

CLIMATE CHANGE

33/2016

Systemischer Vergleich von Wärmeversorgungs- techniken in einem regenerativen Energiesystem

Endbericht

CLIMATE CHANGE 33/2016

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3712 46 101
UBA-FB 002352

Systemischer Vergleich von Wärmeversorgungs-techniken in einem regenerativen Energiesystem

von

Kjell Bettgenhäuser, Markus Offermann
Ecofys Deutschland, Köln

Fabian Sandau, Norman Gerhardt
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Ecofys Deutschland,
Am Wassermann 36
50829 Köln

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik,
Königstor 59
34119 Kassel

Abschlussdatum:

April 2016

Redaktion:

Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und -szenarien
Katja Purr

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, November 2016

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Forschungskennzahl 3712 46 101 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Ziel dieses Forschungsprojektes ist es, langfristige strategische Fragen im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung, effizienter Raumwärmebereitstellung und Klimatisierung sowie zukünftiger Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der mittel- und langfristigen Ziele der Bundesregierung im Bereich Klimaschutz und Effizienz durch die Ermittlung von charakteristischen Einflüssen der verschiedenen Techniken auf die Strom- und Wärmeversorgung zu klären. Integrierte, gegenseitig gekoppelte Simulationsmodelle werden eingesetzt, um in verschiedenen Szenarien erst die Entwicklung des Gebäudebestandes in Deutschland bis zum Jahr 2050 zu prognostizieren und anschließend den Raumwärme- und Klimatisierungsbedarf im Zieljahr 2050 abzuleiten. Darauf aufbauend wird die Deckung dieses Bedarfs durch verschiedene Heiz- und Klimatisierungstechniken im Rahmen einer kombinierten Strom- und Wärmemarktsimulation berechnet. Um in die Bewertung der Strom-Wärme-Kopplungstechnologien auch deren Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems einfließen zu lassen, wird die Analyse mit einer zeitlich hoch aufgelösten Modellierung durchgeführt. Zum Verdeutlichen der charakteristischen Einflüsse wird von einem vollständigen regenerativen Energiesystem im betrachteten Jahr 2050 ausgegangen. Mit Hilfe von Sensitivitätsuntersuchungen werden durch verschiedene Technikkombinationen robuste Aussagen zur Bewertung stromverbrauchender und –erzeugender Raumwärmetechniken und deren systemischer Wirkung gewonnen.

Abstract

The aim of this research project is to clarify long-term strategic issues in cogeneration, efficient space heating and cooling and the future security of supply, taking into account the medium and long-term goals of the government in the field of climate protection and efficiency by identifying characteristic influences of various techniques to the power and heat supply. Integrated mutually coupled simulation models will be used only to predict different scenarios of the development of the building stock in Germany until 2050, and then derive the space heating and air conditioning needs in the target year. Based on this the supply is calculated by different technologies in a combined heat and power market simulation. To account for the high flexibility that comes with increased coupling of heat and power market, the investigation is performed by an energy system model with temporal resolution. In order to show the characteristic influences, the authors assume a fully renewable energy system in the year 2050. To estimate the robustness of these results several sensitivity analyses are done for power consuming and producing space heating techniques and their systemic effect.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis.....	11
Abkürzungsverzeichnis.....	13
Zusammenfassung	15
Executive Summary.....	26
1 Hintergrund und Aufgabenstellung.....	36
1.1 Ausgangslage	36
1.2 Aufgabenstellung.....	37
2 Vergleich unterschiedlicher technologischer Lösungen zur Raumwärmebereitstellung im Jahr 2050	38
2.1 Darstellung der Varianten.....	38
2.2 Wetterjahre	39
2.3 Wärmemarkt Simulationen	41
2.3.1 Überblick zum Gebäudebestand.....	41
2.3.1.1 Referenzgebäude	42
2.3.1.2 Energetische Qualitäten	42
2.3.1.3 Mengengerüst	46
2.3.2 Annahmen und Randbedingungen für die Wärmemarktsimulationen.....	47
2.3.2.1 Bevölkerung, Wertschöpfung und Flächenentwicklung	47
2.3.2.2 Abriss- und Sanierungsraten	50
2.3.2.3 Annahmen zum Heizwärme- und Kühlenergiebedarf	50
2.3.2.4 Annahmen zu Warmwasserbedarfen	53
2.3.2.5 Anlagentechnik	54
2.3.3 Ergebnisse der Wärmemarktsimulationen.....	57
2.3.3.1 Entwicklung des Gebäudesektors bis 2050	57
2.3.3.2 Stündliche Lastgänge der Referenzgebäude	61
2.3.3.3 Stündliche Lastgänge für den Gebäudebestand im Jahr 2050	66
2.4 Strommarkt-Simulationen.....	73
2.4.1 Annahmen zur Stromnachfrage	73
2.4.2 Annahmen zum Kraftwerkspark - Erneuerbare Energien.....	74
2.4.3 Annahmen zur Flexibilität im Verkehrssektor	76
2.4.4 Annahmen zum Kraftwerkspark - Konventionelle Kraftwerke	77

2.4.5	Annahmen zu Speichertechniken	79
2.4.6	Annahmen zum Industrierwärmebedarf.....	80
2.4.7	Annahmen zu den Varianten der Wärmebereitstellung.....	82
2.4.8	Annahmen zur Klimatisierung.....	83
2.4.9	Annahmen zur Solarthermie und thermischer Speicher	83
2.5	Ergebnisse der kombinierten Strom- und Wärmemarktsimulationen.....	83
3	Sensitivitätsanalysen	96
3.1	Einfluss von Flexibilisierungsmaßnahmen in KWK-Anlagen.....	96
3.2	Berücksichtigung von Brennstoffzellen-BHKWs.....	97
3.3	Einfluss eines veränderten Raumwärmebedarfs.....	98
3.4	Einfluss der Wetterjahre.....	101
3.5	Einfluss des Industrierwärmebedarfs.....	102
4	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen.....	104
4.1	Schlussfolgerungen, mögliche Hemmnisse und Handlungsempfehlungen.....	104
5	Quellenverzeichnis.....	106
6	Anhang I – Methodik.....	107
6.1	Das BEAM ² Modell.....	107
6.2	IWES-Modell.....	110
7	Anhang II – Referenzgebäudegeometrien.....	111
8	Anhang III – Energieträgerstruktur.....	121
9	Anhang IV – Stündliche Lastgänge der Referenzgebäude.....	123
9.1	Heizen und Kühlen.....	123
9.2	Warmwasser	128
10	Anhang V – Sortierte Jahresdauerlinien.....	129

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Monatsmittelwerte der Temperatur, der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit sowie die monatliche Strahlungssumme der meteorologischen Jahre 2006 (links) und 2010 (rechts)	16
Abbildung 2: Angenommene Entwicklung von Wohn- und Nutzflächen in Deutschland bis zum Jahr 2050.....	18
Abbildung 3: Entwicklung des Gebäudebestandes bis 2050 nach Baualtersklassen.....	18
Abbildung 4: Entwicklung des Heiz- und Kühlenergiebedarfs in den unterschiedlichen Wärmebedarfsszenarien S1 und S2 (höherer Bedarf).....	19
Abbildung 5: Angenommene EE-Stromerzeugung und Stromnachfrage ohne Wärmesektor	20
Abbildung 6: Schematische Darstellung stromerzeugender und -verbrauchender Wärmekonzepte.....	20
Abbildung 7: Beispielhafte Darstellung der zeitlich hoch aufgelösten Simulation	21
Abbildung 8: Vergleich der Wärmebereitstellung in den Basisvarianten.....	22
Abbildung 9: Vergleich des zu importierenden Gasbedarfs im Basisszenario.....	23
Abbildung 10: Einfluss des Dämmstandards auf den Wärmebedarf	24
Abbildung 11: Monatsmittelwerte der Temperatur, der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit sowie die monatliche Strahlungssumme der meteorologischen Jahre 2006 (links) und 2010 (rechts)	40
Abbildung 12: Globalstrahlung für Solarthermie und die Wetterjahre 2006 und 2010	41
Abbildung 13: Flächenverteilung für Wohngebäude nach Sanierungsstand	46
Abbildung 14: Flächenverteilung für Nichtwohngebäude nach Sanierungsstand .	46
Abbildung 15: Angenommene Entwicklung der Einwohner bis zum Jahr 2050	48
Abbildung 16: Angenommene Entwicklung von BIP, Einwohnerzahl und spezifischen Flächen bis zum Jahr 2050 (Quelle: s. oben).....	49
Abbildung 17: Angenommene Entwicklung von Wohn- und Nutzflächen in Deutschland bis zum Jahr 2050.....	49
Abbildung 18: Interne Lasten EFH (Typtag)	52
Abbildung 19: Interne Lasten MFH (Typtag)	53
Abbildung 20: Interne Lasten Nichtwohngebäude (Typtag).....	53
Abbildung 21: Warmwasser-Verteilung für Wohngebäude über einen Typtag.....	54
Abbildung 22: Jahresarbeitszahlen (JAZ) für Wärmepumpen unterteilt nach Heizen/Warmwasser und Wetterjahr (2006 oder 2010)	56
Abbildung 23: Entwicklung des Gebäudebestandes bis 2050 nach Baualtersklassen.....	58

Abbildung 24: Angenommene Sanierungsraten für die Szenarien 1 und 2.....	59
Abbildung 25: Entwicklung des Sanierungsfortschritts nach Komponente im Szenario 1	59
Abbildung 26: Entwicklung des Sanierungsfortschritts nach Komponente im Szenario 2	60
Abbildung 27: Entwicklung des Heiz- und Kühlenergiebedarfs in den unterschiedlichen Wärmebedarfsszenarien S1 und S2 (höherer Bedarf).....	60
Abbildung 28: Stündlicher Heizwärme- und Kühllastgang für drei Energiestandards im EFH, BAK vor 1948	61
Abbildung 29: Stündlicher Heizwärme- und Kühllastgang für drei Energiestandards im KMH, BAK 1979-1994	62
Abbildung 30: Stündlicher Heizwärmelastgang für drei Energiestandards im BVG, BAK vor 1948.....	63
Abbildung 31: Stündlicher Heizwärme- und Kältelastgang für PIG, BAK 1979-1998, unsaniert, keine LA.....	64
Abbildung 32: Netto-Ertrag einer 10m ² Solarthermieanlage (Flachkollektor).....	65
Abbildung 33: Netto-Ertrag einer 10m ² Solarthermieanlage (Röhrenkollektor).....	65
Abbildung 34: Heizwärmebedarfe Szenario 1 (Wetterjahr 2006).....	66
Abbildung 35: Heizwärmebedarfe Szenario 2 (Wetterjahr 2006).....	67
Abbildung 36: Heizwärmebedarfe Szenario 1 (Wetterjahr 2010).....	67
Abbildung 37: Heizwärmebedarfe Szenario 2 (Wetterjahr 2010).....	68
Abbildung 38: Kühlenergiebedarfe Nichtwohngebäude (Wetterdaten 2006)	68
Abbildung 39: Kühlenergiebedarfe Nichtwohngebäude (Wetterdaten 2010)	69
Abbildung 40: Warmwasserbedarfe für einen Typtag	69
Abbildung 41: Solarthermieertrag (Wetterjahr 2010).....	70
Abbildung 42: Definition von Siedlungsdichten	71
Abbildung 43: Entwicklung des städtischen Bevölkerungsanteils seit 1950 und Prognose bis 2030. Quelle: [INKAR (2012)]......	72
Abbildung 44: Sortierte normierte EE-Erzeugungsdauerlinien	75
Abbildung 45: EE-Stromerzeugung und Stromnachfrage ohne Wärmesektor.....	76
Abbildung 46: Beispielhafte Darstellung der flexiblen und unflexiblen Nachfrage durch E-Mobilität.....	77
Abbildung 47: Jahresdauerlinien der residualen Last für das Wetterjahr 2006	77
Abbildung 48: Schematische Darstellung der Kraftwerks- und Speicherauslegung.....	79
Abbildung 49: Schematische Darstellung der Annahmen zur Prozesswärmezusammensetzung	81
Abbildung 50: Auslegung Industrie-KWK.....	82

Abbildung 51: Vergleich der Wärmebereitstellung in der Basisvariante.....	85
Abbildung 52: Vergleich der Wärmebereitstellung in Variante 1a	86
Abbildung 53: Stufendiagramm der Gasbilanzierung für Variante 1a	87
Abbildung 54: Vergleich des zu importierenden Gasbedarfs in der Basisvariante	87
Abbildung 55: VLS der Spitzen- und Mittellastkraftwerke	88
Abbildung 56: Vergleich des Stromverbrauchs	89
Abbildung 57: Darstellung des zeitlich hoch aufgelösten Kraftwerkseinsatzes – Variante 1a - Winter.....	91
Abbildung 58: Darstellung des zeitlich hoch aufgelösten Kraftwerkseinsatzes - Variante 3 - Winter.....	91
Abbildung 59: Darstellung des zeitlich hoch aufgelösten Kraftwerkseinsatzes - Variante 1a - Sommer	92
Abbildung 60: Darstellung des zeitlich hoch aufgelösten Kraftwerkseinsatzes - Variante 3 - Sommer.....	92
Abbildung 61: VLS der PtG-Anlagen in den verschiedenen Varianten.....	93
Abbildung 62: VLS der Kurzfristspeicher in den verschiedenen Varianten	94
Abbildung 63: Jahresdauerlinien des flexiblen Kraftwerkseinsatzes für Variante 1a	95
Abbildung 64: Jahresdauerlinien der flexiblen Stromverbraucher für Variante 1a	95
Abbildung 65: Wärmebereitstellung bei Berücksichtigung von PtH- Flexibilisierung.....	96
Abbildung 66: Gasbedarf bei Berücksichtigung von PtH-Flexibilisierung.....	97
Abbildung 67: Wärmebereitstellung bei Berücksichtigung von FC-BHKWs.....	98
Abbildung 68: Exogener Gasverbrauch bei Berücksichtigung von FC-BHKWs	98
Abbildung 69: Einfluss des Dämmstandards auf den Wärmebedarf	99
Abbildung 70: Einfluss des Dämmstandards auf den Gasverbrauch	100
Abbildung 71: Einfluss des Dämmstandards auf die Stromerzeugung.....	100
Abbildung 72: Einfluss des Wetterjahres auf die Wärmebereitstellung.....	101
Abbildung 73: Einfluss des Wetterjahres auf den Gasverbrauch	102
Abbildung 74: Wärmebereitstellung unter Einfluss des Industriesektors.....	102
Abbildung 75: Gasbedarf unter Einfluss des Industriesektors.....	103
Abbildung 76: Schematisch Darstellung des BEAM ² -Modells.....	108
Abbildung 77: Schematische Darstellung der Kraftwerkseinsatzplanung.....	110
Abbildung 78: Endenergie zur Deckung des Heizwärmebedarfs in Wohngebäuden 2009	121
Abbildung 79: Endenergie zur Deckung des Heizwärmebedarfs in Nichtwohngebäuden 2009	121

Abbildung 80: Beispielhafte Verteilung der Energieträgerstruktur auf Gebäudetypen und Sanierungsstandards für Einfamilienhäuser (EFH)	123
Abbildung 81: Stündlicher Heizwärme- und Kühllastgang für drei Energiestandards im EFH, BAK vor 1948 (Extremwetterjahr 2010).....	124
Abbildung 82: Stündlicher Heizwärme- und Kühllastgang für drei Energiestandards im KMH, BAK 1979-1994 (Extremwetterjahr 2010)	125
Abbildung 83: Stündlicher Heizwärmelastgang für drei Energiestandards im BVG, BAK vor 1948 (Extremwetterjahr 2010)	126
Abbildung 84: Stündlicher Heizwärme- und Kältelastgang für PIG, BAK 1979-1998 (Extremwetterjahr 2010).....	127
Abbildung 85: Jahresdauerlinien des flexiblen Kraftwerkseinsatzes für Variante 1 a	129
Abbildung 86: Jahresdauerlinien der flexiblen Stromverbraucher für Variante 1 a	129
Abbildung 87: Jahresdauerlinien des flexiblen Kraftwerkseinsatzes für Variante 1 b	130
Abbildung 88: Jahresdauerlinien der flexiblen Stromverbraucher für Variante 1 b	130
Abbildung 89: Jahresdauerlinien des flexiblen Kraftwerkseinsatzes für Variante 2	131
Abbildung 90: Jahresdauerlinien der flexiblen Stromverbraucher für Variante 2	131
Abbildung 91: Jahresdauerlinien des flexiblen Kraftwerkseinsatzes für Variante 3	132
Abbildung 92: Jahresdauerlinien der flexiblen Stromverbraucher für Variante 3	132
Abbildung 93: Jahresdauerlinien des flexiblen Kraftwerkseinsatzes für Variante 4	133
Abbildung 94: Jahresdauerlinien der flexiblen Stromverbraucher für Variante 4	133

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zu untersuchende technologische Lösungen	17
Tabelle 2: Zu untersuchende technologische Lösungen	39
Tabelle 3: Übersicht über die meteorologischen Daten der Jahre 2006 - 2011.....	40
Tabelle 4: Die ausgewählten Referenzgebäude	42
Tabelle 5: U-Werte für Einfamilienhäuser	43
Tabelle 6: U-Werte für Reihenendhäuser	43
Tabelle 7: U-Werte für kleine Mehrfamilienhäuser.....	44
Tabelle 8: U-Werte für große Mehrfamilienhäuser.....	44
Tabelle 9: U-Werte für Nichtwohngebäude	45
Tabelle 10: U-Werte für Neubau und Sanierung	50
Tabelle 11: Annahmen zu Infiltrationsluftwechselraten	51
Tabelle 12: Annahmen zu mechanischen Lüftungsanlagen.....	51
Tabelle 13: Luftwechselraten der mechanischen Lüftung.....	51
Tabelle 14: Luftwechselraten der freien Lüftung	52
Tabelle 15: Spezifische und absolute Warmwasserbedarfe	54
Tabelle 16: Zuordnung von Grundflächen und Anzahl Gebäuden zur Siedlungsdichte	71
Tabelle 17: Übersicht zur angenommenen Stromnachfrage	74
Tabelle 18: Übersicht der erneuerbaren Erzeugungstechniken.....	74
Tabelle 19: Regionale Verteilung der Wind-Onshore Leistung.....	75
Tabelle 20: Parameter des konventionellen Kraftwerksparks.....	79
Tabelle 21: Mittlere COP der Wärmepumpen.....	83
Tabelle 22: Sensitivität des veränderten Raumwärmebedarfs.....	99
Tabelle 23: Variation des Wetterjahres.....	101
Tabelle 24: Einfamilienhaus (EFH) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)].....	111
Tabelle 25: Reihenhaus (REH) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)].....	112
Tabelle 26: Kleines Mehrfamilienhaus (KMH) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)].....	113
Tabelle 27: Großes Mehrfamilienhaus (GMH) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)].....	114
Tabelle 28: Büro- und Verwaltungsgebäude (BVG) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)]	115
Tabelle 29: Schul- und Hochschulgebäude (SGH) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)]	116

Tabelle 30: Produktions- und Industriegebäude (PIG) Referenzgebäudegeometrie,
Quelle: [Klauß (2010)] 117

Tabelle 31: Handels- und Einzelhandelsgebäude (HEG) Referenzgebäudegeometrie,
Quelle: [Klauß (2010)] 118

Tabelle 32: Hotels und Krankenhäuser (HKH) Referenzgebäudegeometrie, Quelle:
[Klauß (2010)]...... 119

Tabelle 33: Sportstätten und Schwimmbäder (SSB) Referenzgebäudegeometrie,
Quelle: [Klauß (2010)] 120

Tabelle 34: Verteilung von Heizungssystemen im Wohngebäudebestand..... 122

Tabelle 35: Resultierende Tagesgänge für Warmwasserbedarfe 128

Abkürzungsverzeichnis

BAK	Baualtersklasse
BEAM²	Built-Environment-Analysis-Model
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandprodukt
BVG	Büro- und Verwaltungsgebäude
CBA	Cost Benefit Analyse
CCGT	Combined cycle gas turbine
CHP	Combined heat plant
CO₂	Kohlenstoffdioxyd
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EFH	Einfamilienhaus
EGS	Ecosystem Goods and Services
FC-BHKW	Brennstoffzellen-BHKW
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GHG	Greenhouse gas emissions
GMH	Großes Mehrfamilienhaus
GuD	Gas- und Dampf
GT	Gasturbine
HEG	Handel- und Einzelhandelsgebäude
HELCOM	Kommission zum Schutz der Meeresumwelt im Ostseeraum (Convention on the Protection of the Marine Environment of the Baltic Sea Area).
HKH	Hotels und Krankenhäuser
JAZ	Jahresarbeitszahl
KMH	Kleines Mehrfamilienhaus
KWK	Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
LA	Lüftungsanlage
MFH	Mehrfamilienhaus
PIG	Produktions- und Industriegebäude
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
RE	Renewable Energies
SHG	Schul- und Hochschulgebäude

SSB	Sport- und Schwimmstätten
ST	Solarthermie
THG	Treibhausgasemissionen
THGND	Treibhausgasneutrales Deutschland
VLS	Volllaststunde
WP	Wärmepumpe
WRG	Wärmerückgewinnung

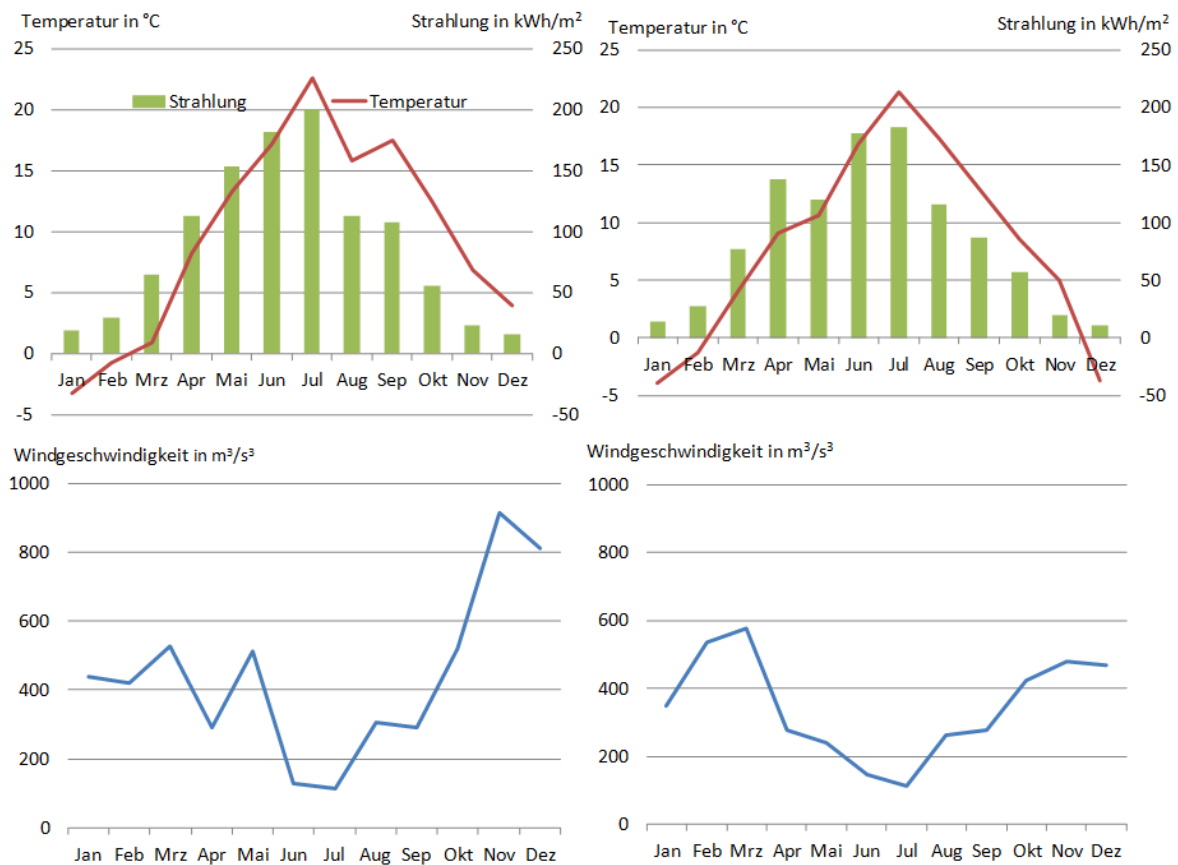
Zusammenfassung

Ausgangslage und Aufgabenstellung

Zur Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele der Bundesregierung - welche eine sektorübergreifende Reduzierung der Treibhausgasemissionen bzw. des Primärenergiebedarfes vorsehen - sind auch Maßnahmen im Gebäudesektor mit seinem Anteil von 40 % am deutschen Endenergieverbrauch nötig. Im Fokus stehen dabei der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien sowie die Erhöhung der Energieeffizienz von Anlagen zur Bereitstellung von Wärme und Kälte.

Wärmepumpen sowie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen – und somit stromverbrauchende wie stromerzeugende Wärmeerzeugungstechniken - kommen heute immer häufiger zum Einsatz. Die Auswirkungen dieser Entwicklung wie gegenseitige Abhängigkeiten und Beeinflussungsmöglichkeiten sowie Einflüsse auf die Sicherheit der Versorgung mit Strom und Wärme sind derzeit noch wenig erforscht. *Ziel dieses Projektes* ist es daher, langfristige strategische Fragen im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung, effiziente Raumwärmebereitstellung und Klimatisierung sowie zukünftiger Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der mittel- und langfristigen Ziele der Bundesregierung im Bereich Klimaschutz und Effizienz durch die Ermittlung von charakteristischen Einflüssen der verschiedenen Techniken auf die Strom- und Wärmeversorgung zu klären. Dies soll dem Auftraggeber ermöglichen, Handlungsempfehlungen zur Gestaltung künftiger Anpassungs- und Steuerungsstrategien sowie von Förderinstrumenten zu formulieren. Im Projekt werden mögliche technische Optionen in einem Endenergieversorgungssystem 2050, welches vollständig auf erneuerbaren Energien basiert, untersucht. Integrierte, gegenseitig gekoppelte Simulationsmodelle werden eingesetzt, um die Komplexität von Gebäude- und Stromsektor Rechnung zu tragen. Sämtliche Simulationen werden für zwei Wetterjahre durchgeführt. Eines beruhend auf den Wetterdaten von 2006, welches den Zeitraum 2006 bis 2009 im Mittel gut abbildet, sowie eines mit weniger charakteristischen Werten und ungewöhnlichen Wetterereignissen, wie es im Jahr 2010 der Fall war (siehe Abbildung 11: Monatsmittelwerte der Temperatur, der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit sowie die monatliche Strahlungssumme der meteorologischen Jahre 2006 (links) und 2010 (rechts)).

Abbildung 1: Monatsmittelwerte der Temperatur, der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit sowie die monatliche Strahlungssumme der meteorologischen Jahre 2006 (links) und 2010 (rechts)



Im Fokus des Projektes liegen ausdrücklich nur technischen Betrachtungen. Ökonomische Betrachtungen werden nicht vorgenommen. Es werden zunächst die vier untersuchten Grundvarianten der Strom- bzw. Wärme- und Kälteversorgungstechnologien vorgestellt (siehe Abschnitt 2.1 sowie Tabelle 1). Dabei werden Randbedingungen und die getroffenen Annahmen näher definiert. In der Variante 1 wird von KWK-Wärmeversorgung ausgegangen, wobei hier eine Differenzierung bezüglich der Kälteversorgung erfolgt. So wird in Variante 1a von stromverbrauchenden Kompressionskälteanlage ausgegangen und in Variante 1b von Absorptionskälteanlagen, die vorwiegend Wärme benötigen. Im Vergleich dazu wird in der Variante 2 eine Differenzierung hinsichtlich der Besiedlungsdichte vorgenommen. Für Siedlungszentren werden GuD-KWK Anlagen angesetzt und für Nicht-Siedlungszentren Wärmepumpen. In Variante 3 wird eine vollständige Raumwärmeversorgung mittels Wärmepumpen, welche solarthermisch unterstützt werden, angenommen. In Variante 4 wird abweichend zur Variante 3 angenommen, dass die Dachflächen nicht für die solarthermische Unterstützung sondern für PV-Anlagen genutzt werden.

Tabelle 1: Zu untersuchende technologische Lösungen

Variante	Wärmebereitstellung		Klimakälte
	Wohngebäude	Nichtwohngebäude	
Variante 1a	BHKW (inkl. Solarthermie)		Kompressionskälteanlagen
Variante 1b	BHKW (inkl. Solarthermie)		Absorptionskälteanlagen
Variante 2	GuD (als KWK) für Siedlungszentren & WP in Nicht-Sied- lungszentren (inkl. Solarthermie)	GuD (als KWK) für Siedlungszentren & WP in Nicht-Sied- lungszentren (inkl. Solarthermie)	Kompressionskälteanlagen
Variante 3	Wärmepumpen (inkl. Solarthermie)		Kompressionskälteanlagen
Variante 4	Wärmepumpen (ohne Solarthermie)	Wärmepumpen (inkl. Solarthermie)	Kompressionskälteanlagen

Entwicklung der Wärme- und Kältebedarfen in Gebäuden

Für die Abbildung der erwarteten Entwicklung im Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 werden zunächst vier Referenz-Wohngebäude und sechs Nichtwohngebäude hinsichtlich Geometrie und energetischer Qualität der Gebäudehüllen definiert, sowie Mengengerüste für Flächen und Energieträger ermittelt.

Darauf aufbauend wird die zukünftige Entwicklung der beheizten Flächen im Gebäudebestand basierend auf der für 2050 erwarteten Bevölkerungszahl von 72 Mio. Einwohnern, Wohngebäudefläche je Einwohner (Wohngebäude), BIP je Einwohner und Nutzfläche pro BIP (Nichtwohngebäude) unter Berücksichtigung von Abriss- und Neubauraten prognostiziert, siehe Abbildung 2. Daraus ergibt sich die in Abbildung 3 dargestellte Entwicklung der Baualtersklassen im Gebäudebestand bis zum Jahr 2050.

Abbildung 2: Angenommene Entwicklung von Wohn- und Nutzflächen in Deutschland bis zum Jahr 2050

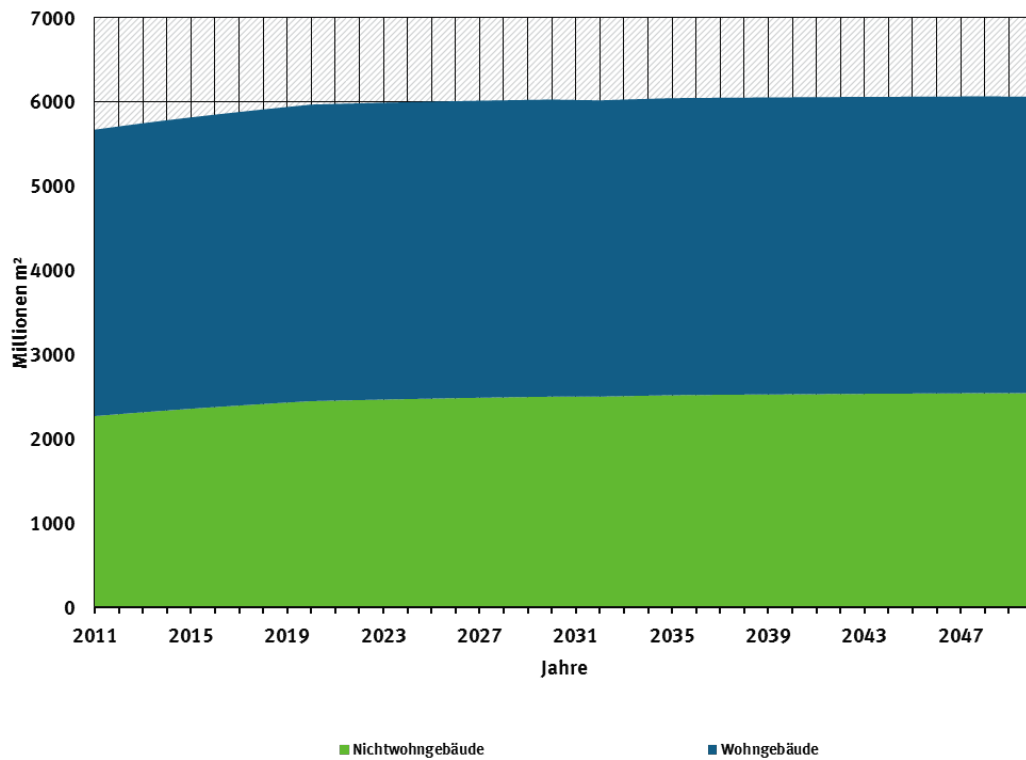
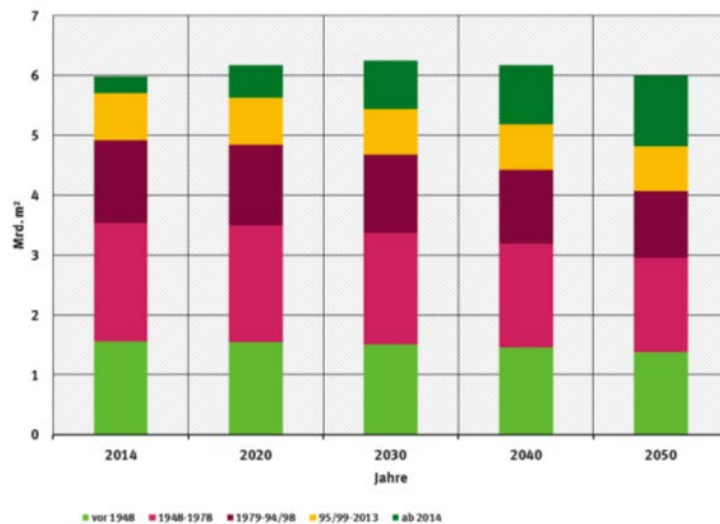


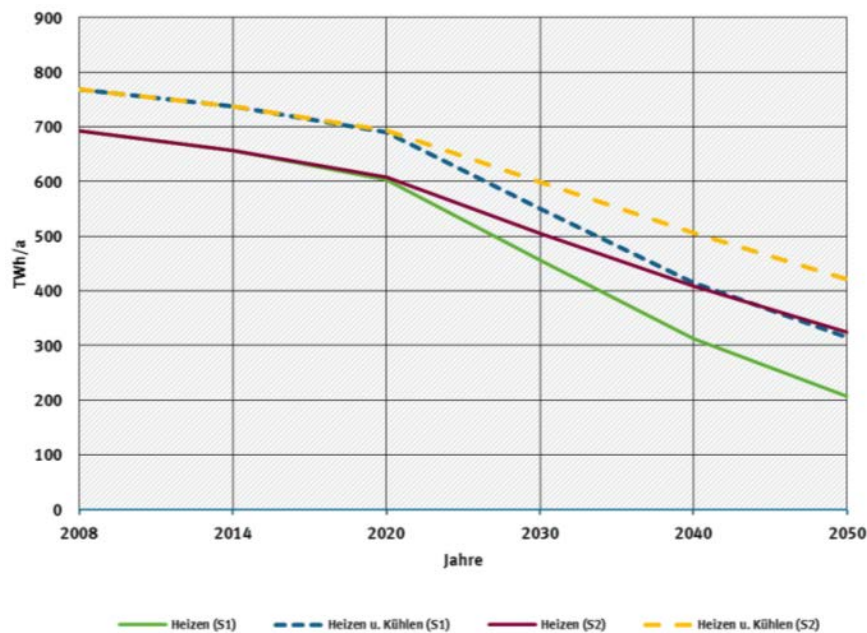
Abbildung 3: Entwicklung des Gebäudebestandes bis 2050 nach Baualtersklassen



In Bezug auf die Sanierungsaktivitäten werden zwei unterschiedliche Szenarien betrachtet. Im Szenario 1 (S1) ist aufgrund einer hohen Sanierungsrate- und tiefe ein geringerer Heizwärmebedarf im Jahr 2050 vorhanden als im Szenario 2 (S2). Szenario 1 bildet dabei ein realistisch aber dennoch sehr ambitioniertes Niveau ab.

Zur Bestimmung des Heizwärme- und Kühlenergiebedarfs werden die thermische Qualität der Gebäudehülle (U-Werte), Infiltration, mechanische und freie Lüftung und interne Lasten miteinander verrechnet. Auch Warmwasserbedarfe fließen in die Berechnungen ein. Die Annahmen bzgl. der zur Deckung des Wärme- bzw. Kältebedarfs eingesetzten Anlagentechnik werden in Abschnitt 2.3.2.5 weiter ausgeführt. Abbildung 4 stellt die Entwicklung von beiden Wärme- und Kältebedarfsszenarien (S1 mit geringerem und S2 mit höherem Bedarf) bis zum Jahr 2050 dar.

Abbildung 4: Entwicklung des Heiz- und Kühlenergiebedarfs in den unterschiedlichen Wärmebedarfsszenarien S1 und S2 (höherer Bedarf)

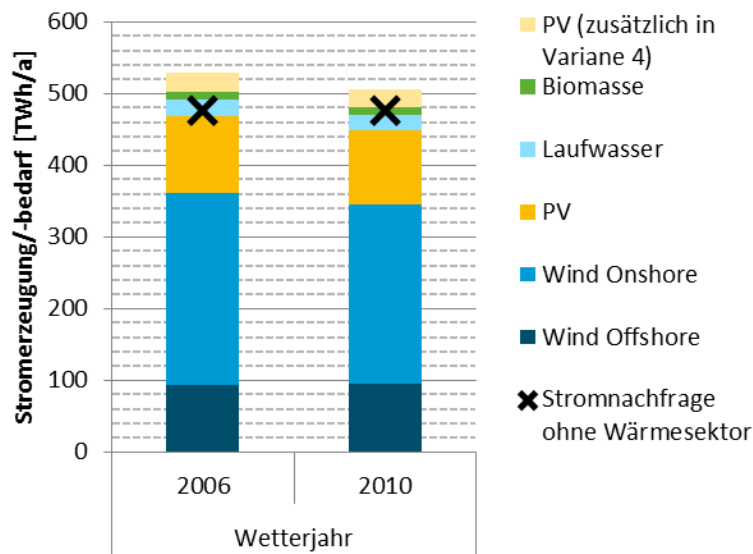


Ab Abschnitt 2.3.3.2 werden die resultierenden Lastgänge in stündlicher Auflösung erst für den heutigen Gebäudebestand und anschließend für den prognostizierten Bestand im Jahr 2050 exemplarische gegliedert nach Heizwärme-, Kühlenergie-, und Warmwasserbedarf sowie solarthermischen Erträgen dargestellt. Diese stündlichen Lastgänge finden Eingang in die Berechnung des Strommarktes.

Rückwirkung der Wärmebedarfe in Gebäuden auf den Strommarkt

Im weiteren Verlauf wird der Einfluss der verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien auf die Effizienz des gekoppelten Strom- und Wärmemarktes untersucht. Um auch in einem Energiesystem mit sehr hohem Anteil erneuerbarer und fluktuierender Stromerzeuger ein stabiles Energiesystem gewährleisten zu können, wird eine stündliche Simulation des Energiesystems durchgeführt. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Abbildung der Strom-Wärme-Kopplungstechnologien, wie Wärmepumpen, Power-to-Heat und Kraft-Wärme-Kopplung, da diese Technologien auch maßgeblich zur Flexibilisierung des Energiesystems beitragen. Das Vorgehen, sowie die Annahmen die den Untersuchungen zugrunde liegen, sind in Kapitel 2.4 dargestellt.

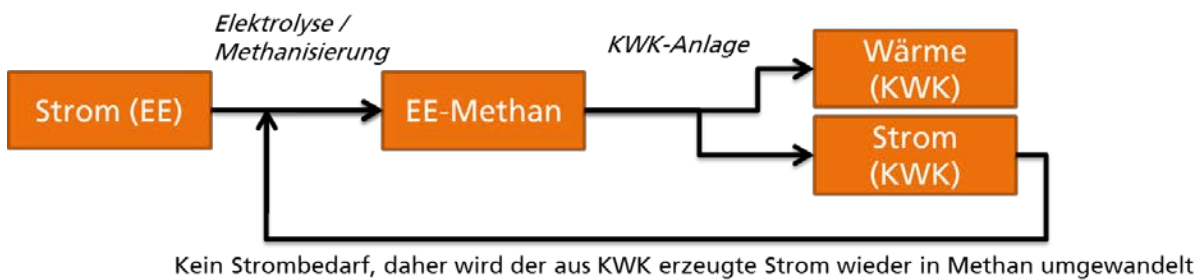
Abbildung 5: Angenommene EE-Stromerzeugung und Stromnachfrage ohne Wärmesektor



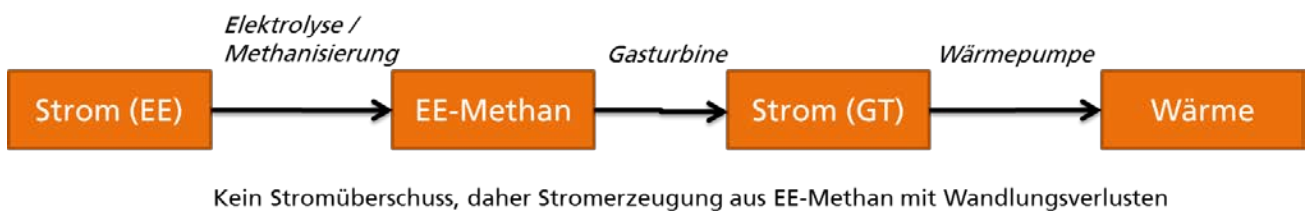
Eine wesentliche Annahme betrifft dabei allerdings das angenommene Mengengerüst der erneuerbaren Energieerzeugung, welches für beide untersuchten Wetterjahre in Abbildung 5 dargestellt ist. Die Annahme ist dabei, dass die erneuerbare Stromerzeugung bilanziell in etwa dem Strombedarf ohne Berücksichtigung des Wärmesektors entspricht. Dadurch entsteht bei Stromverbrauchenden Wärme-erzeugungstechnologien ein zusätzlicher Strombedarf, während bei KWK-Technologien eine zusätzliche Stromerzeugung stattfindet. Vereinfacht lassen sich dabei zwei Wandlungswege der Wärme-erzeugung unterscheiden. Diese sind schematisch in Abbildung 6 dargestellt. Abhängig von Zeitpunkten mit Stromüberschuss oder -defizit im Energiesystem, haben beide Technologieoptionen Vor- und Nachteile.

Abbildung 6: Schematische Darstellung stromerzeugender und -verbrauchender Wärmekonzepte

Wärmebedarf bei Stromüberschuss



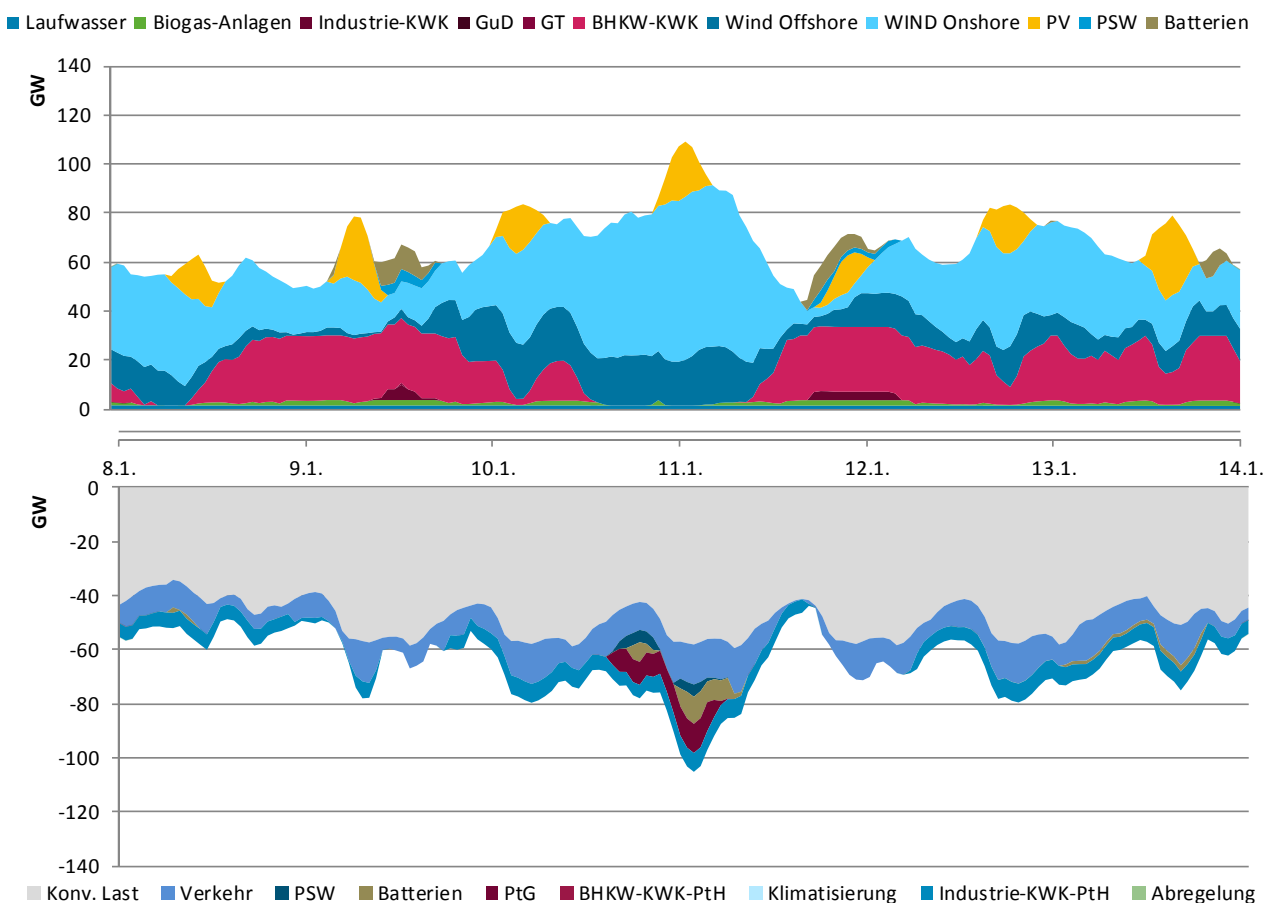
Wärmebedarf bei Unterdeckung



Während bei herrschendem Strombedarf eine Wärmebereitstellung durch KWK-Technologien sehr effizient sein kann, wird bei aktuellem Stromüberschuss zusätzlicher Strom in das System eingespeist, welcher entweder durch Kurzfristspeicher oder durch Elektrolyse langfristig gespeichert werden muss. Sind die Speicherkapazitäten bereits ausgelastet kommt es zu Abregelung der erneuerbaren Energien oder zu einem ineffizienten Betrieb der KWK. Ein Wärmepumpensystem ist umgekehrt in Stunden mit Stromüberschuss sehr effizient, da dann der Strom mit sehr hohen Wirkungsgraden und unter Nutzung von Umgebungsluft in Wärme umgewandelt werden kann. Besteht allerdings gleichzeitig ein Wärme- und Strombedarf, muss der Strom für die Wärmepumpen in einem konventionellen Kraftwerk bereitgestellt werden. In einem 100%-regenerativen Energiesystem muss dies mit erneuerbarem Methan geschehen, welches mit hohen Verlusten in Vorketten bereitgestellt werden muss.

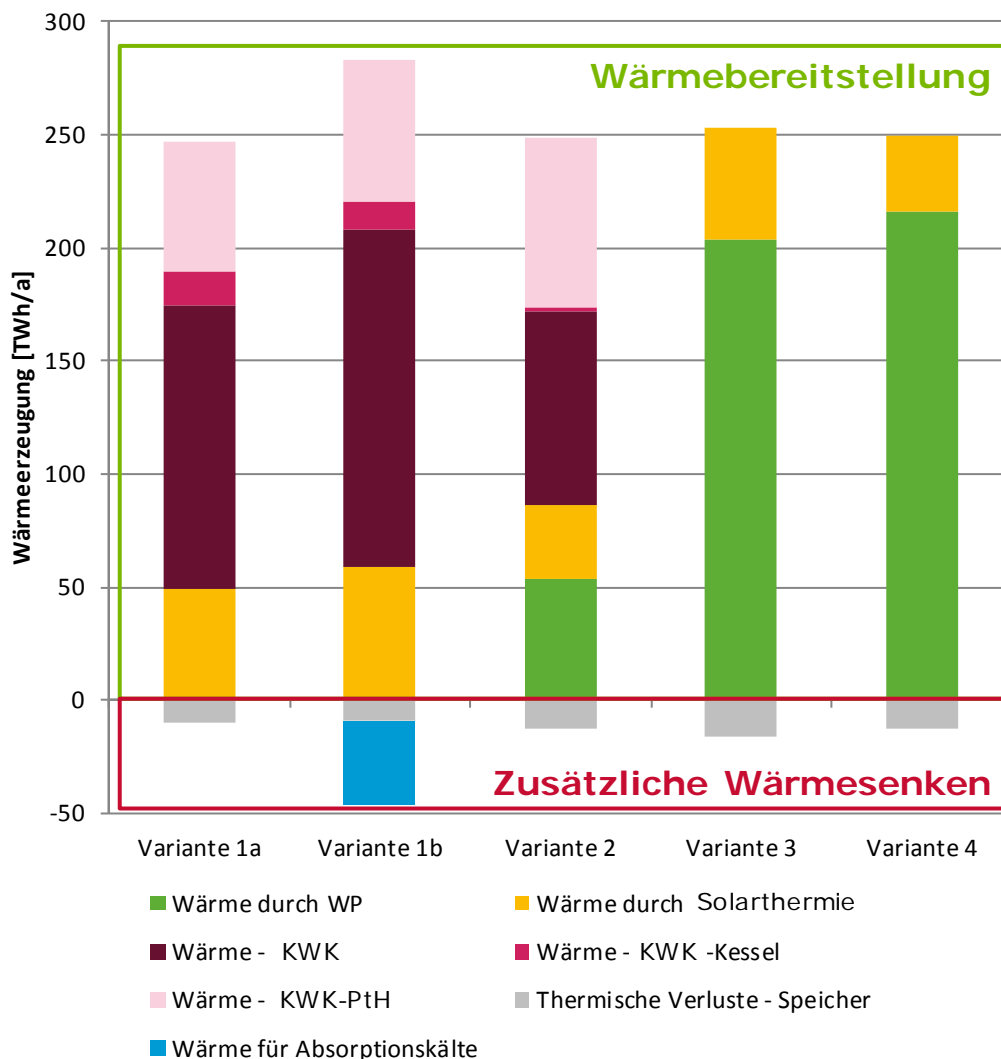
Daher ist die Effizienz der eingesetzten Wärmetechnologien stark vom Verhältnis der Stromüberschuss- und Bedarfszeiträume abhängig. Diese können nur in einer zeitlich hoch aufgelösten Simulation abgebildet werden. Ein Beispielzeitraum für eine Variante ist in Abbildung 8 dargestellt.

Abbildung 7: Beispielhafte Darstellung der zeitlich hoch aufgelösten Simulation



Die Simulation minimiert dabei den Gasverbrauch zur Strom- und Wärmebereitstellung in den jeweiligen Varianten. Daher ist der Gasverbrauch die entscheidende Vergleichsgröße zur Bewertung der verschiedenen Technologieoptionen. Die Bewertung der Varianten ist von einer Vielzahl von Einflussgrößen abhängig, wovon einige im vorliegenden Bericht als Sensitivitäten untersucht werden. Als Basis für die Sensitivitätsbetrachtungen müssen allerdings einige Annahmen fixiert werden. So ist dabei die Sektorkopplung zum Industriesektor berücksichtigt. Außerdem ist in Power-to-Heat als Flexibilitätsoption berücksichtigt.

Abbildung 8: Vergleich der Wärmebereitstellung in den Basisvarianten



In Abbildung 8 ist die Wärmebereitstellung im Gewerbe und Haushaltssektor für die verschiedenen Varianten dargestellt. In Variante 1a wird die zusätzliche zur Solarthermie benötigte Wärme komplett durch BHKW bereitgestellt. In Abhängigkeit von der aktuellen Strommarktsituation wird die Wärme dabei im KWK-Betrieb, durch einen Heizkessel oder durch einen Elektrodenkessel bereitgestellt. Der Wärmebedarf liegt für den hohen Dämmstandard liegt bei allen Varianten bei 237 TWh. Allerdings muss je nach Variante etwas mehr Wärme bereitgestellt werden, um die unterschiedlichen thermische Speicherverluste auszugleichen.

In Variante 1b kommt als zusätzliche Wärmesenke der Wärmeverbrauch durch die Absorptionskälteanlagen hinzu. Durch die hohe zeitliche Synergie zwischen Absorptionskältebedarf und Solarthermieeinstrahlung kann mehr Solarthermie eingekoppelt werden. Dennoch besteht auch ein höherer Bedarf durch BHKW-Wärme, wobei sich die Anteile Wärmebereitstellung zwischen KWK, Kessel und PtH nur geringfügig ändern.

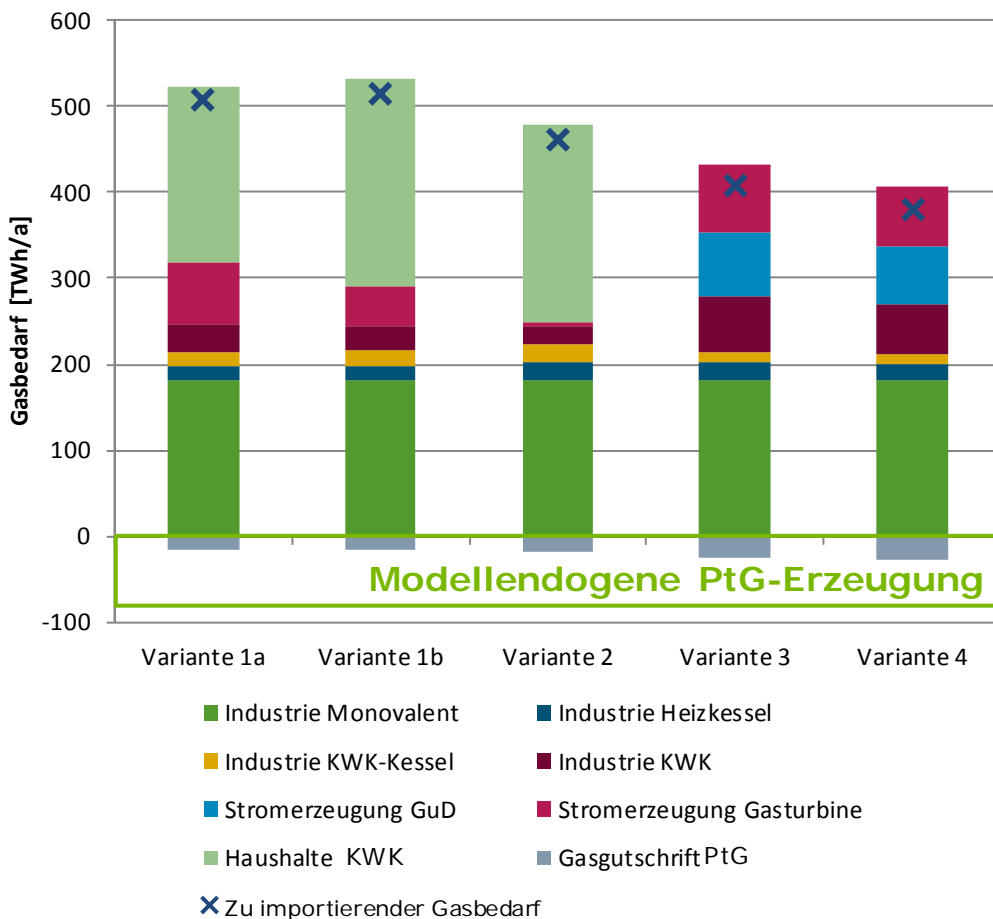
In Variante 2 kommt es zu einem gemischten Einsatz von BHKWs und Wärmepumpen. Wärme durch den Heizkessel wird nicht bereitgestellt, da ein zusätzlicher Betrieb der BHKWs in Kombination mit einer Wärmepumpe effizienter ist. Ein zusätzlicher Effekt tritt bei der Solarthermie auf, die nur in geringerem Maße eingekoppelt wird. Dies liegt allerdings daran, dass in der Variante kein GuD-System zugelassen ist, wodurch ein KWK-Betrieb stromseitig leicht effizienter ist, als der Betrieb einer Gas-

turbine. Bei gleichzeitigem Auftreten wird die KWK-Wärme der Einkopplung von Solarthermie vorgezogen. Auf die Gasbilanz und damit die systemische Effizienz hat dies allerdings nur einen geringfügigen Einfluss, da der Effizienzunterschied gering ist und der Effekt nur in wenigen Stunden auftritt.

In den Varianten 3 und 4 wird die Wärme komplett durch Solarthermie und Wärmepumpen bereitgestellt. Da der COP der Wärmepumpen von der Umgebungstemperatur abhängt und den Wärmepumpen kein Brennstoffwechsel als Alternativoption zur Verfügung steht, gibt es einen stärkeren Wärmespeichereinsatz gegenüber den BHKW-Varianten, woraus auch höhere thermische Verluste resultieren. In Variante 4 ist durch das geringere Solarthermiepotential auch eine geringe Einkopplung der solarthermischen Wärme möglich.

Die wesentliche Vergleichsgröße ist dabei der Bedarf an erneuerbarem Methan, der dem Bilanzraum zugeführt werden muss, um Wärme und Stromnachfrage zu decken. In Abbildung 9 ist der entsprechende Gasverbrauch der Varianten dargestellt. Ein Teil des Gasbedarfs kann innerhalb des Bilanzraums durch Power-to-Gas gedeckt werden. Daraus resultiert der durch ein Kreuz gekennzeichnete zu importierende Gasbedarf.

Abbildung 9: Vergleich des zu importierenden Gasbedarfs¹ im Basisszenario



In den Varianten 1a und 1b, in denen die komplette Wärmebereitstellung durch BHKWs durchgeführt wird, sind diese die Hauptgasverbraucher. Zusätzlich besteht allerdings noch ein Gasbedarf zur sicheren Stromerzeugung in Gasturbinen, sowie in den Industrie-KWK-Prozessen. In Variante 2 ist

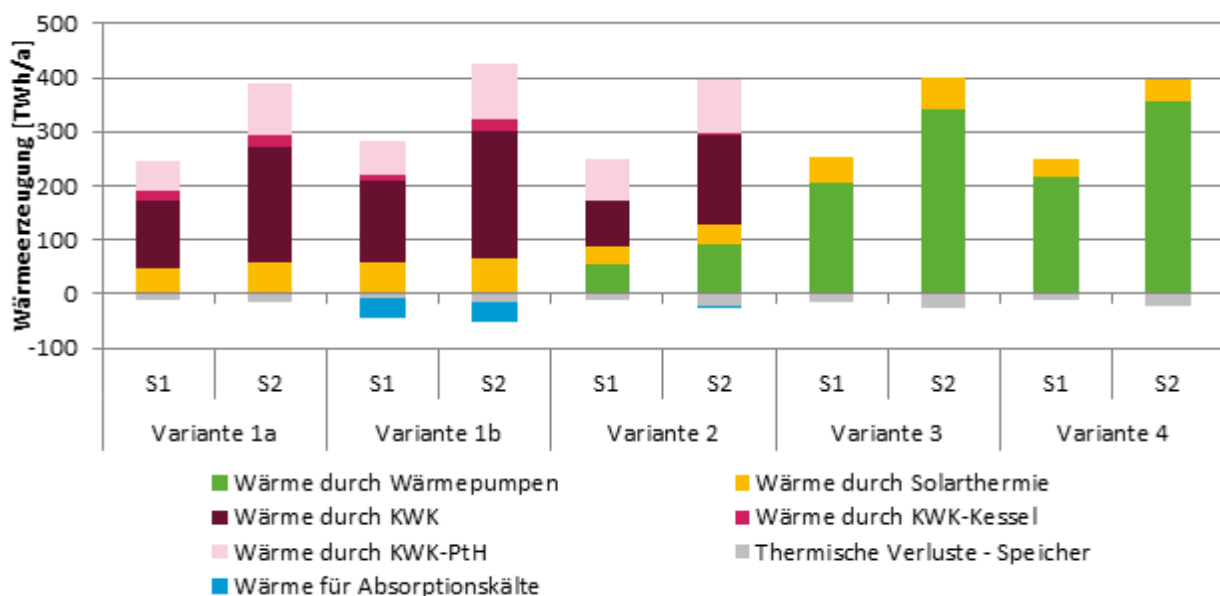
¹ Beinhaltet nur die im Projekt betrachteten Gasverbraucher und damit nur ein Teil des Gesamtgasverbrauches.

der Gasverbrauch deutlich geringer. Durch das Zusammenspiel von BHKW als effizienter Erzeugungstechnik und Wärmepumpen ist nur ein sehr geringer Einsatz von Gasturbinen notwendig. Durch den geringeren Anteil an BHKWs sinkt auch der Gasbedarf in dieser Technik.

Der Gasbedarf durch Mittel- und Spitzenlastkraftwerke (GuD und GT) steigt gegenüber den anderen Szenarien deutlich an, liegt aber in Summe deutlich unter dem Gasverbrauch durch die BHKWs plus Spitzenlastkraftwerke. Zusätzlich können mehr Stromüberschüsse durch PtG dem System wieder verfügbar gemacht werden. Variante 4 erreicht dabei noch einen etwas geringeren Gasverbrauch als Variante 3, da durch die effiziente Kombination von zusätzlicher PV-Leistung mit geringer Abregelung und Wärmepumpen mit hoher Arbeitszahl Wärme effizient bereitgestellt werden kann. Die Solarthermie kann nur residual genutzt werden, während PV-Strommengen unter Annahme ausreichender Netzanschlussleistungen ins System eingespeist werden können.

Um die Sensitivität dieser Ergebnisse einordnen zu können, sind in der vorliegenden Studie verschiedene Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführt. In Abbildung 10 ist die Wärmebereitstellung für beide untersuchte Dämmszenarios dargestellt. Der entsprechende Gasbedarf, sowie eine weitere Betrachtung der Sensitivitäten gegenüber dem Wetterjahr, der Berücksichtigung von Flexibilitätsmaßnahmen, der Kopplung mit dem Industriewärmesektor und zur Berücksichtigung von Brennstoffzellen-BHKWs ist in Kapitel 3 dargestellt.

Abbildung 10: Einfluss des Dämmstandards auf den Wärmebedarf



Insgesamt bestätigen die Sensitivitätsbetrachtungen die Vorteilhaftigkeit von Energiesystemen mit sehr hohen Anteilen an Wärmepumpen. Die Möglichkeit KWK-Technologien effizient zu integrieren ändert sich bei sich wandelnden Randbedingungen leicht, grundsätzlich scheint aber eine geschickte Integration des Industriewärmesektors, sowie ein effizienter Einsatz von Flexibilitäts- und Speicheroptionen ausreichend, um ein geeignetes Energiesystem darzustellen.

Zentrale Ergebnisse und Handlungsempfehlungen

In Abschnitt 4 werden schließlich die Ergebnisse der Berechnungen zusammengefasst und Handlungsempfehlungen formuliert. Zur Interpretation wird noch einmal auf die Rahmenbedingungen des Projektes hingewiesen. Die Ergebnisse beziehen sich explizit auf die technische Analyse. Ökonomische Betrachtungen wurden nicht vorgenommen. Weiterhin basieren die Szenarien jeweils auf

dem vollständigen Einsatz nur einer der vorgestellten Wärmeerzeugervarianten, um die charakteristischen Einflüsse zeigen zu können, was in der Realität jedoch eher unwahrscheinlich ist.

Unter den genannten Randbedingungen erscheint die Wärmepumpentechnik aus Systemsicht als vorteilhafteste Technologie. Ihre Verbreitung wird durch flexible Stromerzeugungstechniken wie KWK-GUD im Industriebereich, sowie dem intelligenten Einsatz von effizienten Speichertechnologien begünstigt. Der Bedarf an zusätzlichen Erzeugerkapazitäten wird als gering eingeschätzt und sollte, falls nötig, über KWK gedeckt werden.

Solarthermie wird aufgrund des zeitlichen Versatzes zwischen der Verfügbarkeit solarer Einstrahlung und des Bedarfes an Wärme im breiten Einsatz nicht als vorteilhaft angesehen. Es wird empfohlen verfügbare Flächen vorzugsweise für PV zu nutzen und mit dem erzeugten Strom ggf. Wärmepumpen zu betreiben oder bei Überschuss ins Netz einzuspeisen. Auch ein Szenario zur Kopplung von Solarthermie mit Absorptionskältemaschinen ergab keinen signifikanten Vorteil gegenüber einem System mit hocheffizienten Kompressionskälteanlagen.

Generell ergaben sich nur geringe Unterschiede im Vergleich der beiden Wetterjahr-Szenarien.

Da Wärmeprofile zum Teil sehr individuell sind und sich zwischen Haushalten und gewerblichen bzw. Industrie-Verbrauchern sehr stark unterscheiden können, kann auch die jeweils vorteilhafteste Technikkombination variieren. Zudem sind die Möglichkeiten zum Einsatz von Wärmepumpen teils begrenzt, etwa in Innenstadtbereichen von Großstädten oder in Industrieanwendungen. Hier müssen dann auch andere dezentrale aber auch zentrale Möglichkeiten der Wärmeversorgung erwogen werden. Dies kann jedoch über die aggregierte Darstellung in den hier berichteten Analysen nicht abgebildet werden.

Abschließend weisen die Autoren auf die hohe Vorlaufzeit für eine starke Durchdringung effizienter Wärmeversorgung hin, welche sich aus geringen Austauschraten ergibt. Wärmepumpen erscheinen vielen Anwendern heute noch als unrentabel. Um die von der Bundesregierung ausgegebenen energiepolitischen Ziele zu verwirklichen, müssen daher noch entsprechende Anreizsysteme geschaffen werden.

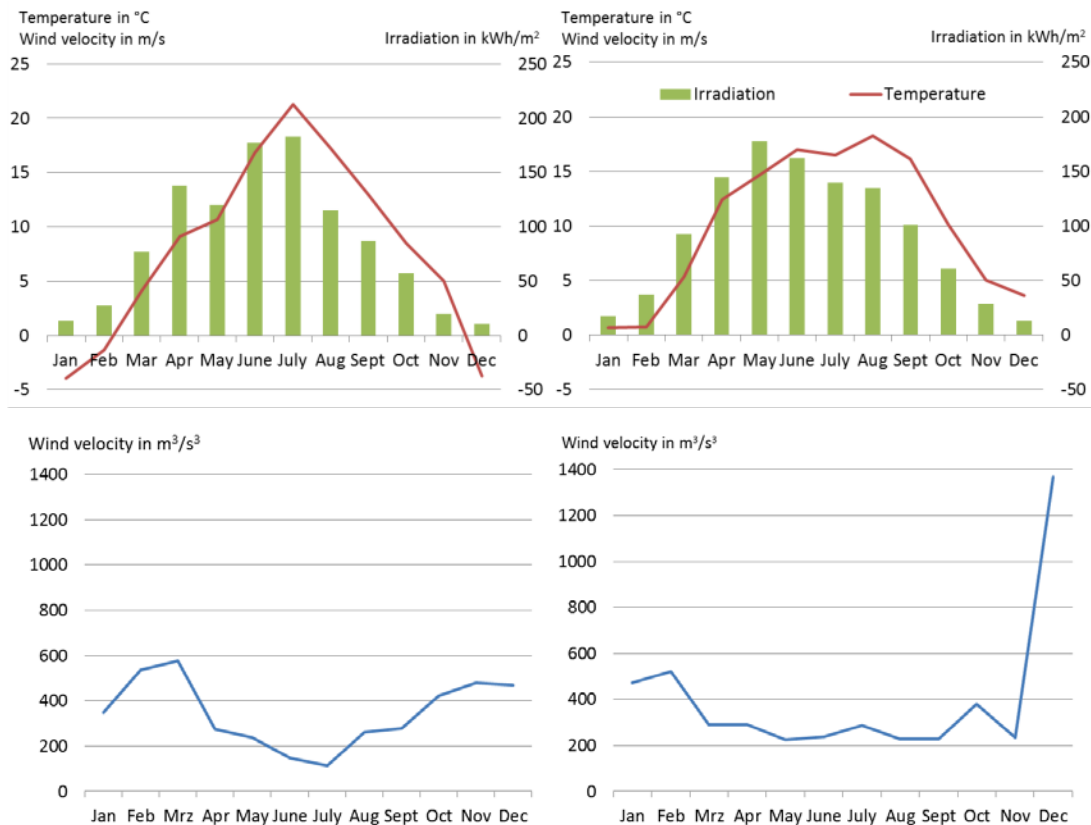
Executive Summary

Starting point and object of this study

In order to achieve the long-term climate protection target of the Federal Government - which is set as a cross-sector reduction of the greenhouse gas emissions and respectively primary energy demand - also measures in the building sector with its share of 40% of the total final energy consumption are needed. Central measures are increasing the use of renewable energy sources and increasing energy efficiency of the energy system.

Heat pumps and combined heat and cogeneration systems - and thus power-consuming and electricity generating heat generation technologies - are used more and more for the heat supply of buildings. Up to now there has been little research on the impact of this development, the interdependence and influence of these technologies as well as influences on the security of the supply of electricity and heat. The *aim of this project* is therefore to find answers on long-term strategic issues in cogeneration, efficient space heating and cooling and the future security of supply, taking into account the medium and long-term goals of the government in the field of climate protection and efficiency by identifying characteristic influences of the various techniques on the electricity and heat supply. This is intended to allow the customer to formulate recommendations for the design of future adaptation and control strategies as well as conveying instruments. The project will consider possible developments by 2050 and a final energy supply system based on 100% renewable energies. Integrated and coupled simulation models are used to support the complexity of the building and power sector. All simulations are carried out for two meteorological years. One on the weather data from 2006, which is well reflected by the period of 2006 to 2009, and one characteristic with less values and unusual weather events, as it was the case in the year of 2010 (see Figure 1).

Figure 1: Monthly average of temperature, wind speed (with the power of three) and monthly total irradiation for the weather years 2006 (left) and 2010 (right)



The project is specifically looking at the technical side. Economic considerations are not carried out. This report describes firstly the four examined basic variants of electricity respectively heating and cooling technologies (see section 2.1 and Table 1). Therefor the boundary conditions and the assumptions are defined in more detail. Option 1 assumes CHP heat supply with a differentiation with respect to the cold supply. Therefor Option 1a assumes a power consuming compression cooling system and Option 1b absorption chillers that require mainly heat. A differentiation in terms of population density is made in the Option 2. For settlement centres combined cycle cogeneration plants are recognized and for non-settlement centres pumps. In Option 3 a full space heating using heat pumps, which are solar thermal supported, is assumed. Option 4 assumes, different from Option 3, that the roof areas are not used for the solar thermal support, but for PV systems.

Table 1: Scope of technical variants

Variant	Heating system		Cooling system
	Residential bldgs.	Non-residential bldgs.	
Option 1a	CHP (incl. solar thermal system)		Compression cooling systems
Option 1b	CHP (incl. solar thermal system)		Absorption cooling systems
Option 2	CCPP (with CoGen) for areas with high population density & heat pumps for areas with low population density (incl. solar thermal system)		Compression cooling systems
Option 3	Heat pumps (incl. Solar thermal system)		Compression cooling systems
Option 4	Heat pumps (without solar thermal system)	Heat pumps (with solar thermal system)	Compression cooling systems

Heating and cooling demands in buildings

Subsequently the expected development of the housing stock is represented up to the year 2050. Therefor four residential reference buildings and six non-residential buildings are defined in terms of geometry and energetic quality of the building envelope, and quantity frameworks for land and energy source will be represented.

After that, the future building stock based on the expected population of 72 million inhabitants in 2050, residential space per inhabitant (residential buildings), GDP per capita and land per GDP (non-residential) is predicted taking into account new buildings and demolition activities, see Figure 2. This leads to the development of building age classes until 2050, see Figure 3.

Figure 2: Development of Residential and Non-residential floor area in Germany until 2050

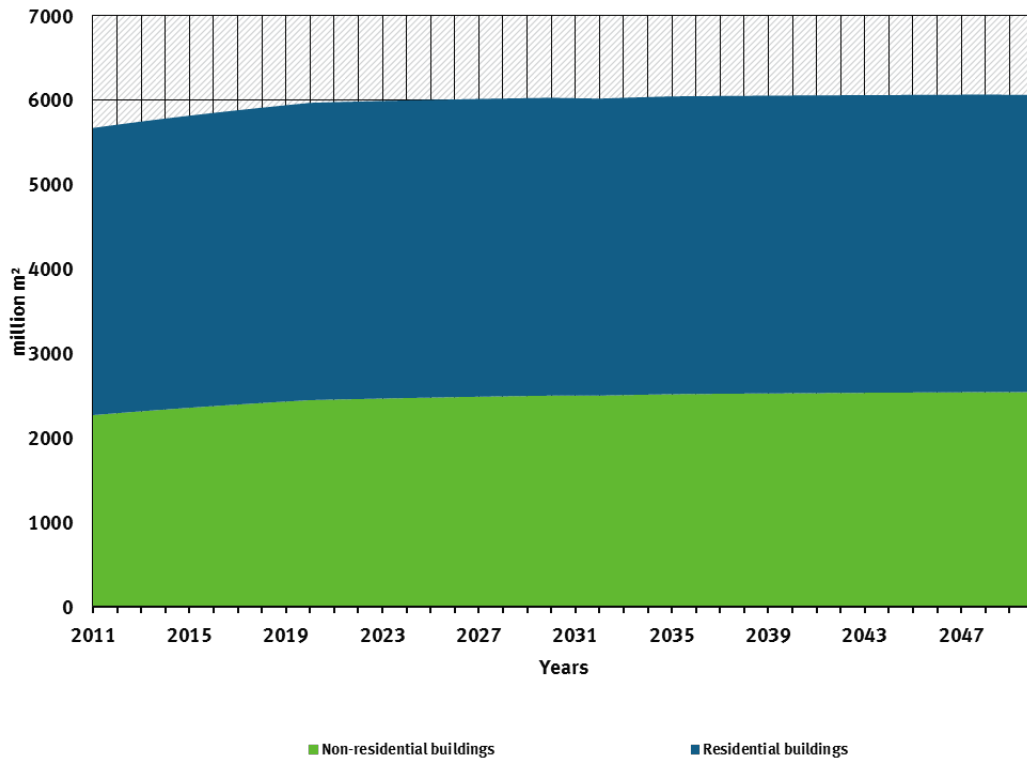
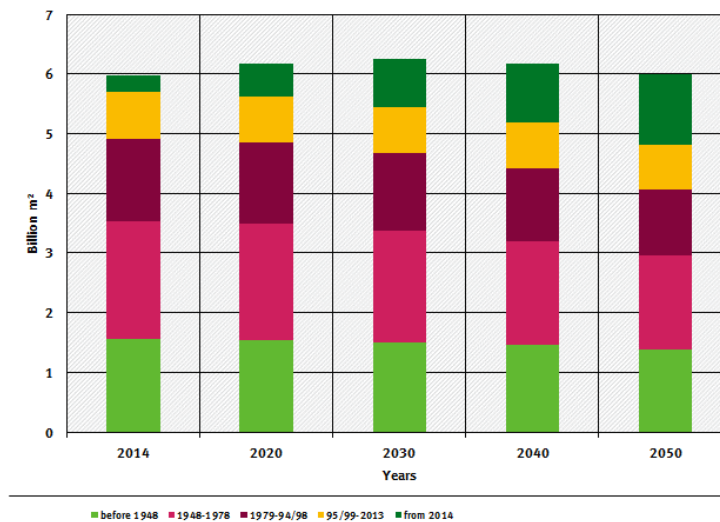


Figure 3: Development of the building stock by building age class

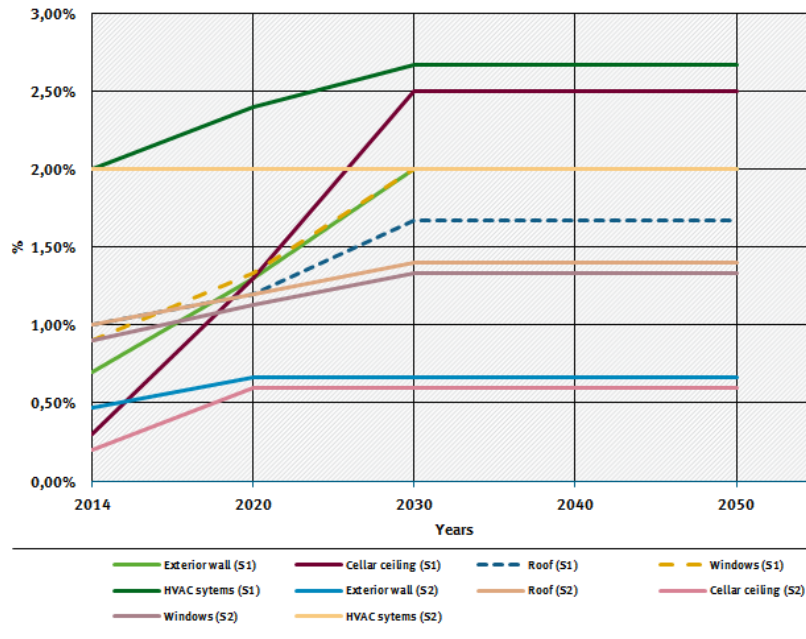


With regard to the retrofit activities two different scenarios are defined. Scenario 1 (S1) leads due to a high retrofit rate and depth of renovations to a lower heating demand in 2050 than Scenario 2 (S2). Scenario 1 is defined as a realistic but very ambitious.

To determine the thermal heat and cooling energy demand, the thermal quality of the building envelope (U-values), infiltration, mechanical and natural ventilation and internal loads are calculated together. Also hot water requirements are included in the calculations. The assumptions regarding the plant technology, which covers the heating or cooling requirements, are outlined in Section 2.3.2.5.

Figure 4 shows the development of both heat- and cooling-demands (S1 with lower and S2 with higher demands) until 2050.

Figure 4: Development of heating and cooling demand in scenarios 1 and 2

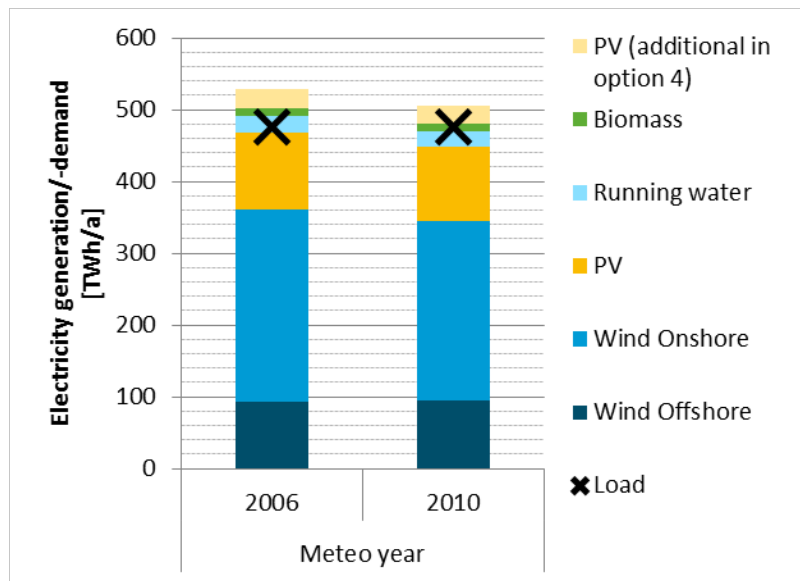


From Section 2.3.3.2, the resulting load profiles in hourly resolution are represented only for today's building stock and then for the projected inventory in 2050, exemplary broken down by thermal heat, cooling energy, and hot water demand as well as solar thermal yields.

Interaction of heat technologies and power system

In the remainder of the study the interaction of heat technologies and power system are investigated regarding an efficient sector coupling. To guarantee a high system stability with a high penetration of renewable and fluctuating energy sources, an hourly simulation of the energy system is necessary. A special focus of the simulation is a highly detailed representation of electricity based heat technologies as heat pumps, power-to-heat and CHP plants, which provide a high flexibility to integrate renewable energies. The approach and the assumptions are provided in chapter 2.4.

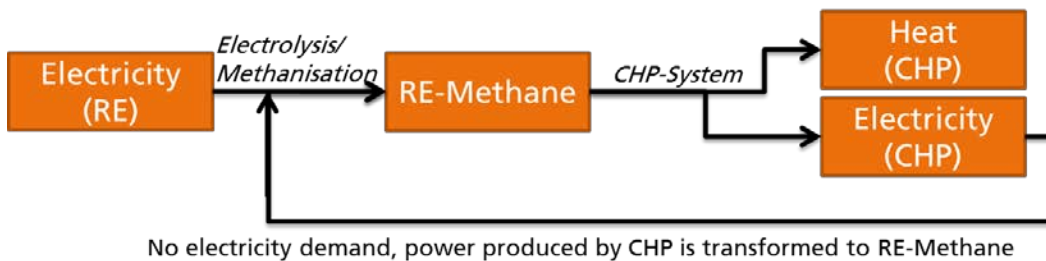
Figure 5: RE- power generation and demand (excluding heat sector)



A significant assumption concerns the quantity of renewable energy structures, which is plotted for both meteo years in Figure 5. The dimensioning is focused on the coverage of the electricity demand without consideration of the heat sector. Therefore electricity consuming heat technologies create an additional power demand, while CHP plants create an additional power generation. This results in two simplified heat conversation paths which are pictured in Figure 6. Depending on electricity surplus or deficit both technology options do have pluses and disadvantages.

Figure 6: Schematic illustration of power generating and consuming heat concepts

Heat demand at electricity surplus



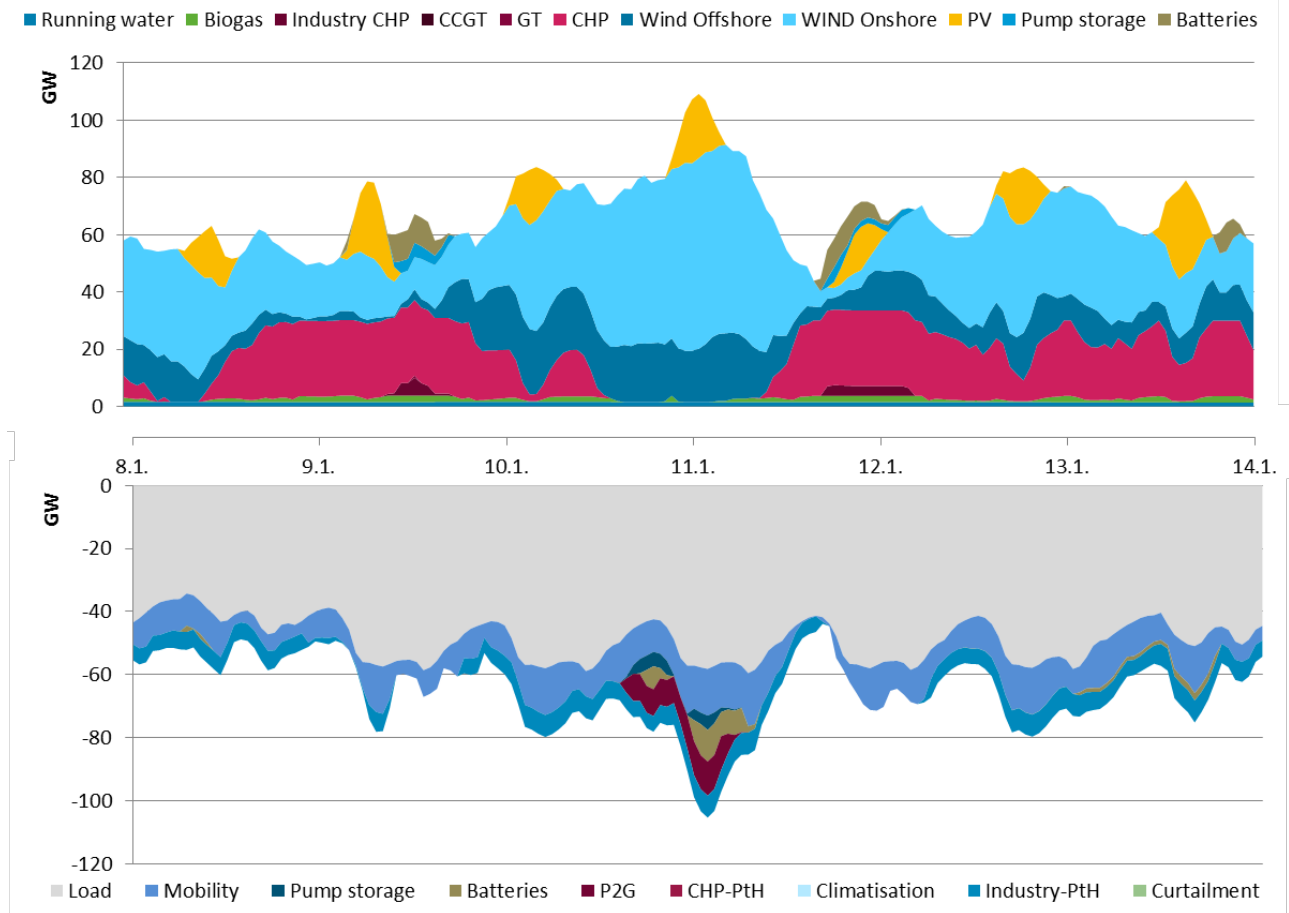
Heat demand at electricity deficit



While heat provided by CHP plants can be very efficient if there is an electricity deficit, it can be very disadvantageous if an additional surplus is created which has to be stored in short or long term storage. Heat provided by heat pumps is very efficient if renewable electricity can be used. While low RE feed-in the electricity must be provided by gas turbines run by RE methane, which has to be produced with high losses.

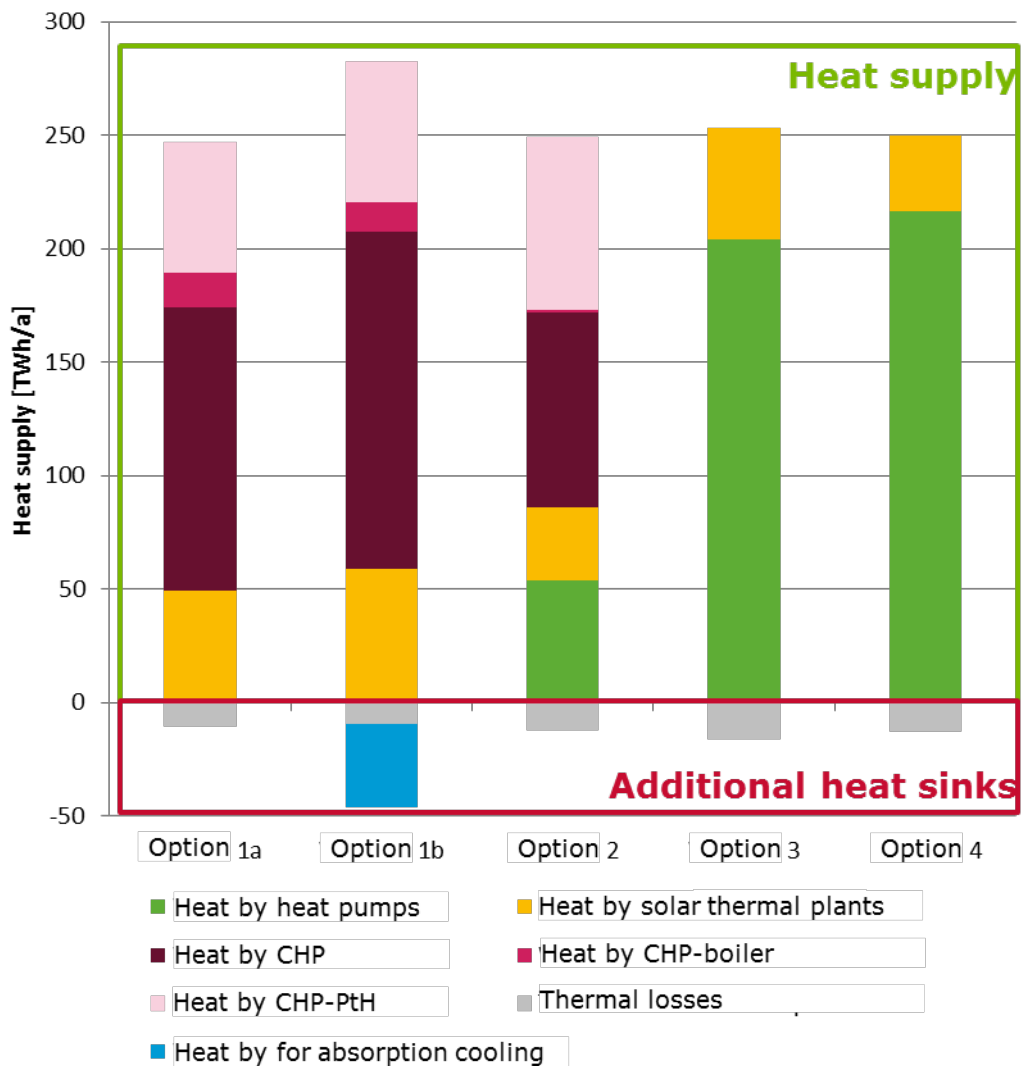
Therefore the efficiency of the heating option strongly depends on the relation of periods with power surplus and deficit. Those can only be investigated in simulations with high temporal resolution, which is exemplarily plotted in Figure 7.

Figure 7: Exemplary display of simulation with high temporal resolution



The simulation minimizes the usage of gas to provide electricity and heat within the system boundary. Therefore gas usage is, and because of a 100% RE scenario, import of RE-methane, is the main comparative figure to evaluate different technology options. The evaluation depends on a broad range of assumptions, from which some are analyzed with some sensitivity investigations. For basis analysis some of those assumptions are fixed, as there is the industry sector and power to heat as flexibility option are taken in account. The basic comparison is based on weather in 2006.

Figure 8: Comparison of heat supply in the base case

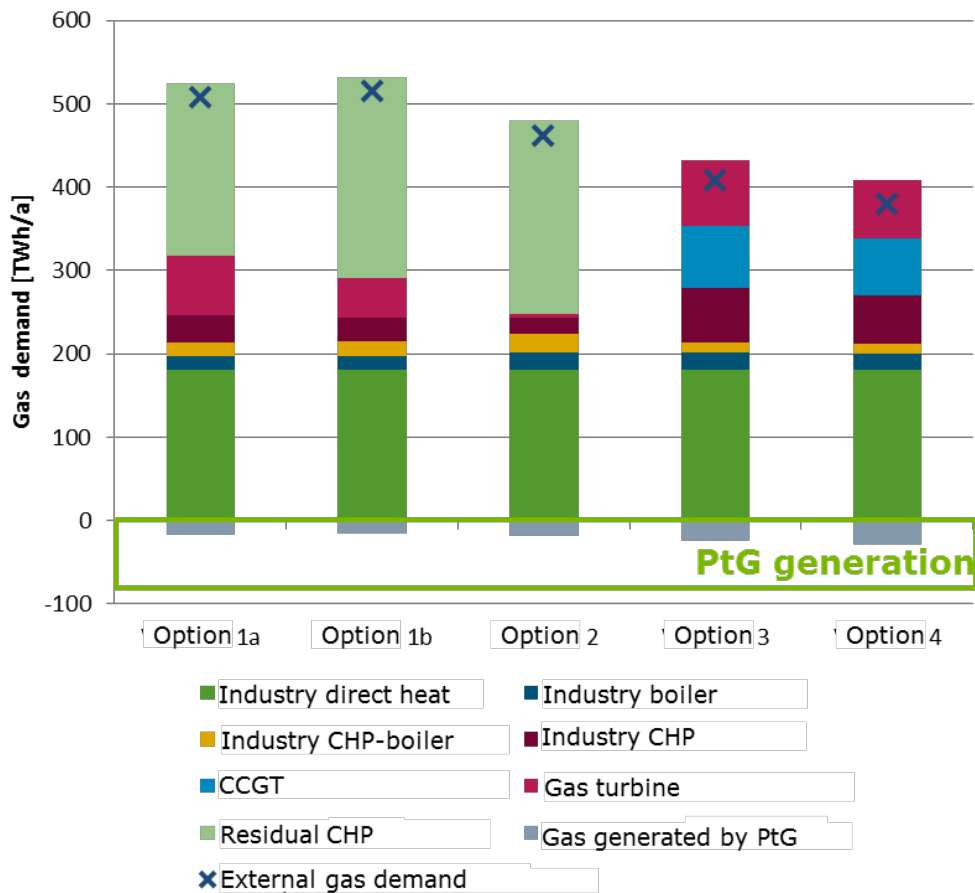


In Figure 8 heat coverage for residual and business heating are plotted, showing the different heat technologies used. While heat demand is 237 TWh for all options, the heat generation is slightly different in all options because of different losses. In Option 1b the difference is significant, because there is an additional heat demand for the absorption cooling system. The main source for heat generation in option 1a and 1b is the CHP plant, with additional heat provided by power to heat, a heating boiler and supported by solar thermal units. The amount of heat that can be provided by solar thermal units slightly increases if absorption cooling is assumed, but still additional heat provided by the CHP plant is needed.

In option 2 heat is provided by a mix of CHP plants and heat pumps nearly eliminating the use of inefficient gas boilers. In options 3 and 4 heat is only provided by heat pumps, with a decreasing share of solar thermal support in option 4, but there for higher installed capacities of pv. Because of the lower electric DSM flexibility of heat pump systems there is a larger demand of thermal storage and there for more losses.

In Figure 9 the corresponding gas demand is pictured. The main comparative figure is the demand of renewable methane that needs to be imported to cover heat and power system demand, which is symbolized by a cross. A part of the needed methane demand can be covered by power to gas.

Figure 9: Comparison of gas demand² in the base case



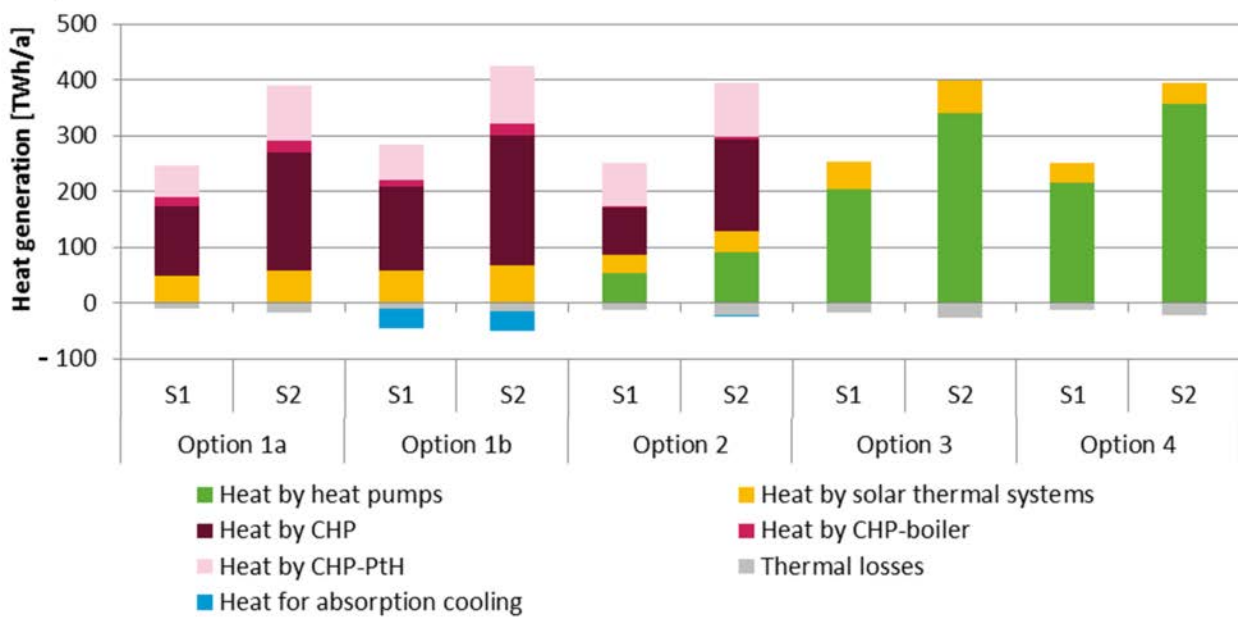
The options 1a and 1b are dominated by heat and power generation in CHP systems. Therefore a big share of the needed methane is used in those plants. Some more methane is needed to run gas turbines as back up capacities. This amount decreases strongly in option 2. The options 3 and 4 don't need methane to provide heat, but on the other hand methane is needed to provide power in gas turbines and CCPs. There is also a higher methane demand in industrial heat systems, because less power to heat can be used. In total the methane demand is much lower and in option 4 even lower than in option 3. While solar thermal heat generation can't be distributed, electricity generated in a pv system can, assuming a sufficient grid connection. Combined with heat pumps this is a very efficient system.

To evaluate the stability of these results different sensitivity calculations are done and presented in chapter 3. Those include a different meteorological year, the influence of the industrial heat sector, different retrofit levels and consideration of flexibility measures in CHP plants or fuel cell CHP. In Figure 10 heat demand is plotted exemplarily for two different retrofit rates.

In general the sensitivity analysis confirms the advantage of heat pump systems for energy systems with high shares of renewable energies. The possibility to integrate CHP plants efficiently in the energy system depends on the assumptions and the design of the overall system. But generally the integration of industry CHP as well as the use of flexibility measures is sufficient for an efficient and fail-safe energy system.

² Only includes gas consumers included in the project and therefore only a part of total gas demand.

Figure 10: Influence of retrofit level on heat supply



Key findings and policy recommendations

In Section 4, finally the results of the calculations are summarized and recommendations for action are expressed. For interpretation reasons the framework of the project is once again pointed out. The results refer explicitly to the technological favourability. Economic considerations were not carried out. Furthermore, the scenarios are based in each case on the complete use of only one of the featured heat generator versions, which is unlikely in reality.

Under these conditions, the heat pump technology seems to be the most advantageous technology from the system point of view. Their distribution is facilitated by flexible power generation technologies such as biomass and cogeneration combined cycle in the industrial sector, as well as the intelligent use of efficient storage technologies. The need for additional generating capacity is estimated to be low and should, if necessary, be covered by CHP.

Solar thermal energy is not considered advantageous due to the time lag between the availability of solar radiation and the demand for heat in wide use. It is recommended to use available space preferably for PV and possibly to operate heat pumps with the generated electricity or to feed excess into the net. A scenario for the coupling of solar thermal energy with absorption chillers showed no significant advantage over a system with highly efficient compression refrigeration systems.

In general there were only limited differences in the comparison of the two meteorological scenarios.

Since thermal profiles are very individual and they can differ greatly between households and commercial or respectively industrial consumers, the respective advantageous technology combinations may vary. In addition, the possibilities for the use of heat pumps are partly limited, as in existing buildings, in downtown areas of major cities or in industrial applications. In situations like that other decentralized but also central facilities of heat supply must be considered. However, this cannot be displayed over the aggregated representation of the reported analysis.

Finally, the authors point to the high lead time for a strong penetration of efficient heat supply, which results from low exchange rates. Heat pumps nowadays still appear to many users as unprofitable. To realize the set energy policy objectives of the federal government, appropriate incentives still need to be created.

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

1.1 Ausgangslage

Die Bundesregierung hat mit dem Energiekonzept vom September 2010 wichtige Ziele für die Transformation in ein klimaneutrales, postfossiles Zeitalter beschlossen. Ziel ist es, die Treibhausgasemissionen bzw. den Primärenergiebedarf bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % Sektor-übergreifend zu senken. Um diese langfristigen Klimaschutzziele erreichen zu können, ist ein struktureller Umbau des heutigen, vorwiegend fossilen und zentralen Energiesystems in ein aus erneuerbaren Quellen gespeistes Energiesystems notwendig. Dabei spielen neben dem Erzeugungssektor (Strom und Wärme) auch die Verbrauchssektoren und die dortigen Effizienz- und Einsparpotentiale Industrie, Verkehr, private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen eine wichtige Rolle. Um die verbleibenden Energiebedarfe mit erneuerbaren Quellen decken zu können, ist die Sektor-übergreifende Energieeffizienz von zentraler Bedeutung.

Der Gebäudesektor spielt in diesem Zusammenhang mit einem Anteil von etwa 40 % am Endenergieverbrauch und den CO₂-Emissionen eine zentrale Rolle. Wesentlichen Einfluss auf den zukünftigen Energieverbrauch in Gebäuden werden *energetische Sanierungen* im Gebäudebestand haben, denn 2050 werden etwa noch 80% der heute existierenden Gebäude noch vorhanden sein. Welche Energie- und Treibhausgaseinsparung man jedoch im Gebäudebestand durch energetische Sanierungen erreichen kann, hängt insbesondere von der Sanierungsgeschwindigkeit und der Sanierungstiefe für die Gebäudehülle ab. Für die Sanierungsgeschwindigkeit wird der Indikator der energetischen Sanierungsrate genutzt, der angibt wie viele Gebäude des Bestandes jedes Jahr energetisch saniert werden³. Sie beträgt für Wohngebäude in Deutschland etwa 0,8% p.a. und muss zur Erreichung der Energie- und Klimaziele deutlich erhöht werden. Die Sanierungstiefe hingegen gibt das energetische Zielniveau nach der Sanierung an. Je ambitionierter die Sanierungen ausgeführt werden, desto geringer ist der verbleibende Energiebedarf zur Beheizung.

Neben der Gebäudehülle hat die Effizienz der Erzeugungstechnik zur Bereitstellung der Heizwärme und deren Energieträger wesentlichen Einfluss auf den Einsatz von Energieträgern und den Ausstoß von Treibhausgasemissionen. Je effizienter diese Techniken sind und je höher der Anteil erneuerbarer Quellen ist (und hierin der Anteil der regenerativen Stromerzeugung, der mit besonders hoher Effizienz vor allem in Zeiten des Überangebotes an regenerativer Stromerzeugung genutzt werden kann), desto besser lassen sich die Ziele erreichen.

Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Verknüpfung von Wärme- und Stromsektor stellen sich Fragen in Bezug auf gegenseitige Abhängigkeiten bzw. Beeinflussungsmöglichkeiten und letztendlich auch der Versorgungssicherheit. Dies ist besonders in Anbetracht einer - bei steigender Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen - zunehmenden Fluktuation der Stromerzeugung wichtig, denn die Vorhersagbarkeit wird durch Wittereinflüsse erschwert. Neben der Entwicklung des zukünftigen Raumwärme- und Raumkälte- sowie Warmwasserbedarfs besteht vor allem Forschungsbedarf in der Frage, welchen Einfluss der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) bzw. im Gegensatz dazu Wärmepumpen (WP) auf das Gesamtsystem haben, da diese stromseitig starke Unterschiede aufweisen (einmal Stromerzeuger bei KWK und einmal Stromverbraucher bei WP). Die Analyse in diesem Projekt beschäftigt sich speziell mit dieser Frage.

³ Energetische Sanierungsraten werden teilweise auch pro Gebäudekomponente angegeben (z.B. Dach, Wand, Fenster und Anlagentechnik), da diese Komponenten unterschiedliche Lebensdauern und Austauschzyklen besitzen.

1.2 Aufgabenstellung

Vor dem Hintergrund der oben genannten Herausforderungen ist das Ziel des Projektes, langfristige strategische Fragen im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung, effiziente Raumwärmebereitstellung und Klimatisierung sowie zukünftiger Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der mittel- und langfristigen Ziele der Bundesregierung im Bereich Klimaschutz und Effizienz durch die Ermittlung von charakteristischen Einflüssen der verschiedenen Techniken auf die Strom- und Wärmeversorgung zu klären.

Dazu werden verschiedene technische Lösungen zur Raumwärmebereitstellung und Klimatisierung und deren Beitrag zur Stabilität des Gesamtsystems im Jahr 2050 analysiert. Zur Verdeutlichung der jeweiligen Aspekte wird grundlegend von einem vollständigen regenerativen Energiesystem ausgegangen. Zur Klärung der vorliegenden Fragestellungen werden umfangreiche Strom- und Wärmemarktsimulationen sowohl für private Haushalte als auch den GHD-Sektor durchgeführt. Dabei werden zusätzlich verschiedene Gebäudestrukturen, Siedlungstypen und meteorologische Jahre in den Untersuchungen berücksichtigt. Zentrales Ziel dabei ist es, einen Erkenntnisgewinn über notwendige Steuerungsimpulse zu erlangen, um die langfristigen Klimaschutzziele unter Beachtung der Versorgungssicherheit zu erreichen.

Im Fokus des Projektes stehen die technischen Aspekte einer effizienten Wärmeversorgung und deren Wirkung auf das Gesamtenergiesystem sowie die damit verbundenen Herausforderungen. Auf ökonomische Fragestellungen wird im Rahmen dieses Projektes nicht näher eingegangen. Basierend auf den Erkenntnissen aus den Simulationen zur Raumwärmeversorgung in einem 100% regenerativen Energiesystem werden Handlungsempfehlungen abgeleitet und mögliche strategische Anpassungen formulieren. Dabei stehen die Effizienz des Gesamtsystems und die Einhaltung der Klimaschutzziele im Vordergrund.

Um der Komplexität sowohl des Gebäudesektors als auch des Stromsektors Rechnung zu tragen, ist der Einsatz von entsprechenden integrierten Simulationsmodellen notwendig, die gegenseitig gekoppelt sind.

2 Vergleich unterschiedlicher technologischer Lösungen zur Raumwärmebereitstellung im Jahr 2050

Zur Ermittlung von charakteristischen Einflüssen der verschiedenen Wärmebereitstellungstechniken auf die Strom- und Wärmeversorgung werden verschiedene modellgestützte Berechnungen vorgenommen. In diesem Kapitel werden die untersuchten Grundvarianten in Bezug auf Ihre Randbedingungen und Annahmen definiert sowie die Ergebnisse für Wärme- und Strommarktsimulationen erläutert. Darauf aufbauend findet eine Sensitivitätsanalyse statt, deren Ergebnisse in Kapitel 3 zu finden sind.

2.1 Darstellung der Varianten

In einem Energieversorgungssystem mit einer Endenergiebereitstellung zu 100 % aus erneuerbaren Energien (EE) bieten sich für die Wärmebereitstellung neben der direkten Nutzung der EE (z.B. Solarthermie) grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten an. In diesem Forschungsvorhaben wird die Auswahl jedoch auf Solarthermie, KWK und Wärmepumpen eingeschränkt. Dabei ist zu beachten, dass KWK und Wärmepumpen hinsichtlich des Stromversorgungssystems entgegengesetzte Wirkungen aufzeigen. Die KWK-Technik stellt zeitgleich zur Wärmeproduktion Strom bereit, die Wärmepumpentechnik benötigt zeitgleich Strom zur Wärmebereitstellung. Um die charakteristischen Einflüsse von stromverbrauchenden und stromerzeugenden Wärmebereitstellungs- bzw. Kühlungstechniken zu ermitteln, wurden verschiedene Annahmen gewählt. So wird der flächendeckende Einsatz von KWK, sowohl als dezentrale Mini-KWK als auch als zentrale GuD-Kraftwerke mit Fernwärmeauskopplung und der Einsatz von Wärmepumpen zur Raumwärmebereitstellung in einem vollständigen regenerativen Energiesystem im Jahr 2050 miteinander verglichen.

In der Variante 1 wird von KWK-Wärmeversorgung ausgegangen, wobei hier eine Differenzierung bezüglich der Kälteversorgung erfolgt. So wird in Variante 1a von stromverbrauchenden Kompressionskälteanlage ausgegangen und in Variante 1b von Absorptionskälteanlagen, die vorwiegend Wärme benötigen. Im Vergleich dazu wird in der Variante 2 eine Differenzierung hinsichtlich der Besiedlungsdichte vorgenommen. Für Siedlungszentren werden GuD-KWK Anlagen angesetzt und für Nicht-Siedlungszentren Wärmepumpen. In Variante 3 wird eine vollständige Raumwärmeversorgung mittels Wärmepumpen, welche solarthermisch unterstützt werden angenommen [Umweltbundesamt (2010)]. In Variante 4 wird abweichend zur Variante 3 angenommen, dass Teile der Dachflächen nicht für die solarthermische Unterstützung, sondern für PV-Anlagen genutzt werden.

Die 4 verschiedenen Varianten sind in Tabelle 2 zusammenfassend bezüglich ihrer Wärme- und Kälteversorgung dargestellt. Diese Varianten sind jeweils mit 100 % Technologiedurchdringung im Zieljahr 2050 in einem vollständigen regenerativen Energiesystem abgebildet, um die charakteristischen Einflüsse ermitteln zu können. Das bedeutet, dass beispielsweise unter Variante 1 die gesamte Raumwärme durch dezentrale Mini-BHKWs bereitgestellt wird. Diese Betrachtung von Grenzsituationen soll eine Analyse ermöglichen, welche Wärmebereitstellungstechnik in einem 100 % EE-Szenario Vorteile bietet.

In allen Varianten werden Kühlenergiebedarfe nur für den Nichtwohngebäudebereich berücksichtigt.

Für die dargestellten Varianten werden verschiedene Szenarien berechnet. So wird beispielsweise in Bezug auf den Raumwärmebedarf in Gebäuden auch ein Szenario mit höheren Bedarfen in 2050 als Sensitivität berechnet, siehe Kapitel 3.3. Grundsätzlich finden sämtliche Berechnungen für zwei Wetterjahre statt, siehe Kapitel 2.2.

Tabelle 2: Zu untersuchende technologische Lösungen

Variante	Wärmebereitstellung		Klimakälte
	Wohngebäude	Nichtwohngebäude	
Variante 1a	BHKW (inkl. Solarthermie)		Kompressionskälteanlagen
Variante 1b	BHKW (inkl. Solarthermie)		Absorptionskälteanlagen
Variante 2	GuD (als KWK) für Siedlungszentren & WP in Nicht-Siedlungszentren (inkl. Solarthermie)		Kompressionskälteanlagen
Variante 3	Wärmepumpen (inkl. Solarthermie)		Kompressionskälteanlagen
Variante 4	Wärmepumpen (ohne Solarthermie)	Wärmepumpen (inkl. Solarthermie)	Kompressionskälteanlagen

2.2 Wetterjahre

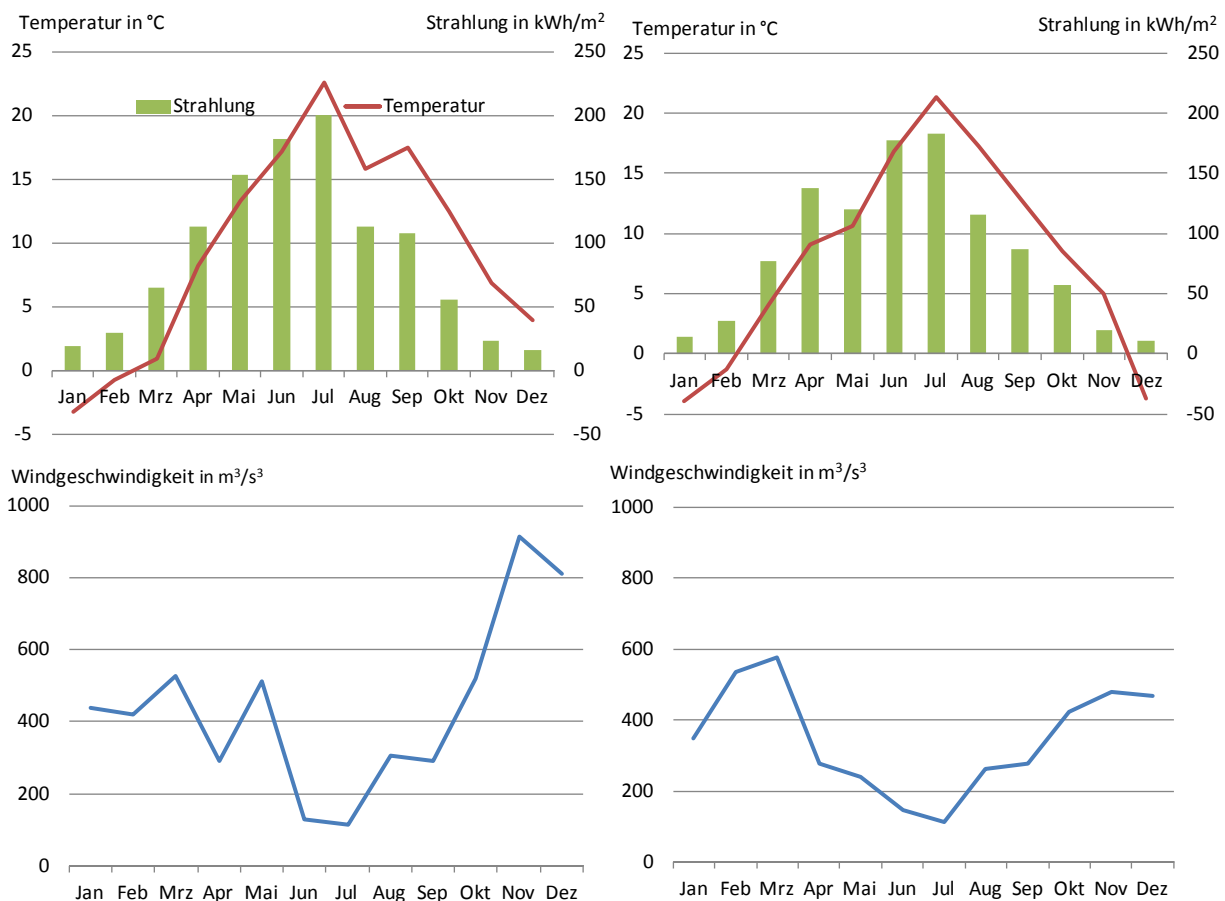
Ein wesentlicher Eingangsparameter sowohl für die Berechnung der Wärme- und Kühlenergiebedarfe als auch für die eingespeisten EE-Mengen sind die Wetterdaten, die für die Berechnungen des Jahres 2050 angenommen werden. Da diese nicht bekannt sind, werden für die Berechnungen Wetterdatensätze auf Basis historischer Werte hinterlegt. Dabei erfolgt die Ermittlung eines durchschnittlichen Wetterjahres, mit welchem alle Berechnungen durchgeführt werden. Um die charakteristischen Einflüsse und Herausforderungen für das Gesamtsystem der einzelnen Techniken deutlicher zu ermitteln, erfolgt darüber hinaus eine Berechnung aller Varianten mit einem Wetterdatensatz, welche weniger charakteristische Werte und ungewöhnliche Wetterereignisse aufweist (Extremwetterjahr).

Für die Jahre 2006 bis 2011 liegen aufbereitete Wetterjahre vor (COSMO-EU Daten des DWD in stündlicher Auflösung sowie HelioClim3 Strahlungsdaten in 15 minütiger Auflösung). Eine Übersicht ist in Tabelle 3 dargestellt. Der saisonale Verlauf der relevanten Kenngrößen ist in Abbildung 11 rechts dargestellt.

Tabelle 3: Übersicht über die meteorologischen Daten der Jahre 2006 - 2011

Wetterjahr		2006	2007	2008	2009	2010	2011
mittlere Windgeschwindigkeit	m/s	7,344	7,840	7,513	7,059	6,852	7,057
Strahlungssumme	kWh/(m ² a)	1074	1066	1064	1073	1027	1108
Maximallast	GW	77,9	78,5	76,8	73,0	79,9	76,4
Nettostromverbrauch	TWh	539,6	541,2	542,2	509,8	541,1	540,8
mittlere Außentemperatur	°C	9,61	9,94	9,69	9,54	8,11	10,08
Klimafaktor ⁴	-	1,04	1,15	1,09	1,07	0,93	1,14

Abbildung 11: Monatsmittelwerte der Temperatur, der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit sowie die monatliche Strahlungssumme der meteorologischen Jahre 2006 (links) und 2010 (rechts)



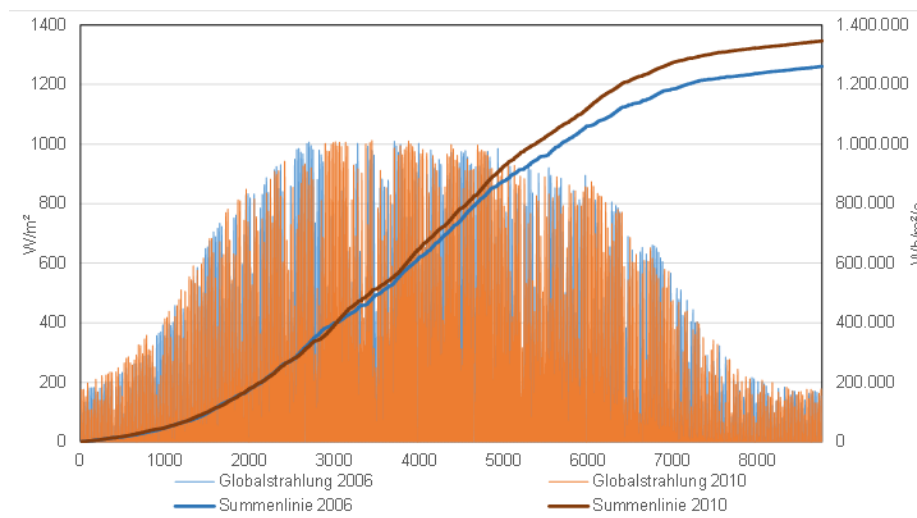
⁴ siehe www.dwd.de/klimafaktoren.

Als durchschnittliches Wetterjahr wird das Jahr 2006 ausgewählt, da die charakteristischen meteorologischen Werte gut den Mittelwert der betrachteten Jahre abbilden. Auch die Ergebnisse der Studie [Umweltbundesamt (2010)], in der die meteorologischen Jahre 2006 bis 2009 betrachtet wurden, haben gezeigt, dass 2006 die mittlere Windressource gut abbildet. Als extremes Wetterjahr werden die meteorologischen Daten aus dem Jahr 2010 verwendet (vergl.

Abbildung 11 links). Durch die kalten Temperaturen und die geringe mittlere Windgeschwindigkeit ergibt sich hinsichtlich der Betrachtung der Wärmebereitstellung und der Versorgungssicherheit eine Extremsituation. Darüber hinaus sind auch die Klimafaktoren, die mit dem Wärmebedarf korrelieren, in den beiden Jahren konträr.

Die sich hieraus ergebende Globalstrahlung auf die um 30° gekippten und mit einer 20° Südabweichung angenommenen Solarthermie-Anlagen zeigt Abbildung 12.

Abbildung 12: Globalstrahlung für Solarthermie und die Wetterjahre 2006 und 2010



2.3 Wärmemarkt Simulationen

Ziel des Projektes ist eine Berechnung für den vollständigen regenerativen Wärme- und Strommarkt im Jahr 2050. Um den Gebäudebestand mit seinen Charakteristiken für das Jahr 2050 jedoch besser bestimmen zu können, wird im ersten Schritt eine Szenarienrechnung zur Weiterentwicklung des aktuellen Gebäudebestandes (bzw. des Gebäudebestandes im Ausgangsjahr) bis hin zum Jahr 2050 durchgeführt, um unter Annahme von Neubau-, Abriss- und Sanierungsaktivitäten den Bestand für das Jahr 2050 zu bestimmen. Neben einer Flächenentwicklung über die Zeitachse - die neben den Aktivitäten auch von der Bevölkerungsentwicklung und dem BIP abhängt - werden auch die Wärme- und Kältebedarfe in Form von Jahresbilanzierungen gezeigt. Daran anschließend werden in einem zweiten Schritt die Stundenbilanzen von Wärme- und Kältebedarfen im Gebäudesektor für das Jahr 2050 gerechnet, um diese mit dem Strommarktmodell für das Jahr 2050 stündlich zu koppeln.

Dieser Abschnitt gibt eine Übersicht zum aktuellen Gebäudebestand und die im Projektverlauf getroffenen Randbedingungen und Annahmen zu dessen Entwicklung bis zum Jahr 2050.

2.3.1 Überblick zum Gebäudebestand

Zur Beschreibung des Gebäudebestandes im Ausgangsjahr der Betrachtungen (2009) werden neben Referenzgebäude-Geometrien energetische Qualitäten der Gebäudehüllen sowie die Mengengerüste für Flächen und Energieträger dargestellt.

2.3.1.1 Referenzgebäude

In Bezug auf die Referenzgebäude werden vier Wohn- und sechs Nichtwohngebäude definiert. Da die Anforderungen und Nutzungen im Nichtwohngebäudesektor (GHD und Industrie) wesentlich differenzierter sind als im Wohngebäudesektor, wurden hierfür mehr Referenzgebäude ausgewählt, auch wenn deutlich mehr als die Hälfte aller beheizten/gekühlten Flächen dem Wohngebäudebereich zuzuordnen sind. Tabelle 4 zeigt eine Übersicht der Referenzgebäude. Detaillierte Angaben zu den Referenzgebäuden sind in *Anhang II – Referenzgebäudegeometrien* zu finden.

Tabelle 4: Die ausgewählten Referenzgebäude

Wohngebäude	Nichtwohngebäude
Freistehendes EFH (EFH)	Bürogebäude (BVG)
Reihenendhaus (REH)	Erziehung/ Wissenschaft (SHG)
Kleines MFH (KMH)	Produktion/ Industrie (PIG)
Großes MFH (GMH)	(Einzel-) Handel (HEG)
	Hotel und Krankenhaus (HKH)
	Sport- und Schwimmhallen (SSB)

2.3.1.2 Energetische Qualitäten

Die energetische Qualität der Gebäudehülle ist nicht nur für die verschiedenen Referenzgebäude unterschiedlich, sondern auch entscheidend von der Baualtersklasse abhängig, welche auch Einfluss auf die angenommenen (Teil-) Sanierungen hat. In Tabelle 5 bis Tabelle 8 sind die U-Werte der Gebäudehüllen für Wohngebäude im Bestand angegeben, Tabelle 9 zeigt die U-Werte der Nichtwohngebäude im Bestand.

Tabelle 5: U-Werte für Einfamilienhäuser⁵

U-Werte EFH					
BAK	Sanierungsstand	Dach	Wand	Fenster	Keller
[W/(m²K)]					
vor 1948	nicht saniert	1,11	1,70	2.57 (0.76)	1,11
	Dach san.	0,32			
	Dach+Wände san.		0,46	2.57 (0.76)	
	Dach+Wände+Keller san.				0,51
1948 - 1978	nicht saniert	0,92	1,44	2.90 (0.7)	0,97
	Dach san.	0,32			
	Dach+Wände san.		0,46	2.80 (0.7)	
	Dach+Wände+Keller san.				0,51
1979 - 1994	nicht saniert	0,43	0,80	4.3 (0.76)	0,81
	Dach san.	0,27			
	Dach+Wände san.		0,37	2.80 (0.7)	
	Dach+Wände+Keller san.				0,41
1995 - 2009	nicht saniert	0,22	0,35	1.60 (0.63)	0,40
	Dach san.	0,22			
	Dach+Wände san.		0,37	1.60 (0.63)	
	Dach+Wände+Keller san.				0,41

Tabelle 6: U-Werte für Reihenendhäuser⁶

U-Werte REH					
BAK	Sanierungsstand	Dach	Wand	Fenster	Keller
[W/(m²K)]					
vor 1948	nicht saniert	0,78	1,39	2.80 (0.7)	1,60
	Dach san.	0,32			
	Dach+Wände san.		0,46	2.80 (0.7)	
	Dach+Wände+Keller san.				0,51
1948 - 1978	nicht saniert	1,23	1,44	2.57 (0.76)	0,97
	Dach san.	0,32			
	Dach+Wände san.		0,46	2.57 (0.76)	
	Dach+Wände+Keller san.				0,51
1979 - 1994	nicht saniert	0,30	0,77	2.57 (0.76)	0,55
	Dach san.	0,27			
	Dach+Wände san.		0,37	2.57 (0.76)	
	Dach+Wände+Keller san.				0,41
1995 - 2009	nicht saniert	0,14	0,24	1.60 (0.63)	0,29
	Dach san.	0,14			
	Dach+Wände san.		0,24	1.60 (0.63)	
	Dach+Wände+Keller san.				0,29

⁵ Quelle: [IWU (2011)]; Werte in Klammern sind g-Werte der Fenster.

⁶ Quelle: [IWU (2011)].

Tabelle 7: U-Werte für kleine Mehrfamilienhäuser⁷

U-Werte KMH					
BAK	Sanierungsstand	Dach	Wand	Fenster	Keller
[W/(m²K)]					
vor 1948	nicht saniert	1,41	1,64	4.3 (0,76)	1,11
	Dach san.	0,32			
	Dach+Wände san.				
	Dach+Wände+Keller san.		0,51		
1948 - 1978	nicht saniert	2,30	1,21	2.57 (0,76)	0,97
	Dach san.	0,32			
	Dach+Wände san.				
	Dach+Wände+Keller san.		0,51		
1979 - 1994	nicht saniert	0,30	0,66	2.57 (0,76)	0,55
	Dach san.	0,27	0,37	2.57 (0,76)	0,41
	Dach+Wände san.				
	Dach+Wände+Keller san.				
1995 - 2009	nicht saniert	0,21	0,28	1.60 (0,63)	0,34
	Dach san.	0,21	0,28	1.60 (0,63)	0,34
	Dach+Wände san.				
	Dach+Wände+Keller san.				

Tabelle 8: U-Werte für große Mehrfamilienhäuser⁸

U-Werte GMH					
BAK	Sanierungsstand	Dach	Wand	Fenster	Keller
[W/(m²K)]					
vor 1948	nicht saniert	0,78	1,45	2.57 (0,76)	1,11
	Dach san.	0,32			
	Dach+Wände san.				
	Dach+Wände+Keller san.		0,51		
1948 - 1978	nicht saniert	0,82	1,30	2.80 (0,7)	0,85
	Dach san.	0,32	0,46	2.80 (0,7)	0,51
	Dach+Wände san.				
	Dach+Wände+Keller san.				
1979 - 1994	nicht saniert	0,84	0,76	2.57 (0,76)	0,85
	Dach san.	0,27	0,37	2.57 (0,76)	0,41
	Dach+Wände san.				
	Dach+Wände+Keller san.				

⁷ Quelle: [IWU (2011)].

⁸ Quelle: [IWU (2011)].

Tabelle 9: U-Werte für Nichtwohngebäude⁹

U-Werte NWG					
BAK	Sanierungsstand	Dach	Wand	Fenster	Keller
[W/(m²K)]					
vor 1948	nicht saniert	1,32	1,36	2,86	1,10
	voll saniert	0,35	0,55	2,24	0,54
1948 - 1978	nicht saniert	1,32	1,36	2,86	1,10
	voll saniert	0,35	0,55	2,24	0,54
1979 - 1998	nicht saniert	0,46	0,75	2,88	0,68
	voll saniert	0,35	0,55	2,24	0,54
1999 - 2009	nicht saniert	0,25	0,34	1,60	0,40
	voll saniert	0,25	0,34	1,60	0,40

⁹ Quelle: [Bettgenhäuser (2013)].

2.3.1.3 Mengengerüst

Die Aufteilung der Wohn- und Nutzflächen kann anhand von Referenzgebäudetypen, Baualterklassen und Sanierungsniveaus erfolgen, siehe hierzu Abbildung 13 für Wohngebäude und Abbildung 14 für Nichtwohngebäude.

Abbildung 13: Flächenverteilung für Wohngebäude nach Sanierungsstand¹⁰

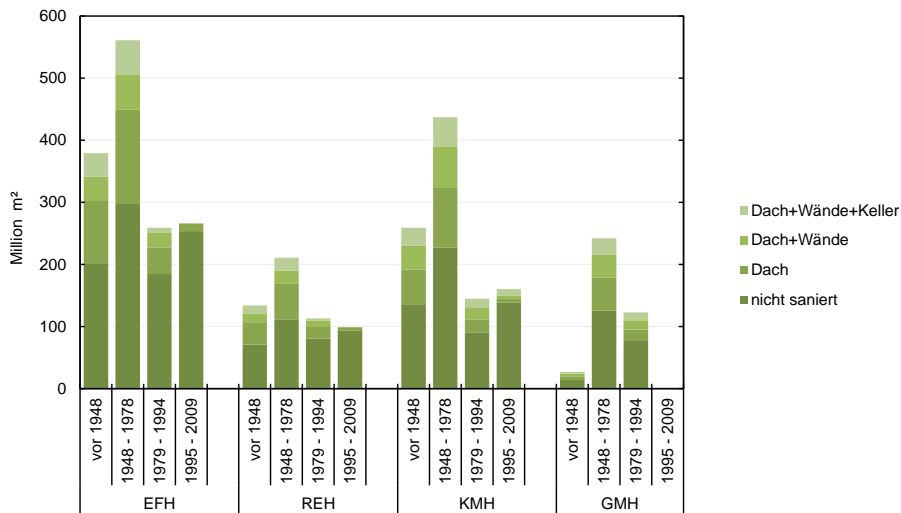
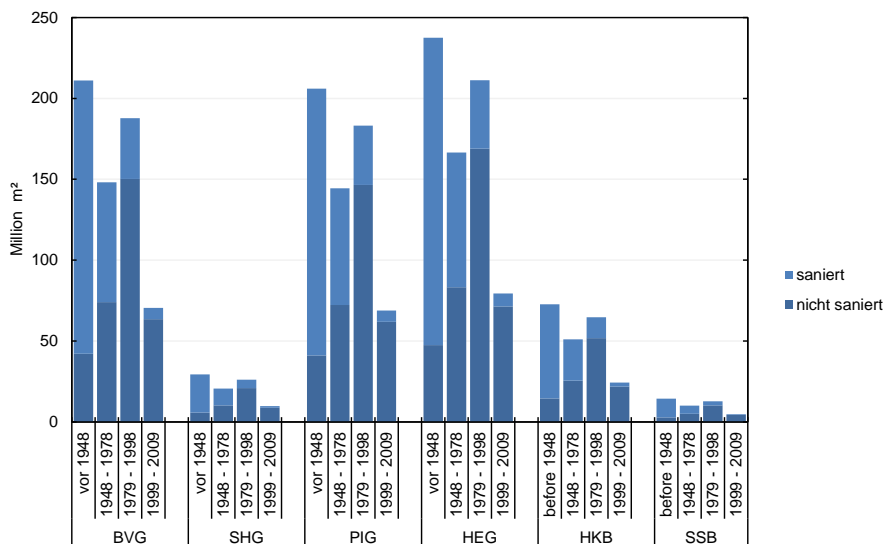


Abbildung 14: Flächenverteilung für Nichtwohngebäude nach Sanierungsstand¹¹



¹⁰ Quelle: [IWU (2011)]

¹¹ Quelle: [Bettgenhäuser (2013)]

2.3.2 Annahmen und Randbedingungen für die Wärmemarktsimulationen

Nach Darstellung des Ausgangszustands im Gebäudesektor werden im folgenden Abschnitt die Annahmen und Randbedingungen für die Szenarienrechnung bis zum Jahr 2050 erläutert.

Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens werden zwei Szenarien für die Entwicklung des Raumwärmebedarfs in Wohn- und Nichtwohngebäuden bis zum Jahr 2050 berechnet. Hierauf basierend werden die Wärme- und Kältelastgänge für die Anwendungen Heizen und Kühlen sowie die Stromlastgänge für die Kompressionskältemaschinen¹² (falls zutreffend) in stündlicher Auflösung für das Jahr 2050 berechnet.

2.3.2.1 Bevölkerung, Wertschöpfung und Flächenentwicklung

Basierend auf der prognostizierten Entwicklung der Einwohnerzahlen des statistischen Bundesamtes¹³ sowie der mittleren Entwicklung der Wohngebäudefläche pro Einwohner, basierend u.a. auf dem World Energy Outlook 2012¹⁴, lässt sich die zukünftige Entwicklung der Wohngebäudeflächen abschätzen. Erfolgt weiterhin eine Kopplung von Nutzflächen in Nichtwohngebäuden über die Indikatoren BIP pro Einwohner sowie Nutzflächen pro BIP¹⁵, so lassen sich die zukünftigen Flächen in Nichtwohngebäuden ebenfalls abschätzen, siehe [Schimschar (2013)].

Die Flächen- und Bevölkerungsentwicklung wird mit ca. 72 Mio. Einwohnern 2050 an die UBA-Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ THGND angelehnt.¹⁶

¹² Hinweis: Die Berechnung der Stromlastgänge für Kältemaschinen erfolgt basierend auf den Kältelastgängen im Strommarktmodell.

¹³ Quelle: StBa 2009: Bevölkerung Deutschlands bis 2060 - Ergebnisse der 12. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung, Szenario Variante 1-W2 ("mittlere" Bevölkerung, Obergrenze).

¹⁴ Basierend auf World energy outlook 2012 und Energy (R)evolution 2012.

¹⁵ Basierend auf Schimschar (2013), laufende Dissertation, noch nicht abgeschlossen.

¹⁶ Es gibt inzwischen aktuellere Hochrechnungen (z.B. Destatis Prognosen bzw. Zensus 2011-Daten), diese wurden jedoch aus Vergleichbarkeitsgründen nicht genutzt.

Abbildung 15: Angenommene Entwicklung der Einwohner bis zum Jahr 2050

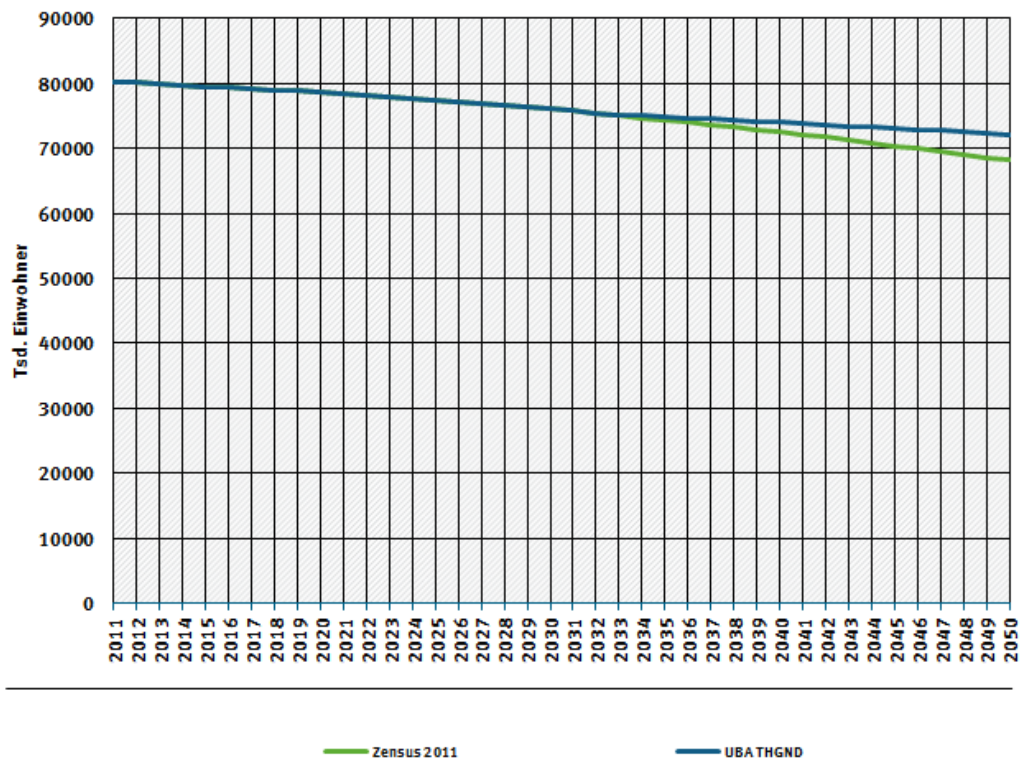


Abbildung 15 stellt die prognostizierte Entwicklung der Einwohner perspektivisch dar, Abbildung 16 die angenommene Entwicklung des BIP und Abbildung 17 die gesamte Wohn- und Nutzflächenentwicklung für Wohn- und Nichtwohngebäude bis zum Jahr 2050.

Abbildung 16: Angenommene Entwicklung von BIP, Einwohnerzahl und spezifischen Flächen bis zum Jahr 2050 (Quelle: s. oben)

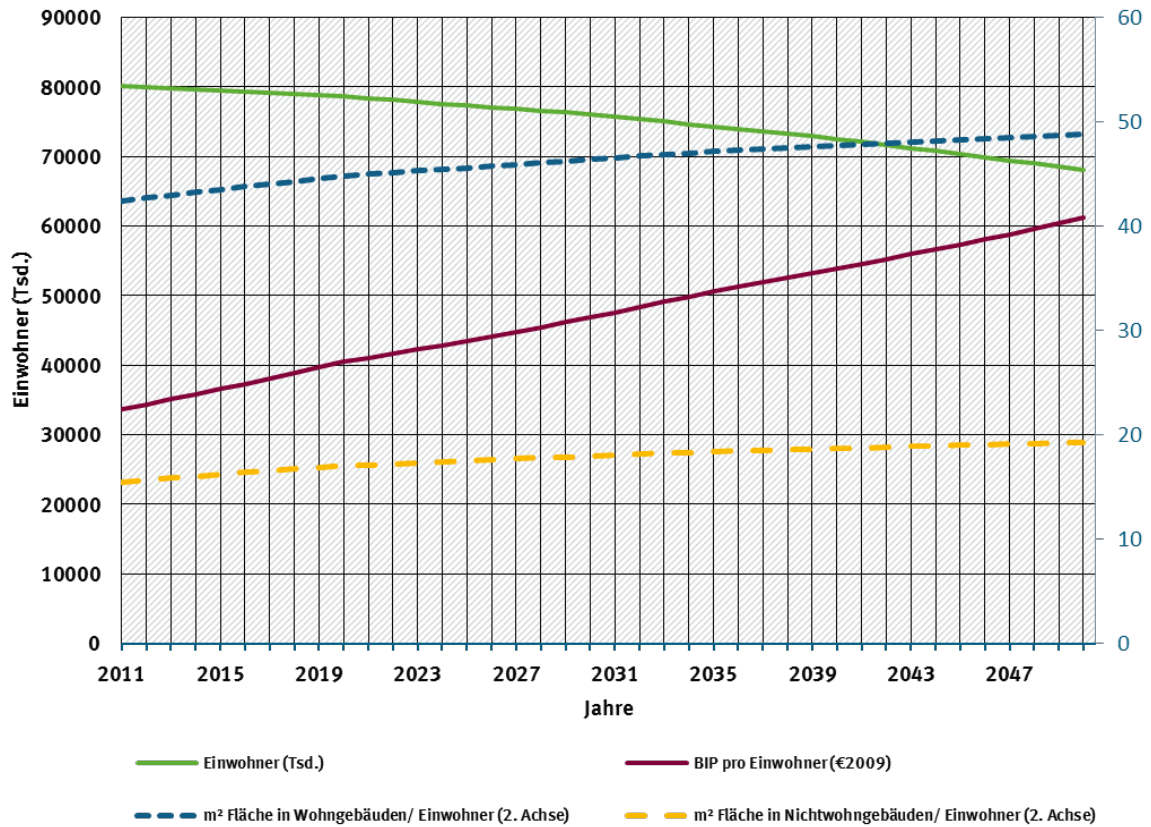
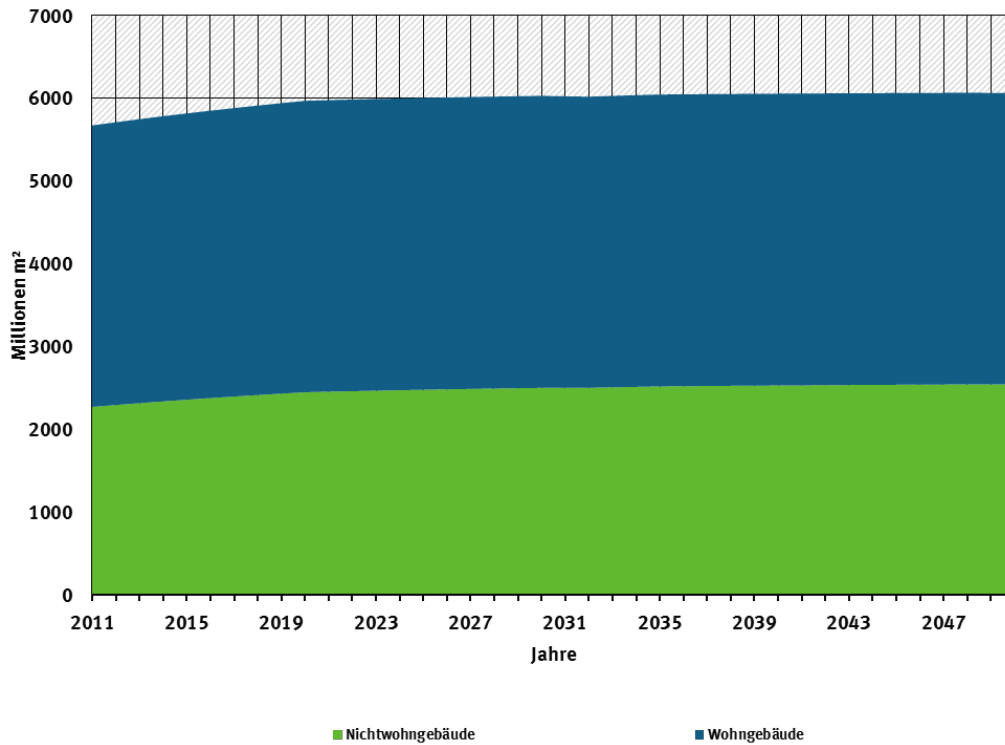


Abbildung 17: Angenommene Entwicklung von Wohn- und Nutzflächen in Deutschland bis zum Jahr 2050



2.3.2.2 Abriss- und Sanierungsraten

Für die beiden hier betrachteten Szenarien zum Wärme- und Kühlbedarf werden die gleichen Neubau- und Abrissraten angenommen. Auch die energetische Qualität des Neubaus ist in beiden Szenarien identisch.

Im Szenario 1 (S1) sind die Sanierungsaktivitäten im Gebäudesektor im Einklang mit den langfristigen Klima- und Energiezielen definiert, das bedeutet, der Gebäudebestand im Jahr 2050 ein annähernd klimaneutrales Niveau erreicht. Dafür werden die zu Verfügung stehenden Maßnahmen zur Reduktion der Nutzenergiebedarfe an der Gebäudehülle und der Wärmerückgewinnung realistisch aber ambitioniert definiert.

Daneben ist im Szenario 2 (S2) eine Sensitivität mit höherem Raumwärmebedarf berechnet. Diese ergibt sich bei geringerer Sanierungsaktivität bzw. schlechteren Zielzuständen im Fall einer Sanierung.

Auf Grundlage der Flächenentwicklung aus Abbildung 17 und einer minimalen Abrissrate von 0,1 % p.a. im Wohngebäudesektor und 0,35 % im Nichtwohngebäudesektor werden die jährlichen Neubau-raten bestimmt.

Die angenommenen Sanierungsraten sind in Abbildung 24 im Abschnitt 2.3.3.1 dargestellt.

2.3.2.3 Annahmen zum Heizwärme- und Kühlenergiebedarf

In diesem Abschnitt werden die Parameter der Gebäudehüllen für Neubau und Sanierung in den Szenarien definiert. Neben den Wärmedurchgangskoeffizienten der Gebäudehülle (U-Werte) werden Luftwechselraten, Warmwasserbedarfe und interne Lasten definiert.

U-Werte

Tabelle 10 zeigt die U-Werte (Wärmedurchgangskoeffizienten) der Gebäudehülle für die durchschnittlich angenommenen Neubauten und Sanierungen. Dabei wird zwischen drei Effizienzklassen, Eff0, Eff1 und Eff2 unterschieden, je nach angesetztem Ambitionsniveau der Maßnahmen.

Tabelle 10: U-Werte für Neubau und Sanierung

Szenario	Effizienz basic (Eff0)				
	Bauteil	Dach	Wand	Keller	Fenster
		[W/m²K]	[W/m²K]	[W/m²K]	[W/m²K]
Sanierung - WG		0,31	0,37	0,39	1,60
Sanierung - NWG		0,31	0,37	0,39	1,60

Szenario	Hocheffizienz (Eff2)				
	Bauteil	Dach	Wand	Keller	Fenster
		[W/m²K]	[W/m²K]	[W/m²K]	[W/m²K]
Sanierung - WG		0,15	0,15	0,22	0,96
Neubau - WG		0,12	0,13	0,17	0,88
Sanierung - NWG		0,13	0,15	0,22	0,93
Neubau - NWG		0,11	0,13	0,17	0,87

Szenario	Effizienz plus (Eff1)				
	Bauteil	Dach	Wand	Keller	Fenster
		[W/m²K]	[W/m²K]	[W/m²K]	[W/m²K]
Sanierung - WG		0,24	0,24	0,30	1,48
Neubau - WG		0,20	0,28	0,35	1,36
Sanierung - NWG		0,24	0,24	0,30	1,43
Neubau - NWG		0,20	0,28	0,35	1,33

Dämmrestriktionen im Gebäudebestand werden durch Zuweisung von Sanierungen zur Effizienzklasse Eff0 berücksichtigt.

Infiltration

Die angenommenen Luftwechselraten auf Grund von Infiltration sind in Tabelle 11 gegeben.

Tabelle 11: Annahmen zu Infiltrationsluftwechselraten¹⁷

Infiltration [1/h]										
Gebäudetyp	EFH	REH	KMH	GMH	BVG	SGH	PIG	HEG	HKH	SSB
Sanierungsstand										
nicht saniert	0,70	0,59	0,48	0,46	0,44	0,48	0,40	0,52	0,43	0,44
Dach san.	0,60	0,49	0,38	0,36						
Dach+Wände san.	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Dach+Wände+Keller san.	0,15	0,15	0,15	0,15						
Referenzszenario										
Neubauten	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Mechanische und freie Lüftung

Im Fall einer mechanischen Lüftungsanlage wird die Luftwechselrate hauptsächlich durch die Anlagentechnik vorgegeben. Auf Grundlage der Parameter zu mechanischen Lüftungsanlagen nach Tabelle 12 lassen sich die in Tabelle 13 dargestellten mechanischen Luftwechselraten berechnen.

Tabelle 12: Annahmen zu mechanischen Lüftungsanlagen

Annahmen mechanische Lüftung	EFH	REH	KMH	GMH	BVG	SGH	PIG	HEG	HKH	SSB
Luftwechselrate im Betrieb [1/h]	0,40	0,40	0,60	0,60	2,00	3,00	3,00	3,00	0,60	0,80
Betriebszeit pro Tag [h]	24	24	24	24	12	12	12	12	24	12
Betriebstage pro Woche [d]	7	7	7	7	5	5	5	6	7	7
Anteil belüftete Wohn-/ Nutzfläche [%]	100%	100%	100%	100%	75%	75%	75%	100%	100%	100%
Faktor Nichtbetrieb (z.B. Ferien) [%]	-	-	-	-	-	25%	-	-	-	-

Tabelle 13: Luftwechselraten der mechanischen Lüftung¹⁸

Mechanische Luftwechselrate [1/h]										
Gebäudetyp	EFH	REH	KMH	GMH	BVG	SGH	PIG	HEG	HKH	SSB
Sanierungsstand										
nicht saniert	0,00	0,00	0,12	0,14	0,10	0,12	0,40	0,76	0,17	0,00
Dach san.	0,00	0,00	0,22	0,24						
Dach+Wände san.	0,20	0,20	0,40	0,40	0,34	0,40	0,60	1,08	0,40	0,20
Dach+Wände+Keller san.	0,25	0,25	0,45	0,45						
Referenzszenario										
Neubauten	0,35	0,35	0,55	0,55	0,49	0,55	0,75	1,23	0,55	0,35

Im Fall der freien Fensterlüftung (ohne mechanische Lüftung) werden die Luftwechselraten nach Tabelle 14 angesetzt.

¹⁷ EFH: Einfamilienhaus, REH: Reihenhendhaus, KMH: Kleines Mehrfamilienhaus, GMH: Großes Mehrfamilienhaus, BVG: Büro- und Verwaltungsgebäude, SGH: Schul- und Hochschulgebäude, HEG: Handels- und Einzelhandelsgebäude, HKH: Hotels und Krankenhäuser, PIG: Produktions- und Industriegebäude, SSB: Sportstätten und Schwimmbäder (siehe aus Abkürzungsverzeichnis).

¹⁸ Die Effizienzklassen Eff0, Eff1 und Eff2 sind in Anlehnung an ein aktuelles Forschungsvorhaben des BMWi definiert: „Weiterentwicklung des bestehenden Instrumentariums für den Klimaschutz im Gebäudebereich“ (Konsortium: Ifeu, IWU, Ecofys, Uni Bielefeld).

Tabelle 14: Luftwechselraten der freien Lüftung

Freie Luftw echselrate [1/h]											
Gebäudetyp	EFH	REH	KMH	GMH	BVG	SGH	PG	HEG	HKH	SSB	
Sanierungsstand											
nicht saniert	0,00	0,00	0,06	0,07							
Dach san.	0,00	0,00	0,11	0,12	0,05	0,06	0,20	0,38	0,08	0,00	
Dach+Wände san.	0,10	0,10	0,20	0,20							
Dach+Wände+Keller san.	0,13	0,13	0,23	0,23	0,17	0,20	0,30	0,54	0,20	0,10	
Referenzszenario											
Referenzszenario	0,18	0,18	0,28	0,28	0,25	0,28	0,38	0,62	0,28	0,18	
Neubauten											
Neubauten	0,18	0,18	0,28	0,28	0,25	0,28	0,38	0,62	0,28	0,18	

Bei den Energiebedarfsberechnungen ist neben der regelmäßigen Lüftung eine erhöhte Nachtlüftung mit i.d.R. doppelter Luftwechselrate angenommen. Für den Kühlfall im Sommer kann somit das Gebäude über Nacht wieder abgekühlt werden. Hierdurch werden unnötige Kühlenergiebedarfe tagsüber im Sommer vermieden.

Weiterhin wird die Wärmerückgewinnung auch nur bei einem auftretenden Heizwärmebedarf aktiviert, sie fungiert nicht als Kälterückgewinnung im Sommer.

Interne Lasten

Die im Gebäude entstehenden internen Lasten werden anhand der Parameter der Annahmen in Abbildung 18, Abbildung 19 und Abbildung 20 gemacht. Quelle: [Ecofys (2015)].

Abbildung 18: Interne Lasten EFH (Typtag)

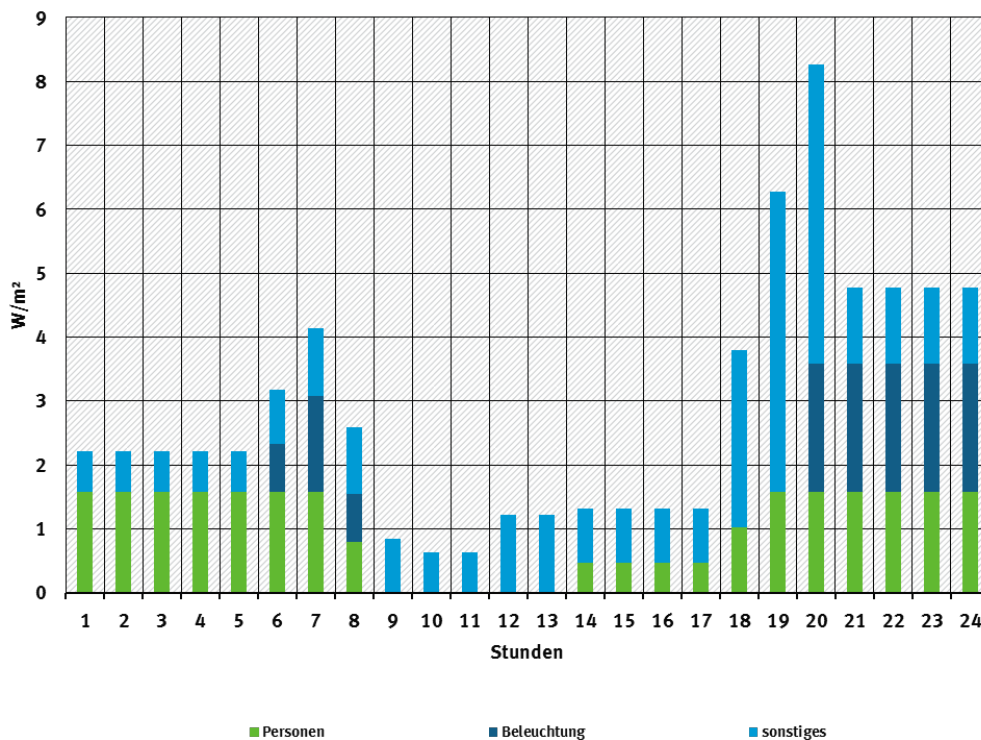


Abbildung 19: Interne Lasten MFH (Typtag)

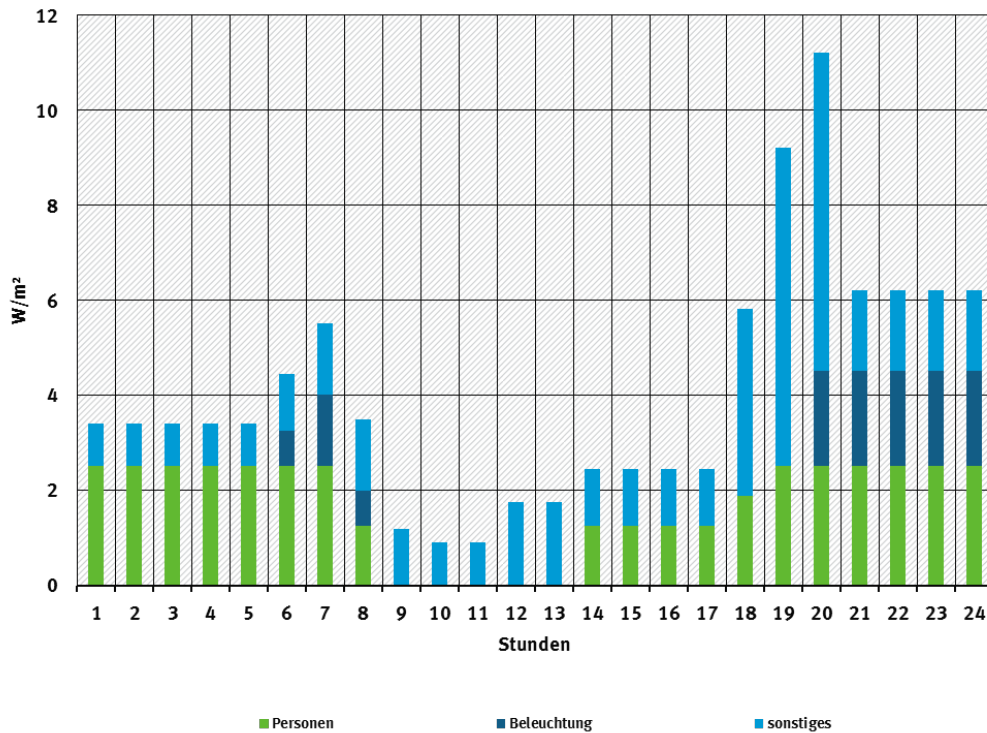
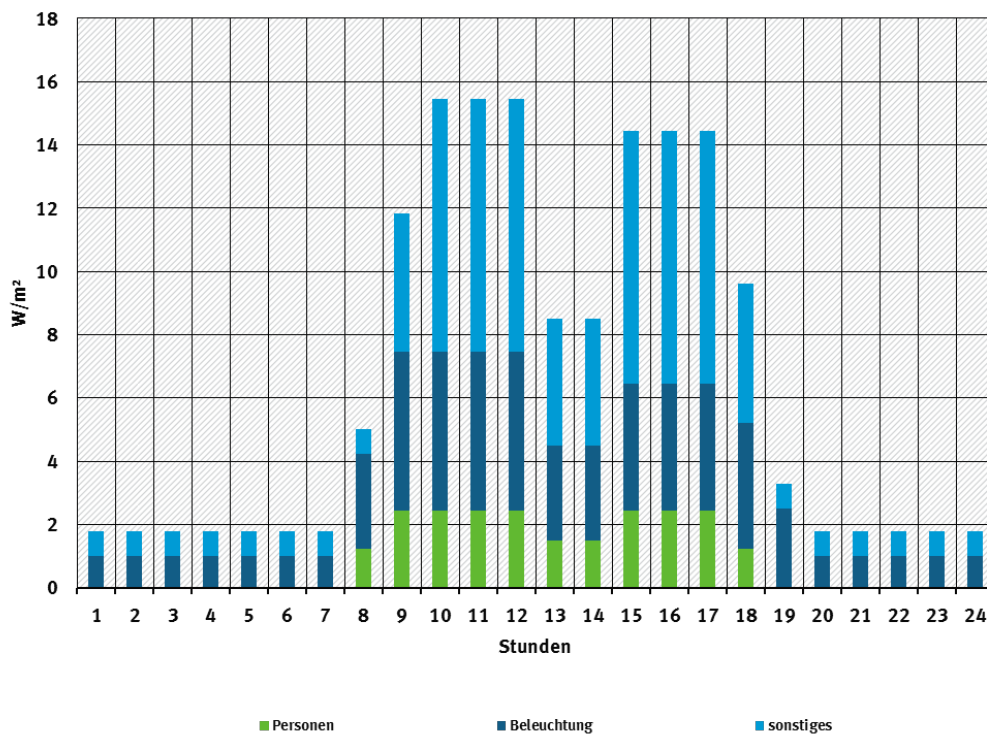


Abbildung 20: Interne Lasten Nichtwohngebäude (Typtag)



2.3.2.4 Annahmen zu Warmwasserbedarfen

Neben den Heizwärmebedarfen werden ebenfalls die Warmwasserbedarfe mit in die Berechnungen einbezogen. Diese werden anhand der spezifischen Werte nach Abbildung 21 und Tabelle 15 angesetzt.

Abbildung 21: Warmwasser-Verteilung für Wohngebäude über einen Typtag¹⁹

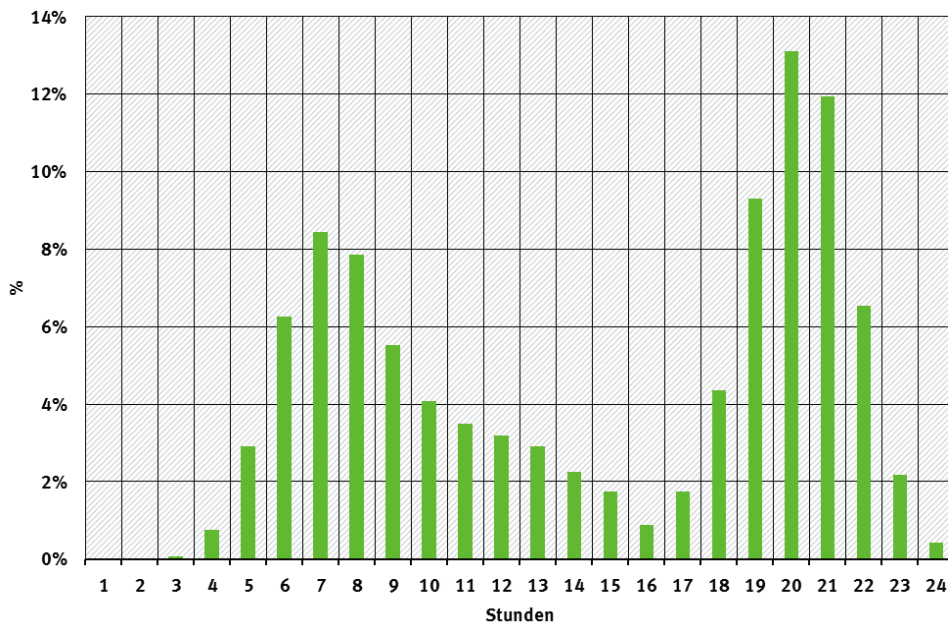


Tabelle 15: Spezifische und absolute Warmwasserbedarfe

	m ²	Anzahl Wohnungen	Wohnfläche	WW-Bedarf [kWh/m ²]	WW-Bedarf [kWh]
EFH	110	1	110,0	10,6	1.166
REH	120	1	120,0	10,2	1.224
KMH	335	6	55,8	12,8	4.277
GMH	2.850	40	71,3	12,2	34.628
BVG	1.972			2,0	3.944
HKH	2.239			25,0	55.975
SSB	1.261			25,0	31.525

2.3.2.5 Anlagentechnik

In Bezug auf die Anlagentechnik werden lediglich die in der Varianten-Definition angesetzten Techniken zur Raumwärme-/Warmwasserbereitung bzw. Gebäudekühlung eingesetzt. Diese werden (mit Ausnahme der Kältemaschinen) in der Strommarktsimulation berücksichtigt.

Annahmen zur Solarthermie

In den Szenarien wird für die Unterstützung des Wärmebedarfes von einem durchschnittlichen Kollektorbestand in 2050 mit 80% Standard-Flachkollektor und 20% Vakuum-Röhrenkollektor ausgegangen.

Parameter von Kältemaschinen

¹⁹ Quelle: ffe-Studie aus 2011: „Reduzierung von CO2-Emissionen und Energieverbrauch durch dezentrale elektrische Warmwasserversorgung“ sowie Ecofys interne Forschungsarbeiten.

Die sich aus den Kühlenergiebedarfen ergebenden Strombedarfe im Fall von Kompressionskältemaschinen bzw. Wärmebedarfe im Fall von Absorptionskältemaschinen werden innerhalb der Wärmebedarfssimulationen berechnet. Aus diesem Grund werden die hierzu notwendigen Umwandlungseffizienzen wie folgt im Strommarktmodell angesetzt:

- Zur Berechnung der Endenergiebedarfe für Kompressionskältemaschinen wird mit einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl von 4,0²⁰ für das Jahr 2050 gerechnet.
- Im Fall von Absorptionskältemaschinen beträgt die angenommene Wärme-Jahresarbeitszahl 0,65 und die Strom-Jahresarbeitszahl 10,0²¹.

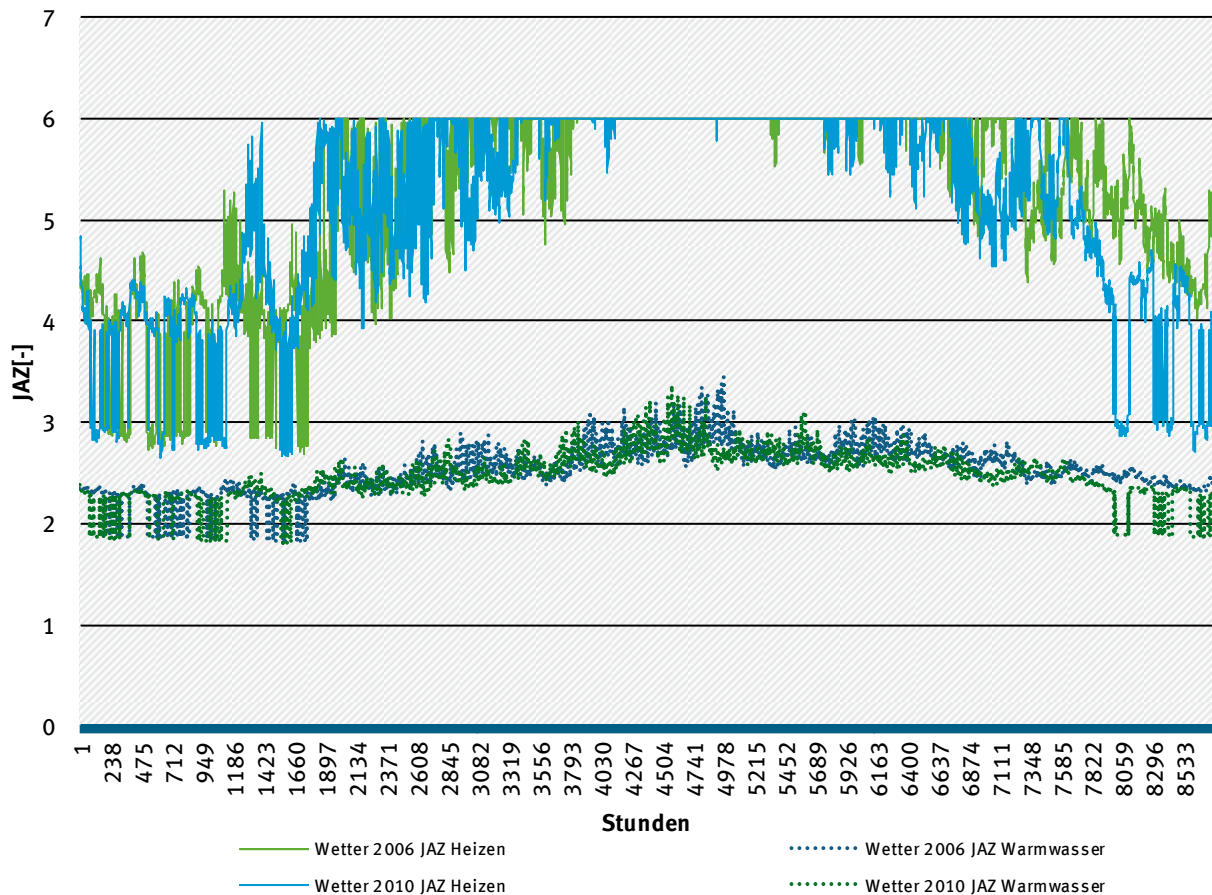
Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen

Wärmepumpen werden in den Berechnungen mit einer variablen Jahresarbeitszahl (JAZ) berücksichtigt. Je nach Außentemperatur ergeben sich pro Stunde andere Effizienzen. Diese sind in Abbildung 22 für die beiden Wetterjahre dargestellt. Sie werden weiterhin nach Anwendungen Heizen und Warmwasser unterschieden, da die höheren Vorlauftemperaturen für das Warmwasser niedrigere Effizienzen und damit JAZ erzeugen.

²⁰ Annahme basierend auf den besten verfügbaren Techniken 2013.

²¹ Basierend auf IKZ (2006) und Henning (2013).

Abbildung 22: Jahresarbeitszahlen (JAZ) für Wärmepumpen unterteilt nach Heizen/Warmwasser und Wetterjahr (2006 oder 2010)



Auslegung von Wärmespeichern

Im Rahmen dieses Projektes sollte eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Auslegung von Warmwasserspeichern anhand folgender Parameter geschehen. Dabei wurde davon ausgegangen, dass insgesamt nur ca. 60-70 % der Heizungssysteme einen Warmwasserspeicher besitzen, alle anderen besitzen Durchlauferhitzer-Systeme. Restriktionen wie bspw. der Platzbedarf im Heizungsraum u.a. wurden nicht berücksichtigt.

Es wurden folgende spezifische Annahmen für die unterschiedlichen Varianten-Bedingungen getroffen:

Bei Einbindung von Solarthermie-Anlage – also in den Varianten 1a, 1b, 2 und 3 - wurden 100 l Pufferspeicher-Volumen pro m² Kollektorfläche bei Vakuumröhrenkollektor und beim Flachkollektor pro 1,5 m² angenommen. Diese ergibt in etwa einen solaren Deckungsgrad beim Warmwasser von 60 %.

Ohne Einbindung einer Solarthermie-Anlage - also in Variante 4 - wurde für Mehrfamilienhäuser (MFH) 0,5 l bis 1,0 l Pufferspeicher-Volumen pro m² Wohnfläche und für Einfamilienhäuser (EFH) 1,0 l - 1,5 l Pufferspeicher-Volumen pro m² Wohnfläche angenommen. In der Berechnung wurden jeweils Mittelwerte angesetzt.

Bei den Varianten 3 und 4 – also beim Einsatz von *Wärmepumpen* - wird zusätzlich ein Pufferspeicher-Volumen von 70 l/kW angenommen. Dies entspricht einer Auslegung von Wärmepumpen mit

entsprechenden WP Strombezugstarifen (siehe unten²²) und ermöglicht bei Vollast etwa 2 h lang eine stromunabhängige Wärmeversorgung.

Für *KWK Bestandsanlagen* wird eine Pufferspeicher-Größe mit ca. 30 – 50 l/kW angenommen.

Bei *Fernwärmewerden* keine differenzierten Annahmen zu Wärmespeicher getroffen.

2.3.3 Ergebnisse der Wärmemarktsimulationen

Um den Gebäudesektor im Jahr 2050 belastbar abbilden zu können, wird im ersten Teil der Wärmemarktsimulationen ein Szenario entwickelt, welches Neubau, Abriss und Sanierungsaktivitäten Jahr für Jahr fortschreibt. Dieser Pfad wird mithilfe von Jahres- bzw. Monatsenergiebilanzen berechnet.

Im zweiten Teil wird der für das Jahr 2050 prognostizierte Gebäudebestand mit Hilfe von stündlichen Energiebilanzen zeitlich hoch aufgelöst, sodass Stundenlastgänge für Heizwärme, Warmwasser und Klimakälte dargestellt werden können, die als Eingangsdaten für die Strommarktsimulation dienen.

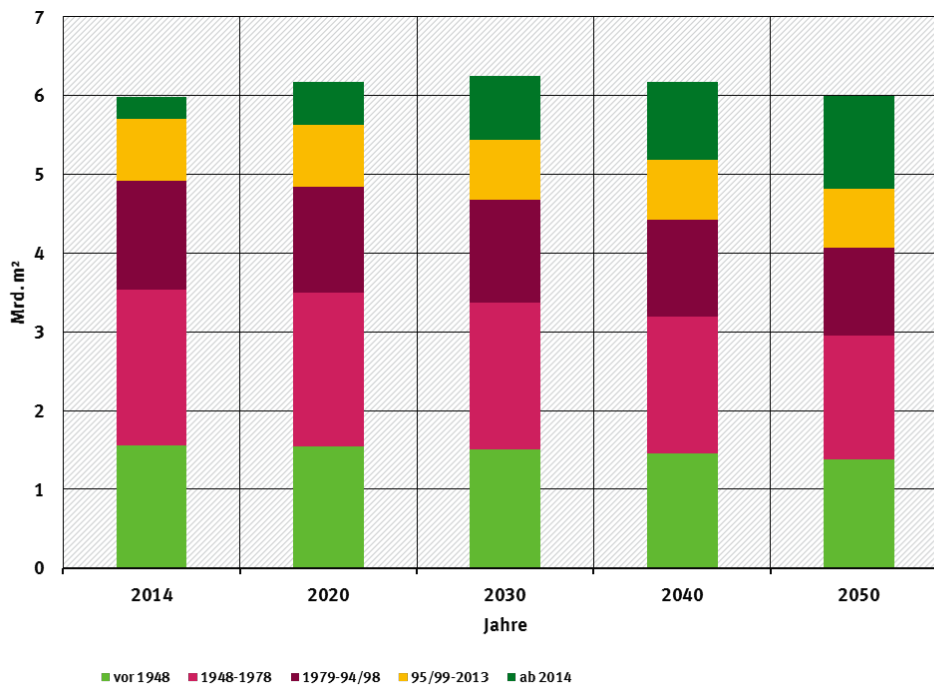
2.3.3.1 Entwicklung des Gebäudesektors bis 2050

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über die Entwicklung des Gebäudesektors bis zum Jahr 2050 gegeben (erster Teil der Wärmemarktsimulationen). Neben dem Entwicklungspfad wird auch die Hochrechnung stündlich aufgelöster Referenzgebäude-Lastgänge erläutert (zweiter Teil der Wärmemarktsimulationen).

Abbildung 23 zeigt die Flächenentwicklung im Gebäudebereich bis 2050 in Abhängigkeit der Annahmen zur Neubau- und Abrissrate. Es ist zu erkennen, dass die Flächen in den Baualtersklassen bis 2013 zurückgehen, und der Neubau in der Baualtersklasse ab 2014 zunimmt.

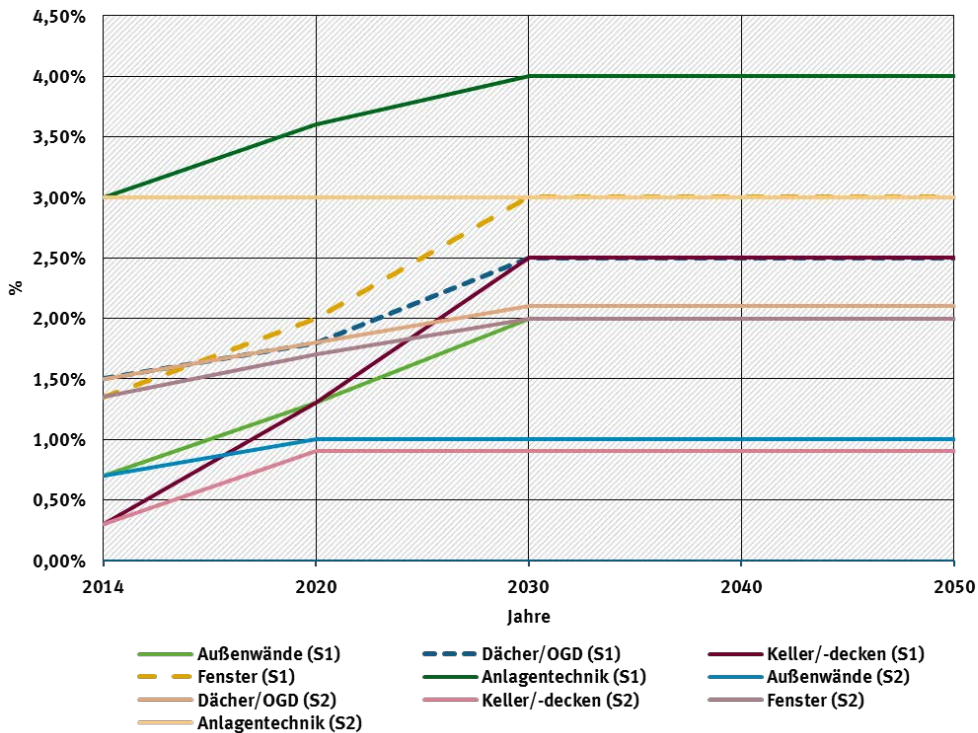
²² Quelle: Schalle (2015).

Abbildung 23: Entwicklung des Gebäudebestandes bis 2050 nach Baualtersklassen



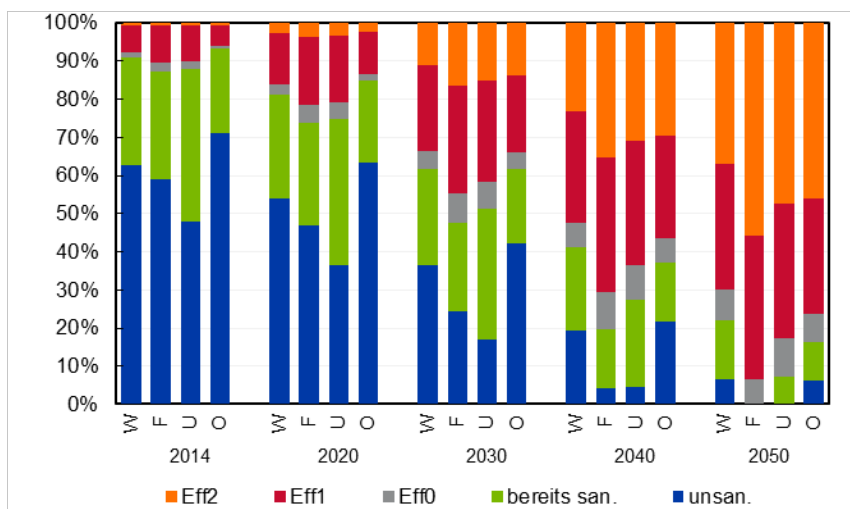
Die für die beiden unterschiedlichen Wärmebedarfsszenarien (Szenarien 1 und 2) angenommenen Sanierungsraten der Gebäudehülle sowie der Anlagentechnik (Raumwärmeversorgungstechnik) sind in Abbildung 24 dargestellt. Für die Gebäudehülle werden pro Komponente unterschiedliche Sanierungsraten in Ansatz gebracht, da die Komponenten unterschiedliche Lebensdauern aufweisen. Es ist zu sehen, dass die Sanierungsraten im Szenario 1 im Vergleich zu denen im Szenario 2 über die Zeit weiter ansteigen und/oder auf einem höheren Niveau verlaufen und die energetischen Sanierungen somit zahlreicher ausgeführt werden.

Abbildung 24: Angenommene Sanierungsraten für die Szenarien 1 und 2²³



Daraus ergeben sich die in Abbildung 25 und Abbildung 26 dargestellten Sanierungsfortschritte bei den Gebäudehüllen. Für die Jahre 2014, 2020, 2030, 2040 und 2050 wird hier gezeigt, in welchen Effizienzklassen (unsaniert - Eff0, bereits saniert - Eff1 oder Eff2) sich die Komponenten der Gebäudehülle (W: Wand, F: Fenster, U: unterer Gebäudeabschluss, O: oberer Gebäudeabschluss) befinden.

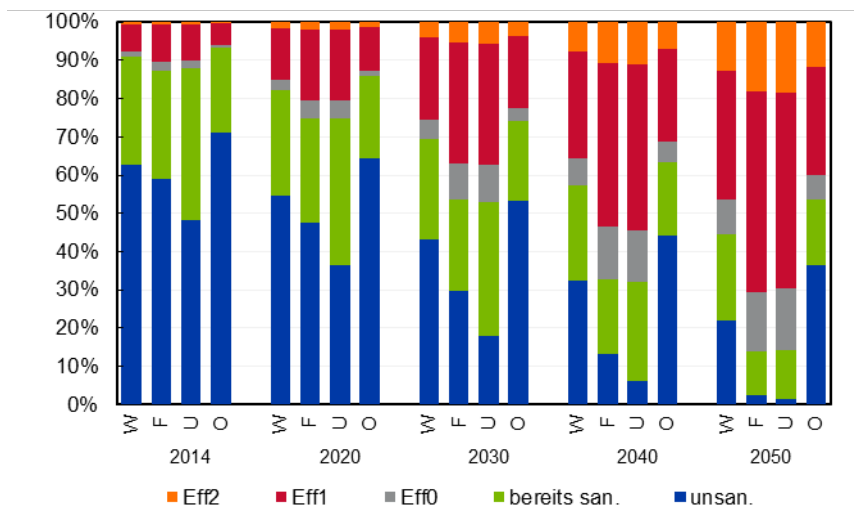
Abbildung 25: Entwicklung des Sanierungsfortschritts nach Komponente²⁴ im Szenario 1



²³ In Anlehnung an ein aktuelles Forschungsvorhaben des BMWi definiert: „Weiterentwicklung des bestehenden Instrumentariums für den Klimaschutz im Gebäudebereich“ (Konsortium: Ifeu, IWU, Ecofys, Uni Bielefeld).

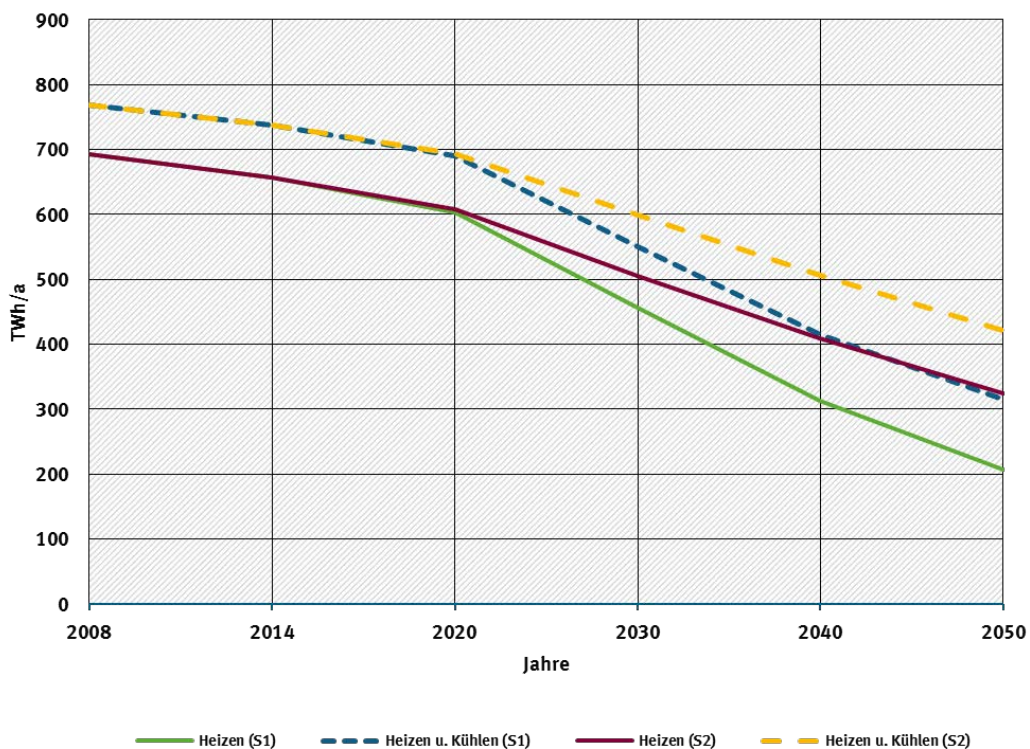
²⁴ Abkürzungen: W-Wand, F-Fenster, U-Unterer Gebäudeabschluss, O-Oberer Gebäudeabschluss.

Abbildung 26: Entwicklung des Sanierungsfortschritts nach Komponente²⁵ im Szenario 2



Ergebnis der Energiebedarfsberechnungen mit oben dargestellten Annahmen ist die Entwicklung des Jahresheizwärme- und Kühlenergiebedarfs für beide Szenarien anhand Abbildung 27. Dieser wird im Folgenden für das Zieljahr 2050 in stündlicher Auflösung dargestellt.

Abbildung 27: Entwicklung des Heiz- und Kühlenergiebedarfs in den unterschiedlichen Wärmebedarfsszenarien S1 und S2 (höherer Bedarf)



²⁵ Abkürzungen: W=Wand, F=Fenster, U=Unterer Gebäudeabschluss, O=Oberer Gebäudeabschluss.

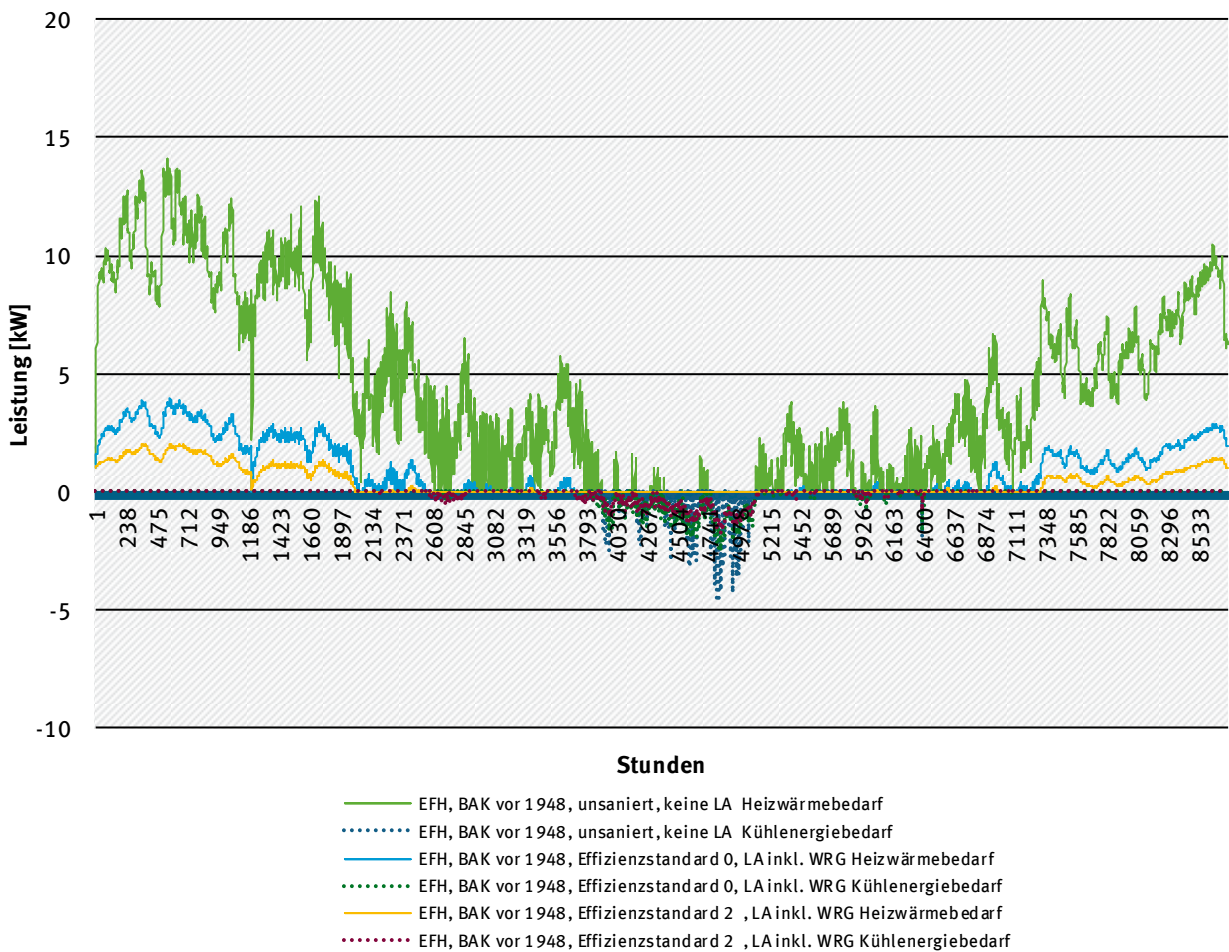
2.3.3.2 Stündliche Lastgänge der Referenzgebäude

In diesem Abschnitt werden einige Stundenlastgänge der Heiz- und Kühlenergiebedarfe sowie der Warmwasserbedarfe für einzelne Referenzgebäude mit gewissen Merkmalskombinationen (Referenzgebäude-Geometrie, Baualtersklasse, Sanierungsstand, Lüftungsanlage) für das durchschnittliche Wetterjahr 2006 dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden nicht sämtliche Lastgänge dargestellt, wenngleich sie jedoch Bestandteil der Aggregation für die Lastgänge des gesamten Gebäudesektors sind. Dies trifft auch für die Lastgänge des Extremwetterjahrs 2010 zu.

Heizwärme- und Kühlenergiebedarfe (Nutzenergie)

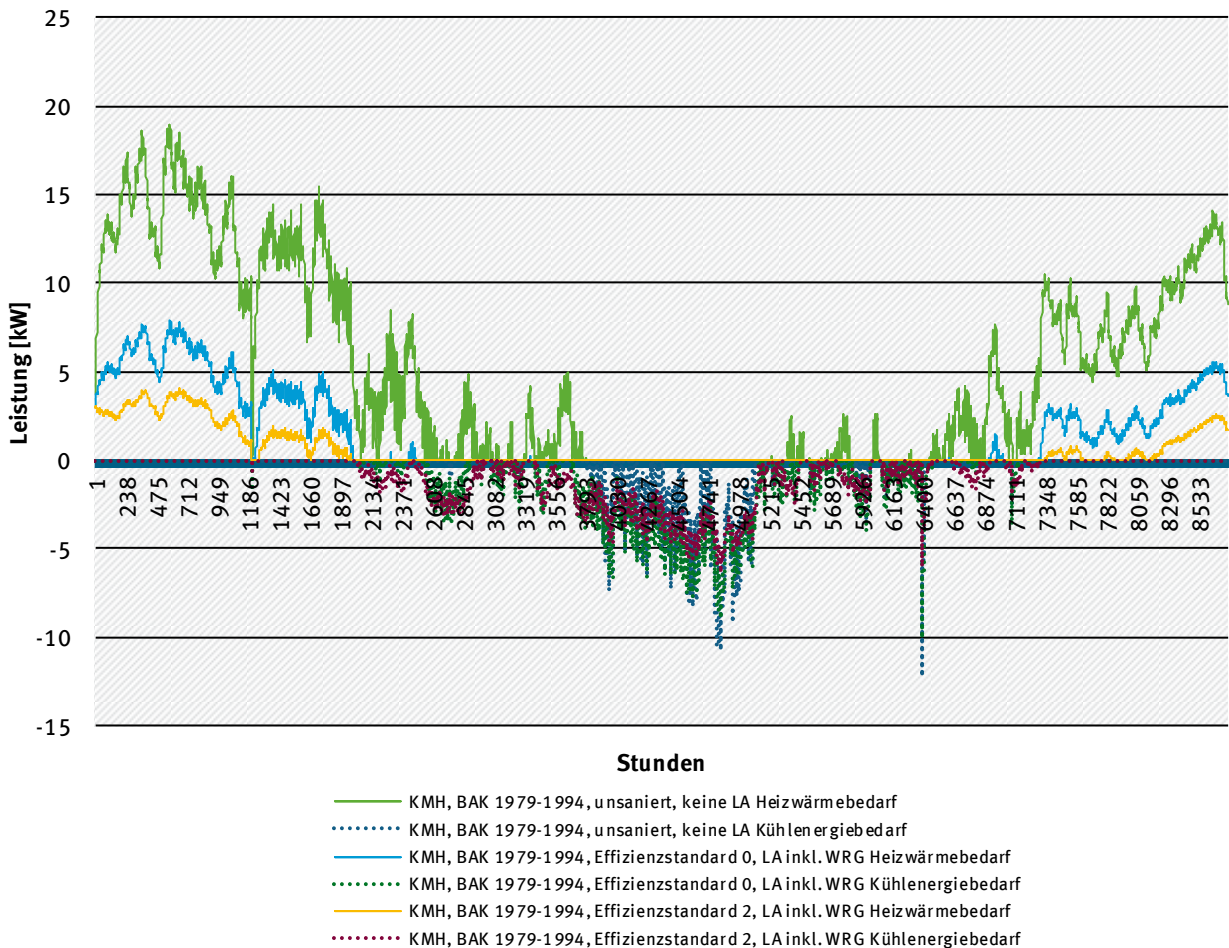
Abbildung 28 zeigt die stündlichen Heizwärme- und Kältelastgänge für das Referenzgebäude Einfamilienhaus (EFH), Baualtersklasse (BAK) vor 1948 in unsaniertem Zustand sowie saniert nach Effizienzklasse 0 und 2. Der Heizwärmebedarf bei Vollbeheizung im unsanierten Zustand beträgt 344 kWh/m²a. Für den Fall des auf Effizienzklasse 0 sanierten Gebäudes sinkt der Heizwärmebedarfe deutlich auf 73 kWh/m²a. Wird bei der Sanierung die Effizienzklasse 2 erreicht, dann sinkt der Heizwärmebedarf auf 32 kWh/m²a.

Abbildung 28: Stündlicher Heizwärme- und Kühllastgang für drei Energiestandards im EFH, BAK vor 1948



Ein ähnlicher Sachverhalt ergibt sich für die kleinen Mehrfamilienhäuser, siehe Abbildung 29. Vom unsanierten Zustand aus mit 127 kWh/m²a reduziert eine Sanierung auf Effizienzklasse 0 den Heizwärmebedarf auf 39 kWh/m²a und bei Effizienzklasse 2 auf 15 kWh/m²a.

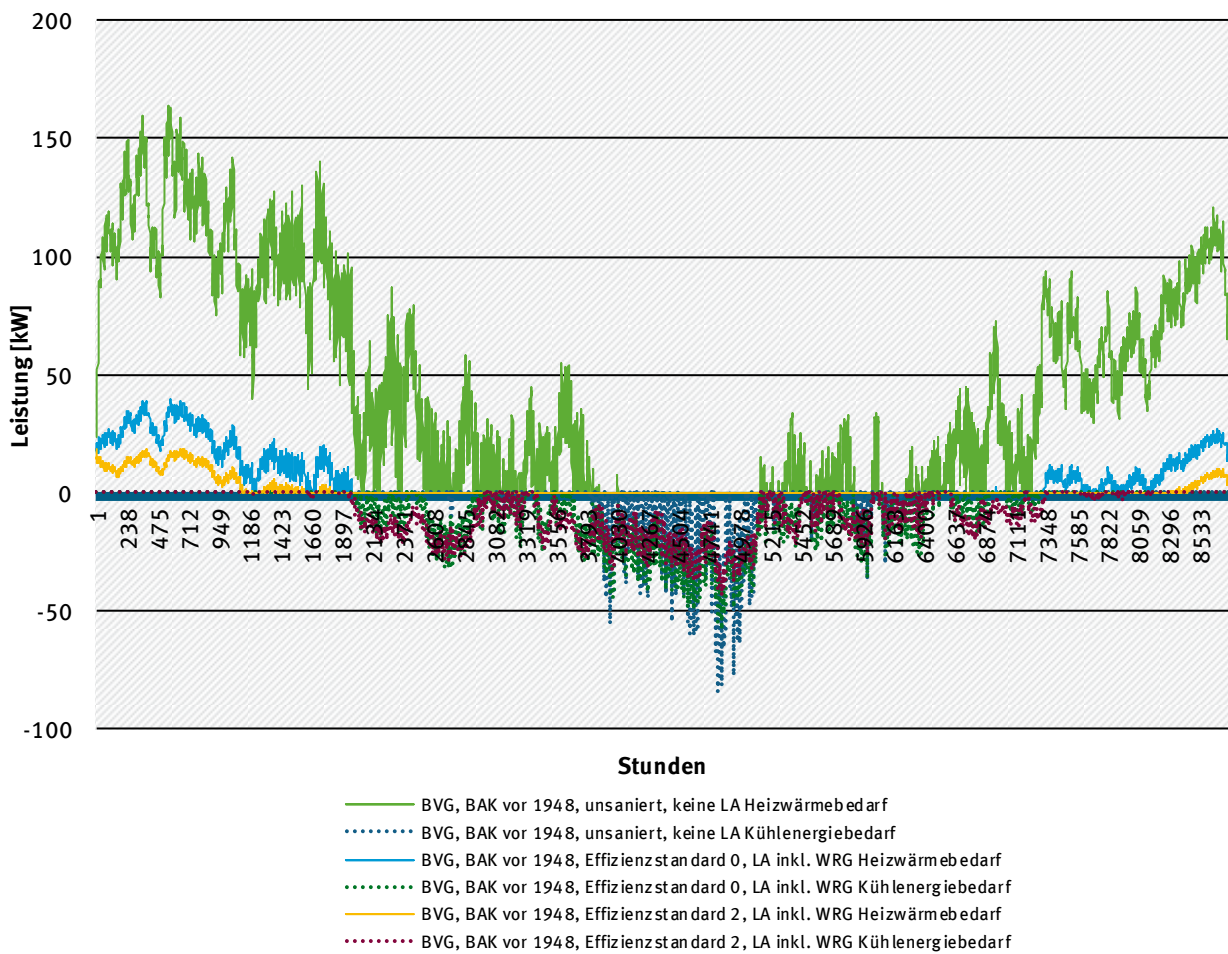
Abbildung 29: Stündlicher Heizwärme- und Kühllastgang für drei Energiestandards im KMH, BAK 1979-1994



Im Gegensatz zu den Wohngebäuden werden für den Bereich der Nichtwohngebäude neben den Wärmebedarfen auch die Kühlbedarfe ermittelt. Bei sämtlichen Kühlenergiebedarfen ist zu beachten, dass diese wesentlich von einer (hier auch angenommenen) Nachtkühlung im Sommer beeinflusst werden. Da diesbezüglich Unsicherheiten in Bezug auf das Nutzerverhalten bestehen, sind die Ergebnisse auch so zu interpretieren. Es werden lediglich die Kältelastgänge angegeben. Die Stromlastgänge für die Kompressionskältemaschinen sowie die Wärmelastgänge für die Absorptionskälteanlagen werden im Strommarktmodell unter Berücksichtigung der Technikparameter ermittelt.

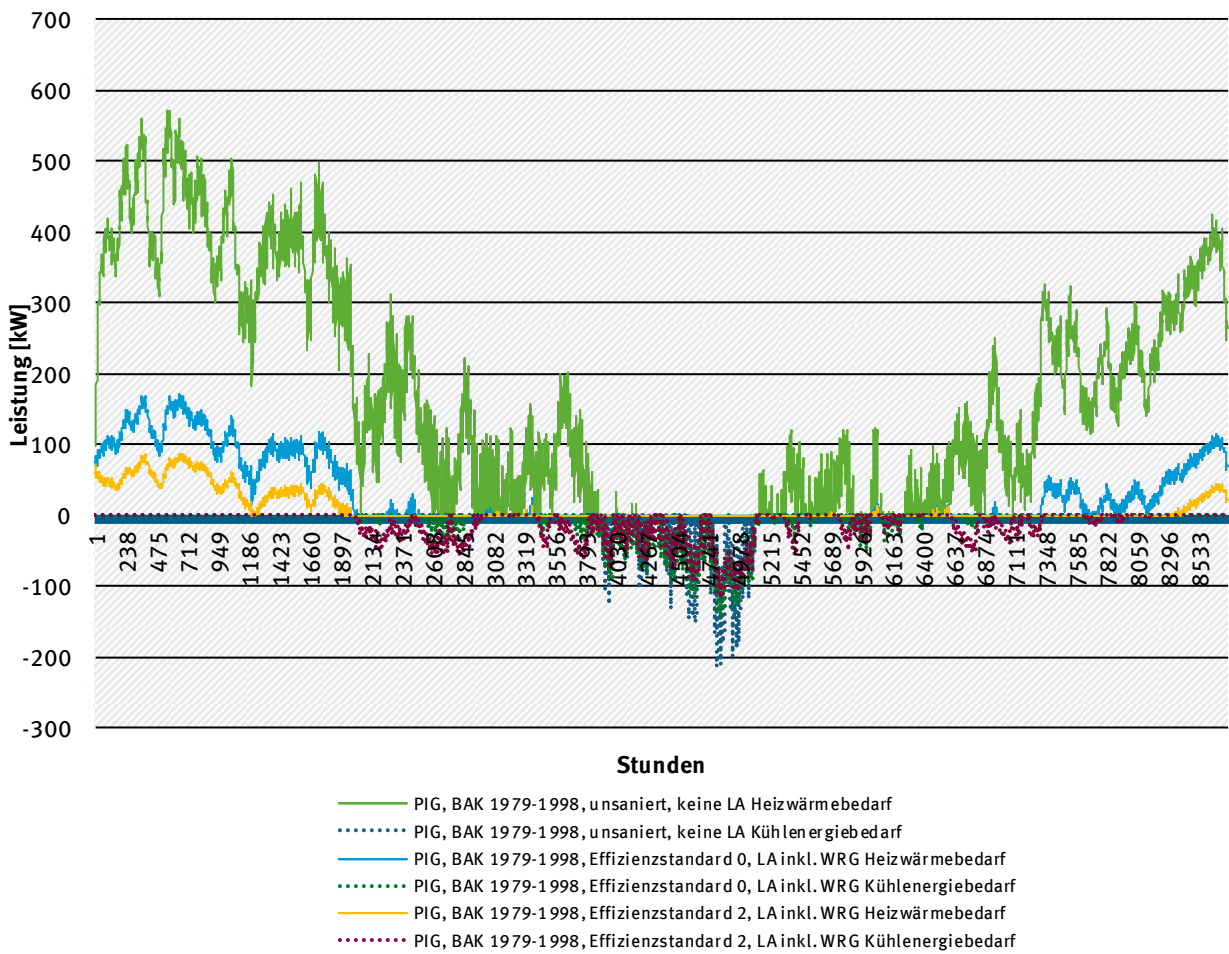
Für das Büro- und Verwaltungsgebäude (BVG) sind exemplarisch die Heizwärme- und Kältelastgänge in Abbildung 30, dargestellt. Wärmeströme und -leistungen werden positiv (>0) dargestellt und Kälteströme und -leistungen negativ (<0). Während die jährlichen Heizenergiebedarfe von 190 kWh/m²a im unsanierten Zustand über 26 kWh/m²a für den Effizienzstandard 0 bis hin zu 8 kWh/m²a für den Effizienzstandard 2 sinken, steigen die Kühlenergiebedarfe aufgrund der besser gedämmten Gebäudehülle von 13 kWh/m²a über 28 kWh/m²a bis hin zu 35 kWh/m²a an.

Abbildung 30: Stündlicher Heizwärmelastgang für drei Energiestandards im BVG, BAK vor 1948



Ein ähnliches Bild ergibt sich beim Produktions- und Industriegebäude (PIG), siehe Abbildung 31. Die spezifischen Energiebedarfe für Heizen und Kühlen sind mit dem Büro- und Verwaltungsgebäude vergleichbar.

Abbildung 31: Stündlicher Heizwärme- und Kältelastgang für PIG, BAK 1979-1998, unsaniert, keine LA



Solarthermische Erträge

In den betrachteten Varianten wird von einer solarthermisch gestützten Wärmebereitstellung ausgegangen. Bei den Berechnungen wird angenommen, dass im Bestand 2050 20% Röhrenkollektoren und 80% Flachkollektoren sind. Die möglichen Erträge der Solarthermie-Anlagen werden auf Basis der Wetterjahre berechnet. Abbildung 32 gibt beispielhaft die Erträge eines 10m² Flachkollektors und Abbildung 33 die möglichen Erträge eines 10 m² Röhrenkollektors wieder. In Variante 4 wird abweichend keine solarthermische Unterstützung in Wohngebäuden betrachtet, für die verbleibende Solarthermie in Nicht-Wohngebäuden wird die oben genannte Verteilung von Röhren- und Flachkollektoren weiter angenommen.

Abbildung 32: Netto-Ertrag einer 10m² Solarthermieanlage (Flachkollektor)

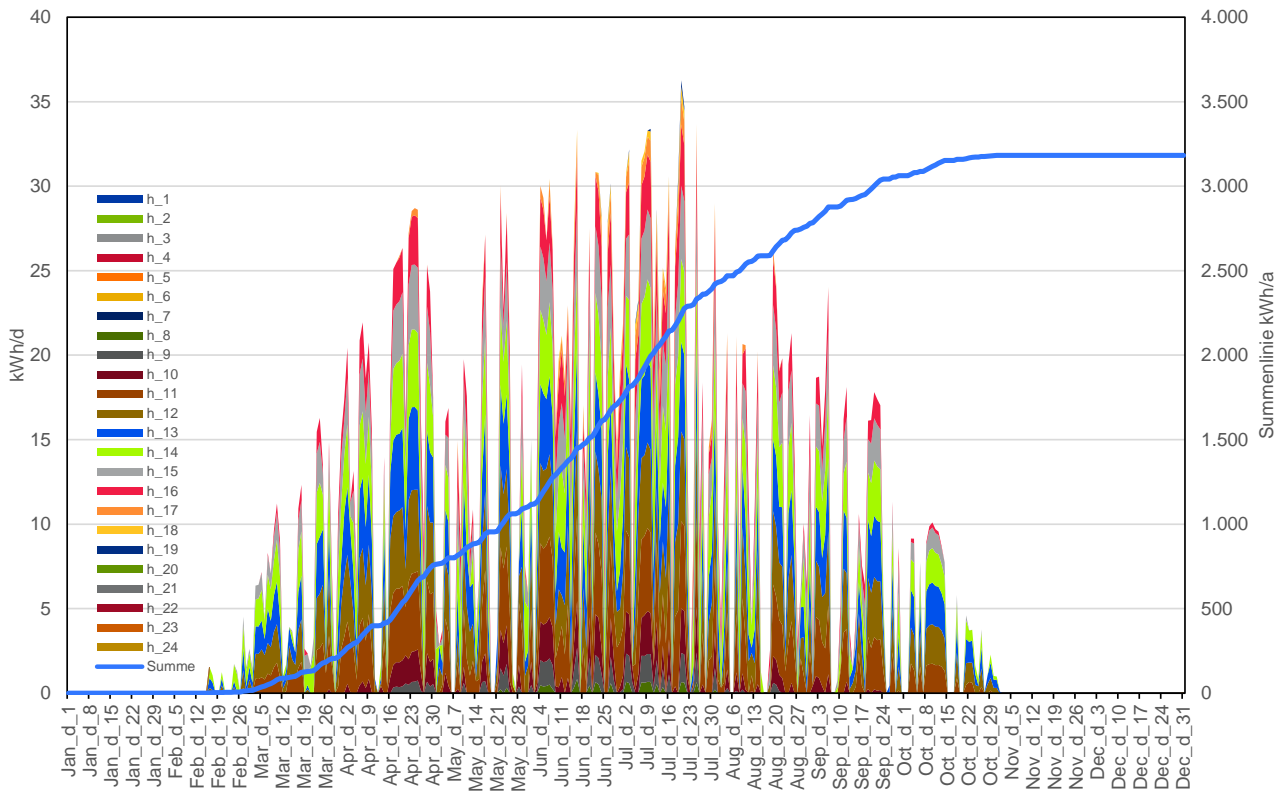
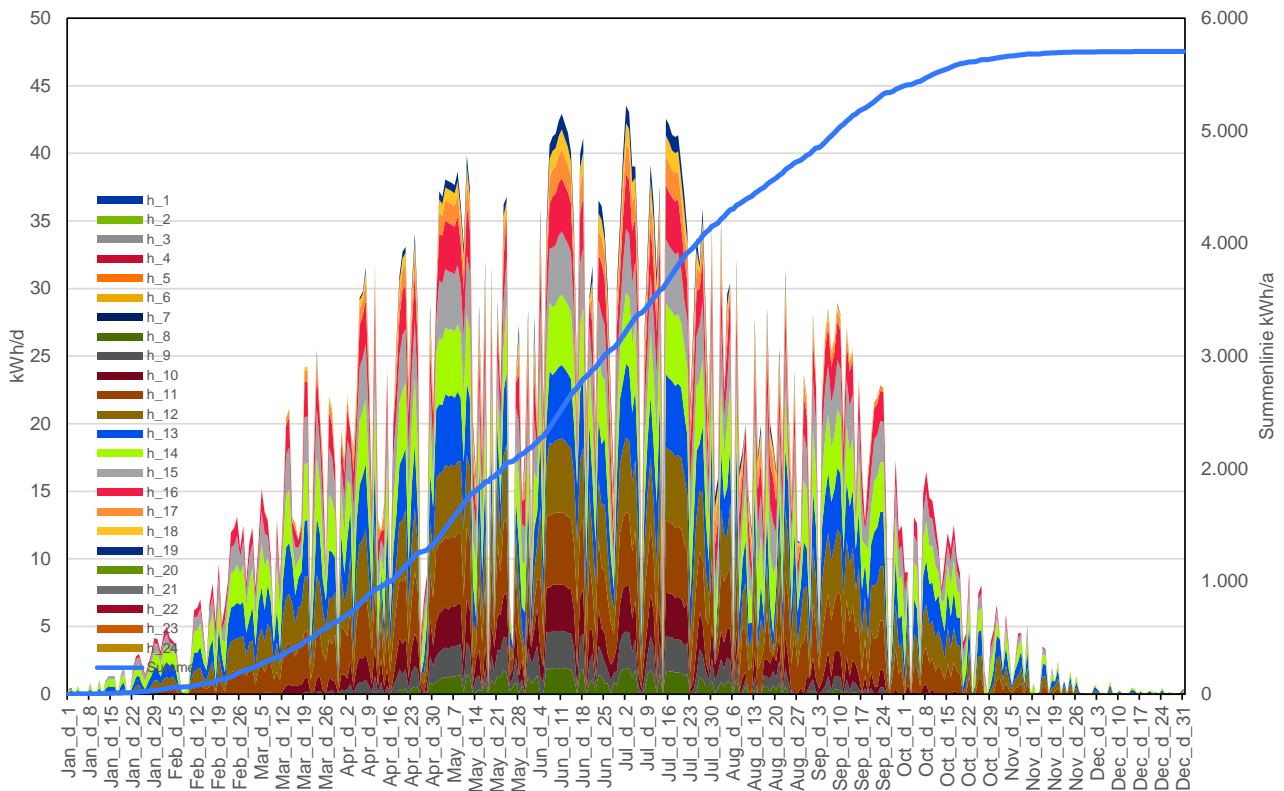


Abbildung 33: Netto-Ertrag einer 10m² Solarthermieanlage (Röhrenkollektor)



2.3.3.3 Stündliche Lastgänge für den Gebäudebestand im Jahr 2050

Die für das Jahr 2050 berechneten Heizwärme-, Warmwasser- und Kühlenergiebedarfe werden im zweiten Teil der Wärmemarktsimulation in stündlicher Auflösung dargestellt.

Zu diesem Zweck werden zunächst stündliche Lastgänge der Referenzgebäude generiert, die für jede Kombination aus Referenzgebäude-Geometrie, Baualtersklasse, Sanierungsstand sowie Angaben zur evtl. vorhandenen Lüftungsanlage mit/ohne Wärmerückgewinnung eine stündlich aufgelöste Nachfrage nach Heizwärme, Warmwasser sowie Klimakälte darstellen.

Mit Hilfe dieser Lastgänge und der Flächenverteilung dieser Merkmalskombinationen für das Jahr 2050 werden die aggregierten Lastgänge für jede Anwendung und den gesamten Gebäudebestand (ggf. auch desaggregiert nach Gruppen) berechnet.

Heizwärme- und Kühlenergiebedarfe (Nutzenergie)

Die Abbildung 34 bis Abbildung 37 zeigen die Wärmelastgänge für die unterschiedlichen Wetterjahre und Szenarien. Hierzu wurden die stündlichen Lastgänge aller Gebäudetypen im Bestand aufaddiert.

Es ist zu sehen, dass die stündlichen Leistungen bei den Heizwärmebedarfen für das Szenario 1 aufgrund der schnelleren und umfassenderen Sanierungen bis 2050 niedriger sind als im Szenario 2. Die führt über das Jahr im Szenario 1 zu niedrigeren gesamt Heizwärmebedarfen als im Szenario 2.

Beim Vergleich der Wetterjahre 2006 (durchschnittliches Wetterjahr) und 2010 (Extremwetterjahr) werden die geringen Temperaturen 2010 in den Monaten November und Dezember in der deutlich höheren stündlichen Leistungen und Heizwärmebedarfe sichtbar.

Abbildung 34: Heizwärmebedarfe Szenario 1 (Wetterjahr 2006)

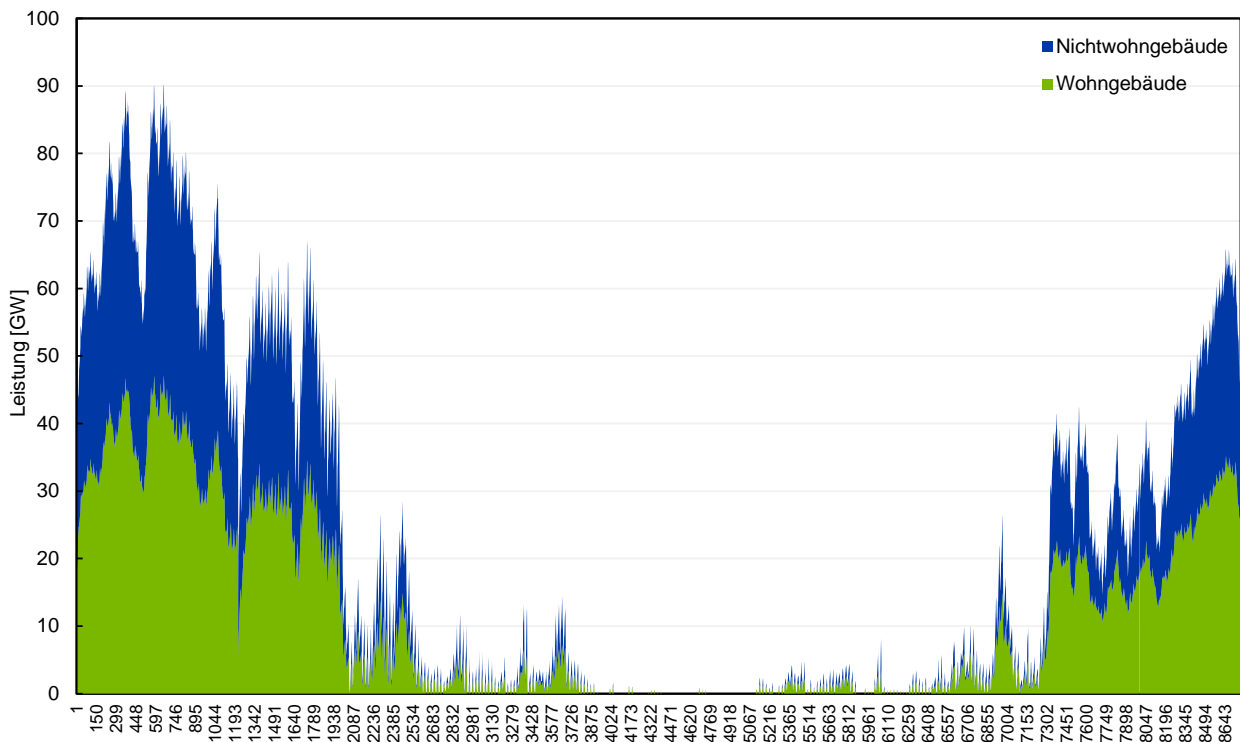


Abbildung 35: Heizwärmebedarfe Szenario 2 (Wetterjahr 2006)

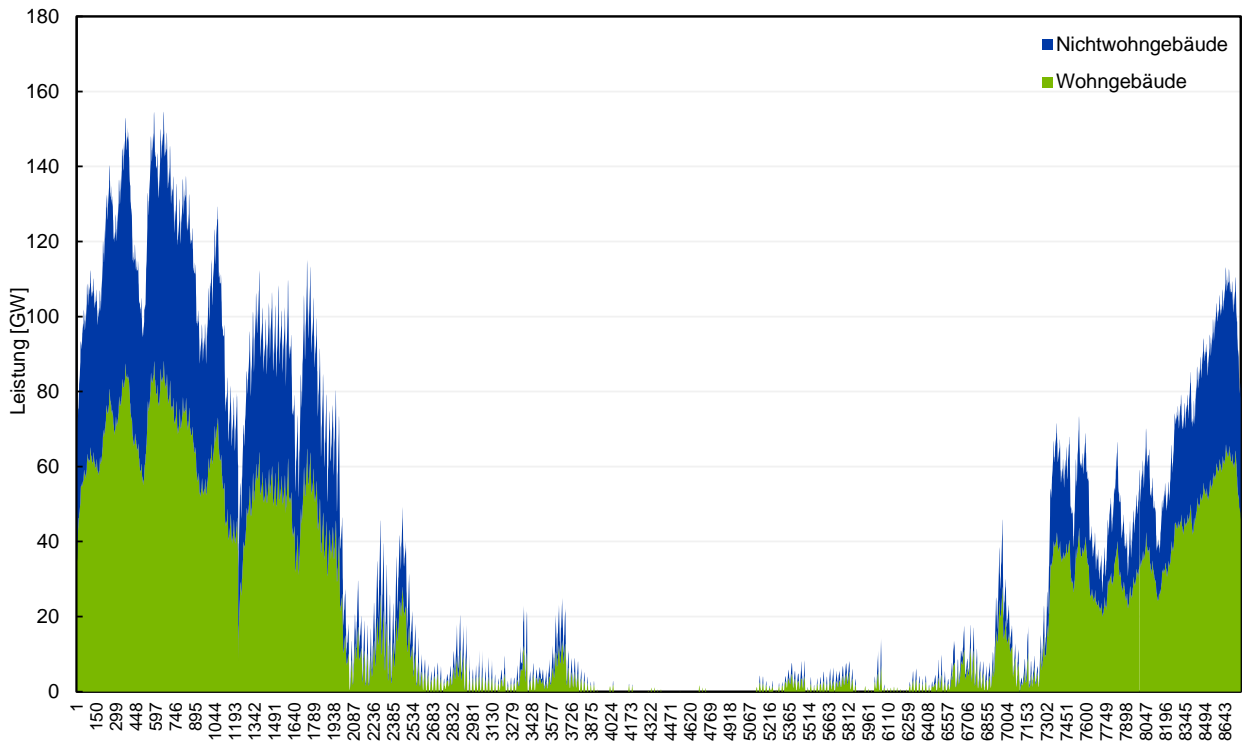


Abbildung 36: Heizwärmebedarfe Szenario 1 (Wetterjahr 2010)

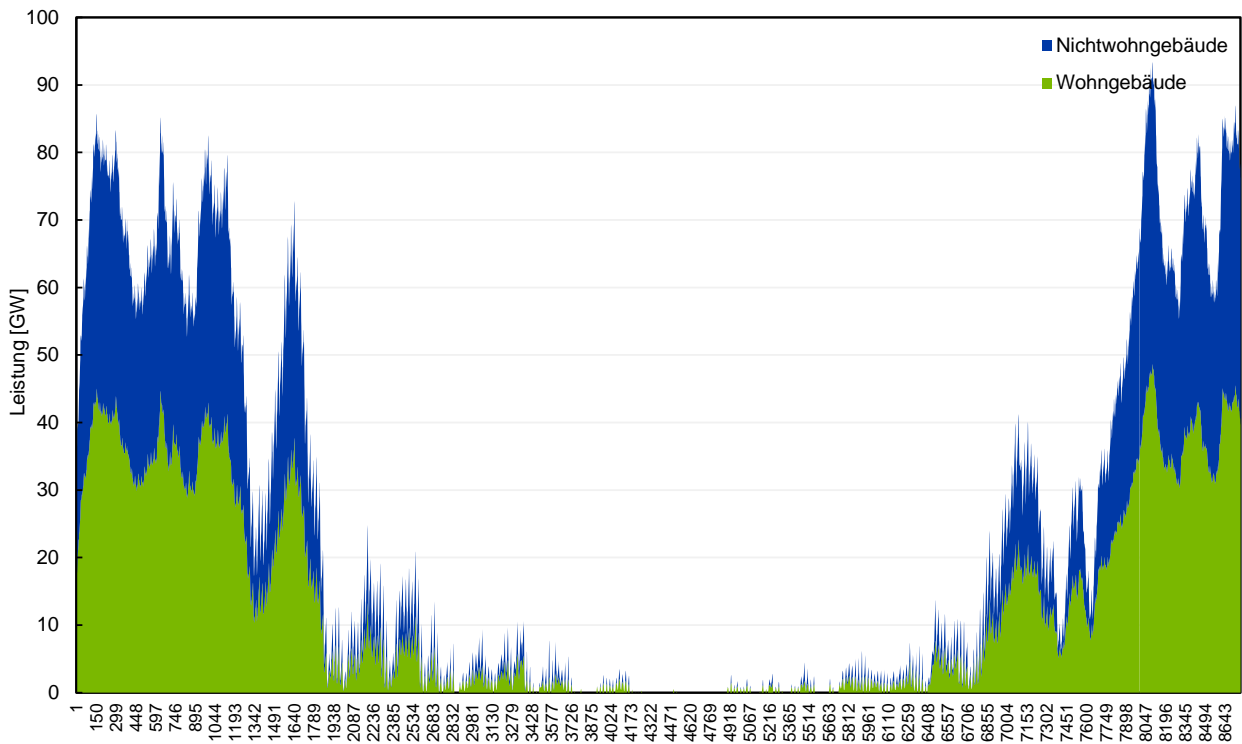
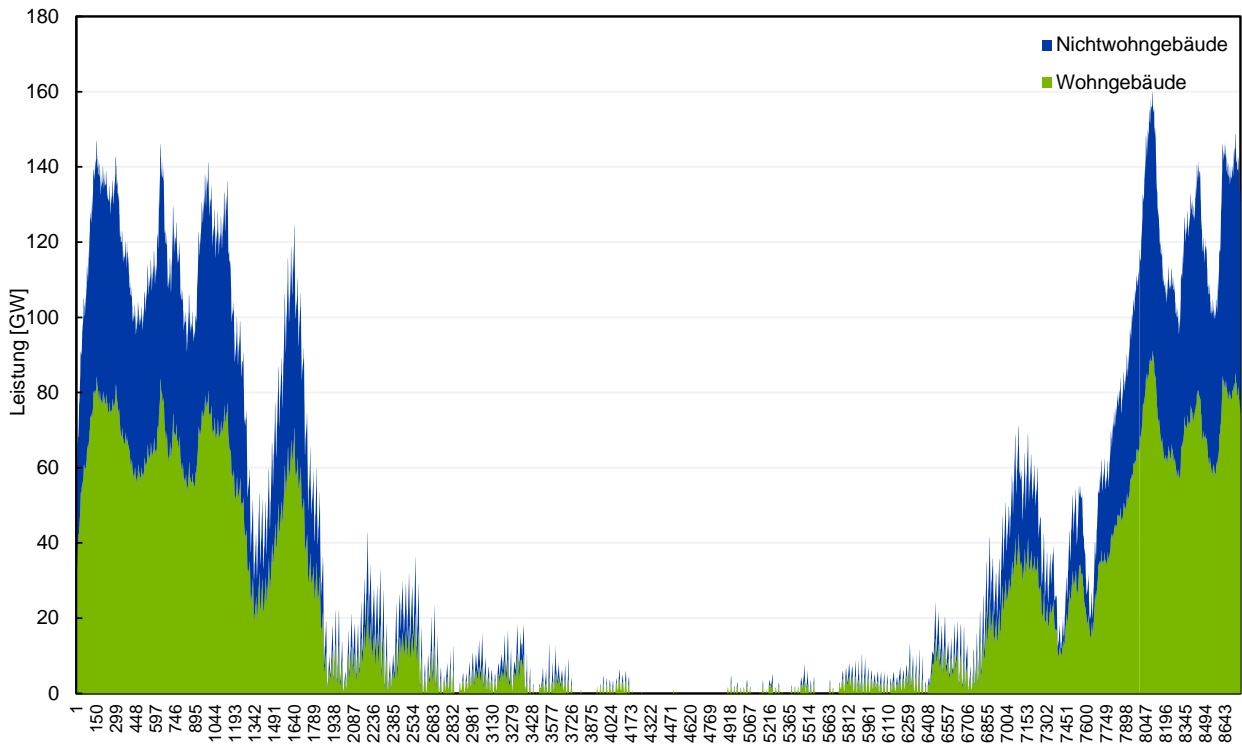


Abbildung 37: Heizwärmebedarfe Szenario 2 (Wetterjahr 2010)



Der Bedarf an Kühlenergie wurde in sämtlichen Berechnungen nur für Nichtwohngebäude berücksichtigt. Aus Abbildung 38 und Abbildung 39 wird deutlich, dass die hier betrachteten Wettereinflüsse nur marginalen Einfluss auf die stündlichen Leistungen und Kühlenergiebedarfe hat.

Abbildung 38: Kühlenergiebedarfe Nichtwohngebäude (Wetterdaten 2006)

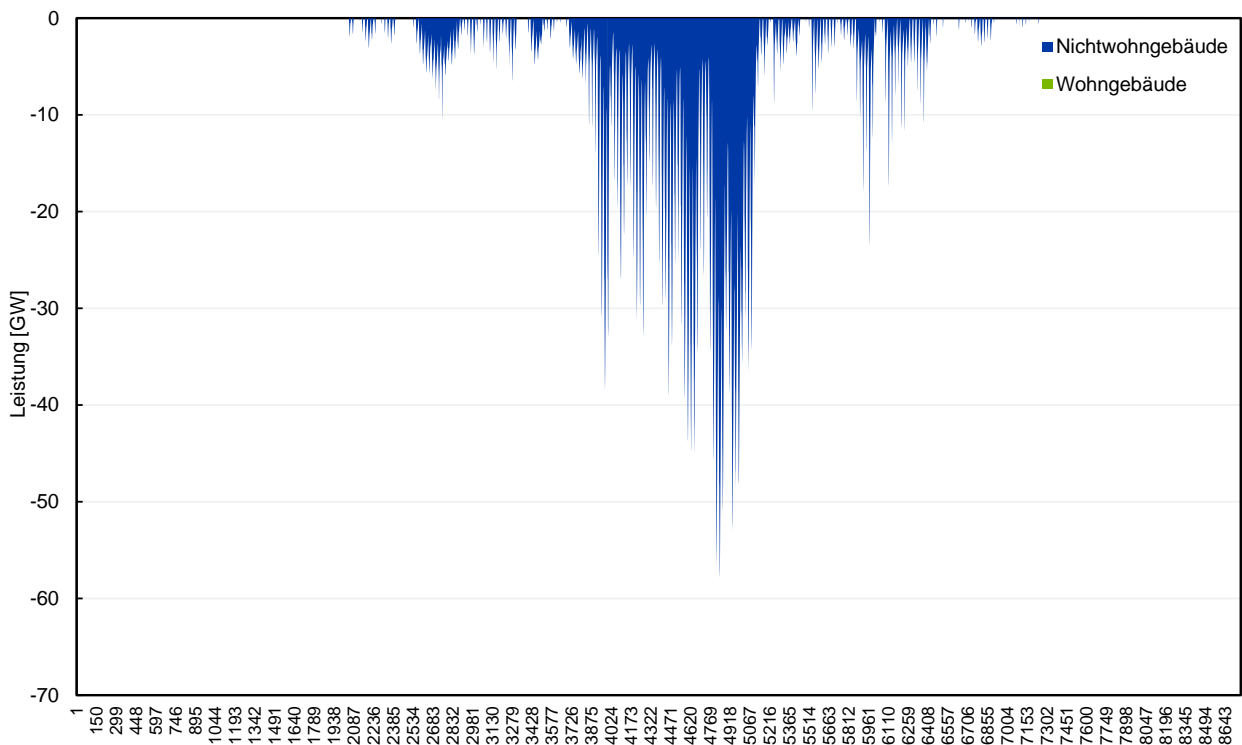
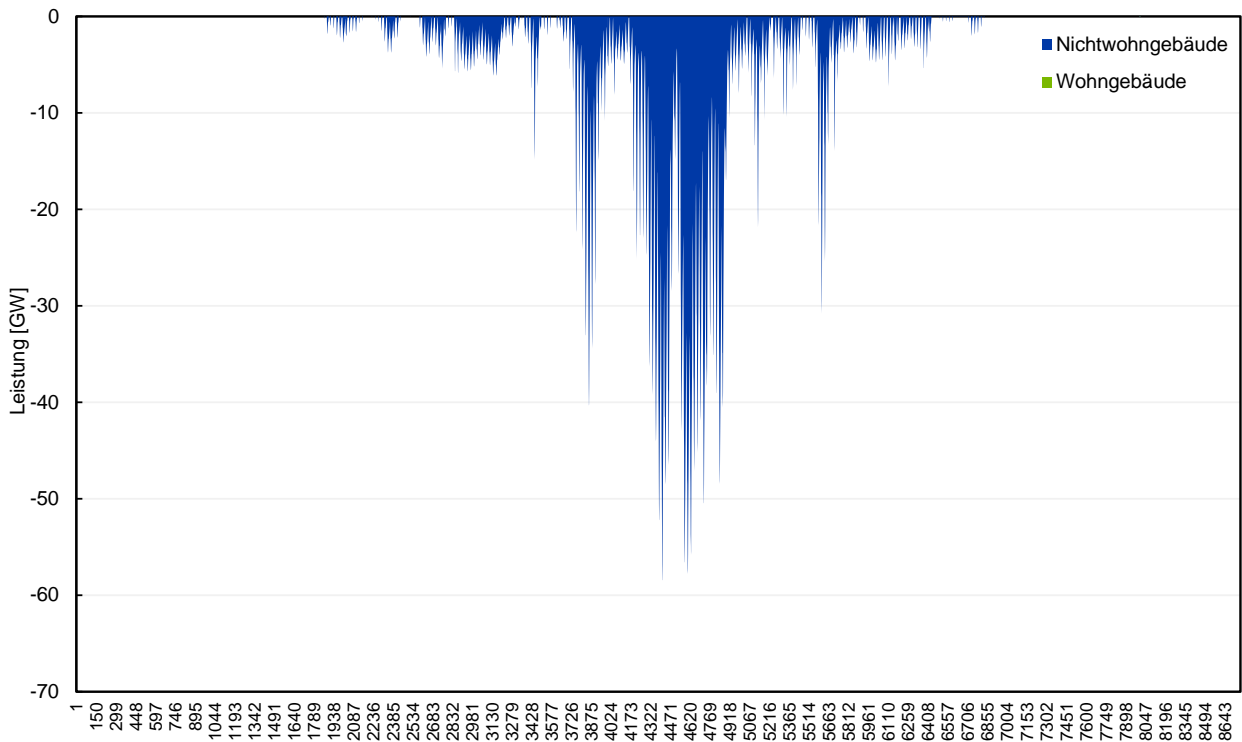


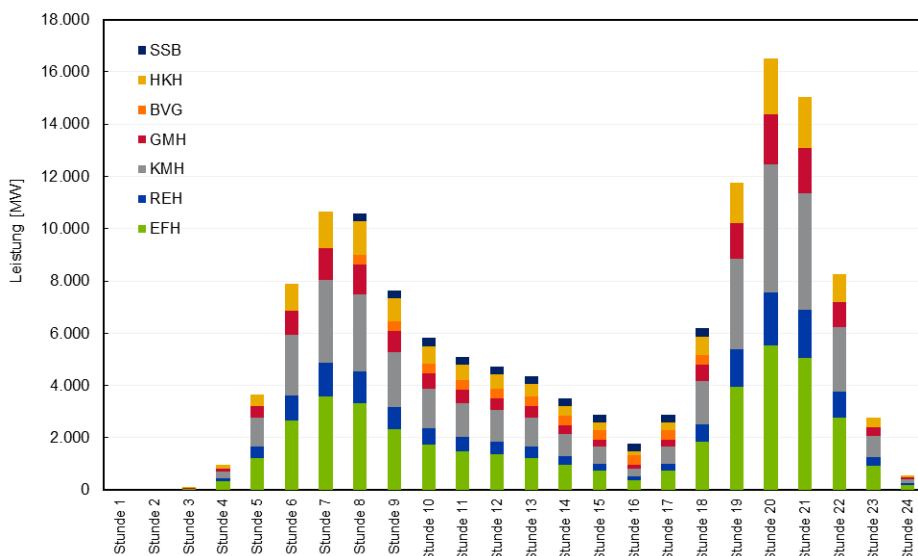
Abbildung 39: Kühlenergiebedarfe Nichtwohngebäude (Wetterdaten 2010)



Warmwasserbedarfe

Abbildung 40 gibt den Warmwasserbedarf für einen Typtag im gesamten Gebäudesektor für das Jahr 2050 an. Dieser Typtag ist vereinfachend für jeden Tag des Jahre 2050 angesetzt worden. Es ist zu erkennen, dass die Bedarfsprofile pro Gebäudetyp unterschiedlich ausfallen, so sind in EFH die höchsten Warmwasserbedarfe am Morgen und am Abend vorhanden, während in Verwaltungsgebäuden während der täglichen Nutzungsdauer konstante Bedarfe anfallen. In Summe über das Jahr ergeben sich 48,7 GWh Warmwasserbedarf.

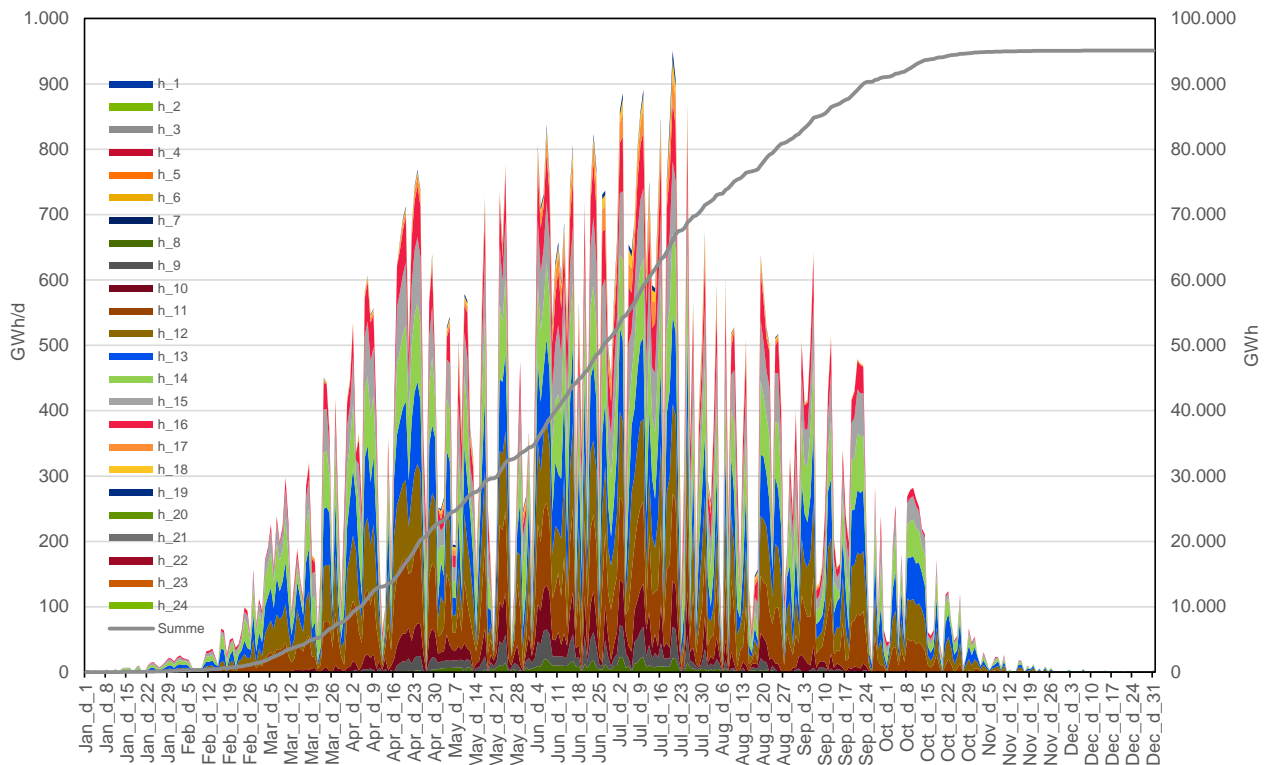
Abbildung 40: Warmwasserbedarfe für einen Typtag



Solarthermische Erträge

In- Abbildung 41 ist der Jahresgang der Solarthermie-Erträge im Gebäudebestand 2050 angegeben. Es ist zu erkennen, dass in den Sommermonaten während der Mittagsstunden die größten Erträge anfallen. Hierbei ist der Ertrag zwischen Anfang April und Ende August jedoch relativ konstant (annähernd lineare Steigung der Jahressummenlinie). In Summe ergeben sich 82 GWh über das Jahr.

Abbildung 41: Solarthermieertrag (Wetterjahr 2010)



Geografische Differenzierung

In der Variante 2 wird darüber hinaus eine geografische Differenzierung in „Ballungsgebiete“ und „Ländliche Gebiete“ vorgenommen. Grundlage für diese aggregierenden Gesamtlastgänge ist einerseits der GIS-Datensatz „Hausumringe“²⁶ des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie in Leipzig, mit dessen Hilfe alle Gebäude in Deutschland geografisch verortet werden können. Dieser Datensatz wurde mit der BBSR INKAR-Datenbank²⁷ verschnitten, die u.a. Informationen zur Besiedlungsdichte und Bevölkerungsstruktur auf Gemeindeebene beinhaltet. Ergebnis aus der Verschnidung beider Datensätze ist in erster Näherung eine Zuordnung von allen Gebäuden in „Ballungsgebiete“ und „Ländliche Gebiete“. Tabelle 16 gibt eine Übersicht der Gebäudegrundflächen und Anzahl der Gebäude in Deutschland im Jahr 2012 wieder.

²⁶ Siehe Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (2013).

²⁷ Siehe INKAR (2012).

Tabelle 16: Zuordnung von Grundflächen und Anzahl Gebäuden zur Siedlungsdichte

	Kreisfreie Großstädte		Städtische Kreise		Ländliche Kreise		Dünnbesiedelte ländliche Kreise	
	Fläche [Mio. m ²]	Gebäude [Mio.]	Fläche [Mio. m ²]	Gebäude [Mio.]	Fläche [Mio. m ²]	Gebäude [Mio.]	Fläche [Mio. m ²]	Gebäude [Mio.]
	982	7	2.236	21	1.189	10	1.297	12
%-Anteil	17%	15%	39%	42%	21%	21%	23%	23%

Die Definition der Kategorien kreisfreie Großstädte, städtische Kreise, ländliche Kreise und dünnbesiedelte ländliche Kreise stammt aus INKAR (2012) und ist der Übersichtlichkeit halber in Abbildung 42 wiedergegeben.

Da diese Darstellung jedoch lediglich die Gebäudegrundflächen und nicht die Wohn- bzw. Nutzflächen in allen Stockwerken des Gebäudes beinhaltet, ist ein Abgleich mit den Bevölkerungszahlen in städtischen und ländlichen Gebieten sinnvoll.

Abbildung 42: Definition von Siedlungsdichten²⁸

Auf diese Weise können vier Gruppen unterschieden werden:

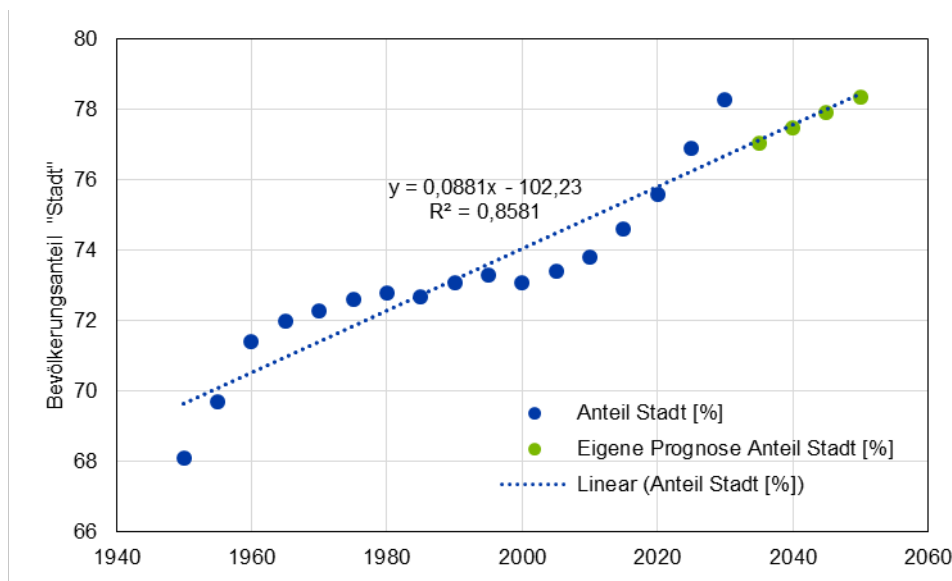
- Kreisfreie Großstädte:** Kreisfreie Städte mit mind. 100.000 Einwohnern
- Städtische Kreise:** Kreise mit einem Bevölkerungsanteil in Groß- und Mittelstädten von mind. 50% und einer Einwohnerdichte von mind. 150 E./km²; sowie Kreise mit einer Einwohnerdichte ohne Groß- und Mittelstädte von mind. 150 E./km²
- Ländliche Kreise mit Verdichtungsansätzen:** Kreise mit einem Bevölkerungsanteil in Groß- und Mittelstädten von mind. 50%, aber einer Einwohnerdichte unter 150 E./km², sowie Kreise mit einem Bevölkerungsanteil in Groß- und Mittelstädten unter 50% mit einer Einwohnerdichte ohne Groß- und Mittelstädte von mind. 100 E./km²
- Dünn besiedelte ländliche Kreise:** Kreise mit einem Bevölkerungsanteil in Groß- und Mittelstädten unter 50% und Einwohnerdichte ohne Groß- und Mittelstädte unter 100 E./km²

Siedlungsstrukturelle Kreistypen	
	Anzahl Kreise
Kreisfreie Großstädte	68
Städtische Kreise	138
Ländliche Kreise mit Verdichtungsansätzen	100
Dünn besiedelte ländliche Kreise	106
Bund	412

Eine Untersuchung des Instituts der Deutschen Wirtschaft mit dem Titel „Anteil der in Städten lebenden Bevölkerung von 1950 bis 2030 in Deutschland und weltweit“ gibt Aufschluss über die Anteile der Bevölkerung, die in den städtischen Regionen wohnt. Diese Definition beinhaltet die Kategorien „Kreisfreie Großstädte“ und „Städtische Kreise“ aus [INKAR (2012)].

²⁸ Quelle: INKAR (2012).

Abbildung 43: Entwicklung des städtischen Bevölkerungsanteils seit 1950 und Prognose bis 2030. Quelle: [INKAR (2012)].



Wie die Zeitreihe zeigt, lag der Anteil der städtischen Bevölkerung 1950 bei 68 % und wuchs bis 2015 im Mittel relativ stetig wahrscheinlich auf knapp 75 % an. [IW (2010)] erwartet bis 2030 einen weiteren Anstieg auf gut 78 %. Schreibt man diesen mittleren Trend im Zeitraum 1950 bis 2030 bis zum Jahr 2050 fort, so würde sich im Jahr 2050 ein städtischer Anteil der Bevölkerung von 78,4 % ergeben.

Da im Rahmen dieses Projektes die Frage beantwortet werden soll, welcher Anteil des Wärme- bzw. Kältebedarfs in Ballungsgebieten sowie ländlichen Gebieten im Jahr 2050 zu erwarten ist, ist der erwartete Bevölkerungsanteil in diesen Regionen geeigneter als das Verhältnis der Gebäudegrundflächen bzw. Anzahlen. Da die Anzahl der Stockwerke pro Gebäude sowie das Verhältnis Grundfläche zu Nutzfläche pro Etage nicht in die Aufteilung der Gebäudegrundflächen eingeht, werden die Wohn- und Nutzflächen in Ballungsgebieten (mit tendenziell mehreren/den meisten Stockwerken) im Vergleich zu jenen in ländlichen Gebieten unterschätzt. Diesen Trend zeigt auch der Vergleich mit den Bevölkerungszahlen. Wird die Bevölkerungszahl als Indikator genutzt, tritt zwar auch ein gewisser Fehler auf (die Wohn-/Nutzfläche pro Einwohner ist in Ballungsgebieten anders als in ländlichen Räumen), jedoch ist dieser mit Sicherheit kleiner als der Fehler bei Nutzung der Gebäudegrünflächen und Nichtbeachtung der Anzahl der Etagen pro Gebäude. Aus diesem Grund wird die Aufteilung der „städtischen Bevölkerung“ aus Tabelle 19 für die Aufteilung in Ballungsgebiete und ländliche Räume für das Jahr 2050 genutzt.

Unter Berücksichtigung der Verteilung unterschiedlicher Gebäudetypen auf Siedlungszentren und Nicht-Siedlungszentren ist die Aufteilung für das Jahr 2050 wie folgt aufgesplittet worden: Für Einfamilienhäuser, Reihenhäuser und Doppelhäuser werden 61 % in Siedlungszentren stehen, für Mehrfamilienhäuser allerdings 87 %. Da für Nichtwohngebäude keine Aufteilung bekannt ist oder abgeleitet werden kann, wird hier der Durchschnitt von 78 % für Siedlungszentren angesetzt.

2.4 Strommarkt-Simulationen

Ausgehend von den Analysen über den zukünftigen Bedarf an Raumwärme und Wärme zur Warmwasserbedarfsdeckung werden mit Hilfe einer Strom- und Wärmemarktsimulation verschiedene Wärmeerzeugungsszenarien miteinander verglichen. Dabei handelt es sich um theoretische Szenarien in denen der gesamte Wärmebedarf zu 100 % durch die jeweilige Technik gedeckt werden muss. Die durchgeführten Simulationen bilden simultan einen stündlichen Erzeuger- und Verbrauchereinsatz, sowohl im Wärme- als auch im Strommarkt ab. Beide Märkte müssen simultan simuliert werden, um Sektorkopplungstechniken optimal abbilden zu können.

Da es sich bei den zu untersuchenden Fragestellungen und Szenarien um Grenzwertbetrachtungen handelt (z.B. gesamte Wärmebereitstellung durch dezentrale KWK-Anlagen) ist der Einfluss der Import-/Export-Zeitreihen auf die zu erwartenden Ergebnisse vergleichsweise klein. Daher wird in diesem Projekt von einer Inselbetrachtung ausgegangen und keine Wechselwirkungen zwischen Deutschland und den Nachbarländern berücksichtigt.

Weiterhin lag der Fokus der Untersuchungen nicht auf der Netzinfrastruktur in Deutschland, sodass in der Systemmodellierung keine Regionalisierung durchgeführt und damit Gesamtdeutschland ohne Netzengpässe betrachtet wurde. In der Auswertung wird qualitativ auf die Effekte dieser Vereinfachungen eingegangen.

In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass das gesamte Energiesystem auf regenerativen Energien basieren wird. Dabei wird sich grundlegend an den Annahmen aus der UBA-Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (THGND) [UBA (2013)] orientieren. So wird für die nachfolgenden Betrachtungen von festen Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien ausgegangen, um die einzelnen Varianten besser miteinander vergleichen zu können. Dementsprechend muss der Energiebedarf, der über die angenommenen Erzeugungskapazitäten nicht bereitgestellt werden kann, durch Importe gedeckt werden. Die Zielgröße bzw. Vergleichsgröße der Rechnungen besteht damit in der Bilanz des benötigten zusätzlichen EE-Methanüberschusses/-imports, der systemexogen, also beispielsweise durch Importe, gedeckt werden muss. Bei den Berechnungen handelt es sich um eine energetische Optimierung, die Investitionskosten der entsprechenden Techniken sind im Optimierungsprozess nicht berücksichtigt und werden nur in der qualitativen Analyse diskutiert. Das Modell und das Vorgehen in der Modellierung werden detaillierter im Kapitel 6.2 erläutert.

2.4.1 Annahmen zur Stromnachfrage

Die Struktur der Stromnachfrage hat in Kombination mit der Struktur der Stromerzeugung einen starken Einfluss auf die geeignete Integration des Wärmesektors. Je nach Anteil flexibler Verbraucher lässt sich die Integration fluktuierender Energieeinspeisung unterschiedlich einfach umsetzen. In Tabelle 17 sind verschiedene Typen der Stromverbraucher dargestellt. Diese basieren auf Annahmen in der UBA-Studie THGND [UBA (2013)].

Neben dem herkömmlichen Verbrauch in Haushalten, Gewerbe und Industrie entstehen vor allem im Industriesektor langfristig auch neue, zum Teil flexible zusätzliche Verbraucher. Auf die Wärmeerzeugungsstruktur im Industriesektor und das daraus resultierende Stromverbrauchsprofil wird in Kapitel 2.4.6 detaillierter eingegangen. Die herkömmlichen Verbraucher werden vereinfachend als unflexible Last dargestellt, dessen Nachfrageprofil auf den Daten der ENTSO-E basieren [ENTSO-E (2014)]. Der Stromverbrauch im Wärmesektor ist keine exogene Modellgröße, sondern ergibt sich aus der Modellierung in Abhängigkeit der gewählten Wärmevariante. Stromverbraucher sind dementsprechend je nach Variante Wärmepumpen oder Elektrodenkessel in KWK/BHKW-Anlagen. Eine zusätzliche Stromnachfrage entsteht durch den Einsatz von Lang- und Kurzfristspeichern. Während Batterien als Kurzfristspeicher auch direkt auf der Stromerzeugungsseite auftauchen, treten Langfristspeicher wie Power-to-Gas (PtG) nur indirekt als endogen erzeugtes erneuerbares Methan auf.

Als zusätzlicher Verbraucher ist weiterhin die E-Mobilität berücksichtigt. Diese wird als Demand-Side-Management vor der eigentlichen Optimierung auf die Residuallast angewendet, um zur Lastglättung beizutragen. Die Annahmen und das Vorgehen sind im folgenden Kapitel 2.4.3 genauer erläutert.

Tabelle 17: Übersicht zur angenommenen Stromnachfrage

Sektor	Stromverbrauch [TWh]
Haushalte	104,7
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	90,3
Industrie	179,7 + zusätzlicher Bedarf durch Flexibilisierung
Verkehr	82
Wärme	Abhängig von Technikvariante

2.4.2 Annahmen zum Kraftwerkspark - Erneuerbare Energien

Die Annahmen zur Erzeugungsleistung der erneuerbaren Energien basieren auf der UBA-Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (THGND) [UBA (2013)]. Für die Wetterjahre 2006 und 2010 wurden Einspeisezeitreihen für die entsprechenden Erzeugungsleistungen ermittelt.

Tabelle 18: Übersicht der erneuerbaren Erzeugungstechniken²⁹

Technik	Leistung [GW]	Mittlere Volllaststunden [h/a]	Energiemenge Wetterjahr 2006 [TWh/a]	Energiemenge Wetterjahr 2010 [TWh/a]
PV	120	900	107,4	102,0
PV (Variante 4)	150		134,2	127,5
Wind-Onshore	100	2700	269,2	251,2
Wind-Offshore	25	4000	92,2	94,5
Wasserkraft	5,2	4200	22	22
Biomasse	2,3	5000	11	11
Gesamt			490,8	469,7
Gesamt (Var. 4)			517,6	495,2

Neben den fluktuierenden Erzeugern Wind-Onshore/-Offshore und PV wird Wasserkraft sowohl als unflexibler Erzeuger, als auch als flexible Pumpspeicher abgebildet. Biomassekraftwerke³⁰ können eingeschränkt flexibel auf die Stromnachfrage reagieren. Stromerzeugung aus Geothermie wurde in dem Szenario nicht berücksichtigt. Die berücksichtigten Erzeugungsleistungen, sowie die daraus resultierenden Energiemengen sind in Tabelle 18 dargestellt. Die regionale Aufschlüsselung ist in Tabelle 19 dargestellt.

²⁹ Da die erzeugte Energiemenge abhängig vom Wetterjahr und Modellierungsart ist, kommt es zu leichten Abweichungen gegenüber den in der THGND-Studie angenommenen durchschnittlichen VLS.

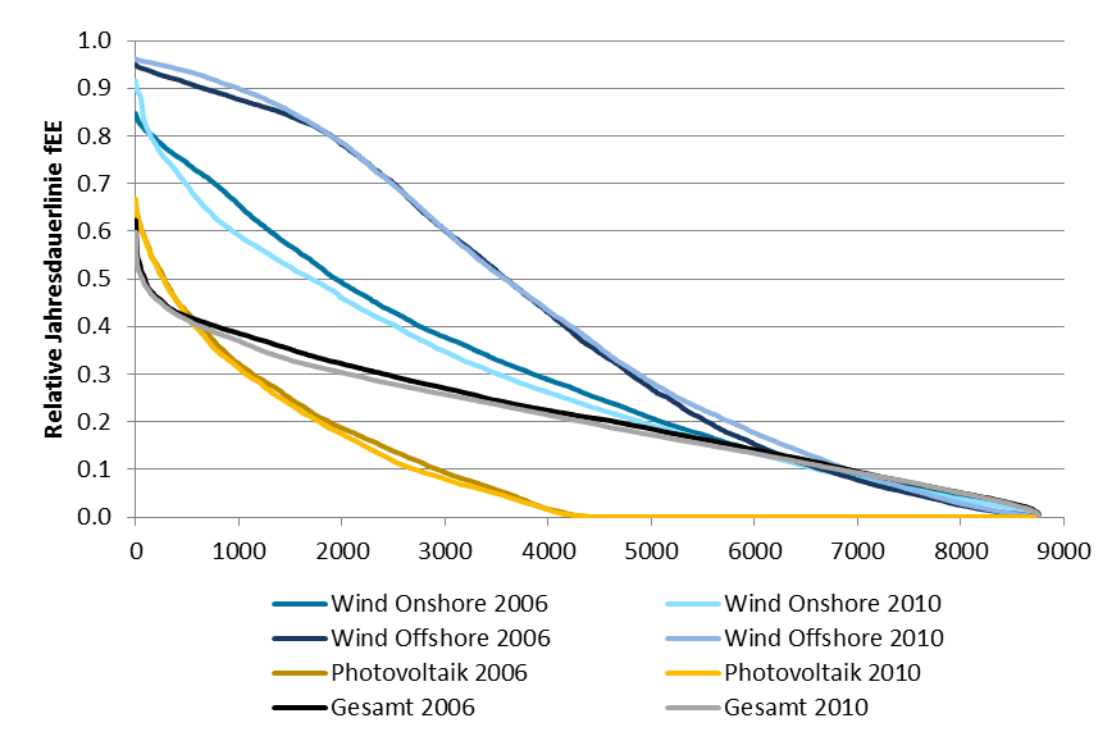
³⁰ Entsprechend der UBA-Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (THGND) [UBA (2013)] wird nur die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen berücksichtigt und in der Stromversorgung insbesondere nur ein Teil der Gülle in Biogasanlagen.

Tabelle 19: Regionale Verteilung der Wind-Onshore Leistung

	BB	BW	BY	HE	MV	NI	NW	RP	SH	SL	SN	ST	TH	Ge- samt
Instal- lierte Leistung [GW]	9	7	12	6	8	15	10	6	12	1	4	6	4	100

In Abbildung 44 sind die normierten Jahresdauerlinien der fluktuierenden erneuerbaren Energien für beide Wetterjahre dargestellt. Dies vermittelt einen Überblick zu der Einspeisecharakteristik und den Unterschieden, die aus den verschiedenen Wetterjahren resultieren.

Abbildung 44: Sortierte normierte EE-Erzeugungsdauerlinien



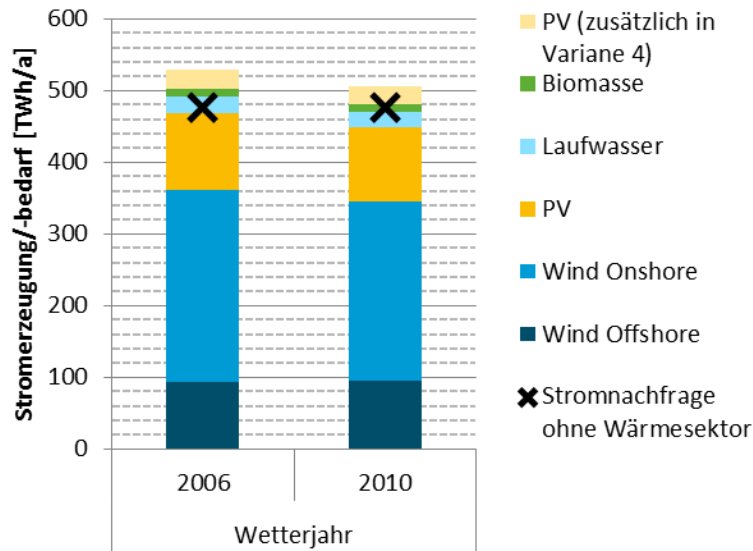
Mit einer Ausnahme sind die Annahmen hinsichtlich der erneuerbaren Energien in allen betrachteten Varianten gleich. Für die betrachtete Variante 4 wird ein Teil der solarthermischen Wärmeerzeugung durch zusätzliche PV-Erzeugung ersetzt. Dabei handelt es sich um einen zusätzlichen Ausbau von Dachflächen-PV-Leistung von 30 GW, welcher sich aus der in Kapitel 2.3.3.2 beschriebenen geringeren Ausnutzung der Dachflächen durch Solarthermie ergibt.

In Abbildung 45 ist die erneuerbare Stromerzeugung dem in Tabelle 17 dargestellten Stromverbrauch für beide betrachteten Wetterjahre gegenübergestellt. Dabei ist zum einen ersichtlich, dass ohne Berücksichtigung des Wärmesektors bilanziell ein etwa ausgeglichenes Verhältnis von erneuerbarer Energieerzeugung einerseits und Stromnachfrage andererseits besteht. Der Kraftwerkspark wurde also hier so ausgelegt, dass näherungsweise nur die nahezu vollständige Deckung des Endenergieverbrauches an Strom gewährleistet ist.³¹ Dieses Verhältnis ändert sich bei Berücksichtigung des Wärmesektors je nach untersuchter Technikvariante bezüglich eines zusätzlichen Stromangebots

³¹ Nettostromerzeugung zur Bereitstellung von Brenn-, Kraft- und Rohstoffe über Power to Gas/Power to Liquid für eine regenerative Versorgung weiterer Anwendungen wurden hier nicht berücksichtigt.

(BHKW, GuD-KWK) oder einer zusätzlichen Stromnachfrage (Wärmepumpen, PtH). Im Extremwetterjahr 2010 liegt eine geringere erneuerbare Stromerzeugung und, wie in Kapitel 2.2 dargestellt, ein höherer Wärmebedarf vor.

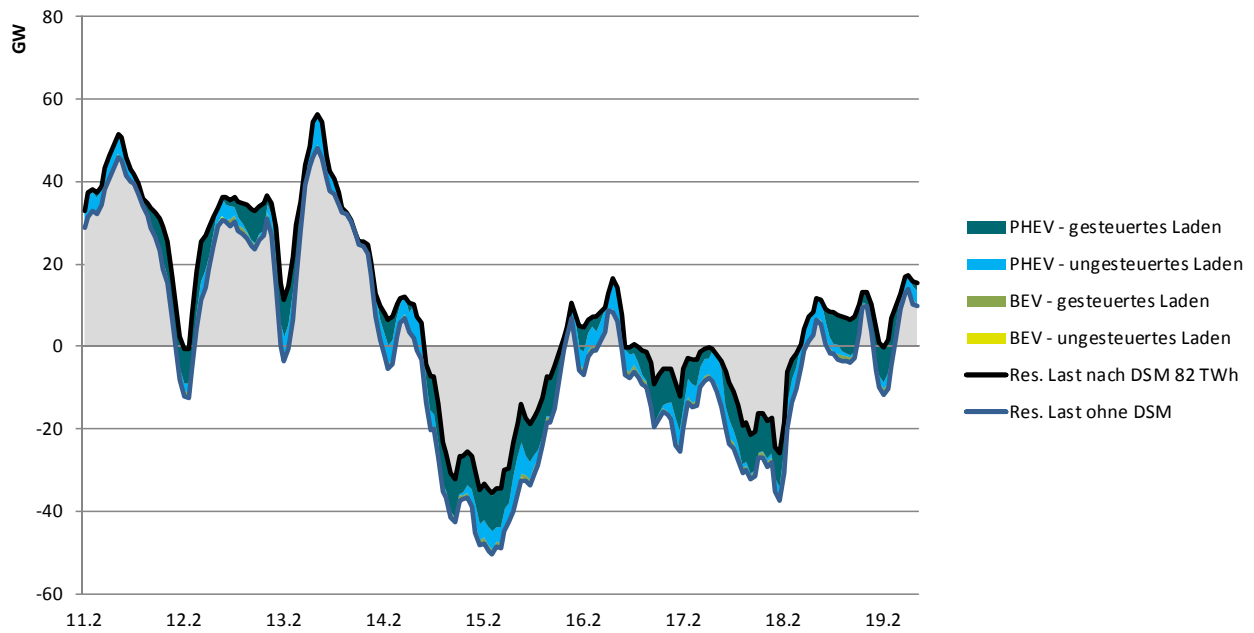
Abbildung 45: EE-Stromerzeugung und Stromnachfrage ohne Wärmesektor



2.4.3 Annahmen zur Flexibilität im Verkehrssektor

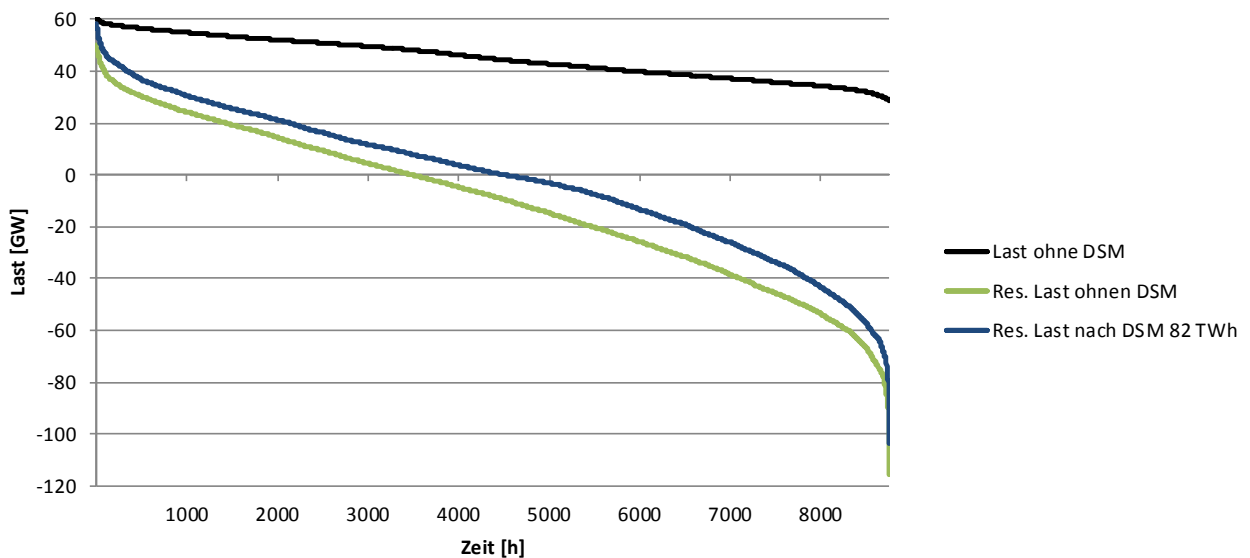
Im Verkehrssektor wird die Pkw-Mobilität als flexibler Stromverbraucher vorgelagert zur eigentlichen Optimierung zur Lastglättung eingesetzt. Im angenommenen Verkehrsszenario dominieren Plug-in Hybridelektrofahrzeuge (PHEV) gegenüber einem sehr geringeren Anteil an rein batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV). Die Fahrzeugkilometer der rein elektrischen Pkw betragen dabei weniger als 9 % der gesamten durch E-Pkw zurückgelegten Fahrleistung. Die Modellannahmen basieren dabei auf der Studie „Treibhausgasneutraler Verkehr 2050“ [Öko-Institut (2013)]. Daraus resultiert ein Strombedarf von ca. 82 TWh. Die Annahmen zum Flexibilisierungspotential wurden auf Basis aktueller Daten und Erkenntnisse in enger Abstimmung mit dem Umweltbundesamt als Auftraggeber erweitert. Dabei wird zwischen Fahrzeugen, die gesteuertes Laden unterstützen, und Fahrzeugen, die direkt nach Netzanschluss vollgeladen werden, unterschieden. Basis der Ladeprofile bilden dabei statistische Fahr- und Netzanschlussprofile. In Abbildung 46 ist beispielhaft für eine Woche die Lastglättung durch E-Mobilität dargestellt.

Abbildung 46: Beispielhafte Darstellung der flexiblen und unflexiblen Nachfrage durch E-Mobilität



In Abbildung 47 sind die Jahresdauerlinien für das elektrische Lastprofil, die Residuallast ohne DSM und die Residuallast nach Lastglättung durch E-Mobilität für das Wetterjahr 2006 dargestellt. Anhand dieser geglätteten Residuallast wird die Auslegung der flexiblen Erzeugungs- und Speichertechniken durchgeführt.

Abbildung 47: Jahresdauerlinien der residualen Last für das Wetterjahr 2006



2.4.4 Annahmen zum Kraftwerkspark - Konventionelle Kraftwerke

Der konventionelle Kraftwerkspark besteht ausschließlich aus Gasturbinen bzw. GuD-Kraftwerken und –je nach Variante– der Wärmebereitstellung aus Mini-BHKWs oder GuD-KWK. Im gesamten Szenario wird komplett erneuerbares Methan eingesetzt, welches zu großen Teilen importiert wird.

Da in der Modellierung keine Investitionsentscheidung für Kraftwerke oder Speichertechniken getroffen wird, muss anhand einer Residuallastanalyse die geeignete installierte Leistung bestimmt werden. Das Vorgehen ist in Abbildung 48 schematisch dargestellt. Als Basis dient die Residuallast nach

Lastglättung für das mittlere Wetterjahr 2006. Investitionsentscheidungen sollten an einem durchschnittlichen Wetterjahr getroffen werden, da nur darüber eine langfristige Rentabilität gewährleistet werden kann. Dennoch muss der Kraftwerkspark die Versorgungssicherheit gewährleisten können.

Bei der Auslegung der flexiblen Stromerzeuger spielt die Berücksichtigung bzw. Nicht-Berücksichtigung der Industrie-KWK eine wichtige Rolle. Auch die Variante der Wärmebereitstellung in Haushalten hat einen Einfluss auf den zusätzlichen Bedarf an GT- und GuD-Kraftwerken. KWK-Techniken stehen als effizienter Grundlasterzeuger zur Verfügung. Wenn sie ausreichend flexibel ausgelegt werden, können sie einen wesentlichen Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Energien liefern. Daher wird die Industrie-KWK auf Grund ihrer Wärmebereitstellung vorrangig betrachtet. Die Auslegung der Industrie-KWK wird detaillierter in Kapitel 2.4.6 erläutert. Im Ergebnis wird eine installierte elektrische Leistung von 6,1 GW durch Industrie-KWK angenommen.

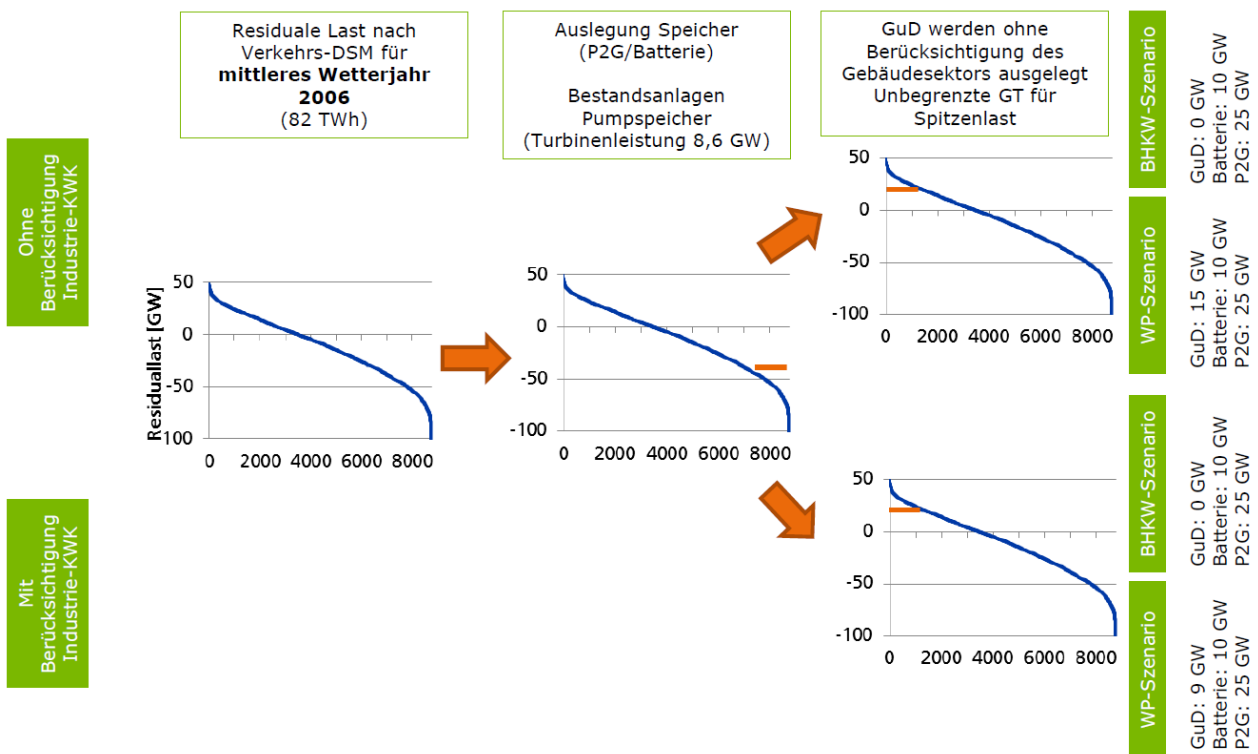
Eine weitere Vorrangstellung kommt der Stromerzeugung aus Biomasse zu. Im Szenario wird von einer Stromerzeugung von 11 TWh durch Biomasse ausgegangen. Bei angenommenen 3.000 VLS ergibt sich damit eine elektrische Leistung von ca. 3 GW.

GuD-Kraftwerke sind mit höheren Investitionskosten behaftet als Gasturbinen-Kraftwerke, zeichnen sich allerdings durch einen höheren Wirkungsgrad aus (siehe Tabelle 20). Daher lohnt sich eine Investition nur bis zu einer bestimmten Einsatzzeit. Hier wurden als Grenze perspektivisch 2.000 VLS angenommen. Nach Berücksichtigung eines Sicherheitsfaktors für die potentielle Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken ergibt sich damit aus der Residuallast eine installierte elektrische Leistung von 15 GW, wenn keine Industrie-KWK berücksichtigt wird und von 9 GW bei Berücksichtigung der Industrie-KWK.

Varianten, wo durch die Wärmebereitstellung zusätzliche Erzeugungsflexibilität durch BHKWs und GuD-KWKs zur Verfügung steht, wird kein zusätzlicher Bedarf an separaten GuD-Anlagen gesehen.

Für die Spitzenlastbereitstellung werden Gasturbinen eingesetzt. Diese müssen ausreichend dimensioniert sein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Abbildung 48: Schematische Darstellung der Kraftwerks- und Speicherauslegung



Neben den Kraftwerken zur flexiblen Strombereitstellung, wie Gasturbinen und GuD-Kraftwerken, werden je nach Variante auch KWK-Kraftwerke und Mini-BHKW eingesetzt. Dabei optimiert die Kraftwerkseinsatzplanung sowohl die thermische Lastdeckung durch das jeweilige System, als auch in Interaktion mit dem Strommarkt die Auswahl zwischen KWK-Betrieb und dem Einsatz eines alternativen Wärmeerzeugers wie Heiz- oder Elektrokessel.

Tabelle 20: Parameter des konventionellen Kraftwerksparks

Gas- und Dampfkraftwerk	Elek. Wirkungsgrad: 62 %
Gasturbine	Elek. Wirkungsgrad: 42 %
Pumpspeicher	Gesamtwirkungsgrad: 80 %
8h Bleisulfat-Batterie	Gesamtwirkungsgrad: 84 % Tiefentladung bis: 25 % Speicherverlust: 3 %/Monat
Power-to-Gas	Einspeicherwirkungsgrad: 60 %

2.4.5 Annahmen zu Speichertechniken

Neben den Annahmen zur Auslegung flexibler Erzeugungsanlagen können durch Speichertechniken Erzeugungsüberschüsse zeitlich verschoben werden, um ein effizientes Energiesystem zu erreichen. Dabei wird zwischen Kurz- und Langfristspeichern unterschieden. Bei den Kurzfristspeichern werden in der Studie Batterien mit einem Verhältnis von Speichervolumen zu Ladeleistung von 8 und einem Gesamtwirkungsgrad für Be- und Entladung von 84 % angenommen (siehe Tabelle 20). Zusätzliche Restriktionen sind ein Speicherverlust von 3 %/Monat und eine maximale Tiefentladung von bis zu 25 %. Als Langfristspeicher werden Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen) eingesetzt. Diese wandeln

mit einem Wirkungsgrad von 60 % Strom in erneuerbares Methan um, welches sektorübergreifend beispielsweise in Gasturbinen oder BHKWs eingesetzt werden kann. PtG-Anlagen zur Wasserstoffherzeugung und Rückverstromung werden vereinfachend vernachlässigt.

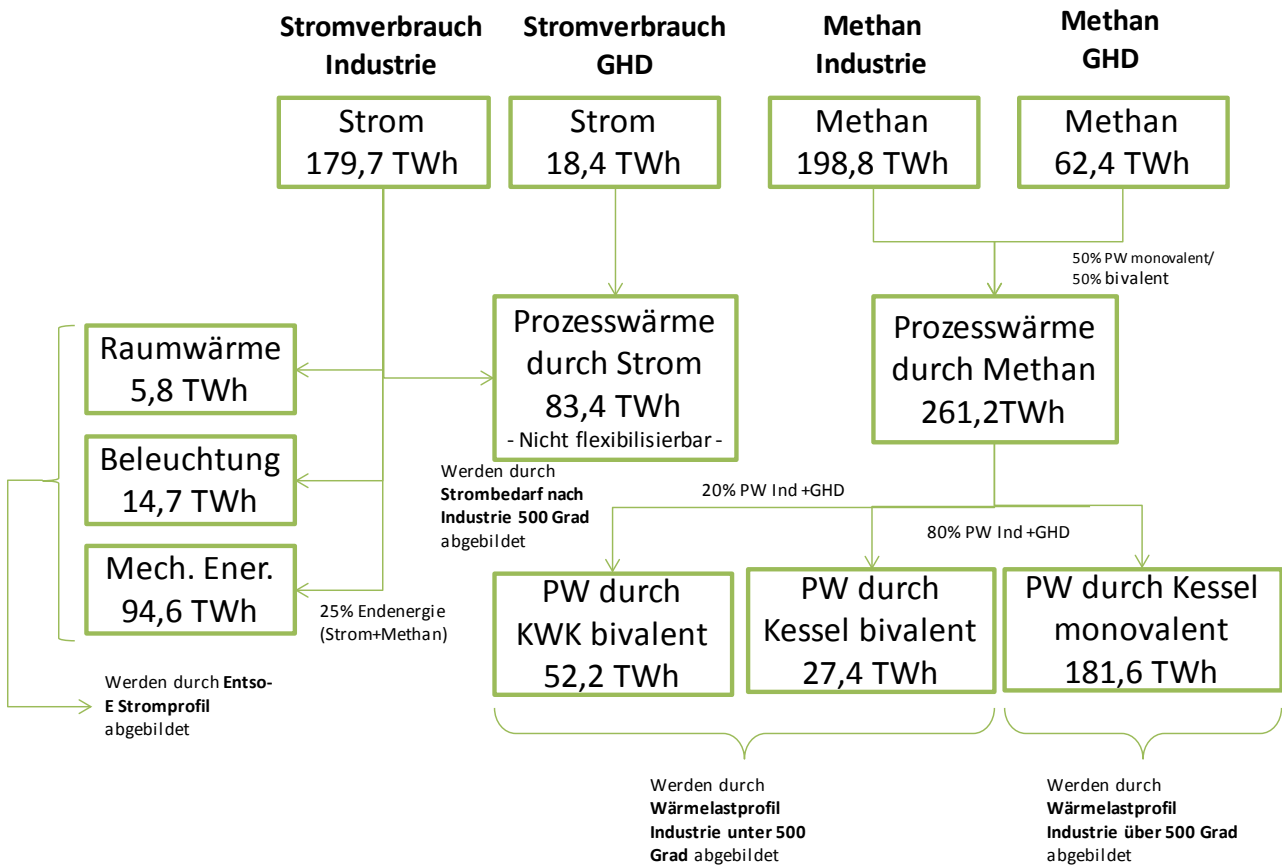
Die Auslegung der Speicherleistung findet dabei analog zum Vorgehen bei flexiblen Erzeugungsanlagen statt. Hierbei wird die Auslegung an Hand der Stromüberschüsse durchgeführt. Dabei muss beachtet werden, dass aus Kostengründen nicht alle Überschüsse integriert werden sollten. Weiterhin ist die Dimensionierung von Speichern schwieriger als von Erzeugungseinheiten, da durch den Zusammenhang zwischen Speichervolumen und Speicherleistung der zeitliche Zusammenhang der Stromüberschüsse eine entscheidende Rolle spielt. Daher wurden zusätzlich zur Residuallastanalyse kleinere Testrechnungen durchgeführt. Die erste Option zur Verwertung von Stromüberschüssen ist dabei der Einsatz von bivalenten Wärmeerzeugungstechniken. Aus den Analysen resultiert die Annahme von maximal installierten Leistungen von 25 GW PtG und 10 GW Batterie.

2.4.6 Annahmen zum Industriewärmebedarf

Einen starken Einfluss auf die Ausgestaltung des Energiesystems hat auch die Wechselwirkung mit Industrieprozessen. Zum einen können bivalente Industriewärmeprozesse Flexibilität zur Integration erneuerbarer Energien bereitstellen, zum anderen stehen mit Industrie-KWK-Anlagen effiziente Grundlastherzeuger im System, deren Betriebsweise hauptsächlich durch den angekoppelten Industrieprozess definiert ist. In Abbildung 49 ist schematisch die Aufteilung von bivalenten/monovalenten Strom- und Gasprozessen dargestellt. Diese basieren auf Annahmen der UBA-Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (THGND) [UBA (2013)].³²

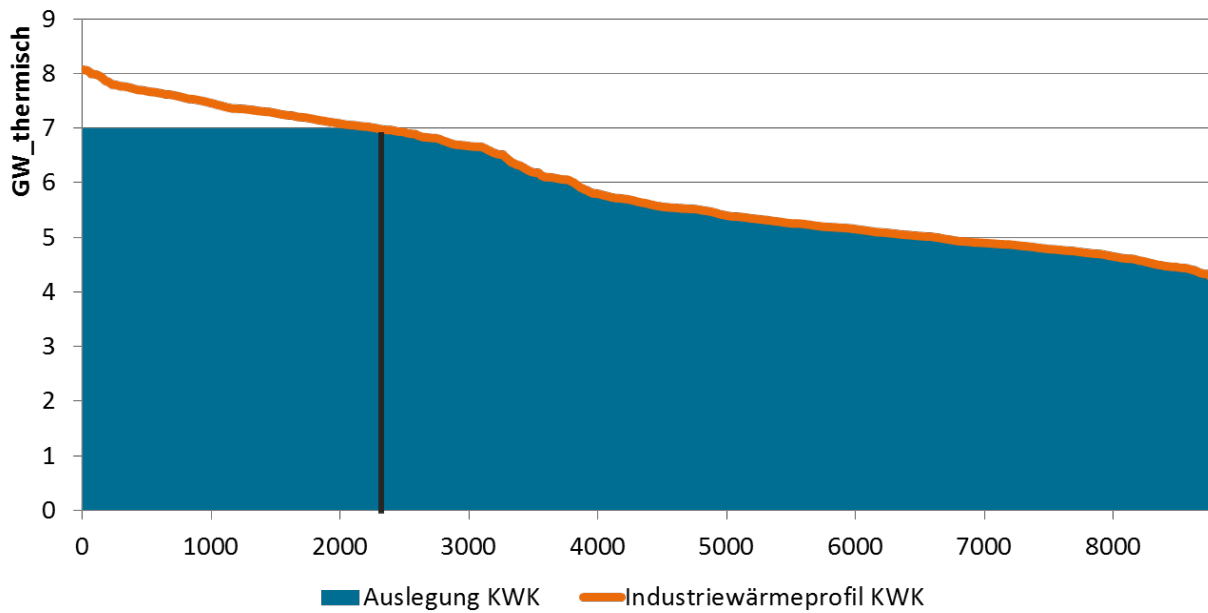
³² Als Potential, bei dem Methan abweichend zur UBA-Studie THGND zusätzlich durch PtH ersetzt werden kann, wurden folgende Branchen identifiziert: Papierindustrie: 16,6 TWh, Textilindustrie: 1,8 TWh, Sonstige: 30 TWh sowie 50% GHD: 31.2 TWh.

Abbildung 49: Schematische Darstellung der Annahmen zur Prozesswärmeszusammensetzung



Die Auslegung der KWK ist schematisch in Abbildung 49 dargestellt. Die betreffenden Industrieprozesse haben einen thermischen Endenergiebedarf von 52,2 TWh und eine Höchstlast von ca. 8 GW. KWK-Anlagen werden nicht für die thermische Höchstlast ausgelegt, da sie für geringe VLS Spitzenlastkessel eingesetzt werden. Aus einer Auslegung auf 2.500 VLS resultiert eine thermische Auslegung der KWK auf 7 GW. Unter Annahme eines Wärmelastskalierungsfaktors von 1,2 und einer Verfügbarkeit von 95 % ergibt sich eine installierte elektrische Leistung von ca. 6 GW, die als Grundlastkraftwerk zur Verfügung steht. Der Wärmebedarf in der Industrie kann dabei flexibel auch komplett durch den Spitzenlastkessel oder durch PtH bedient werden. Eine Analyse des Einflusses bei Berücksichtigung oder Vernachlässigung des Industriesektors findet sich in Kapitel 3.5.

Abbildung 50: Auslegung Industrie-KWK



2.4.7 Annahmen zu den Varianten der Wärmebereitstellung

Zusätzlich zu den zuvor beschriebenen Techniken, die in allen Varianten eingesetzt werden, sind die Annahmen für die Wärmetechniken abhängig von der gewählten Variante der Wärmebereitstellung. Die Annahmen zu thermischen Speichern finden sich in Kapitel 2.4.9.

BHKW:

Bei den Blockheizkraftwerken im Haushaltsbereich wird von einer Stromkennzahl von 0,5 ausgegangen, diese haben einen angenommenen elektrischen Wirkungsgrad von 33 %. Die thermische Leistung der BHKW ist auf 60 % der thermischen Höchstlast ausgelegt. Für die Nichtwohngebäude beträgt die Stromkennzahl 0,6.

Für die Variante mit Berücksichtigung von Brennstoffzellen-BHKW (FC-BHKW) wird eine Aufteilung anhand der Effizienzklassen der Gebäude vorgenommen. In Gebäuden mit der Energieeffizienzklasse 0, also unsaniert, werden weiterhin kleine Erdgas-BHKW mit den gleichen Kennzahlen eingesetzt. Für Gebäude der Effizienzklasse 2 werden hingegen kleine Erdgas-FC-BHKW mit einer Stromkennzahl von 2,5 und einem elektrischen Wirkungsgrad von 60 % ausgegangen.

GuD-KWK-Fernwärme:

Für die in Variante 2 eingesetzte Wärmebereitstellung durch GuD-KWK im Fernwärmenetz wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 56 % angenommen. Die Stromkennzahl wird auf 1,0 festgesetzt.

Wärmepumpen:

Für die Wärmepumpen sind wetterjahrabhängige stündliche Profile für den COP hinterlegt. Die Erzeugung der COP-Profile ist in Kapitel 2.3.2 dargestellt. Die daraus resultierenden mittleren COPs sind in Tabelle 21 dargestellt.

Tabelle 21: Mittlere COP der Wärmepumpen

	Raumwärme	Warmwasser
Wetterjahr 2006	5,24	2,51
Wetterjahr 2010	5,12	2,45

2.4.8 Annahmen zur Klimatisierung

Ein zusätzlicher flexibler Verbraucher ist der Klimatisierungsbedarf. In der Studie wird nur die Klimatisierung im Gewerbebereich berücksichtigt, da diese in Deutschland dominierend ist. Dabei ist der Klimatisierungsbedarf, sowohl vom Bedarfsprofil als auch vom Energiebedarf, vom Wetterjahr abhängig (2006: 29,11 TWh, 2010: 29,04 TWh). In den Varianten 1a und 1b werden zwei verschiedene Arten der Klimatisierung miteinander verglichen. Zum einen die Kältebereitstellung durch Kompressionskälteanlagen, zum anderen der Einsatz von Absorptionskälteanlagen.

In der Basisvariante wird die Kälte durch Kompressionskälteanlagen mit einer Arbeitszahl von 6,0 bereitgestellt. Dabei besteht ein gewisses Flexibilisierungspotential, da im Anwendungsfall meist leichte Temperaturschwankungen erlaubt sind und daher das Speicherpotential der Gebäudemasse genutzt werden kann.

In der Betrachtung der alternativen Kältebereitstellung durch Absorptionskälteanlagen stellen die angenommenen BHKW Wärme bereit. Daraus resultieren Arbeitszahlen von 15,0 für Strom (für Hilfsenergie) und 0,8 für den Wärmebedarf (für die Kälteerzeugung).

2.4.9 Annahmen zur Solarthermie und thermischer Speicher

In den meisten Varianten wird die Wärmebereitstellung durch Solarthermie unterstützt. Die Einstrahlungsprofile und deren Erzeugung sind in Kapitel 2.3.3.2 beschrieben. Um erhöhte Nutzungsgrade erreichen zu können werden diese mit thermischen Speichern versehen. Die Herleitung der Speichergrößen ist in Kapitel 2.3.2.5 dargestellt. Die Speicher werden als Kombispeicher modelliert, das heißt, aus ihnen kann sowohl Wasser zur Raumwärme-, als auch zur Warmwasserbereitstellung entnommen werden. Zur Nutzung für die Warmwasserbereitstellung ist allerdings eine zusätzliche Erhöhung der Nutztemperatur bei Verbrauch notwendig. Die Speicherdimensionierung basiert auf der Annahme von 100 l/m² für Vakuumröhrenkollektoren und 100 l/1,5 m² bei Flachkollektoren. Daraus folgt bei einem Verhältnis von Vakuum- zu Flachkollektoren von 20/80 ein Speichervolumen von 73 l/m². Für Systeme mit Wärmepumpen aber ohne Solarthermie wird der Speicher auf 70 l/kW festgelegt. Der Wirkungsgrad bei Lade- und Entladevorgängen beträgt jeweils 97 %. Zusätzlich wird ein Verlust von 0,3 %/h für die Speicherdauer angenommen.

2.5 Ergebnisse der kombinierten Strom- und Wärmemarktsimulationen

Ziel der Untersuchung ist der Vergleich verschiedener Wärmebereitstellungsvarianten in einem vollständigen regenerativen Energiesystem. Dabei soll bewertet werden, welche systemischen Auswirkungen Techniken, die durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen hohe Effizienzen erreichen und Strom erzeugen und Systeme mit Wärmepumpen als zusätzlichen Stromverbraucher, haben. Zur Vergleichbarkeit wurde die Erzeugungskapazitäten in allen Berechnung konstant angenommen³³, so dass als

³³Ausnahme stellt Variante 4 dar, bei welcher die solarthermischen Flächen für Wohngebäude als PV-Flächen genutzt werden.

systemisches Effizienzkriterium für die folgenden Analysen der zu importierende Bedarf an erneuerbarem Erdgas dient.

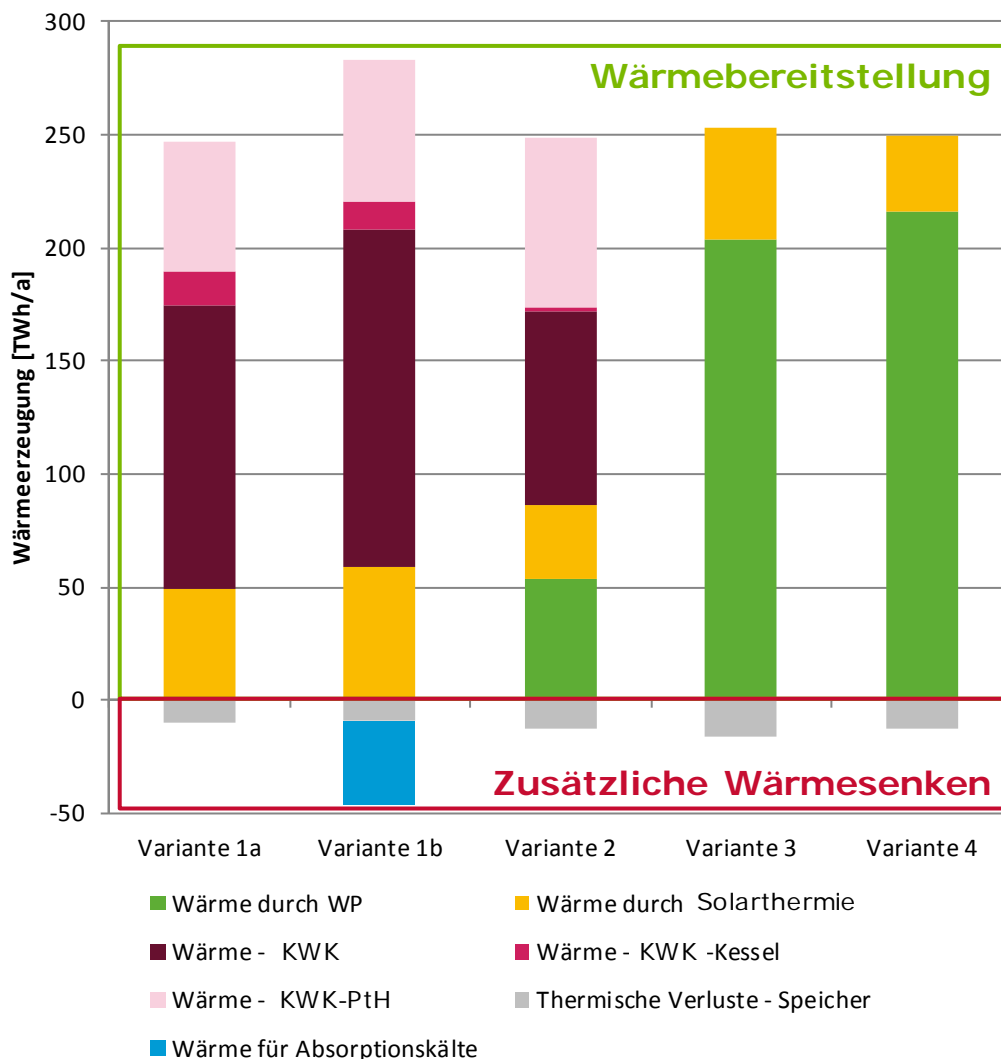
In diesem Kapitel werden die verschiedenen Techniken zur Wärmebereitstellung unter den folgenden Annahmen verglichen. Diese werden im Anschluss in Kapitel 3 als Sensitivitäten betrachtet und ihr Einfluss analysiert.

Für die Basisrechnungen sind folgende Annahmen getroffen:

- Höherer Dämmstandard
- Mittleres Wetterjahr 2006
- Keine Berücksichtigung von FC-BHKW
- Berücksichtigung des Industriewärmesektors
- PtH in den BHKW/KWK berücksichtigt

In Abbildung 51 ist die Wärmebereitstellung für die verschiedenen Varianten bzw. die verschiedenen Technikoptionen dargestellt. In Variante 1a wird die zusätzliche zur Solarthermie benötigte Wärme komplett durch BHKW bereitgestellt. In Abhängigkeit von der aktuellen Strommarktsituation wird die Wärme dabei im KWK-Betrieb, durch einen Heizkessel oder durch einen Elektrodenkessel bereitgestellt. Der Wärmebedarf liegt für den hohen Dämmstandard bei allen Varianten bei 237 TWh. Allerdings muss je nach Variante etwas mehr Wärme bereitgestellt werden, um thermische Speicherverluste auszugleichen.

Abbildung 51: Vergleich der Wärmebereitstellung in der Basisvariante



In Variante 1b kommt als zusätzliche Wärmesenke der Wärmeverbrauch durch die Absorptionskälteanlagen hinzu. Durch die hohe zeitliche Synergie zwischen Absorptionskältebedarf und Solarthermieeinstrahlung kann mehr Solarthermie eingekoppelt werden. Dennoch besteht auch ein höherer Bedarf durch BHKW-Wärme, wobei sich die Anteile Wärmebereitstellung zwischen KWK, Kessel und PtH nur geringfügig ändern.

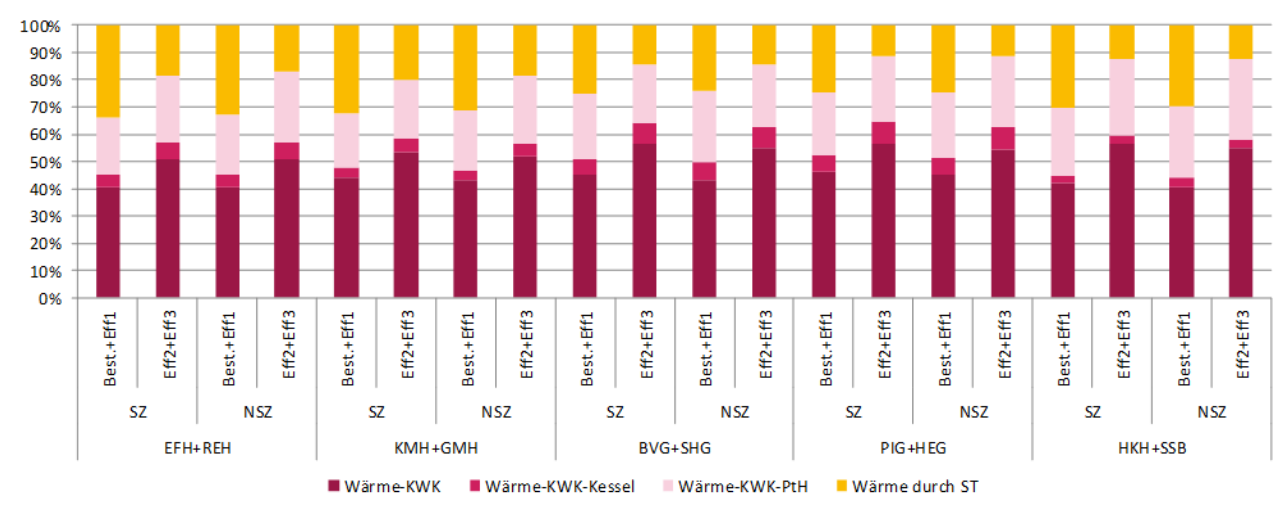
In Variante 2 kommt es zu einem gemischten Einsatz von BHKWs und Wärmepumpen. Wärme durch den Heizkessel wird nicht bereitgestellt, da ein zusätzlicher Betrieb der BHKWs in Kombination mit einer Wärmepumpe effizienter ist. Ein zusätzlicher Effekt tritt bei der Solarthermie auf, die nur in geringerem Maße eingekoppelt wird. Dies liegt allerdings daran, dass in der Variante 2 kein GuD-System zugelassen ist, wodurch ein KWK-Betrieb stromseitig leicht effizienter ist, als der Betrieb einer Gasturbine. Bei gleichzeitigem Auftreten der Wärmequellen, wird die KWK-Wärme der Einkopplung von Solarthermie vorgezogen. Auf die Gasbilanz hat dies allerdings nur einen geringfügigen Einfluss, da der Effizienzunterschied gering ist und der Effekt nur in wenigen Stunden auftritt.

In den Varianten 3 und 4 wird die Wärme komplett durch Solarthermie und Wärmepumpen bereitgestellt. Da der COP der Wärmepumpen von der Umgebungstemperatur abhängt und den Wärmepumpen kein Brennstoffwechsel als Alternativoption zur Verfügung steht, gibt es einen stärkeren Wärme-

speichereinsatz gegenüber den BHKW-Varianten, woraus auch höhere thermische Verluste resultieren. In Variante 4 ist durch das geringere Solarthermiepotential auch eine geringe Einkopplung der solarthermischen Wärme möglich.

In Abbildung 52 ist die prozentuale Zusammensetzung der Wärmebereitstellung für alle Gebäudeklassen für Variante 1a dargestellt. Diese berücksichtigen die verschiedenen Randbedingungen der einzelnen Gebäudeklassen und führen damit zu unterschiedlichen Einsatzprofilen.

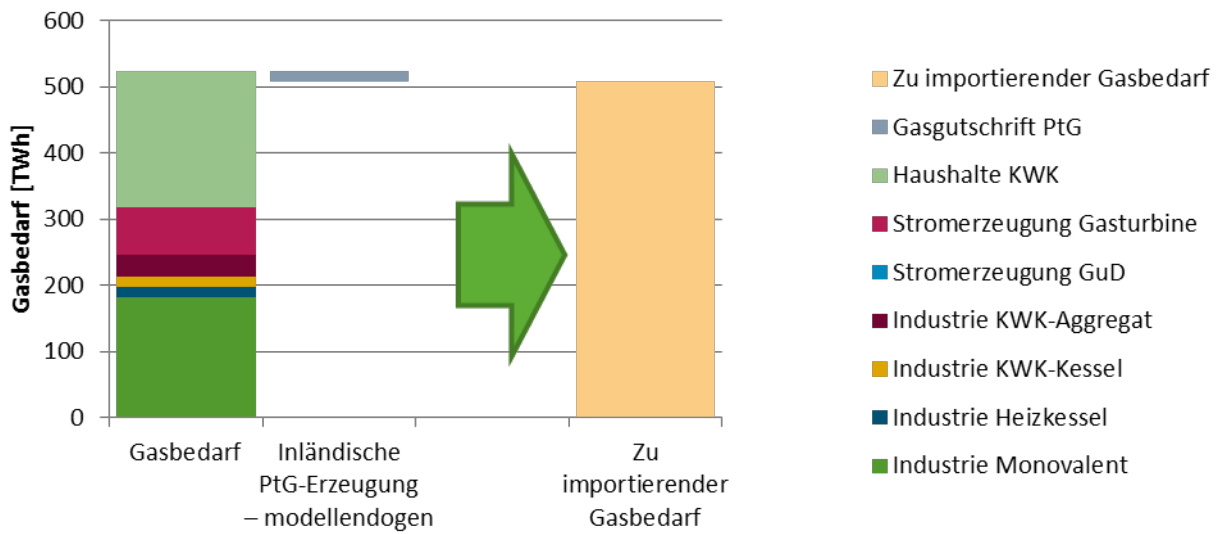
Abbildung 52: Vergleich der Wärmebereitstellung in Variante 1a



In Abbildung 53 ist das methodische Vorgehen bei der Bilanzierung der Gasmengen dargestellt. In der vorliegenden Studie werden nur Gasmengen berücksichtigt, die im untersuchten Bilanzraum, also dem Strommarkt und den untersuchten Strom-Wärme-Technologien, auftreten. In allen Szenarien besteht ein Basisgasverbrauch im Industriesektor, welcher entsprechend der Annahmen durch Import erneuerbaren Erdgases gedeckt werden muss.³⁴ Der Gasverbrauch in der Strom- und Wärmeerzeugung ist dagegen flexibel und von der Variante der Wärmebereitstellung abhängig. Zusätzlich ist die Gasgutschrift durch PtG dargestellt, da diese modellendogen im gewählten System erfolgt und daher nicht im Vergleich berücksichtigt werden darf. Daraus resultiert ein Gasbedarf der dem Bilanzraum beispielsweise durch Importe zugeführt werden muss.

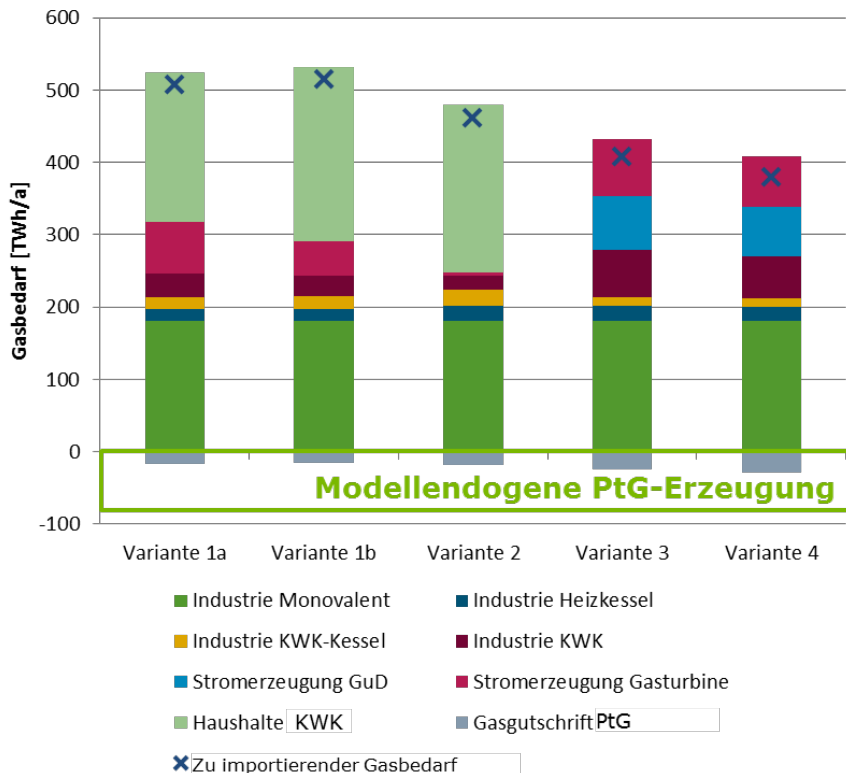
³⁴ Der für die Berechnungen zugrunde gelegte Kraftwerkspark soll im wesentliche eine nahezu vollständige Deckung des Endenergieverbrauches an Strom gewährleisten. Weitere Nettostromerzeugungskapazitäten für die Versorgung von regenerativen Brenn-, Kraft-, und Rohstoffen über Power to Gas/ Power to Liquid in den verschiedenen Anwendungen wurden nicht berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass diese aufgrund kostengünstigerer globaler EE-Standorte importiert werden. Gleichwohl das technische EE-Potential vorhanden wäre für eine vollständige nationale Versorgung (siehe UBA-Studie THGND).

Abbildung 53: Stufendiagramm der Gasbilanzierung für Variante 1a



In Abbildung 54 ist der Gasverbrauch der verschiedenen Varianten analog zu Abbildung 53 dargestellt. In den Varianten 1a und 1b, in denen die komplette Wärmebereitstellung durch BHKWs durchgeführt wird, sind diese die Hauptgasverbraucher. Zusätzlich besteht allerdings noch ein Gasbedarf zur sicheren Stromerzeugung in Gasturbinen, sowie in den Industrie-KWK-Prozessen. Dabei ist der Gasverbrauch in den BHKWs für Variante 1b leicht höher, da diese auf höhere VLS kommen, um Wärme für die Absorptionskälteanlagen bereitstellen zu können. Durch die höheren Laufzeiten der BHKWs sinken die VLS der reinen Stromerzeugenden Techniken, wie der Gasturbinen (siehe Abbildung 55). Insgesamt ergibt sich damit ein leicht höherer Gasverbrauch. Der Einfluss auf die umgewandelte PtG-Menge ist gering.

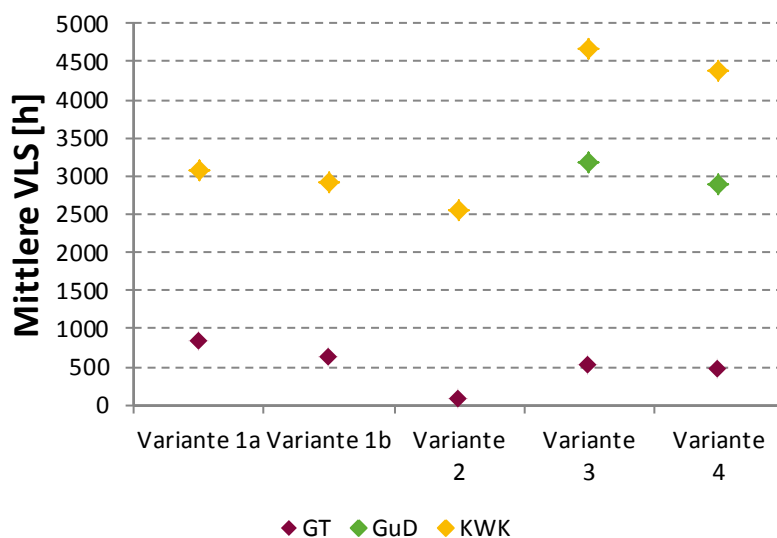
Abbildung 54: Vergleich des zu importierenden Gasbedarfs in der Basisvariante



In Variante 2 ist der Gasverbrauch deutlich geringer. Durch das Zusammenspiel von BHKW als effizienter Erzeugungstechnik und Wärmepumpen ist nur ein sehr geringer Einsatz von Gasturbinen notwendig. Durch den geringeren Anteil an BHKWs sinkt auch der Gasbedarf in dieser Technik.

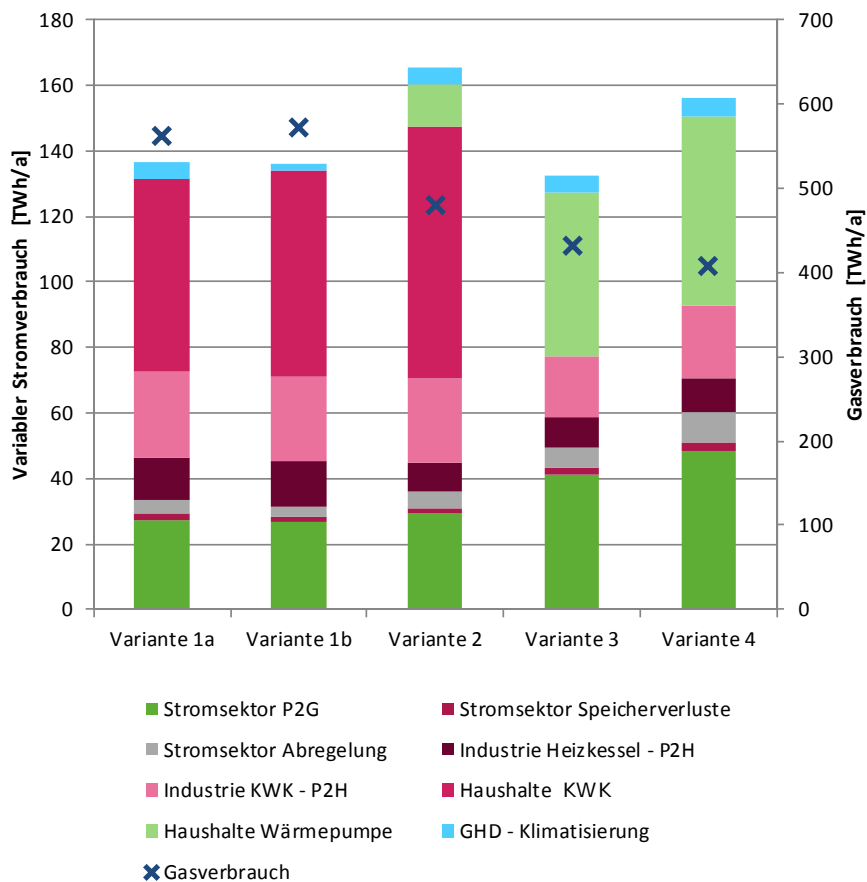
In den Varianten 3 und 4 wird der komplette Wärmebedarf durch Wärmepumpen und Solarthermie gedeckt. Der Gasverbrauch ist wiederum deutlich niedriger als in den Vergleichs-Varianten. Die Industrie-KWK kommt auf deutlich höhere VLS als Grundlasterzeuger. Der Gasbedarf durch Mittel- und Spitzenlastkraftwerke (GuD und GT) steigt gegenüber den anderen Szenarien deutlich an, liegt aber in Summe deutlich unter dem Gasverbrauch durch die BHKWs plus Spitzenlastkraftwerke. Zusätzlich können mehr Stromüberschüsse durch PtG dem System wieder verfügbar gemacht werden. Variante 4 erreicht dabei noch einen etwas geringeren Gasverbrauch als Variante 3, da durch die effiziente Kombination von zusätzlicher PV-Leistung mit geringer Abregelung und Wärmepumpen mit hoher Arbeitszahl Wärme effizient bereitgestellt werden kann. Die Solarthermie kann nur residual genutzt werden, während PV-Strommengen unter Annahme ausreichender Netzanschlussleistungen ins System eingespeist werden können. Bei den in Abbildung 55 dargestellten VLS ist zu beachten, dass die in den Varianten 1a, 1b und 2 eingesetzte KWK zur Raumwärmebereitstellung entsprechend dem Wärmebedarf ausgelegt ist. Durch die daraus resultierende hohe Stromeinspeisung erreichen sowohl Industrie-KWK, als auch Gasturbinen verhältnismäßig geringe VLS. In den Varianten 3 und 4 wird keine KWK in der Raumwärmebereitstellung angenommen, stattdessen kommen die GuD-Kraftwerke zum Einsatz, welche auf den verbleibenden Strombedarf im Gesamtsystem dimensioniert werden. Daraus resultieren deutlich höhere VLS Industrie-KWK-Anlagen.

Abbildung 55: VLS der Spitzen- und Mittellastkraftwerke



In Abbildung 56 ist der variable Stromverbrauch für die verschiedenen Varianten dargestellt. Unter dem variablen Stromverbraucher sind hier die Stromentnahme zur Bereitstellung von PtG, zur direkten Stromnutzung in Elektrodenheizkesseln, Wärmepumpen und Klimatisierung sowie Verluste durch Speicher und Abregelung zu verstehen. Dieser Verbrauch ist zusätzlich zu dem allen Varianten konstant angenommen Stromverbrauch in Höhe von 475,5 TWh zu decken, welcher in den Grafiken nicht dargestellt und in Tabelle 17 zu finden ist. Zusätzlich ist der zu importierende Gasverbrauch der Szenarien aus Abbildung 54 auf der zweiten Y-Achse eingetragen.

Abbildung 56: Vergleich des Stromverbrauchs



Obwohl in den Varianten 1a, 1b und 2 mit KWK eine stromerzeugende Wärmetechnologie eingesetzt wird, entsteht durch die Flexibilisierung durch PtH auch dort ein signifikanter Strombedarf. Ein weiterer Stromverbrauch besteht in der Direktstromnutzung zur Industriewärmebereitstellung, sowohl zur Unterstützung der KWK-Anlagen, als auch als Flexibilitätsoption für Heizkessel. Der Stromverbrauch zur Klimatisierung spielt in Variante 1a eine untergeordnete Rolle. Beim Einsatz von Absorptionskälteanlagen wird Strom nur zum Betrieb mechanischer Antriebe benötigt, wodurch der Strombedarf in Variante 1b entsprechend weiter sinkt. In Variante 2 ist der Strombedarf deutlich höher, was aus dem Zusammenspiel zwischen effizienter Strombereitstellung durch die GuD-KWK und die hohe Arbeitszahl der Wärmepumpen resultiert. In den Varianten 3 und 4 dominiert der Stromverbrauch in den Wärmepumpen. Durch die geringere zeitliche Flexibilität des Wärmepumpensystems steigt die Strommenge, die durch Kurz- und Langfristspeicher umgesetzt wird, worauf in Abbildung 61 und Abbildung 62 genauer eingegangen wird. Der Strombedarf in Variante 4 ist auf Grund der zusätzlichen PV-Leistung und geringeren solarthermischen Unterstützung der Wärmeversorgung deutlich höher als in Variante 3. Auf Grund der zeitlichen Verschiebung zwischen Wärmepumpeneinsatz und PV-Einstrahlung kann die zusätzliche Strommenge nur sehr eingeschränkt direkt zur Wärmezeugung in Haushalten eingesetzt werden. Daher wird die zusätzlich erzeugte Strommenge vor allem in erneuerbares Methan umgewandelt und in Elektrodenheizkesseln zur Industriewärmebereitstellung eingesetzt.

Obwohl der gesamte Stromverbrauch im Vergleich zu den anderen Varianten in den Varianten 1a und 1b relativ gering ist, hatten diese Varianten einen sehr hohen Gasverbrauch. In Variante 2 und vor allem in Variante 4 wird deutlich, dass ein effizientes Gesamtsystem auch mit einem verhältnismäßig hohen Strombedarf einhergehen kann, wenn genügend Flexibilität zur Verfügung steht.

In Abbildung 57 bis Abbildung 60 sind jeweils zeitlich hoch aufgelöste Ausschnitte aus dem sich ergebenden Lösungsraum der Varianten dargestellt. Diese dienen zur Illustration kritischer Situationen während des Jahres.

In Abbildung 57 ist der Kraftwerkseinsatz für die Variante 1a, also mit BHKW in den Haushalten, für eine Beispielwoche im Winter dargestellt. Im Winter sind Zeiträume mit geringer EE-Einspeisung als kritisch anzusehen. In der Beispielwoche finden sich sowohl Stunden mit relativ starker Einspeisung an Windenergie (z.B. 11.1.), als auch Stunden mit eher geringer EE-Einspeisung (z.B. 12.1.). Für den mit „I“ bezeichneten Bereich lässt sich erkennen, dass durch die großen installierten BHKW-Kapazitäten problemlos eine Deckung des Strombedarfs vorgenommen werden kann. Gleichzeitig wird der Einsatz flexibler Verbraucher minimiert, es wird keine Wärme aus Strom erzeugt.

Die gleiche Situation ist in Bereich „II“ für Variante 3, also ohne KWK-Anlagen im Raumwärmebereich dargestellt. Der Strombedarf ist höher, da auch zu diesen ungünstigen Zeitpunkten nur ein eingeschränktes Verschiebepotential bei der Wärmebereitstellung besteht. Daher muss im großen Maßstab Strom durch GuD-Kraftwerke und Gasturbinen erzeugt werden. Ein Teil der Last wird durch Auspeicherung aus Kurzfristspeichern gedeckt.

In Abbildung 59 und Abbildung 60 sind zeitlich hoch aufgelöste Ausschnitte für beide Varianten in einem Sommerzeitraum dargestellt. Erwartungsgemäß unterscheiden sich beide Varianten dabei weniger, da die Bereitstellung von Raumwärme eine untergeordnete Rolle spielt. Lediglich ein geringfügiger Einsatz zur Warmwasserbereitstellung findet statt. Grundsätzlich lässt sich erkennen, dass in den Sommermonaten ein sehr großes Flexibilitätspotential notwendig ist, um die PV-Einspeisung zu integrieren. Neben der Nachfrageflexibilität werden Kurzfristspeicher eingesetzt um einen Tag-Nacht-Ausgleich zu erreichen, Spitzen werden mittels langfristspeichern umgewandelt. Der Unterschied zwischen beiden Varianten liegt hauptsächlich in der Bereitstellung der nächtlichen Stromeinspeisung. In Variante 1a muss dabei hauptsächlich auf Industrie-KWK und Gasturbinen zurückgegriffen werden, da für die BHKW kein thermisches Lastprofil vorliegt. In Variante 3 können zusätzlich die angenommenen GuD-Kraftwerke Strom bereitstellen.

Abbildung 57: Darstellung des zeitlich hoch aufgelösten Kraftwerkseinsatzes – Variante 1a - Winter

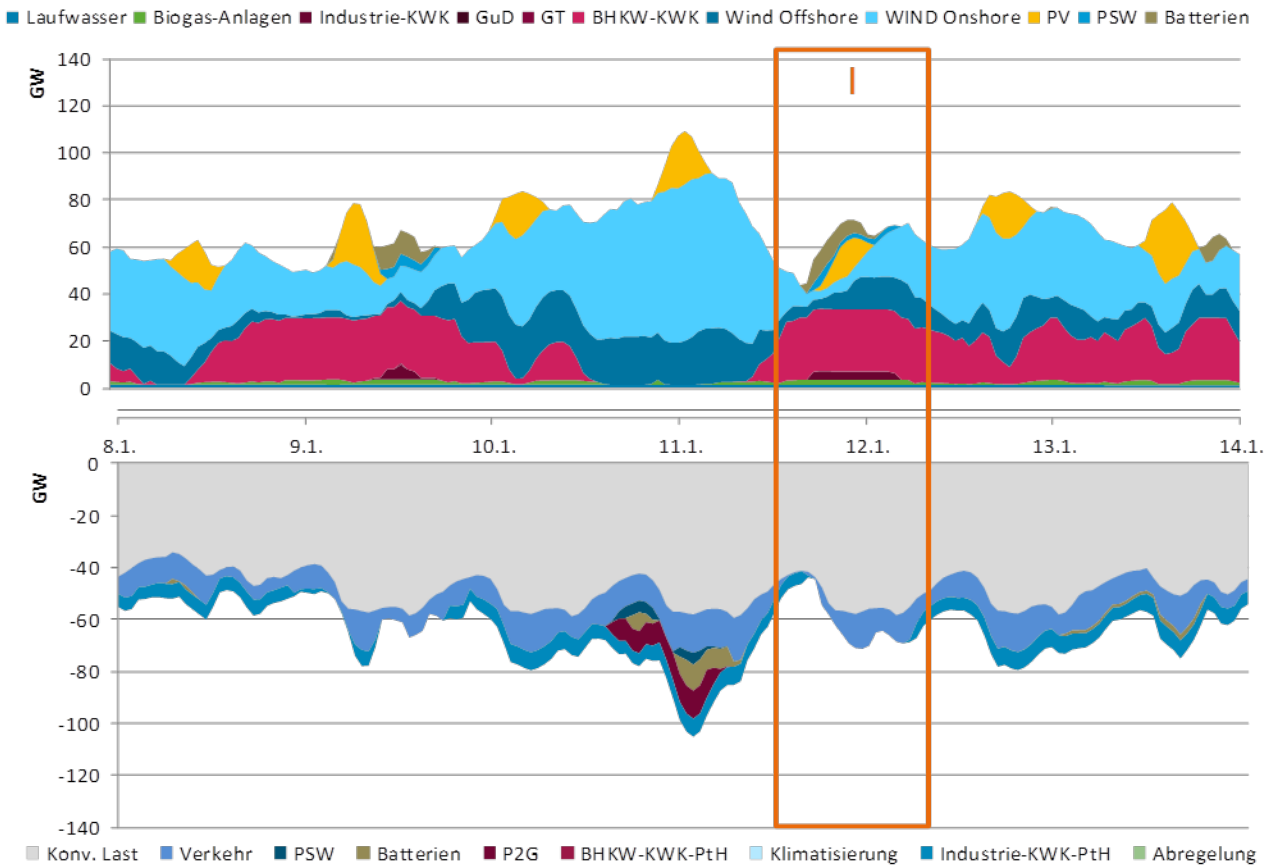


Abbildung 58: Darstellung des zeitlich hoch aufgelösten Kraftwerkseinsatzes - Variante 3 - Winter

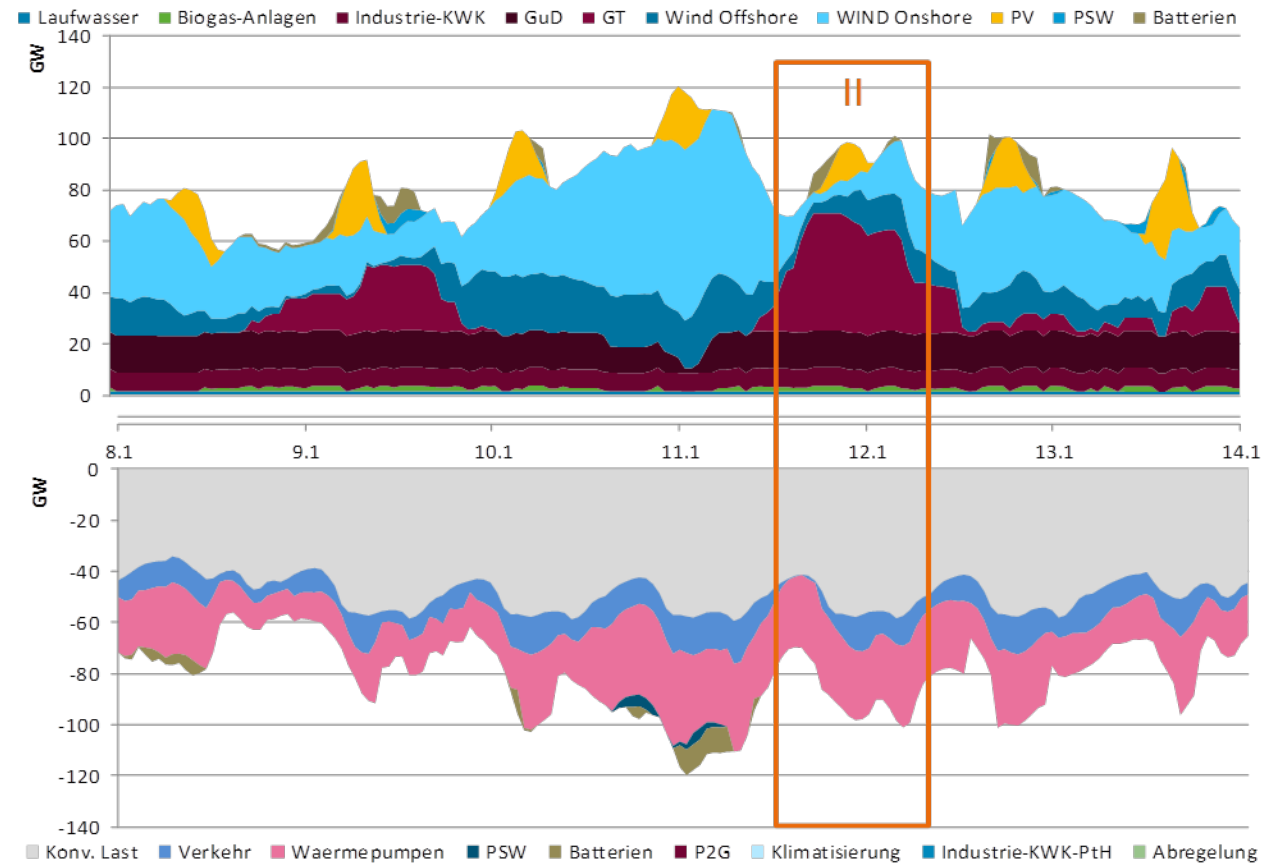


Abbildung 59: Darstellung des zeitlich hoch aufgelösten Kraftwerkseinsatzes - Variante 1a - Sommer

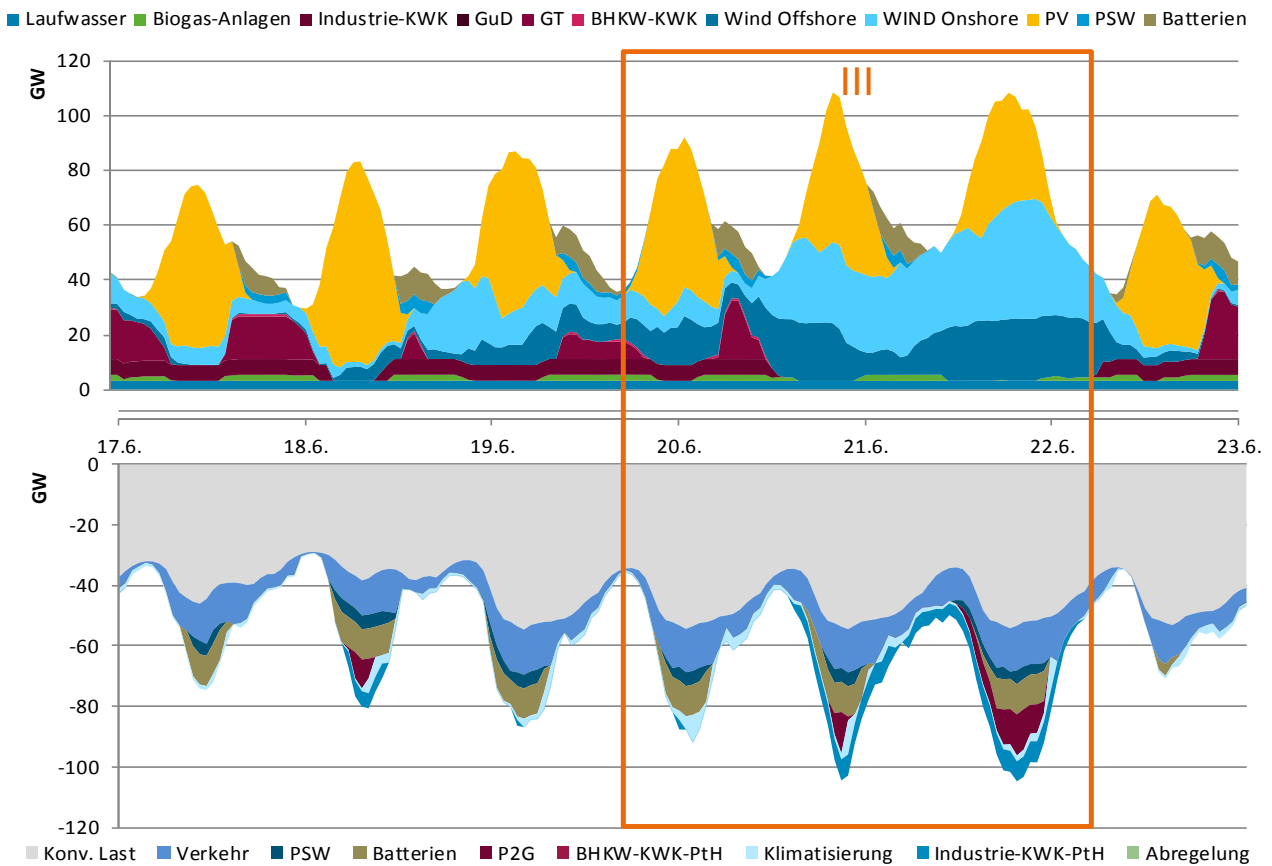
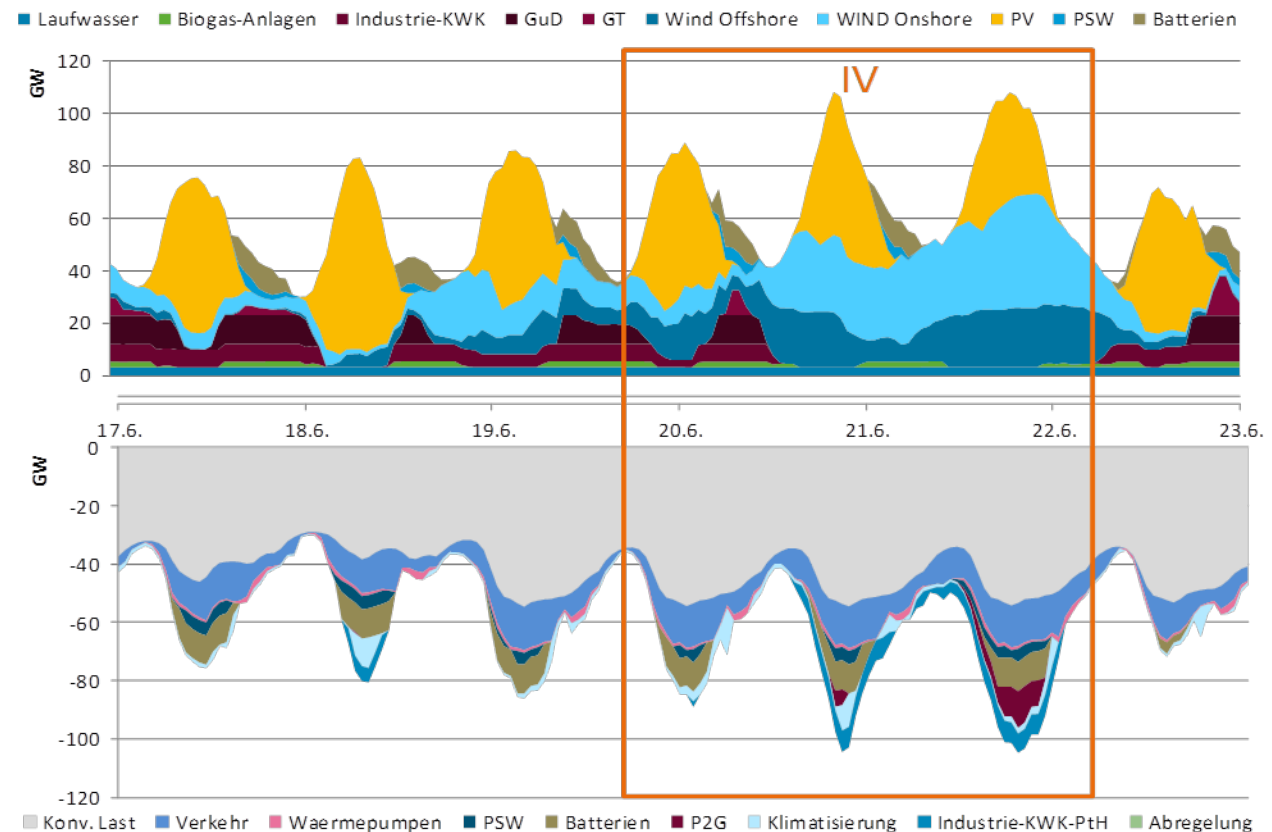


Abbildung 60: Darstellung des zeitlich hoch aufgelösten Kraftwerkseinsatzes - Variante 3 - Sommer



Die Varianten wurden zur besseren Vergleichbarkeit mit festgelegten installierten Speicherleistungen berechnet. Dadurch sind die VOLLASTSTUNDEN des Einsatzes eine geeignete Größe zum Vergleich des Speichereinsatzes. In Abbildung 61 und Abbildung 62 sind die VLS der Kurz- und Langfristspeicher für die verschiedenen Varianten dargestellt. Dabei wird zwischen den niedrigsten VLS einer Einheit, den höchsten VLS einer Einheit und den durchschnittlichen VLS der gesamten Technik unterschieden. Zusätzlich ist zur Einordnung der Ergebnisse Variante 1a ohne Berücksichtigung von PtH, also einer sehr unflexiblen KWK, dargestellt.

Daraus wird ersichtlich, dass die Wärmepumpen weniger zur Flexibilität des Systems beitragen können, als ein flexibles BHKW. Dies gilt allerdings nur unter der Annahme, dass PtH als Flexibilitätsoption und Überschussverbraucher zugelassen wird. Durch die zusätzliche Stromerzeugung steigen die VLS in einer BHKW-Variante ohne PtH weiter an. Der Effekt ist auf den Überschussverbraucher PtG größer als bei den Batteriespeichern, da PtH als Überschussverbraucher und Methanverbrauchssubstitution direkt mit PtG konkurriert. Die Leistungsaufnahme durch Batteriespeicher ist dabei zusätzlich durch das Speichervolumen begrenzt, was die VLS beschränkt.

Der geringste Bedarf an Kurzfristspeichern besteht in Variante 2. Durch das Zusammenspiel zwischen KWK und Wärmepumpe sinkt der elektrische Speicherbedarf. In Variante 4 ist der Speicherbedarf sowohl für Kurz- als auch Langfristspeicher größer als in Variante 3. Durch die zusätzlichen PV-Kapazitäten wird mehr Strom erzeugt, der zum Teil in Überschusszeiträumen anfällt und daher gespeichert werden muss. Eine hohe Auslastung der Kurzzeitspeicher führt dabei auch zu einem Betrieb der PtG-Anlagen mit höheren VLS.

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse sei darauf hingewiesen, dass bei kleineren installierten Leistungen auch höhere VOLLASTSTUNDEN der Speicher erreicht werden können. Folglich würden sich unterschiedliche installierte Speicherkapazitäten entsprechend der Variantenannahmen ergeben. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde jedoch die beschriebene Vorgehensweise gewählt.

Abbildung 61: VLS der PtG-Anlagen in den verschiedenen Varianten

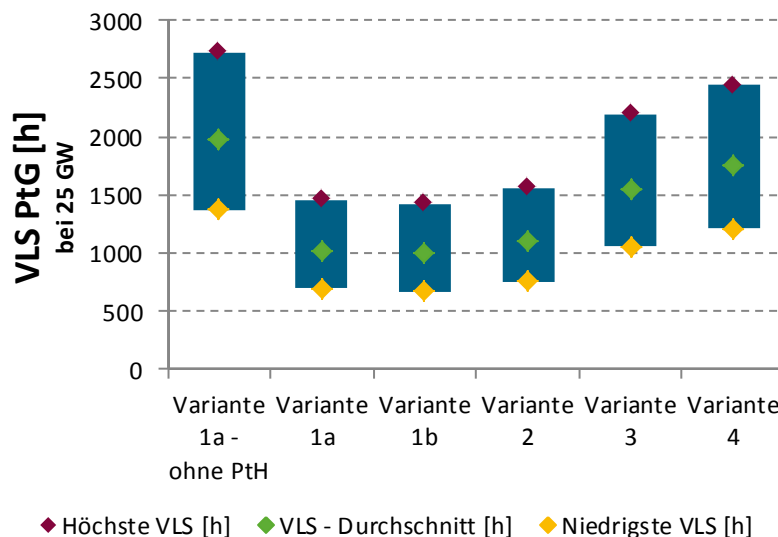
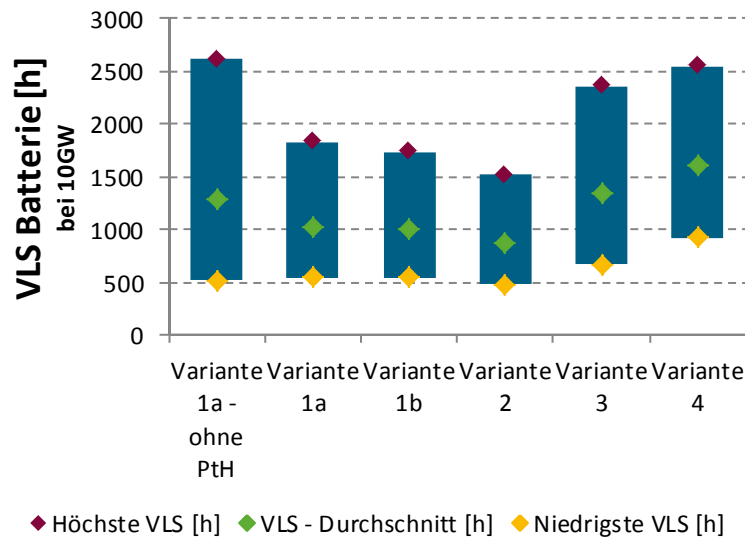


Abbildung 62: VLS der Kurzfristspeicher in den verschiedenen Varianten



In Abbildung 63 und Abbildung 64 sind die jeweils sortierten Jahresdauerlinien für den konventionellen Kraftwerkseinsatz und die flexiblen Verbraucher in Variante 1a zusammenfassend dargestellt. Bei dieser Darstellung ist zu beachten, dass die Einspeisung nicht simultan ist. Die Spitzeneinspeisung ist damit nicht zwangsläufig 80 GW. Sie dient der aggregierten Illustration des Kraftwerkseinsatzes. Für die anderen Varianten lassen sich die Informationen aus den VLS-Diagrammen Abbildung 55, Abbildung 61 und Abbildung 61 ablesen.

In Abbildung 63 und Abbildung 64 sind die sortierten Jahresdauerlinien der flexiblen Verbraucher und flexiblen Erzeuger für Variante 1a dargestellt. Dabei ist jede Erzeugungszeitreihe isoliert sortiert, dementsprechend lässt sich daraus keine zeitliche Gleichzeitigkeit ablesen. Im Anhang V sind die Jahresdauerlinien für die weiteren Technologievarianten dargestellt.

Abbildung 63: Jahresdauerlinien des flexiblen Kraftwerkseinsatzes für Variante 1a

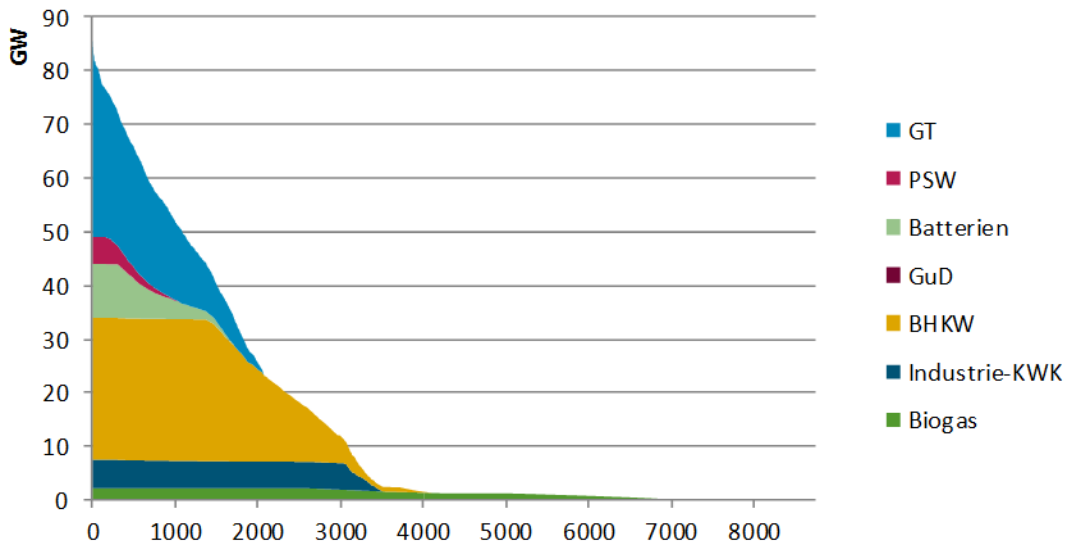
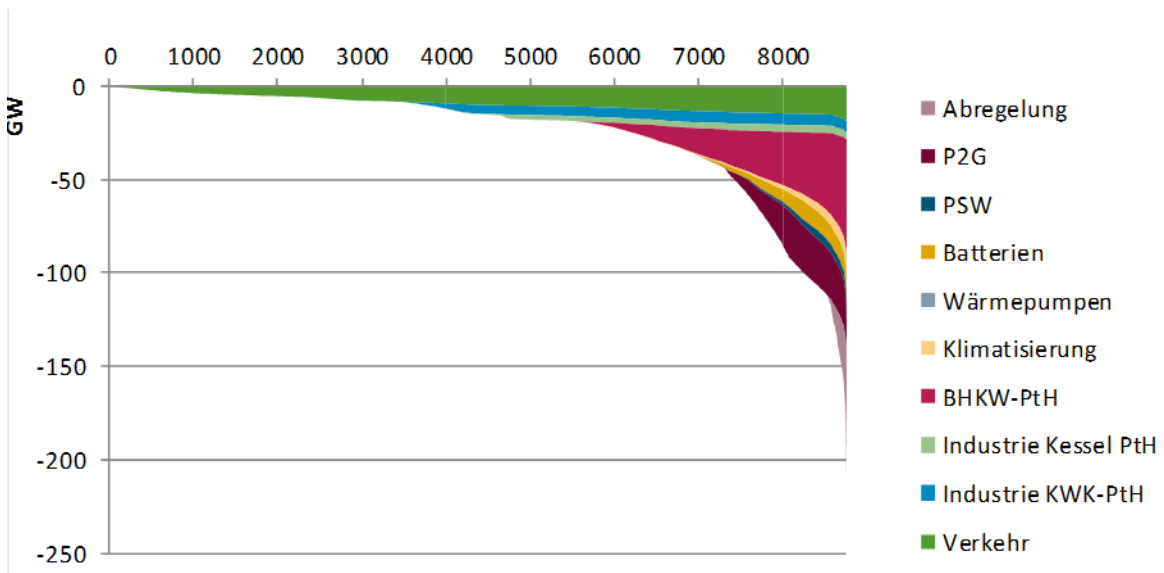


Abbildung 64: Jahresdauerlinien der flexiblen Stromverbraucher für Variante 1a



3 Sensitivitätsanalysen

Ein wesentlicher Bestandteil des Projektes ist die Bewertung der verschiedenen Wärmebereitstellungsvarianten mit verschiedenen Sensitivitätsannahmen vor dem Hintergrund der systemischen Herausforderungen in einem vollständigen regenerativen Energiesystem. In den folgenden Kapiteln werden daher verschiedene Aspekte untersucht, die einen wesentlichen Einfluss auf die Bewertung der verschiedenen Wärmebereitstellungstechniken haben können. Die folgenden Analysen werden immer gegenüber den Standardannahmen (Varianten) aus Kapitel 2.5 dargestellt.

3.1 Einfluss von Flexibilisierungsmaßnahmen in KWK-Anlagen

Hauptuntersuchungsgegenstand der Studie ist die Analyse, ob Wärmetechniken mit Stromerzeugung (KWK-Systeme) oder hauptsächlich stromverbrauchende Wärmesysteme (WP-Systeme) für ein zukünftiges Stromsystem aus systemischer Sicht besser geeignet sind. Bei KWK-Systemen gibt es allerdings die Option, sie durch Flexibilisierungsmaßnahmen auch als Stromverbraucher nutzbar zu machen, so dass der Einfluss der Flexibilisierungsmaßnahmen eine entscheidende Rolle auf die Beurteilung der KWK als Wärmebereitstellungstechnik hat.

In Abbildung 65 ist die Wärmebereitstellung von Variante 1a einmal mit und einmal ohne Berücksichtigung von PtH als Überschussverbraucher dargestellt. Die Option, mit Hilfe eines Heizkessels die Wärmeerzeugung von der Stromerzeugung zu entkoppeln, ist in beiden Varianten vorgesehen. Während in der Sensitivität ohne Berücksichtigung von PtH fast die Hälfte der Wärme durch einen ineffizienten gasbefeuerter Heizkessel und nur ein Drittel über die KWK bereitgestellt wird, nimmt in der Option mit PtH der Anteil des Gasheizkessels deutlich zugunsten der PtH-Option und des KWK-Einsatzes ab. Diesem Effekt liegen allerdings zwei das Gesamtsystem unterschiedlich stark beeinflussende Effekte zugrunde. Zum einen kann der KWK-Anteil in Kombination mit dem PtH-Einsatz gesteigert werden, da im System ein „elektrischer Heizkessel“ eine leicht höhere Effizienz hat, als ein gasbefeuerter Heizkessel. Die Auswirkung auf den Gasverbrauch ist allerdings zu vernachlässigen.

Abbildung 65: Wärmebereitstellung bei Berücksichtigung von PtH-Flexibilisierung



Zum anderen kommt es durch die verbesserte Nutzung von Überschussstrom auch zu einer deutlichen Reduktion des Gasverbrauchs, was in Abbildung 66 dargestellt ist. So sinkt die abgeregelte Strommenge von ca. 14 TWh ohne Berücksichtigung von PtH auf 13 TWh bei Berücksichtigung von PtH. Die Nutzung des Überschussstroms konkurriert mit der Verwendung in PtG-Anlagen, wodurch

die in Methan umgewandelte Strommenge bei Berücksichtigung von PtH verringert wird (siehe auch Abbildung 61).

Abbildung 66: Gasbedarf bei Berücksichtigung von PtH-Flexibilisierung

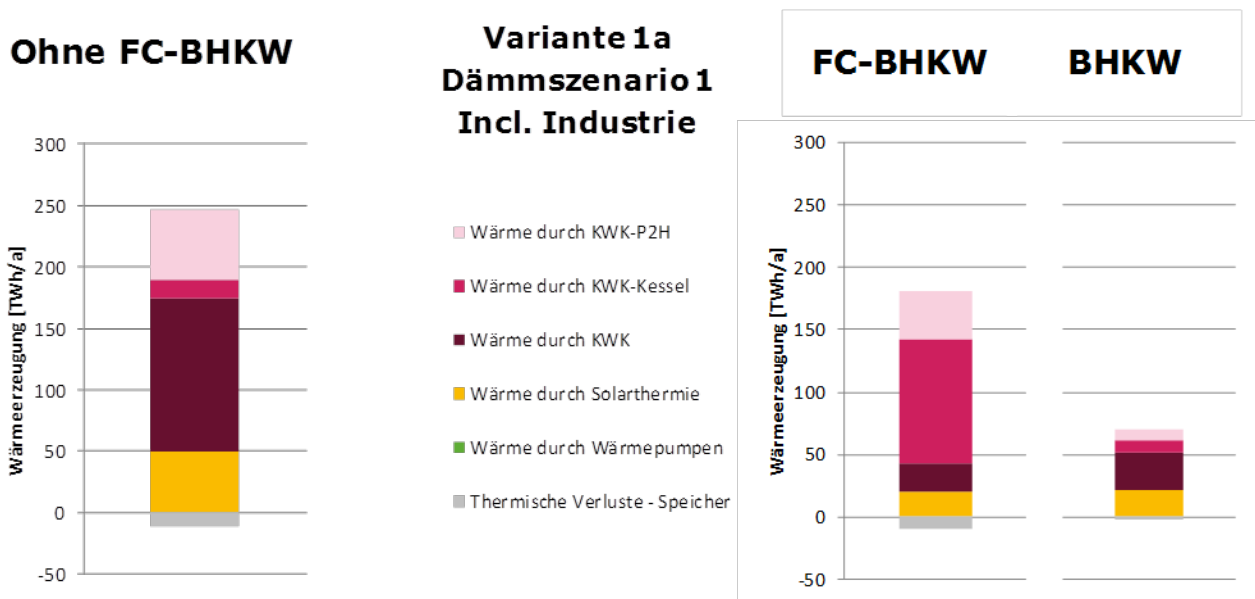


3.2 Berücksichtigung von Brennstoffzellen-BHKWs

Als besonders effiziente Möglichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung wird der Einsatz von Brennstoffzellen-BHKWs (FC-BHKWs) diskutiert. Diese haben eine Stromkennzahl von 2,5 und stellen damit deutlich mehr Strom pro erzeugte Einheit Wärme bereit, als es mit normalen Erdgas-BHKWs mit einer Stromkennzahl von 0,5 möglich ist. Wie in vorherigen Kapiteln gezeigt, besteht in vielen Stunden kein großer Strombedarf im Energiesystem. Daher werden die BHKWs mit ihren Flexibilitätsoptionen Heizkessel oder gar PtH betrieben. Dieser Effekt verstärkt sich beim Einsatz von FC-BHKWs.

In Abbildung 67 ist die Wärmebereitstellung für Variante 1a unter Berücksichtigung von FC-BHKWs zu sehen. Wie in Kapitel 2.3.2.5 dargestellt, wird allerdings nur ein Teil der Haushalte und Gewerbe mit FC-BHKWs ausgestattet, der Rest wird weiterhin von BHKWs beheizt. Für die FC-BHKWs wird nur ein sehr geringer Anteil der Wärme überhaupt durch die effiziente Wärmekopplung bereitgestellt, der Großteil der Wärme aufgrund des geringen Bedarfs an Stromerzeugung aber über einen Kessel. Um diesen Effekt zu verdeutlichen ist die Darstellung der Wärmebereitstellung in Abbildung 67 zwischen BHKW und FC-BHKW aufgetrennt.

Abbildung 67: Wärmebereitstellung bei Berücksichtigung von FC-BHKWs



Daher ergibt sich, wie in Abbildung 68 dargestellt, ein um ca. 40TWh geringerer Gasverbrauch in einem System mit FC-BHKW. So liegt ein Mehrverbrauch durch die FC-BHKWs vor, welcher leicht durch den geringeren Einsatz von Spitzenlastkraftwerken und Industrie-KWK überkompensiert wird. Da mit einem solchen System aber höhere Investitionskosten verbunden sind und sich beide Systeme in ihrer Rückwirkung auf das Gesamtsystem kaum unterscheiden, werden für alle anderen Untersuchungen nur BHKWs betrachtet. Für einzelne Anwendungen können FC-BHKWs natürlich zweckmäßig sein, benötigen dann aber zwangsläufig eine Flexibilitätsoption durch Heizkessel und PtH.

Abbildung 68: Exogener Gasverbrauch bei Berücksichtigung von FC-BHKWs



3.3 Einfluss eines veränderten Raumwärmebedarfs

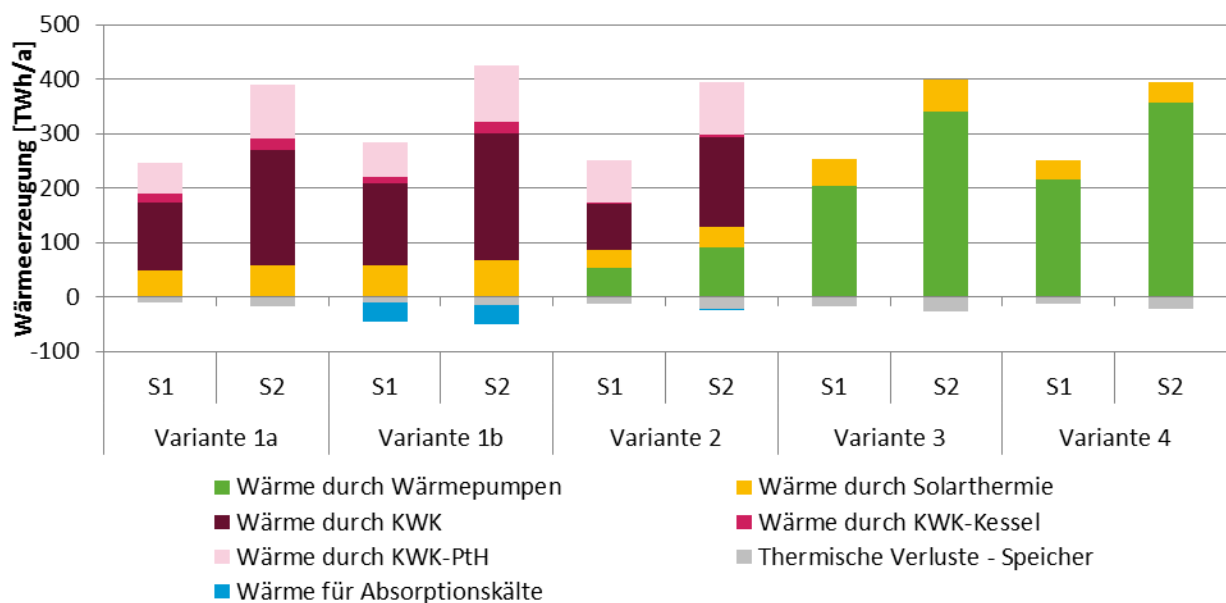
In Kapitel 2.3.2.3 werden zwei verschiedener Wärmeverbrauchsszenarien und den damit verbundenen Dämmstandards betrachtet. Ein Überblick dazu wird in Tabelle 22 gegeben. Aus dem Dämmszenario 2 (S2) resultiert dabei ein deutlich höherer Raumwärmebedarf mit verändertem Lastprofil, während der Warmwasserbedarf von der Dämmung nicht beeinflusst wird.

Tabelle 22: Sensitivität des veränderten Raumwärmebedarfs

Wärmebedarf für das Wetterjahr 2006 [TWh]	Dämmszenario 1 (S1)	Dämmszenario 2 (S2)
Raumwärme	187,9	324,6
Warmwasser	48,6	48,6

In Abbildung 69 ist vergleichend die Wärmebereitstellung für die beiden untersuchten Wärmedämm-szenarien dargestellt. Wie zu erkennen ist, muss für Dämmsensitivität 2 mehr Wärme bereitgestellt werden. Da der zusätzliche Wärmebedarf hauptsächlich im Winter anfällt, sinkt der relative Anteil an solarthermisch bereitgestellter Wärme in allen Varianten. Der Anteil der übrigen Wärmetechniken bleibt aber ähnlich unabhängig vom Wärmebedarf.

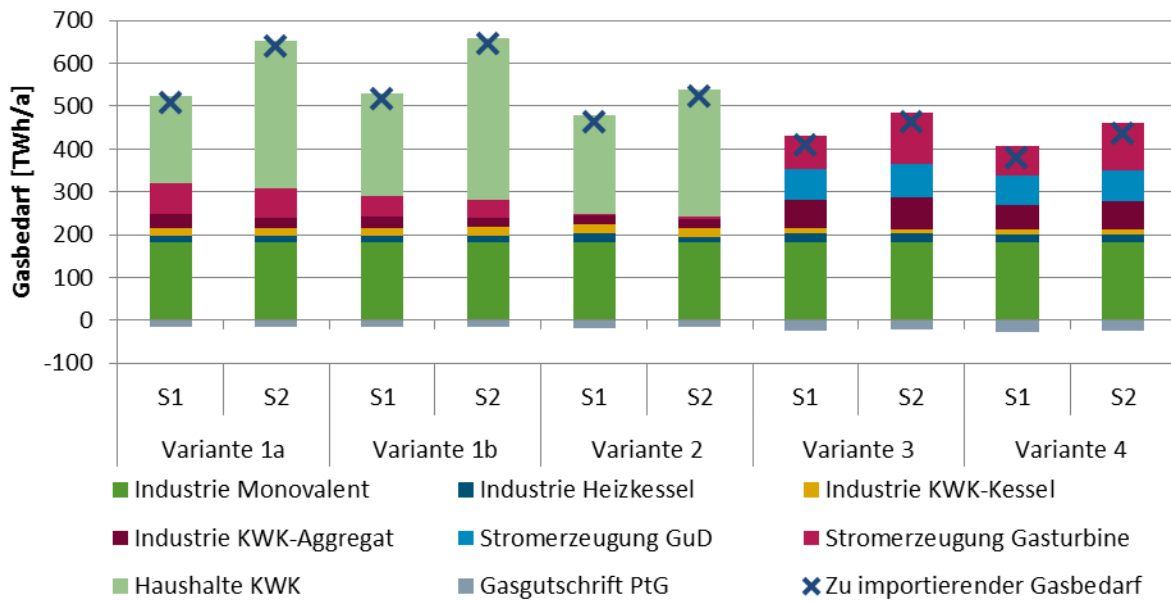
Abbildung 69: Einfluss des Dämmstandards auf den Wärmebedarf



In Abbildung 70 ist der Gasverbrauch für den Vergleich der Dämmszenarien dargestellt. Mit zunehmendem Wärmebedarf steigt auch der Bedarf an erneuerbarem Methan. Dabei ist der Anstieg in den Varianten 1 und 2, die auf KWK-Techniken basieren, deutlich stärker als bei den Varianten 3 und 4, die auf Wärmepumpen basieren.

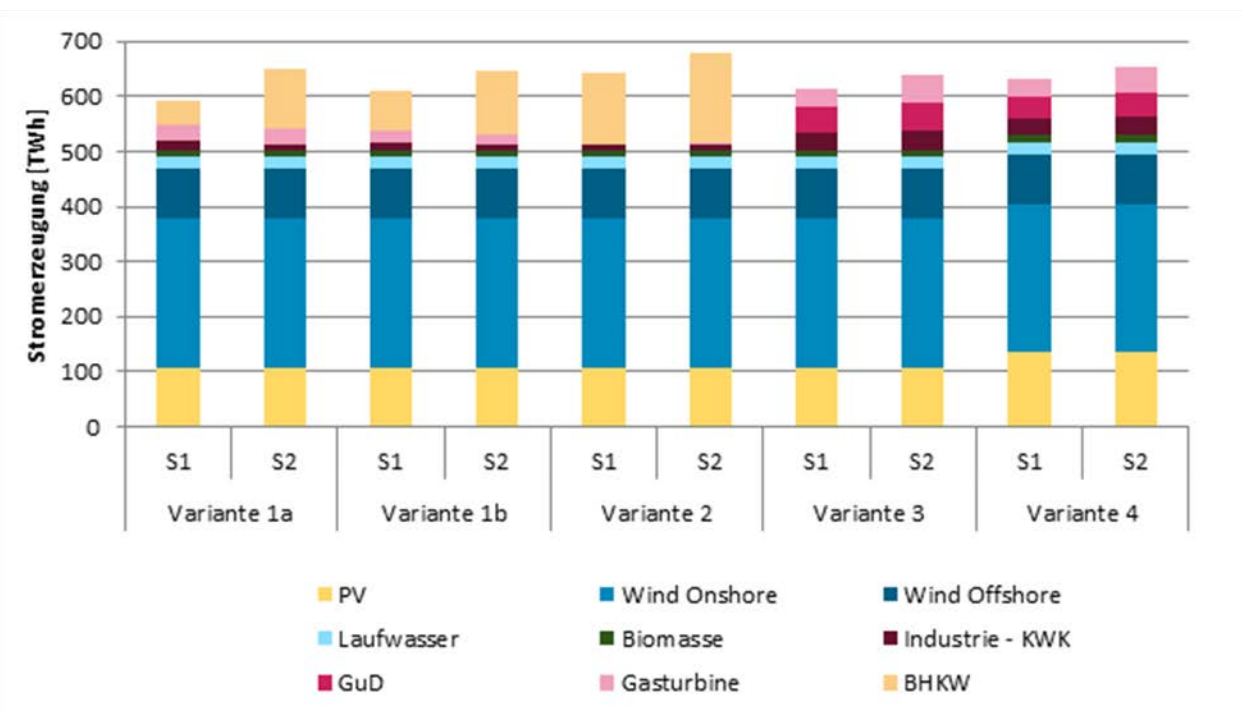
Für KWK-Anlagen verschärft sich die Problematik, die bereits in der Basisvariante besteht, weiter. Der niedrigere Dämmstandard erfordert mehr Wärme, gleichzeitig steigt der Stromabsatz vor allem in den Varianten 1a und 1b nur in geringem Maße. Um effizient betrieben werden zu können, muss Strom und Wärme als Koppelprodukt angeboten werden, was auf Grund der geringen Strombedarfszeiten nur selten effizient für das Gesamtsystem ist. In Variante 2 ist dieser Effekt geringer, da gleichzeitig durch die vorhandenen Wärmepumpen ein zusätzlicher Strombedarf entsteht, der einen effizienten Betrieb der KWK ermöglicht. Der relative Unterschied zwischen Variante 1a und 2 wird daher größer, der Unterschied zwischen Variante 2 und 3 hingegen wird geringer. In den Varianten 3 und 4 steigt der Gasbedarf durch die Leistungsbeschränkung bei den effizienteren Technologien hauptsächlich durch den Einsatz in Gasturbinen. Die in das System gezwungene KWK kann bei einem höheren Wärmebedarf effizienter betrieben werden. Dennoch haben die Varianten mit Wärmepumpen den geringsten Gasbedarf. Da der Betrieb von PtG-Anlagen nur mit erneuerbarem Überschussstrom sinnvoll ist, ändert sich die Menge an endogen im System bereitgestellten Methan kaum.

Abbildung 70: Einfluss des Dämmstandards auf den Gasverbrauch



In Abbildung 71 ist die Stromerzeugung für alle Varianten dargestellt. Die Stromerzeugung ist stark durch die festgelegte Erzeugung der erneuerbaren Energien dominiert. Unterschiede bestehen bei der Deckung der verbleibenden Residuallast. In den Varianten 1a, 1b und 2 wird diese vornehmlich durch die BHKWs beziehungsweise KWK-GuD-Kraftwerke in den Haushalten gedeckt. In den Wärmepumpen-Varianten wird ein größerer Teil des Strombedarfs durch die Industrie-KWK gedeckt, weitere Deckungslücken werden durch Gasturbinen und GuD-Kraftwerke gedeckt.

Abbildung 71: Einfluss des Dämmstandards auf die Stromerzeugung



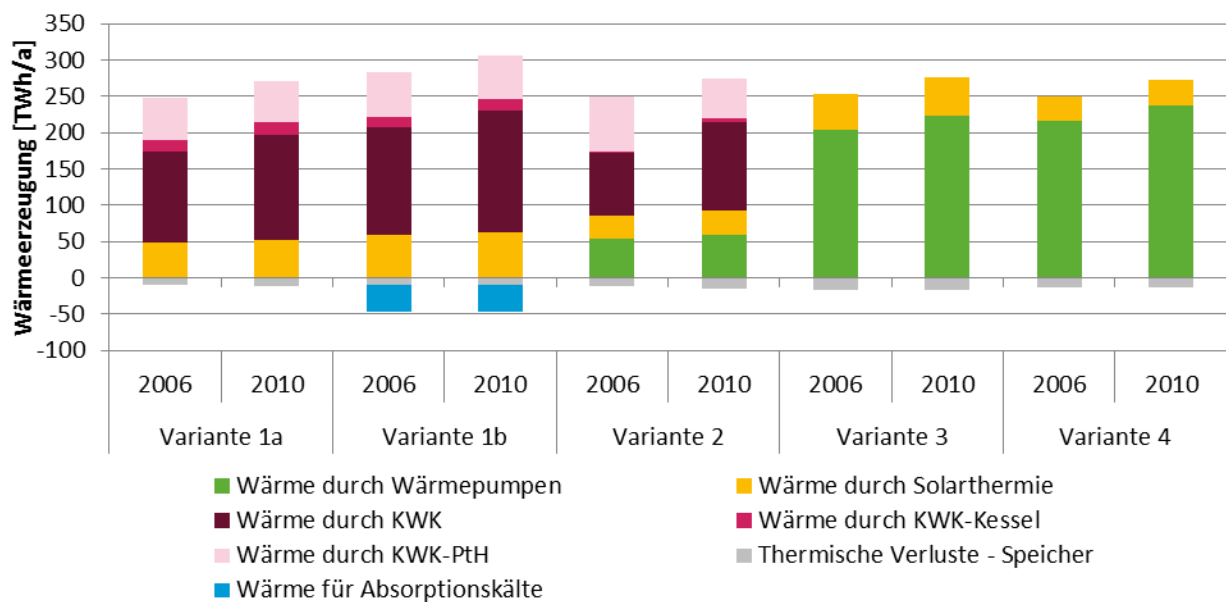
3.4 Einfluss der Wetterjahre

Weiterhin wurden verschiedener Wetterjahre als Sensitivität betrachtet. Der Einfluss des Wetterjahres auf die Strombereitstellung und den Wärmebedarf wurde bereits in Kapitel 2.4.1 und 2.3.2.3 dargestellt. In Tabelle 23 sind die unterschiedlichen Wärmebedarfe noch einmal zusammengefasst.

Tabelle 23: Variation des Wetterjahres

	Wetterjahr 2006		Wetterjahr 2010	
	Dämmszenario 1	Dämmszenario 2	Dämmszenario 1	Dämmszenario 2
Raumwärme	187,9	324,6	210,3	363,1
Warmwasser	48,6	48,6	48,6	48,6

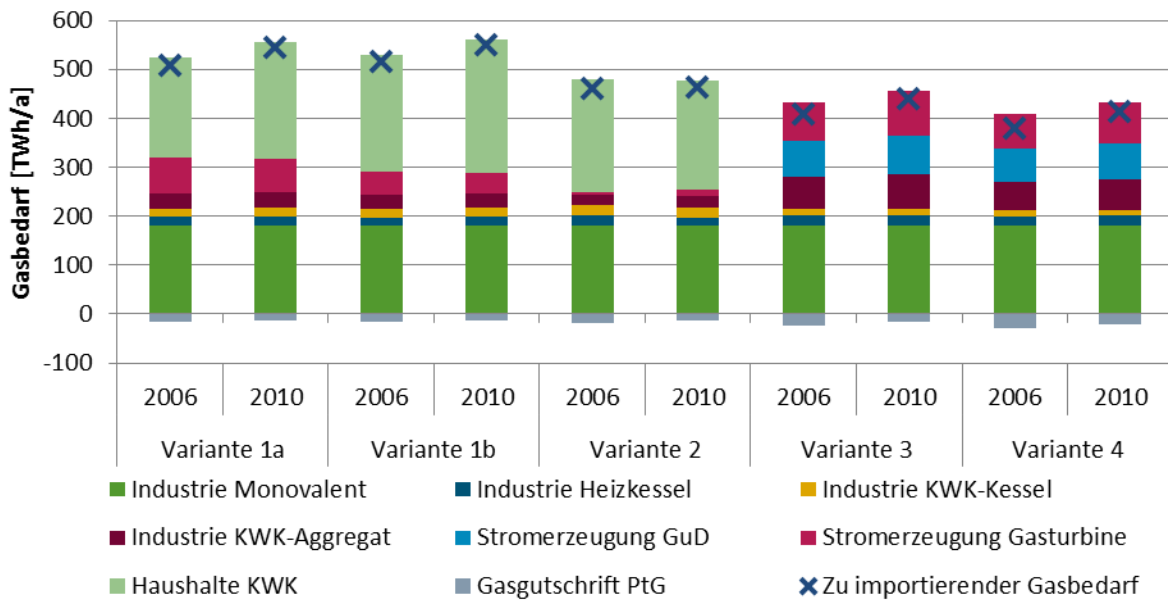
Abbildung 72: Einfluss des Wetterjahres auf die Wärmebereitstellung



In Abbildung 72 ist die Wärmebereitstellung für die beiden Wetterjahre dargestellt. Für das Extremwetterjahr 2010 besteht ein höherer Wärmebedarf gegenüber dem Wetterjahr 2006. Gleichzeitig besteht für das Wetterjahr 2010 eine geringere Einspeisung an fluktuierenden erneuerbaren Energien. Da in den KWK-Anlagen Strom und Wärme gleichzeitig erzeugt werden kann, ermöglicht dies einen besseren Einsatz der KWK-Techniken, wodurch der Anteil der Wärme, die effizient bereitgestellt werden kann, in den Varianten 1a, 1b und 2 steigt.

Dies zeigt sich auch in Abbildung 73. Dort ist der Gasverbrauch beider Sensitivitäten für alle Varianten dargestellt. Während Variante 1a und 1b einen erhöhten Gasverbrauch haben, kann in Variante 2 der Mehrbedarf an Strom und Wärme mit dem gleichen Gasverbrauch gedeckt werden. Durch einen leicht höheren Gasverbrauch in Gasturbinen und GuD für die Varianten 3 und 4, wird Variante 2 etwas konkurrenzfähiger, hat aber weiterhin einen deutlich höheren Gasverbrauch als die Wärmepumpen Varianten.

Abbildung 73: Einfluss des Wetterjahres auf den Gasverbrauch

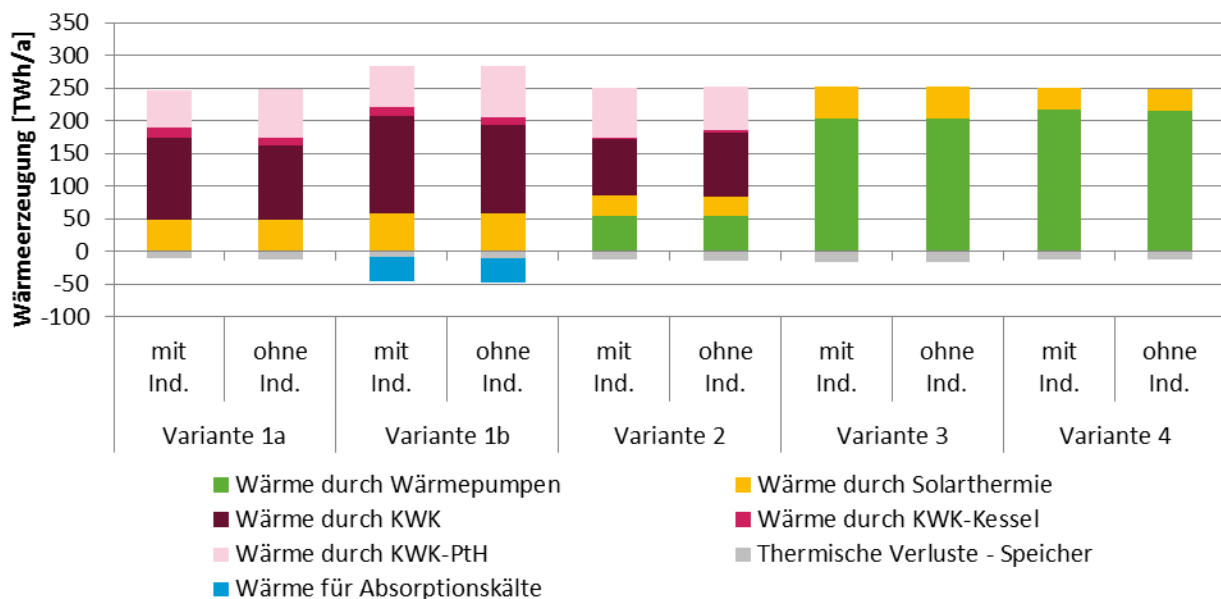


3.5 Einfluss des Industrierwärmebedarfs

Ein weiterer Aspekt, der einen Einfluss auf das Design des Wärmesektors im Bereich Haushalt und Gewerbe hat, ist die Kopplung mit dem Industriesektor. Um im Industriesektor bei Prozessen auf höheren Temperaturniveaus THG-Emissionen zu vermeiden, stehen weniger Optionen zur Verfügung als bei niedrigen Temperaturniveaus. In Kapitel 2.4.6 ist eine mögliche Durchdringung des Industriesektors mit Sektorkopplungstechniken wie KWK und PtH dargestellt.

Durch Industrie-KWK kommt ein zusätzlicher wärmegeführter Erzeuger in das System, welcher in Konkurrenz zu den BHKWs im Haushalts- und Gewerbebereich Strom anbietet. Damit beeinflusst der Industriesektor die Effizienz der Wärmesysteme in Haushalt und Gewerbe. Zusätzlich stellen Industrieanwendungen auch ein hohes Potential an, welches nur teilweise flexibilisierbar ist.

Abbildung 74: Wärmebereitstellung unter Einfluss des Industriesektors

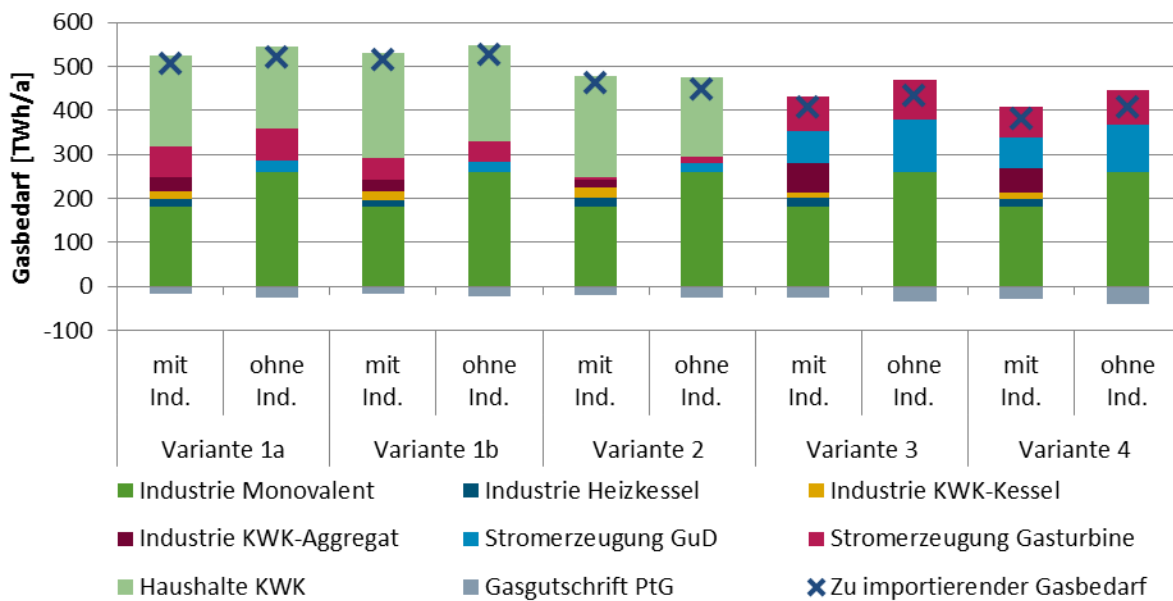


In Abbildung 74 ist die Wärmebereitstellung für alle Varianten mit und ohne Berücksichtigung des Industriesektors dargestellt. In Variante 2 steigt der Anteil der Wärme der durch KWK bereitgestellt werden kann, da der Effekt der wegfallenden Grundlaststromerzeugung durch die Industrie-KWK dominiert. In den Varianten 1a und 1b dominiert allerdings ein weiterer Effekt. Durch die wegfallenden PtH-Anwendungen im Industrierärmesektor entstehen neue Stromüberschüsse, welche im Haushalts- und Gewerbesektor genutzt werden. Die Bereitstellung von KWK-Wärme nimmt sogar leicht ab. Parallel dazu kommt es aber auch zu einer Reduktion der durch Heizkessel besonders ineffizient bereitgestellten Wärme. Dies zeigt, dass eine starke Verflechtung zwischen der Industrierwärmebereitstellung und der Bewertung von Strom-Wärme-Technologien im Haushaltsbereich besteht.

Die Gasverbräuche dieser Sensitivität sind in Abbildung 75 dargestellt. Um eine Vergleichbarkeit der beiden Sensitivitäten zu gewährleisten, werden die sonst flexiblen Industrieverbraucher als monovalente Gaskessel modelliert. Daraus ergibt sich ein höherer Sockel des monovalenten Gasverbrauchs in der Industrie. In den Varianten mit BHKWs führen die geänderten Annahmen bezüglich der Industrierwärmebereitstellung nur zu geringfügigen Änderungen im Gasverbrauch. Der Gasverbrauch im Industriesektor liegt auf Grund der ineffizienten Techniken höher, allerdings sinkt der Verbrauch in den BHKWs auf Grund des geringeren Heizkesselsinsatzes und der höheren Verfügbarkeit von Stromüberschüssen.

In Variante 3 und 4 steigt der Gasbedarf allerdings deutlich, da ein zusätzlicher Strombedarf für die Wärmepumpen besteht, der verhältnismäßig ineffizient durch Mittel- und Spitzenlastkraftwerke gedeckt werden muss. Dadurch verringert sich der Unterschied zwischen Variante 2 und den Varianten 3 und 4 mit Wärmepumpen deutlich. Dennoch liegt die Variante mit dem geringsten Gasverbrauch ohne Berücksichtigung der Industrie-KWK deutlich über der Variante mit Berücksichtigung. Hochtemperatur-Wärmeerzeugung, wie sie in der Industrie gebraucht wird, kann nur von KWK-Anlagen und nicht durch Wärmepumpen bereitgestellt werden. Daher lässt sich schlussfolgern, dass KWK im Industriebereich wo möglich auch eingesetzt werden sollte, da dort weniger geeignete bzw. effiziente Alternativtechniken in einem regenerativen Energiesystem zur Verfügung stehen.

Abbildung 75: Gasbedarf unter Einfluss des Industriesektors



4 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

4.1 Schlussfolgerungen, mögliche Hemmnisse und Handlungsempfehlungen

Ziel der Analyse verschiedener Kraftwerkseinsatzsensitivitäten war der Vergleich zwischen stromverbrauchenden und stromerzeugenden Wärmeerzeugungstechniken. Diese wurden vor dem Hintergrund einer 100 % erneuerbare Energieversorgung mit einer hohen Durchdringung an fluktuierend einspeisenden Wind- und PV-Anlagen diskutiert.

Die durchgeführten Analysen des Energiesystems nehmen nur eine Bewertung der energetischen Effizienz im Rahmen der gesetzten Technikvarianten vor. Dabei wird keine Kostenbetrachtung der verglichenen Techniken durchgeführt. Eine Optimierung in Bezug auf EE-Ausbau versus Import regenerativer Brennstoffe hat nicht stattgefunden. Aus diesen Gründen können auch keine Aussagen zur ökonomischen Effizienz solcher Systeme getroffen werden. Weiterhin handelt es sich um Technikvarianten, in denen 100 % des Gebäudebestands durch eine festgelegte Technik bedient wird, was einem theoretischen Ansatz zur Ermittlung der charakteristischen Einflüsse entspricht. Diese Rahmenbedingungen müssen bei der Interpretation der Ergebnisse stets berücksichtigt werden.

Die Analysen der Kraftwerkseinsatzplanung zeigen eindeutig, dass aus Sicht des Gesamtsystems der Einsatz von Wärmepumpen unter den angenommenen Rahmenbedingungen die vorteilhafteste Technologieoption zur Wärmebereitstellung in Haushalten und Gewerbe darstellt. Durch flexible Erzeugungstechniken wie KWK-GuD im Industriesektor, sowie durch das Verschiebungspotential von Speichertechniken ist der Bedarf an zusätzlichem effizient erzeugtem Strom gering. Daher ist ein flächendeckender Einsatz von KWK-Technologien zur Raumwärmebereitstellung nicht geeignet. Um auf diesen flexiblen Strombedarf reagieren zu können, müssen verbleibende KWK-Techniken sehr flexibel ausgelegt werden, da sonst in Stromüberschusszeiten zusätzlicher Strom ins System gespeist wird. Durch Berücksichtigung von Elektrodenheizkesseln können die KWK-Techniken zusätzlich als Stromverbraucher das System ausgleichen. Trotzdem bleiben die Volllaststunden im effizienten KWK-Betrieb gering.

Das Verhältnis von stromerzeugenden und -verbrauchenden Wärmetechniken ist stark vom zusätzlich zur Einspeisung von Wind und PV benötigten Strombedarf abhängig. Der Stromverbrauch der Wärmepumpen könnte am effizientesten durch KWK gedeckt werden, allerdings nur solange nicht bereits ein Stromüberschuss besteht. Außerdem besteht auf Grund der hohen Arbeitszahl nur ein verhältnismäßig geringer zusätzlicher Strombedarf durch Wärmepumpen, wodurch bereits geringe Anteile an KWK-Erzeugern diesen Bedarf decken können.

Dennoch sollte KWK als effiziente Erzeugungstechnik eine Rolle spielen und ist besonders in Industrieanwendungen effizient, wo der Einsatz von Wärmepumpen nur eingeschränkt möglich ist. Dadurch sinkt allerdings auch das Potential an stromerzeugenden Wärmetechniken in Haushalts- und Gewerbeanwendungen. Gleichzeitig kann die Industrie-KWK eine wichtige Funktion für die Gewährleistung der Stromversorgung übernehmen.

Sollten durch geringere Fortschritte bei der Dämmung höhere Wärmebedarfe bestehen ändert sich die Situation nicht grundsätzlich. Weiterhin sind Wärmepumpen die effizienteste Möglichkeit Wärme bereitzustellen. Durch den höheren Wärmebedarf steigt der dazu notwendige Strombedarf leicht, wodurch ein leicht größeres Potential für KWK als Stromerzeugungstechnik besteht. Entscheidend ist daher eher, die hohen Wirkungsgrade der Wärmepumpen zu ermöglichen.

Solarthermie als nicht elektrische Wärmebereitstellung zeigt in den Analysen vor allem den Nachteil der geringen zeitlichen Gleichzeitigkeit mit dem Wärmeverbrauch. Vor allem für Haushaltsanwendungen muss das solarthermische System sehr groß dimensioniert werden, um in den Übergangszeiten Wärme bereitzustellen zu können. Diese Flächen können durch PV-Systeme in Kombination mit

Wärmepumpen effizienter genutzt werden, da der erzeugte Strom unter Annahme entsprechender Netzanschlussleistung auch ins Netz zurückgespeist werden kann und damit weiteren Anwendungen zur Verfügung steht, wenn kein Wärmebedarf vorliegt.

Eine etwas verbesserte Einkopplung der Solarthermie konnte durch die Berücksichtigung von Absorptionskälteanlagen erreicht werden. Durch diese Art der Kältebereitstellung entsteht ein erhöhter Bedarf an Wärme in den Sommermonaten und damit mit hoher Gleichzeitigkeit bei der solaren Einstrahlung. Allerdings kann nicht der komplette Wärmebedarf durch Solarthermie gedeckt werden, wodurch die Technikoption keinen signifikanten Vorteil gegenüber einem System mit hocheffizienten Kompressionskälteanlagen aufweist.

Dabei ist zu beachten, dass Wärmeanwendungen zum Teil sehr individuell sind. Verbraucher im Gewerbe oder in der Industrie müssen teils deutlich andere Wärmeprofile bedienen als Verbraucher im Haushalt. Dadurch können bestimmte Technikkombinationen für einige Anwender eine sinnvolle Anwendung darstellen, was über eine aggregierte Darstellung nicht abgebildet werden kann.

Insgesamt trägt die Kopplung des Strom- und Wärmemarktes stark zu einer Stabilisierung des Strommarktes bei. Wo möglich sollten zusätzliche Stromanwendungen durch bivalente Auslegung oder durch Integration thermischer Speicher flexibel ausgelegt werden, um auf das fluktuierende Angebot an erneuerbarer Stromeinspeisung reagieren zu können. Ohne eine Flexibilisierung der KWK steigt der Speicherbedarf stark an, wohingegen ein bivalentes KWK-System den Speichereinsatz gegenüber einem monovalenten Wärmepumpensystem reduziert.

Die Analysen sind dabei weitestgehend stabil gegenüber der Wahl des Wetterjahres. Bei hohem Wärmebedarf und gleichzeitig geringer Stromeinspeisung durch Wind und PV steigt der Bedarf an zusätzlichem Strom. Dies geschieht allerdings nur in einem Maße, welches das Verhältnis der Technikoptionen nur geringfügig ändert. Wichtiger ist dabei die ausreichende Dimensionierung von Reservekraftwerken.

Insgesamt zeigt sich damit, dass für Energiesysteme mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien ein durch Wärmepumpen dominierter Wärmemarkt geeignet ist. Ein wesentliches Hemmnis ist allerdings die hohe Individualität des Wärmemarktes. Vor allem in Innenstadtbereichen von Großstädten oder in Industrieanwendungen können Wärmepumpen nicht im gewünschten Maße umgesetzt werden. Hier kann aufbauend auf den Analysen geschlussfolgert werden, dass dann insbesondere mit Hilfe von Power to Heat direktelektrisch, z.B. durch Elektroheizer, und Wärmespeichern flexibilisierte KWK-Techniken vorteilhaft sind. Eine wichtige Rolle spielen dabei auch Fern- und Nahwärmenetze als eine effiziente Methode zur Wärmebereitstellung in Siedlungsgebieten. Hierfür sind komplexe Zusammenhänge bezüglich dezentraler Verbrauchs- und Erzeugerstrukturen bis hin zu Netz- und Anschlussfragen relevant. Grundsätzlich sollte jedoch eine möglichst hohe Durchdringung mit Wärmepumpensystemen erreicht werden. Die genaue Ausgestaltung in Abhängigkeit der individuellen Profile der unterschiedlichen Verbraucher konnte im Rahmen dieser Arbeiten nicht ermittelt werden und bedarf weiterer Analysen.

Auf Grund der geringen Austauschraten von Heiztechniken im Wärmesektor wird eine hohe Vorlaufzeit benötigt, um hohe Durchdringungen von Wärmepumpen zu erreichen. Unter den heutigen Bedingungen ist der Einsatz einer Wärmepumpe für zu wenige Anwender rentabel, was eine angestrebte hohe Durchdringung hemmt. Gleichzeitig ist die Reduzierung des Wärmebedarfes und Intensivierung der Sanierungsaktivitäten für die Erreichung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und für die Erreichung eines solchen Zielsystems zwingend notwendig, so dass entsprechende Anreize geschaffen werden müssen.

5 Quellenverzeichnis

Bettgenhäuser (2013). Integrated Assessment Modelling for Building Stocks - A Technical, Economical and Eco-logical Analysis. Dissertation TU Darmstadt D17, Ingenieurwissenschaftlicher Verlag 2013.

Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (2013). Datensatz „Hausumringe“, Gebiet: Bundesrepublik Deutschland, Georeferenzierung: Geographische Koordinaten in Dezimalgrad, Ellipsoid GRS80, Datum ETRS89. Leipzig.

Ecofys (2015). Ecofys interne Forschung 2015.

Energy (R)evolution (2012). Greenpeace International, European Renewable Energy Council (EREC), Global Wind Energy Council (GWEC).

ENTSO-E (2014). Production, Consumption, Exchange Package. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package>

Frondel, Manuel and Nolan Ritter (2011). Erstellung der Anwendungsbilanzen 2009 und 2010 für den Sektor Private Haushalte, Endbericht, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen.

Henning (2013). Solare Kühlung. Vortrag auf der 3. Deutschen Solarthermie-Technikkonferenz, 30./31. Januar 2013, Berlin.

IKZ (2006). Solare Kühlung – Klima mit Zukunft. Artikel im IKZ-Fachplaner 8/9/2006.

INKAR (2012). Indikatoren und Karten zur Raum- und Stadtentwicklung [Elektronische Ressource]. INKAR. Ausgabe 2012. Hrsg.: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) - Bonn 2012. - CD-ROM

IW (2010). Anteil der in Städten lebenden Bevölkerung von 1950 bis 2030 in Deutschland und weltweit, in: iwD Nr. 12/2010, 25.03.2010, Institut der deutschen Wirtschaft, Köln 2010.

IWU (2011). Datenbasis Gebäudebestand – Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand: Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt.

Jochum et. al (2012). Technische Restriktionen bei der energetischen Modernisierung von Bestandsgebäuden. Beuth Hochschule für Technik Berlin, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg.

Klauß (2010). Entwicklung einer Datenbank mit Modellgebäuden für energiebezogene Untersuchungen, insbesondere der Wirtschaftlichkeit, Final Report, Zentrum für Umweltbewusstes Bauen e.V. (ZUB), Kassel.

Kleeberger, Tzscheuschler, Geiger (2011). Erstellen der Anwendungsbilanz 2009 und 2010 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Endbericht, IfE TUM, München.

Öko-Institut (2013). Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und den Einsatz von stromerzeugten Kraftstoffen, Berlin 2013

Schalle (2015). „Auch künftig sollen Mikro- und Mini-KWK-Anlagen bis 20 kWel im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) zur Förderung und Verbreitung von Effizienztechniken speziell gefördert werden. Allerdings sei dies an bestimmte Voraussetzungen geknüpft, wie beispielsweise eine flexible netzdienliche Betriebsweise, um die zunehmend fluktuierende Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu kompensieren“, erklärt Dr. Heidrun Schalle vom Bundesumweltministerium, Berlin 2015. Weitere Fördervoraussetzungen sind: obligatorischer Einbau eines Wärme- bzw. Pufferspeichers (70 l je kWth). => ca. 2 h Kapazität“.

Schimschar, (2013). laufende Dissertation, noch nicht abgeschlossen.

StBa (2009). Bevölkerung Deutschlands bis 2060 - Ergebnisse der 12. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung, Szenario Variante 1-W2 ("mittlere" Bevölkerung, Obergrenze)

Umweltbundesamt (2010). Energieziel 2050 - 100% Strom aus erneuerbaren Quellen (2010). Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau Juli 2010.

Umweltbundesamt (2014). Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050, Dessau-Roßlau, April 2014

World Energy Outlook (2012). IEA 2012, Paris.

6 Anhang I – Methodik

6.1 Das BEAM² Modell

Zur Abbildung des Wärmemarkts und Analyse der Versorgung von sowohl privaten Haushalten mit Raumwärme und Warmwasser als auch Gebäude des GHD-Sektors mit Raumwärme, Warmwasser und Klimakälte im Jahr 2050 wird das von Ecofys entwickelte Built-Environment-Analysis-Model (BEAM²) verwendet, welches im Folgenden näher erläutert wird.

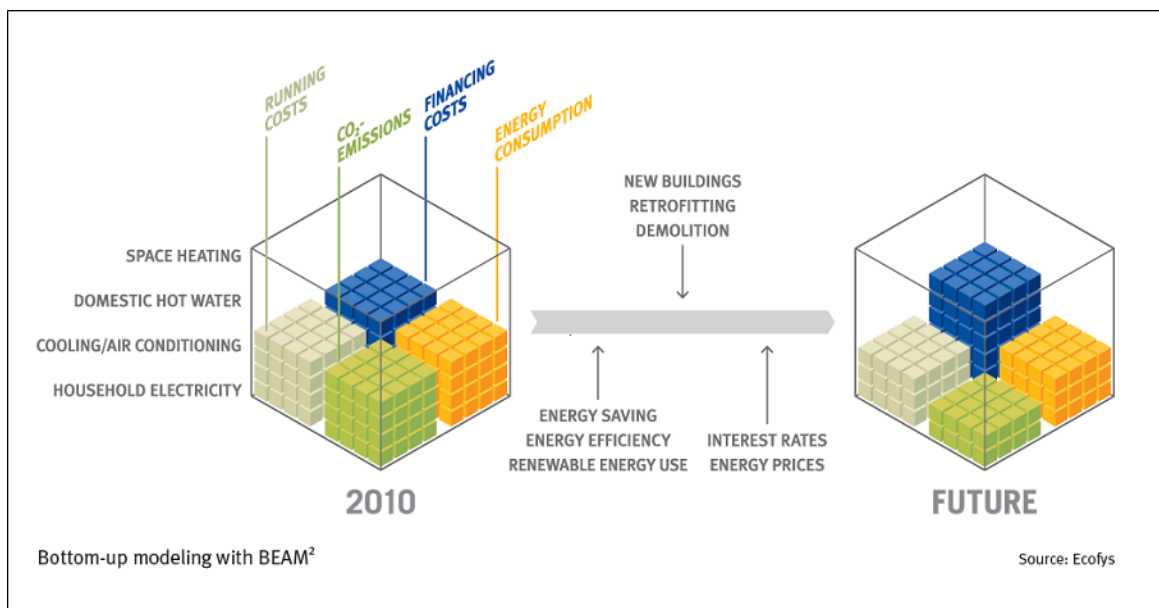
Prognosen zur Entwicklung des Gebäudesektors (Nutzflächen, Energieverbrauch, Energiekosten, CO₂-Emissionen etc.) können mit Hilfe von Modellen analysiert werden. Speziell für diese Aufgaben hat die Ecofys Germany GmbH ein integriertes Analysemodell für den Gebäudebestand entwickelt, das Built-Environment-Analysis-Model (BEAM²). Dieses Bottom-up Modell berechnet, basierend auf einer Vielzahl definierter Referenzgebäude, neben Energiebedarfen für Heizwärme, Warmwasser, Klimatisierung und Hilfsenergie (Heizungspumpen und -steuerung, Lüftungsanlagen, Strom für Klimaanlagen in Nichtwohngebäuden) die damit verbundenen CO₂-Emissionen sowie Energie- und Kapitalkosten. Diese werden für verschiedene Gebäudetypen, Baualtersklassen, Energiestandards und Energieträger in Zeitreihen (z.B. bis 2020, 2030 oder 2050) berechnet. Unter Angabe von Neubau-, Abriss- und Sanierungsraten können beliebige Szenarien modelliert werden, in denen die Effekte einzelner Maßnahmen oder gesamter Maßnahmenbündel quantifiziert werden können, siehe hierzu auch Abbildung 76.

Auf diese Weise lassen sich die Folgen politischer und technischer Maßnahmen zur Energieeinsparung in Ihren Auswirkungen auf den Gebäudebestand darstellen.

Entwickelt für Fragestellungen rund um die EU-Richtlinie „Energieeffizienz von Gebäuden“ (EPBD), hat sich das Modell bereits bei weiteren Analysen zur Größe von Marktsegmenten und -potentialen bewährt. So wurde es z.B. für das „Klimaschutzkonzept für den Hamburger Gebäudebestand (Wärme-konzept)“ oder das „Impact assessment of a revised Energy Performance of Buildings Directive“ der Europäischen Kommission sowie zur Berechnung eines Referenzszenarios für den deutschen Gebäudesektor im Auftrag des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung genutzt, und zur Modellierung einer 100 %-EE Wärmeversorgung im BMU-Projekt „100% Erneuerbare Wärme – Auf dem Weg zum Niedrigstenergiehaus im Gebäudebestand“.

Seit Sommer 2010 steht eine Weiterentwicklung des BEAM² Modells zur Verfügung, das gegenüber dem Vorgängermodell noch flexibler ist bzgl. der Gestaltung von Szenarien.

Abbildung 76: Schematisch Darstellung des BEAM²-Modells



Software

Die Anwendung ist in einer professionellen Software auf Basis einer Oracle Datenbank-Applikation realisiert. Dies erleichtert das Kopieren und Modifizieren von vorhandenen Datensätzen und Szenarien und sorgt für eine klare Trennung zwischen Datengrundlage und Rechenkern.

Status-quo

Zunächst wird der Gebäudebestand im Modell abgebildet. Hierzu werden Referenzgebäude (Wohn- und Nichtwohngebäude) in Bezug auf ihre Geometrie definiert. Der Bestand wird diesen Referenzgebäuden zugeordnet und es werden darüber hinaus verschiedene Baualtersklassen, Qualitäten der Gebäudehülle (U-Werte der Bauteile) und Anlagentechnikvarianten pro Referenzgebäude definiert (z.B. bereits teilsaniertes Einfamilienhaus mit Baujahr zwischen 1949 und 1978 mit Öl-Niedertemperaturkessel). Hier können alle Parameter an die spezifische Situation angepasst werden, inklusive der Gebäudestruktur und Siedlungstypologie. Durch die Zuordnung wird gleichzeitig die Verteilung der Gebäude festgelegt. Pro Referenzgebäude können darüber hinaus Hilfsenergiebedarfe definiert werden (z.B. für Beleuchtung und Hilfsenergie). Die Angabe von top-down Daten aus der Energiebilanz dient der Kalibrierung des Modells für den Startpunkt.

Definition der Szenarien

Es werden Sanierungs-, Abriss- und Neubauprogramme definiert, die zunächst Einfluss auf die zukünftigen Verteilungen der Gebäudeflächen nach Sanierungsstandards und Anlagentechnik haben. Für ein Szenario werden weiterhin Wetterdaten (Temperatur und Strahlung) hinterlegt.

Sanierungsprogramme

Für die Sanierungsprogramme können Prioritäten in Bezug auf die zu sanierende Altersgruppe und Anlagentechnik vergeben werden. Die Zielstandards für die Sanierung können frei definiert werden, gemäß den angestrebten U-Werten für die Gebäudehülle nach der Sanierung, Art der Anlagentechnik etc. Weiterhin besteht die Möglichkeit, Zielverteilungen der Anlagentechnik anzugeben (beispiels-

weise 50 % GuD-Kraftwerke in Siedlungszentren und 50 % Wärmepumpen in Nicht-Siedlungszentren). An dieser Stelle können auch andere Techniken, wie Kompressionskälteanlagen aber auch Lüftungsanlagen etc. in die Anlagentechnik mit einbezogen werden.

Der zeitlich gesteuerte Einsatz der Techniken wird im Rahmen dieses Forschungsprojektes vom Fraunhofer Strommarktmodell optimiert, und geht als Input in die Gesamtbilanzierung des Gebäudesektors ein.

Neubauprogramme

Für Neubauprogramme können ähnlich wie für Sanierungsprogramme genaue Zielvorgaben und -Verteilungen definiert werden, um so eine realistische Abbildung des Gebäudebestandes und somit des Wärmemarktes im Jahr 2050 zu erhalten.

Abrissprogramme

Der Abriss findet in den definierten Klassen anhand einer Prioritätenliste in Bezug auf Anlagentechnik pro Baualterklasse und Referenzgebäude statt.

Ergebnisberechnung

Auf Basis der eingegebenen Daten können dann Szenarien berechnet werden. Zunächst werden die zukünftigen Flächenverteilungen basierend auf den Eingangsdaten und den definierten Programmen berechnet. Hieran schließt sich die Berechnung der Heizwärme- und Kühlenergiebedarfe nach DIN-EN-ISO 13790 pro Sanierungsstandard an, die unter Hinzunahme der Systemtechnik dann in die Berechnung der Endenergiebedarfe für Heizwärme und Kühlung mündet. Hierzu werden noch die Endenergiebedarfe für die Warmwasserbereitung und Hilfsenergie addiert, um darauf aufbauend mittels Emissionsfaktoren und Primärenergiefaktoren die CO₂-Emissionen und Primärenergiebedarfe zu berechnen.

Neben den energetischen Berechnungen werden unter Annahme von Energiepreisen die jährlichen Energiekosten basierend auf den Endenergiebedarfen berechnet.

Die Ausgaben des Modells ermöglichen mit geringem Mehraufwand die Erstellung von beliebig vielen und spezifischen Stromlastprofilen, die in das Strommarktmodell eingebunden werden.

Flexibilität

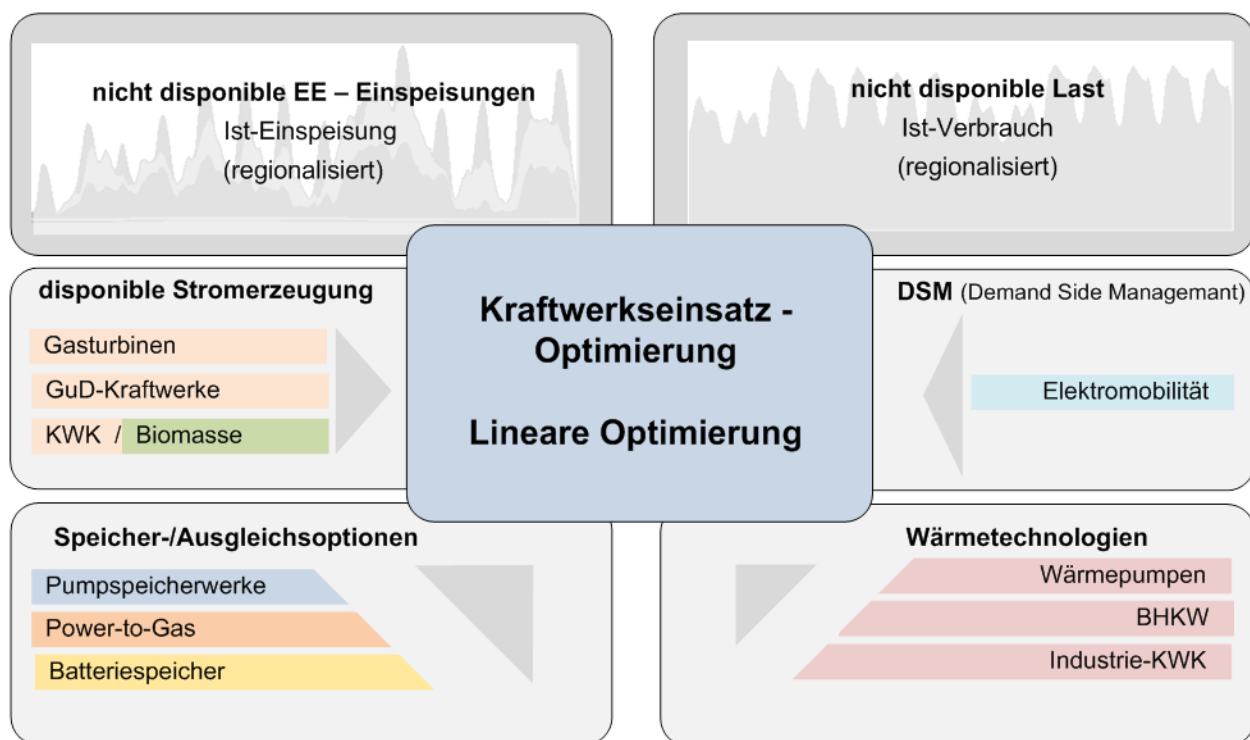
Grundsätzlich können alle Parameter dynamisch verändert werden, die Anzahl der Einträge (beispielsweise Referenzgebäude, Heizungssysteme, Energieträger) ist nicht begrenzt und kann somit der Datenlage angepasst werden. Hier können vor allem schon vorhandene Teilsanierungen zu Beginn berücksichtigt werden. Alle zeitabhängigen Eingaben (z.B. Energiepreise, CO₂-Emissionsfaktoren, Primärenergiefaktoren etc.) können als Werte pro Jahr oder als Funktion hinterlegt werden. Die Sanierungs-, Abriss- und Neubauprogramme sind in der Anzahl nicht beschränkt und können zeitlich beliebig definiert werden. Somit lässt sich eine zeitliche und qualitative Differenzierung der Maßnahmenwirkungen abbilden.

An dieser Stelle sei noch einmal darauf hingewiesen, dass eine Szenarien-Rechnung – insbesondere über einen sehr langen Zeitraum bis 2050 – sinnvoll nur mit Hilfe eines integrierten Modells durchgeführt werden kann. Von einer Abschätzung der Effekte anhand vereinfachter Methoden ist abzuraten, da eine Vielzahl von überlagernden Effekten auftritt, die nur in einem integrierten Modellansatz abgeschätzt werden können.

6.2 IWES-Modell

Die Arbeiten des Fraunhofer IWES wurden mit Hilfe einer Kraftwerkseinsatzplanung mit einer zeitlichen Auflösung von 8.760 h/a umgesetzt, welche im Rahmen dieses Projekts für die Beantwortung der hier gestellten Forschungsfragen angepasst wurde. Das Modell ermöglicht eine Abbildung des heutigen und zukünftigen Stromversorgungssystems inklusive ausgewählter Schnittstellen zum Wärme- und Verkehrssektor durch eine Abbildung von bivalenten Wärmesystemen und elektrischer Mobilität. Um die große Zahl an Varianten betrachten zu können, wurden modellvereinfachende Annahmen getroffen. Für dieses Projekt wurde daher rein linear optimiert, wobei Deutschland ohne europäische Im- und Exporte, sowie ohne Regionalisierung betrachtet wurde. Eine schematische Darstellung des Modells findet sich in Abbildung 77.

Abbildung 77: Schematische Darstellung der Kraftwerkseinsatzplanung



Die Stromeinspeisung der wetterabhängigen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen (Kapitel 2.4.2) sowie die elektrische Nachfrage (Kapitel 2.4.1) bilden wesentliche Eingangsgrößen für die Einsatzoptimierung. Diese werden durch vorgelagerte Simulationsmodelle erstellt. Die Einsatzoptimierung selbst beinhaltet den disponiblen Kraftwerkspark (fossile Kraftwerke, Biogasanlagen, KWK-Systeme, siehe Kapitel 2.4.4) sowie Anlagen zur Stromspeicherung und Stromwandlung (Kapitel 2.4.5). Die Modellierung wurde um eine detaillierte Abbildung verschiedener Wärmenachfrager erweitert (Kapitel 2.3.1.1). Zusätzlich werden Flexibilitäten durch den Einsatz von bivalenten Wärmeerzeugern in der Industrie stundenscharf abgebildet.

Unter der Berücksichtigung von technischen Randbedingungen der Kraftwerke und Speicher berechnet das Modell durch eine ganzjährige Planung Gasverbrauch minimierend den Einsatz der disponiblen Energieanlagen. Die Speicher und Kraftwerke werden dabei als aggregierte Blöcke und mit voller Flexibilität abgebildet, das heißt Restriktionen eines detaillierten Kraftwerksparks wie Anfahrkosten und minimal möglicher Teillastbereich werden in diesem Projekt nicht berücksichtigt.

Als übergreifende Randbedingung muss weiterhin die Deckung der Residuallast (berechnet aus der nicht disponiblen Last abzüglich der nicht disponiblen erneuerbaren Stromerzeugung) erfüllt werden. Weiterhin müssen sämtliche thermische Lasten zu jedem Zeitpunkt bedient werden.

7 Anhang II – Referenzgebäudegeometrien

Tabelle 24: Einfamilienhaus (EFH) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)]

EFH			
Wohnfläche	[m ²]	110,0	
Außenwand zur Luft	[m ²]	123,4	
Nord		34,3	
Ost		28,1	
Süd		34,7	
West		26,3	
Außenwand zum Erdreich	[m ²]	0,0	
Fenster	[m ²]	26,5	
Nord	14%	5,7	
Ost	17%	5,8	
Süd	13%	5,3	
West	27%	9,7	
Horizontal	0%	0,0	
Außentüren	[m ²]	2,1	
Bodenplatte/ Kellerdecke	[m ²]	99,0	
Dach/ Oberste Decke	[m ²]	118,0	
Raumhöhe	[m]	2,75	
Gebäudevolumen	[m ³]	465,0	
A/V Rate	[1/m]	0,79	

Tabelle 25: Reihenhaus (REH) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)]

REH			
Wohnfläche	[m ²]	120,0	
Außenwand zur Luft	[m ²]	106,2	
Nord		0,0	
Ost		24,0	
Süd		61,4	
West		20,8	
Außenwand zum Erdreich	[m ²]	0,0	
Fenster	[m ²]	21,7	
Nord	0%	0,0	
Ost	14%	3,9	
Süd	12%	8,6	
West	31%	9,2	
Horizontal	0%	0,0	
Außentüren	[m ²]	2,1	
Bodenplatte/ Kellerdecke	[m ²]	85,5	
Dach/ Oberste Decke	[m ²]	100,0	
Raumhöhe	[m]	2,75	
Gebäudevolumen	[m ³]	517,0	
A/V Rate	[1/m]	0,61	

Quelle: Klauß (2010)

Tabelle 26: Kleines Mehrfamilienhaus (KMH) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)]

KMH			
Wohnfläche	[m ²]	335,0	
Außenwand zur Luft	[m ²]	171,4	
Nord		8,7	
Ost		91,5	
Süd		8,7	
West		62,5	
Außenwand zum Erdreich	[m ²]	0,0	
Fenster	[m ²]	96,1	
Nord	42%	6,3	
Ost	22%	26,0	
Süd	42%	6,3	
West	48%	57,5	
Horizontal	0%	0,0	
Außentüren	[m ²]	2,5	
Bodenplatte/ Kellerdecke	[m ²]	188,5	
Dach/ Oberste Decke	[m ²]	188,5	
Raumhöhe	[m]	2,75	
Gebäudevolumen	[m ³]	1.480,0	
A/V Rate	[1/m]	0,44	

Quelle: Klauß (2010)

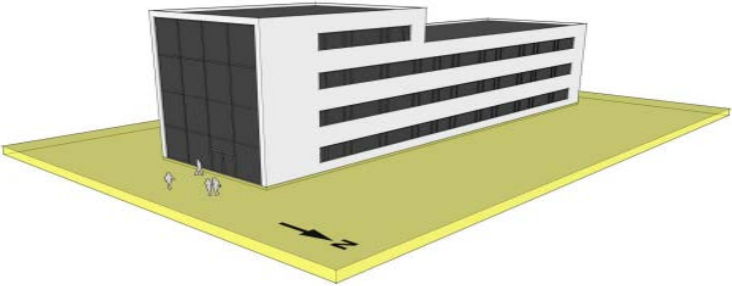
Tabelle 27: Großes Mehrfamilienhaus (GMH) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)]

GMH			
Wohnfläche	[m ²]	2.850,0	
Außenwand zur Luft	[m ²]	2.197,0	
Nord		140,0	
Ost		955,0	
Süd		140,0	
West		962,0	
Außenwand zum Erdreich	[m ²]	0,0	
Fenster	[m ²]	522,0	
Nord	4%	6,0	
Ost	20%	240,0	
Süd	4%	6,0	
West	22%	270,0	
Horizontal	0%	0,0	
Außentüren	[m ²]	37,0	
Bodenplatte/ Kellerdecke	[m ²]	1.001,0	
Dach/ Oberste Decke	[m ²]	1.001,0	
Raumhöhe	[m]	2,75	
Gebäudevolumen	[m ³]	11.910,0	
A/V Rate	[1/m]	0,40	

Quelle: Klauß (2010)

Tabelle 28: Büro- und Verwaltungsgebäude (BVG) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)]

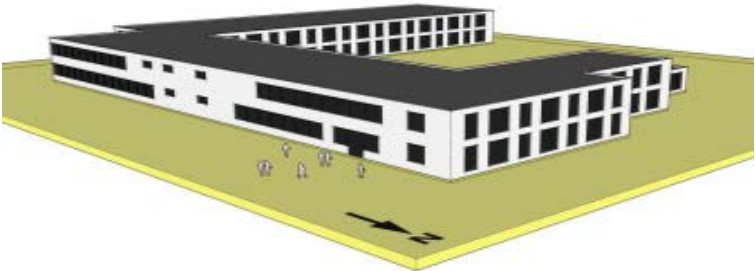
BVG		
Nutzfläche	[m ²]	1.972,0
Außenwand zur Luft	[m ²]	984,6
Nord		368,1
Ost		52,6
Süd		389,4
West		174,5
Außenwand zum Erdreich	[m ²]	0,0
Fenster	[m ²]	611,0
Nord	36%	207,9
Ost	78%	181,5
Süd	35%	208,2
West	7%	13,4
Horizontal	0%	0,0
Außentüren	[m ²]	0,0
Bodenplatte/ Kellerdecke	[m ²]	591,0
Dach/ Oberste Decke	[m ²]	591,0
Raumhöhe	[m]	3,70
Gebäudevolumen	[m ³]	7.473,7
A/V Rate	[1/m]	0,37



Quelle: Klauß (2010)

Tabelle 29: Schul- und Hochschulgebäude (SGH) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)]

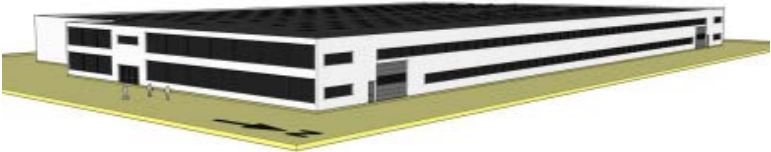
SGH		
Nutzfläche	[m ²]	5.003,0
Außenwand zur Luft	[m ²]	1.562,8
Nord		396,9
Ost		342,3
Süd		471,1
West		352,5
Außenwand zum Erdreich	[m ²]	0,0
Fenster	[m ²]	967,7
Nord	44%	313,1
Ost	37%	204,2
Süd	34%	238,9
West	38%	211,5
Horizontal	0%	0,0
Außentüren	[m ²]	18,5
Bodenplatte/ Kellerdecke	[m ²]	2.596,0
Dach/ Oberste Decke	[m ²]	2.596,0
Raumhöhe	[m]	3,40
Gebäudevolumen	[m ³]	17.539,0
A/V Rate	[1/m]	0,44



Quelle: Klauß (2010)

Tabelle 30: Produktions- und Industriegebäude (PIG) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)]

PIG		
Nutzfläche	[m²]	7.951,0
Außenwand zur Luft	[m²]	1.821,9
Nord		592,5
Ost		323,0
Süd		583,4
West		323,0
Außenwand zum Erdreich	[m²]	0,0
Fenster	[m²]	984,0
Nord	31%	263,0
Ost	41%	222,0
Süd	32%	277,0
West	41%	222,0
Horizontal	0%	0,0
Außentüren	[m²]	97,0
Bodenplatte/ Kellerdecke	[m²]	6.765,0
Dach/ Oberste Decke	[m²]	6.765,0
Raumhöhe	[m]	-
Gebäudevolumen	[m³]	53.034,0
A/V Rate	[1/m]	0,31



Quelle: Klauß (2010)

Tabelle 31: Handels- und Einzelhandelsgebäude (HEG) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)]

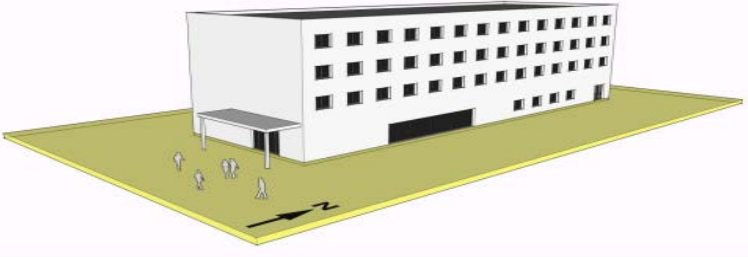
HEG		
Nutzfläche	[m ²]	2.520,0
Außenwand zur Luft	[m ²]	972,2
Nord		173,0
Ost		300,8
Süd		173,0
West		325,4
Außenwand zum Erdreich	[m ²]	0,0
Fenster	[m ²]	33,2
Nord	0%	0,0
Ost	10%	33,2
Süd	0%	0,0
West	0%	0,0
Horizontal	0%	0,0
Außentüren	[m ²]	12,6
Bodenplatte/ Kellerdecke	[m ²]	2.520,0
Dach/ Oberste Decke	[m ²]	2.520,0
Raumhöhe	[m]	4,50
Gebäudevolumen	[m ³]	12.096,0
A/V Rate	[1/m]	0,50



Quelle: Klauß (2010)

Tabelle 32: Hotels und Krankenhäuser (HKH) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)]

HKH		
Nutzfläche	[m ²]	2.239,0
Außenwand zur Luft	[m ²]	1.136,2
Nord		161,9
Ost		403,2
Süd		154,4
West		416,7
Außenwand zum Erdreich	[m ²]	0,0
Fenster	[m ²]	207,2
Nord	0%	0,0
Ost	21%	105,6
Süd	6%	10,0
West	18%	91,6
Horizontal	0%	0,0
Außentüren	[m ²]	8,4
Bodenplatte/ Kellerdecke	[m ²]	564,1
Dach/ Oberste Decke	[m ²]	564,0
Raumhöhe	[m]	2,80
		3,50
Gebäudevolumen	[m ³]	6.879,0
A/V Rate	[1/m]	0,36



Quelle: Klauß (2010)

Tabelle 33: Sportstätten und Schwimmbäder (SSB) Referenzgebäudegeometrie, Quelle: [Klauß (2010)]

SSB		
Nutzfläche	[m ²]	1.261,0
Außenwand zur Luft	[m ²]	987,3
Nord		248,8
Ost		224,8
Süd		284,9
West		228,8
Außenwand zum Erdreich	[m ²]	0,0
Fenster	[m ²]	274,4
Nord	38%	152,0
Ost	0%	0,0
Süd	30%	122,4
West	0%	0,0
Horizontal	0%	0,0
Außentüren	[m ²]	15,2
Bodenplatte/ Kellerdecke	[m ²]	1.261,0
Dach/ Oberste Decke	[m ²]	1.261,0
Raumhöhe	[m]	2,80
		8,80
Gebäudevolumen	[m ³]	9.876,2
A/V Rate	[1/m]	0,38



Quelle: Klauß (2010)

8 Anhang III – Energieträgerstruktur

Weiterhin ist die Energieträgerstruktur für Wohn- und Nichtwohngebäude sowie die Aufteilung auf die jeweiligen Gebäudetypen eine wichtige Information. Der Energieträgermix zur Deckung der Heizwärmebedarfe ist für Wohngebäude in Abbildung 78 und für Nichtwohngebäude in Abbildung 79 dargestellt.

Abbildung 78: Endenergie zur Deckung des Heizwärmebedarfs in Wohngebäuden 2009³⁵

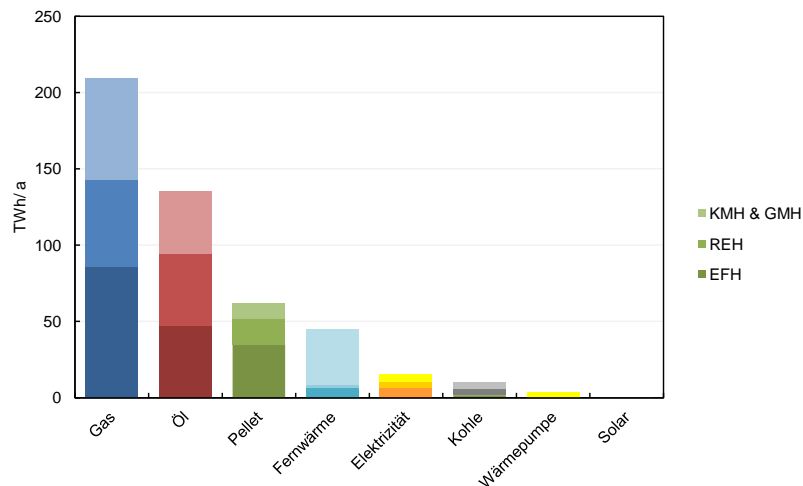
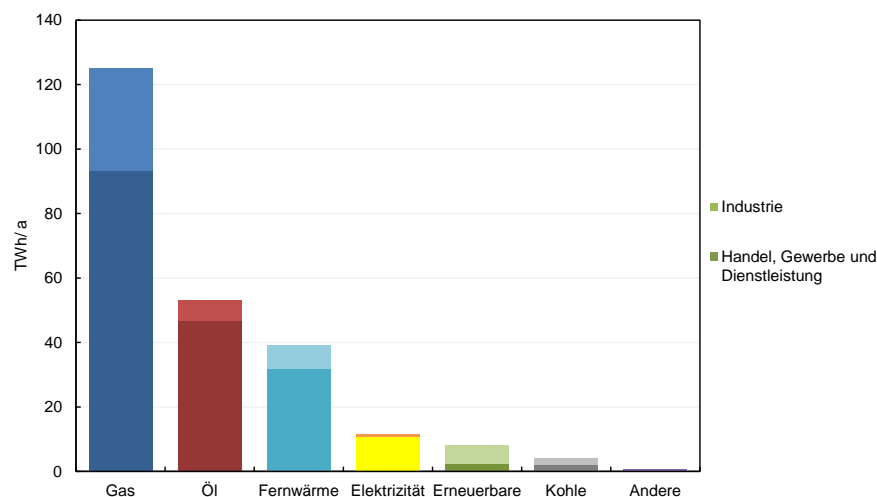


Abbildung 79: Endenergie zur Deckung des Heizwärmebedarfs in Nichtwohngebäuden 2009³⁶



In Tabelle 34 ist die Verteilung der Heizungssysteme für den Wohngebäudebestand gegeben. Es werden dabei folgende Systeme unterschieden: Gas-Brennwertkessel (Gas, BW), Gas-Niedertemperatur oder Konstant-Temperaturkessel (Gas, NT), Öl-Kessel (Öl, BW bzw. Öl, NT), Fernwärme (FW), Holz-

³⁵ Quelle: Frondel und Ritter (2011).

³⁶ Quelle: Kleeberger et al., (2011).

feuerungen (Pellets), Kohleöfen (Kohle), elektrische Direktheizungen (EL), elektrische Wärmepumpen (WP, el) sowie gasbetriebene Wärmepumpen (WP, gas). Weiterhin werden Lüftungsanlagen (vs) mit Wärmerückgewinnung (+wr) und solche ohne Wärmerückgewinnung (-wr) unterschieden.

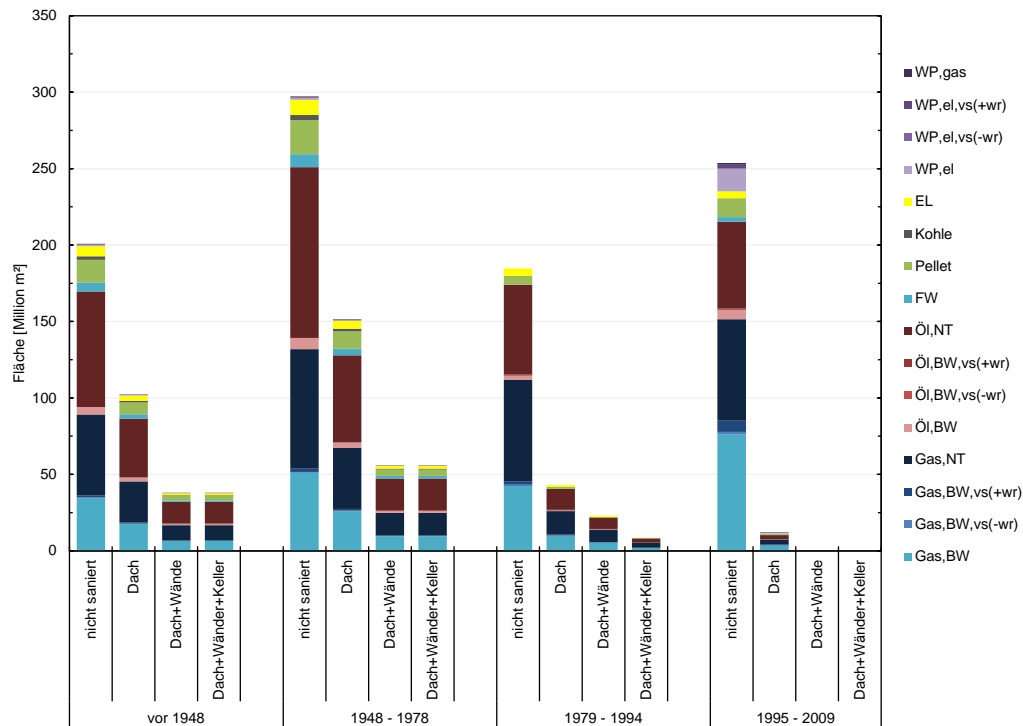
Tabelle 34: Verteilung von Heizungssystemen im Wohngebäudebestand³⁷

Heizungssystem	vor 1979 gebaut	1979-2004 gebaut	ab 2005 gebaut
Gas,BW	18,6%	22,5%	44,1%
Gas,BW,vs(-w r)	0,2%	0,5%	1,1%
Gas,BW,vs(+w r)	0,7%	1,2%	6,3%
Gas,NT	28,4%	35,3%	6,7%
Öl,BW	2,3%	1,8%	3,1%
Öl,BW,vs(-w r)	0,0%	0,0%	0,0%
Öl,BW,vs(+w r)	0,0%	0,0%	0,0%
Öl,NT	34,9%	27,6%	2,8%
FW	3,9%	4,0%	3,6%
Pellet	6,5%	2,7%	9,2%
Kohle	1,0%	0,0%	0,0%
EL	2,7%	2,6%	1,7%
WP,el	0,4%	0,0%	16,1%
WP,el,vs(-w r)	0,1%	0,2%	0,5%
WP,el,vs(+w r)	0,3%	0,5%	2,8%
WP,gas	0,0%	0,2%	2,0%
Summe	100%	100%	100%

Werden diese Informationen mit den Flächen der jeweiligen Referenzgebäude verschnitten, so ergibt sich beispielhaft die in Abbildung 80 gezeigte Verteilung der Energieträger auf Baualtersklassen und Sanierungsniveaus (hier für das EFH).

³⁷ Quelle: [IWU (2011)]

Abbildung 80: Beispielhafte Verteilung der Energieträgerstruktur auf Gebäudetypen und Sanierungsstandards für Einfamilienhäuser (EFH)³⁸



9 Anhang IV – Stündliche Lastgänge der Referenzgebäude

9.1 Heizen und Kühlen

In diesem Abschnitt werden in Ergänzung zu Abschnitt 2.3.3.2 Stundenlastgänge der Heiz- und Kühlergiebedarfe für einzelne Referenzgebäude mit gewissen Merkmalskombinationen (Referenzgebäude-Geometrie, Baualtersklasse, Sanierungsstand, Lüftungsanlage) für das Extremwetterjahr 2010 dargestellt.

³⁸ Quelle: [IWU (2011)]

Abbildung 81: Stündlicher Heizwärme- und Kühllastgang für drei Energiestandards im EFH, BAK vor 1948 (Extremwetterjahr 2010)

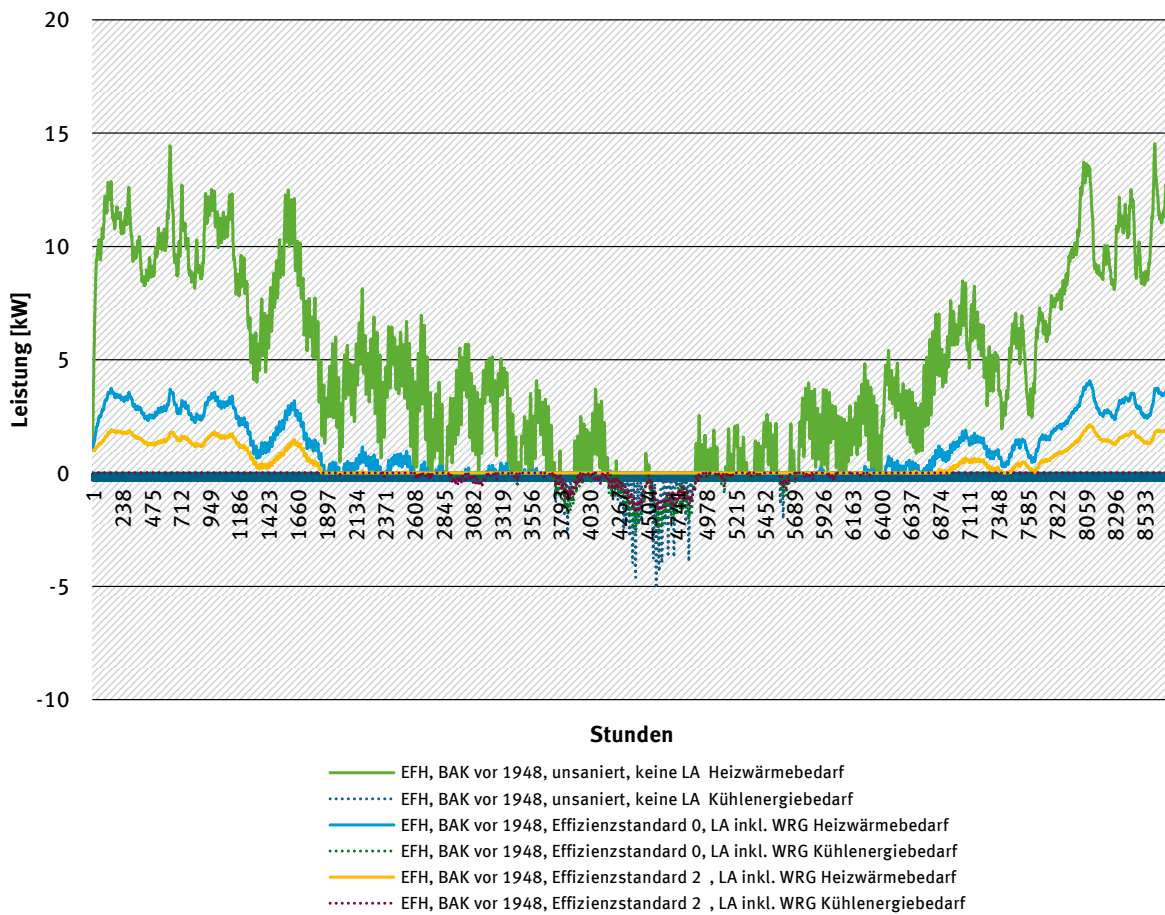


Abbildung 82: Stündlicher Heizwärme- und Kühllastgang für drei Energiestandards im KMH, BAK 1979-1994 (Extremwetterjahr 2010)

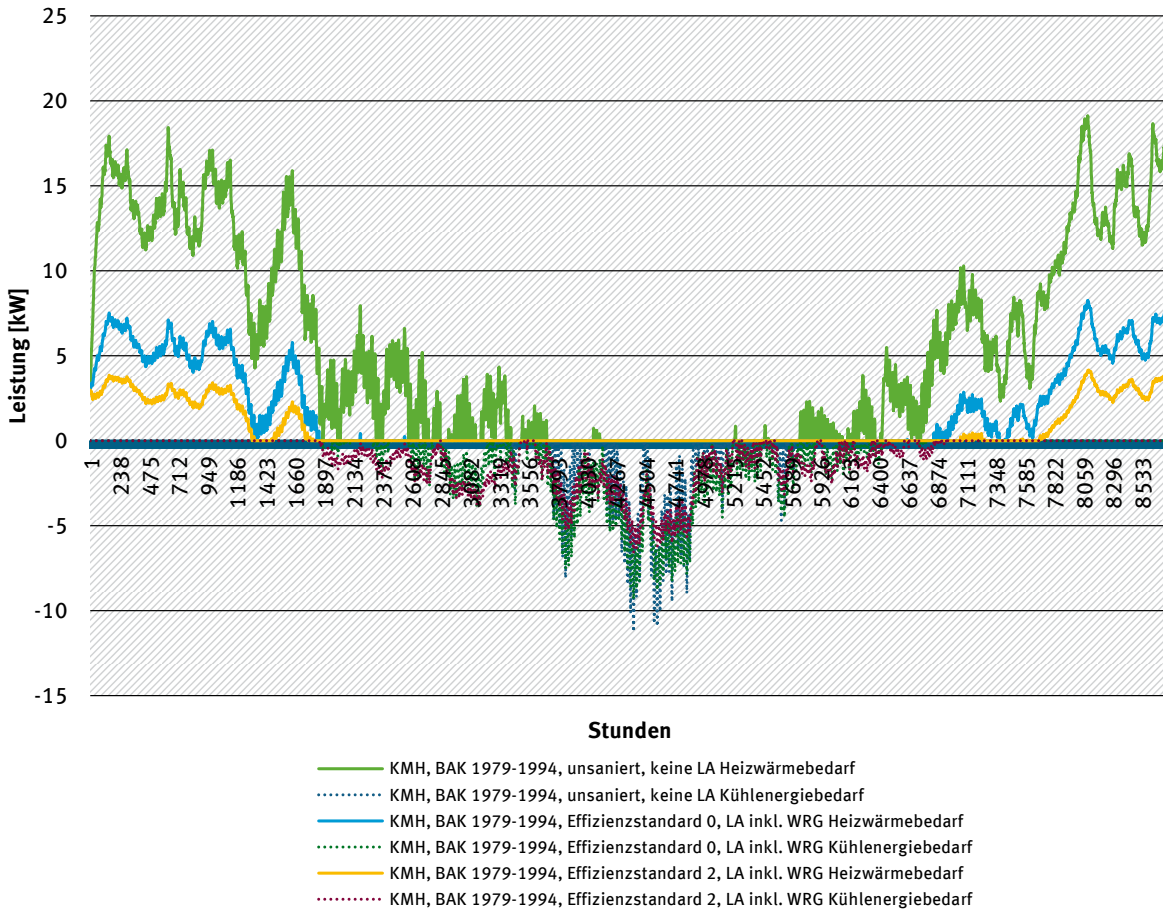


Abbildung 83: Stündlicher Heizwärmelastgang für drei Energiestandards im BVG, BAK vor 1948 (Extremwetterjahr 2010)

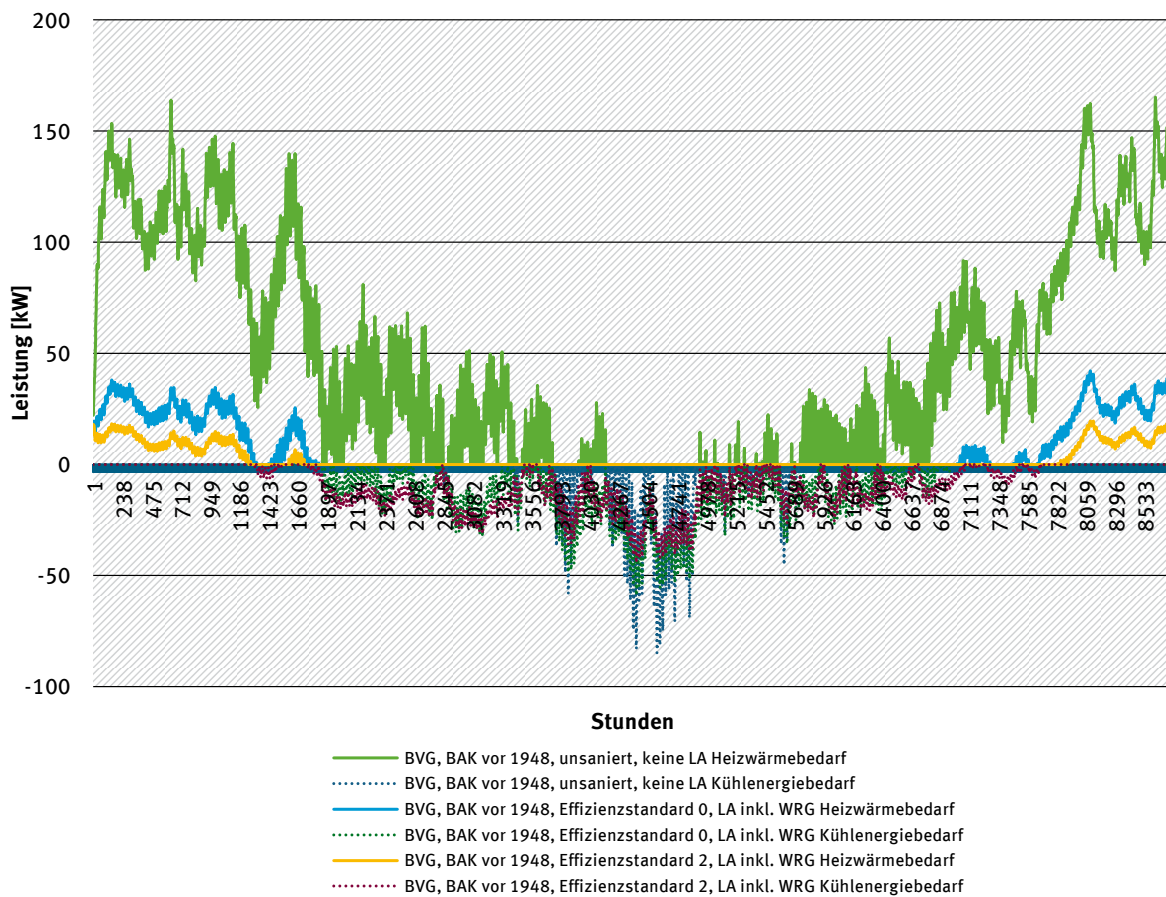
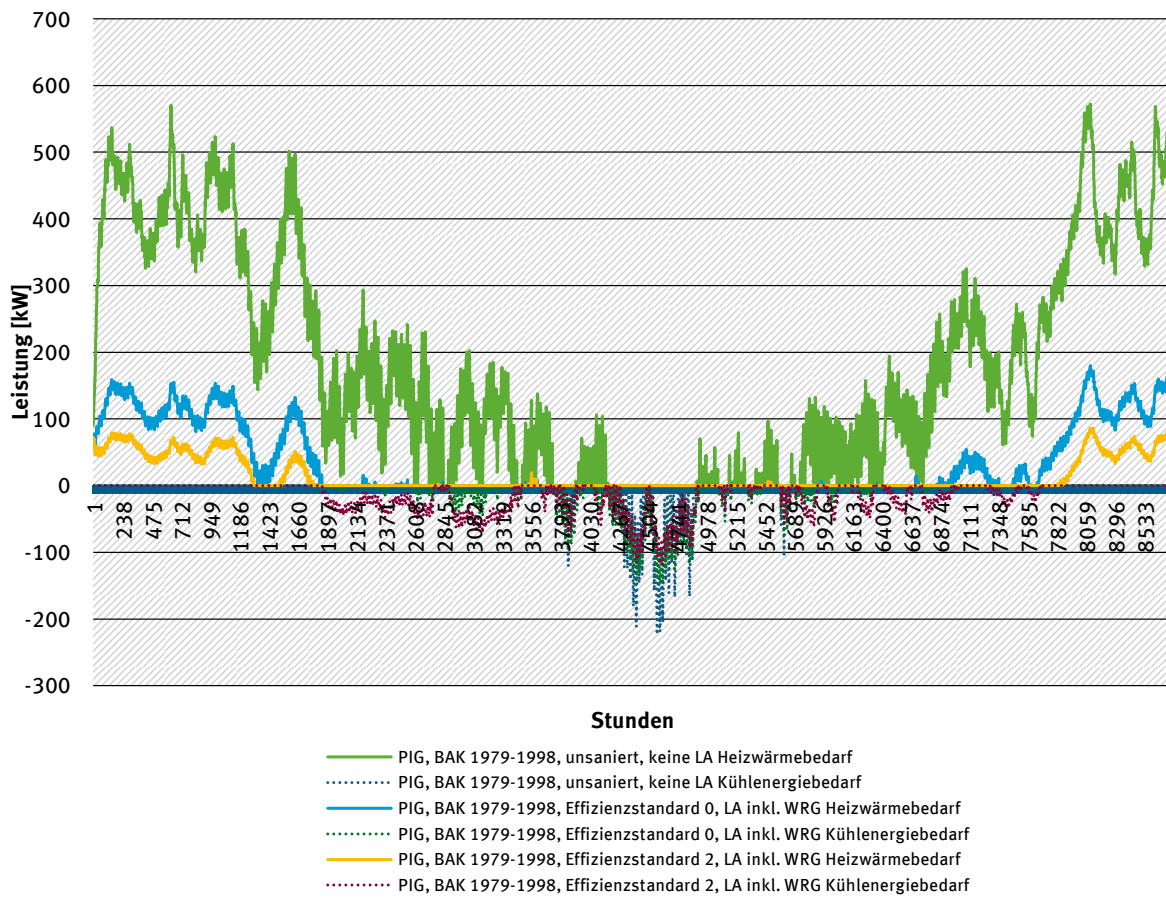


Abbildung 84: Stündlicher Heizwärme- und Kältelastgang für PIG, BAK 1979-1998 (Extremwetterjahr 2010)



9.2 Warmwasser

In Summe ergeben sich aus den prozentualen Tageslastgängen und den spezifischen Warmwasserverbräuchen die in Tabelle 35 dargestellten Leistungen für die Warmwasserbereitung.

Tabelle 35: Resultierende Tagesgänge für Warmwasserbedarfe

h	EFH [Wh/h]	REH [Wh/h]	KMH [Wh/h]	GMH [Wh/h]	BVG [Wh/h]	HKH [Wh/h]	SSB [Wh/h]
Stunde 1	0	0	0	0	0	0	0
Stunde 2	0	0	0	0	0	0	0
Stunde 3	2	2	7	55	0	89	0
Stunde 4	24	25	89	718	0	1161	0
Stunde 5	93	98	341	2762	0	4465	0
Stunde 6	200	210	733	5938	0	9599	0
Stunde 7	270	283	989	8009	0	12947	0
Stunde 8	251	264	921	7457	1081	12054	8637
Stunde 9	177	185	648	5248	1081	8483	8637
Stunde 10	130	137	478	3867	1081	6250	8637
Stunde 11	112	117	409	3314	1081	5357	8637
Stunde 12	102	107	375	3038	1081	4911	8637
Stunde 13	93	98	341	2762	1081	4465	8637
Stunde 14	72	75	263	2127	1081	3438	8637
Stunde 15	56	59	205	1657	1081	2679	8637
Stunde 16	28	29	102	829	1081	1339	8637
Stunde 17	56	59	205	1657	1081	2679	8637
Stunde 18	139	146	512	4143	1081	6697	8637
Stunde 19	298	312	1092	8838	0	14286	0
Stunde 20	418	439	1535	12428	0	20090	0
Stunde 21	381	400	1399	11324	0	18305	0
Stunde 22	209	220	768	6214	0	10045	0
Stunde 23	70	73	256	2071	0	3348	0
Stunde 24	14	15	51	414	0	670	0

10 Anhang V – Sortierte Jahresdauerlinien

Abbildung 85: Jahresdauerlinien des flexiblen Kraftwerkseinsatzes für Variante 1a

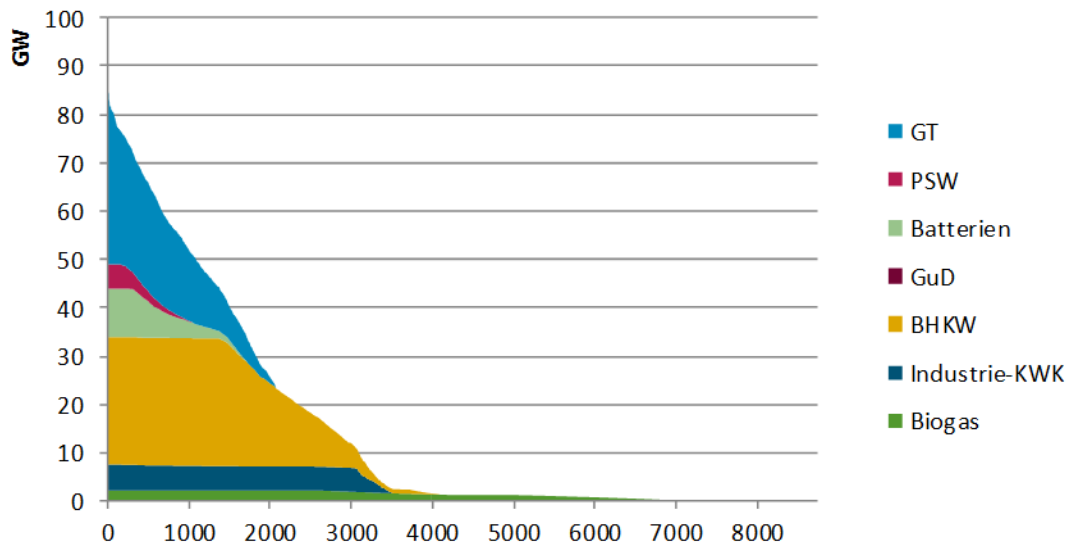


Abbildung 86: Jahresdauerlinien der flexiblen Stromverbraucher für Variante 1a

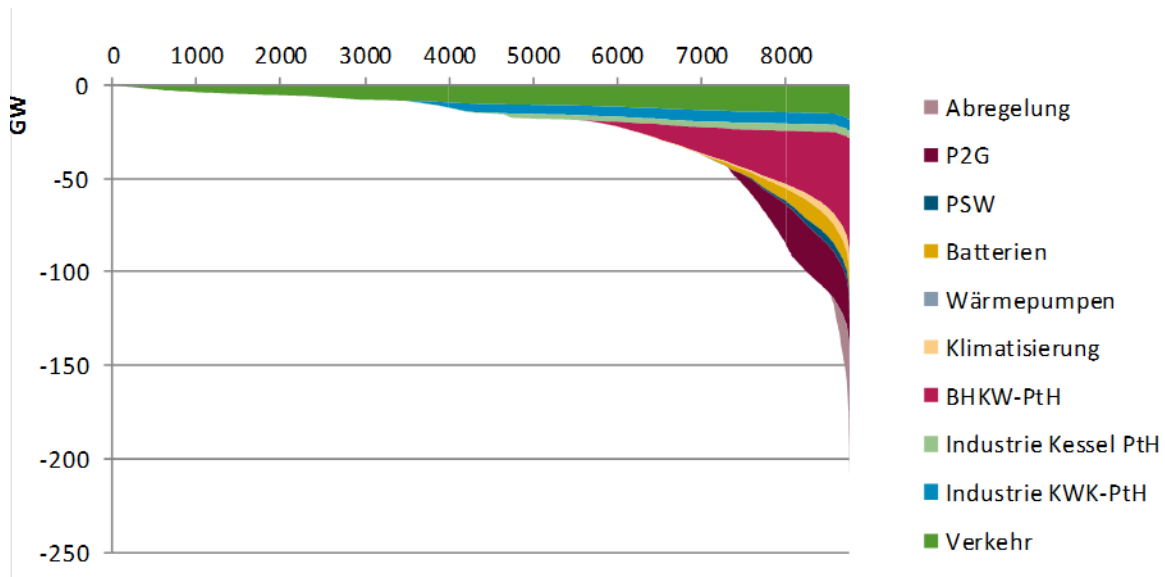


Abbildung 87: Jahresdauerlinien des flexiblen Kraftwerkseinsatzes für Variante 1b

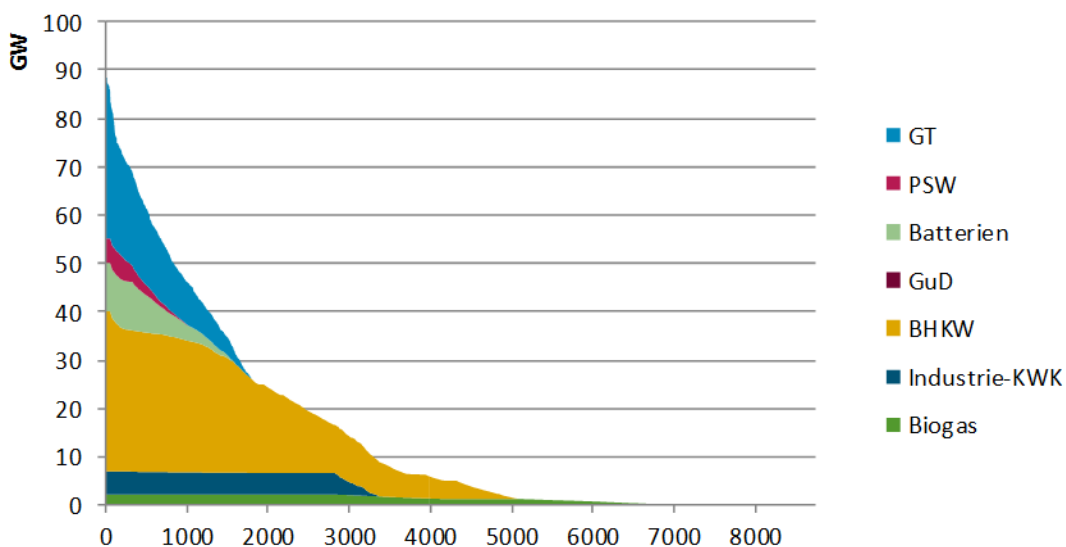


Abbildung 88: Jahresdauerlinien der flexiblen Stromverbraucher für Variante 1b

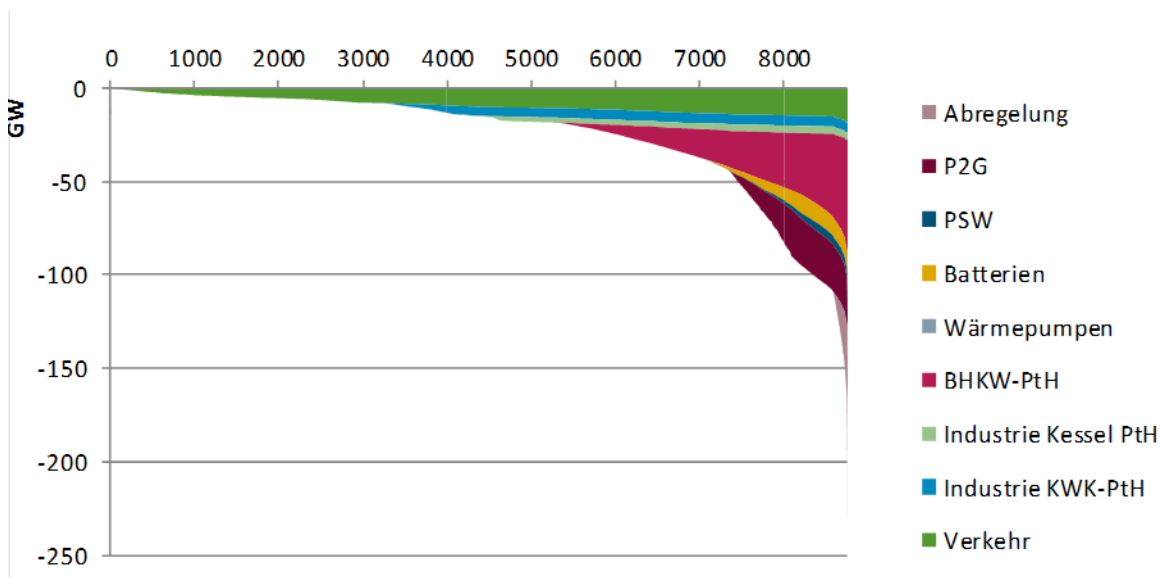


Abbildung 89: Jahresdauerlinien des flexiblen Kraftwerkseinsatzes für Variante 2

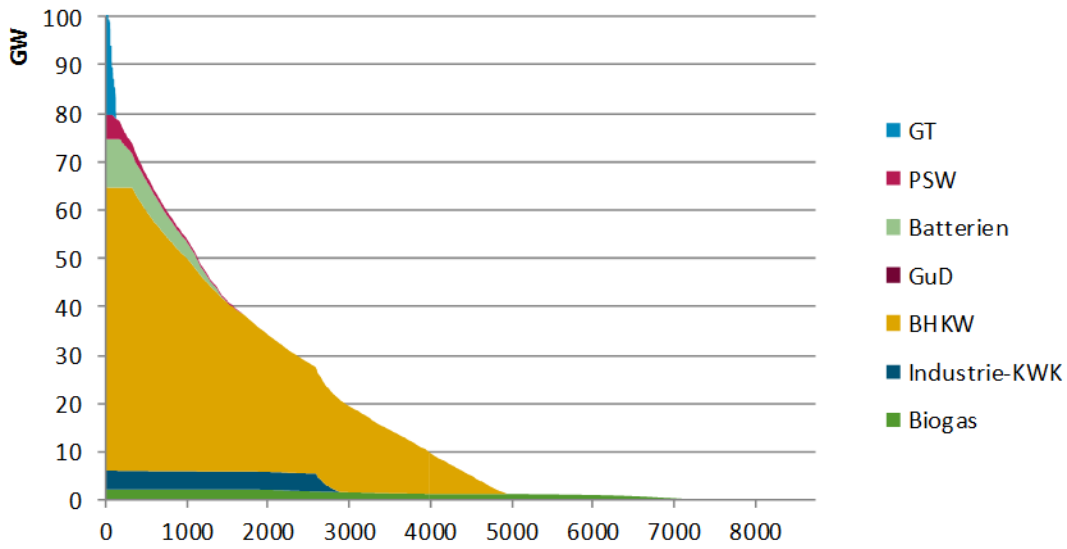


Abbildung 90: Jahresdauerlinien der flexiblen Stromverbraucher für Variante 2

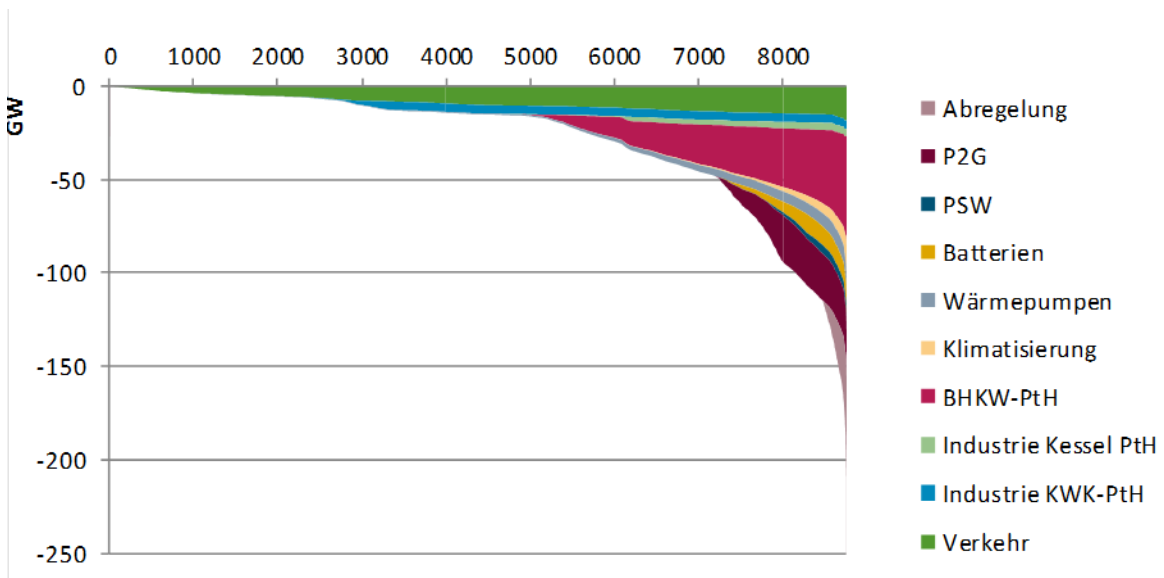


Abbildung 91: Jahresdauerlinien des flexiblen Kraftwerkseinsatzes für Variante 3

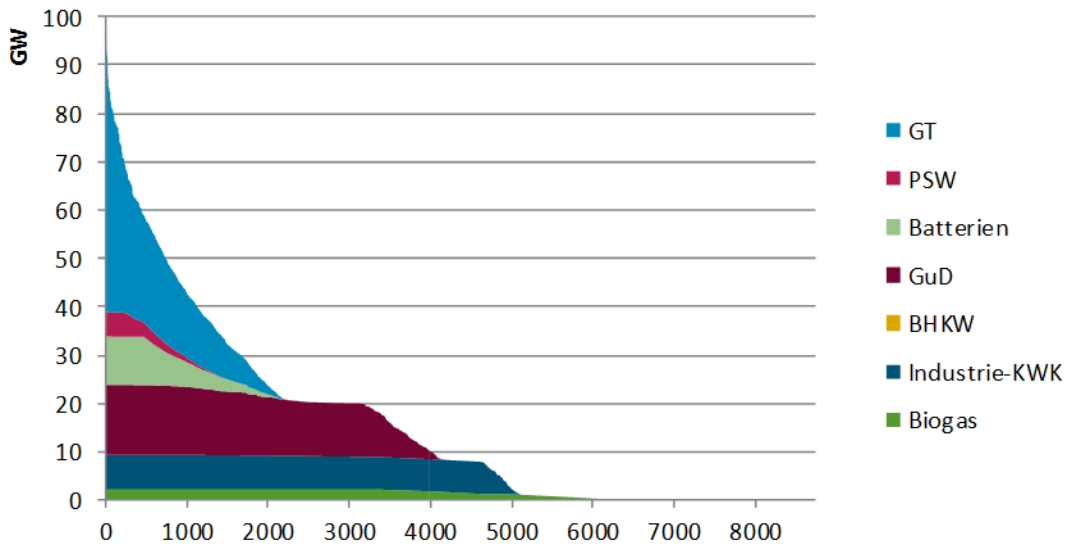


Abbildung 92: Jahresdauerlinien der flexiblen Stromverbraucher für Variante 3

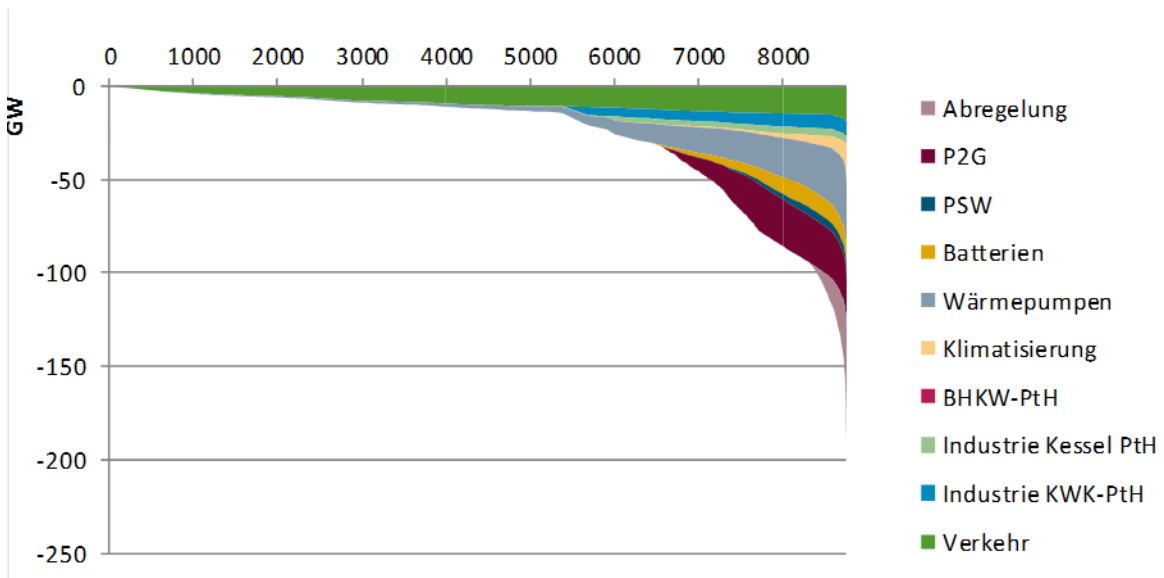


Abbildung 93: Jahresdauerlinien des flexiblen Kraftwerkseinsatzes für Variante 4

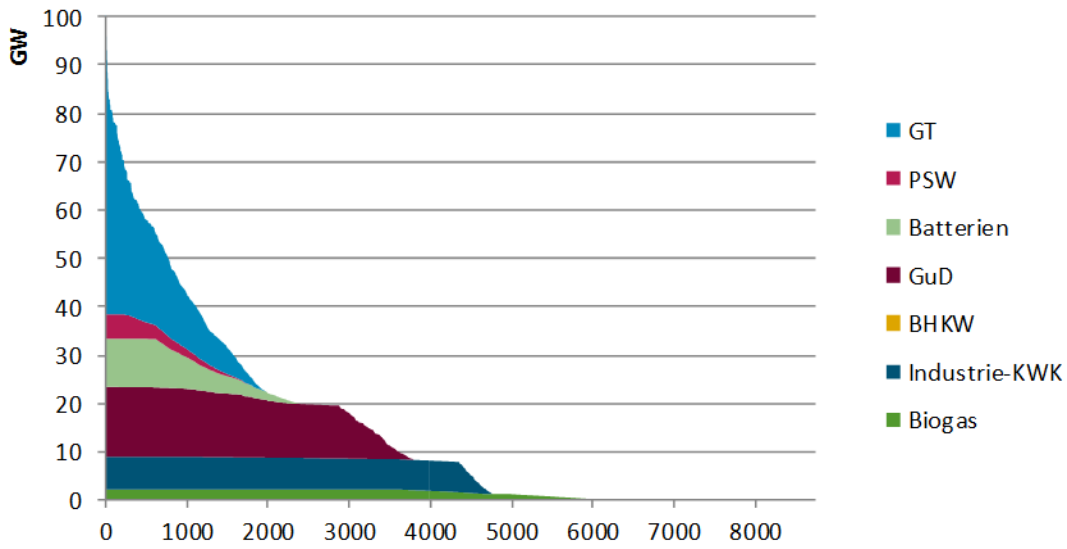


Abbildung 94: Jahresdauerlinien der flexiblen Stromverbraucher für Variante 4

