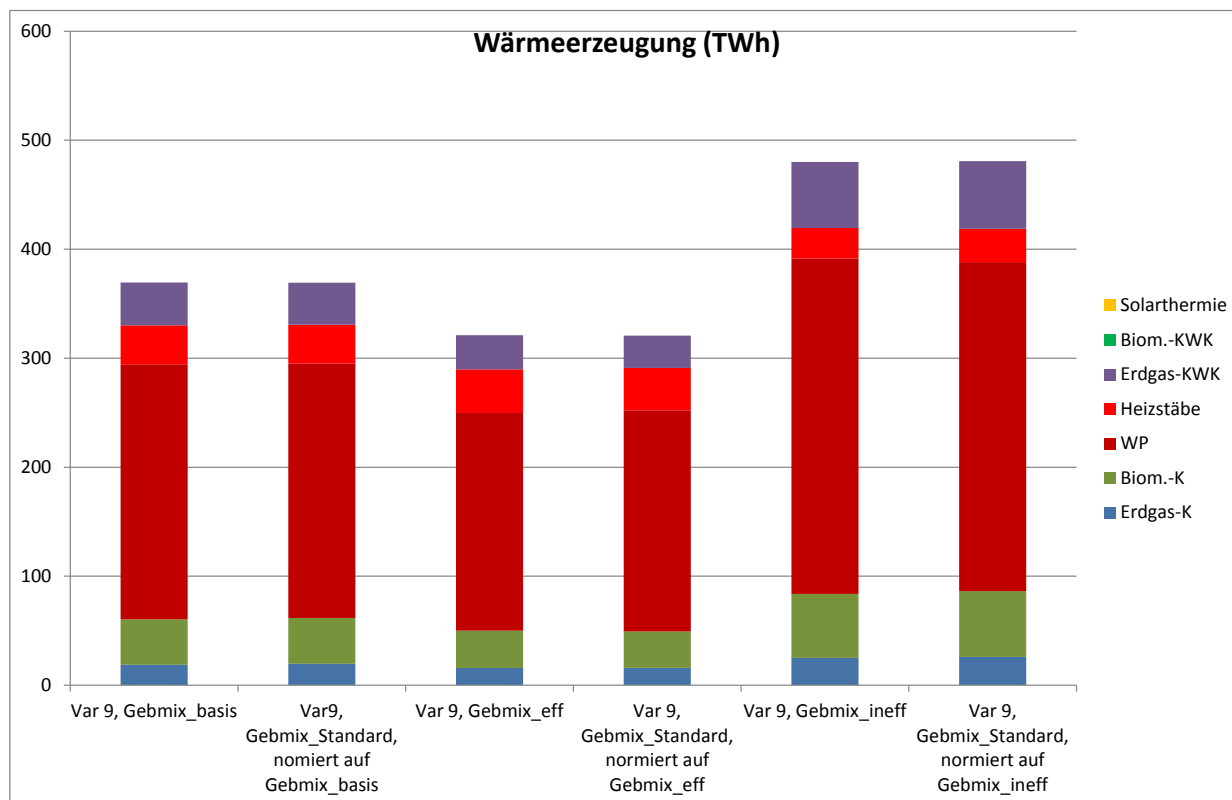


Abbildung 110: Basisvariante 9: Wärmeerzeugung für unterschiedlich verteilte Effizienzstandards im zukünftigen Wohngebäudebestand

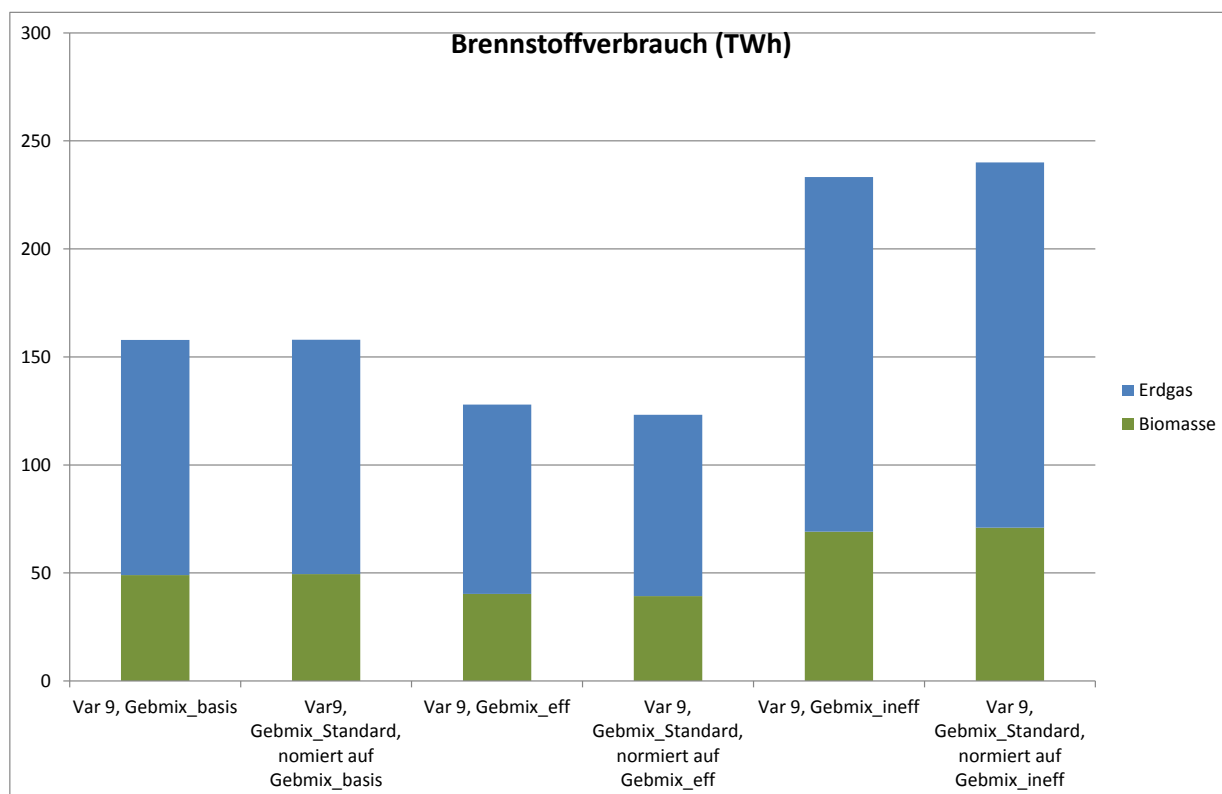


Abbildung 111: Basisvariante 9: Brennstoffeinsatz für unterschiedlich verteilte Effizienzstandards im zukünftigen Wohngebäudebestand

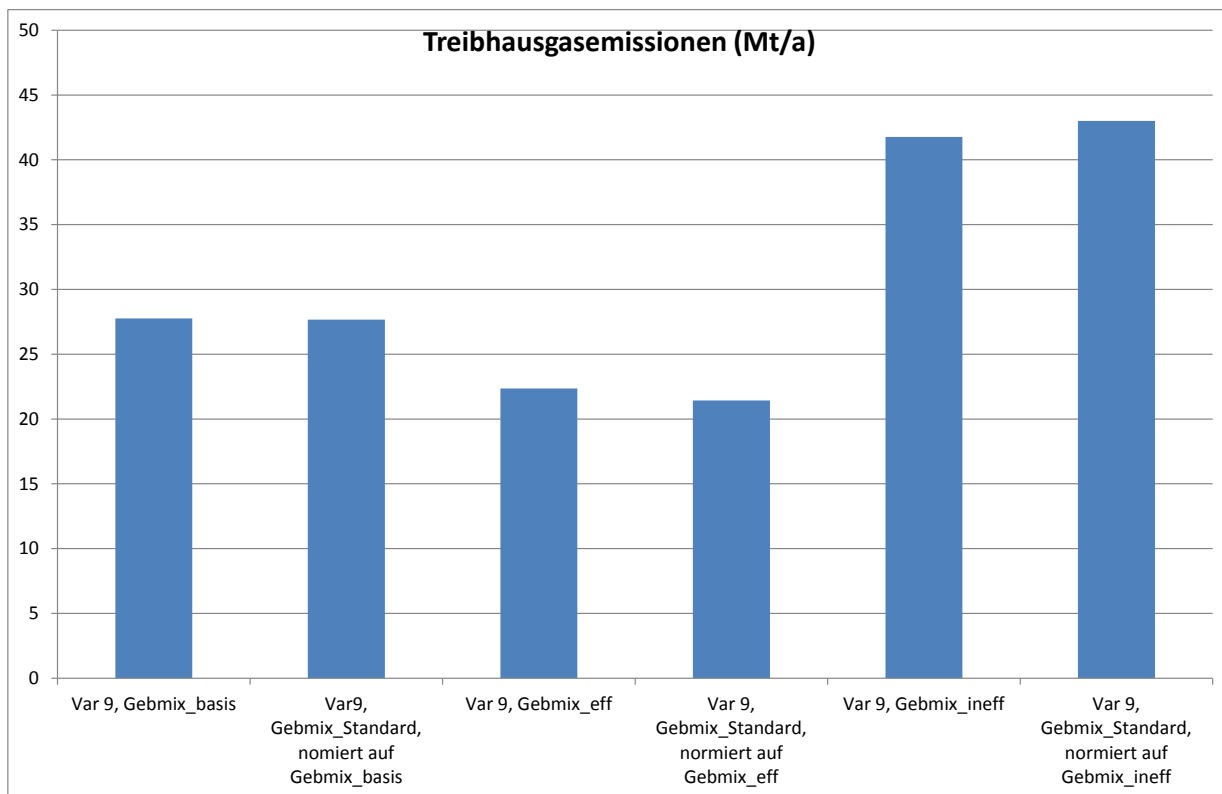


Abbildung 112: Basisvariante 9: Treibhausgasemissionen für unterschiedlich verteilte Effizienzstandards im zukünftigen Wohngebäudebestand

Die Untersuchungen zu Basisvariante 9 zeigen insbesondere für den Fall Gebmix_basis, bei dem die Anpassung der Standardvariante am geringsten ausfiel (Normierung des Wärmeverbrauchs von ursprünglich 376 auf 347 TWh/a), fast identische Ergebnisse – und zwar auch für die Unterteilung der jeweiligen Balken. Aber auch bei den im Hinblick auf Wärmeschutz und Wärmeverbrauch weiter entfernt liegenden Fällen Gebmix_eff und Gebmix_ineff ergeben sich keine starken Abweichungen.

Dies gilt im Grundsatz auch für die Basisvariante 6 (siehe Abbildung 113 bis Abbildung 115), die sich allerdings etwas empfindlicher auf die Normierung für die Fälle Gebmix_eff und Gebmix_ineff erweist: Die Abweichung zwischen den ursprünglichen und den normierten Berechnungen sind hier etwas deutlicher. Allerdings ergeben beim Vergleich der unterschiedlichen Wärmeschutzniveaus beide Analyseansätze (die direkte Abbildung des jeweiligen Gebäudemix bzw. der normierte Ansatz) immer noch ein weitgehend einheitliches Gesamtbild, d.h. auch mit dem normierten Ansatz wird der Effekt einer besseren bzw. schlechteren Energieeffizienz im Wohngebäudebestand in befriedigender Weise abgebildet.

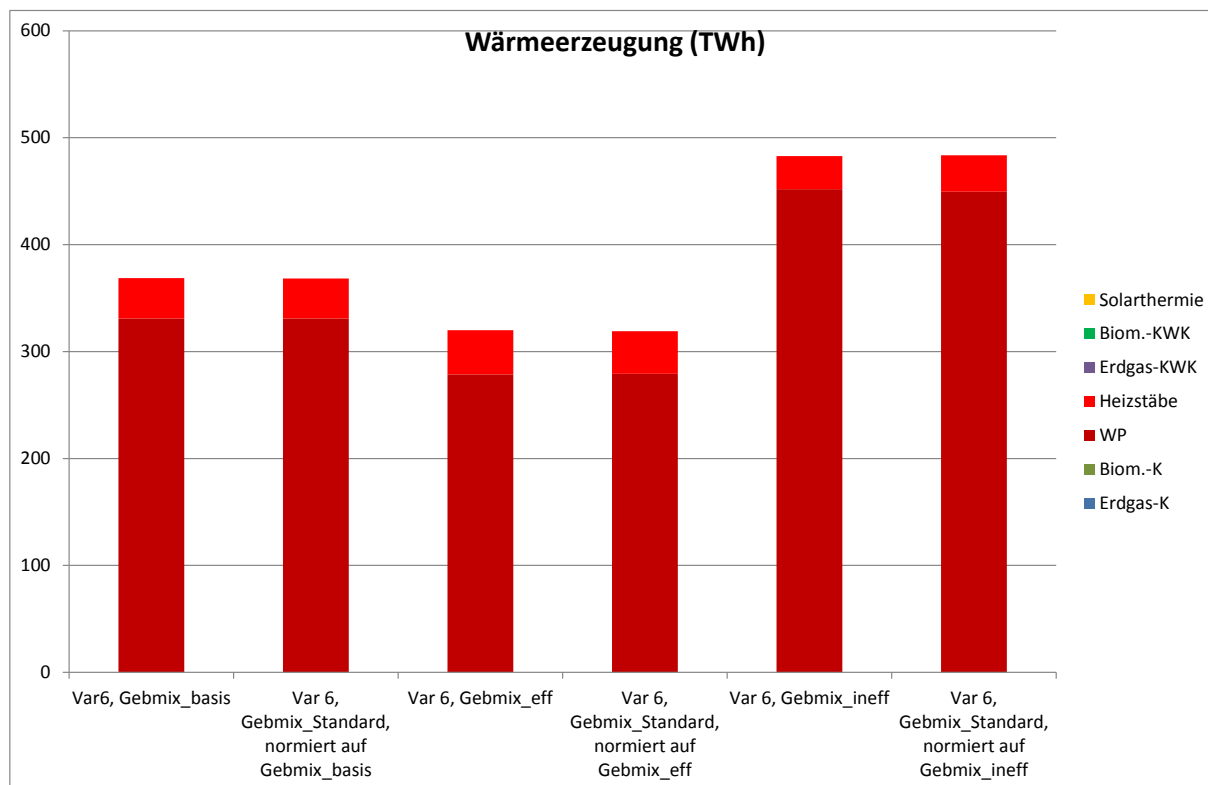


Abbildung 113: Basisvariante 6: Wärmeerzeugung für unterschiedlich verteilte Effizienzstandards im zukünftigen Wohngebäudebestand

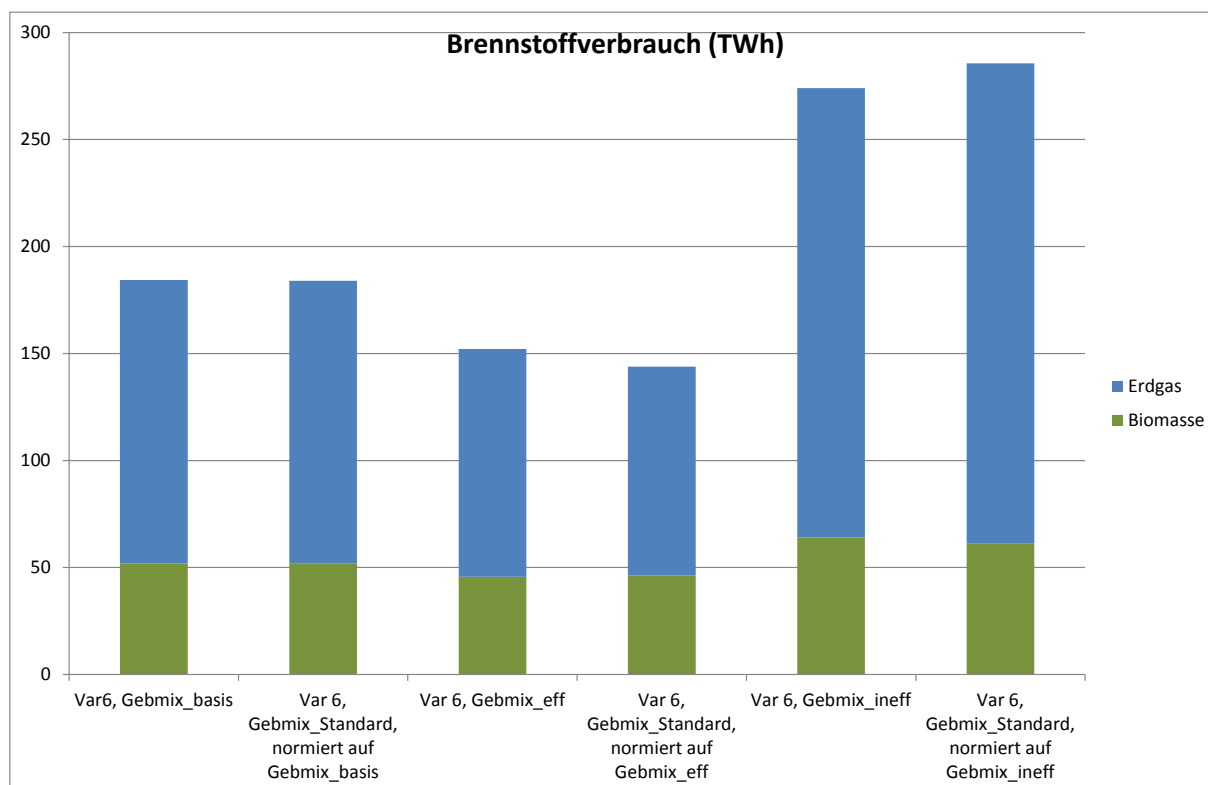


Abbildung 114: Basisvariante 6: Brennstoffverbrauch für unterschiedlich verteilte Effizienzstandards im zukünftigen Wohngebäudebestand

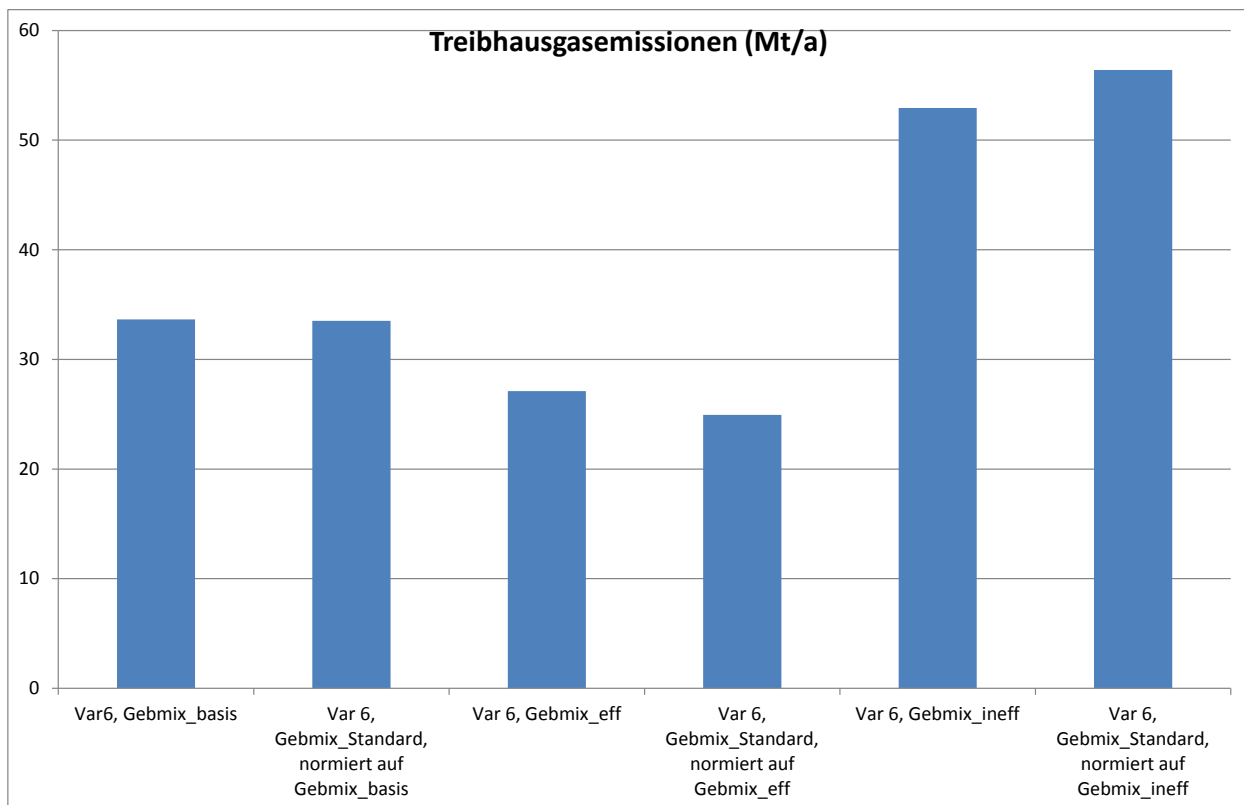


Abbildung 115: Basisvariante 6: Treibhausgasemissionen für unterschiedlich verteilte Effizienzstandards im zukünftigen Wohngebäudebestand

In Anbetracht dieser Ergebnisse erscheint es grundsätzlich gerechtfertigt, mit einem vorgegebenen Gebäudemix, also einer vorgegebenen Verteilung von Wärmeschutzstandards in einem insgesamt weitgehend energetisch sanierten Wohngebäudebestand, zu operieren und für diesen den Wärmeverbrauch auf den jeweils betrachteten Wert zu normieren. Dies gilt vor dem Hintergrund, dass hier ohnehin relativ grobe Analysen mit einer sehr vereinfachten Abbildung des komplexen Gebäudebestands und seines Wärmeversorgungssystems durchgeführt werden und daher beim Vergleich einzelner Untersuchungsvarianten deutliche Unterschiede aber keine Nuancen herausgearbeitet werden können.

In der vorliegenden Studie, in der Wärmeverbrauchswerte zwischen maximal 250 und 450 TWh/a betrachtet wurden (und zwar in der Regel in 50 TWh/a-Schritten) wurde dabei folgendermaßen vorgegangen: Die Variante Gebmix-Standard wurde nur für Wärmeverbräuche von 350 bzw. 400 TWh/a verwendet. Bei Betrachtung eines Wärmeverbrauchs von 300 TWh und ggf. 250 TWh/a wurde die Variante Gebmix_eff, für 450 TWh/a wurde die Variante Gebmix_ineff verwendet. Bei der Normierung wurde der Warmwasseranteil auf 100 TWh/a festgelegt, variiert wurde also jeweils der Anteil der Heizwärme.

Literatur zu Anhang A:

- [Diefenbach et al. 2012] N. Diefenbach, T. Loga (ed.) et al.: Application of Building Typologies for Modelling the Energy Balance of the Residential Building Stock - TABULA Thematic Report No2, TABULA Project Team, February 2012 (<http://episcopo.eu/communication/download/>)

- [Diefenbach et al. 2015] N. Diefenbach, T. Loga, B. Stein: Szenarienanalysen und Monitoringkonzepte im Hinblick auf die langfristigen Klimaschutzziele im deutschen Wohngebäudebestand, IWU, Darmstadt, September 2015
- [Diefenbach et al. 2016] N. Diefenbach, T. Loga, B. Stein: Reaching the climate protection targets for the heat supply of the German residential building stock: How and how fast?, Energy and Buildings 132 (2016), 53-73
- [Diefenbach et al. 2017] N. Diefenbach, M. Großklos, M. Grafe, A. Müller, R. Born, H. Ruppert, K.-M. Graf, N. Krzikalla: Modellentwicklung zur Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage im Wohngebäudesektor - Zwischenbericht im Projekt "Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage; IWU / h_da / BET, Darmstadt, 29.03.2017, ISBN 978-3-941149-59-2

Anhang B: Simulationsmodell und Eingabegrößen: Weiterentwicklungen, Ergänzungen und Änderungen

Das Simulationsmodell, das im vorliegenden Forschungsvorhaben entwickelt wurde, ist in seiner ersten Version im Projektzwischenbericht detailliert beschrieben [Diefenbach et al. 2017]. Seitdem wurden an einigen Stellen Weiterentwicklungen durchgeführt und einige Eingabeparameter wurden ergänzt bzw. geändert. Diese Veränderungen sind hier in Anhang B dokumentiert.

B.1 Weiterentwicklung des Simulationsmodells für Nutzerprofile

Im Zwischenbericht zum Forschungsvorhaben wurden die methodischen Grundlagen zur Modellierung von Nutzerprofilen als Basis für Wärme- und Warmwasserbedarfe in Wohngebäuden erläutert [Diefenbach et al. 2017, Kapitel 6]. Der beschriebene Stand des Modells erlaubte jedoch noch nicht den individuellen Stromverbrauch der Nutzerprofile nachzubilden. Stattdessen wurde für den Stromverbrauch das Standardlastprofil H0 des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft; ehemals VDEW) verwendet, welches eine gemittelte Verbrauchscharakteristik für eine Vielzahl von privaten Haushalten darstellt.

Im weiteren Projektverlauf sollte auch der Stromverbrauch der Einzelhaushalte modelliert werden, um die Gebäudeenergiebedarfe den Wärme- und Stromerzeugungsoptionen aus unterschiedlichen Wärmeerzeugern sowie Kraftwerksarten in den Strom-Bilanzen des Modells gegenüberstellen zu können. Im Rahmen dieser Modellerweiterung wurden zudem weitere kleinere Anpassungen im bestehenden Modell vorgenommen. Die Anpassungen und Erweiterungen werden in den nachfolgenden Abschnitten genauer beschrieben.

B.1.1 Anpassung des Ziehungsmechanismus für Nutzerprofile

Das Modell zur Erzeugung von Nutzerprofilen für Wärme-, Warmwasser- und Strombedarf basiert wie in [Diefenbach et al. 2017] beschrieben auf der Zeitverwendungserhebung von 2012/13 (ZVE) des Statistischen Bundesamtes. Nach verschiedenen Schritten der Datenaufbereitung erfolgt eine Ziehung von Haushaltsprofilen der ZVE, um das erhobene Verhalten zur Erstellung der Nutzerprofile im Modell nutzen zu können. Im Modell Nutzerprofile von 2017 erfolgte die Ziehung der Haushalte aus der Menge der Befragungshaushalte zufällig¹⁷⁷. Da die Struktur der Befragungshaushalte der ZVE aber in ihrer Größe und Zusammensetzung nicht proportional zur Bevölkerungszusammensetzung ist, liegen in der ZVE sogenannte Hochrechnungsfaktoren für jeden Befragungshaushalt vor. Die Hochrechnungsfaktoren entsprechen der Vorkommenswahrscheinlichkeit des Befragungshaushalts in der Gesamtbevölkerung (vgl. [Maier 2014]) und werden nun im Rahmen der Ziehung von Nutzerprofilen berücksichtigt, damit die Gesamtzusammensetzung der Nutzerprofile der Struktur der Haushalte in der Gesamtbevölkerung bestmöglich entspricht.

Eine weitere Anpassung des Ziehungsmechanismus ist die erweiterte Berücksichtigung der Wohnfläche der Befragungshaushalte sowie der mittleren Anwesenheit von Haushaltsmitgliedern im Rahmen der Ziehung und der Zusammenführung zu einem Nutzerprofil. Wurde vormals bei der Zusammenführung von Haushalten zu einem Nutzerprofil nur die Personenzahl berücksichtigt, so erfolgt nun auch die Berücksichtigung der Wohnfläche (in 3 Klassen: $\leq 50 \text{ m}^2$; $> 50 \text{ m}^2$ und $\leq 100 \text{ m}^2$; $> 100 \text{ m}^2$) und der mittleren Anwesenheit an Wo-

¹⁷⁷ Bei der Ziehung wurde nach den Zeiträumen Winter, Übergang und Sommer unterschieden. Die Menge der Befragungshaushalte, welche der jeweiligen Ziehung zugrunde lag, enthielt nur ZVE-Haushalte mit gleicher Personenzahl und benötigter Saisonzugehörigkeit.

chentagen. Für die mittlere Anwesenheit wird die Menge der ZVE-Haushalte unterteilt in Haushalte mit einer Anwesenheit kleiner gleich bzw. größer 75%.

Auch ein optionaler Wechsel von drei Saisonzeiträumen (Winter, Übergang und Sommer) auf eine Zusammensetzung der Nutzerprofile aus 12 Befragungshaushalten (d.h. je Kalendermonat wird ein Befragungshaushalt gezogen) wurde programmtechnisch umgesetzt, aber bei der Erstellung der Nutzerprofile für die Analysen im vorliegenden Bericht nicht angewendet, da im Rahmen der Analyse des Gebäudebestands hier keine wesentlichen Vorteile vermutet wurden.

B.1.2 Nutzerprofile für den Haushaltsstromverbrauch

Neben den bereits beschriebenen Anpassungen des Nutzerprofilmodells erfolgte auch eine Erweiterung, welche die Erstellung von individuellen Haushaltsstromprofilen in einstündiger Auflösung erlaubt. Neben der Entwicklung individueller Haushaltsstromprofile für den heutigen Stromverbrauch wurde auch ein Verbrauchsmodell für das Jahr 2050 entwickelt. Die Modellierung sowie die Modellparameter und –annahmen werden in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben.

Entwicklung von Nutzerprofilen für den Haushaltsstromverbrauch:

Bei der Entwicklung der Nutzerprofile für den Haushaltsstrom wurde mit der ZVE 2012/13 [FDZ 2013] die gleiche Datenbasis gewählt, wie sie den Nutzerprofilen für Wärme- und Warmwasserverbrauch zugrunde liegt. Die in der Befragung erhobenen Aktivitäten der Haushaltsmitglieder wurden im Nutzermodell erfasst und nach der daraus abgeleiteten Verwendung elektrischer Haushaltsgeräte gruppiert. Auch die Anwesenheit der jeweiligen Personen im eigenen Haushalt wurde bei der Erstellung der Nutzerprofile für den Stromverbrauch berücksichtigt. Die entsprechenden Aktivitätscodes der ZVE werden in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: An Aktivitäten gebundene Verbrauchsanteile des Nutzerstromprofils

Haushaltsgeräte	Aktivität	ZVE-Aktivitätscode
Elektrischer Herd	Mahlzeiten vor- und zubereiten	411
	Haltbarmachen/Konservieren von Lebensmitteln	414
	Sonstige Aktivitäten im Bereich Zubereitung von Mahlzeiten	419
Geschirrspüler	Geschirreinigung, Tisch decken/abräumen	413
Staubsauger	Reinigung/Aufräumen der Wohnung	421
Waschmaschine, Trockner	Wäsche waschen	431
Bügeleisen	Bügeln und mangeln	432
Computer, Notebook	Computerspiele	763
	Computer (PC, Laptop/Notebook, Netbook, Tablet-Computer) und Smartphone	84-
Fernseher	Fernsehen und Video/DVD	820
Radio, CD-Spieler	Radio, Musik- oder andere Tonaufnahmen hören	830

Für die aufgeführten elektrischen Haushaltsgeräte konnten aus dem Datensatz elektrischer Lastgänge „Tracebase“ von [Reinhardt et al. 2012a; Reinhardt et al. 2012b] zeitlich hochaufgelöste Messdaten verwendet werden. Da die Messdaten das Ergebnis einer einsekündigen Leistungsmessung elektrischer Geräte sind,

wurde eine Mittelung der Lastdaten für die Zeitschrittweiten von 10 Minuten und 1 Stunde vorgenommen¹⁷⁸. Da der Datensatz für eine Gerätekategorie i. d. R. mehrere gemessene Lastgänge enthält, wurde eine zufällige Zuordnung vorgenommen und einem Haushalt ein individueller Lastgang für jedes Gerät zugewiesen.

Neben den Verbrauchslastgängen wurden für die in Tabelle 3 aufgeführten Haushaltsgeräte auch Standby-Verbrauchsmuster berücksichtigt. Diese werden bei der Modellierung des Nutzerstromprofils immer dann verwendet, wenn für ein Gerät in einem Zeitschritt keine Nutzeraktivität vorliegt bzw. kein Programm (z.B. ein Waschgang der Waschmaschine) durch das Gerät ausgeführt wird, dieses aber i. d. R. weiterhin an der Steckdose angeschlossen ist. Des Weiteren werden auch Haushaltsgeräte bei der Modellierung des Nutzerstromprofils berücksichtigt, welche nicht durch eine Aktivität eines Nutzers bedingt werden und somit zur Grundlast des Nutzerstromprofils gehören.

Tabelle 3: Nutzerunabhängige Verbrauchsanteile des Nutzerstromprofils

Haushaltsgeräte	Verbrauchstyp
Elektrischer Herd	Standby-Verbrauch
Geschirrspüler	Standby-Verbrauch
Waschmaschine, Trockner	Standby-Verbrauch
Radio, CD-Spieler	Standby-Verbrauch
Fernseher	Standby-Verbrauch
Kühlschrank	Dauerbetrieb
Gefrierschrank	Dauerbetrieb
Drucker	Standby-Verbrauch
Internetrouter	Dauerbetrieb
Ladegeräte Kleinverbraucher	Standby-Verbrauch

Da die ZVE nur für wenige der Gerätekategorien direkte Angaben zur Geräteausstattung eines Befragungshaushaltes enthält oder Rückschlüsse darauf erlaubt, wurde den Befragungshaushalten weitestgehend auf Basis der statistischen Daten aus den „Laufende Wirtschaftsrechnungen“ (LWR) 2016 des Statistischen Bundesamtes [Destatis 2016b] ein Bestand an elektrischen Geräten zugeordnet. Die verschiedenen Ansätze bei der Zuordnung der Geräteausstattung sind nachfolgend beschrieben:

- Der Ausstattungsgrad entspricht der Anzahl der laut ZVE-Befragung maximal gleichzeitig in einem Haushalt genutzten elektrischen Geräte eines Gerätetyps (Computer/Notebook; Fernseher; Radio/CD-Spieler)
- Der Ausstattungsgrad ergibt sich aus einer Zufallsziehung basierend auf dem Ausstattungsgrad und dem Ausstattungsbestand gemäß [LWR 2016]. Die maximale Anzahl je Haushalt ist hierbei für die Geräte begrenzt (Geschirrspüler – 1; Waschmaschine – 2; Wäschetrockner – 2; Kühlschrank – 2; Gefrierschrank – 2; Drucker – 2; Smartphone – 2; Internetrouter – 1)
- Für Bügeleisen und Staubsauger wurde ein Ausstattungsgrad von 100 % angenommen.
- Die Ausstattung mit elektrischen Herden wird basierend auf [Frondel et al. 2015b] mit 93 % angenommen. Die maximale Anzahl je Haushalt ist auf einen Herd begrenzt.

¹⁷⁸ Die Befragungsdaten der ZVE liegen in 10 Minuten-Auflösung vor. Das Simulationsmodell im Projekt arbeitet in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde.

Während das Nutzermodell erlaubt die erzeugten Stromprofile direkt zu verwenden, wurde für die Untersuchungen im Forschungsvorhaben EEGebäudeZukunft eine Normierung des Gesamtstromverbrauchs auf empirische Werte vorgenommen. Diese Normierung soll die Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit anderen Studien und den nationalen Energiebilanzen verbessern und basiert auf Daten einer Erhebung der Landesenergieagentur Nordrhein-Westfalen [EnergieAgentur.NRW 2015]¹⁷⁹. Die zugrundeliegenden Verbrauchsdaten nach Haushaltsgrößen und Geräte- bzw. Verbrauchskategorien sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Empirischer mittlerer Haushaltsstromverbrauch nach Haushaltsgröße und Gerätekategorie

	Jahresstromverbrauch (in kWh/a)				
	1 Pers.	2 Pers.	3 Pers.	4 Pers.	5 Pers.
Gesamt ¹⁸⁰	1.615	2.625	3.442	4.089	4.908
TV/Audio	288	414	560	588	695
Kühlen	183	222	246	268	274
Kochen	214	386	449	535	581
Licht	356	555	716	890	1.209
Trocknen	74	271	509	730	926
Spülen	71	214	346	455	551
Waschen	82	152	227	285	367
Gefrieren	79	231	311	396	486
Büro & Andere	386	560	702	797	967

Die Normierung für die in diesem Forschungsvorhaben verwendeten Nutzerprofile erfolgte auf Ebene der Gerätekategorien. Der mittlere Jahresverbrauch der elektrischen Geräte einer Gerätekategorie (für alle Haushalte gleicher Personenanzahl) wurde mit dem nach der unten angegebenen Gleichung errechneten Faktor auf den in Tabelle 4 angegebenen Wert normiert.

$$f_{el,i,j,norm} = \frac{\sum_k Q_{el,i,j,k}}{Q_{el,i,j,emp}}$$

Mit	$f_{el,i,norm}$	Normierungsfaktor für den mittleren Jahresverbrauch einer Gerätekategorie für alle Haushalte eines Haushaltstyps
	i	Gerätekategorie
	j	Haushaltstyp nach Personenanzahl
	k	Haushalt innerhalb eines Haushaltstyps
	$Q_{el,i,j,k}$	Jahresverbrauch des Nutzerprofiles k mit Haushaltsgröße j je Gerätekategorie i
	$Q_{el,i,j,emp}$	Empirischer mittlerer Jahresverbrauch

¹⁷⁹ Es wurden die empirischen Werte für Haushalte ohne eine elektrische Warmwasserbereitung verwendet. Die Daten der Verbrauchserhebung enthalten ebenfalls Angaben für den Stromverbrauch für Umwälzpumpen der Heizungsanlage. Diese wurden im Modell zur Erstellung von Nutzerprofilen nicht berücksichtigt, da sie gesondert im Teilmodell zur Berechnung der Wärmebedarfe von Gebäude ermittelt werden.

¹⁸⁰ Der Gesamtstromverbrauch je Haushaltstyp entspricht den in [EnergieAgentur.NRW 2015] angegebenen empirischen Werten, bereinigt um den Anteil des Stromverbrauchs für Heizungsumwälzpumpen.

Abweichend von der Verwendung der Befragungsdaten der ZVE für die allgemeine Modellierung des Stromverbrauchs der Nutzerprofile mussten für zwei Verbrauchskategorien (Trockner, Beleuchtung) andere Ansätze verfolgt werden.

1) Trockner: Aus der ZVE-Codierung der Aktivitäten der Befragten lässt sich die Nutzung des Trockners nicht erkennen. Aus diesem Grund wurde die Anzahl der Nutzungshäufigkeit des Trockners im Modell so angelegt, dass (in Haushalten, die einen Trockner benutzen) nach jedem zweiten Waschgang auch der Trockner genutzt wird. Diese Nutzungshäufigkeit deckt sich in etwa mit den Angaben aus [Fronde et al. 2015a, die eine etwa doppelt so häufige Nutzung der Waschmaschine ermittelt haben. Die Normierung nach Tabelle 4 und der darunter angegebenen Gleichung wird aber ebenfalls auf die Gerätekategorie „Trockner“ angewendet.

2) Beleuchtung: Da die Befragungsdaten der ZVE keinerlei Rückschlüsse auf die Beleuchtung der Wohnung erlauben, musste für den Anteil des Beleuchtungsstroms am Haushaltsstrom ein anderer Modellierungsansatz gefunden werden. Der vereinfachte Modellierungsansatz bedient sich hierbei des Anteils des Beleuchtungsstroms am mittleren Gesamtstromverbrauch der Haushalte je Haushaltsgröße basierend auf den Angaben in [EnergieAgentur.NRW 2015] (vgl. Tabelle 5).

Tabelle 5: Anteil des Beleuchtungsstromverbrauchs am Gesamtstromverbrauch nach Haushaltsgröße

	Anteil am Jahresstromverbrauch (in %)				
	1 Pers.	2 Pers.	3 Pers.	4 Pers.	5 Pers.
Licht	11,4	10,9	10,8	11,3	12,8

Zur Erzeugung des Beleuchtungsstromprofils wurde festgelegt, dass proportional zur Anwesenheit der Bewohner eines Haushalts (unter Berücksichtigung des Schlafverhaltens) und antiproportional zur mittleren Globalstrahlung der Leistungsbedarf für Beleuchtung ansteigt. Die mittlere Globalstrahlung wurde dabei je Zeitschritt aus allen im Teilmodell „Wetterdaten“ verwendeten Messstationen gebildet. Der Grenzwert der Globalstrahlung, ab dem keine Beleuchtung mehr genutzt wird, wurde auf 200 W/m² festgelegt. Der Verlauf des Beleuchtungsstromprofils ist in Abbildung 116 in Form des mittleren Beleuchtungsstromprofils über alle Haushalte sowie in Abbildung 117 exemplarisch für eines der erzeugten Nutzerprofile (rechts) dargestellt.

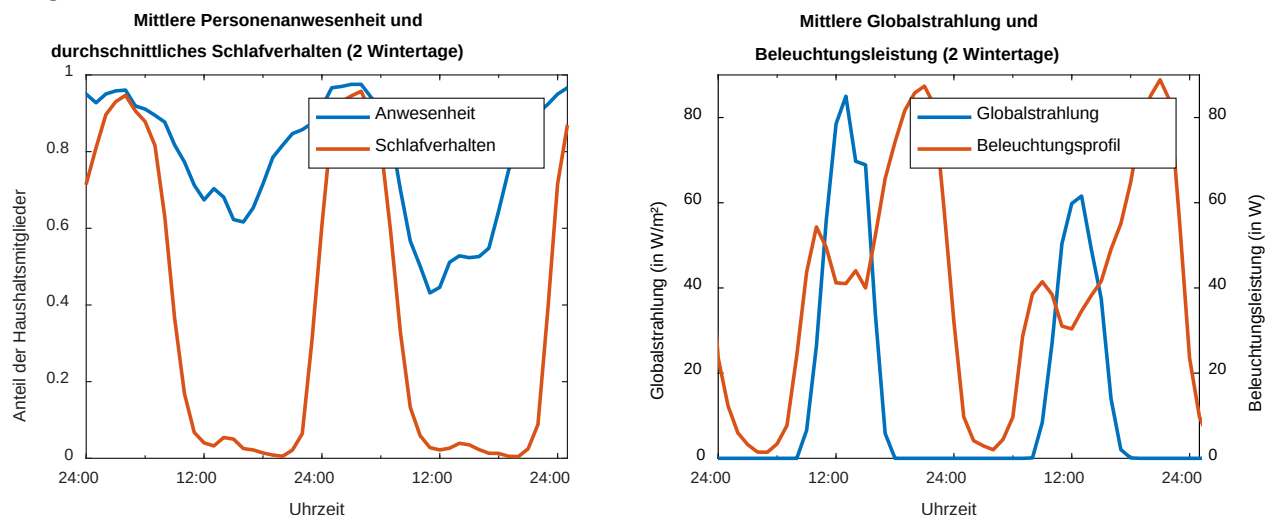


Abbildung 116: Darstellung des mittleren Beleuchtungsprofils sowie zugrundeliegender Eingangsdaten

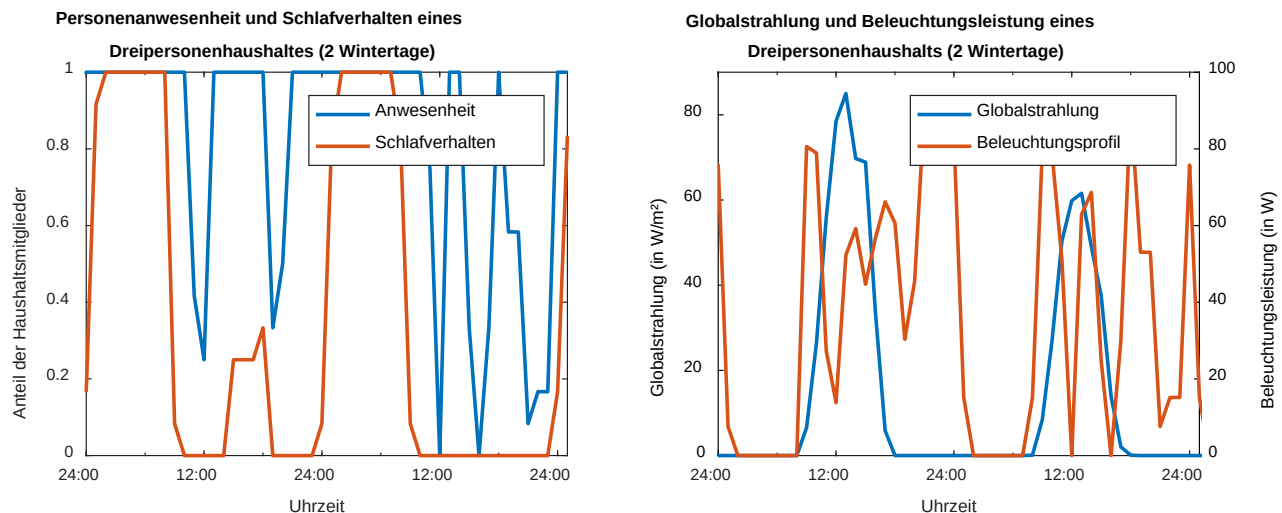


Abbildung 117: Darstellung eines Einzelprofils für Beleuchtung sowie zugrundeliegender Eingangsdaten

Plausibilisierung der Haushaltsstromprofile:

Eine Plausibilisierung der modellierten Stromprofile für Privathaushalte in Deutschland erfolgte schrittweise auf verschiedenen Ebenen. Im ersten Schritt erfolgte ein Abgleich mit dem in der Energiewirtschaft genutzten Standardlastprofile (SLP) H0 für private Haushalte, welches der BDEW in den 1990er Jahren für die Leistungsbedarfsschätzung nichtleistungsgemessener Verbraucher veröffentlicht hat. Hierfür wurden die im Modell erzeugten Profile gemittelt und das mittlere Jahresprofil dem SLP H0 gegenübergestellt. Es wird deutlich, dass die im Jahresverlauf vorliegende Dynamik des SLP H0 zwischen Sommer und Winter (Abbildung 118 Mitte „H0 für 2012“) durch die im Modell erzeugten Nutzerstromprofile nicht abgebildet wird (Abbildung 118 oben „2012“). Da die für das Forschungsvorhaben modellierten Profile wichtige Verbrauchsbestandteile realer Haushalte nicht berücksichtigen, nämlich die im Simulationsmodell direkt berechneten Stromverbräuche zur Wärmeerzeugung, wurde eine weiterführende Plausibilisierung vorgenommen. In einem angepassten mittleren Nutzerstromprofil wurden anteilig Stromverbräuche für elektrische Warmwasser- und Raumwärmeerzeugung sowie Hilfsstromverbräuche für Heizungsumwälzpumpen berücksichtigt. Hierbei wurden die Angaben in Tabelle 6 zum Anteil der jeweiligen Verbrauchsart am Jahresverbrauch und ein jeweils zugehöriges dynamisches Basisprofil verwendet. Das angepasste Profil zeigt nun einen deutlich dynamischeren Jahresverlauf und eine ähnliche Spreizung des mittleren Verbrauchs zwischen Winter (Okt.-Mär.) und Sommer (Jun.-Aug.) (siehe Abbildung 118 unten „2012 inkl. Warmwasser, Heizstrom und Hilfsstrom“).

Tabelle 6: Eingangsgrößen zur Anpassung des mittleren Nutzerstromprofils

Verbrauchsanteil	Anteil am Jahresverbrauch	Bezugsgröße	Bezugsprofil	Quelle
Warmwasser elektrisch	14 %	Stromverbrauch	Nutzerprofil Warmwasser	[BMWi 2016]
Raumwärme elektrisch	6 %	Raumwärmeverbrauch inkl. Verluste	Gebäudewärmebedarf inkl. Verluste	[BDEW 2010]
Umwälzpumpen	6 %	Stromverbrauch	Gebäudewärmebedarf inkl. Verluste	[EnergieAgentur.NRW 2015]

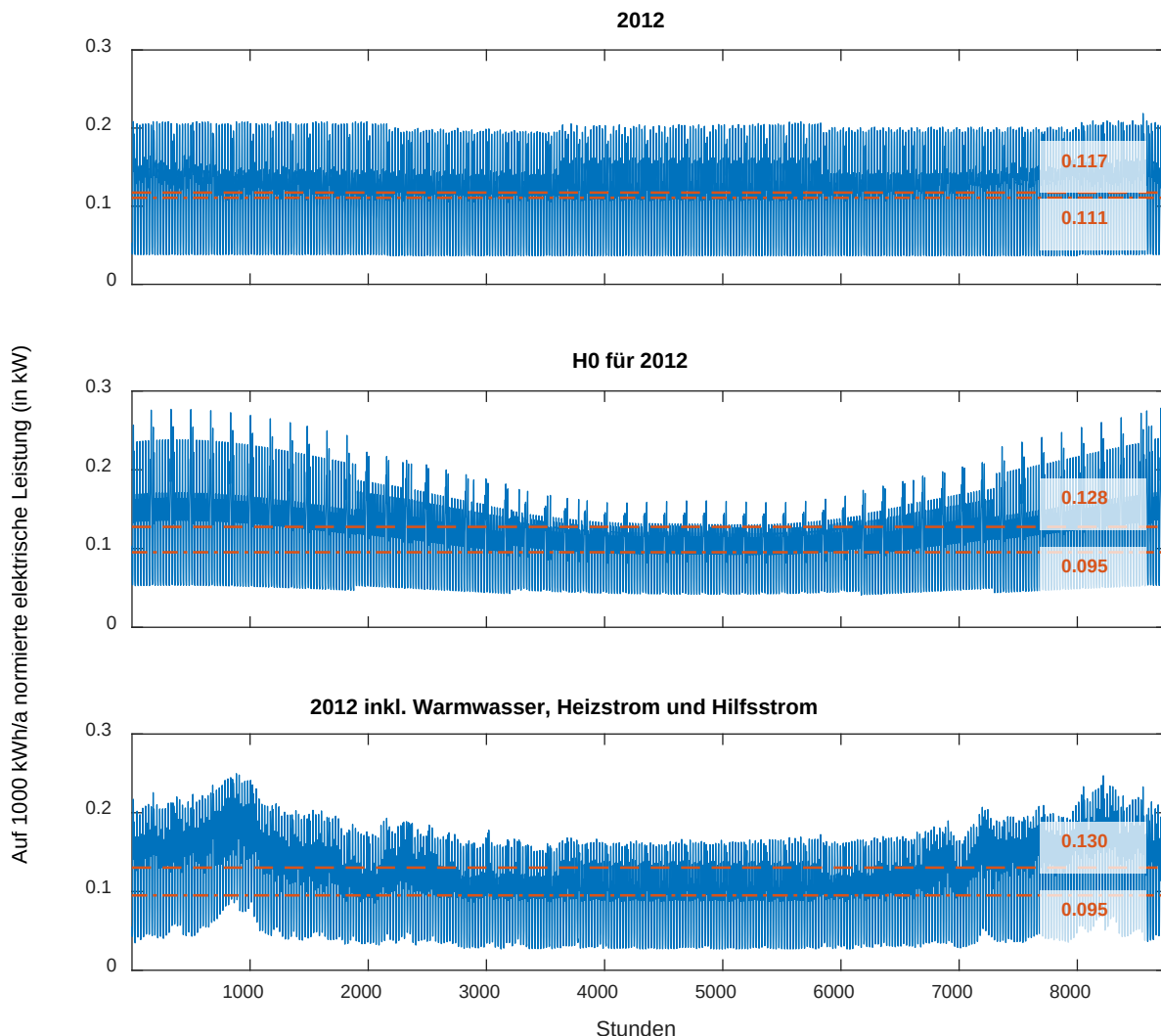


Abbildung 118: Vergleich des Nutzerstromprofils mit dem Standardlastprofil H0 und einem erweiterten Nutzerstromprofil
(Horizontale gestrichelte Linien stellen die mittlere Leistung im Winter (oben) und Sommer (unten) dar)

Die im Nutzerstrommodell nicht berücksichtigten Verbrauchsbestandteile werden im Gesamtmodell des Forschungsvorhabens im Gebäude-Modul abgebildet. In der Strombilanz des Gesamtmodells liegt bei einem entsprechenden Anteil an elektrischer Raumwärme- und Warmwasserbereitung also eine Sommer-Winter-Dynamik vor. Ergänzend erfolgte zudem noch eine weitere Überprüfung der Jahresverläufe. Die im Nutzerstrommodell zugrundeliegenden statistischen Daten zur Geräteausstattung basieren wie bereits beschrieben auf Daten der [Destatis 2016b] für das Jahr 2015. Vor dem Hintergrund des abweichenden Jahresverlaufs wurden auch Nutzerstromprofile mit einer Geräteausstattung sowie mit Verbrauchsanteilen je Verbrauchskategorie (vgl. Tabelle 4) für das Jahr 2005 berechnet¹⁸¹. Die Anpassung der Eingangsdaten trägt jedoch nur marginal zu einer Veränderung des Jahresverlaufs bei. Das Nutzerstrommodell liefert somit bezogen auf den Jahresverlauf plausible und für den Anwendungszweck geeignete Ergebnisse.

¹⁸¹ Den Eingangsdaten dieser Modellierung liegt die Studie [IER, RWI, ZEW 2010] (Teil C, Tabelle 3.3) zugrunde.

Die weitere Plausibilisierung der Nutzerstromprofile erfolgte auf der Ebene der Werktage und Wochenendtage. Diese Einteilung der Haushaltsstage liegt dem gesamten Nutzerprofilmodell zugrunde und wurde auch bei der Erzeugung der Stromprofile angewandt (vgl. [Diefenbach et al. 2017]). Im Vergleich dazu berücksichtigt der Algorithmus zur Erstellung des SLP H0 die drei Tagkategorien Wochentag, Samstag, Sonntag, welche abschließend von einer Dynamisierungsfunktion überlagert werden. Zur Überprüfung der Plausibilität der Tagesverläufe wurden sowohl ein mittleres Tagesprofil für Wochentage als auch für Wochenendtage für die erzeugten Nutzerprofile erstellt. Beide mittleren Profile wurden anschließend dem SLP H0 gegenübergestellt (Abbildung 119).

Der Vergleich dieser mittleren Lastgänge zeigt einen im Tagesverlauf ähnlichen Leistungsbedarf der Nutzerprofile und des SLP H0. Auffällig ist jedoch, dass die Abendspitzen im Nutzerstrommodell etwas ausgeprägter sind als im SLP H0. Zudem ist der mittlere Leistungsbedarf der Nutzerprofile in den Nachtstunden (etwa zwischen Mitternacht und 5 Uhr) niedriger als im SLP H0. Gründe hierfür können vielfältig sein und z.B. in einer seit den 1980er bzw. 1990er stark veränderten Geräteeffizienz liegen. So führt der Ersatz von Glühbirnen durch Energiespar- und LED-Lampen sowie der reduzierte Standbyverbrauch neuer Geräte zu einem geringeren Strombedarf in der Nacht. Umgekehrt führte der Wechsel von der Kathodenstrahltechnologie („Röhre“) zu LCD-Panelen, die immer größeren Bild diagonalen der Geräte sowie das zusätzliche Streaming- und On-Demand-Angebot, welches meist zusätzliche Geräte benötigt, im Bereich der TV Nutzung zu einem Anstieg des Leistungsbedarfs¹⁸². Dieser Leistungsbedarf liegt überwiegend am Abend vor¹⁸³.

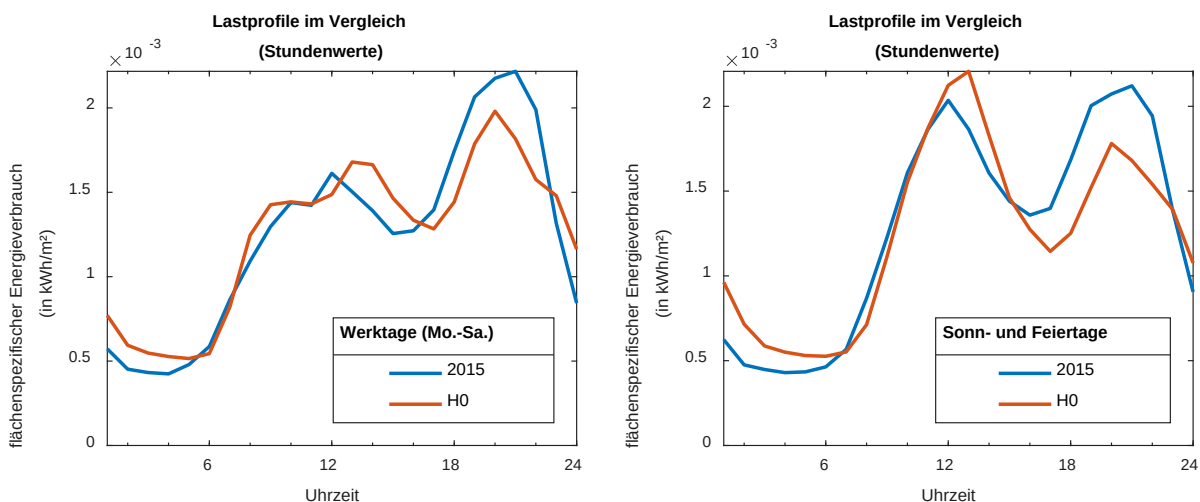


Abbildung 119: Vergleich der mittleren Tageslastgänge für Werktage sowie Sonn- und Feiertage der Nutzerstromprofile und des Standardlastprofils H0

Trotz der im Modell vergleichsweise einfachen Abbildung einer begrenzten Anzahl an Haushaltsgeräten und die Beschränkung der zeitlichen Auflösung der Befragungsdaten der ZVE 2012/13 auf eine Auflösung von zehn Minuten, liefern die Nutzerstromprofile in der Gesamtheit plausible Verbrauchslastgänge und können somit für die mit dem Gesamtmodell zu untersuchenden Fragestellungen verwendet werden.

¹⁸² Eine Auswertung der Gerätelastgänge von [Reinhardt et al. 2012a; Reinhardt et al. 2012b] zeigte einen um ca. 10 % höheren Leistungsbedarf der LCD-Fernseher (LCD: 102 W) gegenüber den klassischen Röhrenfernsehern (CRT: 91 W) während der Nutzung. Im Standbybetrieb war ebenfalls der Leistungsbedarf der LCD-Geräte höher (LCD: 0,67 W; CRT: 0,51 W).

¹⁸³ Die Analyse der ZVE 2012/13 zeigt eine besonders intensive Fernsichtnutzung ab ca. 19:00 Uhr bis ca. 23:00 Uhr. Der Höchstwert liegt etwa gegen 21:30 Uhr vor. Zu diesem Zeitpunkt wird in 47,8 % aller Personentagebücher die Aktivität „Fernsehen und Video/DVD“ angegeben.

Für eine über den Gesamtbestand hinausgehende Untersuchung von Einzelgebäuden sind die besonderen Modellierungsansätze der Nutzerprofile zu beachten. So führt die Zusammensetzung eines Nutzerprofils aus je drei Haushaltstagen von drei Haushalten der ZVE 2012/13 zwangsläufig zu einem Sprung des Verhaltens des Haushalts beim Wechsel der Saison. Die Normierung auf empirische Jahreswerte kann in diesem Zusammenhang zudem zu starken temporären Spitzenverbräuchen in nur einzelnen Jahreszeiten führen, wenn z.B. zwei der Erhebungshaushalte eine geringe Nutzung eines Haushaltsgerätes aufweisen, der dritte Erhebungshaushalt das Gerät jedoch deutlich stärker nutzt. Eine beispielhafte Darstellung der Sprünge im Nutzerverhalten zeigt Abbildung 120, in der für zwei zufällig ausgewählte Nutzerprofile der Nutzerstromlastgang sowie die saisonalen und der Jahresmittelwert dargestellt werden. Für die Untersuchungen der nahezu klimaneutralen Gebäudekonzepte auf Einzelgebäudeebene im Projektbericht Teil 2 [Großklos et al. 2019] wurde deshalb für jeden Gebäudestandard eine Nutzerprofilschar ausgewertet und die sich aus den Profilen ergebenden Streuungen und Spitzen somit für das Einzelgebäude besser bewertbar gemacht.

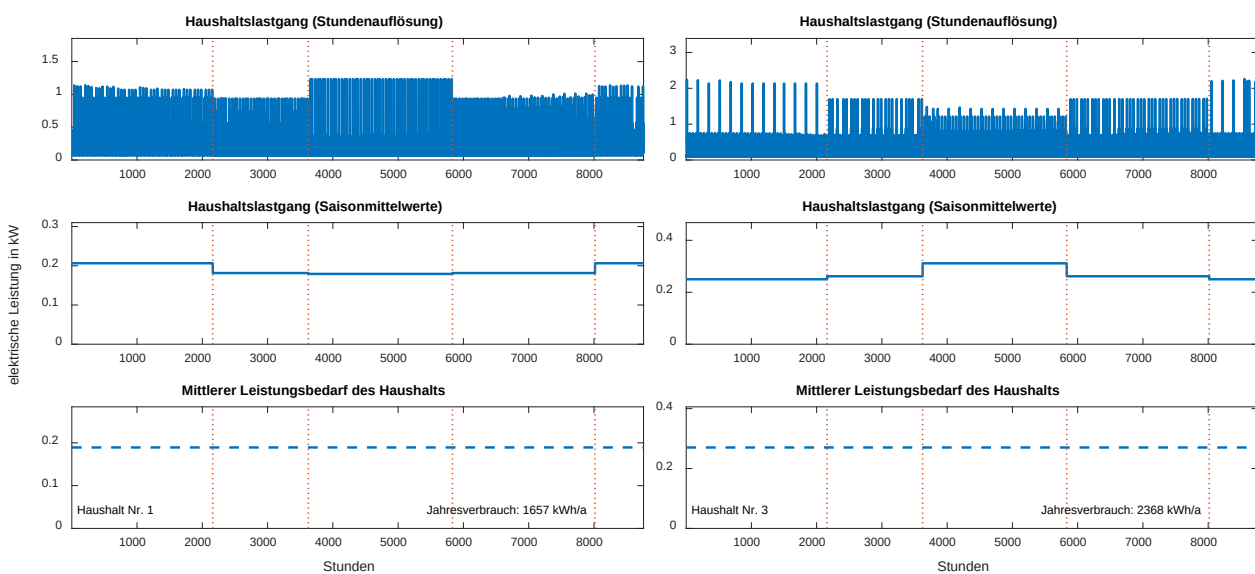


Abbildung 120: Stromprofile in Stundenauflösung sowie saisonale und Jahresmittelwerte für zwei beispielhafte Nutzerprofile

B.1.3 Anpassung des Programmteils zur Berechnung der internen Wärmegewinne

Die Berechnung eines für jedes Nutzerprofil individuellen Stromprofils ermöglichte ebenfalls den Modellansatz zur Modellierung der internen Wärmegewinne zu überarbeiten. Im ursprünglichen Modell lag den internen Wärmegewinnen jedes Nutzerprofils eine Zufallsziehung zugrunde, welche zur Berücksichtigung von Abwesenheits- und Nachtzeiten angepasst wurde. Das Nutzermodell wurde jetzt dahingehend angepasst, dass die Zufallsziehung der mittleren internen Wärmelast durch eine Verknüpfung mit der Personenanwesenheit und der Nutzung elektrischer Haushaltsgeräte ersetzt wird. Somit wird im Modell für jedes Nutzerprofil nun jede anwesende Person mit einer Wärmeleistung von 80 W angenommen, welche in den Nachtstunden um 10 % reduziert wird. Diesem Anteil der internen Wärmegewinne aus Personenanwesenheit wird ein weiterer Anteil aus der Nutzung elektrischer Haushaltsgeräte hinzuaddiert. Dieser Anteil aus der Nutzung elektrischer Geräte basiert auf der Annahme, dass die bezogene elektrische Leistung der Geräte innerhalb des einstündigen Zeitschrittes vollständig in eine Wärmeleistung gleicher Größe umgewandelt wird. Dennoch müssen für jede Gerätekategorie Nutzbarkeitsfaktoren berücksichtigt werden, die eine anteilige Wärmeabgabe über die Systemgrenze des Haushalts abbilden, z.B. durch gleichzeitiges Lüften beim

Kochen oder durch das Abpumpen des erwärmten Abwassers der Waschmaschine. Diese angenommenen Nutzbarkeitsfaktoren sind in Tabelle 7 angegeben.¹⁸⁴

Tabelle 7: Angenommene Nutzbarkeitsfaktor der elektrischen Leistung zur Modellierung internen Wärmegewinne

Gerätekategorie								
TV/Audio	Kühlen	Kochen	Licht	Trocknen	Spülen	Waschen	Gefrieren	Büro & Andere
100 %	95 %	40 %	95 %	25 %	40 %	10 %	75 %	90 %

B.1.4 Modellierung des Stromverbrauchs für das Jahr 2050

Die Modellierung eines für das Jahr 2050 prognostizierten Stromverbrauchs der Privathaushalte erfolgte auf Basis eines vergleichsweise konservativen Prognoseansatzes, ohne allerdings Zuschläge für neuartige (bisher nicht bekannte) Stromnutzungen vorzusehen. Auch die mögliche Erhöhung des Strombedarfs durch einen steigenden Klimatisierungsbedarf in Wohngebäuden bis 2050 wurde nicht berücksichtigt (siehe hierzu auch die Anmerkungen in Anhang A.2). Für die in Tabelle 8 dargestellten Verbrauchskategorien des Haushaltsstroms wurden absehbare Energieeinsparungen während des Betriebs recherchiert. Die Grundlagen dieser prognostizierten Einsparung sind insbesondere die aus der EU Ökodesignrichtlinie¹⁸⁵ folgenden Effizienzsteigerungen von Neugeräten, die nach dem etablierten europäischen Energieverbrauchslabel¹⁸⁶ heute existierenden Geräte mit besonders geringem Verbrauch (z.B. A+++ bei Kühl- und Gefrierschränken)¹⁸⁷ sowie der abzusehende (teils mehrfache) Austausch der Haushaltsgeräte bis 2050. Die Einsparung wurde dabei für alle Haushaltsgrößen gleich angenommen.

Tabelle 8: Prognostizierter mittlerer Haushaltsstromverbrauch nach Haushaltsgröße und Gerätekategorie für das Jahr 2050 und Reduktion gegenüber 2015

	Jahresstromverbrauch (in kWh/a)				
	1 Pers.	2 Pers.	3 Pers.	4 Pers.	5 Pers.
Gesamt	998	1.632	2.121	2.523	2.989
	Reduktion gegenüber 2015: 38 %				
TV/Audio	64	92	125	131	155
	Reduktion gegenüber 2015: 75 %				
Kühlen	133	162	179	196	200
	Reduktion gegenüber 2015: 56 %				
Kochen	162	292	339	405	439

¹⁸⁴ Die hier angenommenen Nutzbarkeitsfaktoren sind Schätzwerte (vgl. frühere Schätzungen von [Feist 1994] und [Rouvel 1984]).

¹⁸⁵ „Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte (Neufassung)“.

¹⁸⁶ Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen (Neufassung)“ sowie „Verordnung (EU) 2017/1369 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2017 zur Festlegung eines Rahmens für die Energieverbrauchskennzeichnung und zur Aufhebung der Richtlinie 2010/30/EU“.

¹⁸⁷ Diesen Verbrauchsdaten liegt eine Auswertung von Verbrauchsdaten der Online-Portale <http://www.stromverbrauchinfo.de> und <http://www.spargeraete.de> zugrunde. Hierbei wurden besonders sparsame Geräte den Geräten mit schlechterem Energieeffizienzlabel bzw. höherem Jahresverbrauch gegenübergestellt.

	Jahresstromverbrauch (in kWh/a)				
	1 Pers.	2 Pers.	3 Pers.	4 Pers.	5 Pers.
	Reduktion gegenüber 2015: 15 %				
Licht	53	83	114	145	175
	Reduktion gegenüber 2015: 72 %				
Trocknen	21	78	147	211	268
	Reduktion gegenüber 2015: 47 %				
Spülen	33	100	161	212	257
	Reduktion gegenüber 2015: 31 %				
Waschen	33	62	92	115	149
	Reduktion gegenüber 2015: 54 %				
Gefrieren	27	78	104	133	163
	Reduktion gegenüber 2015: 49 %				
Büro&Andere	472	685	859	975	1.183
	Keine Reduktion gegenüber 2015 prognostiziert				

Mit dem prognostizierten effizienteren Bestand an Haushaltsgeräten ergibt sich ein deutlich reduzierter mittlerer Stromverbrauch der erzeugten Nutzerprofile von etwa 1520 kWh/a (bzw. rund 17 kWh/m²a bezogen auf die Wohnfläche) in 2050 im Vergleich zu ca. 2460 kWh/a (bzw. 27 kWh/m²a) in 2015 (Abbildung 121).

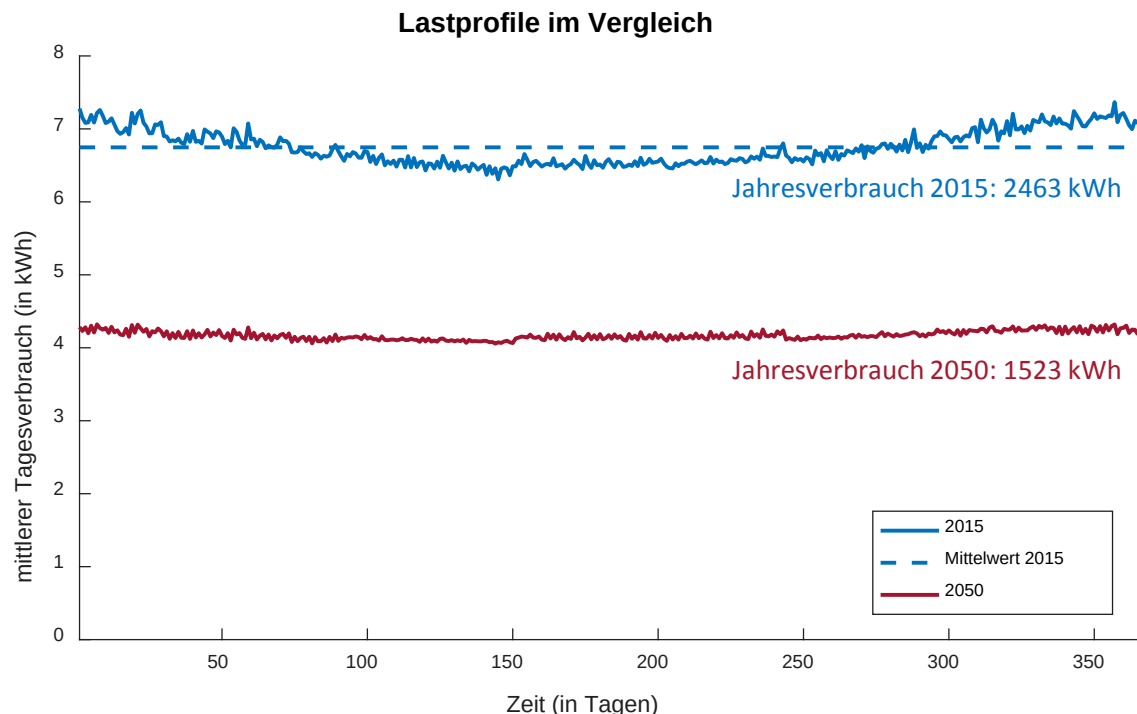


Abbildung 121: Vergleich des mittleren Strombedarfs der Nutzerprofile für das Jahr 2015 und 2050

B.2 Ergänzung der Ansätze für Wetterdaten sowie Photovoltaik- und Windstromertrag

B.2.1 Wetterdaten

Die Anzahl der Messstationen für Strahlungsdaten konnte von bisher 21 im Projektzwischenbericht durch die Integration von Daten aus SCAPP-Stationen des Deutschen Wetterdienstes auf 30 erhöht werden. Dadurch wurden die Lücken in der regionalen Verteilung der Wetterdaten besonders in der Zone 3 (Nordrhein-Westfalen, Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland) geschlossen. Zu den Stationen für die Strahlungsdaten wurden auch die Temperaturdaten gewählt. Nur bei Münster/Osnabrück und Gießen lagen keine parallelen Temperaturdaten vor und es mussten nahe gelegene Messstation mit den Strahlungsdaten kombiniert werden.

Die Messstationen für Winddaten wurden nochmals überarbeitet und teilweise geeignetere Standorte für die Hochrechnung von Winderträgen verwendet¹⁸⁸.

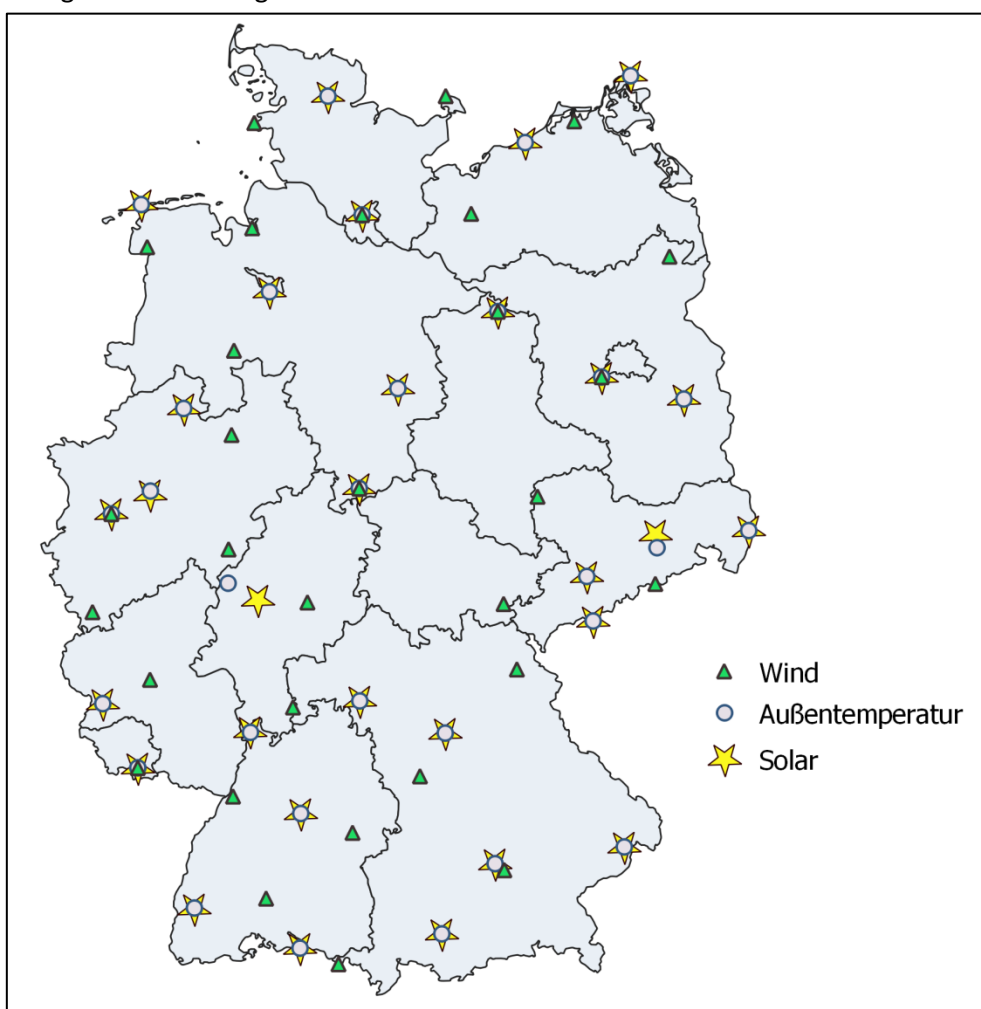


Abbildung 122: Visualisierung der verwendeten Messstationen für Solarstrahlung, Außentemperatur und Windgeschwindigkeit (eigene Darstellung mit Kartenquelle: Bundesamt für Kartografie und Geodäsie)

¹⁸⁸ Für die Analyse in Hessen in Kapitel 5.5 wurden weitere hessische Windmessstationen herangezogen, die in Abbildung 122 nicht mit eingezeichnet sind.

Die bereits im Projektzwischenbericht [Diefenbach et al. 2017] beschriebene Einteilung der Bundesländer in sieben Zonen (inklusive Offshore-Bereich) ist noch einmal in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Einteilung Deutschland in Zonen [Diefenbach et al. 2017]

Nr.	Bezeichnung der Zone	Lage
1	Nord-West	Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen
2	Nord-Ost	Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt
3	Mitte-West	Hessen, NRW, Rheinland-Pfalz, Saarland
4	Mitte-Ost	Sachsen, Thüringen
5	Süd-West	Baden-Württemberg
6	Süd-Ost	Bayern
7	Offshore	Offene Wasserflächen in Nord- und Ostsee

B.2.2 Photovoltaik

Im Vergleich zum Projektzwischenbericht werden PV-Anlagen nun mit je (Wetterdaten-)Standort einer Dach- und einer Freiflächenanlage modelliert, d. h. insgesamt 60 Anlagen an 30 Standorten statt bisher 33 Anlagen an 21 Standorten. Im Modell werden nun für jeden Standort sowohl Dach- als auch Freiflächenanlagen angesetzt. Die Aufteilung zwischen beiden Typen erfolgt mit dem realen Anteil der Freiflächenanlagen zum Ende 2017 je Bundesland, im Mittel 25,5 % der gesamten PV-Leistung. Der Ertrag der PV-Anlagen bzw. die Vollbenutzungsstunden wurden mit Messwerten der Jahre 2015 bis 2017 plausibilisiert.

Dachflächenanlagen

Aus [Corradini 2013] wurden die dort für Dächer von Einfamilienhäusern angegebenen Orientierungen auf 7 Klassen umgerechnet (siehe Abbildung 123). Es ergibt sich ein leichter Schwerpunkt bei Südorientierung (-15 bis +15) und eine relativ gleichmäßige Abnahme Richtung Ost/West. Da zu erwarten ist, dass die gut geeigneten Süddächer überproportional stärker genutzt werden, sind im Modell Südausrichtungen stärker vertreten. Eine regionale Differenzierung der Dachorientierung wurde nicht vorgenommen und die Werte sowohl für EFH als auch für MFH verwendet.

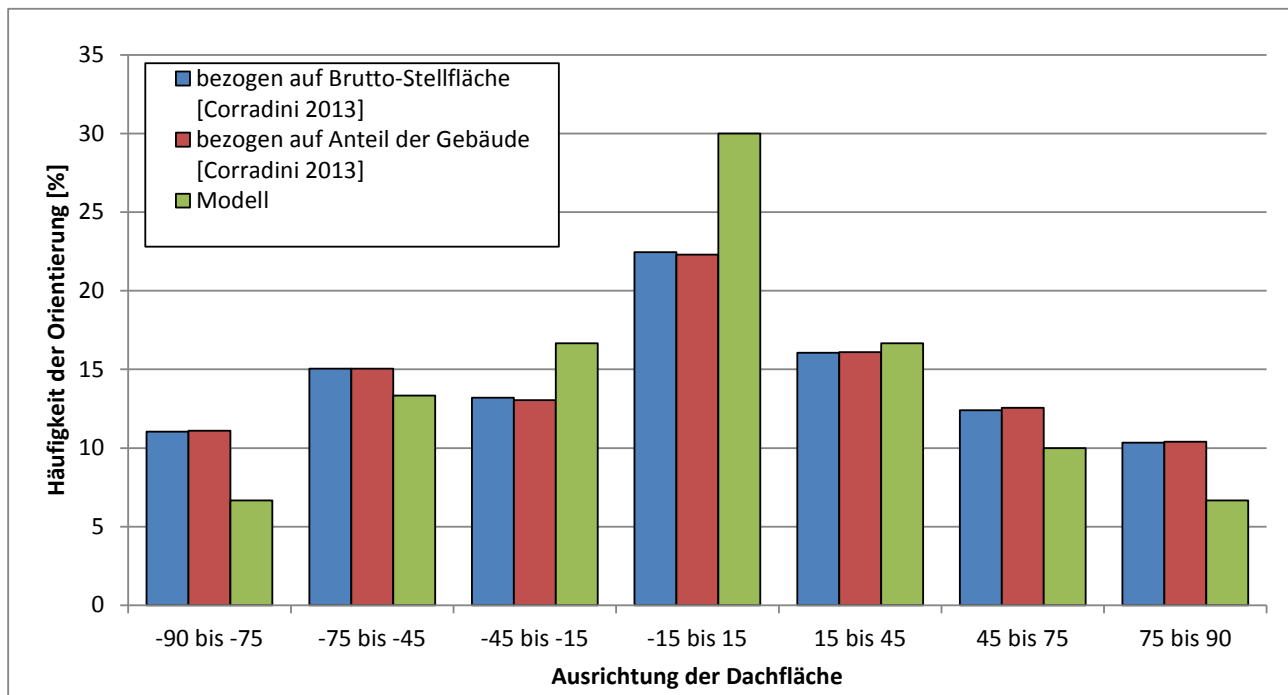


Abbildung 123: Dachflächenverteilung von Einfamilienhäusern nach [Corradini 2013] und im Modell

Als verwendete Zelltechnologie wurden Auswertungen von [EuPD 2016] der Jahre 2007 bis 2015 verwendet und über die Zubauraten für PV-Anlagen der einzelnen Jahre gewichtet. Daraus ergeben sich folgende Anteile:

Tabelle 10: Prozentuale Verteilung der Zelltechnologien von PV-Dachanlagen

Zelltechnologie	Anteil in [EuPD 2016]	Anteil im Modell
Silizium (mono/poly)	94,1 %	93,6 %
Dünnschicht	5,9 %	6,4 %

Die Silizium-Module wurden im Mittel mit 15 % Wirkungsgrad angesetzt (Annahme 58 % polykristallin, 42 % monokristallin), CdTe mit 16 % und CIS-Module mit 11 %.

Der Neigungswinkel der Dachflächen wird in [Lödl et al. 2010] mit typischerweise 35° angegeben. In [Scheffler 2002] sind für Ein-/Zweifamilienhaussiedlungen mit 42° und für Zeilenbebauung mit 30° angegeben. Die Regeldachneigung, ab der nicht mehr mit eindringendem Regenwasser beim Ablauf zu rechnen ist, liegt je nach Dacheindeckung zwischen 15° (Kunststoffplatten) und 30° (Doppelmuldenfalzziegel) [Wiki Dachneigung 2017].

Als Neigungswinkel wird im Modell bei Dachflächen ein Basiswert von 35° gewählt, der in den verschiedenen Regionen zwischen 25° und 40° variiert wird. Außerdem ist eine leichte Abnahme des Neigungswinkels von Nord nach Süd angenommen. Flachdächer werden wie Freiflächenanlagen behandelt.

Die Anlagengröße wird nicht variiert, da sie im Modell keinen Einfluss auf die Berechnungsergebnisse besitzt und die Gesamtleistung als Parameter verändert wird.

Die Aufteilung des Gesamtertrags der Photovoltaikanlagen (Dach- und Freiflächenanlagen) auf die Regionen wurde gemäß Tabelle 11 vorgenommen. Die Werte orientieren sich ungefähr an aktuellen Leistungen und Vollbenutzungsstunden (IWU-Auswertungen für die Jahre 2012-2015 auf Basis von [AEE 2018]).

Tabelle 11: Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen (Dach- und Freiflächenanlagen) nach Regionen in den Modellrechnungen

Region	PV-Ertrag
1	11%
2	17%
3	21%
4	7%
5	13%
6	30%

Freiflächenanlagen

Der Anteil der Freiflächenanlagen wurde je Bundesland nach [AEE 2018] mit Stand Ende 2017 verteilt (siehe Tabelle 12). Es wurde eine Südausrichtung unterstellt, der Neigungswinkel liegt bei 30°, wobei die nördlichsten Anlagen mit einem etwas steileren optimalen Neigungswinkel modelliert wurden (33°), für die Anlagen in Alpennähe wurde wegen des besseren Abrutschverhaltens für Schnee im Winter 35° unterstellt.

Tabelle 12: Anteil der Freiflächenanlagen (Anlagenleistung) in den 7 Regionen an der gesamten PV-Leistung in den Modellrechnungen

Region	Anteil Freiflächenanlagen an PV
1	18%
2	63%
3	12%
4	46%
5	7%
6	19%
7	0%
Mittelwert	25.5%

B.2.3 Windkraft

Im Modell für die Windkraftanlagen wurde die Anzahl der modellierten Anlagen unverändert bei 30 Onshore und 3 Offshore-Anlagen belassen, die Standorte der Onshore-Messstationen wurden aber optimiert und die Rauigkeitsexponenten zur Beschreibung der Umgebung der Messstation wurden angepasst und die Vollbenutzungsstunden der Anlagen wurden überprüft.

Der Ertrag der Onshore-Windkraftanlage wurde (ähnlich wie bei der Photovoltaik basierend auf Angaben zur Stromerzeugung in den vergangenen Jahren [AEE 2018]) gemäß Tabelle 13 auf die sechs Regionen verteilt. Insgesamt kommt der Winderzeugung im Binnenland in den Modellrechnungen ein Anteil von 60 % zu, für die übrigen 40 % wird die Erzeugung in Offshore-Anlagen auf dem Meer angenommen.

Tabelle 13: Verteilung der Onshore-Windkrafterzeugung auf die Regionen in den Modellrechnungen

Region	Ertrag Onshore-Windkraft
1	40%
2	29%
3	19%
4	5%
5	3%
6	4%

B.3 Ergänzungen des Modells für den Wohngebäude-Wärmebedarf

Die Ansätze zur Analyse des Wärmebedarfs der Gebäude sind in der Modellbeschreibung [Diefenbach et al. 2017] in Kapitel 6.2 beschrieben.

Im vorliegenden Bericht wurden die Wetterdaten auf die nun verfügbaren 30 Standorte ausgeweitet.

Bei der Berechnung der geglätteten Nutzungsprofile für Nah- bzw. Fernwärmenetze waren im ursprünglichen Modell geglättete Nutzungsprofile auf die jeweiligen Typgebäude angewendet worden. Realitätsnäher ist dagegen die Berechnung einer größeren Anzahl von Einzelgebäude-Wärmeverbräuchen mit individuellen Nutzungsprofilen und deren anschließende Mittelung. Das Modell wurde entsprechend weiterentwickelt und dieser Ansatz für die Berechnungen in der vorliegenden Untersuchung angewendet. Pro Gebäudetyp wurden dabei 10 Nutzungsprofile berücksichtigt. Darüber hinaus wurden in den Simulationsrechnungen die Profile der unterschiedlichen am jeweiligen Standort vorhandenen Gebäudetypen entsprechend ihrer jeweiligen Gesamt-Wohnfläche zu einem mittleren Nah-/Fernwärmeprofil kombiniert.

Im Hinblick auf die Raumsolltemperatur wurde das Modell dahingehend erweitert, dass nun systematische Verschiebungen je nach Wärmeschutzstandard berücksichtigt werden können. Möglich ist dies durch Temperaturzuschläge bzw. -abschläge auf die im Nutzungsprofil festgelegten Solltemperaturen, die dem jeweiligen Gebäude abhängig von seinem wohnflächenbezogenen Transmissionswärmeverlust zugewiesen wurden. Der Modellansatz und einige Resultate sind im Rahmen der Vergleichsrechnungen in Anhang A.1 näher beschrieben.

Für die Analysen im vorliegenden Bericht wurden die bereits in [Diefenbach et al. 2017] beschriebenen 16 Gebäudetypen mit jeweils unterschiedlichen Anteilen verwendet (siehe hierzu auch Anhang A.3). Bei den Neubauten wurden allerdings andere geometrische Daten als in [Diefenbach et al. 2017] verwendet, und zwar wurden hier nun die gleichen durchschnittlichen Bauteilflächen wie bei den Bestandsgebäuden zugrunde gelegt (jeweils getrennt für Ein-Zweifamilienhäuser einerseits und Mehrfamilienhäuser andererseits). Der Grund hierfür ist, dass für die Ermittlung mittlerer Bauteilflächen im Neubau ursprünglich die Fälle der jüngsten verfügbaren Altersklasse einer Stichprobe von Energieausweisdaten verwendet worden waren (vgl. [Diefenbach et al. 2012/2013]), die Fallzahl in dieser Altersklasse aber bei nochmaliger Überprüfung nicht hoch genug erschien, um Abweichungen zu den älteren Gebäuden sicher zu erklären. Vor diesem Hintergrund erschien es sinnvoller, auch für die Neubau die Mittelwerte über alle Altersklassen zu verwenden.

Bei den Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werten) der Neubauten wurden weiterhin zwei Standards berücksichtigt, allerdings wurden die U-Werte des unteren Standards (Bezeichnung „EnEV 09“ in [Diefenbach et al. 2017]) nun etwas niedriger angesetzt, da sich in aktuellen Datenerhebungen herausgestellt hat, dass der Neubau der vergangenen Jahre weniger durch die Energieeinsparverordnung (EnEV 2009), sondern stärker durch die KfW-Effizienzhäuser dominiert wurde (vgl. [Cischinsky/Diefenbach 2018]). Angesetzt wurden $U = 0,20 \text{ W/m}^2\text{K}$ (Außenwand), $0,18 \text{ W/m}^2\text{K}$ (Dach/Obergeschossdecke), $0,25 \text{ W/m}^2\text{K}$ (Fußboden / Kel-

lerdecke) bzw. $1,0 \text{ W/m}^2\text{K}$ (Fenster). Die Werte liegen (leicht aufgerundet) im Bereich der Ergebnisse von Monitoringuntersuchungen zu den KfW-Programmen (vgl. z. B. [Diefenbach et al. 2015b]). Dieser neue untere Neubaustandard wird nun mit „mKfW“ (mittleres KfW-Förderniveau) abgekürzt, der früherer an der EnEV 2009 orientierte Standard (Bezeichnung „EnEV 09“) wird dadurch abgelöst.

Bei den Koeffizienten C_0 zur Beschreibung der Wärmeverteilungsverluste (proportional zum Heizwärmebedarf), waren in [Diefenbach et al. 2017] unterschiedliche Werte zwischen 3 % und 15 % angesetzt worden. Diese Schätzwerte hatten insbesondere bei gut gedämmten Gebäuden zu sehr geringen, bei schlecht gedämmten Gebäuden zu sehr hohen Werten für die Verteilungsverluste geführt. Unter der Annahme, dass in einem zukünftigen Wohngebäudebestand durch Verbesserung von Leitungsdämmungen extrem hohe Werte weitgehend vermieden, aber gleichzeitig keine extrem niedrigen Werte erreicht werden können, wurde nun für alle Dämmstandards und Gebäudetypen übergreifend und vereinfachend $C_0 = 7 \%$ angesetzt.

Um zu vermeiden, dass bei der Gebäudesimulation im Sommer unrealistisch hohe Raumtemperaturen auftreten (mit einer entsprechend zu hohen Wärmespeicherung in den Gebäuden), wurde angenommen, dass in den Monaten Mai bis September an Tagen mit einer mittleren Außentemperatur von mehr als 15°C in den Nachtstunden ein verstärkter Luftwechsel in Höhe von 2 h^{-1} vorliegt. In den Nutzungsprofilen ist eine solche verstärkte sommerliche Nachtlüftung noch nicht berücksichtigt. Bei Einsatz von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung wurde für den gleichen Zeitraum bei mittleren Außentemperaturen von mehr als 19°C zusätzlich ein Sommer-Bypass (umgehen des Wärmetauschers) angenommen.

B.4 Weitere Ergänzungen und Anpassungen

B.4.1 Hilfsenergieverbrauch der Wärmeversorgung

Der Hilfsstromverbrauch für die Wärmeversorgung der Wohngebäude wurde separat vom Haushaltsstrom modelliert. Im Vergleich zum Stromverbrauch für Wärmepumpen bzw. zum sonstigen Haushaltsstromverbrauch spielt er in der Regel eine untergeordnete Rolle (vgl. Kap. 5). Für die Variantenuntersuchungen im Wohngebäudebestand, bei denen nicht der individuelle zeitliche Verlauf im Einzelgebäude, sondern der im Stromnetz gemittelte Wert aller untersuchten Verbraucher ausschlaggebend ist, wurden bezüglich der elektrischen Leistungsaufnahme bzw. des Stromverbrauchs vereinfachend die folgenden Annahmen getroffen:

- zeitlich konstanter Sockelbetrag für Anlagenregelung und andere ständig laufende Verbraucher (z. B. Warmwasser-Zirkulationspumpen, soweit vorhanden): $0,15 \text{ W/m}^2$ elektrische Leistungsaufnahme bezogen auf die Wohnfläche
- zusätzlicher Hilfsstromverbrauch abhängig vom (Netto-)Heizwärmeverbrauch: $0,01 \text{ kWh Strom pro kWh Heizwärme}$
- bei Solarthermianlagen: $0,02 \text{ kWh Hilfsstrom pro kWh erzeugter Solarwärme}$ (Einspeisung in Wärmespeicher)
- bei Lüftungsanlagen (mit Wärmerückgewinnung): $0,30 \text{ W/m}^2$ elektrische Leistungsaufnahme bezogen auf die Wohnfläche. Davon im Sommerhalbjahr 50 % aktiv (wegen Abschaltung bzw. Herunterregeln der Lüftungsanlagen im Sommer).
- bei Nah-/Fernwärmeversorgung: zusätzlicher Hilfsstromverbrauch (Pumpstrom): $0,01 \text{ kWh Strom pro kWh Nah-/Fernwärmeverbrauch}$ (inklusive Wärmeverteilverlusten)

Bei den angesetzten Kennwerten handelt es sich um grobe Schätzwerte auf Basis der Annahme, dass in Zukunft (Perspektive 2050) vorrangig besonders stromsparende Geräte, beispielsweise Hocheffizienzpumpen, eingesetzt werden¹⁸⁹. Der Beitrag des Hilfsstromverbrauchs zu den internen Wärmegewinnen und

¹⁸⁹ Für die Analysen zum Stromverbrauch im Jahr 2012 im Kap. 6.1 wurden leicht erhöhte Werte von $0,2 \text{ W/m}^2$ als Sockelwert und $0,03 \text{ kWh/kWh}$ für Solaranlagen angesetzt.

damit zur Reduzierung des Heizwärmeverbrauchs in den Gebäuden (relevant im Fall von Systemen, die in der beheizten Gebäudehülle installiert sind) wurde im Bestandsmodell vernachlässigt.

B.4.2 Wärmeversorgungstechnik

Die in den Simulationsrechnungen angesetzten Kennwerte der Wärmeversorgungssysteme (Kessel, Wärmepumpen, Erdgas-BHKW, Solarthermie) orientieren sich weitgehend an den Ansätzen im Zwischenbericht des Projekts [Diefenbach et al. 2017], siehe dort Kapitel 7.1 und 7.3.

Insbesondere wurde angenommen, dass elektrische Wärmepumpen in Einzelgebäuden maximal ein Temperaturniveau von 60 °C erreichen können, für darüber hinausgehende Temperaturen wurden – soweit keine Solarthermieanlage installiert war, elektrische Heizstäbe verwendet. Diese wurden in den Simulationsrechnungen immer ergänzend zu den Wärmepumpen angesetzt (auch bei monovalenten Systemen).

Im Hinblick auf die Effizienz der Wärmepumpen wurden ebenfalls die Ansätze des Zwischenberichts übernommen, die in der Praxis zu eher konservativen Ansätzen für die erreichbaren Jahresarbeitszahlen führen (im Mittel etwa zu einem Wert von 2,5 für die je 50-prozentigen Einsatz von Luft- und Erd-Wärmepumpen vgl. Kap. 3.5.3).

Der angenommene Bereich ist typisch für Feldtests mit weniger günstigen Ergebnissen, so werden in [Auer et al. 2008] mittlere Arbeitszahlen in der Größenordnung von 2,2 für Luft- und 3,0 für Erd-Wärmepumpen angegeben. Tatsächlich zeigen andere Feldtests deutlich höhere Werte, etwa [Erb et al. 2004, Miara et al. 2011] mit mittleren Arbeitszahlen von rund 2,7 bzw. 3,0 für Luft- und 3,5 bzw. 3,9 für Erd-Wärmepumpen. Der Schwerpunkt des Wärmepumpeneinsatzes liegt allerdings heute (und insbesondere auch bei der letztgenannten Untersuchung mit den jeweils höheren Werten) bei Neubauten bzw. Niedertemperatur-(Fußboden-)Heizsystemen. Dies sind Bedingungen, die aus heutiger Sicht auch für einen zukünftigen, wärmedämmten Wohngebäudebestand nicht als typisch angenommen werden können, darüber hinaus ist – wie in den Untersuchungen im vorliegenden Bericht – die verstärkte Einspeisung von Überschusswärme aus Solar- und Windstrom in Wärmespeicher anzunehmen, so dass sich auf diese Weise teils hohe Speichertemperaturen mit entsprechend ungünstigem Einfluss auf die Leistungszahlen ergeben. Vor diesem Hintergrund werden in der vorliegenden Untersuchung eher konservative Ansätze für die Wärmepumpen verwendet. Angesichts der erheblichen Bedeutung für den Klimaschutz, die sich für diese Technologie aus den Analysen ergibt, wird hier also einer Überschätzung durch zu hohe Effizienzwerte vorgebeugt.

Gleichzeitig erscheint es durchaus auch gerechtfertigt, von einer Weiterentwicklung der Technologie und daher zukünftig besseren Arbeitszahlen auszugehen. Insbesondere ist zu beachten, dass es sich bei den angegebenen Ergebnissen der Feldtests um Mittelwerte handelt. Es existieren also bereits heute Systeme, die zumindest in der speziellen Anwendungssituation auch deutlich bessere Effizienzwerte erreichen. Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund ist zu verstehen, dass andere Szenarienuntersuchungen teils deutlich optimistischere Annahmen zu den erreichbaren Wärmepumpen-Arbeitszahlen treffen (z. B. [Nitsch et al. 2010, Gerhardt et al. 2017]).

In den Analysen im vorliegenden Bericht wurde die Temperatur in Wärmespeichern auf maximal 80 °C begrenzt. In den Beispielberechnungen im Projektzwischenbericht [Diefenbach et al. 2017] waren demgegenüber 90 °C angenommen worden. Für die Wärmedämmung der Speicher wurden im vorliegenden Projekt ein gutes Niveau (grob in Anlehnung an empfohlene Werte für den Ökodesign-Standard B) angesetzt, für den 400- bzw. 800-Liter-Speicher (im Ein-/Zwei- bzw. Mehrfamilienhaus) wurden Wärmeverlust-Kennwerte von rund 80 W bzw. 105 W bei Vollbeladung verwendet.

B.5 Potenziale für Windkraft und Photovoltaik in Deutschland

Um die maximalen Obergrenzen bei der Photovoltaik- und Windstromerzeugung in Deutschland wurde eine Reihe von Potenzialuntersuchungen der letzten Jahre ausgewertet und dokumentiert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nicht immer klar zwischen technischem, technisch-ökologischem und wirtschaftlichen Potenzial für die entsprechende Technologie unterschieden wurde.

Tabelle 14 erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, beinhaltet jedoch häufig zitierte Studien. Einige Studien haben nur eine Erzeugungstechnik untersucht und zitieren selbst weitere Analysen. Dies ist der Grund, warum besonders bei der Onshore-Windkraft einige Werte mehrfach aufgeführt sind.

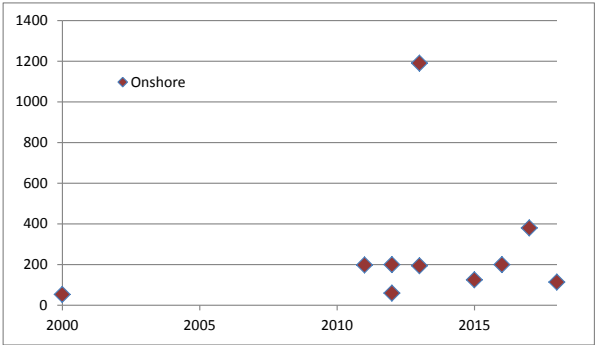
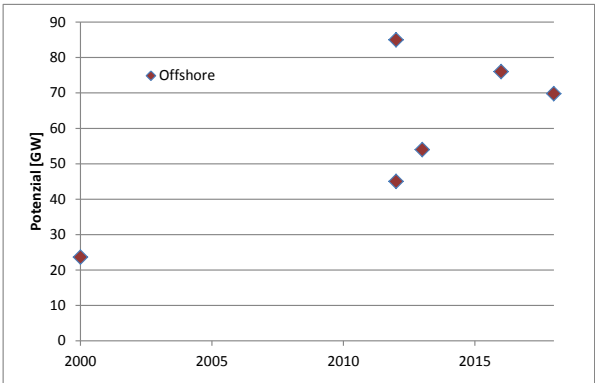
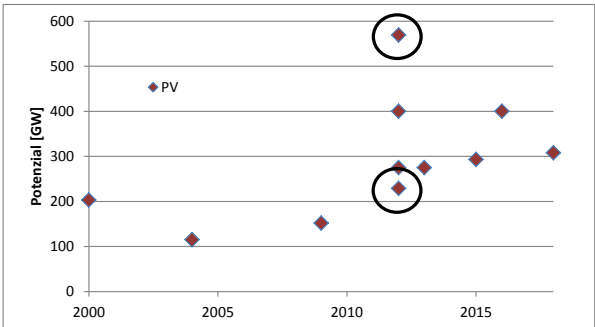
Tabelle 14: Potenziale für Photovoltaik und Windkraft sowie Solarthermie, zitiert aus unterschiedlichen Studien

Jahr der Veröffentlichung		Wind				Photovoltaik				Solarthermie		Anmerkungen
		Onshore		Offshore		Dachanlagen		Freiflächenanlagen		inst. Potenzial	Jahres- ertrag	
		inst. Potenzial	Jahres- ertrag	inst. Potenzial	Jahres- ertrag	inst. Potenzial	Jahres- ertrag	inst. Potenzial	Jahres- ertrag			
		[GW]	[TWh]	[GW]	[TWh]	[GWp]	[TWh]	[GWp]	[TWh]	[GW]	[TWh]	
[BCG, prognos 2018]	2018	114	240	70	300	148	130	160	140			PV-Dach ohne Konkurrenz Thermie (mit Flächenkonkurrenz 78 TWh)
[Konetschny et al. 2017]	2017	380	650									nur Flächenpotenzial betrachtet
[Quaschning 2016]	2016	200		76		200		200				Potenziale teilweise ohne Quellenangaben oder als Zielwerte
[BMVI 2015]	2015	125				150 (89)	142 (85)	143				ohne Solarthermie (mit ST)
[Corradini et al. 2014]	2014										78	280 PJ technisches Potenzial, realistisch 174 PJ/a
[IWES 2013]	2013	194	390	54	258	275	248					Potenzial Freiflächen-PV: sehr begrenzt
[UBA 2014]	2014	1.190 / 36										Techn. Potenzial bei 600m / 2.000 m Abstand
[UBA 2013]	2013	1,190	2,900									technisches Potenzial (13,8 %) ohne Berücks. Restiktionen
[ISE 2012]	2012	200		85		400				2000		Wind nach [IWES 22], PV nach [IWES 23]
[IWES 2012]	2012					77 - 304		133 -329				2 Flächenansätze, 2 Wirkungsgrad-ansätze
[Lehmann, Herforth 2012]	2012	60		45		275	248					PV gesamt (Dach+Freifläche)
[BWE 2012]	2011	198	390									Zitiert in IWES Offshore 2013 max. Potenzial an Land: 722 GW
[IWES 2011]	2011	722 / 198										8% / 2 % Fläche
[Beer et al. 2009]	2009					152	176					nur Dachanlagen
[DLR, ifeu, WI 2004]	2004		237 bzw. 145			115	105					Zuwachspotenzial
[Quaschning 2000]	2000	53.4		23.6		159.5		43.4				

berechnet aus Erzeugung

Außerdem ist zu berücksichtigen, dass sich die Autoren teilweise nicht festlegen, sondern verschiedene Szenarien und die sich daraus ergebenden Potenziale nebeneinander darstellen. Um zeitliche Tendenzen bei der Beurteilung der Potenziale erkennen zu können, wurden in Tabelle 15 die Angaben zu Potenzialen im Zeitverlauf dargestellt. Bei den angegebenen Leistungen ist zu berücksichtigen, dass hierbei auch unterschiedliche Annahmen zu Wirkungsgrad bzw. Vollbenutzungsstunden eingegangen sind und sich dadurch auch unterschiedliche Werte ergeben können.

Tabelle 15: Zeitlicher Verlauf der angegebenen Potenziale für Photovoltaik und Windkraft aus unterschiedlichen Studien

Erzeugungstechnologie	Potenziale im Zeitverlauf
Wind Onshore Das Potenzial für Wind Onshore wird meist auf 200 GW geschätzt. Der Spitzenwert von 1.200 GW entspricht 8 % der Landnutzung und ist eher als theoretischer Wert anzusehen. Von den gleichen Autoren wurden die Abstandsflächen zur Wohnbebauung von 600m auf 2.000m erhöht, wobei sich das Potenzial auf 36 GW reduzierte, was aber bereits unter der aktuell installierten Leistung liegt. Als Onshore-Windkraft-Potenzial ergibt sich aus neueren Studien ein Bereich von 75 bis 200 GW.	
Wind Offshore Aktuelle Untersuchungen zur Offshore-Windkraft ergeben ein Potenzial zwischen 45 und 85 GW.	
Photovoltaik Bei der Beurteilung der Photovoltaik ist am deutlichsten ein Anstieg im Zeitverlauf zu erkennen. Dargestellt ist - wenn möglich - die Summe aus Dachanlagen und Freiflächenanlagen, wobei bei letzteren die Ansätze stark variieren (z. B. bei Nutzung von Flächen parallel von Verkehrswegen). Aus diesem Grund sind exemplarisch für die IWES Vorstudie der niedrige und der höchste Wert dargestellt (mit Kreisen). In neueren Studien liegt Potenzial für Photovoltaik in Summe von Gebäude und Freiflächenanlagen zwischen 200 und 600 GW.	

Aus den genannten Potenzialsparren für Onshore-Windkraft-Leistung von ca. 75 bis 200 GW ergibt sich eine Jahreserzeugung von ca. 150 bis 400 TWh/a (mit ca. 2.000 Vollbenutzungstunden im Mittel pro Jahr), für Offshore-Windkraft bei 45 bis 85 GW zusätzlich ca. 130 bis 320 TWh/a (bei ca. 4.000 VBh/a). Mit einer installierten Leistung von 200 bis 600 GW für Photovoltaik ergibt sich eine jährliche Stromerzeugung von ca. 200 bis 600 TWh/a (ca. 1.000 VBh/a).

Überschlägig (und ohne Kombination der optimistischsten Werte) wird vor diesem Hintergrund in der vorliegenden Studie von einem Potential von 250 – 500 TWh/a für die Windenergie und von einem Potential in gleicher Höhe für die Photovoltaik ausgegangen¹⁹⁰.

¹⁹⁰ Im Fall der Photovoltaik ist noch zu beachten, dass Potentialstudien teilweise die Konkurrenzsituation mit der Solarthermie berücksichtigen, d.h. neben den genannten Solarstrompotentialen sind noch zusätzliche Solarthermiefpotentiale vorhanden. In

Literatur zu Anhang B:

- [AEE 2018] Agentur für Erneuerbare Energien: Föderal Erneuerbar. Bundesländer mit neuer Energie. URL z. B. : https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/HH/kategorie/solar/auswahl/183-installierte_leistun/#goto_183, abgerufen 08.07.2018
- [Auer et al. 2008] Auer, F. et al.: Schlussbericht: Zweijähriger Feldtest Elektro-Wärmepumpen am Oberrhein: Nicht jede Wärmepumpe trägt zum Klimaschutz bei., Offenburg, 2008, http://www.agenda-energie-lahr.de/WP_Jahresbericht2006-08.html, abgerufen Frühjahr 2019
- [BDEW 2010] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „Energieverbrauch im Haushalt“. BDEW Datenkatalog, Ausgabe 2010. Berlin, 2015.
- [Beer et al. 2009] Beer, M.; Vogler, G.; Corradini, R.: CO₂-Verminderungspotenzial bei Ausbau der Photovoltaik. In Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59. Jg. (2009), Heft 4, S. 78-81
- [BCG, prognos 2018] Boston Consulting Group und prognos: Klimapfade für Deutschland. The Boston Consulting Group, 01/2018
- [BWE 2012] Bundesverband WindEnergie e.V.: Potenzial der Windenergienutzung an Land. Berlin 2012
- [BMVI 2015] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. BMVI-Online-Publikation Nr. 08/2015
- [BMW i 2016] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMW i. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls>, Stand: 05.04.2016, abgerufen am 07.10.2016.
- [Corradini 2013] Corradini, R.: Regional differenzierte Solarthermie-Potentiale für Gebäude mit einer Wohneinheit. Dissertation an der Ruhr-Universität Bochum, Bochum 2013
- [Corradini et al. 2014] Corradini, R.; Schmid, T.; Sutter, M.: Die vergessenen Potenziale der Solarthermie – Schlüssel zur Energiewende. In Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64. Jg. (2014), Heft 1/2, S. 68-73
- [Destatis 2016b] Statistisches Bundesamt: Wirtschaftsrechnungen – Laufende Wirtschaftsrechnungen – Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern. Fachserie 15, Reihe 2, Wiesbaden, 2016
- [Diefenbach et al. 2012] Diefenbach, N.; Loga, T. (ed.) et al.: Application of Building Typologies for Modelling the Energy Balance of the Residential Building Stock - TABULA Thematic Report No2, TABULA Project Team, February 2012 (<http://episcopo.eu/communication/download/>)

den Untersuchungen der vorliegenden Studie wird dagegen die Photovoltaik stellvertretend für beide Technologien untersucht, in den Photovoltaikpotentialen sind daher gedanklich die Solarthermiefpotentiale mit enthalten.

- [Diefenbach et al. 2013] Diefenbach, N. et al.: Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich - Zielerreichungsszenario; IWU, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, BMVBS-Online-Publikation Nr. 03/2013
- [Diefenbach et al. 2015b] Diefenbach, N.; Stein, B.; Loga, T.; Rodenfels, M.; Gabriel, J.; Fette, M.: Monitoring der KfW-Programme "Energieeffizient Sanieren" und "Energieeffizient Bauen" 2014, IWU / IFAM, Studie im Auftrag der KfW Bankengruppe, Darmstadt 2015
- [Diefenbach et al. 2017] Diefenbach, N.; Großklos, M.; Grafe, M.; Müller, A.; Born, R.; Ruppert, H.; Graf, K.-M.; Krzikalla, N.: Modellentwicklung zur Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage im Wohngebäudesektor - Zwischenbericht im Projekt "Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage; IWU / h_da / BET, Darmstadt, 29.03.2017, ISBN 978-3-941149-59-2
- [DLR, ifeu, WI 2004] DLR, ifeu, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, 2004
- [Erb et al. 2004] Erb, M.; Hubacher, P.; Ehrbar, M.: Feldanalyse von Wärmepumpenanlagen FAWA 1996-2003, Schlussbericht, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (Schweiz), April 2004
- [EnergieAgentur.NRW 2015] EnergieAgentur.NRW GmbH: Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom?“ Stromverbrauchsanteile verschiedener Anwendungsbereiche in Ein- bis Fünf-Personen-Haushalten – 2015 und 2011 im Vergleich. Online verfügbar unter: https://energiertools.ea-nrw.de/_database/_data/datainfopool/erhebung_wo_bleibt_der_strom.pdf, Letzter Abruf: 04.07.2019
- [EuPD 2016] EuPD Research: Photovoltaik-Preismonitor Deutschland 2016 (im Auftrag des BSW), Bonn, 2016. URL: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/BSW_Preismonitor_Q1_2016.pdf, zugegriffen 02.06.2018
- [FDZ 2013] Forschungsdatenzentrum der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder: Zeitverwendungserhebung 2012/2013, Scientific-Use File. DOI: 10.21242/63911.2013.00.00.3.1.0
- [Feist 1994] Feist, W.: Innere Wärmegewinne werden überschätzt. In Sonnenenergie und Wärmepumpe, 1/94.
- [Fischer et al. 2016] Fischer, D.; Wolf, T.; Scherer, J.; Wille-Haussmann, B.: A stochastic bottom-up model for space heating and domestic hot water load profiles for German, In: Energy and Buildings, 124 (2016) pp.120–128

- [Fronde et al. 2015a] Fronde, M.; Ritte, N.; Sommer, S.: Stromverbrauch privater Haushalte in Deutschland: Eine ökonometrische Analyse. Diskussionspapier. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen, 2015.
- [Fronde et al. 2015b] Fronde, M.; Andor, M.; Ritte, N.; Sommer, S.; Vance, C.; Matuschek, P.; Müller, U.: Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2011–2013. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH, Essen, 2015.
- [Großklos et al. 2019] Großklos, M.; Diefenbach, N.; Grafe, M.; Müller, A.; Swiderek, S.; Ruppert, H.; Graf, K.-M.; Krzikalla N.: Zukunftsfähige Neubauten als Baustein für einen klimaneutralen Gebäudebestand 2050 - Endbericht Teil 2 im Projekt "Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage"; IWU / h_da / BET, Darmstadt, 2019
- [IER, RWI, ZEW 2010] Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieverwendung, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009. Stuttgart, Essen, Mannheim, 2010.
- [ISE 2012] Fraunhofer ISE: 100 % erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Freiburg, 2012
- [IWES 2011] Fraunhofer IWES: Windenergie Report Deutschland 2011. Kassel 2011
- [IWES 2012] Fraunhofer IWES: Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung. Kassel 2011, Ergänzte Fassung 2012
- [IWES 2013] Fraunhofer IWES: Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Fraunhofer IWES, Bremerhaven/Kassel 2013
- [Konetschny et al. 2017] Konetschny, C.; Schmid, T.; Jetter, F.: Potenzielle Leistungsdichte und Stromerzeugung von Windparks: Anteil der regionalen Windstromerzeugung am Verbrauch für ein 2%-Szenario. In Energiewirtschaftliche Tagefragen 67. Jg (2017) Heft 5, S. 59-63
- [Lehmann, Herforth 2012] Lehmann, H.; Herforth, C.: 2050: In Deutschland Strom zu 100 % aus erneuerbaren Energien. Leibnitz Lifis Online [11.01.12]
- [Lödl et al. 2010] Lödl, M.; Kerber, G.; Witzmann, R.; Hoffmann, C.; Metzger, M.: Abschätzung des Photovoltaik-Potenzials auf Dachflächen in Deutschland. 11. Symposium Energieinnovation, 10.-12.2.2010, Graz/Austria.
- [Maier 2014] Maier, L.: Methodik und Durchführung der Zeitverwendungserhebung 2012/2013, In: Statistisches Bundesamt (Hrsg.), Wirtschaft und Statistik, Wiesbaden, 2014.
- [Meier et al. 1999] Meier, H.; Fünfgeld, C.; Adam, T.; Schieferdecker, B.: Repräsentative VDEW Lastprofile. VDEW, BTU Cottbus: Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Frankfurt am Main, Bericht M-32, 1999.
- [Miara et al. 2011] Miara, M. et al.: Wärmepumpen-Effizienz – Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpen-Anlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb, Fraunhofer ISE, Freiburg, 2011

- [Quaschning 2000] Quaschning, V.: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6 (Energietechnik) Nr. 437. VDI Verlag, Düsseldorf, 2000
- [Quaschning 2016] Quaschning, V.: Sektorkopplung durch die Energiewende. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2016
- [Reinhardt et al.2012a] Reinhardt, A.; Baumann P.; Burgstahler, D.; Hollick, M.; Chonov, H.; Werner, M.; Steinmetz, R.: On the Accuracy of Appliance Identification Based on Distributed Load Metering Data. Proceedings of the 2nd IFIP Conference on Sustainable Internet and ICT for Sustainability (SustainIT), 2012.
- [Reinhardt et al.2012b] Reinhardt, A.; Burkhardt, D.; Zaheer M.; Steinmetz, R.: Electric Appliance Classification Based on Distributed High Resolution Current Sensing. In Proceedings of the 7th IEEE International Workshop on Practical Issues in Building Sensor Network Applications (SenseApp), 22 October 2012, ISBN 978-1-4673-2128-0.
- [Rouvel 1984] Rouvel, L.: Wärmegewinne in Wohnungen aufgrund innerer Wärmequellen. In Gesundheits-Ingenieur (gi) – Haustechnik – Bauphysik – Umwelttechnik, 105 (1984) Heft 3, S.140-142
- [Scheffler 2002] Scheffler, J.: Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungen. Dissertation an der TU Chemnitz, Chemnitz, 2002
- [UBA 2013] Umweltbundesamt: Potenzial der Windenergie an Land. Dessau-Roßlau, 2013
- [UBA 2014] Umweltbundesamt: Einfluss des Abstands zwischen Windenergieanlagen und Wohnbauflächen auf das Potenzial der Windenergie an Land. Dessau-Roßlau, 2013
- [Wiki Dachneigung 2017] Wikipedia-Eintrag zur Dachneigung. <https://de.wikipedia.org/wiki/Dachneigung>. Abgerufen am 21.09.2017

Anhang C: Kostenansätze

In Kapitel 7.2 werden grobe Kostenuntersuchungen durchgeführt. Die dabei verwendeten Grundsätze sind weitgehend bereits dort genannt. Diese werden hier ergänzt und es werden detaillierte Angaben zu den angenommenen Kostenkennwerten gemacht.

C.1 Allgemeine Ansätze und Randbedingungen

Es wurden Kostenkennwerte ermittelt, mit denen sich die Investitionskosten und die annuitätischen Kosten der untersuchten Varianten abschätzen lassen.

Die Kostenanalyse orientiert sich an den folgenden Grundsätzen: Es werden die Kosten angegeben, die im Wohngebäudebestand zur Erreichung des Wärmeschutzes und der Wärmeversorgungsstruktur in der jeweils betrachtete Variante notwendig sind. Die Angaben beschränken sich teilweise auf Differenzkosten¹⁹¹, so dass hier nicht die absolute Höhe der Kosten, sondern die Unterschiede zwischen den Untersuchungsvarianten entscheidend sind.

Eine zeitliche Entwicklung im Sinne eines Szenarios wird nicht betrachtet. Für die Investitionskosten werden konstante (nicht zeitabhängige) Werte angesetzt. Diese sind im Folgenden tabelliert und entsprechen ungefähr dem heutigen Kostenniveau. Annahmen zu Kostensenkungspotentialen werden im Bericht fallweise in Form von Parametervariationen betrachtet.

Es werden insbesondere jährliche Kosten berechnet, die sich aus den annuisierten Investitionskosten sowie den Brennstoffkosten zusammensetzen.

Sowohl die Investitionskosten als auch die jährlichen Kosten werden aus der nationalen Perspektive mit Blick auf das Gesamtsystem analysiert. Steuern und Abgaben, deren Höhe zukünftige Höhe weitgehend unklar ist, werden nicht mit betrachtet. Kosten für den Bezug von elektrischer Energie treten nicht auf, da diese vollständig im System verbraucht wird. Berücksichtigt werden stattdessen die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Stromerzeugungsanlagen inklusive Brennstoffverbräuchen. Netzentgelte werden ebenfalls nicht berücksichtigt: Deren Umlage auf verbrauchs- bzw. leistungsbezogene Kosten sowie auf verschiedene Verbrauchergruppen steht im Rahmen von Überlegungen zur Reform des Energiemarktes in der Diskussion und könnte zukünftig anderen Mechanismen folgen als heute (vgl. Kap. 8.4). Dagegen werden Auswirkungen auf die Struktur der benötigten Netze (z. B. Ausbau Stromnetz und teilweiser Entfall Gasnetz bei monovalenter Wärmepumpenstrategie) überschlägig in ihrer Größenordnung berücksichtigt.

Brennstoffkosten (in den Modellanalysen Holz und Erdgas) werden berücksichtigt, im Fall von Erdgas wird ein Importpreis von pauschal 0,025 €/kWh (ohne MwSt.) angenommen, hier bezogen auf den (unteren) Heizwert. Für Holz bzw. Holzpellets werden bei Kleinabnehmern (Einzelgebäude) 0,05 €/kWh, bei Großabnehmern (Nah-/Fernwärme, Kraftwerke) 0,03 €/kWh angenommen (ohne MwSt., ebenfalls bezogen auf den Heizwert).

In den folgenden Tabellen ist die Mehrwertsteuer (in Höhe von 19 %) zum Teil enthalten. Dies gilt insbesondere für die Angaben zu Wärmeschutz und Heiztechnik in Einzelgebäuden, so dass hier eine bessere Vergleichbarkeit mit den Originalquellen erreicht wird, in denen ebenfalls die Mehrwertsteuer berücksichtigt war. Bei den Modellanalysen und Kostenauswertungen in 7.2 sind dagegen alle Angaben ohne Mehrwertsteuer, d.h. diese wurde aus den entsprechenden Tabellenwerten wieder herausgerechnet.

Vor dem Hintergrund, dass nur wenige empirisch belastbare Quellen zu den Investitionskosten von Wärmeschutz und Wärmeversorgung vorliegen und dass diese in den ausgewerteten Daten erhebliche Streuungen aufzeigen [Hinz 2012/2015], sind die angegebenen Zahlen als grobe Anhaltswerte zu verstehen. Die Model-

¹⁹¹ Insbesondere werden beim Stromnetz nicht die Gesamtkosten sondern die Mehrkosten aufgrund des anteiligen Ausbaus von regenerativen Energien bzw. von (monovalenten) Wärmepumpen angesetzt. Beim Gebäude-Wärmeschutz sind, da hier auch nicht-energetische Maßnahmen mitbetroffen sind, nicht die Gesamt-Sanierungskosten bzw. (im Neubau) die Gesamt-Errichtungskosten der Bauteile, sondern die energiebedingten Mehrkosten ausgewiesen. Näheres zu den Ansätzen der Wärmeschutz-Kosten siehe unten.

Ansätze wurden entsprechend einfach gewählt: So ist bei der Wärmedämmung für die Kostenermittlung jeweils eine typische Maßnahme für jedes Bauteil zugrundegelegt (z. B. im Fall der Wand die Außendämmung mit Wärmedämmverbundsystem), und bei der Wärmeversorgung sind wohnflächenbezogene Kosten angesetzt, die pauschal lediglich zwischen Ein-/Zweifamilienhäusern (EZFH) und Mehrfamilienhäusern (MFH) unterscheiden.

Die Kostenwerte basieren teilweise auf den verfügbaren empirischen Quellen [Hinz et al. 2012/2015, Stuibler et al. 2016], zu einem großen Teil aber auch auf Literaturangaben mit ingenieurtechnischen Kostenabschätzungen bzw. eigenen Abschätzungen aufgrund von selbst recherchierten Preisangaben zu einzelnen Systemen. Die Einzelquellen wichen zum Teil deutlich voneinander ab. Hier wurde empirisch begründeten Angaben gegebenenfalls der Vorrang eingeräumt und im Übrigen ein ungefähr mittleres Niveau der unterschiedlichen Werte gewählt. Im Fall von Systemen zur Stromerzeugung orientieren sich die Angaben weitgehend an [Diefenbach et al 2017 (Anhänge E und F)].

Tabelle 16 zeigt die Ansätze zur wirtschaftlichen Nutzungsdauer verschiedener Investitionsmaßnahmen und die daraus resultierenden Annuitätsfaktoren, basierend auf einem Realzinssatz von 2 %

Tabelle 16: Wirtschaftliche Nutzungsdauer und Annuitätsfaktoren (Realzinssatz: 2 %)

	Nutzungsdauer (Jahre)	Annuitätsfaktor
Wärmeerzeuger / Lüftungsanlagen	20	0,061
Wärmeverteilung / Peripherie Heizung	30	0,045
Kraftwerke (auch PV, Wind) / Heizkraftwerke	20	0,061
Wärmeschutz	30	0,045

C.2 Kosten der Wärmeerzeugung

Die Investitionskosten für Maßnahmen der Wärmeerzeugung bzw. Wärmeversorgung in Einzelgebäuden sind in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Kosten für die Maßnahmen der Wärmeversorgung in Einzelgebäuden

EZFH: Ein-/Zweifamilienhaus, MFH: Mehrfamilienhaus

Investitionskosten bezogen auf die Wohnfläche, inkl. MwSt.

Wärmeversorgung Einzelgebäude	Investitionskosten in €/m ² _{Wfl}	
	EZFH	MFH
Heizkessel Gas	70	35
Heizkessel Öl	85	40
Heizkessel Holz (Pellets)	140	65
Erd-Wärmepumpe monovalent	175	90
Luft-Wärmepumpe monovalent	120	60
Erd-Wärmepumpe bivalent	90	45
Luft-Wärmepumpe bivalent	75	35
Erd-Wärmepumpe klein	65	35
Luft-Wärmepumpe klein	60	30
Elektro-Direkt-Heizung (mit Speicher)	35	25
therm. Solaranlage Warmwasser	40	25
therm. Solaranlage Warmwasser+Heizg.	100	55
Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung	65	75
Erneuerung Wärmeverteilung	23	17
Heizungsperipherie	25	10

Die Kostenangaben zu bivalenten Wärmepumpen sind als Mehrkosten zu dem jeweils ergänzend eingesetzten Heizkessel zu verstehen, der in dieser Systemkombination mit seinen vollen Kosten anzusetzen ist. Angenommen wurde eine Wärmepumpenleistung von rund 30-40 % bezogen auf die gesamte Wärmeleistung, die von monovalenten Wärmepumpen zu erbringen wäre. Bei Wärmepumpen mit der Bezeichnung „klein“ wurden lediglich 10 % der Leistung angesetzt. Die Kostenrelationen zwischen diesen unterschiedlichen Leistungsgrößen ist mit besonderen Unsicherheiten behaftet, die Ansätze beruhen auf Abschätzungen in Anlehnung an [Sperber / Nast 2016, Hinz 2012]. Im Hinblick auf Wärmespeicher wird angenommen, dass diese in den Gesamtsystemkosten der Wärmepumpen enthalten sind.

Die Kostenangaben zur Erneuerung der Wärmeverteilung beziehen sich auf die Rohrleitungen für Heizung und Warmwasser im Gebäude. Es wird ein Mischwert angenommen, der die Nachdämmung vorhandener Rohre und die Neuverlegung von Leitungen berücksichtigt. Die Heizungsperipherie fasst im Zusammenhang mit der Wärmeversorgung stehende, über die Installation von Wärmeerzeugern und die Erneuerung der Wärmeverteilung hinausgehende Maßnahmen in einem Pauschalwert zusammen, insbesondere ist hier die Installation bzw. Erneuerung von Heizkörpern betroffen. Bei Zentralheizung werden diese Peripheriekosten voll, bei Nah-/Fernwärmeversorgung unter Annahme einer einfacheren Systemtechnik im Einzelgebäude zu 75 % angesetzt.

Eine Übersicht mit den Kosten von Nah- und Fernwärmesystemen wird in Tabelle 18 und Tabelle 19 gegeben.

Bei den Kosten der zentralen Anlagen in Tabelle 18 wird keine Unterscheidung im Hinblick auf Ein-/Zwei- bzw. Mehrfamilienhäusern (EZFH bzw. MFH) getroffen, da die Kostenhöhe hier weniger von der Art der versorgten Gebäude als vielmehr von der Größe des Netzes insgesamt abhängt. Hierzu wurden keine differenzierten Analysen durchgeführt, generell wurde aber davon ausgegangen, dass im Allgemeinen eine

Mindestgröße des Nah- oder Fernwärmesystems erreicht wird, bei der deutliche Kostenreduktionen gegenüber dem ebenfalls denkbaren Fall sehr kleiner Nahwärmenetze mit wenigen Gebäuden auftreten¹⁹².

Tabelle 18: Kosten für Maßnahmen der Nah-/Fernwärmeerzeugung

Investitionskosten bezogen auf die Wohnfläche der versorgten Gebäude, inkl. MwSt.

Nah-/Fernwärme	Investitionskosten in €/m ²
Heizkessel Gas (Nah-/Fernwärme)	5
Heizkessel Holz (Nah-/Fernwärme)	12
Erdgas-BHKW	20
Erdgas-GuD-Heizkraftwerk	30
Holz-Heizkraftwerk	35
Erd-Wärmepumpe bivalent	20
Luft-Wärmepumpe bivalent	10
Solarthermie (Kollektoren)	40
Peripherie Nah-/Fernwärme	10
Pufferspeicher	2

Tabelle 19: Kosten des Nah-/Fernwärmenetzes und der Hausstationen

EZFH: Ein-/Zweifamilienhaus, MFH: Mehrfamilienhaus

Investitionskosten bezogen auf die Wohnfläche der versorgten Gebäude, inkl. MwSt.

Nah-/Fernwärme	Investitionskosten in €/m ² _{Wfl}	
	EZFH	MFH
Nahwärme-/Fernwärme-Netz	40	15
Hausstationen	35	11

Bei den Kosten für das Fernwärmenetz und die Hausstationen in Tabelle 19 wurden demgegenüber Unterschiede zwischen EZFH und MFH angenommen: Beim Wärmenetz aufgrund der unterschiedlichen Bebauungsdichte und bei den Hausstationen wegen abnehmender spezifischer Kosten (bezogen auf die Leistung) bei zunehmender Anlagengröße – ähnlich wie bei Heizkesseln und anderen Wärmeerzeugern in der auf Einzelgebäude bezogenen Tabelle 17.

Die Zahlen zu den Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Erdgas-BHKW, Holz-Heizkraftwerk, Erdgas-GuD-Heizkraftwerk) basieren auf Annahme einer Auslegung auf 25 % der Wärmeleistung des Nah-/Fernwärmesystems¹⁹³. Im Fall der Solarthermie ist eine Auslegung zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung mit Installation der Kollektoren auf den Gebäuden angenommen.

¹⁹² Bei konkreten Abschätzungen auf Basis vorliegender Kostendaten wurde in der Regel von einer Anschlussleistung von rund 1 MW ausgegangen und (mit Blick auf einen zukünftigen zumeist guten Wärmeschutz der Gebäude) einem Gebäude-Wärmeleistungsbedarf von 50 W pro m² Wohnfläche ausgegangen.

¹⁹³ Anders als bei Betrachtung der auf die elektrische Leistung bezogenen Kraftwerkskosten (s. [Diefenbach et al. 2017], Anhang F) fallen die Mehrkosten für das Holz-Heizkraftwerk auf diese Weise gegenüber dem Erdgas-GuD-Kraftwerk deutlich geringer aus. Grund hierfür sind der Bezug auf die Wohnfläche (die proportional zur Wärmeleistung verläuft) und der gleichzeitig deutlich geringere elektrische Wirkungsgrad des Holz-Heizkraftwerks gegenüber dem Erdgas-System – Der gleichen Wärmeeistung entspricht daher beim mit Holz befeuerten Heizkraftwerk eine deutlich geringere elektrische Leistung.

C.3 Kosten der Stromerzeugungsanlagen sowie der Strom- und Gasnetze

Tabelle 20 gibt die Kostenannahmen für die Systeme zur Stromerzeugung wieder, und zwar bezogen auf die elektrische (Spitzen-)Leistung und ohne Mehrwertsteuer (vgl. [Diefenbach et al 2017 (Anhänge E und F)]).

Tabelle 20: Kosten von Stromerzeugungsanlagen / Kraftwerken

Investitionskosten bezogen auf die elektrische Leistung in kW, ohne MwSt.

Stromerzeugungsanlagen / Kraftwerke	€/kW _{el}
Erdgas-GuD-Kraftwerk	1000
Erdgas-Turbinen-Kraftwerk	500
Holz-Kraftwerk	3000
Photovoltaik (Gebäude)	1300
Photovoltaik (Freiland)	900
Windkraft Onshore	1200
Windkraft Offshore	3300

Bei elektrischen Energiespeichern können überschlägig Investitionskosten bezogen auf die Speicherkapazität von 1000 €/kWh (Gebäude-Stromspeicher) bzw. 500 €/kWh (große Speicher im Stromnetz) angenommen werden, jeweils bezogen auf die Lithium-Ionen-Technologie und ohne Mehrwertsteuer.

Im Hinblick auf die Kosten von Gas- und Stromnetz lagen keine unmittelbar verwertbaren Quellen vor, auch war eine eigenständige Untersuchung der (lokalen) Auswirkungen einer veränderten Erzeugungsstruktur im Rahmen des Projekts nicht möglich. Um dennoch die Kostenauswirkungen verschiedener Wärmeversorgungsvarianten auf die Netzinfrastruktur wenigstens in ihrer Größenordnung überschlägig abbilden zu können wurde auf Angaben in [Hecking et al. 2017a] zurückgegriffen: In dieser Studie wurden ausgehend von der aktuellen Situation (2015, in Teilbetrachtungen auch 2017) zwei Szenarien zur Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele bei der Wärmeversorgung betrachtet, von denen das eine („Revolution“) vorrangig auf elektrische Wärmepumpen und damit den Energieträger Strom, das zweite („Evolution“) vorrangig auf Erdgas (ergänzt um Wärmenetze) setzt. Für die beiden Szenarien sind in der Studie jährliche Kosten und damit auch Kostendifferenzen für das Stromnetz gegenüber der aktuellen Situation und gleichzeitig Angaben zur Leistung der zusätzlich installierten Stromerzeugungsanlagen angegeben. Aus diesen Angaben wurden die Mehrkosten im Stromnetz pro zusätzlich installierter elektrischer Leistung ermittelt und auf die Modellrechnungen im vorliegenden Projekt übertragen.

Beim Übertragungsnetz wurden die Mehrkosten hier allein dem Ausbau der Windenergie zugerechnet, beim Verteilnetz wurde die zusätzliche Leistung von konventionellen Kraftwerken sowie Photovoltaik und Windstrom berücksichtigt. Ausgangspunkt für diese Annahmen sind die Ausführungen in Kapitel 8.3: Mehrkosten im Übertragungsnetz sind vor allem durch die Asymmetrie zwischen Windstromerzeugung (in Norddeutschland und Offshore) und der Nutzung (im gesamten Bundesgebiet) bedingt. Dagegen können sowohl der Ausbau und die Nutzung von Photovoltaik und Windkraft als auch die verstärkte Nutzung (monovalenter) Wärmepumpen durchaus unter bestimmten Bedingungen den Ausbau der Stromverteilnetze notwendig machen. Vor diesem Hintergrund wurden die zusätzlichen jährlichen Kosten im Übertragungsnetz, die zu 10 €/(kW_xa) ermittelt wurden, auf die zusätzlich installierte Windkraftleistung bezogen. Im Stromverteilnetz wurden 25 €/(kW_xa) bezogen auf die zusätzlich installierte Leistung von Windkraft, Photovoltaik und konventionellen Kraftwerken (in Kilowatt) abgeschätzt. Diese Werte wurden unter Annahme einer Nutzungsdauer von 30 Jahren auch in Investitions-(Mehr-)Kosten umgerechnet. Allerdings sind im Stromnetz auch noch Reserven vorhanden (vgl. Kap. 8.3 bzw. Anhang F), so dass hier im Fall des Verteilnetzes die vereinfachende Annahme getroffen wurde, dass die Mehrkosten erst bei einer Leistung von mehr als 40 GW (maximale durch die Wohngebäude abgenommene Leistung) zum Tragen kommen.

Im Bezug auf das Erdgasnetz wurden ebenfalls überschlägig Differenzkosten berücksichtigt: Es wurde angenommen, dass das großräumige Übertragungsnetz beim Erdgas weiterhin unverändert bestehen bleibt, dass aber das lokale Verteilnetz mit seinen Kosten nur bei denjenigen Gebäuden anzusetzen ist, die in der jeweiligen Untersuchungsvariante auch Erdgas nutzen. Vor diesem Hintergrund wurden die jährlichen Gesamtkosten des Verteilnetzes aus [Hecking et al. 2017a] für 2017 mit einem ad-hoc angenommenen Anteil von 60 % auf die Wohngebäude umgelegt und durch die Wohnfläche dividiert¹⁹⁴. Der resultierende Wert von rund 1,2 €/m²a wurde im Projekt für die jeweils mit Gas versorgte Wohnfläche im Gesamtbestand übernommen, unter Ansatz einer Nutzungsdauer von 30 Jahren kann auch eine überschlägige Umrechnung in Investitionskosten erfolgen.

C.4 Kosten der Wärmeschutzmaßnahmen an den Gebäuden

Die Kostenansätze für den Wärmeschutz im Gebäudebestand sind in Tabelle 21 dokumentiert. Sie orientieren sich weitgehend an [Hinz 2015]. Vereinfachend wird bei der Wanddämmung immer die Außendämmung mit Wärmedämmverbundsystem angesetzt, bei der Dachdämmung ist das Steildach mit Zwischensparren- und Aufdachdämmung zugrunde gelegt. Im Fall der Obergeschossdecke wurde zu 2/3 eine begehbare Decke und im Fall der Kellerdeckendämmung zur Hälfte eine Ausführung mit Bekleidung angenommen. Die Gesamtkosten einer Wärmedämmmaßnahme ergeben sich als Basiskosten plus den Zuwachskosten mal der verwendeten Dämmstoffdicke.

Tabelle 21: Kosten von Wärmeschutzmaßnahmen

Investitionskosten bezogen auf die Bauteilfläche in m², mit MwSt.

Gesamtkosten = Basiskosten + Zuwachskosten x Dämmstoffdicke (in cm)

energiebedingte Mehrkosten = Gesamtkosten – Ohnehinkosten

Ohnehinkosten: Angabe der Variante maximal/mittel/gering: siehe Text

	Basiskosten	Zuwachskosten	Ohnehinkosten		
			maximal	mittel	gering
	€/m ²	€/m ² cm	€/m ²		
Wanddämmung	100	2,8	75	50	25
Dachdämmung	150	2,8	130	100	65
Obergeschossdeckendämmung	20	1,6	0	0	0
Kellerdeckendämmung	43	1,4	0	0	0
Fenster mit 2-Scheiben-Verglasung	250	-	250	200	150
Fenster mit 3-Scheiben-Verglasung	300	-	250	200	150
Passivhausfenster	400	-	250	200	150

Die Ohnehinkosten sind diejenigen Kosten, die bei der Bauteilsanierung ohnehin anfallen, also nicht der Energieeinsparung zuzurechnen sind. Die energiebedingten Mehrkosten berechnen sich daher als Gesamtkosten minus Ohnehinkosten. In der Tabelle sind jeweils drei Werte für die Ohnehinkosten angegeben: Eine Maximalvariante sowie zwei weitere Varianten „mittel“ und „gering“ mit niedrigeren Werten.

Der Maximalvariante liegt die (ideale) Annahme zu Grunde, dass eine Kopplung an typische umfangreiche Sanierungsmaßnahmen möglich ist: Im Fall der Außenwand sind die Kosten einer Putzerneuerung, beim Dach die Neueindeckung und beim Fenster der Austausch gemäß heutigem Mindeststandard (2-Scheiben-

¹⁹⁴ Der Anteil der Gebäude am Gasverbrauch in der Studie betrug rund 60 %. Hier sind zwar einerseits auch Nichtwohngebäude enthalten, andererseits ist die Anschlussdichte bzw. der Gasverbrauch pro Gebietsfläche bei Wohngebäuden aufgrund der mit betroffenen Einfamilienhäuser sicherlich im Durchschnitt niedriger als bei anderen Verbrauchern, so dass die 60 % als Ad-Hoc-Ansatz gerechtfertigt erscheinen.

Wärmeschutzverglasung) angenommen. Bei Obergeschossdecken- und Kellerdeckendämmung fallen keine Ohnehinkosten an, d.h. hier wird angesetzt, dass die Dämmung allein aus Gründen der Energieeinsparung erfolgt.

Allerdings muss laut [Diefenbach et al. 2015] auf dem Weg zur Erreichung der Klimaschutzziele die Modernisierungsrate deutlich erhöht werden – und zwar zum Teil über die typischen Sanierungszyklen der Bauteile hinaus. Das gilt – neben der vom Sanierungszyklus unabhängigen Obergeschoss- und Kellerdeckendämmung – vor allem für die Wanddämmung. Bei der Dachdämmung und Fenstererneuerung sind dagegen bereits heute relativ hohe Raten zu beobachten [Diefenbach et al. 2010, Cischinsky/Diefenbach 2018]. Auch hier ist allerdings nicht sicher, ob in jedem Fall eine Kopplung an ohnehin notwendige Sanierungen stattfindet.

Vor diesem Hintergrund ist insgesamt davon auszugehen, dass in der anstehenden Übergangsperiode die Ohnehinkosten nicht in voller Höhe anfallen. Um diesen Aspekt überschlägig mit zu berücksichtigen, wurden neben der Maximalvariante auch Varianten mit reduzierten Ohnehinkosten gerechnet. Im Fall der Außenwand entspricht der Ansatz der Variante „gering“ einer Kopplung an einen Anstrich der Wand (statt an die Erneuerung des Putzes), für die Variante „mittel“ wurde der Durchschnittswert der Varianten „maximal“ und „gering“ Varianten angesetzt, so als wäre hier z. B. noch die Hälfte der Dämmungen an eine Putzerneuerung und die andere Hälfte nur noch an einen Anstrich gekoppelt. Für die Dachdämmung lassen sich die Werte z. B. so interpretieren, also sei in der Variante „mittel“ ca. jede vierte Dachdämmung und jede fünfte Fenstererneuerung ohne Instandhaltungsbedarf nur zum Zwecke der Energieeinsparung ausgeführt worden (entsprechend einer Reduzierung der Ohnehinkosten um ca. ein Viertel bzw. ein Fünftel). In der Variante „gering“ wären noch 50 % der Dachdämmungen und 60 % der Fenstererneuerungen mit einer ohnehin notwendigen Sanierung verbunden.

Auf Grundlage dieser Kostenansätze wurden die in [Diefenbach et al. 2015] dokumentierten Szenarien untersucht. Betrachtet wurden die Ergebnisse der Szenarien „Trend“, „Langsam“, „Basis“ und „Schnell“ im Hinblick auf die bis 2050 durchgeführten Modernisierungsmaßnahmen für Bestandsgebäude mit Baujahr bis 2009. Das Ergebnis für die drei verschiedenen Varianten der Ohnehinkosten zeigt Abbildung 124.

Im Diagramm mit eingetragen sind die Geradengleichungen von linearen Ausgleichsfunktionen der Form:

$K = c_0 + c_1 \times q_H$, mit:

K: energiebedingte Mehrinvestitionskosten (Wärmeschutz) in €/m² und

q_H: Brutto-Heizwärmebedarf in kWh/m²a.

Entscheidend sind hier insbesondere die Geradensteigungen: Diese geben (als negative Werte) die notwendigen Mehrinvestitionen in € für die Reduzierung des Heizwärmebedarfs um (jährlich betrachtet) eine Kilowattstunde an. Die Ergebnisse liegen bei ca. -1,9 €/kWh/a (Ohnehinkosten maximal), -2,1 €/kWh/a (mittel) bzw. -2,3 €/kWh/a (gering). Würde man im Extremfall die Gesamtkosten ansetzen, also überhaupt keine Ohnehinkosten berücksichtigen, so ergäbe sich eine Steigung von -2,6 €/kWh/a).

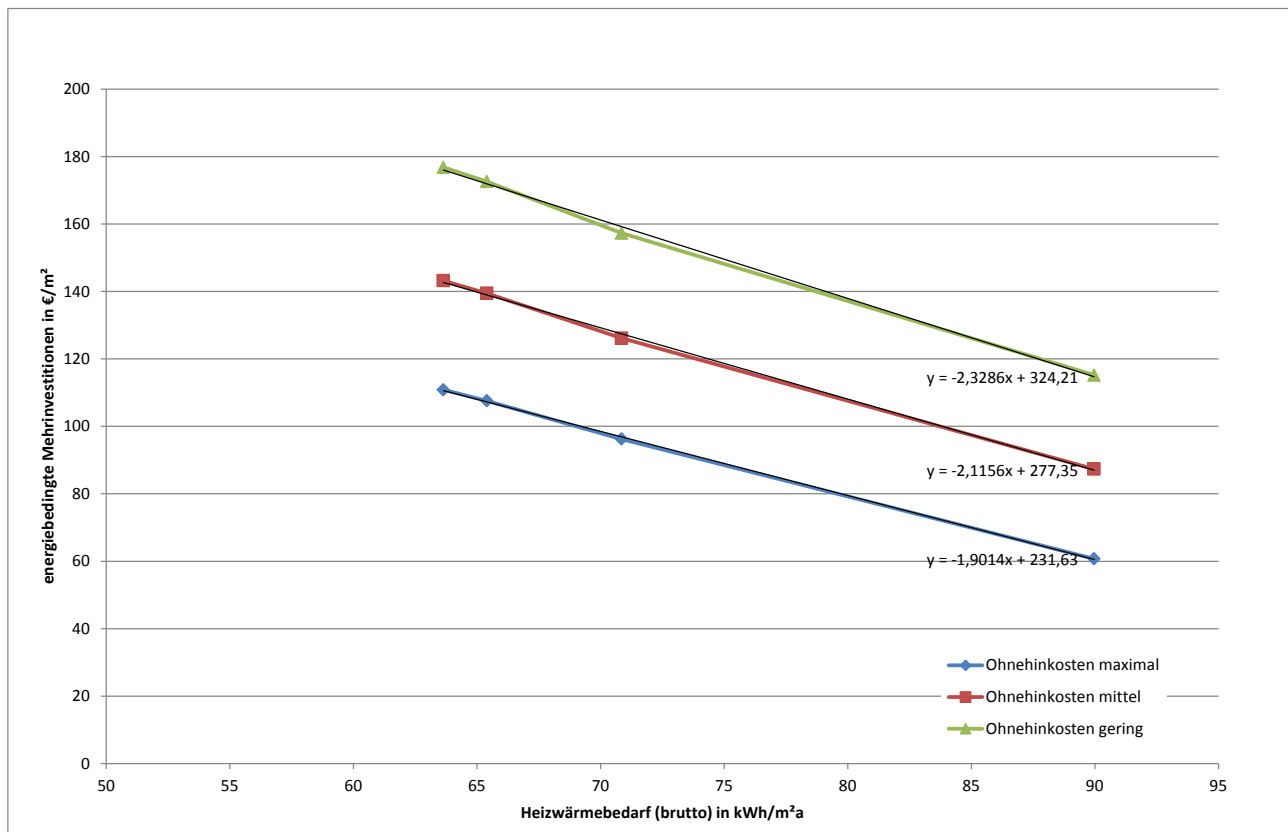


Abbildung 124: Abhängigkeit der energiebedingten Mehrkosten für Wärmeschutzmaßnahmen vom Brutto-Heizwärmebedarf (jeweils bezogen auf die Wohnfläche) im Wohngebäudebestand (Baujahre bis 2009): Untersuchung von vier Szenarien aus [Diefenbach et al. 2015] im Jahr 2050 bezüglich der drei Varianten für die Ohnehin-Kosten

Brutto-Heizwärmebedarf ohne Anrechnung von Lüftungswärmerückgewinnung

Die vier Punkte der jeweiligen Kurve entsprechen von links nach rechts den Szenarien „Schnell“, „Basis“, „Langsam“ und „Trend“

Noch nicht eingerechnet sind Neubaumaßnahmen, die ebenfalls im Wohngebäudebestand 2050 zur berücksichtigen sind. Hierzu wurden mit den in den Szenarien [Diefenbach et al. 2013/2015] verwendeten Beispielgebäuden entsprechende Untersuchungen für verschiedene Neubaustandards (zwischen dem Anforderungsniveau der EnEV 2009 und einem typischen Effizienzhaus 40) durchgeführt. Dabei wurden bei Dämmmaßnahmen die Dämmstoffdicken variiert. Für die Zuwachskosten in €/m²cm wurden Werte in Anlehnung an [Enseling et al. 2011] angesetzt. Diese liegen niedriger als die in Tabelle 21 angesetzten Zuwachskosten. Dies ist plausibel, wenn man berücksichtigt, dass sich im Neubau der Wärmeschutz einfacher planen und umsetzen lässt als bei der Bestandsmodernisierung¹⁹⁵. Die resultierende Steigung der Zuwachskosten weist dennoch mit $c_1 = -2,4 \text{ €/kWh/a}$ einen (absolut gesehen) höheren Wert auf als bei den Bestandsmaßnahmen. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass das Wärmeschutzniveau der Neubauten generell höher ist und die gleiche zusätzliche Dämmstoffdicke daher in der Regel weniger Heizwärme einspart als im Bestand.

Der Anteil des Neubaus im Gesamtbestand ist allerdings relativ gering: In den Szenarien aus [Diefenbach et al. 2015] macht der Neubau der Jahre ab 2010 einen Anteil von rund 17 % der Wohnfläche des Jahres 2050

¹⁹⁵ Konkret wurden folgende Zuwachskosten für die Neubaudämmung eingesetzt: Wand und Kellerdecke jeweils 1,7 €/m²cm, Dach bzw. Obergeschossdecke (gemischter Ansatz) 2,3 €/m²cm.

aus. Bezogen auf den Brutto-Heizwärmeverbrauch beträgt der Anteil zwischen 12 % (Szenario Trend) und 17 % (Szenario Schnell).

Zur Abschätzung der energiebedingten Mehrkosten für den Wärmeschutz im gesamten Wohngebäudebestand (inklusive Neubau) wird vor diesem Hintergrund ein Neubau-Anteil Anteil von rund 15 % angesetzt (angerechnet nur mit Zuwachskosten: $c_0 = 144 \text{ €/m}^2$, $c_1 = -2,4 \text{ €/kWh}$)¹⁹⁶. Damit ergeben sich gerundet die folgenden Ansätze für die Koeffizienten der Geradengleichungen (jeweils für die Varianten maximal/mittel/gering):

$$c_0 = 218 / 257 / 297 \text{ (in €/m}^2\text{)}, c_1 = -1,95 / -2,15 / -2,35 \text{ (in €/kWh/a)}$$

In den Untersuchungen in Kapitel 7.2 werden die mittleren Werte angesetzt, es gilt dann folgender Ansatz für die energiebedingten Mehrinvestitionskosten im Wohnungsbestand (inklusive Neubau):

$$K = 257 \text{ €/m}^2 - 2,15 \text{ €/kWh/a} \times q_H$$

Betrachtet man die annuisierten energiebedingten Mehrkosten k bei Annahme eines Realzinssatzes von 2 % so erhält man die folgenden Werte für den mittleren Fall:

$$k = 11,5 \text{ €/m}^2\text{a} - 0,096 \text{ €/kWh} \times q_H$$

q_H bezeichnet dabei weiterhin den Brutto-Heizwärmebedarf in kWh/m²a. Für die Anwendung der Kostengleichungen wird – entsprechend dem Ansatz für die Ableitung der Parameter – ein zukünftiger Wohngebäudebestand 2050 mit einem entsprechenden gegenüber heute verbesserten Dämmniveau angenommen. Die Kostengleichungen lassen sich also beispielsweise nicht auf den heutigen Wohngebäudebestand übertragen.

Literatur zu Anhang C:

- | | |
|------------------------------|--|
| [Cischinsky/Diefenbach 2018] | H. Cischinsky, N. Diefenbach: Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016 - Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand, IWU, Darmstadt, 2018 |
| [Diefenbach et al. 2010] | N. Diefenbach, H. Cischinsky, M. Rodenfels: Datenbasis Gebäudebestand - Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand, IWU / BEI, Darmstadt, 2010 |
| [Diefenbach et al. 2013] | N. Diefenbach et al.: Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich - Zielerreichungsszenario; IWU, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, BMVBS-Online-Publikation Nr. 03/2013 |
| [Diefenbach et al. 2016] | N. Diefenbach, T. Loga, B. Stein: Reaching the climate protection targets for the heat supply of the German residential building stock: How and how fast?, Energy and Buildings 132 (2016), 53-73 |

¹⁹⁶ Für die Gesamthöhe der energiebedingten Mehrkosten im Neubau ist ein geeigneter Referenzfall festzulegen. Anders als im Altbau ist es hier nicht sinnvoll, ein ungedämmtes Gebäude anzusetzen. Im vorliegenden Fall wurde der Wert c_0 so festgelegt, dass sich bei einem Brutto-Heizwärmebedarf von 60 kWh/m²a (ein relativ hoher Wert selbst für Gebäude nach EnEV) Mehrkosten von Null ergeben.

- [Diefenbach et al. 2017] N. Diefenbach, M. Großklos, M. Grafe, A. Müller, R. Born, H. Ruppert, K.-M. Graf, N. Krzikalla: Modellentwicklung zur Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage im Wohngebäudesektor - Zwischenbericht im Projekt "Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage; IWU / h_da / BET, Darmstadt, 29.03.2017, ISBN 978-3-941149-59-2
- [Enseling et al. 2011] A. Enseling et al.: Evaluierung und Fortentwicklung der EnEV 2009: Untersuchung zu den ökonomischen Rahmenbedingungen im Wohnungsbau, IWU, Studie im Auftrag des BBSR, Darmstadt, November 2011
- [Hecking et al. 2017a] H. Hecking, M. Hintermayer, D. Lencz, J. Wagner: Energiemarkt 2030 und 2050 - Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung; ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Studie im Auftrag von Gelsenwasser AG, Open Grid Europe GmbH und RheinEnergie AG, Köln, 2017
- [Hinz 2011] E. Hinz: Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Altbauten; IWU, Studie im Auftrag des BBSR, BMVBS-Online Publikation Nr. 07/2012
- [Hinz 2015] E. Hinz: Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Altbauten; IWU, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Darmstadt, August 2015
- [Sperber / Nast 2016] E. Sperber, M. Nast: (Appendix 4: Fachgutachten zum Fördersegment Wärmepumpe), Anhang in [Stuible et al. 2016]
- [Stuible et al. 2016] A. Stuible et al.: Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014 - Evaluierung des Förderjahres 2014; Fichtner / DLR et al., Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Stuttgart 28.05.2016

Anhang D: Berechnungen zum vereinfachten Modell

Brennstoffeinsatz in Heizkesseln bzw. effizienteren Systemen

In Kapitel 4.2 wird die folgende Optimierungsaufgabe gestellt:

$$Q_{B,Gas} = \min$$

mit folgenden Randbedingungen:

$$Q_{B,Holz} = \text{const (vorgegebenes Potential des Brennstoffs Holz)}$$

$$D_{HKGas} + D_{HKHolz} = D_{HK} = \text{const (vorgegebener Wert für den Deckungsgrad durch Heizkessel)}$$

Für die weitere Ableitung wird zunächst der Brennstoffverbrauch aus Gas bzw. Holz näher betrachtet, und zwar jeweils als Produkt aus Wärmeproduktion (Deckungsgrad mal Gesamt-Wärmebedarf Q) und Erzeugeraufwandszahl e_g (Kehrwert des jeweiligen Jahresnutzungsgrades η):

$$(1) Q_{B,Gas} = (D_{EffGas} e_{g,EffGas} + D_{HKGas} e_{g,HKGas}) Q$$

$$(2) Q_{B,Holz} = (D_{EffHolz} e_{g,EffHolz} + D_{HKHolz} e_{g,HKHolz}) Q$$

mit:

$$(3) D_{HKGas} + D_{EffGas} + D_{HKHolz} + D_{EffHolz} = 1$$

Umformung von (1) durch Einsetzen von (3):

$$\begin{aligned} Q_{B,Gas} / Q &= (1 - D_{EffHolz} - D_{HKHolz} - D_{HKGas}) e_{g,EffGas} + D_{HKGas} e_{g,HKGas} \\ &= e_{g,EffGas} - e_{g,EffGas} D_{EffHolz} - e_{g,EffGas} D_{HKHolz} - e_{g,EffGas} D_{HKGas} + e_{g,HKGas} D_{HKGas} \\ &= e_{g,EffGas} - e_{g,EffGas} D_{EffHolz} - e_{g,EffGas} D_{HKHolz} - e_{g,EffGas} (D_{HK} - D_{HKHolz}) + e_{g,HKGas} (D_{HK} - D_{HKHolz}) \\ \Leftrightarrow (4) Q_{B,Gas} / Q &= e_{g,EffGas} - e_{g,EffGas} D_{EffHolz} - e_{g,EffGas} D_{HK} + e_{g,HKGas} D_{HK} - e_{g,HKGas} D_{HKHolz} \end{aligned}$$

Aus (2) folgt:

$$\begin{aligned} Q_{B,Holz} / Q &= D_{EffHolz} e_{g,EffHolz} + D_{HKHolz} e_{g,HKHolz} \\ \Leftrightarrow D_{EffHolz} &= (Q_{B,Holz} / Q - D_{HKHolz} e_{g,HKHolz}) / e_{g,EffHolz} \end{aligned}$$

eingesetzt in (4) ergibt sich:

$$\begin{aligned} Q_{B,Gas} / Q &= e_{g,EffGas} - (e_{g,EffGas} / e_{g,EffHolz}) (Q_{B,Holz} / Q - D_{HKHolz} e_{g,HKHolz}) - e_{g,EffGas} D_{HK} + e_{g,HKGas} D_{HK} - e_{g,HKGas} D_{HKHolz} \\ &= D_{HKHolz} (e_{g,EffGas} e_{g,HKHolz} / e_{g,EffHolz} - e_{g,HKGas}) + e_{g,EffGas} - (e_{g,EffGas} / e_{g,EffHolz}) (Q_{B,Holz} / Q) + D_{HK} (e_{g,HKGas} - e_{g,EffGas}) \end{aligned}$$

Dies lässt sich wie folgt umformen:

$$(5) Q_{B,Gas} = m x + b$$

mit:

$$m = Q (e_{g,EffGas} e_{g,HKHolz} / e_{g,EffHolz} - e_{g,HKGas})$$

$$x = D_{HKHolz}$$

$$b = Q (e_{g,EffGas} - (e_{g,EffGas} / e_{g,EffHolz}) (Q_{B,Holz} / Q) + D_{HK} (e_{g,HKGas} - e_{g,EffGas}))$$

Dabei sind die Größen m und b Konstanten, da sie sich nur aus konstanten (durch die Randbedingungen fest vorgegebenen) Variablen zusammensetzen.

Gleichung (5) beschreibt daher die Abhängigkeit von $Q_{B,Gas}$ von der verbleibenden Variablen D_{HKHolz}

Da $Q_{B, Gas}$ minimiert werden soll, gilt: Wenn $m < 0$ ist, so sollte D_{HKHolz} möglichst groß sein. $D_{EffHolz}$ erreicht dann wegen dem begrenzten Holzpotential sein Maximum).

Andernfalls ($m > 0$) sollte D_{HKHolz} möglichst klein und daher $D_{EffHolz}$ möglichst groß sein.

Der zweite Fall ($m > 0$) führt auf folgende Ungleichung:

$$e_{g, EffGas} e_{g, HKHolz} / e_{g, EffHolz} - e_{g, HKGas} > 0$$

$$\Leftrightarrow e_{g, HKHolz} / e_{g, EffHolz} > e_{g, HKGas} / e_{g, EffGas}$$

Ersetzen von e_g durch $1/\eta$ ergibt dann die im Text genannte Ungleichung, die die Bedingung für die Maximierung von $D_{EffHolz}$ (also einen möglichst hohen Holzeinsatz im effizienten System) beschreibt:

$$\eta_{EffHolz} / \eta_{HKHolz} > \eta_{EffGas} / \eta_{HKGas}$$

Aufteilung von Windstrom auf Wärmepumpen bzw. Heizstäbe

In Kapitel 4.4.3 stellt sich folgende Optimierungsaufgabe für die Aufteilung von Windstrom auf Wärmepumpen bzw. Heizstäbe zur Wärmeerzeugung:

$$Q_{Wind} = Q^*_{Wind} + \tilde{Q}_{Wind} = \max.$$

Darin ist Q_{Wind} die Wärmeerzeugung aus Windenergie, Q^*_{Wind} und $\tilde{Q}_{Wind}$ sind hiervon die auf Wärmepumpen bzw. Heizstäbe entfallenden Anteile. Weitere Kenngrößen sind in Kapitel 4.4.3 eingeführt.

Damit gilt :

$$Q_{Wind} = D^*_{Wind} Q^* + \tilde{D}_{Wind} \tilde{Q}$$

$$= D^*_{Wind} d_{Wind} Q + \tilde{D}_{Wind} \tilde{d}_{Wind} Q$$

$$(1) \quad D_{Wind} = Q_{Wind}/Q = D^*_{Wind} d_{Wind} + \tilde{D}_{Wind} \tilde{d}_{Wind}$$

Da Q konstant vorgegeben ist, kann die Aufgabenstellung auch in $D_{Wind} = \max.$ umformuliert werden.

Setzt man für D^*_{Wind} die parametrisierte Funktionsgleichung mit den Parameter a und b an, so erhält man:

$$D^*_{Wind} = a (1 - \exp(-b f^*_{Q, Wind}))$$

$$\text{mit: } f^*_{Q, Wind} = E^*_{Wind}/Q^* = (1-x) E_{Wind} / (d_{Wind} Q) = (1-x) f_{Q, Wind} / d_{Wind} = (1-x) f / d$$

darin sind x , f und d abgekürzte Schreibweisen:

$$x = \alpha_{HS} \quad (\text{s. Kapitel 4.4.3}); \quad f = f_{Q, Wind}; \quad d = d_{Wind}$$

Es ergibt sich somit:

$$D^*_{Wind} = a(1 - \exp(-b f (1-x)/d))$$

Entsprechend lässt sich auch für $\tilde{D}_{Wind}$ der parametrisierte Ansatz verwenden:

$$\tilde{D}_{Wind} = \tilde{a} (1 - \exp(-\tilde{b} \tilde{f}_{Q, Wind}))$$

$$\text{mit: } \tilde{f}_{Q, Wind} = \tilde{E}_{Wind}/\tilde{Q} = x E_{Wind} / (\tilde{d}_{Wind} Q) = f x / \tilde{d} \quad \text{und der Abkürzung } \tilde{d} = \tilde{d}_{Wind} \text{ ergibt sich:}$$

$$\tilde{D}_{Wind} = \tilde{a} (1 - \exp(-\tilde{b} f x / \tilde{d}))$$

Nach Einsetzen von D^*_{Wind} und $\tilde{D}_{Wind}$ in Gleichung (1) erhält man:

$$D_{Wind} = a d - a d \exp(-b f (1-x)/d) + \tilde{a} \tilde{d} - \tilde{a} \tilde{d} \exp(-\tilde{b} f x / \tilde{d})$$

$$= a d - a d \exp(-b f / d) \exp(b f x / d) + \tilde{a} \tilde{d} - \tilde{a} \tilde{d} \exp(-\tilde{b} f x / \tilde{d})$$

Zum Auffinden des Maximum in Abhängigkeit von $x = \alpha_{HS}$ wird die erste Ableitung gebildet und zu Null gesetzt:

$$\begin{aligned}
 D'_{\text{Wind}} = 0 &= -a b f \exp(-b f/d) \exp(b f x/d) + \tilde{a} \tilde{b} f \exp(-\tilde{b} f x/d) \\
 \Rightarrow \exp(b f (x-1)/d + \ln(ab)) &= \exp(-\tilde{b} f x/d + \ln(\tilde{a} \tilde{b})) \\
 \Rightarrow x(b f/d + \tilde{b} f/d) - b f/d &= \ln(\tilde{a} \tilde{b}) - \ln(ab) \\
 \Rightarrow x(b f/d + \tilde{b} f/d) &= b f/d + \ln(\tilde{a} \tilde{b}/(ab)) \\
 \Rightarrow b f x/d (1 + \tilde{b} d/(b d)) &= b f/d (1 + d/(b f) \ln(\tilde{a} \tilde{b}/(ab))) \\
 \Rightarrow x &= (1 + d/(b f) \ln(\tilde{a} \tilde{b}/(ab)) / (1 + \tilde{b} d/(b d)))
 \end{aligned}$$

Dies ist (nach Auflösung der gewählten Abkürzungen) die in Kapitel 4.4.3 genannte Gleichung zur Bestimmung von $x = \alpha_{\text{HS}}$. Im Modell ist hier eine iterative Lösung notwendig, da $f = f_{Q,\text{Wind}}$ nicht von vornherein feststeht.

Gekoppelte und ungekoppelte Wärme- und Stromerzeugung

In Kapitel 6.4 wird der Einsatz der Kraft-Wärmekopplung mit der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in Kraftwerken bzw. Wärmepumpen verglichen. Produziert wird in der KWK-Anlage eine vorgegebene Menge an elektrischer Energie E und Wärme Q .

Die verwendeten Größen sind in Kapitel 6.4 eingeführt. Das Tilde-Symbol $\sim$ wird hier zur Vereinfachung weggelassen, es gilt hier also generell $\eta = \tilde{\eta}$, d.h. die Nutzungsgrade berücksichtigen also immer auch die Netzverluste.

Für den Brennstoffeinsatz in der KWK-Anlage gilt:

$$(1) Q_{B,KWK} = E/\eta_{\text{el}} = Q/\eta_{\text{th}}$$

daraus folgt:

$$(2) Q = E \eta_{\text{th}}/\eta_{\text{el}}$$

Im Referenzfall der ungekoppelten Erzeugung ergibt sich der Brennstoffeinsatz aus den Beiträgen der Kraftwerke zur direkten Stromerzeugung (1. Term) bzw. zur Versorgung der Wärmepumpen (2. Term):

$$(3) Q_{B,\text{Ref}} = E/\eta_{\text{el,Ref}} + Q/(\eta_{\text{el,Ref}} \epsilon)$$

Mit (2) folgt:

$$Q_{B,\text{Ref}} = E/\eta_{\text{el,Ref}} + E \eta_{\text{th}}/(\eta_{\text{el}} \eta_{\text{el,Ref}} \epsilon)$$

Der Fall, dass die KWK-Nutzung günstiger ist, ergibt sich für folgende Bedingung:

$$Q_{B,KWK} \leq Q_{B,\text{Ref}}$$

$$\text{d. h.: } E/\eta_{\text{el}} \leq E/\eta_{\text{el,Ref}} + E \eta_{\text{th}}/(\eta_{\text{el}} \eta_{\text{el,Ref}} \epsilon)$$

Nach Kürzen von E und Multiplikation der Ungleichung auf beiden mit $\eta_{\text{el}} \eta_{\text{el,Ref}}/\eta_{\text{th}}$ erhält man:

$$\eta_{\text{el,Ref}}/\eta_{\text{th}} \leq \eta_{\text{el}}/\eta_{\text{th}} + 1/\epsilon \text{ und schließlich:}$$

$$(\eta_{\text{el,Ref}} - \eta_{\text{el}})/\eta_{\text{th}} \leq 1/\epsilon$$

Dies entspricht nach Rückübersetzung von η in $\tilde{\eta}$ der im Text angegebenen Ungleichung.

Anhang E: Restriktionen und Hemmnisse bei Biomasse und Wärmepumpen

Aus den Untersuchungen im vorliegenden Projekt (wie auch in anderen Studien und Szenarienanalysen) wird deutlich, dass sowohl die Verfügbarkeit von Biomasse als auch der Einsatz elektrischer Wärmepumpen wichtige Faktoren für die Erreichung der Klimaschutzziele im Wohngebäudesektor sind.

Gleichzeitig sind hier besondere Randbedingungen und Hemmnisse zu beachten: Im Fall der Biomasse steht vor allem das Problem der begrenzten Potentiale im Mittelpunkt. Im Fall der Wärmepumpen sind neben der Frage nach der erreichbaren Effizienz bei der Umwandlung von Strom in Wärme (siehe hierzu die Analysen in Kap. 3.5.3) weitere Restriktionen aufgrund der Treibhausgaswirkung der verwendeten Kältemittel und der Schallemissionen zu beachten.

Diese Aspekte werden im Folgenden näher betrachtet und diskutiert¹⁹⁷.

E.1 Biomasse

Die Verfügbarkeit von Biomasse als Energieträger hat einen großen Einfluss auf die Möglichkeiten für eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Dies gilt insbesondere auch für den Wohngebäudebereich.

Gleichzeitig ist es sehr schwierig, quantitative Aussagen über das zukünftig verfügbare energetische Biomassepotential zu treffen. Unsicherheiten bestehen in vielen Bereichen, nicht zuletzt sind Zusammenhänge mit der Land- und Forstwirtschaft zu beachten, wobei Fragen der Flächenverfügbarkeit und der Inanspruchnahme von Naturflächen aufgeworfen werden – und zwar nicht nur im nationalen, sondern auch im internationalen Rahmen.

Vor diesem Hintergrund können hier nur grobe Plausibilitätsabschätzungen für zukünftig erreichbare Größenordnungen der Biomasseverwendung im Wohngebäudebereich getroffen werden. In der vorliegenden Studie wird als Standardannahme ein Potential von 50 TWh/a in Form von Holz (Angabe des Heizwerts) für die Wohngebäude-Wärmeversorgung angesetzt. Inklusive Haushaltsstrom erhöht sich dieser Ansatz auf bis zu 65 TWh/a. Es wird aber davon ausgegangen, dass unter ungünstigeren Bedingungen die Potentiale deutlich geringer ausfallen könnten. Vor diesem Hintergrund werden bei der Wärmeversorgung auch Varianten mit halbiertem Potential (25 TWh/a) betrachtet (siehe Kapitel 4.5 und 7.1.3) und es wird der Fall berücksichtigt, dass für den Haushaltsstrom keine zusätzlichen Biomassepotentiale zur Verfügung stehen (Kap. 5.2).

In früheren Untersuchungen des IWU war als Standardabschätzung ein deutlich höherer Wert von 100 TWh/a für die Wohngebäude-Wärmeversorgung angesetzt worden [Diefenbach 2013/2015/2016]. Dieser hatte sich an Potentialangaben für die energetische Biomassenutzung in Deutschland in Höhe von rund 420 TWh/a orientiert [Nitsch et al. 2010]. Bei Zuordnung zur Wohngebäude-Wärmeversorgung gemäß einem Anteil von 20 % (Faustregel aus Kapitel 2.2) ergeben sich daraus 84 TWh/a, die dann in den Szenarien auf 100 TWh/a aufgerundet wurden. Dabei war zuletzt angenommen worden, dass hiervon etwa 70 TWh/a aus Holz und 30 TWh/a aus Energiepflanzenanbau gewonnen werden¹⁹⁸.

Für die pessimistischere Einschätzung des Biomassepotentials in der vorliegenden Untersuchung gibt es verschiedene Gründe, die im Folgenden noch näher diskutiert werden. Zwei Faktoren sind dabei ausschlaggebend:

¹⁹⁷ Die Ausführungen in Anhang E basieren in großen Teilen auf Dokumentationen und vorbereitenden Analysen durch Rolf Born (Mitarbeiter am IWU bis Dezember 2017).

¹⁹⁸ Siehe hierzu [Diefenbach et al. 2015]. Dem Holz kommt nur ein geringer Treibhausgasfaktor von 0,02 kg/kWh zu, bei den Energiepflanzen wurden aufgrund von Anbau und Weiterverarbeitung 0,17 kg/kWh angesetzt. Das bedeutet, dass der neue Ansatz von 50 TWh/a (Holz) gegenüber dem alten Ansatz (70 TWh/a Holz und 30 TWh/a aus Energiepflanzen) den ursprünglichen Effekt der Treibhausgasreduzierung durch Biomasse weniger als halbiert.

- In der Vergangenheit war die Betrachtung der Treibhausgaswirkung von Biomasse vor allem auf die beim Anbau und bei der Weiterverarbeitung entstehenden Klimagasemissionen beschränkt. Neue Untersuchungen zeigen dagegen, dass außerdem auch die durch Energiepflanzenanbau verursachten Landnutzungsänderungen die Treibhausgasbilanz in erheblichem Umfang negativ beeinflussen. Dieser Effekt ist in den meisten Fällen so groß, dass die generelle Sinnhaftigkeit des großmaßstäblichen Energiepflanzenanbaus zur Treibhausgasminderung (z. B. Mais zur Biogaserzeugung, Raps zur Rapsölgewinnung) in weiten Teilen in Frage gestellt wird.
- Bei der alternativen und traditionellen Form der Energiegewinnung aus Biomasse, nämlich der Nutzung von (Rest-)Holz aus dem Wald bzw. aus der Holzverarbeitung, beansprucht die Wohngebäude-Wärmeversorgung einen hohen Anteil der verfügbaren Mengen. Allerdings erscheint keineswegs sicher, dass dies auch in Zukunft in diesem Umfang so bleiben wird: Im Sinne einer sinnvollen Lastenteilung läge es nahe, entweder auch den anderen Sektoren höhere Holzpotentiale zuzuordnen oder für den Wohngebäudesektor entsprechend höhere Zielvorgaben bei der Treibhausgasminderung zu formulieren. Es ist also damit zu rechnen, dass auch die bisher schon genutzten Holzpotentiale des Wohngebäudesektors zukünftig zumindest teilweise infrage stehen.

Bei der Betrachtung der Effekte von Landnutzungsänderungen (LUC: land use change) auf die Treibhausgasbilanz von Energiepflanzen sind zwei Bereiche zu unterscheiden: Direkte Landnutzungsänderungen (DLUC: direct land use change) betreffen die CO₂- und Treibhausgasemissionen durch Veränderungen in den Böden, auf denen der Energiepflanzenanbau stattfindet (bzw. neu eingeführt wird), z. B. in Form einer resultierenden Abnahme des Kohlenstoffgehalts. Indirekte Landnutzungsänderungen (ILUC: indirect land use change) bezeichnen dagegen die Effekte der Verdrängung von bisherigen landwirtschaftlichen Nutzungen durch Energiepflanzenanbau, für die anderswo (wiederum um den Preis zusätzlicher CO₂- und Treibhausgasemissionen) Ersatz gefunden werden muss¹⁹⁹.

Die konkrete Berechnung der LUC-Effekte ist von vielen Annahmen und Unsicherheiten geprägt, so dass die Zahlen eher als Größenordnungsabschätzung zu interpretieren sind. Dies gilt insbesondere für die folgende Abbildung 125, die die Ergebnisse von Berechnungen des IWU auf Grundlage von Angaben zu den Treibhausgasemissionen bei Anbau und Verarbeitung in [Rausch/Fritsche 2012] bzw. zu den Emissionen durch Landnutzungsänderungen in [Valin et al. 2015] wiedergibt. Die Balken stellen die Treibhausgas-Emissionsfaktoren der verschiedenen Brennstoffe dar, die sich aus den Anteilen der Landnutzungsänderung (LUC, grün), des Energiepflanzenanbaus (rot) und der Verarbeitung (blau) zusammensetzen. Als gestrichelte waagerechte Linien sind zum Vergleich die Emissionsfaktoren von Heizöl und Erdgas eingezeichnet.

Generell ist zu erkennen, dass bei den flüssigen und gasförmigen Brennstoffen der Vorteil gegenüber Erdgas und Heizöl, der aufgrund der Beiträge von Anbau und Verarbeitung bereits deutlich eingeschränkt ist, unter Hinzunahme der LUC-Werte auf nur noch sehr geringe Beträge zusammenschrumpft bzw. sich sogar in einen Nachteil umkehrt. Dies gilt beispielsweise für Rapsöl im Vergleich zu Heizöl (nach dieser Abschätzung nachteilig) bzw. Biogas aus Mais gegenüber Erdgas (mit einem vernachlässigbaren verbleibenden Vorteil).

Positive Effekte ergeben sich in den in der Abbildung berücksichtigten Fällen dagegen für die Nutzung von Holz als Brennstoff.

¹⁹⁹ Ein plakatives Beispiel für den Fall ILUC wäre: Energiepflanzenanbau in Deutschland verdrängt die Produktion von Futtermitteln, diese werden ersatzweise aus Südamerika importiert, wofür dort zunächst Regenwald gerodet wird.

Vor dem Hintergrund dieses Beispiels sei auch erwähnt, dass die LUC-Faktoren allein auf die Treibhausgaswirkung abzielen und weitere Aspekte der Umweltwirkungen von Energiepflanzenanbau (etwa der mögliche Verlust von Naturräumen und Artenvielfalt) darin nicht berücksichtigt sind und auch in der vorliegenden Untersuchung generell ausgeklammert werden müssen.

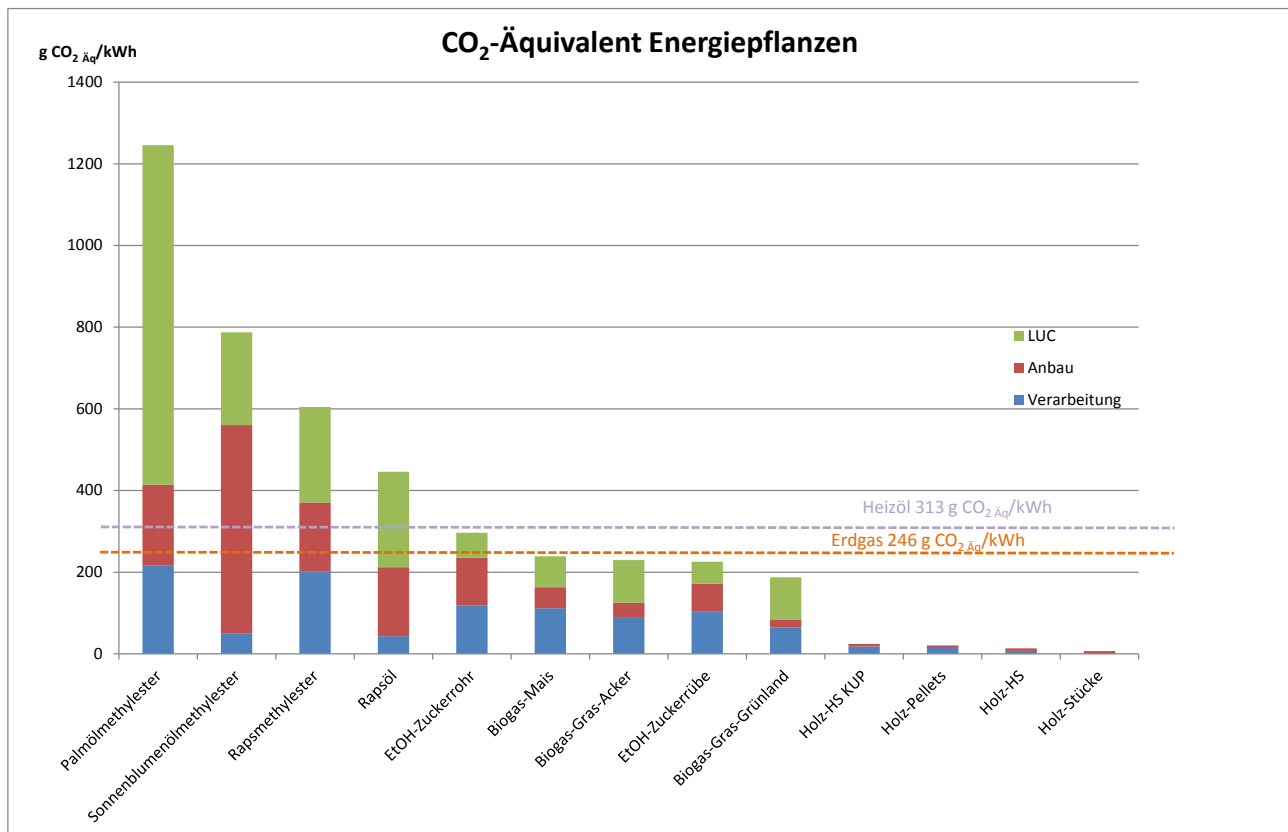


Abbildung 125: Treibhausgas-Emissionsfaktoren (g_{CO2e}/kWh) bezogen auf den Heizwert

IWU-Berechnungen auf Basis von [Rausch/Fritsche 2012, Valin et al. 2015]

LUC: Land Use Change (Summe von direkten und indirekten Effekten)

HS: Hackschnitzel, KUP: Kurzumtriebsplantagen, EtOH: Ethanol

Unter anderem aufgrund dieser Situation wird der Energiepflanzenanbau vielfach zunehmend kritisch eingeschätzt: So sehen die wissenschaftlichen Beiräte des Bundeslandwirtschaftsministeriums im reinen Energiepflanzenanbau keine sinnvolle Klimaschutzstrategie. Als mögliche Ausnahmen werden allein Kurzumtriebsplantagen für Holz und der Anbau von Miscanthus (Schilfgras) genannt [Beiräte Agrar Holz 2016].

Insbesondere vor dem Hintergrund dieser Ausnahmen sind also zukünftige Perspektiven für den Energiepflanzenanbau speziell auch für die Gewinnung von Festbrennstoffen (die dann anteilig auch zur Strom- und Wärmeversorgung im Wohngebäude genutzt werden könnten) im Grundsatz noch vorhanden.

Allerdings ist zu beachten, dass die Problematik der Flächenkonkurrenz zwischen unterschiedlichen landwirtschaftlichen Nutzungen, aber auch zwischen Landwirtschaft und Naturlandschaft, generell komplexe Fragen aufwirft. Der Energiepflanzenanbau – selbst wenn hierdurch Energiepflanzen mit hohen Treibhausgas-Emissionsfaktoren durch solche mit niedrigen Emissionswerten ersetzt würden – ist immer im Hinblick auf weitere Alternativen der Flächennutzung zu bewerten. In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass eine Beanspruchung von zusätzlichen Flächen beispielsweise auch durch eine weniger intensive Landwirtschaft (mit geringerem Einsatz von Dünger sowie Insekten- und Unkrautgiften), durch eine Reduzierung der Importe von Tierfutter und Nahrungsmitteln (zur Entlastung von Flächenpotentialen und Verhinderung von Naturzerstörung im Ausland) sowie durch den Wunsch zusätzlicher natürlicher bzw. naturnaher Flächen im Inland entstehen kann²⁰⁰. In der vorliegenden Studie ist angesichts dieser Problemlage nicht zu klären, inwieweit generell und speziell für den Wohngebäudesektor zukünftig Biomasse aus Energiepflanzenanbau in

²⁰⁰ Für detailliertere Ausführungen zu Flächen- und Nutzungskonkurrenzen im Zusammenhang mit Bioenergie siehe z. B. [Leopoldina 2013].

größerem Umfang zur Verfügung stehen kann²⁰¹. Für den Standardfall wird im Folgenden davon ausgegangen, dass hier in sehr begrenztem Umfang noch Spielräume bestehen, daneben wird aber auch eine pessimistischere Variante betrachtet.

Angesichts der Problematik des Energiepflanzenanbaus ist für die Biomasseverwendung im Wohngebäudebereich der Blick vor allem auf die „klassische“ Nutzung von Energieholz, das vorwiegend aus den bestehenden Wäldern gewonnen wird, zu richten. Abbildung 126 zeigt anhand von zwei unterschiedlichen Quellen die Entwicklung der Nutzung von Energieholz in privaten Haushalten²⁰².

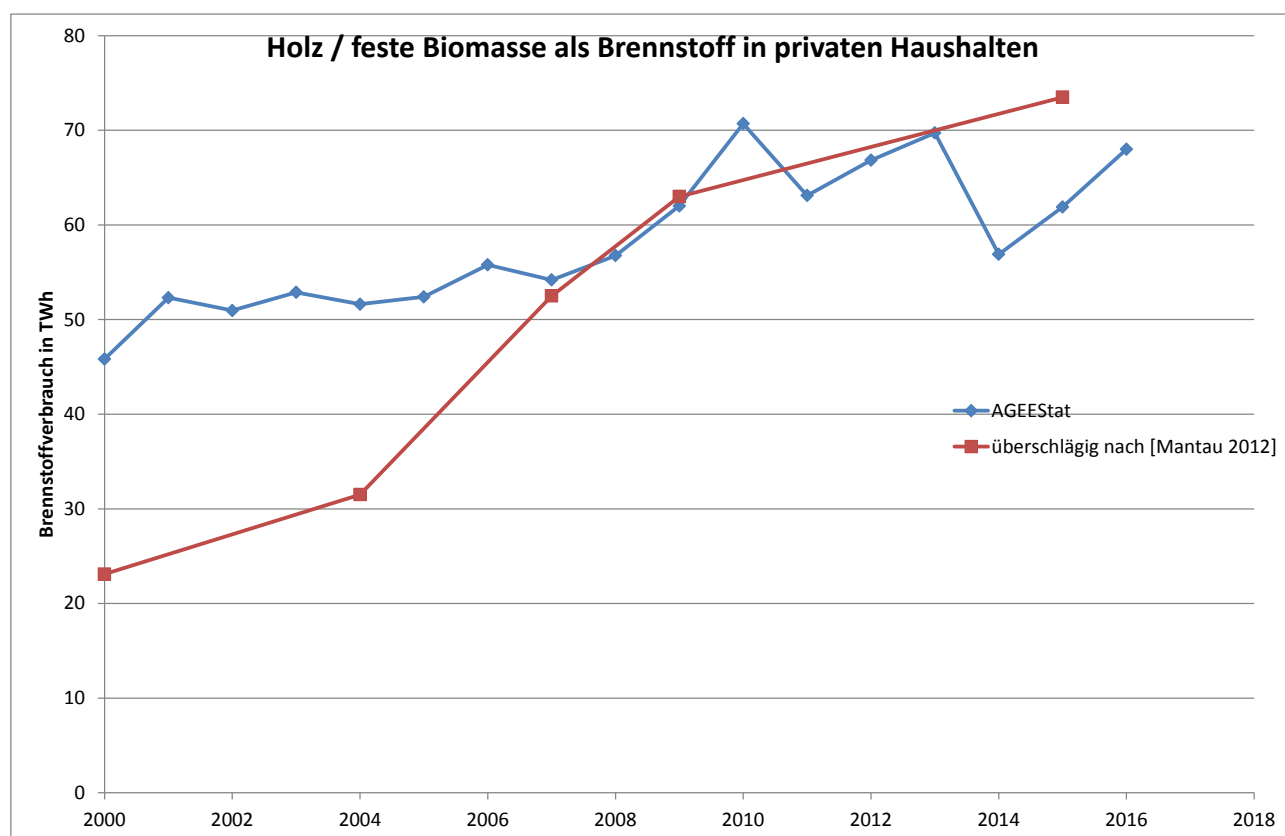


Abbildung 126: Direkte Nutzung von Holz zur Wärmeversorgung im Haushaltssektor

blaue Kurve (Rauten): Nutzung biogener Festbrennstoffe in Haushalten [BMW/AGEEStat 2017]
rote Kurve (Quadrate): Verwendung von Holz als Brennstoff in privaten Haushalten, Auswertung des IWU auf Basis von [Mantau 2012]²⁰³

Die Kurven lassen erhebliche Abweichungen erkennen und machen damit zunächst einmal deutlich, dass es offenbar generell schwierig ist, genaue statistische Daten über die Holzgewinnung bzw. -nutzung zu gewinnen (vgl. hierzu auch [Weimar 2016]). Andererseits wird in beiden Quellen deutlich, dass in den vergangenen Jahren ein merklicher Anstieg der Holznutzung zur Energieerzeugung in den Haushalten stattgefunden hat und dass hierfür inzwischen ungefähr eine Größenordnung von 70 TWh/a erreicht wird. Über den Um-

²⁰¹ Ebensovienig lassen sich hier sichere Aussagen zu eventuellen zukünftigen Importen von Biomasse treffen. Angesichts der geschilderten, weltweit bestehenden Problematik der Flächenkonkurrenzen und einer wachsenden Weltbevölkerung erscheint es aber sinnvoll, hier vorerst keine relevanten Potentiale anzusetzen.

²⁰² Es wird hier bei dem Vergleich unterstellt, dass es sich bei den biogenen Festbrennstoffen insbesondere in den Haushalten aus [BMW/AGEEStat 2017] ganz überwiegend um Holz handelt.

²⁰³ Die Volumenangaben der jährlichen Holzverwendung in der Originalquelle [Mantau 2012] wurden hier aus den verfügbaren Diagrammen abgelesen mit der Ad-Hoc-Annahme eines mittleren Heizwerts von 2100 kWh/m³ überschlägig in Energieeinheiten umgerechnet. Für 2015 handelt es sich um einen Prognosewert.

weg der Strom- und Fernwärmeversorgung werden weitere geringere Anteile von Holz und festen Brennstoffen auch in den Haushalten genutzt, die hier aber nicht näher quantifiziert werden. Insgesamt ist jedenfalls festzustellen, dass der Wohngebäudesektor insbesondere für die Wärmeversorgung einen überproportionalen Anteil der insgesamt verfügbaren Mengen an biogenen Festbrennstoffen inklusive Abfällen sowie Klär- und Deponiegas in Höhe von rechnerisch rund 190 TWh/a beansprucht²⁰⁴.

Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass dieses bisherige Potential unter Druck gerät – schon allein im Hinblick auf eine ausgeglichene Behandlung der verschiedenen Energie nutzenden Sektoren (Haushalte, Industrie, Verkehr, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen), darüber hinaus mit dem Argument, Biomasse bevorzugt an den Stellen einzusetzen, an denen keine Substitution von Brennstoffen durch Strom möglich ist (bestimmte Anwendungen in der Industrie und im Verkehrsbereich)²⁰⁵.

Gleichzeitig wird in Fachkreisen die Frage diskutiert, wie sich der Umfang der Gewinnung von Holz aus den Wäldern im Allgemeinen (mit der primären Verwendung von Holz als Rohstoff) und von Energieholz im Besonderen zukünftig noch entwickeln könnte. Bestrebungen für eine deutliche Verkürzung der Umtriebszeiten (mit dem Ziel einer stärkeren Holznutzung) werden in [Schulze/Körner 2013] mit Blick auf die reduzierte Kohlenstoffspeicherung in den Wäldern kritisch gesehen. Aus komplexen Szenarien zur Holznutzung, die im Zuge einer umfassenden Treibhausgasbilanz die Nutzung von Holz als Rohstoff und Energieholz sowie die Speicherwirkung im Wald berücksichtigen, sind im besten Fall begrenzte Spielräume für Veränderungen im Umfang des Holzeinschlags, jedenfalls aber keine Möglichkeiten für eine durchgreifende langfristige Steigerung der Holzentnahme aus den bestehenden Wäldern ablesbar (vgl. [Rüter 2017, Bauhus 2017]).

Darüber hinaus ist zu beachten, dass Energieholz im Wohngebäudebereich heute zu großen Anteilen in Öfen verwendet wird (sehr häufig auch ergänzend zu bestehenden (Zentral-)Heizungen vgl. [Diefenbach et al. 2010]). Eine effiziente Verwendung im Hinblick auf das Zusammenspiel mit dem fluktuierenden Solar- und Windenergieangebot, wie sie in den Variantenberechnungen der vorliegenden Studie unterstellt wurde, wäre mit dieser bisherigen Struktur aber fraglich. Hierfür müsste entweder eine neue Anlagenstruktur (Übergang zu automatisch gesteuerten Kesseln wie in den vorliegenden Analysen, insbesondere auch Pelletkesseln und –öfen) bzw. eine äquivalente Anreizstruktur zum zeitlich sinnvollen Einsatz von handgesteuerten Öfen gefunden werden oder es wäre – bei überwiegender Beibehaltung der heutigen Nutzungsart – gegenüber den untersuchten Varianten von einem höheren Holzverbrauch bzw. einer geringeren nutzbaren Wärmeproduktion auszugehen.

²⁰⁴ Aus [BMWi/AGEEStat 2017] lässt sich ablesen, dass insgesamt 114 TWh/a an Holz bzw. biogenen festen Brennstoffen im Jahr 2016 für die Wärmeerzeugung in allen Sektoren eingesetzt wurden, darin 68 TWh/a in den Haushalten. Außerdem wurden aus Holz bzw. biogenen Festbrennstoffen (inklusive Klärschlamm) rund 11 TWh/a Strom erzeugt. Unterstellt man überschlägig einen Nutzungsgrad von rund 30 % bei der Stromproduktion, so lässt sich hieraus eine Verwendung von 37 TWh/a an Brennstoff, in der Summe also rund 150 TWh/a an Festbrennstoffen ableiten.

Geht man darüber hinaus von der Annahme aus, dass neben den bisherigen biogenen Festbrennstoffen in Höhe von deutschlandweit 150 TWh/a auch Klärgas, Deponiegas und der biogene Anteil des Abfalls langfristig für die Energiegewinnung aus Biomasse zur Verfügung stehen, so erhöht sich der Gesamtbetrag der Biomasse „rechnerisch“ (s.u.) um rund 40 TWh/a auf 190 TWh/a. Bereits die direkte Inanspruchnahme durch die Wohngebäude-Wärmeversorgung in Höhe von 70 TWh/a entspräche damit einem Anteil von 36 %, also deutlich mehr als die nach Kap. 2.2 angenommenen 20 %.

Der genannte Zuwachs um 40 TWh/a setzt sich zusammen aus den Beiträgen von Klärgas, Deponiegas und biogenem Abfall im Jahr 2016 in Höhe rund 14 TWh/a für die Wärmeversorgung und knapp 8 TWh/a (überwiegend aus Abfall) für die Stromversorgung nach [BMWi/AGEEStat 2017]. Letztere wurden hier mit einem für Holzkraftwerke typischen Nutzungsgrad von 30 % in einen „rechnerischen“ Brennstoffverbrauch von 26 TWh/a umgerechnet. Es handelt sich dabei insofern um einen rein rechnerischen (einer äquivalenten Holzmenge) entsprechenden Verbrauch, da die tatsächlichen Netto-Nutzungsgrade der Stromerzeugung in Müllverbrennungsanlagen aufgrund der intensiveren Abgasreinigung nur in der Größenordnung von etwa 10 % liegen (vgl. [Flamme et al. 2018]). Der tatsächliche Biomasseeinsatz in Form von Abfall ist also vermutlich deutlich höher, wäre in dieser Höhe aber nicht mit der üblichen Holznutzung vergleichbar.

²⁰⁵ Beispielsweise wird in dem Szenario [Gerbert et al. 2018] davon ausgegangen, dass Biomasse – aufgrund der Schwierigkeit bestimmte Prozesse auf elektrischen Strom umzustellen (mit Nutzung von Solar- und Windstrom) – in Zukunft vorrangig im industriellen Sektor und kaum noch im Gebäudebereich eingesetzt wird.

Vor dem Hintergrund dieser Problemlage erscheint es insgesamt sinnvoll, von einem reduzierten Potential von Energieholz gegenüber der heutigen Situation auszugehen. Der Standardansatz der vorliegenden Studie von 50 TWh/a entspricht unter der Annahme, dass biogene Festbrennstoffe (vorwiegend als Holz) und biogener Abfall sowie Klär- und Deponiegas insgesamt weiterhin deutschlandweit in der oben genannten Größenordnung von 190 TWh/a zur Verfügung stehen, einem Anteil von 26 %. Es wird hier also angenommen, dass das bisherige Potential für den Wohngebäudesektor zwar merklich sinkt, in einem etwas größeren Umfang als nach der 20 %-Faustregel aus Kap. 2.2 aber noch erhalten bleibt. Damit wird insbesondere berücksichtigt, dass in begrenztem Umfang Optionen für den Energiepflanzenanbau (etwa durch Kurzumtriebsplantagen) oder eventuell auch für eine verstärkte Nutzung von Altholz zur Energiegewinnung bestehen könnten²⁰⁶.

Gleichwohl ist ebenfalls von der Möglichkeit auszugehen, dass diese Optionen nicht realisiert werden können und dass durch prioritäre Biomassenutzung in anderen Bereichen der Anteil im Wohngebäudesektor nur noch unterproportional ausfällt. In anderen Varianten der vorliegenden Untersuchung wird daher von einer weiteren Halbierung des Energieholzpotentials für die Wohngebäude-Wärmeversorgung auf 25 TWh/a ausgegangen (13 % bezogen auf ein angenommenes Gesamtpotential von 190 TWh/a).

E.2 Wärmepumpen

Bei den Stoffen, die in den Wärmepumpen als Arbeitsmedium („Kältemittel“) verwendet werden, hat es in der Vergangenheit bereits verschiedene Umbrüche gegeben (vgl. [Danfoss 2017]): Die erste Generation „natürlicher“ Kältemittel wurde aufgrund von Brennbarkeit (z. B. Propan) bzw. Giftigkeit (z. B. Ammoniak) etwa ab den 1930er Jahren durch Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW und HFCKW) ersetzt, die auch als „Sicherheitskältemittel“ bezeichnet wurden. Als allerdings deren schädliche Wirkung auf die Ozonschicht der Erde bekannt wurde, erfolgte ein rascher Ausstieg aufgrund weltweiter Vereinbarungen (Wiener Übereinkommen zum Schutz der Ozonschicht 1985, Montrealer Protokoll 1987).

Da die jetzt hauptsächlich verwendeten Fluorkohlenwasserstoffe (FKW bzw. HFKW) zwar nicht mehr die Ozonschicht schädigen, aber immer noch eine relevante Treibhausgaswirkung aufweisen und ein Entweichen in die Atmosphäre weiterhin nicht völlig verhindert werden kann, steht aktuell ein erneuter Umbruch an: Die erhebliche Reduktion der Verwendung dieser Stoffe wird bereits durch Beschlüsse innerhalb der EU sowie weltweite Vereinbarungen geregelt. (EU-Verordnung über fluoridierte Treibhausgase 2014, Erweiterung des Montreal-Protokolls durch den Beschluss von Kigali 2016)²⁰⁷.

Als Ersatzmittel ohne relevantes Treibhausgaspotential kommen insbesondere wieder die ursprünglichen natürlichen Kältemittel in Frage (vgl. [Müller et al. 2016]). Diese weisen allerdings weiterhin die entsprechenden Nachteile auf und machen daher besondere Sicherheitsvorkehrungen notwendig bzw. stellen im Fall des Übergangs auf das nicht brennbare und ungiftige Kältemittel CO₂ besondere technische Anforderungen²⁰⁸. Mindestens für eine Übergangszeit erscheint es daher nach Einschätzungen aus der Industrie

²⁰⁶ Die verbesserte Mehrfach- bzw. Kaskadennutzung von Holz mit einer prioritären stofflichen Verwendung (und der damit verbundenen Substitution anderer Rohstoffe sowie der Kohlenstoffspeicherung im verwendeten Holz) wird im Hinblick auf eine effiziente Holznutzung sowie die Treibhausgasbilanz generell als sinnvoll und vielversprechend angesehen (vgl. [Beiräte Agrar Wald 2016, Bauhus 2017]). Am Ende der Nutzungskette könnte dann vielfach die energetische Nutzung stehen, so dass zumindest theoretisch auch eine merkliche Erhöhung der Energieholzmengen noch denkbar wäre: Trotz der in den vergangenen Jahren beobachteten (überproportionalen) Zunahme der Energieholznutzung kommt der „eigentlichen“ stofflichen Holzverwendung immer noch ein Anteil von rund 50 % zu (vgl. [Mantau 2012]). Allerdings gibt es auf einem solchen Weg der verstärkten thermischen Altholznutzung auch Schwierigkeiten und Hemmnisse, unter anderem durch die Verunreinigung bzw. Vermischung des Holzes mit anderen Stoffen, so dass bisher häufig nur die thermische Verwertung in Müllverbrennungsanlagen mit der Notwendigkeit einer intensiveren Abgasreinigung und ungünstigem energetischen Nutzungsgrad in Aussicht steht.

²⁰⁷ [Danfoss 2017], Internetrecherchen 2019 (www.wikipedia.de/ / www.umweltbundesamt.de)

²⁰⁸ Insbesondere muss in diesem Fall ein sehr hohes Druckniveau beherrscht werden. Vereinzelt wird CO₂ als Kältemittel aber bereits im Wärmepumpenmarkt eingesetzt (s. Prospekt Eco-Wärmepumpe (Sanyo) auf <http://www.kkt-cool.de/kataloge/KKT-ECO.pdf>, Abruf Juli 2019).

wahrscheinlich, dass in Wärmepumpen zunächst (im nächsten Jahrzehnt bis 2030) vorrangig weiterhin Fluorkohlenwasserstoffe Anwendung finden werden, allerdings mit deutlich reduziertem Treibhausgaspotential ($GWP < 700$) [Danfoss 2017].

Im Kontext der vorliegenden Untersuchung wird die Problematik anhand der in Kapitel 3 definierten Basisvarianten der Wohngebäude-Wärmeversorgung näher untersucht.

Die zusätzlichen Treibhausgasemissionen durch Wärmepumpen-Kältemittel lassen sich dabei überschlägig nach folgender Gleichung ermitteln:

$$X_{KM} = m_p \cdot GWP \cdot P_{WP} \cdot L_{ges}$$

mit:

X_{KM} : jährliche Treibhausgasemissionen (CO_2 -Äquivalente) durch Verwendung von Wärmepumpen-Kältemitteln in Mt/a

m_p : Kältemittelinventar der Wärmepumpen (Masse pro Wärmepumpenleistung)
in kg/kW bzw. Mt/TW

GWP : mittleres Treibhausgaspotential (Global Warming Potential) der Kältemittel (dimensionslos):
Äquivalente Treibhausgaswirkung bezogen auf die gleiche Masse an CO_2

P_{WP} : Gesamt-Wärmeleistung der installierten Wärmepumpen in TW

L_{ges} : jährliche Gesamt-Leckagerate der Kältemittel (ermittelt aus den Verlusten bei Betrieb und Entsorgung)

Die Wärmepumpenleistung wird hier aus den Simulationsrechnungen für die Basisvarianten ermittelt. Die weiteren Parameter lehnen sich an Angaben aus der Studie [Müller et al 2016] an: Nach den Marktrecherchen dieser Studie wurden in neueren (Luft-)Wärmepumpen (ca. Baujahr 2011) vorrangig die Kältemittel R 407 C bzw. R 410 A mit GWP-Werten von 1774 bzw. 2088 eingesetzt. Vor diesem Hintergrund wird für den aktuellen Stand ein Wert von $GWP = 2000$ angesetzt, für die in den nächsten Jahren erwartete nächste Kältemittelgeneration dagegen $GWP = 700$ (s.o.). Für das leistungsbezogene Kältemittelinventar m_p werden in der Studie typische Werte von etwas mehr als 0,6 kg/kW (Luft-Wärmepumpen) bzw. rund 0,25 kg/kW (Erd-Wärmepumpen) angegeben. Im Hinblick auf die je hälftige Verwendung von Luft- und Erd-Wärmepumpen in den Basisvarianten wird in den folgenden Modellrechnungen ein mittlerer Wert von 0,45 kg/kW angenommen. Als Leckagerate im Betrieb wird ein Anhaltswert von 2,5 %/a angegeben. Hinzu kommen Verluste bei der Entsorgung in einer Größenordnung von 30 % des Kältemittelinventars. Unter Annahme einer Wärmepumpen-Nutzungsdauer von 15 Jahren ergibt sich daraus für die folgenden Modellrechnungen eine zusätzliche äquivalente jährliche Leckage von 2 %/a bzw. im Endergebnis ein Wert von $L_{ges} = 4,5$ %/a für die insgesamt anzurechnende jährliche Leckagerate aus Betrieb und Entsorgung.

Abbildung 127 und Abbildung 128 zeigen das Ergebnis für die beiden Untersuchungsfälle $GWP = 2000$ bzw. $GWP = 700$. Dargestellt sind jeweils die ursprünglichen Treibhausgasemissionen der zehn Wärmeversorgungs-Basisvarianten (blau) sowie die zusätzlichen Effekte der Wärmepumpen-Kältemittel (orange).

Insbesondere im ersten Fall mit $GWP = 2000$ ergibt sich eine merkliche Erhöhung der Treibhausgasemissionen bei den Varianten mit Wärmepumpen, die im Bereich zwischen etwa 3 und 7 Mt/a liegt, wobei die Varianten mit monovalenten Wärmepumpen die höchsten Werte aufweisen. Zwar werden die Gewichte zwischen den einzelnen Varianten nicht gravierend verschoben, mit Blick auf die Erreichung der Treibhausgasziele (schwarze Linie: 25 Mt/a entsprechend 87,5 % Treibhausgasreduktion gegenüber 1990) stellt der Zusatzbeitrag der Kältemittel aber eine merkliche Hürde dar. Beispielsweise entspricht ein Betrag von 4 Mt/a (ungefähr das Ergebnis für die zielnahen Varianten 7 bis 9) bezogen auf den Emissions-Referenzwert 1990 in Höhe von 200 Mt/a einem Anteil von 2 %. Um das Ziel einer 87,5prozentigen Minderung zu erreichen, müssten nun also die Emissionen durch Brennstoffverbrauch nicht auf 12,5 %, sondern auf 10,5 % des Referenzwerts (also nicht auf 25, sondern auf 21 Mt/a) gesenkt werden.

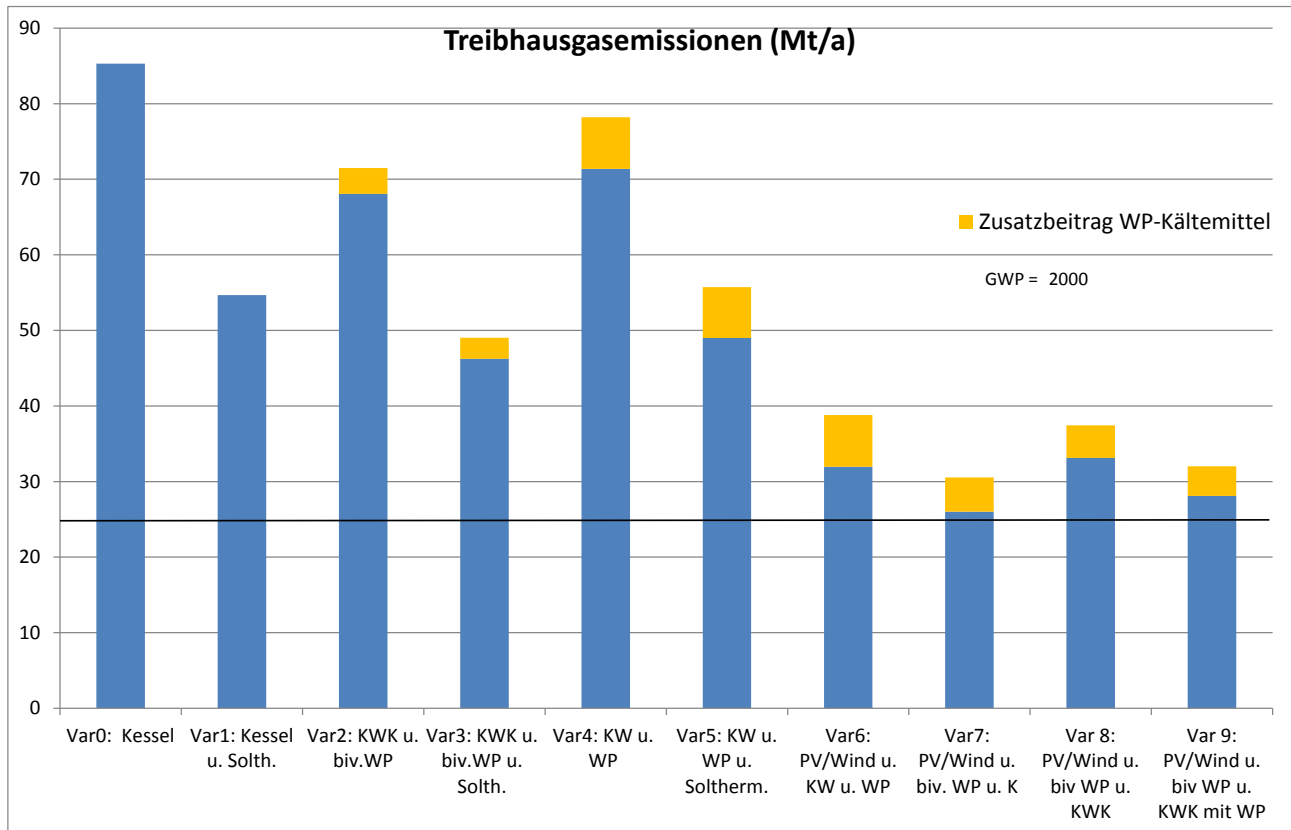


Abbildung 127: Alle Basisvarianten: Jährliche Treibhausgasemissionen inklusive der Beiträge aus Wärmepumpen-Kältemitteln (Global Warming Potential GWP = 2000)
 schwarze Linie: Zielwert Wohngebäude-Wärmeversorgung 25 Mt_{CO₂e}/a

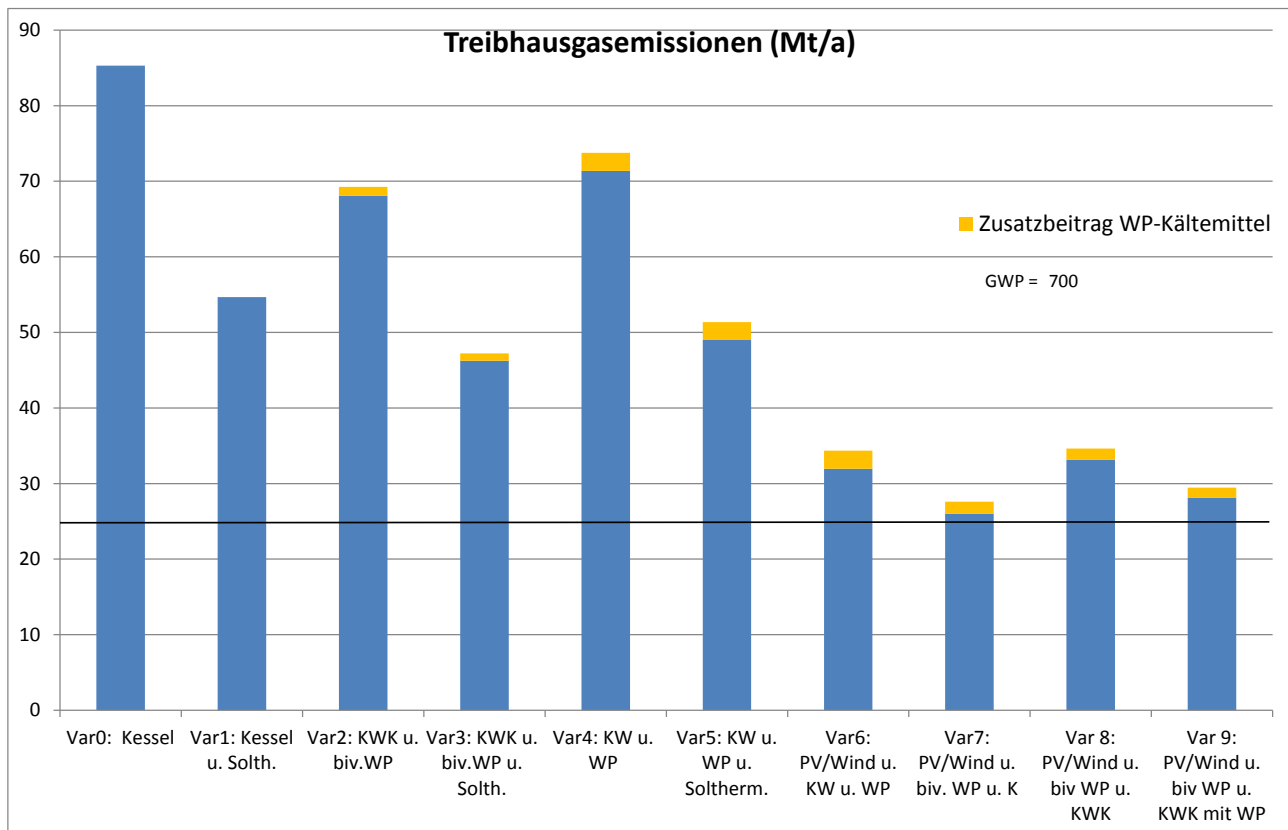


Abbildung 128: Alle Basisvarianten: Jährliche Treibhausgasemissionen inklusive der Beiträge aus Wärmepumpen-Kältemitteln (Global Warming Potential GWP = 700)

Im zweiten Fall mit verbessertem Treibhausgaspotential der Kältemittel (GWP = 700) wird deren Emissionsbeitrag ungefähr auf ein Drittel gesenkt, er liegt nun also noch zwischen rund 1 und 2,5 Mt/a. Bei den Basisvarianten 7 bis 9 ergeben sich etwa 1,5 Mt/a oder 0,8 % bezogen auf den Emissions-Referenzwert 1990, bei der „monovalenten“ Variante 6 sind es etwa 2,5 Mt/a bzw. 1,3 %.

Insgesamt zeigt die Beispielrechnung, dass die Treibhausgaswirkung der verwendeten Wärmepumpen-Kältemittel im Fall eines flächendeckenden Einsatzes die Rolle der Wärmepumpentechnologie nicht in Frage stellen würde, die Weiterverwendung der heute üblichen Stoffe allerdings eine erhebliche Hürden für die Erreichbarkeit der Klimaschutzziele darstellen könnte. Der im Grundsatz bereits beschlossene Übergang zu Kältemitteln mit niedrigerem Treibhausgaspotential muss also tatsächlich vollzogen werden.

Ein weiteres Problem der Wärmepumpen liegt in der Schallemission. Sowohl im Innenbereich als auch im Außenbereich von Gebäuden mit Wärmepumpen kann grundsätzlich störender Lärm auftreten, so dass einerseits bei der Auswahl der Geräte aber andererseits auch bei der Aufstellung und durch entsprechende Zusatzmaßnahmen (z. B. Lärmschutzhauben) auf einen ausreichenden Schallschutz zu achten ist. Hinsichtlich der Schallemissionen von Wärmepumpen gibt es am Markt eine große Bandbreite, gleichzeitig existieren verschiedene Optionen für zusätzliche Lärminderungsmaßnahmen [Schulze et al. 2014]. Insbesondere beim Einsatz von Luftwärmepumpen kommt es allerdings immer wieder zu Problemen und Nachbarschaftskonflikten und es wird zum Teil angezweifelt, ob geltende Bestimmungen (insbesondere [TA Lärm 1998]) einen ausreichenden Schutz liefern (vgl. [Derr/Burckhardt 2015]).

Vor diesem Hintergrund soll im vorliegenden Projekt die Außenlärmproblematik näher betrachtet werden. Es werden Beispielrechnungen für eine Situation durchgeführt, die insbesondere in einer Reihenhaussiedlung vorstellbar ist:

Eine Luftwärmepumpe wird in der Nähe einer reflektierenden Wand installiert. Der Abstand zu dem vor Lärm zu schützenden Ort (beispielsweise Schlafzimmerfenster des Nachbargebäudes) betrage $r = 4$ Meter.

Mit der folgenden Näherungsformel lässt sich der anzusetzende Schalldruckpegel (Kennwert für die Schallimmission bzw. Lärmbelastung) abhängig von dem geräteabhängigen Schallleistungspegel L_W der Wärmepumpe (Kennwert für die Schallemission bzw. Schallabstrahlung des Gerätes) abschätzen (s. [TA Lärm 1998, BWP 2016])²⁰⁹:

$$L = L_W + 6 \text{ dB (Zuschlag für Aufstellungssituation: Reflektierende Wand)} - 20 \log(r) - 11 \text{ dB} \\ = L_W + (6 - 12 - 11) \text{ dB} = L_W - 17 \text{ dB}$$

In einem reinen Wohngebiet ist nachts ein Richtwert der Schallimmission von 35 dB einzuhalten, der sich allerdings auf die Summe aller Geräuschquellen bezieht. Auf die explizite Berücksichtigung weiterer Quellen kann verzichtet werden, wenn der Richtwert noch einmal um 6 dB unterschritten wird, also 29 dB erreicht werden.

Nach der oben angegebenen Gleichung dürfte die Schallemissionsleistung der Luftwärmepumpe unter diesen Voraussetzungen also maximal $L_W = (29 + 17) \text{ dB} = 46 \text{ dB}$ betragen. Marktuntersuchungen in [Schulze et al. 2014] zeigen, dass nur sehr vereinzelt Luftwärmepumpen mit so geringen Schallemissionen zu finden sind²¹⁰. Auch der Bereich von $L_W = 50 \text{ dB}$ bis 55 dB wird nur von einem geringen Anteil der Systeme erreicht, das Gros der Anlagen liegt bei Werten von 55 bis etwa 70 dB.

Würde man im obigen Beispiel eine Anlage mit $L_W = 60 \text{ dB}$ ohne weitere schallmindernde Maßnahmen verwenden, so ergäbe sich mit $L = 43 \text{ dB}$ eine erhebliche Überschreitung des genannten Zielwerts von 29 dB (zur Begrenzung des Gesamt-Immissionspegels auf den angenommenen Richtwert von 35 dB im Zusammenhang mit weiteren möglichen Geräuschquellen)

Zur Einordnung sei darauf hingewiesen, dass übliche nächtliche Schallpegel in reinen Wohngebieten nach [Derr/Burckhardt 2015] im Bereich von etwa 20 – 30 dB liegen, mit dem genannten Richtwert von 35 dB also bereits deutlich überschritten werden.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob die Vorgaben der TA Lärm in jeder Situation einen ausreichenden Schutz vor den Geräuschemissionen von Wärmepumpen bieten können. Diese Diskussion wird auch im Hinblick auf die Frage geführt, ob insbesondere bei mehreren Wärmepumpen in der Umgebung der Zuschlag von 6 dB für weitere Geräuschquellen noch ausreichend ist und neben den Fassaden bzw. Fenstern benachbarter Wohngebäude nicht auch z. B. Terrassenbereiche ebenfalls als schutzwürdig anzusehen wären (vgl. [Derr/Burckhardt 2015]).

Weiterhin ist zu beachten, dass die TA Lärm für andere als reine Wohngebiete teils deutlich höhere Richtwerte ansetzt, nämlich 40 dB in „allgemeinen Wohngebieten und Kleinsiedlungsgebieten“ und 45 dB in „Kerngebieten, Dorfgebieten und Mischgebieten“ (jeweils nachts). Es stellt sich aber die Frage, ob es nicht auch in diesen Gebietstypen vielfach sehr ruhig sein kann, so dass eine zusätzliche Wärmepumpe dann möglicherweise eine ähnlich störende Wirkung entfalten könnte wie in einem reinen Wohngebiet.

Vor diesem Hintergrund ist zu empfehlen, beim Einsatz von Wärmepumpen zukünftig besonders hohe Standards im Hinblick auf den Schallschutz einzuhalten, und zwar zum Teil deutlich über die aktuellen Vorgaben hinaus. Je nach Bebauungsdichte und örtlicher Situation ist gegebenenfalls auch der Übergang zu Wärmenetzen mit einem Wärmepumpeneinsatz an der Peripherie der Wohngebiete in Erwägung zu ziehen (vgl. Kap. 7.3). Andernfalls wäre zu befürchten, dass es bei einer deutlichen Zunahme der Wärmepumpen-

²⁰⁹ Die Anwendung der Gleichung erfolgt hier ohne Berücksichtigung denkbarer zusätzlicher Einflussfaktoren wie z. B. Tonhaltigkeit des Schalls. Die Einheit dB (dezipibel) weist darauf hin, dass es sich bei den dimensionslosen Werten um Pegelangaben handelt. Die Bezeichnung log steht für den Logarithmus zur Basis 10. Die Größe r ist der Abstand in Metern. Der letzte Term (-11 dB) steht nicht für eine weitere Einflussgröße, sondern stellt eine durch die Definition der Schallpegel bedingte Konstante dar.

²¹⁰ Nach eigenen Recherchen sind solche Werte bei einzelnen Anlagen am ehesten noch im Nachtbetrieb mit reduzierter Leistung zu erreichen. Diese Möglichkeit zur Abregelung der Wärmepumpen trägt dem Umstand Rechnung, dass die Schallemissions-Richtwerte nachts in der Regel schwerer zu erreichen sind als tagsüber. Im Hinblick auf die flexible Nutzung von Windenergie ist eine regelmäßige nächtliche Reduzierung der Leistung zwar nicht unbedingt wünschenswert. Es wird hier allerdings der generelle Effekt deutlich, dass eine Reduzierung der Wärmepumpenleistung (durch verbesserten Gebäudewärmeschutz bzw. bivalente Auslegung der Wärmepumpe) immer auch zu einer Reduzierung der Schallemissionen beitragen kann.

heizungen verbreitet zu einer Minderung der Lebensqualität im Wohnbereich und zu Nachbarschaftskonflikten kommen könnte. Hieraus könnte ein ernsthaftes Hemmnis für den aus Klimaschutzgründen notwendigen starken Ausbau von Wärmepumpenheizungen entstehen.

Literatur zu Anhang E:

- | | |
|---------------------------|--|
| [Bauhus et al. 2017] | J. Bauhus et al.: Beiträge der Holz- und Forstwirtschaft zum Klimaschutz, AFZ-Der Wald 3/2017 |
| [Beiräte Agrar Wald 2016] | Wissenschaftlicher Beirat für Agrarpolitik, Ernährung und gesundheitlichen Verbraucherschutz / Wissenschaftlicher Beirat für Waldpolitik beim Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft: Klimaschutz in der Land- und Forstwirtschaft sowie den nachgelagerten Bereichen Ernährung und Holzverwendung; Gutachten, Juli 2016 |
| [BMWi 2018] | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Energiedaten – Zahlen und Fakten , Excel-Version aus dem Internet, letzte Aktualisierung: 23.01.2018 |
| [BMWi/AGEEStat 2017] | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland; unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat), Stand Februar 2017 |
| [BWP 2016] | Bundesverband Wärmepumpe (Hrsg.): Leitfaden Schall; Berlin, Oktober 2016 |
| [Danfoss 2017] | Danfoss A/S: Kältemittel - jetzt und in Zukunft, aktualisiert im Februar 2017, Danfoss DCS (ACR) 2017.05 |
| [Derr / Burckhardt 2015] | D. Derr, C. Burckhardt: Schallabstrahlung durch Wärmepumpen, in: Tagungsband DAGA 2015 - 41. Jahrestagung für Akustik, Nürnberg 2015 |
| [Flamme et al. 2018] | S. Flamme et al.: Energieerzeugung aus Abfällen - Stand und Potentiale in Deutschland bis 2030; neovix / Qonvision, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau, Juni 2018 |
| [Leopoldina 2013] | Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina: Stellungnahme Bioenergie - Möglichkeiten und Grenzen, Halle (Saale), 2013 |
| [Mantau 2012] | U. Mantau: Holzrohstoffbilanz Deutschland, Entwicklungen und Szenarien des Holzaufkommens und der Holzverwendung 1987 bis 2015, Hamburg, 2012 |
| [Müller et al. 2016] | M. Müller, P. Rölling, R. Paatzsch: Wärmepumpen mit natürlichem Kältemittel - Endbericht; Institut für Luft und Kältetechnik (2013), herausgegeben vom Umweltbundesamt: Climate Change 36/2016 |
| [Rausch/Fritsche 2012] | L. Rausch, U. Fritsche: Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe Endbericht, Öko-Institut e.V.; Juni 2012 |

- | | |
|-----------------------|---|
| [Rüter 2017] | S. Rüter: Treibhausgasbilanzen der WEHAM-Szenarien, AFZ-Der Wald 13/2017 |
| [Schulze et al. 2014] | C. Schulze et al.: Ermittlung der Geräuschemissionen und Möglichkeiten zur Lärminderung bei Luft-Wasser-Wärmepumpen; Gesellschaft für Akustikforschung Dresden / ILK Dresden, herausgegeben vom Umweltbundesamt, Dessau-Rosslau, Oktober 2014 |
| [Schulze/Körner 2013] | E.-D. Schulze, C. Körner: Netto-Primärproduktion und Bioenergie, Anhang in [Lepoldina 2013] |
| [TA Lärm 1998] | Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm - TA Lärm) vom 26. August 1998 |
| [Valin et al. 2015] | H. Valin et al.: The land use change impact of biofuels consumed in the EU - Quantification of area and greenhouse gas impacts; Ecofys / IIASA / E4tech, Studie im Auftrag der Europäischen Kommission, Utrecht 2015 |
| [Weimar 2016] | H. Weimar: Holzbilanzen 2013 bis 2015 für die Bundesrepublik Deutschland, Thünen-Institut für Internationale Waldforschung und Forstökonomie, Thünen Working Paper 57, Hamburg, Mai 2016 |

Anhang F: Überblicksdarstellung elektrische Netze und Smart-Grid-Technologien – Zweiter Teil: „Restriktionen der entwickelten Konzepte unter Berücksichtigung der Stromnetze“

ÜBERBLICKSDARSTELLUNG ELEKTRISCHE NETZE UND SMART-GRID- TECHNOLOGIEN

ZWEITER TEIL: „RESTRIKTIONEN DER ENTWICKELTEN KONZEPTE

UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER STROMNETZE“

**Im Rahmen des Forschungsvorhabens „Energieeffizienz und zukünftige
Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von
Energieangebot und –nachfrage“ des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU)(*)**

Hann Ruppert¹, Prof. Dr. Klaus-Martin Graf²

¹Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8,
64295 Darmstadt/Germany, +49 6151 16-37792, hann.ruppert@h-da.de

²Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8,
64295 Darmstadt/Germany, +49 6151 16-38243, klaus-martin.graf@h-da.de

(*) Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Rheinstraße 65, 64295 Darmstadt,
<http://www.iwu.de/>

INHALTSVERZEICHNIS

1. Einleitung.....	3
1.1. Aufgabenstellung	3
2. Überblick über das Stromnetz.....	5
2.1. Zu erwartende Netzungspässe im Rahmen der Energiewende.....	7
3. Verteilnetzmodelle	8
4. Bestehende Leistungsgrenzen in Stromverteilnetzen	10
5. Wärmeversorgungszenarien	14

6. Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung.....	21
7. Zusammenfassung	24
8. Abschlussarbeiten und Veröffentlichungen.....	25
9. Quellenangaben	25
10. Begriffe & Abkürzungen.....	28

1. Einleitung

Das Institut Wohnen und Umwelt (IWU) führt ein beim Projektträger Jülich (PTJ) beantragtes Forschungsvorhaben mit dem Titel „Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor¹“ (Projekt) durch. Im Mittelpunkt steht dabei die Frage, wie für große Gebäudeensembles bis hin zum gesamten deutschen Gebäudebestand ein zukünftiger „Energieversorgungsmix“ für Wärme und Strom in Abhängigkeit unterschiedlicher energetischer Standards der Gebäude und dem verstärkten Einsatz fluktuierender regenerativer Energiequellen (insbesondere Solar- und Windstrom) aussehen muss, um einen weitgehenden zeitlichen Ausgleich von Angebot und Verbrauch zu erreichen. Dabei wird insbesondere die zunehmende Verknüpfung von Wärme- und Stromsektor, die aus der Anwendung von elektrischen Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen resultiert, betrachtet.

Die Hochschule Darmstadt (h_da), Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik (EIT), unterstützt das IWU bei der Durchführung des Forschungsvorhabens. Die Beiträge der h_da betreffen dabei die Unterstützung bei der Entwicklung des Analysemodells sowie die allgemeine Projektbegleitung.

Im Rahmen der Projektbegleitung sind von der h_da Überblicksdarstellungen zu dem Themenbereich „Elektrische Netze und Smart-Grid-Technologien“ zu erarbeiten.

1.1. Aufgabenstellung

Im Rahmen dieser Überblicksdarstellungen sollen insbesondere Restriktionen und Konsequenzen auf dem Gebiet der elektrischen Übertragungs- und Verteilnetze herausgearbeitet werden. Außerdem sollen Perspektiven einer praktischen Realisierung der untersuchten Energieversorgungskonzepte im Projekt hinsichtlich notwendiger Informationsverarbeitung und Systemsteuerung mit verfügbaren/absehbaren „Smart-Grid“-Technologien aufgezeigt werden.

Die Überblicksdarstellung gliedert sich dabei in zwei Teile:

Der erste Teil (Bericht vom 27.01.2017) wurde begleitend zur Entwicklung des Analyseinstruments erstellt und gibt einen generellen Überblick über elektrische Netze und deren Wandlung bis 2050 [1][2]. Dabei wurden insbesondere der zukünftige Bedarf an Regelleistung ermittelt und Wege aufgezeigt, wie diese auch bei vermehrter Nutzung

¹ IWU Projektwebsite: <https://www.iwu.de/forschung/energie/2017/eegebaeudezukunft/>

Erneuerbarer Energien erbracht werden kann. Ebenfalls wurden Smart-Grid-Technologien vorgestellt, die es in künftigen Stromnetzen ermöglichen, unterschiedliche Verbraucher- und Erzeugertechnologien intelligent miteinander zu vernetzen und netzdienlich zu steuern.

Dieser zweite Teil der Überblicksdarstellung wurde im zweiten Abschnitt des Projekts vor dem Hintergrund der Untersuchungsergebnisse erstellt. In diesem Rahmen wurden an der h_da Untersuchungen zu Restriktionen in Verteilnetzen durchgeführt. Es wurden Leistungsgrenzen ermittelt, die im Modell berücksichtigt werden sollten. Die Ergebnisse sind in diesem Bericht festgehalten und zeigen bestehende Restriktionen sowie mögliche Lösungen zu deren Überwindung auf.

2. Überblick über das Stromnetz

Die elektrische Energieversorgung innerhalb Europas erfolgt zum überwiegenden Teil über ein Stromnetz, also einer Vielzahl miteinander verbundener Stromleitungen (Freileitungen und Erdkabel), den dazugehörigen technischen Netzbetriebsmitteln (beispielsweise Transformatoren und Sicherheitseinrichtungen) sowie den an das Stromnetz angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern. Unterschieden wird dabei zwischen **Übertragungsnetzen**, die elektrische Energie zentraler Großkraftwerke aufnehmen und bei hohen Spannungsebenen (110kV bis 380kV oder höher) über größere Strecken transportieren und **Verteilnetzen**, die auf regionaler Ebene Kunden (Verbraucher und „kleinere“ Erzeuger) bei niedrigerer Spannung (meist 0,4kV bis 50kV) an das Stromnetz anschließen und mit elektrischer Energie versorgen. Während industrielle und größere gewerbliche Verbraucher häufig an **Stadtnetzen** in der Mittelspannungsebene (10kV bis 20kV) an die Verteilnetze angeschlossen sind, sind Haushalte und kleinere gewerbliche Kunden zum Großteil in sogenannten **Ortsnetzen** (0,4kV) auf der Niederspannungsebene an die Verteilnetze angeschlossen. Abbildung 1 zeigt die grobe Struktur eines Stromnetzes.

[3][4]

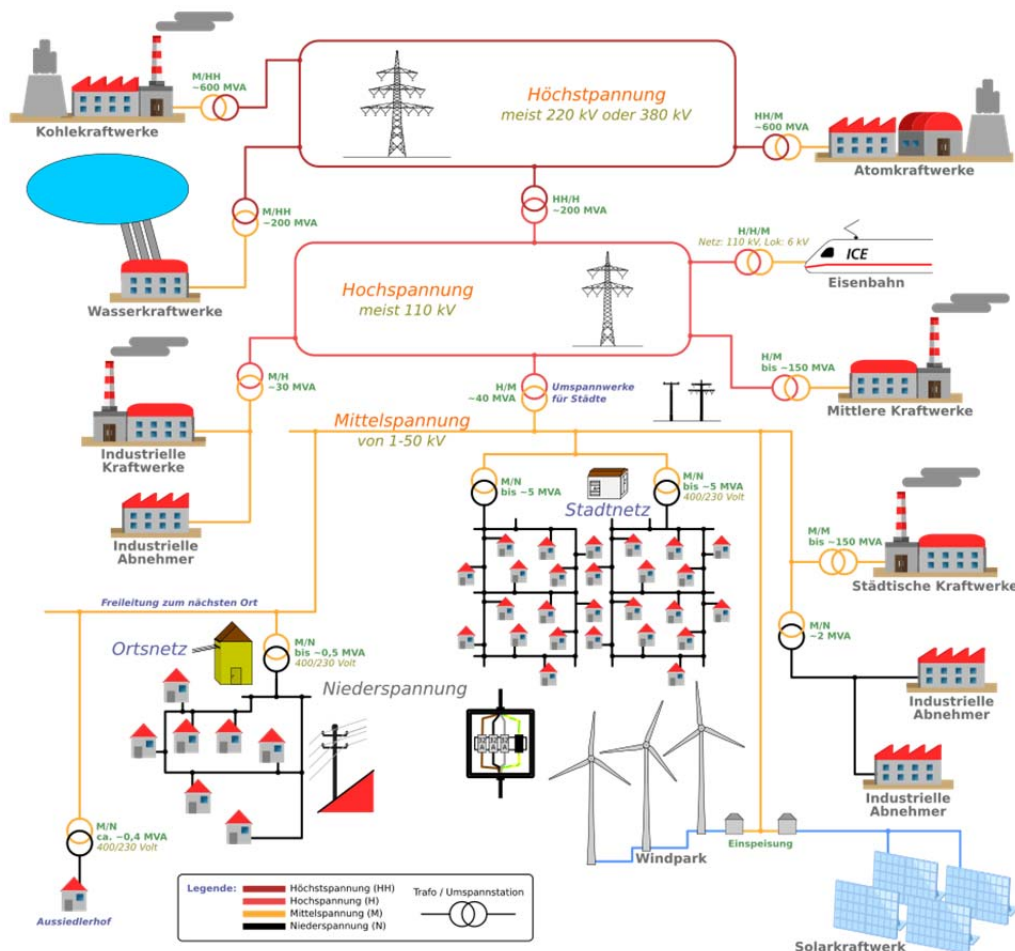


Abbildung 1: Grobe Struktur eines Stromnetzes [Quelle: Stefan Riep] (Anmerkung: Ortsnetztrafos in Deutschland typischerweise in Größenordnungen von einigen hundert kVA bis 1,6MVA; Mittelspannungsnetze typischerweise 10 oder 20kV, in einzelnen Fällen andere Spannungen im Bereich von 1-50kV möglich)

Innerhalb Europas sind die nationalen Übertragungsnetze zu Europäischen Verbundnetzen verbunden: Dem zentraleuropäischen Verbundnetz **UCTE** (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) und dem skandinavischen Verbundnetz **NORDEL**, die aus technischen Gründen (z. B. unterschiedliche Phasenlage) nicht ohne weiteres miteinander verbunden werden können. Die **ENTSO-E** (European Network of Transmission System Operators for Electricity²) ist ein organisatorischer Zusammenschluss der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber, dessen Aufgaben unter anderem die Vorgabe von

² Entso-e Webseite: <https://www.entsoe.eu/>

Betriebsweisen³, Planung von Netzerweiterungen und der Dokumentation von Austauschvorgängen umfassen. [5]

2.1. Zu erwartende Netzungspässe im Rahmen der Energiewende

Im Rahmen der Energiewende verändert sich die klassische Struktur der elektrischen Energieversorgung. Während das elektrische Energieversorgungssystem bisher darauf ausgelegt war, elektrische Energie in zentralen Großkraftwerken zu erzeugen und über die Übertragungsnetze zu den Verbrauchszentren zu transportieren, wird die elektrische Energie zukünftig vermehrt über kleinere, dezentrale Erzeugungseinheiten regional erzeugt (überwiegend in Photovoltaik-, Wind- und Biomassekraftwerken) und direkt in die Verteilnetze eingespeist. Dabei werden sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetze vermehrt beansprucht. Die erzeugte Energie muss in vielen Stunden des Jahres zunächst über die Verteilnetze zu den Anschlusspunkten zu den Übertragungsnetzen transportiert werden und anschließend über teils weite Strecken über die Übertragungsnetze zu den Verbrauchszentren transportiert werden. Dabei werden teils höhere Transportkapazitäten in den Übertragungsnetzen benötigt als bisher: z. B. durch einen nicht unerheblichen Anteil der Winderzeugung im windreichen Norden Deutschlands in Küstengegenden oder in Offshore-Windparks und dem insgesamt höheren Strombedarf im Süden. Gleichzeitig werden auch höhere Kapazitäten in den Verteilnetzen benötigt, um wachsende Mengen an PV- und Windeinspeisung in der Mittel- und Niederspannungsebene aufnehmen zu können. [6][7][8][10]

In bisherigen Studien und Maßnahmenkatalogen (z. B. [7]) sind die oben beschriebenen Bedarfe an höheren Netzkapazitäten und Systemdienstleistungen bereits erkannt und adressiert worden. Insbesondere die unter Aufsicht der BNetzA⁴ von den ÜNB's zu entwickelnden Netzentwicklungspläne zielen auf einen massiven Ausbau der Transportkapazitäten in den Übertragungsnetzen ab und sollen somit Kapazitäten für den zukünftig erhöhten Transportbedarf bereitstellen. Daher ist davon auszugehen, dass langfristig Maßnahmen in ausreichendem Umfang umgesetzt werden, um die

³Zum Beispiel mit dem ENTSO-E Operation Handbook, das beispielsweise die Bereitstellung von Regelleistung innerhalb des Verbundnetzes und in den jeweiligen Übertragungsnetzen regelt: <https://docstore.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>

⁴ BNetzA: Bundesnetzagentur. Informationen zur Bedarfsermittlung und zum geplanten Netzausbau sind verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de/5schritte/nep-ub/de.html> [7]

Übertragungsnetze für die Energiewende auszurüsten.

Unklar bleibt zum heutigen Zeitpunkt, in welchem Maße neue Technologien in die Verteilnetze integriert werden. Hier sind vor allem elektrifizierte Wärmetechnologien im Rahmen der Wärmewende, Elektromobilität und dezentrale Energie- und Stromspeicher zur Erbringung von Systemdienstleistungen auf Verteilnetzebene zu nennen. In diesem Bereich wurden Handlungsnotwendigkeiten erkannt (vgl. [6][8]), jedoch fehlen konkrete Szenarien um mögliche Engpässe auf Verteilnetzebene, z. B. durch vermehrte Nutzung elektrifizierter Wärmeerzeuger oder Elektromobilität, abschätzen zu können.

Je nach Verbreitung der einzelnen Technologien im Haushaltsbereich sind Engpässe insbesondere auf Ortsnetzebene und in den vorgelagerten Mittelspannungsnetzen zu erwarten. Durch eine intelligente Vernetzung und Steuerung der einzelnen Anlagen können jedoch Systemdienstleistungen auch auf kleinster Spannungsebene erbracht werden, was Engpässen entgegenwirken könnte (vgl. [2]).

Im Rahmen des IWU-Projekts sollen konkrete Szenarien zur Dekarbonisierung des Wärmesektors im Wohngebäudesektor untersucht werden. Daher werden in dieser Überblicksdarstellung mögliche Engpässe in Verteilnetzen und insbesondere in Ortsnetzen (Hausanschluss, Niederspannungsleitung [NS_Leitung], Ortsnetztransformator [ONT]) und in den vorgelagerten Mittelspannungsnetzen (Mittelspannungsleitung [MS_Leitung]) untersucht, um mögliche Grenzen für den Ausbau elektrifizierter Wärmeerzeuger bzw. Grenzen für die Sektorenkopplung Wärme im Wohngebäudesektor und Strom zu identifizieren.

3. Verteilnetzmodelle

Für eine stärkere Dekarbonisierung des Wärmesektors ist eine stärkere Kopplung der Sektoren Strom und Wärme unerlässlich. Um hohe Anteile erneuerbarer Energien auch für die Wärmeerzeugung in Wohngebäuden nutzen zu können, ist künftig ein höherer Anteil elektrifizierter Wärmetechnologien in Wohngebäuden einzusetzen, der die Stromverteilnetze stärker als bisher belastet [10][11].

Für die Untersuchung der oben beschriebenen Einflüsse auf die Verteilnetze werden im Folgenden Modellnetze herangezogen, die von T. Wieland et. al. [12] auf Basis realer Verteilnetze in Österreich erstellt wurden. Die Modellnetze sind unterteilt in Modellnetze Städtischer Struktur (14.746 Einwohner/km²), Vorstädtischer Struktur (217 Einwohner/km²) und Ländlicher Struktur (52 Einwohner/km²). Abbildung 2 zeigt beispielhaft die systematische Darstellung des städtischen Modellnetzes. Weitere Details sowie die

Darstellungen der anderen Modellnetze können der Studie von T. Wieland et. al. [12] entnommen werden.

Wesentliche Merkmale der einzelnen Modellnetze sind in Tabelle 1 dargestellt. Für die folgenden Untersuchungen wurde weiterhin eine einheitliche Wohnfläche pro Haushalt von 100m² angenommen.

Modellnetz	Ortsnetze (ON) pro MS-Leitung	NS-Leitungen pro ON	Hausanschlüsse (HA) pro ON	Maximale Anzahl HA pro NS-Leitung	Haushalte (HH) pro HA
Städtisch	9	5	21	5	20
Vorstädtisch	9	2	40	20	1
Ländlich	58	1	10	10	1

Tabelle 1: Wesentliche Merkmale der zugrunde liegenden Modellnetze [12]

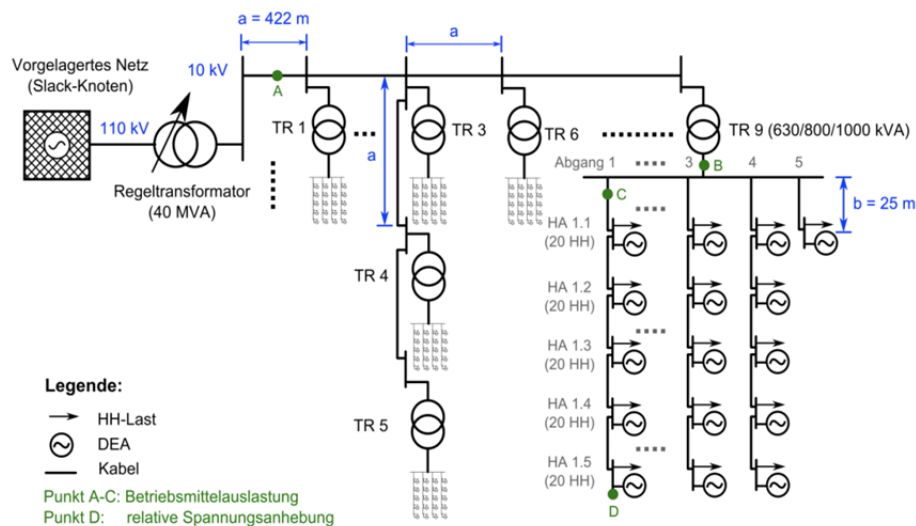


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Städtischen Modellnetzes [12]

Anwendbarkeit der Modellnetze auf Deutschland

Die o.g. (vereinfachten) Modellnetze sind nicht zwingend auf andere Länder, z.B. Deutschland, anwendbar. Die Autoren gehen jedoch davon aus, dass Verteilnetze in Deutschland durchaus vergleichbare Strukturen in Gebieten ähnlicher Einwohnerdichte aufweisen. Für generelle Abschätzungen der Verfügbarkeit von Kapazitäten je Haushalt

(HH) in Verteilnetzen schlagen wir vor, die hier genannten Modellnetze auf Gebiete unterschiedlicher Einwohnerdichte in Deutschland anzuwenden. Ein entsprechender Vorschlag ist in Tabelle 2 dargestellt [11].

Netzstruktur	Einwohnerdichte nach [12]	Vorschlag: Anwendung in DE für Gemeinden mit
Städtisch	14.746 /km ²	> 1.000 Einwohner/km ²
Vorstädtisch	217 /km ²	101 bis 1.000 Einwohner/km ²
Ländlich	52 /km ²	< 100 Einwohner/km ²

Tabelle 2: Vorschlag für die Anwendung der verwendeten Netzstrukturen auf Gebiete unterschiedlicher Einwohnerdichte in Deutschland [11]

4. Bestehende Leistungsgrenzen in Stromverteilnetzen

Für diese Überblicksdarstellung wurden Engpässe in Stromnetzen untersucht, die aufgrund der folgenden Betriebszustände entstehen (Netzausfall/-störungen aufgrund externer Einflüsse werden nicht berücksichtigt) [2]:

1. Engpass aufgrund akuter oder drohender (thermischer) Überlastung eines oder mehrerer Betriebsmittel (z. B. Leitung, Transformator, Hausanschluss)
2. Engpass aufgrund Nichteinhaltung der vorgeschriebenen Versorgungsparameter (Spannungsqualität, Frequenz, Kurzschlussleistung, etc.) an einem Netzknoten

Eine thermische Überlast entsteht dabei aufgrund zu hohen Stroms (zu hoher Leistung), der über das betroffene Betriebsmittel fließt. Aufgrund des ohmschen Widerstands R entsteht eine Verlustleistung ($P_V = I^2 \cdot R$), die das Betriebsmittel erwärmt und bei zu hoher Last zu einer vorzeitigen Alterung führt (Thermische Belastungsgrenze). Dieser Betriebszustand ist daher zu vermeiden.

An einem lokalen Netzknoten ist, neben dem Strom, die Höhe der Spannung der kritischste Versorgungsparameter in Verteilnetzen. Über die Länge einer Stromleitung führt deren Impedanz zu einem Spannungsabfall auf der Leitung. Die Spannung ist daher am Ende der Leitung geringer als am Anfang der Leitung (der Ferranti-Effekt führt zu einer Ausnahme, die jedoch in Niederspannungsnetzen nicht relevant ist). In Ortsnetzen kann dies dazu führen, dass die Spannung am Ende des Ortsnetzes die zulässige Betriebsgrenze unterschreitet (bzw. bei zu hoher Einspeisung durch Photovoltaik (PV) und/oder Blockheizkraftwerke (BHKW) überschreitet). Der zulässige Spannungsbereich in der Niederspannung ist definiert als Nennspannung (U_N) $\pm$ 10% [IEC 60038 bzw. EN 50160].

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) empfiehlt jedoch einen deutlich engeren Bereich von $U_N \pm 4\%$ [13].

Um realistische Annahmen im Projekt treffen zu können, wurden im Rahmen dieser Studie die in Tabelle 3 aufgeführten Leistungsgrenzen definiert und für die o.g. Modellnetze mittels Lastflussrechnung ermittelt. Die Lastflussrechnungen wurden unter Zuhilfenahme eines an der h_da entwickelten Tools durchgeführt [14].

Leistung	Grenze	Grenzwert der Leistung (Beschreibung)
$P_{HH+/-,U4\%}$	Spannung: dena-Empfehlung $U = U_N \pm 4\%$ [13]	Elektrische Leistung pro HH, bei der ΔU_{NS} 4% beträgt.
$P_{ONT+/-,U4\%}$		Elektrische Leistung pro Ortsnetz-Trafo (ONT), bei der ΔU_{NS} 4% beträgt.
$P_{HH+/-,U10\%}$	Spannung: Zulässiges Spannungsband nach EN 50160 $U_N \pm 10\%$	Elektrische Leistung pro HH, bei der ΔU_{NS} 10% beträgt.
$P_{ONT+/-,U10\%}$		Elektrische Leistung pro ONT, bei der ΔU_{NS} 10% beträgt.
$P_{HH+/-,I_{max}}$	Strombelastungsgrenze der MS-Leitung	Elektrische Leistung pro HH, bei der I_{MS-1} 100% beträgt.
$P_{ONT+/-,I_{max}}$		Elektrische Leistung pro ONT, bei der I_{MS-1} 100% beträgt.

Tabelle 3: Leistungsgrenzen in Verteilnetzen, +/- kennzeichnet die Flussrichtung: + = Strombezug, - = Stromeinspeisung [alle Leistungen in kW_{el}]

Ergebnisse und Diskussion

Tabelle 4 zeigt die ermittelten Leistungsgrenzen für Verteilnetzgebiete unterschiedlicher Struktur. Die Leistungsgrenzen gelten je Haushalt (HH) bzw. Ortsnetztransformator (ONT), für einen Gleichzeitigkeitsfaktor (GLF) von 1 und für die Summe des gesamten elektrischen Bezugs bzw. der Einspeisung (technologieübergreifend). Die Leistungsgrenze beschreibt demnach die Leistung, die gleichzeitig in jedem HH bezogen (oder eingespeist) werden darf, ohne dass es zu einer Verletzung des jeweiligen Grenzwerts auf Verteilnetzebene kommt.

Leistung	Grenze	Städtisch	Vor-städtisch	Ländlich
$P_{HH+/-,U4\%} [kW_{el}]$	Verletzung der dena-Empfehlung eines 4%-Spannungsbands für die NS-Ebene [13]	$\pm 1,8$	$\pm 4,3$	$\pm 2,0$
$P_{ONT+/-,U4\%} [kW_{el}]$		$\pm 739,2$	$\pm 173,2$	$\pm 20,1$
$P_{HH+/-,U10\%} [kW_{el}]$	Verletzung des zulässigen Spannungsbands nach EN 50160 (kritische Grenze $U_N \pm 10\%$)	$\pm 4,3$	$\pm 10,6$	$\pm 4,9$
$P_{ONT+/-,U10\%} [kW_{el}]$		$\pm 1.793,4$	$\pm 424,0$	$\pm 48,9$
$P_{HH+/-,I_{max}} [kW_{el}]$	Überschreitung der Strombelastungsgrenze (kritische Grenze)	$\pm 1,8$	$\pm 9,3$	$\pm 22,5$
$P_{ONT+/-,I_{max}} [kW_{el}]$		$\pm 756,0$	$\pm 384,8$	$\pm 224,9$

Tabelle 4: Elektrische Leistungsgrenzen [kW_{el}] in Verteilnetzen städtischer, vorstädtischer und ländlicher Struktur (leistungsbegrenzende Kennzahl ist farbig und fett markiert)

Tabelle 5 zeigt ferner maximal zulässige Grenzwerte (Durchschnitt und Maximalwert) für den Gesamtstrombezug, aufgeschlüsselt nach verschiedenen Engpässen (NS-Leitung, MS-Leitung und Ortsnetz). Die Engpässe Hausanschluss (HA) und HS/MS-Trafo (Übergabepunkt Verteilnetz zu Übertragungsnetz) werden hier nicht betrachtet⁵.

Engpass	Städtisch		Vorstädtisch		Ländlich	
	P_{ϕ} pro HH	P_{Σ}	P_{ϕ} pro HH	P_{Σ}	P_{ϕ} pro HH	P_{Σ}
NS-Leitung <i>kritische Grenze</i>	2,3 kWel.	230 kWel.	10,5 kWel.	210 kWel.	4,9 kWel.	49 kWel.
	$I_{NS-LTG} [A]$		$U_{NS-LTG} [V]$		$U_{NS-LTG} [V]$	
Ortsnetz <i>kritische Grenze</i>	2,2 kWel.	924 kWel.	9,3 kWel.	372 kWel.	13,2 kWel.	132 kWel.
	$I_{ONT} [A]$		$I_{ONT} [A]$		$I_{ONT} [V]$	
MS-Leitung <i>kritische Grenze</i>	1,8 kWel.	6.804 kWel.	32,0 kWel.	11.520 kWel.	21,7 kWel.	12.586 kWel.
	$I_{MS-LTG} [A]$		$I_{MS-LTG} [A]$		$U_{MS-LTG} [V]$	

Tabelle 5: Engpässe und zulässige Grenzwerte je Modellnetz

Verteilnetze mit städtischer Struktur

Tabelle 4 zeigt, dass eine hohe Einwohnerdichte je km^2 und somit „viele HH pro mm^2 Leitungsquerschnitt“ in Verteilnetzgebieten *städtischer Struktur* zu einer relativ geringen gleichzeitig verfügbaren Leistung von $1,8kW_{el}$ pro HH führt. Der begrenzende Faktor ist die Strombelastbarkeit der MS-Leitung.

Aus Tabelle 5 wird ersichtlich, dass der begrenzende Faktor für die gleichzeitig für alle HH zur Verfügung stehende Leistung ($1,8kW_{el}$) die MS-Leitung des Verteilnetzes ist. Unter bestimmten Voraussetzungen kann eine höhere Leistung je HH bereit gestellt werden:

- In einzelnen Ortsnetzen kann maximal eine Leistung von $924kW_{el}$ bereitgestellt werden (durchschnittlich $2,2kW_{el}$ pro HH), wenn auf der MS-Leitung eine Leistung von $6.804kW_{el}$ ($1,8kW_{el}$ pro HH im Durchschnitt) nicht überschritten wird.
- An einzelnen NS-Leitungen kann maximal eine Leistung von $230kW_{el}$ bereitgestellt werden (durchschnittlich $2,3kW_{el}$ pro HH), wenn im zugehörigen Ortsnetz eine Leistung von $2,2kW_{el}$ im Durchschnitt nicht überschritten wird.

⁵ Zum einen bieten die Modellnetze keine näheren Informationen zu den genannten Engpässen (technische Details weichen ggfs. von Verteilnetz zu Verteilnetz stark ab), zum anderen sind beide Engpässe nicht als kritisch zu betrachten, da Kapazitäten an einzelnen Knotenpunkten relativ einfach erweiterbar sind (für Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung siehe Kapitel 6).

- Einzelne HH können weitaus höhere Leistungen beziehen (die Standard Anschlussleistung für eine Wohneinheit sieht nach DIN VDE 0298-4 eine Leistung von $14,5\text{kW}_{\text{el}}$ vor, mit elektrischer Warmwasserbereitung sogar 34kW_{el} [9]). Dabei darf allerdings die durchschnittliche Leistung von $2,2\text{kW}_{\text{el}}$ an der NS-Leitung sowie die maximale Leistung von 924kW_{el} im Ortsnetz nicht überschritten werden.

Verteilnetze mit vorstädtischer Struktur

Wie in Tabelle 4 ersichtlich, ist in Verteilnetzgebieten *vorstädtischer Struktur* die Anzahl der „HH je Leitungsquerschnitt und -länge“ relativ ausgeglichen. Die gleichzeitig verfügbare Leistung ist somit am höchsten ($9,3\text{kW}_{\text{el}}$ je HH).

Aus Tabelle 5 wird ersichtlich, dass der ONT der begrenzende Faktor für die gleichzeitig für alle HH zur Verfügung stehende Leistung ($9,3\text{kW}_{\text{el}}$) ist. Unter bestimmten Voraussetzungen kann eine höhere Leistung je HH bereit gestellt werden:

- An einzelnen NS-Leitungen kann maximal eine Leistung von 210kW_{el} bereitgestellt werden (durchschnittlich $10,5\text{kW}_{\text{el}}$ pro HH), wenn im zugehörigen Ortsnetz eine Leistung von $9,3\text{kW}_{\text{el}}$ pro HH im Durchschnitt (372kW_{el} in Summe) nicht überschritten wird.
- Einzelne HH können theoretisch weitaus höhere Leistungen beziehen ($14,5\text{--}34\text{kW}_{\text{el}}$ [9]), sofern die durchschnittliche Leistung von $10,5\text{kW}_{\text{el}}$ an der NS-Leitung sowie die maximale Leistung von 372kW_{el} im Ortsnetz nicht überschritten wird.

Verteilnetze mit ländlicher Struktur

In Verteilnetzgebieten *ländlicher Struktur* beschränken große Leitungslängen aufgrund der geringen Einwohnerdichten je km^2 die gleichzeitig verfügbare Leistung ($2,0 - 4,9\text{kW}_{\text{el}}$ je HH) (vgl. Tabelle 4). Begrenzender Faktor ist die Spannung am Ende der NS-Leitung.

Wie in Tabelle 5 dargestellt, ist die gleichzeitige pro HH zur Verfügung stehende Leistung von $4,9\text{kW}_{\text{el}}$ vor allem begrenzt durch die NS-Leitung (maximal 49kW_{el} pro NS-Leitung, also pro 10 HH). Unter bestimmten Voraussetzungen kann eine höhere Leistung je HH bereit gestellt werden:

- Einzelne HH können theoretisch weitaus höhere Leistungen beziehen ($14,5\text{--}34\text{kW}_{\text{el}}$ [9]), sofern die durchschnittliche Leistung von $4,9\text{kW}_{\text{el}}$ an der NS-Leitung sowie die maximale Leistung von 132kW_{el} im Ortsnetz nicht überschritten wird.

Wichtiger Hinweis: Die maximal verfügbare Leistung in Verteilnetzgebieten vorstädtischer und ländlicher Struktur ist nur durch Ausnutzung des zulässigen Spannungsbands von U_N

$\pm 10\%$ erreichbar (bei gleichzeitiger Verletzung des von der dena empfohlenen Spannungsbandes von $U_N \pm 4\%$).

5. Wärmeversorgungsszenarien

Die hier beschriebenen Wärmeversorgungsszenarien wurden von Simon Brenner im Rahmen seiner Abschlussarbeit an der Hochschule Darmstadt definiert und analysiert [15] und anschließend in weiteren Untersuchungen an der Hochschule Darmstadt ergänzt. Unabhängig der Ergebnisse des IWU-Modells sollen verschiedene Wärmeversorgungsszenarien und deren Auswirkung auf die Verteilnetze untersucht werden, um allgemeingültige Aussagen abzuleiten.

Zunächst wurden Gebäudetypen mit unterschiedlichen Dämm-/Modernisierungsstandards definiert. Die Wärmebedarfe [$\text{kW}_{\text{th}}/\text{m}^2$] wurden vom IWU als stündliche Wärmebedarfskurven für Heizung und Warmwasser (je Nutzwärme und Verteilverlust) für verschiedene Jahre bereitgestellt [16]. Die folgenden Gebäudetypen werden definiert:

- Bestandsgebäude Unmodernisiert
- Bestandsgebäude Teilmodernisiert
- Bestandsgebäude Vollmodernisiert
- Neubau: Wärmebedarf in dieser Studie gemittelt aus zwei vom IWU definierten Gebäudetypen: (i) ‚EnEV‘ (Niedrigenergiehaus) und (ii) ‚EH40‘ (KfW Effizienzhaus 40)

Zur Vereinfachung wird in dieser Studie von einem Gebäudebestand ausgegangen, der 50% Ein-/Zweifamilienhäuser und 50% Mehrfamilienhäuser beinhaltet. Je Haushalt (HH) wird eine einheitliche Wohnfläche von 100m^2 angenommen.

Anschließend wurden verschiedene Gebäudeszenarien entwickelt, die unterschiedliche Wohngebietsstrukturen abbilden. Für jedes Szenario wird die maximal benötigte Wärmeleistung je HH (Durchschnittswert des Wohngebiets) aus den IWU-Wärmebedarfskurven ermittelt. Die Gebäudeszenarien und entsprechende Wärmeleistungen sind in Tabelle 6 aufgeführt.

Gebäudeszenario	Bestand Unmodernisiert	Bestand Teilmodernisiert	Bestand Modernisiert	Neubau	Maximale Wärmeleistung je HH [kW_{th}]
Unmodernisiert	100%	0%	0%	0%	8,72
Teilmodernisiert	0%	100%	0%	0%	7,54
Vollmodernisiert	0%	0%	100%	0%	5,91
Neubau	0%	0%	0%	100%	4,14

Gebäudemix	25%	25%	25%	25%	6,58
OPT (Optimistische Dämmentwicklung Bestand)	9,5%	9,5%	81%	0%	6,33
REAL (Realistische Dämmentwicklung Bestand)	17,5%	17,5%	65%	0%	6,69
PESS (Pessimistische Dämmentwicklung Bestand)	25,5%	25,5%	49%	0%	7,04

Tabelle 6: Verwendete Gebäudeszenarien und der resultierende Mittelwert für den maximalen Wärmebedarf je Haushalt (HH) [15]

Wärmetechnologien und elektrischer Grundverbrauch

Für die Ermittlung des Strombedarfs bzw. der Stromeinspeisung zur Wärmebereitstellung werden Szenarien („Verteilgrade“) zur Technologienutzung erstellt. Dabei wird zwischen zwei Betriebsweisen unterschieden:

- „Monovalent“: Wärmeerzeugung zu 100% mit elektrifizierter Wärmetechnologie
- „Bivalent“: 50% der benötigten Wärmeleistung wird durch einen Spitzenlastkessel

(Gas) bereitgestellt, 50% mit elektrifizierter Wärmetechnologie

Im Folgenden sind die betrachteten elektrifizierten Wärmetechnologien mit den getroffenen Annahmen zu grundlegenden technischen Kennzahlen aufgeführt (vgl. [1]):

- Stromheizung (SH): $P_{el} = P_{th}$ (Arbeitszahl AZ= 1)
- Luftwärmepumpe (LWP): $P_{el} = P_{th} / 1,4$ (Arbeitszahl AZ= 1,4)
- Erdwärmepumpe (EWP): $P_{el} = P_{th} / 2,5$ (Arbeitszahl AZ= 2,5)
- (Mikro-)BHKW (BHKW): $\eta_{el} = 35\% / \eta_{th} = 50\%$ auch nach [17] angenommen:
- Maximaler Grundverbrauch (relevant für Engpässe bei Nutzung von Wärmepumpen und Stromheizung): 500W je HH
- Minimaler Grundverbrauch (relevant für Engpässe bei Nutzung von BHKW's): 120W je HH

Tabelle 7 zeigt die gewählten Verteilgrade elektrifizierter Wärmetechnologien und die daraus resultierende elektrische Leistung P_{el} für den monovalenten Betrieb je Gebäudetyp und HH (in Klammern: Leistungsbedarf bei bivalenter Betriebsweise mit 50% Leistungsbereitstellung durch nicht-elektrische Wärmeversorger).

Gebäudeszenario Verteilgrad	Unmo- dernisiert	Teilmo- dernisiert	Vollmo- dernisiert	Neu- bau	Gebäude -mix	OPT	REAL	PESS
SH (nur Stromheizung)	8,72 (4,36)	7,54 (3,77)	5,91 (2,96)	4,14 (2,07)	6,58 (3,29)	6,33 (3,17)	6,69 (3,34)	7,04 (3,52)
LWP (nur Luft-WP)	6,23 (3,11)	5,39 (2,69)	4,22 (2,11)	2,96 (1,48)	4,70 (2,35)	4,52 (2,26)	4,78 (2,39)	5,03 (2,52)
EWP (nur Erd-WP)	3,49 (1,74)	3,02 (1,51)	2,36 (1,18)	1,66 (0,83)	2,63 (1,32)	2,53 (1,27)	2,68 (1,34)	2,82 (1,41)
BHKW (nur BHKW)	-6,10 (-3,05)	-5,28 (-2,64)	-4,14 (-2,07)	-2,90 (-1,45)	-4,60 (-2,30)	-4,43 (-2,22)	-4,68 (-2,34)	-4,93 (-2,46)
BAL (25/25/25/25)	3,09 (1,54)	2,67 (1,33)	2,09 (1,04)	1,47 (0,73)	2,33 (1,16)	2,24 (1,12)	2,37 (1,18)	2,49 (1,25)
D-LWP (10/50/20/20)	3,47 (1,73)	3,00 (1,50)	2,35 (1,17)	1,65 (0,82)	2,61 (1,31)	2,51 (1,26)	2,66 (1,33)	2,80 (1,40)
D-EWP (10/20/50/20)	2,64 (1,32)	2,29 (1,14)	1,79 (0,89)	1,26 (0,63)	1,99 (1,00)	1,92 (0,96)	2,03 (1,01)	2,13 (1,07)
D-BHKW (10/20/20/50)	-0,23 (-0,12)	-0,20 (-0,10)	-0,16 (-0,08)	-0,11 (-0,06)	-0,18 (-0,09)	-0,17 (-0,09)	-0,18 (-0,09)	-0,19 (-0,10)

Tabelle 7: Maximaler elektrischer Leistungsbedarf [kW_e] für verschiedene Verteilgrade elektrifizierter Wärmetechnologien im monovalenten Betrieb und Gebäudetypen je HH (Leistungsbedarf bei bivalenter Betriebsweise in Klammern)

In Tabelle 7 gelten folgende Abkürzungen und Konventionen:

- BAL: Ausgeglichenere Anteile: 25% SH, LWP, EWP und BHKW
- D-LWP: Dominanz LWP: 10% SH, 50% LWP, 20% EWP, 20% BHKW
- D-EWP: Dominanz EWP: 10% SH, 20% LWP, 50% EWP, 20% BHKW
- D-BHKW: Dominanz BHKW: 10% SH, 20% LWP, 20% EWP, 50% BHKW
- Kein Vorzeichen: Stromverbrauch (Bezug aus dem Stromnetz)
- Negatives Vorzeichen: Stromeinspeisung (Einspeisung in das Stromnetz)

Bei der Lastflussrechnung wurde außerdem ein Leistungsfaktor ($\cos\phi$) des Stromverbrauchs (bzw. der –erzeugung) von 0,97 und ein Gleichzeitigkeitsfaktor (GLF) der Heizungen von 0,9 angenommen. Der GLF basiert dabei auf der Annahme, dass auch an kältesten Tagen nicht

alle HH gleichzeitig bewohnt sind und ggfs. einzelne Räume auch an den kältesten Tagen nicht elektrisch beheizt werden.

Ergebnisse und Diskussion

Für alle Gebäudeszenarien wurden für die verschiedene Wärmetechnologiekombinationen (Verteilgrade) Lastflussberechnungen je Modellnetz für den kältesten Tag (Auslegetemperatur der Heizanlage) vorgenommen. Die Verletzung kritischer Grenzwerte (Strombelastungsgrenze am Anfang der MS-Leitung oder Abweichung von der Nennspannung am Ende der letzten NS-Leitung $> \pm 10\%$) sind im Folgenden rot markiert. Verletzungen des von der dena empfohlenen Spannungsbands von $\pm 4\%$ sind orange gekennzeichnet.

Tabelle 8 zeigt Grenzwertverletzungen im städtischen Modellnetz.

Städtisches Modellnetz	Monovalent				Bivalent			
Unmodernisiert	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW
Teilmodernisiert	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW
Vollmodernisiert	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW
Neubau	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW
Gebäudemix	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW
OPT	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW
REAL	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW
PESS	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW

Tabelle 8: Grenzwertverletzungen im städtischen Modellnetz (rot = kritischer Grenzwert verletzt; orange = empfohlener Spannungsbereich verletzt)

In Verteilnetzgebieten städtischer Struktur bestehen demnach mehrere Restriktionen, die berücksichtigt werden sollten: Eine vollständig elektrifizierte Wärmeerzeugung ist nur mit einem Mix aus strombeziehenden (Stromheizungen, Wärmepumpen) und -einspeisenden (BHKW) Technologien möglich. Eine bivalente Betriebsweise erlaubt auch die überwiegende Nutzung der Wärmepumpentechnologie bzw. ausgeglichener Anteile.

In Tabelle 9 sind Grenzwertverletzungen im vorstädtischen Modellnetz dargestellt.

Vorstädtisches Modellnetz	Monovalent				Bivalent			
Unmodernisiert	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW	EWK	BHKW	D-EWK	D-BHKW

Teilmodernisiert	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
Vollmodernisiert	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
Neubau	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
Gebäudemix	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
OPT	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
REAL	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
PESS	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW

Tabelle 9: Grenzwertverletzungen im vorstädtischen Modellnetz (rot = kritischer Grenzwert verletzt;
orange = empfohlener Spannungsbereich verletzt)

Aus Tabelle 9 geht hervor, dass in Verteilnetzgebieten vorstädtischer Struktur keine kritischen Grenzen in den gewählten Szenarien verletzt werden. Um die Spannung auf NS-Seite im empfohlenen Bereich von $U_N \pm 4\%$ zu halten, sollte die überwiegende Nutzung von Stromheizungen und Luftwärmepumpen im monovalenten Betrieb vermieden werden. Stattdessen kann auf ausgeglichene Anteile oder die überwiegende Nutzung von Erdwärmepumpen und BHKW gesetzt werden.

Tabelle 10 zeigt die Grenzwertverletzungen im ländlichen Modellnetz.

Ländliches Modellnetz	Monovalent				Bivalent			
Unmodernisiert	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
Teilmodernisiert	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
Vollmodernisiert	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
Neubau	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
Gebäudemix	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
OPT	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
REAL	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
PESS	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW

Tabelle 10: Grenzwertverletzungen im ländlichen Modellnetz (rot = kritischer Grenzwert verletzt;
orange = empfohlener Spannungsbereich verletzt)

In Verteilnetzen ländlicher Struktur treten aufgrund der geringen Einwohnerdichte kritische Grenzwertverletzungen nur am Ende der NS-Leitung auf (Spannungsbandverletzung nach EN 50160). Jedoch können bei Ausnutzung des gesamten zur Verfügung stehenden Spannungsbandes von $U_N \pm 10\%$ verschiedene Technologiekombinationen auch im monovalenten Betrieb genutzt werden, wenn eine übermäßige Nutzung von Stromheizungen und Luftwärmepumpen vermieden wird.

6. Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung

Die zuvor ermittelten maximalen Anschlussleistungen je HH sowie die Ergebnisse der verschiedenen Wärmeversorgungszenarien beziehen sich auf die jeweiligen Modellnetze. Diese spiegeln weitestgehend Netzstrukturen heutiger Verteilnetze wider.

Da die Entwicklung hin zu einer Wärmeversorgung auf Basis hoher Anteile elektrifizierter Wärmetechnologien über eine längere Zeitperiode stattfinden wird, bleibt somit Zeit, die zur Verfügung stehenden Kapazitäten in den Verteilnetzen zu erweitern. Dafür stehen grundsätzlich mehrere Maßnahmen zur Verfügung. Die wichtigsten werden im Folgenden kurz vorgestellt.

Netzverstärkung durch Leitungs- und Betriebsmitteltausch

Der klassische Netzausbau kann durch Installation neuer, größer dimensionierter Leitungen (Querschnittsvergrößerung) und Transformatoren erfolgen. Dadurch kann die Netzkapazität in unterschiedlichen Abschnitten, sowohl im Mittelspannungsnetz, als auch in Ortsnetzen/Wohngebieten, erweitert werden. Es können sowohl Strombelastbarkeit, als auch Spannungsfestigkeit erhöht werden.

Die Arbeiten sind mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden, beispielsweise aufgrund von Erdarbeiten und Kabelverlegearbeiten in Wohngebieten. In Netzentwicklungsplänen werden Tätigkeiten am Netzausbau daher über Jahrzehnte geplant. Dennoch können perspektivisch bis 2050 eine Vielzahl an Maßnahmen umgesetzt werden. Vor allem, wenn weitere Treiber für den Netzausbau im Verteilnetzbereich, wie die Elektromobilität (z.B. Ladeinfrastruktur), hinzukommen.

Spannungsregelung mittels intelligenter, regelbarer Ortsnetztransformatoren (iONT/RONT)

Heute werden in Verteilnetzen größtenteils ONT mit festem Übersetzungsverhältnis zwischen Eingangs- und Ausgangsspannung eingesetzt. Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) können das Übersetzungsverhältnis in einem gewissen Bereich stufenweise einstellen und damit die ausgangsseitige Spannung beeinflussen und stabilisieren. In Zeiten hohen Verbrauchs kann ausgangsseitig eine höhere Spannung als die Nennspannung eingestellt werden, was zu einer geringeren Spannungsabweichung (von der Nennspannung) am Leitungsende führt. Somit können Spannungsprobleme verringert und höhere Leistungen ermöglicht werden.

Blindleistungsmanagement

Durch die **lokale Bereitstellung von Blindleistung** (z.B. durch PV-Wechselrichter an unterschiedlichen Stellen in einem Wohngebiet), kann i) der Leistungsfaktor auf der Leitung beeinflusst und somit die Strombelastung reduziert werden und ii) die Spannung auf der Leitung angehoben werden. Letztere Maßnahme führt jedoch ggfs. zu einer höheren Strombelastung der Leitung und des ONT. Geeignete Maßnahmen sind daher in Abhängigkeit der Netzsituation auszuwählen [12].

Durch **zentrales Blindleistungsmanagement**, also z.B. der Nutzung eines induktiven Blindwiderstands an einem ortsfesten Punkt, kann ebenfalls die Versorgungsspannung im Niederspannungsnetz stabilisiert werden [12].

Flexibilitätsmanagement

Flexibilitätsmanagement steht hier übergreifend für Maßnahmen, mit denen der Stromverbrauch oder die -einspeisung an einem Netzknoten beeinflusst werden kann. Dies beinhaltet Maßnahmen wie *Demand Side Management*, *Demand Response*, *Generation Management*, *Storage Management*, etc.

Durch Ausnutzung vorhandener an das Verteilnetz angeschlossener Flexibilitäten bei dezentralen Einspeisern (z.B. PV-Anlagen, BHKW), Verbrauchern (z.B. Wärmepumpen, Stromheizungen) und Stromspeichern (z.B. Lithium-Ion-Batterien zur Speicherung von PV-Strom oder von Elektrofahrzeugen) könnten in Zukunft Verbrauch und Einspeisung in einem Netzabschnitt besser aufeinander abgestimmt werden. Derzeit ist dieses Themengebiet Gegenstand verschiedener Forschungsprojekte, die verschiedene Lösungen untersuchen ⁶. Es erscheint zum heutigen Zeitpunkt wahrscheinlich, dass in den kommenden Jahrzehnten Lösungen entwickelt werden, mit deren Hilfe ein Flexibilitätsmanagement in Verteilnetzen umgesetzt werden kann, was zu einer weiteren Stabilisierung der Verteilnetze führt und die zur Verfügung stehende Leistung für die Wärmeerzeugung je HH erhöht.

Intelligent geregelte Einspeisung aus Erneuerbaren Energien

Die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ist keine Maßnahme zur Kapazitätserweiterung, soll hier aber mit aufgeführt werden, da Erneuerbare Energien (insbesondere aus PV-Anlagen) in Niederspannungsnetzen einen positiven Einfluss auf die Nutzbarkeit elektrifizierter Wärmetechnologien haben können. Wird auf einer Leitung gleichzeitig Strom verbraucht (z.B. mit Wärmepumpen) und eingespeist (z.B. aus PV-Anlagen), wirken die Stromflüsse in unterschiedliche Richtungen, der Gesamtstromfluss auf der Leitung wird reduziert. Durch eine angepasste Steuerung der Einspeisung und des Verbrauchs (z.B. mittels Flexibilitätsmanagement) können somit Effekte ausgenutzt werden, die zu einer Netzstabilisierung führen. Des Weiteren können gegebenenfalls vorhandene Speicher (die primär zur Zwischenspeicherung von PV-Strom installiert wurden) ebenfalls für ein Flexibilitätsmanagement eingesetzt werden. Die Wechselrichter von PV-Anlagen können dafür genutzt werden, lokale Blindleistung bereitzustellen.

⁶ Beispielhaft wird hier auf das Forschungsprojekt Flex4Energy verwiesen: Flex4Energy „Flexibilitätsmanagement für die Energieversorgung der Zukunft“: <http://www.flex4energy.de/>,

7. Zusammenfassung

Diese Studie beziffert die **zur Verfügung stehende elektrische Leistung**, sowie bestehende Restriktionen bzgl. der Nutzung elektrifizierter Wärmetechnologien **in Verteilnetzen unterschiedlicher Struktur (1,8 - 9,6kW_{el} gleichzeitige Leistungsaufnahme je HH)**. Im Hinblick auf die Wärmewende bestehen mehrere nutzbare Optionen unterschiedlicher elektrifizierter Wärmetechnologien, die bereits heute in die bestehenden Verteilnetze integriert werden können, um die Sektoren Wärme und Strom zu koppeln. **Ein Ausbau der Kapazitäten in Verteilnetzen erscheint für eine erfolgreiche Umsetzung der Wärmewende allein nicht notwendig.** Diese Einschätzung wird auch durch eine Umfrage unter verschiedenen Verteilnetzbetreibern in Deutschland bestätigt [15].

Hinsichtlich der Integrierbarkeit verschiedener **elektrifizierter Wärmetechnologien bestehen** je nach Verteilnetzstruktur **unterschiedliche Restriktionen**. Die wichtigsten sind:

- In Verteilnetzen **städtischer Struktur ist ein Mix** aus strombeziehenden (Wärmepumpen, Stromheizung) und –einspeisenden (BHKW) Wärmetechnologien **vorzuziehen**. Alternativ kann eine bivalente Betriebsweise mit nicht-elektrischer Spitzenlasterzeugung umgesetzt werden.
- In Verteilnetzen **vorstädtischer Struktur bestehen keine Restriktionen**.
- In Verteilnetzen **ländlicher Struktur** ist von einer übermäßigen Nutzung von Stromheizungen und Luftwärmepumpen abzugehen. Unter Ausnutzung des zulässigen Spannungsbandes **können** ansonsten **nahezu alle Optionen umgesetzt werden**.

Leistungsbereitstellung je Haushalt

Die oben genannten Leistungswerte sind als gleichzeitig zur Verfügung stehende Anschlussleistung je HH zu verstehen, also für alle HH je Ortsnetz bzw. je Verteilnetz. **Je nach Netzstruktur kann einzelnen HH ggfs. eine weitaus höhere Leistung bereitgestellt werden, wenn sich verschiedene Lösungen (mit unterschiedlichen elektrischen Leistungsbedarfen) im selben Netzabschnitt „durchmischen“.**

In Stromnetzen städtischer Struktur kann beispielsweise allen HH in einem Ortsnetz 2,2kW_{el} bereitgestellt werden, wenn in anderen Ortsnetzen der selben MS-Leitung andere Lösungen mit weniger elektrischem Leistungsbedarf gefunden werden.

Schwächen und Further Research

Bei der Anwendung der Erkenntnisse dieser Studie ist zu bedenken, dass die Sektorenkopplung Wärme/Strom hier isoliert betrachtet und die Kopplung mit dem Verkehrssektor vernachlässigt wird. Betrachtungen unter Einbeziehung des Verkehrssektors bzw. der Verkehrswende (E-Mobility und Ladeinfrastruktur) werden in Zukunft ein umfassenderes Bild ergeben. **Ein Ausbau der Verteilnetze erscheint im Kontext der Verkehrswende durchaus notwendig. Die Sektorenkopplung Strom/Wärme stellt dem gegenüber eine kleinere Herausforderung dar.**

Des Weiteren weichen reale Verteilnetze gegebenenfalls von den hier genutzten Modellnetzen ab, was in konkreten Fällen eine Einzelfallbetrachtung notwendig macht. **Für die erfolgreiche Umsetzung von Zukunftsszenarien stehen jedoch ausreichend technische Maßnahmen zur Verfügung, um die Kapazität auch in Einzelfällen mit möglichen Engpassituationen bei Bedarf bereitzustellen.**

8. Abschlussarbeiten und Veröffentlichungen

Im Rahmen dieser Studie fand an der Hochschule Darmstadt eine Abschlussarbeit statt:

Simon Brenner schrieb seine Masterarbeit zu dem Thema „Auswirkungen auf die Verteilnetze bei Zunahme elektrifizierter Wärmetechnologien in Wohngebäuden im Rahmen der Wärmewende in 2050“ [15].

Des Weiteren wurden die Erkenntnisse der Untersuchungen in einem Konferenzbeitrag zu dem Thema „Leistungsgrenzen in Verteilnetzen und Kapazitäten für Elektrifizierte Wärmetechnologien“ bei dem 15. Symposium Energieinnovation in Graz (Österreich) veröffentlicht [11].

9. Quellenangaben

- [1] N. Diefenbach et. al., „Modellentwicklung zur Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und –nachfrage im Wohngebäudesektor – Zwischenbericht im Projekt ‚EE-GebäudeZukunft‘“, ISBN-Nr.: 978-3-941140-59-2, Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Darmstadt, 29.03.2017.
- [2] H. Ruppert, K.-M. Graf, „Überblicksdarstellung Elektrische Netze und Smart-Grid-Technologien – Erster Teil: ‚Restriktionen in der Modellentwicklung‘“, Hochschule Darmstadt, 27.01.2017.
- [3] D. Oeding, B. R. Oswald, „Elektrische Kraftwerke und Netze“, 7. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011.

- [4] P. Konstantin, "Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und – beschaffung im liberalisierten Markt", 3. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013.
- [5] ENTSO-E, "Continental Europe Operation Handbook" [Online verfügbar unter <https://docstore.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>, Letzter Zugriff: 26.06.2018].
- [6] IAEW Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, "Erweiterte Verantwortung der Verteilnetzbetreiber", Aachen, 08.12.2016.
- [7] BnetzA Bundesnetzagentur, "Netzentwicklungspläne und Umweltbericht" [Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/5schritte/nep-ub/de.html>, Letzter Zugriff: 26.06.2018].
- [8] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., "DSO 2.0 – Verteilnetzbetreiber der Zukunft", 07.08.201 [Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/dso20/>, Letzter Zugriff: 16.06.2018].
- [9] Werner Baade, "Elektrische Anlagen in Wohngebäuden", 2007 [Online verfügbar unter: <http://www.elektrikforen.de/attachments/lichttechnik/2037d1242298829-treppenzeitschalter-alt-gegen-einen-neuen-ep-2007-11-998-1001-40682.pdf>, Letzter Zugriff: 27.06.2018].
- [10] V. Quaschnig, „Sektorenkopplung durch die Energiewende“, HTW Berlin, 20.06.2016.
- [11] H. Ruppert, S. Brenner, K.-M. Graf, „Leistungsgrenzen in Verteilnetzen und Kapazitäten für Elektrifizierte Wärmetechnologien“, 15. Symposium Energieinnovation, 14.-16.02.2018, Graz/Austria.
- [12] T. Wieland, F. Otto, L. Fickert, T. K. Schuster, „Analyse, Bewertung und Steigerung möglicher Einspeisekapazität dezentraler Energieerzeugungsanlagen in der Verteilnetzebene“, 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT 2013.
- [13] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“, Berlin, 11.12.2012.
- [14] H. Ruppert, K.-M. Graf, „Vereinfachtes Excel-Modell zur statischen Lastflussberechnung in Verteilnetzen bei Nutzung verschiedener elektrifizierter Wärmetechnologien in Haushalten“, Hochschule Darmstadt, Fachbereich EIT, 13.07.2017 [Online verfügbar unter: <https://eit.h-da.de/forschung/forschungsfelder/energietechnik/projektgruppe-smart-grids/publikationen/>, Letzter Zugriff: 09.11.2017].

- [15] S. Brenner, „Auswirkungen auf die Verteilnetze bei Zunahme elektrifizierter Wärmetechnologien in Wohngebäuden im Rahmen der Wärmewende in 2050“, Master Thesis, Hochschule Darmstadt, 14.08.2017.
- [16] Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), „IWU-Modell EE Gebäude-Zukunft – Export verschiedener Wärmebedarfskurven für verschiedene Gebäudetypen“, Darmstadt, Juni 2017.
- [17] W. Piller, „Der elektrische Leistungsbedarf von Haushalten“, VDI/VDE/GFPE-Tagung, Schliersee, 16./17. Mai 1979.

10. Begriffe & Abkürzungen

Begriffe

Kurzschlussleistung Der Begriff Kurzschlussleistung S_K wird in der elektrischen Energietechnik verwendet und wird aus Kurzschlussstrom I_K und Nennspannung U_N über folgenden Zusammenhang ermittelt: $S_K = I_K * U_N * \sqrt{3}$. Die Kurzschlussleistung wird als Scheinleistung ausgedrückt und ist ein theoretisches Konstrukt (Kurzschlussstrom und Nennspannung treten nie gemeinsam auf), das den Innenwiderstand an einem Knoten beschreibt. Die Größe dient unter anderem dazu, elektrische Anlagen zu dimensionieren und das Schaltvermögen von Leistungsschaltern zu quantifizieren. Im Zusammenhang mit Stromnetzen beschreibt die Kurzschlussleistung die Netzimpedanz an einem Knoten und drückt damit auch die Spannungsstabilität eines Netzes aus:

- Hohe Kurzschlussleistung → Niedrige Netzimpedanz → „Starre“ Spannung (geringe Sensitivität auf Laständerungen)
- Niedrige Kurzschlussleistung → Hohe Netzimpedanz → Hohe Spannungssensitivität auf Laständerungen

Impedanz Die Impedanz beschreibt den Wechselstromwiderstand eines elektrischen Betriebsmittels (z.B. Leitung). Diese physikalische komplexe Größe beschreibt den Wirkwiderstand (R) sowie den Blindwiderstand (X).

Spannungshaltung Der Begriff Spannungshaltung beschreibt in der Energietechnik aktive technische Maßnahmen auf allen Spannungsebenen, die die Spannung an einem Knoten in vorgegebenen Grenzen halten. In der Netztechnik übernehmen diese Aufgaben beispielsweise Generatoren (durch Anpassung der Wirk- oder Blindleistung) oder regelbare

Transformatoren (durch Anpassung des Übersetzungsverhältnisses der eingangs- zur ausgangsseitigen Spannung). In Europa ist die Netzspannung in der IEC 60038 bzw. EN 50160 festgelegt, die tatsächliche Spannung darf um ± 10 V von der Nennspannung abweichen. Maßnahmen zur Spannungshaltung in der Niederspannung beeinflussen die Netzspannung daher typischerweise um einige Volt, maximal im niedrigen zweistelligen Bereich.

Leistungsfaktor ($\cos\varphi$) ‚ $\cos\varphi$ ‘ steht für ‚Cosinus Phi‘ bzw. ‚Leistungsfaktor‘ und beschreibt

das Verhältnis von Wirkleistung P zu Scheinleistung S : $\cos\varphi = \frac{P}{S}$

Der Leistungsfaktor kann damit Werte zwischen 0 und 1 besitzen. Je größer der Leistungsfaktor, um so höher ist der Wirkleistungsanteil.

In Drehstromsystemen werden häufig Erfahrungswerte bzw. Tabellenwerte/Richtwerte für den Leistungsfaktor als ein Maß dafür verwendet, wie hoch die Anteile für Wirk- und Blindleistung eines Betriebsmittels, auf einer Leitung oder in einem Netzabschnitt sind. Dadurch kann von der (meist einzig bekannten Größe) Wirkleistung auf die Blind- und Scheinleistung geschlossen werden und so die tatsächliche Belastung des Betriebsmittels/Netzabschnitts aufgrund der Scheinleistung abgeschätzt werden.

GLF

Der GLF bzw. Gleichzeitigkeitsfaktor ist ein Begriff der Energietechnik, mit dessen Hilfe die Summe der Leistung eines Systems mit vielen Einzelverbrauchern abgeschätzt werden kann. Auf Basis von Erfahrungswerten sind viele Tabellenwerte für den GLF verschiedener Technologien (z.B. Wärmeerzeugung, Beleuchtung,...) verfügbar. Typische Werte liegen zwischen 0,1 und 1,0.

Abkürzungen

PV

Photovoltaik

WKA	Windkraftanlage
EE	Erneuerbare Energien
EE-Einspeisung	(Strom-)Einspeisung aus Erneuerbaren Energien
entso-e	European network of transmission system operators for electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (HS-Netze (400kV), teilweise 110kV)
VNB	Verteilnetzbetreiber (NS- und MS-Netze bis 20kV, teilweise 110kV)
dena	Deutsche Energie Agentur GmbH
VHP	Virtual Heat and Power Plant (Virtuelles Heizkraftwerk)
VHKW	Virtuelle Heizkraftwerke
BHKW	Blockheizkraftwerk
WoE	Wohneinheiten
ONT	Ortsnetztransformator
iONT	intelligenter Ortsnetztransformator (mit Regelung der Ausgangsspannung)
RONT	Regelbarer Ortsnetztrafo (siehe iONT)
ON-Zuleitung	Ortsnetz-Zuleitung