



Forschungsbericht

future:solar

Systemanalyse zur solaren Energieversorgung

für den Projektträger Jülich

Durchführung	Technische Universität Braunschweig Institut für Gebäude- und Solartechnik - IGS Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Norbert Fisch Mühlenpfordtstr. 23 D - 38106 Braunschweig Tel: 0531 / 391 3555 · Fax: 0531 / 391 8125 Internet: www.tu-braunschweig.de/igs e-mail: igs@tu-bs.de
Bearbeitung	Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Norbert Fisch (Institutsleiter) Dipl.-Ing. Mathias Schlosser (Arbeitsgruppenleiter) Dipl.-Ing. Sven Reiser (Projektleiter) Robert Kellner, B.Sc. Dipl.-Wirt.-Ing. Peter Ruschin Dipl.-Ing. Arch. Thomas Wilken
Förderung	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Förderkennzeichen	0325990A
Laufzeit	01.05.2012 – 30.04.2014 kostenneutrale Verlängerung bis 31.08.2014
Stand	Mai 2015

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 0325990A gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Kooperationspartner

Technische Universität Braunschweig
Institut für Gebäude- und Solartechnik
Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Norbert Fisch
Mühlenpfordtstr. 23
Tel.: 0531 / 391-3555
Internet: www.tu-braunschweig.de/igs
Bearbeitung:

38106 Braunschweig
Fax: 0531 / 391-8125
e-mail: igs@tu-bs.de
Dipl.-Ing. Mathias Schlosser
Dipl.-Ing. Sven Reiser
Robert Kellner, B.Sc.
Dipl.-Wirt.-Ing. Peter Ruschin
Dipl.-Ing. Arch. Thomas Wilken

Universität Stuttgart

Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW)

Kommissarischer Institutsleiter Apl. Prof. Dr.-Ing. Klaus Spindler

Pfaffenwaldring 6

Tel.: 0711 / 685-63536

Internet: www.itw.uni-stuttgart.de

Bearbeitung:

70550 Stuttgart
Fax: 0711 / 685-63503
e-mail: pm@itw.uni-stuttgart.de
Dr.-Ing. Harald Drück
Dipl.-Ing. Karola Sommer
Dipl.-Ing. Dominik Bestenlehner

Industriepartner

SOLVIS GmbH & Co KG

Grotrian-Steinweg-Straße 12

Tel.: 0531 / 28904-0

Internet: www.solvis.de

Ansprechpartner:

38112 Braunschweig
Fax: 0531 / 28904-100
e-mail: info@solvis-solar.de
Dipl.-Ing. (FH) Helmut Jäger

STIEBEL ELTRON GmbH & Co. KG

Dr.-Stiebel-Straße 33

Tel.: 05531 / 70290091

Internet: www.stiebel-eltron.de

Ansprechpartner:

37603 Holzminden
Fax: 05531 / 70295106
e-mail: info-center@stiebel-eltron.de
Dipl.-Ing. Frank Röder

Uponor GmbH

Industriestraße 56

Tel.: 09521 / 690-0

Internet: www.uponor.de

Ansprechpartner:

D-97437 Haßfurt
Fax: 09521 / 690-105
e-mail: info.de@uponor.com
Dipl.-Ing. Fritz Nüßle

INHALTSVERZEICHNIS

1	Projektvorstellung	6
1.1	Motivation und Ziele	7
1.2	Aufbau und Methodik	7
1.3	Projektdateien und Fördergeber	13
1.4	Wissenschaftliche Projektpartner	14
2	Systemdefinition (AP 1)	15
2.1	Vorbereitung der Systemanalyse / Zieldefinition	15
2.2	Definition von Bilanzgrenzen (End- und Primärenergie)	17
2.3	Marktrecherche und Kostenzusammenstellung	19
2.3.1	Wärmeerzeuger	19
2.3.2	Stromerzeuger	24
2.3.3	Speichertechnologien Wärme	26
2.3.4	Speichertechnologien Strom	29
2.3.5	Übergabesysteme zur Raumkonditionierung und Wohnraumlüftung.....	30
2.3.6	Elektromobilität.....	33
2.3.7	Kostenvergleich und Kostenprognose	36
2.4	Definition von Gebäudetypologien (EFH/ MFH)	39
2.5	Festlegung und Abstimmung von 6 Systemvarianten	42
3	Modellbildung Gebäude und Anlagentechnik (AP2)	46
3.1	Modellbildung Wohngebäude	46
3.1.1	Gebäudekubatur Ein- und Mehrfamilienhaus Neubau und Bestand.....	46
3.1.2	Dämmstandard Wohngebäude (Festlegung der U-Werte)	48
3.1.3	Gebäudelüftung	50
3.1.4	Randbedingungen Gebäudesimulationen.....	51
3.2	Trinkwarmwasserbedarf und Zapfprofil	53
3.3	Strombedarf Haushalt und Lastprofil.....	55
3.4	Energetische Bedarfskennwerte Wärme und Strom	57
3.5	Auslegung und Modellbildung Anlagentechnik	59
3.5.1	Dimensionierung Anlagentechnik Einfamilienhäuser	60
3.5.2	Dimensionierung Anlagentechnik Mehrfamilienhäuser	67
4	Systemsimulationen Wohngebäude (AP 3)	73
4.1	Endenergetische Bewertung der Systeme	73
4.1.1	Jahresbilanz Endenergie Einfamilienhäuser	73
4.1.2	Monatliche Endenergiebilanz Einfamilienhäuser.....	76
4.1.3	Jahresbilanz Endenergie Mehrfamilienhäuser	89
4.1.4	Monatliche Endenergiebilanz Mehrfamilienhäuser.....	92
4.2	Detailbetrachtung Solarthermie und Photovoltaik.....	105

4.2.1	Belegung der Dachflächen	105
4.2.2	Solarthermische Anlage – solarer Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf ...	108
4.2.3	Solarthermische Anlage – spezifischer solarer Nutzwärmeertrag.....	109
4.2.4	Photovoltaikanlage – PV Eigenstromnutzung	110
4.2.5	Photovoltaikanlage – Anteil PV-Strom Netzeinspeisung.....	111
5	Kostenermittlung Systemvarianten (AP 4).....	112
5.1	Ermittlung der Investitionskosten (Einfamilienhaus).....	113
5.2	Ermittlung der Investitionskosten (Mehrfamilienhaus).....	116
6	Systemvergleich Wohngebäude (AP 5)	119
6.1	Primärenergetische Bewertung der Systeme	119
6.1.1	Jahresbilanz Primärenergie Einfamilienhäuser	119
6.1.2	Jahresbilanz Primärenergie Mehrfamilienhäuser	122
6.2	Ökologische Bewertung der Systeme (CO ₂ - Emissionen)	125
6.2.1	Jahresbilanz CO ₂ - Emissionen Einfamilienhäuser.....	125
6.2.2	Jahresbilanz CO ₂ - Emissionen Mehrfamilienhäuser.....	126
6.3	Wirtschaftliche Bewertung der Systeme	127
6.3.1	Ermittlung der Jahresgesamtkosten (Einfamilienhaus).....	130
6.3.2	Ermittlung der Jahresgesamtkosten (Mehrfamilienhaus).....	133
6.4	Kostenprognose	136
6.4.1	Entwicklung der Jahresgesamtkosten über 20 Jahre (Einfamilienhaus)	136
6.4.2	Entwicklung der Jahresgesamtkosten über 20 Jahre (Mehrfamilienhaus)	138
6.5	Kumulierte Jahresgesamtkosten über 20 Jahre.....	141
6.5.1	Einfamilienhäuser.....	141
6.5.2	Mehrfamilienhäuser.....	143
6.6	Sonderuntersuchung.....	146
6.6.1	Stromspeicher Einfamilienhaus.....	146
6.6.2	Hochtemperaturspeicher Einfamilienhaus.....	148
7	Systemdefinition Stadtquartier (AP 6).....	150
7.1	Definition Wohnquartier Neubau	150
7.2	Definition Wohnquartier Bestandssanierung	153
7.3	Festlegung und Abstimmung von 4 Systemvarianten	155
8	Modellbildung Stadtquartier (AP7)	158
8.1	Modellbildung Stadtquartiere.....	158
8.1.1	Gebäudekubatur Neubau und Bestandssanierung.....	158
8.1.2	Dämmstandard Gebäude (Festlegung der U-Werte)	159
8.1.3	Gebäudelüftung	159
8.1.4	Randbedingungen Gebäudesimulationen.....	160
8.2	Trinkwarmwasserbedarf und Zapfprofil	163
8.3	Strombedarf und Lastprofil für Haushalt, Verwaltung und Handel.....	163
8.4	Nahwärmenetz im Quartier	166

8.5	Energetische Bedarfskennwerte Wärme und Strom	168
8.6	Auslegung und Modellbildung Anlagentechnik	171
9	Systemsimulationen Stadtquartier (AP 8).....	177
9.1	Endenergetische Bewertung der Systeme	177
9.1.1	Jahresbilanz Endenergie Quartiere	177
9.1.2	Monatliche Endenergiebilanz Quartier Neubau und Bestandssanierung	179
9.1.3	Entwicklung der Speichertemperaturen	185
9.2	Detailbetrachtung Solarthermie und Photovoltaik.....	186
9.2.1	Belegung der Dachflächen	187
9.2.2	Solarthermische Anlage – solarer Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf ...	188
9.2.3	Solarthermische Anlage – spezifischer solarer Nutzwärmeertrag.....	189
9.2.4	Photovoltaikanlage – PV Eigenstromnutzung	189
9.2.5	Photovoltaikanlage – Anteil PV-Strom Netzeinspeisung.....	190
9.2.6	Photovoltaikanlage – Anteil PV-Strom am Gesamtstrombedarf.....	191
10	Kostenermittlung Systemvarianten Quartiere (AP 9).....	192
10.1	Investitionskostenschätzung Quartier Neubau und Bestandssanierung.....	193
11	Systemvergleich Quartier (AP 10).....	196
11.1	Primärenergetische Bewertung der Systeme (Jahresbilanz)	196
11.2	Ökologische Bewertung der Systeme (CO ₂ - Emissionen)	198
11.3	Wirtschaftliche Bewertung der Systeme	199
11.3.1	Ermittlung der Jahresgesamtkosten.....	200
11.3.2	Entwicklung der Jahresgesamtkosten über 20 Jahre	202
11.4	Sonderbetrachtung Speicher im Quartier.....	202
12	Zusammenfassung und Ausblick.....	204
12.1	Fazit Einfamilienhäuser	205
12.2	Fazit Mehrfamilienhäuser	206
12.3	Fazit Stadtquartiere.....	206
12.4	Ausblick	207
12.4.1	Auswirkungen des Konzepts „Wärmepumpe und Photovoltaik“	208
12.4.2	Innovative ganzheitliche Stadtquartierskonzepte	209
12.4.3	Bewertung von Nichtwohngebäuden	209
12.4.4	Auslegungstool für regenerative Energieversorgungssysteme	209
12.5	Kurzüberblick und Direktvergleich Variante 1 und 2 (EFH und MFH).....	210
13	Anlagen.....	217
13.1	Anlagenverzeichnis Wirtschaftlichkeitsberechnungen.....	217
13.2	Veröffentlichungen	217
13.3	Quellen und Literatur zum Projekt.....	221

1 Projektvorstellung

Im F+E-Vorhaben *future:solar* wird eine umfassende Systemanalyse zum technischen und wirtschaftlichen Potential der Solarenergie für eine 50 und 100 % erneuerbare Energieversorgung von Gebäuden und Stadtquartieren durchgeführt. Dabei wird sowohl der Neubau als auch die Sanierung bzw. Modernisierung des Gebäudebestands betrachtet. Die gewählte Bilanz beinhaltet dabei den Energiebedarf für den Gebäudebetrieb nach gültiger Energieeinsparverordnung und den Strombedarf der Nutzung und Ausstattung. Daher werden zusätzlich zur Solarthermie weitere erneuerbare Energien und zukunftsfähige Technologien zur Wärme-, Strom- und Kälteerzeugung berücksichtigt. In einer Parameterstudie werden die unterschiedlichen Ansätze für die Deckung des Wärme- und Strombedarfs auf ihre energetischen, ökologischen und ökonomischen Auswirkungen und die potentiellen Möglichkeiten zur regenerativen Versorgung validiert. Die regenerativen Anteile der Energieversorgung von 50 und 100 % beziehen sich auf die Jahresbilanz des End- und Primärenergiebedarfs der jeweils untersuchten Gebäude und Gebäudetypologien.

Das F+E-Vorhaben gliedert sich dabei in 2 Teilprojekte:

- TP1 Systemanalyse für Wohngebäude
- TP2 Regenerative Versorgungsvarianten auf Quartiersebene

Auf Basis der Einzelgebäude werden im Teilprojekt 2 (TP2) zwei „synthetische Wohnquartiere“ detailliert untersucht. Neben anlagentechnischen Konzepten zur gekoppelten Wärme- und Stromversorgung von abgeschlossenen Versorgungseinheiten sollen auch Fragestellungen zum energetischen und wirtschaftlichen Vergleich anlagentechnischer und bauphysikalischer Maßnahmen untersucht werden. In die Bearbeitung werden das Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) der Universität Stuttgart sowie die Industriepartner Solvis GmbH & Co. KG aus Braunschweig, Stiebel Eltron GmbH & Co. KG aus Holzminden und die Uponor GmbH aus Haßfurt eingebunden.

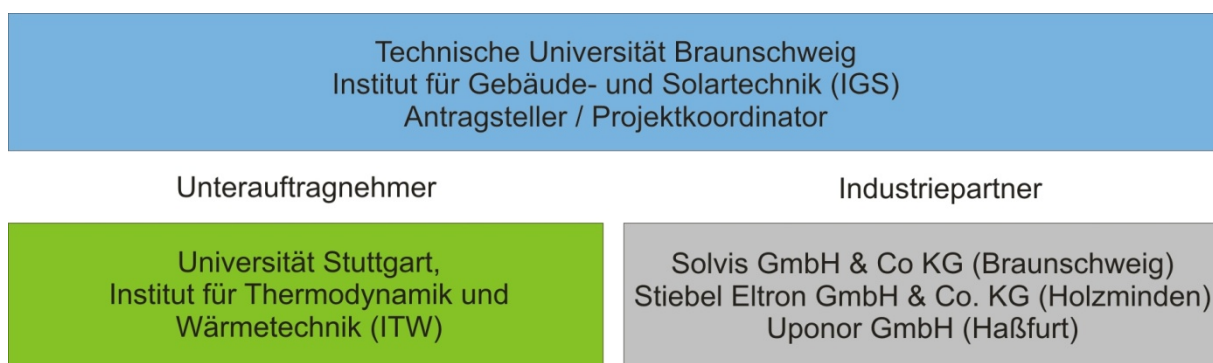


Bild 1 Projektstruktur des F+E Vorhabens

Hauptziel des Projekts ist die wirtschaftliche und ökologische Bewertung von solaren Energieversorgungsvarianten für 50 und 100 % Deckungsanteil in der end- und primärenergetischen Jahresbilanz. Die jeweiligen energetischen Anteile werden über dynamische Systemsimulationen ermittelt.

1.1 Motivation und Ziele

Die wirtschaftliche und ökologische Bewertung von solaren Energieversorgungsvarianten für einen Deckungsanteil von 50 und 100 % in der end- und primärenergetischen Jahresbilanz ist Kernpunkt des F+E Vorhabens. Über eine Marktanalyse werden für Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser und Quartiere Möglichkeiten für eine solare Energieversorgung erarbeitet. Für eine definierte Anzahl und mit dem Fördergeber abgestimmten Varianten, werden verschiedene Versorgungsvarianten energetisch, ökologisch und wirtschaftlich untersucht und bewertet. Die jeweiligen energetischen Anteile werden über Systemsimulationen ermittelt.

Der hervorzuhebende Anspruch des Forschungsprojekts ist der integrale und ganzheitliche Betrachtungsansatz. Neben der Wärmebedarfsdeckung für die Raumheizung und der Trinkwarmwasserbereitstellung inkl. Zirkulationsverlusten, werden durch die betrachteten Versorgungsvarianten auch der Nutzerstrombedarf der Gebäude in der Jahresbilanz zu 50 bzw. 100 % hinsichtlich des End- und Primärenergiebedarfs regenerativ gedeckt. In den Untersuchungen auf Quartiersebene wird die Bilanz zudem um die Kälteversorgung für die Raumklimatisierung von Gewerbe- und Dienstleistungsflächen erweitert.

Das Ziel ist es also, die Versorgung unterschiedlicher Gebäudetypologien (Ein- und Mehrfamilienhaus sowie Stadtquartiere jeweils als Neubau und Bestandssanierung) mittels verschiedener Versorgungsvarianten, die die Wärme- ggf. Kälte- und Stromversorgung einschließen, wirtschaftlich und ökologisch vergleichend zu untersuchen. Als Zielvorgabe ist eine 50 und 100 % regenerative Versorgung hinsichtlich des End- und Primärenergiebedarfs in der Jahresbilanz des jeweiligen Gebäudes gesetzt.

1.2 Aufbau und Methodik

Die Laufzeit dieses Projektes beträgt 2,0 Jahre, d.h. von Mai 2012 bis April 2014. Im April 2014 wird das F+E Projekt bis zum August 2014 kostenneutral verlängert. Das Forschungsprojekt gliedert sich in zwei wesentliche Teilprojekte. Das erste Teilprojekt umfasst die Systemanalyse für Wohngebäude. Dabei werden Einfamilienhäuser und einzelne Mehrfamilienhäuser mit jeweils 50 und 100 % solarem Deckungsanteil an der Energieversorgung betrachtet. Die zu entwickelnden Konzeptlösungen (5 - 6 Systemvarianten) werden im Vorfeld mit dem Fördergeber und den Industriepartnern abgestimmt und sind jeweils an die Gegebenheiten des ausgewählten Standortes und dem vorliegenden Lastfall (Heizwärmebedarf, Warmwasserbedarf, Strombedarf) anzupassen. Der Arbeitspunkt schließt mit einem wirtschaftlichen und ökologischen Vergleich.

Das zweite Teilprojekt beinhaltet die Untersuchung zweier „synthetischer“ Wohnquartiere mit dem Schwerpunkt Wohnblockbebauung sowie Wohnsiedlungen/ Quartier. Neben den Systemsimulationen zur Ermittlung der Deckungsanteile werden ebenfalls ökonomische und ökologische Parameter ermittelt und gegenübergestellt.

Für das Projekt ist in Zusammenarbeit mit den Unterauftragnehmern Universität Stuttgart – Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) nachfolgender Arbeitsplan vorgesehen. Die **blau** gekennzeichneten Inhalte werden dabei vom ITW und die **schwarz** gekennzeichneten vom IGS bearbeitet.

Teilprojekt 1 - Systemanalyse Wohngebäude

Die wesentlichen Aufgabenbereiche bei der Bearbeitung dieses Teilprojekts sind:

Arbeitspaket 1: Systemdefinition

Auf der Basis einer umfassenden Recherche erfolgt eine Standortbestimmung zum aktuellen Angebot solarthermischer Anlagentechnik für die Wärmeversorgung (Raumheizung und Trinkwarmwasser) von Gebäuden und Wohnsiedlungen bzw. Stadtquartieren. Dabei werden die gängigsten Anlagentypen zusammengestellt und die aktuellen sowie die bis 2020 prognostizierten Investitionskosten recherchiert.

Zur Realisierung des Ziels „50 und 100 % erneuerbare Energieversorgung“ werden der technische Entwicklungsstand und die Kosten alternativer Systeme recherchiert. Dazu gehören u.a. die Solarthermie- und Photovoltaiktechnik, die Nutzung von Biomasse (Holz) sowie die Wärmepumpentechnologien. Die Komponenten PCM-Speicher, Thermo-chemische Speicher, Eisspeicher, etc. werden u.a. vergleichend untersucht und im Kontext zu dem zu erwartenden Beitrag an einer 50 und 100 % erneuerbaren Energieversorgung bewertet.

Die Bearbeitungstiefe geht dabei bis zur nutzerseitigen Energieabgabe (z.B. Flächenheizung / Heizkörper). In einem weiteren Schritt werden die Dämmstandards der Gebäudetypen (EFH/MFH) definiert. Dabei wird als Mindestanforderung die zu diesem Zeitpunkt gültige Energieeinsparverordnung (EnEV 2009) zugrundegelegt. Ausgewählte technische und wirtschaftliche, sowie zukunftsfähige Systemvarianten werden für die beschriebenen Maßstäbe entwickelt, und mit dem Ministerium sowie den Projekt- und Industriepartnern abgestimmt (5-6 Systemvarianten).

Für Arbeitspaket 1 „Systemdefinition“ ergeben sich folgende Unterpunkte:

- Vorbereitung der Systemanalyse / Zieldefinition
- Definition von Bilanzgrenzen (CO₂- Emissionen / Primärenergie/ Endenergie) und der zeitlichen Auflösung (jährlich, monatlich, etc.)
- Marktrecherche und Kostenzusammenstellung
 - Wärmeerzeuger
 - Stromerzeuger
 - **Speichertechnologien für Wärme**
 - Übergabesysteme zur Raumkonditionierung
 - Kostenvergleich und Kostenprognose (Korridore)
 - Speichertechnologien für Strom inkl. Elektromobilität
- Untersuchung der Eignung verschiedener Technikkomponenten
- Definition von Gebäudetypologien (EFH/ MFH)
- Definition der Gebäudehülle für Neubau und Bestandssanierung
- Festlegung und Abstimmung von 5 bis 6 Systemvarianten

Arbeitspaket 2: Modellbildung

Als Grundlage der Gebäude- und Anlagensimulationen müssen entsprechende Simulationsmodelle erstellt werden. Zum Modell gehören jeweils das Gebäude sowie die Anlagentechnik. Als Input werden Wetterdaten und Nutzerprofile benötigt. Zu den Nutzerprofilen gehören der Strombedarf sowie der Warmwasserbedarf. Hierzu werden entweder Referenzdaten oder gemessene Daten herangezogen und kumuliert. Wetterdaten werden für einen Referenzstandort abgestimmt. In einem Gesamtmodell werden die einzelnen Types zur Darstellung des Gebäudes und der technischen Anlagen zusammengefügt und Simulationsdecks in der Simulationsumgebung von TRNSYS [TRNSYS 17, 2010] erstellt.

Für Arbeitspaket 2 „Modellbildung“ ergeben sich folgende Unterpunkte:

- Modellbildung Gebäude
 - Modellbildung Gebäude (EFH Neubau/Bestandssanierung)
 - Modellbildung Gebäude (MFH Neubau/Bestandssanierung)
- Modellbildung Anlagentechnik
 - System 1-3
 - [System 4-6](#)

Arbeitspaket 3: Systemsimulationen (Wohngebäude)

Mit Hilfe des Simulationsprogramms TRNSYS (Version 17) werden die definierten Systeme aus AP1 abgebildet und die Energieeffizienz unter der Berücksichtigung des Referenzstandortes (Würzburg) berechnet. Anschließend erfolgt die Kennwertbildung durch Auswertung der Simulationsergebnisse und Verknüpfung mit den Investitionskosten (AP4). Neben der Verwendung von TRNSYS für die Systemsimulationen, wird weitere Simulationssoftware([Energieberater, 2012], [T*SOL, 2012], [PV*SOL, 2012]) zur Ergänzung und Überprüfung eingesetzt.

Für Arbeitspaket 3 „Systemsimulation (Wohngebäude)“ ergeben sich folgende Unterpunkte:

- Simulation Gesamtsystem 1-3 mit TRNSYS
- [Simulation Gesamtsystem 4-6 mit TRNSYS](#)
- Auswertung und Kennwertbildung System 1-3
- [Auswertung und Kennwertbildung System 4-6](#)

Arbeitspaket 4: Kostenermittlung Systemvarianten

Für die in den Systemsimulationen vorgesehenen Technikkomponenten werden Kostenrecherchen durchgeführt. Hierfür werden die aktuellen sowie die prognostizierten (bis 2020) Investitionskosten recherchiert. Unter der Berücksichtigung der realen solaren Energieerträge werden die Jahresgesamtkosten für unterschiedliche Anlagentypen berechnet. Das IGS der Technischen Universität Braunschweig stimmt dabei die anzusetzenden Marktpreise der Technikkomponenten mit den Industriepartnern ab.

Für Arbeitspaket 4 „Kostenermittlung Systemvarianten“ ergeben sich folgende Unterpunkte:

- Ermittlung von Kostenkennwerten für die Gebäudetechnik
- Kostenprognose der Varianten (Korridore, Szenarien bis 2020)
- Abstimmung mit den Industriepartnern

Arbeitspaket 5: Systemvergleich Wohngebäude (für 50 und 100% Deckungsanteil)

Die in den Simulationen ermittelten Energiebedarfskennwerte und -profile stellen die Basis für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Varianten dar. Die Kosten für die baulichen und anlagentechnischen Maßnahmen werden auf Basis einer Kostenschätzung zusammengestellt und fließen ebenfalls in die Wirtschaftlichkeitsberechnung ein. Der Aufwand zur Wartung und Instandhaltung wird entsprechend berücksichtigt. Die resultierenden Jahresgesamtkosten werden in Anlehnung an das Berechnungsverfahren der VDI 2067 ermittelt. Die Entwicklung der Kosten wird unter Berücksichtigung einer mittleren Energiepreissteigerung über den Zeitraum von 20 Jahren betrachtet.

Zu den vorgeschlagenen Varianten werden in einer Übersicht die energetischen, ökologischen und ökonomischen Kriterien (Endenergiebedarf, Primärenergiebedarf, CO₂- Emissionen, etc.) ermittelt.

Für Arbeitspaket 5 „Systemvergleich Wohngebäude“ ergeben sich folgende Unterpunkte:

- Energetische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung der Systeme 1-3
- Energetische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung der Systeme 4-6
- Zusammenfassung und Darstellung der Ergebnisse

Teilprojekt 2 - Regenerative Versorgungsvarianten auf Quartiersebene

Bei der 50 bzw. 100 % erneuerbaren Energieversorgung eines städtischen Quartiers kommen zentrale Energieerzeuger, Wärmenetze und Langzeitwärmespeicher zum Tragen. Die dezentrale Wärme- und Stromerzeugung auf Gebäudeebene wird bereits im Kontext der Betrachtung der Mehrfamilienhäuser abgedeckt.

Bei der aktiven thermischen Nutzung der Solarenergie sind zentrale Lösungen zur Speicherung für die fehlende zeitliche Deckung von Verfügbarkeit und Bedarf erforderlich. Für die aktive elektrische Nutzung der Solarenergie mittels Photovoltaikanlage werden Anteile und Lastprofile ermittelt, die Aussagen darüber liefern, wie viel elektrische Energie innerhalb der Quartiersgrenze erzeugt, genutzt und in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist wird. Zudem wird die Energiemenge des elektrischen Stroms als Netzbezug ermittelt. Die Potentiale der jeweiligen Lösung sollen als Vergleichsuntersuchungen in dynamischen Simulationsmodellen abgebildet werden.

Arbeitspaket 6: Systemdefinition Stadtquartier

Arbeitspunkt 6 wird analog zu Arbeitspunkt 1 bearbeitet. Der Fokus liegt dabei auf einer Quartierslösung für eine 50 und 100 % erneuerbare Energieversorgung. Dabei werden zwei „synthetische Quartierslösungen“ betrachtet. Im Neubau wird eine gemischte Nutzung (Wohnen, Büro, Handel) angenommen, in der Bestandssanierung eine reine Wohnnutzung.

Für Arbeitspaket 6 „Systemdefinition Stadtquartier“ ergeben sich folgende Unterpunkte:

- Festlegung Quartier Neubau
- Festlegung Quartier Bestandssanierung
- Festlegung und Abstimmung von 2 bis 3 Systemvarianten

Arbeitspaket 7: Modellbildung (Stadtquartier)

Aufbauend auf Arbeitspunkt 2 werden hier die Modelle zur Abbildung der Quartiere entwickelt. Entsprechende Nutzerprofile für den Strom- und Warmwasserbedarf werden gemäß den Anforderungen angepasst. In einem Gesamtmodell werden die Einzelbausteine (Types) zur Darstellung des Quartiers und der technischen Anlagen zusammengefügt und Simulationsdecks erstellt.

Für Arbeitspaket 7 „Modellbildung (Stadtquartier)“ ergeben sich folgende Unterpunkte:

- Modellbildung Quartier Neubau
- Modellbildung Quartier Bestandssanierung

Arbeitspaket 8: Systemsimulationen (Stadtquartier)

Mit Hilfe des Simulationsprogramms TRNSYS werden die definierten Systeme aus AP6 abgebildet und die Energieeffizienz unter der Berücksichtigung des Referenzstandortes (Würzburg) berechnet. Anschließend erfolgt die Kennwertbildung durch Auswertung der Simulationsergebnisse und Verknüpfung mit den Investitionskosten (AP9).

Für Arbeitspaket 8 „Systemsimulation (Stadtquartier)“ ergeben sich folgende Unterpunkte:

- Simulation Quartier Neubau und Bestandssanierung System 1-2 mit TRNSYS
- [Simulation Quartier Neubau und Bestandssanierung System 3 mit TRNSYS](#)
- Auswertung und Kennwertbildung System 1-2
- [Auswertung und Kennwertbildung System 3](#)

Arbeitspaket 9: Kostenermittlung Systemvarianten

Das IGS ermittelt für die jeweilige Quartierslösung die Investitionskosten. Hierfür werden die aktuellen sowie die prognostizierten (bis 2020) Investitionskosten recherchiert. Unter der Berücksichtigung der realen solaren Energieerträge werden die Jahresgesamtkosten für unterschiedliche Anlagentypen berechnet. Das IGS stimmt dabei die anzusetzenden Marktpreise der Technikkomponenten mit den Industriepartnern ab.

Für Arbeitspaket 9 „Kostenermittlung Systemvarianten“ ergeben sich folgende Unterpunkte:

- Ermittlung von Kostenkennwerten für die Gebäudetechnik

Arbeitspaket 10: Systemvergleich Quartier

Der Systemvergleich erfolgt analog zu Arbeitspaket 5. Dabei werden die Quartierslösungen ökonomisch und ökologisch miteinander verglichen. Ein zusätzlicher Punkt ist die Organisation eines Abschlussworkshops, bei dem die Ergebnisse einem ausgewählten Fachpublikum vorgestellt werden.

Für Arbeitspaket 10 „Systemvergleich Quartier“ ergeben sich folgende Unterpunkte:

- Energetische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung des Quartiers Neubau
- Energetische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung des Quartiers Bestandssanierung
- Zusammenfassung und Darstellung der Ergebnisse
- Vorbereitung Abschlussworkshop

Zusammenfassung Aufbau und Methodik

Im ersten Schritt werden Mustergebäude verschiedener Typologien (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus) definiert. Anschließend erfolgt die Festlegung der unterschiedlichen Versorgungsvarianten für eine 50 bzw. 100 % regenerative Energieversorgung in der Jahresbilanz. Darauf aufbauend werden Simulationsmodelle der definierten Mustergebäude in der Simulationsumgebung TRNSYS erstellt. Das Ergebnis der durchgeführten Gebäudesimulationen stellt die Generierung von Wärmelastprofilen der Mustergebäude dar. Diese sind Ausgangspunkt für die Anlagensimulationen.

Mittels dynamischer Anlagensimulationen werden Endenergieprofile der jeweiligen Varianten in Bezug auf Wärme und Strom erzeugt. Diese Profile bilden die Grundlage für die energetische Auswertung für den jeweils gewählten Zeitraum (Jahr, Monat, Woche, Tag, Stunde, 15 Minuten), die ökologische Bewertung und die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Innerhalb der ökonomischen Betrachtung werden die Investitions- und Jahresgesamtkosten der einzelnen Varianten in Anlehnung an die VDI Richtlinie 2067 ermittelt und gegenüber gestellt. Bild 2 vermittelt einen Überblick über die Vorgehensweise im Forschungsvorhaben.

Das Ergebnis der Untersuchung ist eine vergleichende wirtschaftliche und ökonomische Auswertung unterschiedlicher Versorgungsvarianten für zwei unterschiedliche Gebäudetypologien mit dem Ziel einer 50 bzw. 100 % regenerativen Versorgung in der end- und primärenergetischen Jahresbilanz.

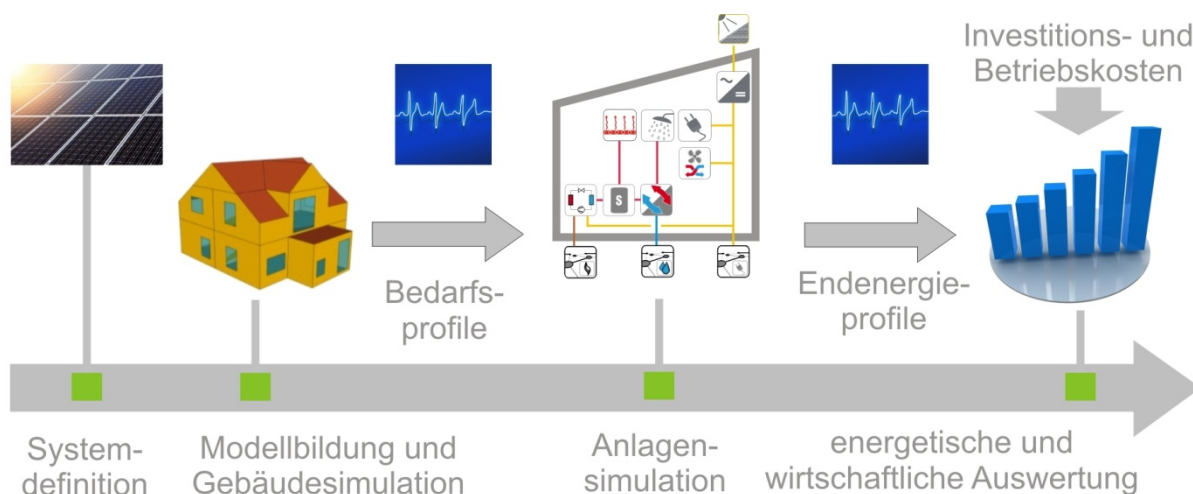


Bild 2 Vorgehensweise und Ablauf des F+E Vorhabens

1.3 Projektdaten und Fördergeber

Projekttitel	<i>future:solar</i> - Systemanalyse zur solaren Energieversorgung
Projektnummer	0325990A
Projektförderung	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Projektträger	PTJ - Projektträger Jülich - Forschungszentrum Jülich GmbH Ansprechpartner: Frau Kerstin Krüger
Projektlaufzeit	01.05.2012 – 30.04.2014 kostenneutrale Verlängerung bis 31.08.2014
Förderung	418.700 € (Förderquote 88,1 %)
Ausführende Stelle	Technische Universität Braunschweig Institut für Gebäude- und Solartechnik Univ.- Prof. Dr.-Ing. M. Norbert Fisch Mühlenpfordtstr. 23 D - 38106 Braunschweig Tel: 0531 / 391 3555 • Fax: 0531 / 391 8125 Internet: www.tu-braunschweig.de/igs e-mail: igs@tu-bs.de
Bearbeitung	Dipl.-Ing. Mathias Schlosser (Arbeitsgruppenleiter) Dipl.-Ing. Sven Reiser (Projektleiter) Robert Kellner, B.Sc. Dipl.-Wirt.-Ing. Peter Ruschin Dipl.-Ing. Arch. Thomas Wilken
Wiss. Hilfskräfte	Isabel Kolster, Zhu Panyu, Alexander Schabel
Studienarbeiten	Oliver Neuhof „Energetische Betrachtung einer Gebäudeversorgung mittels Wärmepumpe am Beispiel von zwei Varianten unterschiedlicher Trinkwarmwasserversorgung“
Bachelorarbeiten	Eduard Klein „Ökologische und wirtschaftliche Bewertung von Energieversorgungssystemen für Einfamilienhäuser“ Kristin Schulze „Bewertung der Eignung genormter Verfahren zur Wärmebedarfsberechnung von Gebäuden“ Nils Falkenhorst „Ökologische und wirtschaftliche Bewertung von Energieversorgungssystemen für EnergiePLUS-Häuser“ Fabian Sauthoff „Systemanalyse für die regenerative Versorgung von Stadtquartieren“ Oliver Brockschmidt „Technische und wirtschaftliche Untersuchung des Einsatzes regenerativer Energietechnik und Speicherkonzepte am Beispiel des Eintracht Stadions in Braunschweig“

1.4 Wissenschaftliche Projektpartner

<p>Universität Stuttgart Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) Kommissarischer Institutsleiter apl. Prof. Dr.-Ing. Klaus Spindler Abteilung Forschungs- und Testzentrum für Solar- anlagen (TZS) Pfaffenwaldring 6 70550 Stuttgart Tel.: 0711 / 685-63536 Internet: www.itw.uni-stuttgart.de e-mail: pm@itw.uni-stuttgart.de</p>	<p>Dr.-Ing. Harald Drück Dipl.-Ing. Karola Sommer Dipl.-Ing. Dominik Bestenlehner</p>
<p>SOLVIS GmbH & Co. KG Grotrian-Steinweg-Straße 12 38112 Braunschweig Tel.: 0531 / 28904-0 Internet: www.solvis.de e-mail: info@solvis-solar.de</p>	<p>Dipl.-Ing. (FH) Helmut Jäger</p>
<p>STIEBEL ELTRON GmbH & Co. KG Dr.-Stiebel-Straße 33 37603 Holzminden Tel.: 05531 / 70290091 Internet: www.stiebel-eltron.de e-mail: info-center@stiebel-eltron.de</p>	<p>Dipl.-Ing. Frank Röder</p>
<p>Uponor GmbH Industriestraße 56 D-97437 Haßfurt Tel.: 09521 / 690-0 Internet: www.uponor.de e-mail: info.de@uponor.com</p>	<p>Dipl.-Ing. Fritz Nüßle</p>

2 Systemdefinition (AP 1)

Im Rahmen der Projektvorbereitung werden in einem ersten Schritt die Ziele und die Vorgehensweise innerhalb der Forschungsarbeit definiert. Anschließend erfolgt zu den wesentlichen Komponenten der solaren Energieerzeugung eine umfassende Recherche und Marktanalyse zum Stand der Technik. Hierzu gehört auch die Ermittlung der Investitionskosten. Für ein Einfamilienhaus und ein Mehrfamilienhaus werden die typischen Gebäudegrößen festgelegt. Die Kubatur richtet sich jeweils nach dem Objektstatus, d.h. Neubau oder zu sanierender Bestand. In einer weiteren Untersuchung wird die Gebäudehülle unter Berücksichtigung von energetischen und wirtschaftlichen Aspekten definiert. Dies betrifft in gleicher Weise den Neubau und den zu sanierenden Bestand. Als Ergebnis der Literaturrecherche werden die gängigsten Anlagentypen (maximal 6 Varianten) zusammengestellt, im Team mit dem Fördergeber und den Industriepartnern diskutiert und für die weitere Bearbeitung festgelegt.

Das folgende Kapitel dokumentiert die Zieldefinition sowie die energetischen Bilanzierungsgrenzen. Diese Definitionen sollen einheitlich für alle Untersuchungen im Forschungsvorhaben gelten und werden in den folgenden Abschnitten näher erläutert.

2.1 Vorbereitung der Systemanalyse / Zieldefinition

In Vorbereitung auf die Forschungsarbeit bzw. die umfassende Systemanalyse zum Potential der Solarenergie für eine erneuerbare Energieversorgung von Gebäuden und Stadtquartieren müssen die Ziele klar definiert werden. Dabei wird zwischen dem Projektziel und den dazugehörigen Randbedingungen unterschieden.

Ausgangssituation und Zielsetzung

Hat die Solarthermie gegenüber der Photovoltaik zur dezentralen Energieversorgung von Wohngebäuden bzw. Stadtquartieren noch eine Zukunft? Dies ist die Kernfrage der Studie *future:solar*. Ziel der Untersuchung ist es, das technische und wirtschaftliche Potenzial der Solarenergienutzung (thermisch und elektrisch) für einen lokal erzeugten Energieanteil von 50 oder 100 % am jährlichen Gesamt-Energiebedarf von Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie Stadtquartieren für jeweils den Neubau und den sanierten Bestand zu untersuchen, siehe Bild 4.



Bild 3 Solarthermie oder Photovoltaik – eine Konzeptentscheidung? [Bildquelle: links: Solvis GmbH & Co. KG aus Braunschweig, rechts: Stiebel Eltron GmbH & Co. KG aus Holzminden]

Dabei bezieht sich die Energiebilanz auf ein Jahr, d.h. die 50 oder 100 % werden im Bilanzierungszeitraum nicht durchgängig erreicht. Es wird ausdrücklich festgestellt, dass die 100 % Variante nicht mit „Energieautarkie“ gleichzusetzen ist. Der Gesamt-Energiebedarf umfasst in dieser Studie den Jahres-Heizenergiebedarf nach der derzeit geltenden EnEV 2009 und den Jahres-Strombedarf für Hilfsenergie, Beleuchtung, Lüftung und Haushaltsgeräte.

Durch die Einbeziehung des Strombedarfs in die Bilanz - ein Ansatz der dem steigenden Stromverbrauch in Haushalten Rechnung trägt - müssen alle untersuchten Varianten mit einer Photovoltaik-Anlage ausgerüstet werden. Der insbesondere im Sommer anfallende überschüssige PV-Strom wird ins öffentliche Stromnetz eingespeist und in der Bilanz gut geschrieben. Die auf Basis der Jahresbilanz 100 %-ige Versorgung durch die Nutzung Erneuerbarer Energiequellen entspricht der Zielsetzung der EU- Richtlinie (EPBD, European Performance Building Directive 2010/31/EU) zur Umsetzung von „Nearly-zero energy buildings“ ab 2020 in Europa.

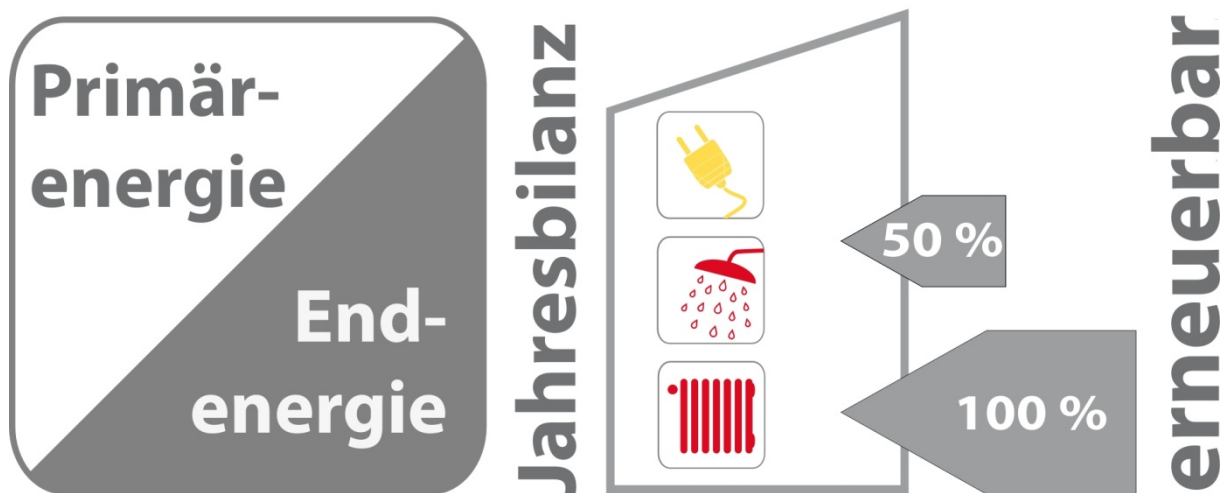


Bild 4 Zielsetzung 50 und 100 % - Jahresbilanz für End- und Primärenergie (Wärme und Strom)

Randbedingungen

Die Randbedingungen der Systemanalyse sind Grundlage der gesamten Untersuchung. Im ersten Schritt werden die Eckpunkte festgelegt. In den nachfolgenden Kapiteln erfolgt die Konkretisierung dieser Vorgaben. Es gelten die nachstehenden Randbedingungen:

- Systemanalyse zur Wärme- und Stromversorgung für 6 ausgewählte Varianten
- Berücksichtigung von Solarthermie und Photovoltaik
- Gebäudetypologie Ein- und Mehrfamilienhaus im Neubau und sanierter Bestand, d.h. zwei festgelegte Standards für die Gebäudehülle
- festgelegter Bilanzzeitraum von einem Jahr und feste Bilanzierungsgrenzen
- Anforderungswerte für den solaren Deckungsanteil, d.h. 50 und 100 % in der Jahresbilanz
- Einspeisung des überschüssigen Stroms aus der Photovoltaikanlage in das öffentliche Stromnetz

2.2 Definition von Bilanzgrenzen (End- und Primärenergie)

Die Bilanzierung von End- und Primärenergie bzw. die Bilanzgrenzen werden in Anlehnung an die Richtlinie des BMVBS (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) zum Standard Effizienzhaus Plus aus dem Jahr 2012 definiert [BMVI, 2014]. Wichtig ist, dass die Bilanz den gesamten Energiebedarf des Gebäudes beinhaltet, siehe Bild 5.

Hierzu gehören folgende Parameter:

- Heizung
- Trinkwarmwasser inkl. Zirkulations- und Speicherverluste
- Lüftung
- Beleuchtung
- Kühlung
- Haushaltsstrom (pauschalen Ansatz von $20 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{Wfl. a}}$) bzw. maximal 2.500 kWh/a pro Wohneinheit)

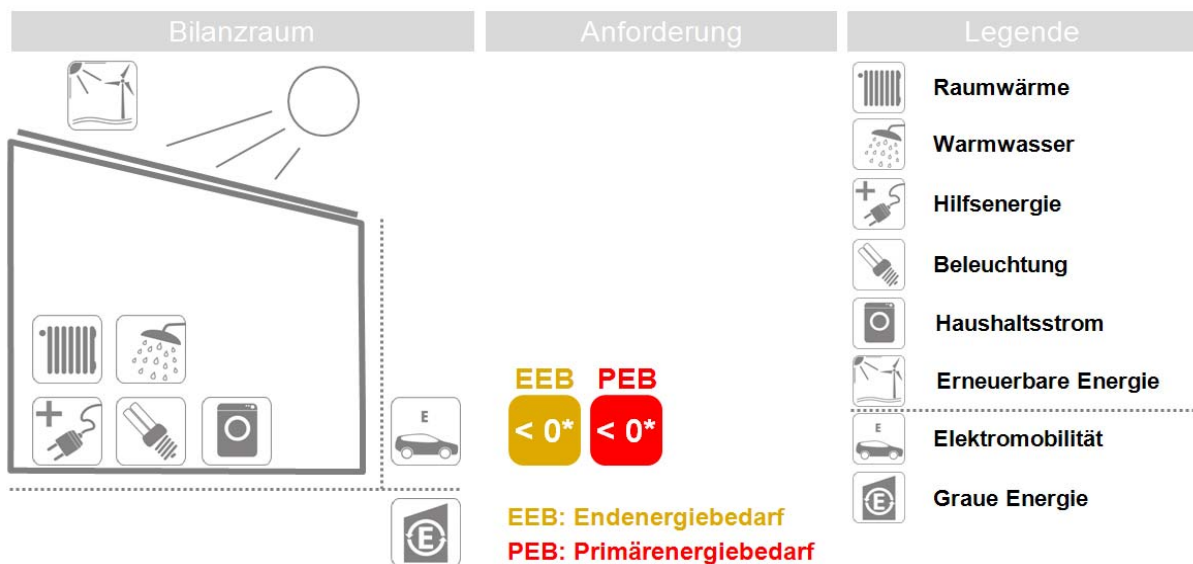


Bild 5 Definition und Bilanzierungsgrenzen Effizienzhaus-Plus Standard nach BMVBS

Der Effizienzhaus Plus Standard nach BMVBS (ab 2014 BMUB) ist wie folgt definiert: „Jahresüberschuss bei der Erzeugung gegenüber dem Bedarf auf Endenergie- und Primärenergiebasis“. Dabei gelten folgende Randbedingungen:

- Grundlage für Bedarfsberechnung ist die EnEV
- Primärenergiefaktoren in Anlehnung an DIN V 18599
- gültig für Wohngebäude
- Bilanzraum durch Grundstück begrenzt
- Primärenergie-Verrechnung gemäß Vorgabe BMVBS (ab 2014 BMUB)
- gleichwertige Betrachtung der Wärme- und Stromenergie (Endenergie)
- Jahresbilanz

Durch die Bilanzierungsregeln werden endenergetisch Wärme und Strom zwar gleich behandelt, solarthermische Erträge werden jedoch vorrangig mit dem eingesetzten Endenergieertrag

ger für Wärme, z.B. Erdgas, Strom, Fernwärme der jeweiligen Versorgungsvariante, verrechnet. Die elektrische Solarenergienutzung, also die Stromerträge aus einer Photovoltaikanlage, können ebenfalls auf den gesamten Endenergiebedarf angerechnet werden, d.h. der Stromertrag kann bilanziell den Endenergiebedarf für die Wärmeerzeugung decken. Bei der Betrachtung der jährlichen Primärenergiebilanzen wird unter Berücksichtigung der Primärenergiefaktoren nach DIN V 18599 (siehe Tabelle 1) analog verfahren.

Eine Besonderheit gibt es beim Einsatz von Biomasse zur Wärmeerzeugung. Hier wird kein Endenergieaufwand angenommen, es wird lediglich der Primärenergiebedarf mit entsprechendem Faktor für Biomasse berücksichtigt. Bei der Wärmeerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung wird der erzeugte Strom ebenfalls in der Endenergiebilanz berücksichtigt. Zusammenfassend bildet das Gebäude in den Grundstücksgrenzen den Bilanzraum für die Betrachtung einer 50 bzw. 100 % regenerativen Versorgung in der end- und primärenergetischen Jahresbilanz.

Tabelle 1 Ökologische Kennwerte (Primärenergiefaktoren und CO₂-Emissionsfaktoren)

Energieträger	Primärenergiefaktoren	CO ₂ -Emissionsfaktoren
Strom	2,50 ^{*)}	580 g/kWh _{Endenergie}
Strom Photovoltaik Erzeugung	2,50 ^{*)}	62 g/kWh _{Endenergie}
Strom Photovoltaik Einspeisung	- 2,50 ^{*)}	- 580 g/kWh _{Endenergie}
Holzpellets	0,20	24 g/kWh _{Endenergie}
Erdgas	1,10	246 g/kWh _{Endenergie}
Fernwärme	0,70	255 g/kWh _{Endenergie}

^{*)} Festlegung für das F+E Vorhaben in Abstimmung mit den Projekt- und Industriepartnern

CO₂-Emissionen

Für die jährliche Bilanzierung der CO₂-Emissionen wird der Endenergie-Input/Output des Gebäudes unter Berücksichtigung der jeweiligen Versorgungsvariante betrachtet, siehe Bild 6. Für Endenergie, die in die Bilanzgrenze des Gebäudes eingebracht wird (z.B. Input Erdgas / Strom / Biomasse / Fernwärme) wird eine Lastschrift angerechnet. Für die Endenergie (Output Strom), die das jeweilige Gebäude überschüssig in das öffentliche Stromnetz einspeist, wird eine Gutschrift angerechnet und so die jährliche Gesamtbilanz aufgestellt. Die angesetzten CO₂-Emissionsfaktoren sind in Tabelle 1 für den jeweiligen Energieträger aufgelistet. Grundlage sind hier die Ergebnisse des Programms GEMIS [Gemis, 2013].

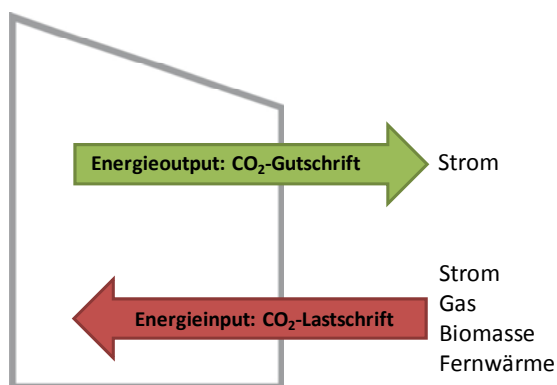


Bild 6 Bilanzierung der CO₂-Emissionen

2.3 Marktrecherche und Kostenzusammenstellung

Die umfassende Marktrecherche zum Thema Energieerzeugung ist ein grundlegender Baustein der Studie, aus dem anschließend spezifische Kennzahlen für die Investitionskosten abgeleitet werden. Die Marktanalyse bildet die Basis für die jeweiligen energetischen Kennwerte und Parameter der Komponenten und ist daher ein wesentlicher Bestandteil der System- und Anlagensimulationen.

Die Recherche kann nur eine punktuelle Darstellung der Marktsituation sein. Insgesamt werden verschiedene Daten von Herstellern und Systemanbietern ausgewertet. Der Vergleich mit abgerechneten Kosten erfolgt über die Auswertung der Angaben zur „Evaluierung des Marktanzreizprogramms für erneuerbare Energien - Ergebnisse der Förderung für das Jahr 2010“ [EVA-MAP, 2011]. Es handelt sich dabei um einen Auszug aus dem Gutachten „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanzreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011“.

2.3.1 Wärmeerzeuger

Innerhalb des Projektkonsortiums werden verschiedene Systeme zur Wärmeversorgung identifiziert. Je nach Marktrelevanz erfolgt die entsprechende Analyse des Wärmeerzeugers. Nachfolgend werden die wichtigsten Komponenten in kurzer Form beschrieben und die entsprechenden Kennzahlen dokumentiert.

1. Solarthermische Kollektoren

Für den Bereich des solaren Heizens mit hohen solaren Deckungsanteilen eignen sich zwei verschiedene Kollektorarten. Dazu gehören der Flach- und der Röhrenkollektor mit ihren jeweiligen Bauarten. Der spezifische Ertrag von Röhrenkollektoren fällt um 20 % bis zu 50 % höher aus. Allerdings können die Investitionskosten auch um den Faktor 2 über denen von Flachkollektoren liegen. Die recherchierten Kennwerte sind in Bild 7 dargestellt.

Zum Vergleich liegen nach [EVA-MAP, 2011] die spezifischen Brutto-Investitionskosten für eine Kombianlage mit Flachkollektoren im Mittel bei 885 €/m² (Anlage kleiner 40 m² Kollektorfläche) bzw. bei 980 €/m² (Anlage größer 40 m² Kollektorfläche).

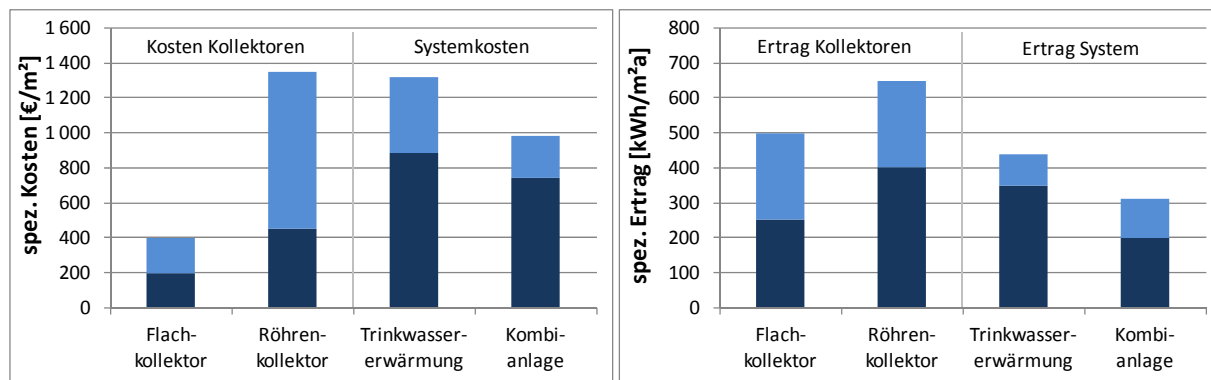


Bild 7 Links: spez. Investitionskosten getrennt nach Kollektorbauart und Anlagensystem; Rechts: spez. Solarerträge getrennt nach Kollektorbauart und Anlagensystem [Angaben inkl. Mehrwertsteuer]

Bei Standardflachkollektoren liegt heute der Konversationsfaktor (η_{a0}) zwischen 75 und 85 %, der Wärmeverlustwert (a_1) üblicherweise zwischen 3,0 und 4,5 W/m²K. Je nach Bautyp weisen Vakuumröhrenkollektoren einen η_{a0} zwischen 60 und 80 % und einen a_1 - Wert zwischen 0,4 und 3,0 W/m²K auf. Da Kollektoren bereits heute eine sehr hohe Effizienz erreichen, liegen die F+E-Themen in der Kostenreduktion, der Materialsubstitution und der Verbesserung des Stagnationsverhaltens.

2. Biomassekessel

Innerhalb der Studie wird für den Bereich Biomassekessel nur der Holzpelletkessel näher betrachtet. Für einen Leistungsbereich von 10 bis ca. 500 kW ist die Wärmebereitstellung über einen Holzpelletkessel möglich. Der Temperaturbereich reicht bis 95 °C. Daher eignen sich Holzpellets zur Versorgung von Einfamilienhäusern über Mehrfamilienhäuser bis hin zu kleinen Siedlungen. Da Pelletkessel auch in einem bestimmten Bereich in der Leistung modulierend arbeiten, ist ein monovalenter Einsatz möglich. Aus wirtschaftlichen Gründen lässt sich der Kessel aber auch als Grundlast-Wärmeerzeuger einsetzen.

Je nach Hersteller liegt der Kesselwirkungsgrad zwischen 80 und 90 %. Die durch den Betrieb resultierenden Jahresnormnutzungsgrade liegen ca. 5 % bis 10 % darunter. Die vom IGS recherchierten Kostenkennwerte inkl. Austragungssystem sind in Bild 8 dargestellt. Zum Vergleich liegen nach [EVA-MAP, 2011] die spezifischen Brutto-Investitionskosten bei Anlagen < 60 kW bei 940 €/kW, bei Anlagen zwischen 60 und 200 kW bei 530 €/kW und bei Anlagen zwischen 200 und 500 kW bei 600 €/kW. Holzpelletkessel sind Stand der Technik, der aktuelle Forschungsbedarf fokussiert sich auf die Materialforschung und auf die Emissionsminderung insbesondere zum Thema Feinstaub.

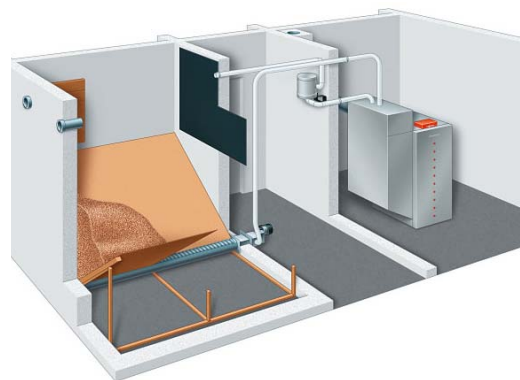
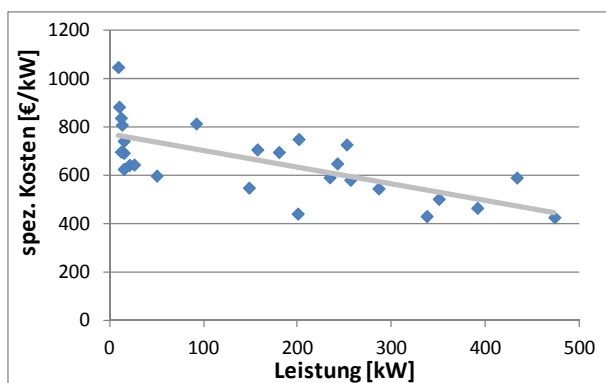


Bild 8 spez. Investitionskosten für eine Pelletheizung inkl. Austragungssystem ohne bauliche Maßnahmen [Angaben inkl. Mehrwertsteuer]; Rechts: Prinzipdarstellung Pelletheizung [Quelle: Viessmann]

3. elektrische Wärmepumpe

In der vom Bundesverband Wärmepumpe herausgegebenen „BWP Branchenstudie 2011“ [BWP, 2011] wird die Marktentwicklung anhand von zwei Szenarien abgeschätzt: Bei optimalen politischen Rahmenbedingungen steigt der Wärmepumpen-Absatz bis 2030 erheblich. Der Anteil der Luft/Wasser-Wärmepumpe wird dabei weiter zunehmen. Hauptgründe für den Aufwärtstrend der Luft/Wasser-Wärmepumpe sind der im Vergleich zu anderen Systemen geringere Installationsaufwand, der Wegfall von Genehmigungsverfahren und die insgesamt niedrigeren Investitionskosten.

Wärmepumpen bevorzugen Niedertemperatursysteme. Dabei empfiehlt sich der Einsatz einer Fußbodenheizung, bei der das Temperaturniveau nicht über 35 °C liegen sollte. Im Durchschnitt liegt die maximale Vorlauftemperatur einer Wärmepumpe bei ca. 60 °C. Sonderbauformen ermöglichen ein Temperaturniveau von 70 °C im Gebäudebereich. Darüber hinaus hilft die Wärmepumpe, erneuerbaren Strom aus Sonne und Wind ins Stromnetz zu integrieren. Da die Wärmepumpe je nach Stromangebot gezielt zu- oder abgeschaltet werden kann, kann so der Verbrauch an die in Zukunft immer stärker schwankende Stromerzeugung angepasst werden.

Die spezifischen Brutto-Investitionskosten liegen heute bei einer Heizleistung von 5 bis 40 kW für Luft-Wasser-Wärmepumpen zwischen 800 und 2.000 €/kW und bei Sole-Wasser-Wärmepumpen inkl. Erdsonden zwischen 1.400 und 2.400 €/kW, siehe Bild 9. Die durchschnittlichen Jahresarbeitszahlen der Erdreich- und Außenluft-Wärmepumpenanlagen sind Bild 10 links dargestellt. Dabei wird auf die Feldstudie „WP-Monitor“ vom Fraunhofer ISE verwiesen [WP-Monitor, 2014].

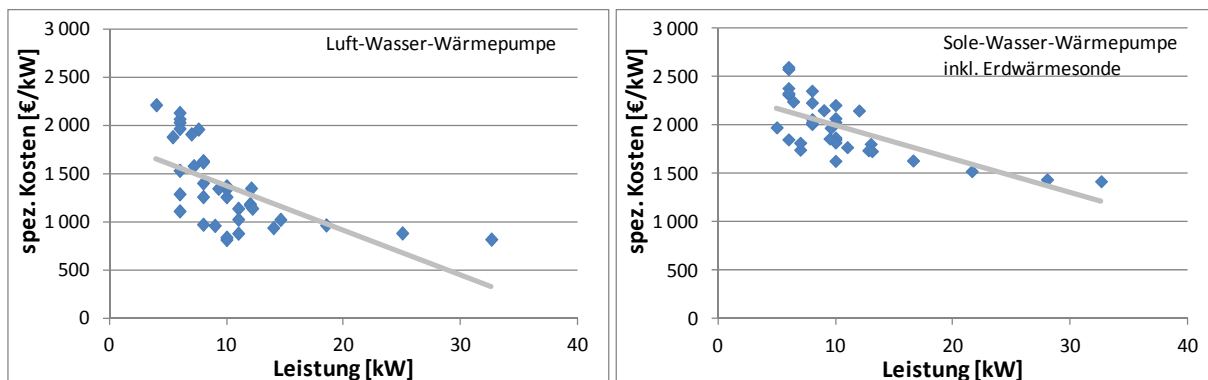


Bild 9 spez. Investitionskosten für Luft-Wasser-Wärmepumpen und Sole-Wasser-Wärmepumpen mit Erdsondenanlage [Angaben inkl. Mehrwertsteuer]

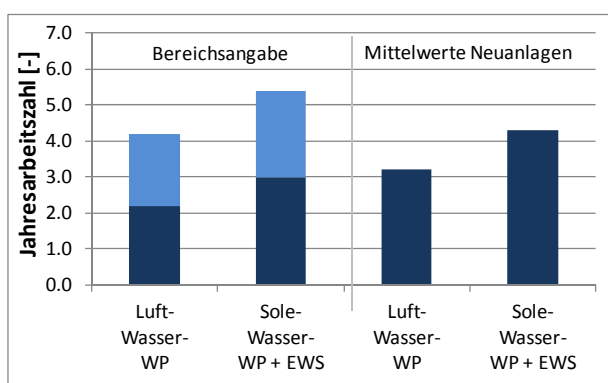


Bild 10 Links: Jahresarbeitszahlen für Luft-Wasser-Wärmepumpen und Sole-Wasser-Wärmepumpen mit einer Erdsondenanlage [WP-Monitor, 2014]; Rechts: Sole-Wasser-Wärmepumpe WPF 35 von Stiebel Eltron [Bildquelle: Stiebel Eltron]

Forschungsschwerpunkte sind derzeit bei den Kompressor-Wärmepumpen die eingesetzten Kältemittel, mit dem Ziel das GWP (Global Warming Potential) zu reduzieren. Im Bereich der Kompressoren werden Technologien mit geregelter (zweistufig/stufenlos) Drehzahl, Economi-

ser sowie Kondensatkühlung eingesetzt bzw. entwickelt. Neue Wärmepumpen in Kombination mit einer Geothermieanlage sollen in Zukunft Jahresarbeitszahlen von 5,0 anstreben, durch Effizienzsteigerung bei der Quelle Außenluft 4,0.

4. Blockheizkraftwerk

Seit vielen Jahren werden Blockheizkraftwerke (BHKW) zur effizienten Wärme- und Stromerzeugung in Gebäuden eingesetzt. Um einen wirtschaftlich sinnvollen Einsatz eines BHKWs zu ermöglichen, müssen lange Laufzeiten mit Betriebsstunden von über 6.000 h/a realisiert werden. Neben der energetischen Gesamtbetrachtung spielt der elektrische Wirkungsgrad der dezentralen Einheit eine große Rolle. Dieser steigt mit der elektrischen Anlagenleistung. BHKW's unter 100 kW liegen im Bereich von 25 bis 35 %, Geräte über 100 kW erreichen elektrische Wirkungsgrade über 40 %. Mit Wirkungsgraden bei der Wärmeerzeugung von 50 bis zu 60 % und einem Gesamtnutzungsgrad von 80 bis 90 % stellt die Kraft-Wärme-Kopplung ein sehr effizientes System zur rationellen Energieerzeugung dar.

Je nach Gerätegröße unterscheiden sich die Investitionskosten erheblich. Speziell im Bereich der Mini- und Mikro-Blockheizkraftwerke unter 10 kW_{el} steigen die Brutto-Investitionskosten auf über 5.000 €/kW_{el} an. Im Bereich zwischen 20 kW_{el} und 100 kW_{el} liegen die spezifischen Brutto-Investitionskosten zwischen 1.200 und 2.500 €/kW_{el}. Generell ist die Technik ausgereift und am Markt etabliert.

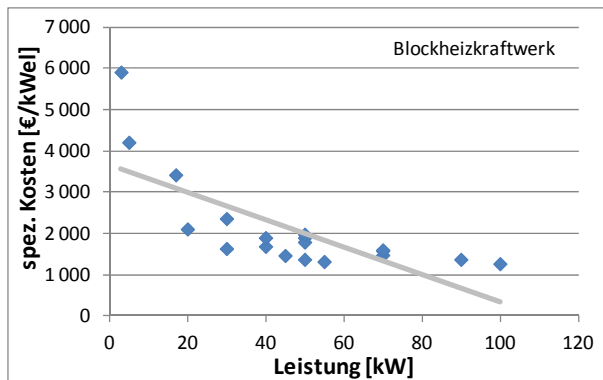


Bild 11 Links: spez. Investitionskosten für erdgasbetriebene Blockheizkraftwerke bezogen auf die elektrische Leistung [Angaben inkl. Mehrwertsteuer]; Rechts: mikro-Kraft-Wärme-Kopplungssystem ecoPOWER 1.0 [Bildquelle: Vaillant]

Für den kleinen Leistungsbereich stehen wenige Geräte zur dezentralen Energieerzeugung am Markt zur Verfügung. Sanierte und neu errichtete Einfamilienhäuser benötigen Blockheizkraftwerke der sog. Mikro-Klasse mit einer Leistung von ca. 2,5 kW_{th} und 1,0 kW_{el} in Kombination mit einem großen Speichervolumen (> 500 Liter), siehe Bild 11 rechts. Für große Zweifamilien- und Mehrfamilienhäuser sind derzeit schon Geräte mit 12 kW_{th} und 5 kW_{el} auf dem Markt verfügbar. Das Speichervolumen hierzu liegt in der Regel zwischen 50 und 70 Liter pro Kilowatt thermischer Leistung.





5. Brennstoffzelle

Für künftige Energieversorgungssysteme gelten Brennstoffzellen als Zukunftsoption. Auf Basis des elektro-chemischen Prinzips erzeugen sie hocheffizient Strom und Wärme. Brennstoffzellen sind im Prinzip vibrationsfrei und geräuschlos, da es im Gegensatz zu einem Blockheizkraftwerk keinen Motor und Generator gibt. Die eigentliche Brennstoffzelle besteht aus Elektroden (Anode und Kathode), welche durch eine Membran voneinander getrennt sind. Durch die sog. „kalte Verbrennung“ bei der Wasserstoff und Sauerstoff reagieren, entsteht Wärme und elektrische Energie. Da nicht immer Wasserstoff zur Verfügung steht, können auch Erdgas, Methanol oder Benzin als Brennstoffe eingesetzt werden. Der Wasserstoff wird dabei im vorgeschalteten Reformier erzeugt.

Seit den 90-iger Jahren werden Mikro-Brennstoffzellengeräte für den Bereich der Gebäudeenergieversorgung entwickelt. Im Jahr 2002 beginnen die ersten Feldversuche. Diese dienen der Optimierung und der Erprobung der Materialien für den Dauereinsatz. Ein von Vaillant entwickeltes Mikro-Brennstoffzellengerät wurde erstmals 2011 auf der Hannover Messe präsentiert. Eine Serienproduktion mit relevanten Stückzahlen hat bisher kein Hersteller aufgenommen, sodass die Kosten derzeit noch relativ hoch liegen. Im Mittel geht man bisher von einem Brutto-Investitionsvolumen von ca. 15.000 bis 20.000 €/kW_{el} bei kleinen Geräten für die Gebäudeenergieversorgung aus.

Sogar im Teillastbereich erzielen Brennstoffzellen hohe Strom-Wirkungsgrade von bis zu 60 %. Der größte Vorteil liegt in der Größenskalierung, so lassen sich Geräte von wenigen Milliwatt bis zu mehreren Megawatt herstellen. Auf dem Markt gibt es verschiedene Brennstoffzellentypen, siehe Tabelle 2, wobei sich systemtypische Vor- bzw. Nachteile ergeben. Bei Brennstoffzellentypen der oberen Temperaturklasse, ist die kontinuierliche Betriebsweise zu beachten. Im laufenden Betrieb fallen hohe Kosten für den Brennstoffzellenstack an, welcher je nach Typ alle 2 bis 4 Jahre ausgetauscht werden muss. Hierfür fallen derzeit bis zur Hälfte der Brutto-Investitionskosten an.

Tabelle 2 Marktübersicht Brennstoffzellen (Auswahl von 4 Herstellern)

Hersteller	Vaillant	BAXI-INNOTECH	Hexis	Ceramic Fuel Cells
Brennstoffzellentyp	SOFC	NT-PEM (70°C)	SOFC	SOFC (700°C)
	-	GAMMA PREMIO	Galileo 1000N	BlueGen
Elektrische Leistung	1,0 kW	1,0 kW	1,0 kW	2,0 kW
Thermische Leistung	2,0 kW	1,7 kW	2,0 kW	1,0 kW
Elektrischer Wirkungsgrad	30 bis 34 %	ca. 30%	> 30 %	> 60 %
Gesamtwirkungsgrad KWK	80-90 %	~ 85 %	> 90 %	> 85 %
Brennstoff	Erdgas	Erdgas, Bioerdgas	Erdgas, Bioerdgas	Erdgas
Abmessungen (H x B x T)	98 x 62 x 60 cm	60 x 60 x 160 cm	55 x 55 x 160 cm	60 x 60 x 130 cm
Gewicht	150 kg	230 kg	170 kg	200 kg
Bildquellen: 1. Vaillant 2. Baxi-Innotech 3. Hexis 4. BlueGen				

2.3.2 Stromerzeuger

Für den Bereich Stromerzeuger werden innerhalb des Forschungsteams ebenfalls verschiedene Systeme zur Stromversorgung identifiziert. Die kombinierte Form der Wärme- und Stromerzeugung über ein Blockheizkraftwerk oder eine Brennstoffzelle wird bereits im vorherigen Abschnitt erläutert. Nachfolgend werden die Komponenten Photovoltaik, PTV-Hybridkollektoren und Kleinwindenergieanlagen in kurzer Form beschrieben und die entsprechenden Kennzahlen dokumentiert.

1. Photovoltaikanlage

Ca. 90 % aller Photovoltaikzellen weltweit werden aus kristallinem Silizium hergestellt, wobei die multikristallinen Zellen überwiegen. Neben den kristallinen Zelltypen gibt es die so genannten amorphen Zellen oder auch Dünnschichtzellen. Da der Wirkungsgrad amorpher Zellen nur etwa die Hälfte der kristallinen Technologie entspricht, ist für eine gleiche Nennleistung etwa doppelt so viel Fläche erforderlich. Bild 12 rechts stellt die Wirkungsgrade unterschiedlicher Solarzellenmaterialien mit Stand 2014 dar. Neben den Photovoltaikmodulen ist der Wechselrichter zweiter Hauptbestandteil der technischen Anlage. Er übernimmt die Umwandlung des über die Photovoltaikmodule erzeugten Gleichstroms in Wechselstroms. Der Wirkungsgrad von Wechselrichtern der neuesten Generation beträgt ca. 98 %.

Der Systemwirkungsgrad von Photovoltaikanlagen beschreibt den Wirkungsgrad des gesamten Solarsystems inklusive der Verluste durch die Umwandlung im Wechselrichter (Umwandlung des erzeugten Gleichstroms in Wechselstrom), die Länge der Stromleitungen sowie mögliche Verschattungen. Übliche Systemwirkungsgrade von PV-Anlagen liegen im Bereich von 10 bis 15 %. Unter Berücksichtigung einer optimalen Ausrichtung liegen in Deutschland die mittleren Erträge einer PV-Anlage zwischen 800 und 1.100 kWh/kW_p.

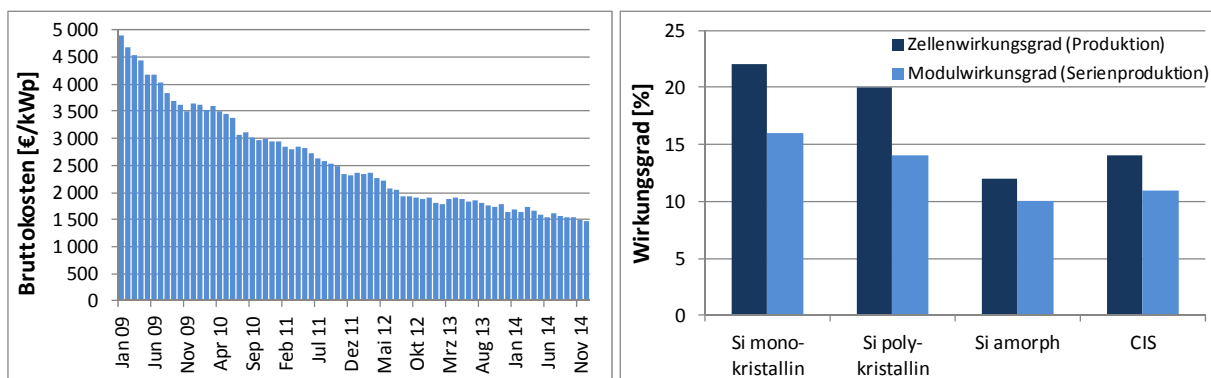


Bild 12 Links: spez. Investitionskosten einer PV-Aufdachanlage < 30 kWp Stand 2014 [Angaben inkl. Mehrwertsteuer]; Rechts: Wirkungsgrade unterschiedlicher Solarzellenmaterialien

Die Brutto-Investitionskosten einer Photovoltaik-Anlage betragen je nach Anlagentyp und -größe ca. 1.000 bis 2.000 €/kW_p (Stand Dezember 2014). In den vergangenen Jahren sind die Anlagenkosten damit deutlich gesunken, siehe Bild 12 links. Der Forschungsbedarf stellt sich bei Photovoltaik und Solarthermie sehr unterschiedlich dar. Die aktuellen Forschungsanstrengungen und Fortschritte betreffen bei der PV überwiegend die Produktionstechnologien und die Montage/-Logistik-Kette und weniger die Stromerzeugungs-Technologie.

2. PVT-Hybridkollektoren

Photovoltaisch-thermische-Hybridkollektoren (PVT) erzeugen thermische und elektrische Energie. Dieses System verfügt über einen hohen Gesamtwirkungsgrad. Die Kombination mit Wärmepumpen macht den PVT-Kollektor daher interessant. Die Vorteile des Systems können langfristig an Bedeutung gewinnen, wenn die Dachflächen knapper werden. Nachteilig ist, dass die thermische Leistungsfähigkeit im Vergleich zu herkömmlichen Flachkollektoren deutlich reduziert ist. Dem gegenüber steht der höhere Ertrag der PV-Seite durch die Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades. Forschungsaktivitäten zur Verbesserung der Materialien und Wärmeübergänge sind derzeit noch erforderlich.

Auf dem derzeitigen Markt spielen PVT-Hybridkollektoren eine untergeordnete Rolle. Daher gestaltet sich die Recherche zu den Investitionskosten eher schwierig. Da die wenigen Hersteller nur geringe bis gar keine Kennwerte angeben, wird hier auf eine Dokumentation verzichtet.

3. Kleinwindenergieanlagen (KWEA)

Kleinwindkraftanlagen / -energieanlagen (KWEA) mit einem Rotordurchmesser kleiner 2,0 m werden derzeit von einigen Herstellern marktreif angeboten, siehe Bild 13. Aus den bisher erstellten Windgutachten sind Anlagen im Binnenland jedoch nicht immer rentabel. Eine sorgfältige Planung und Auslegung ist daher von hoher Bedeutung. Dies beginnt mit der Klärung der baurechtlichen Zulässigkeit am vorgesehenen Standort. Bei der architektonischen Integration in das Gebäude sind Faktoren wie Lärmeschallemissionen, mittlere Jahreswindgeschwindigkeit und Hauptwindrichtung sowie die Turbulenzprüfung (Positionierung des Rotors im freien, unverwirbelten Luftstrom) wichtig.



Bild 13 Links: Vertikale Kleinwindanlage VisionAIR.3 [Bildquelle: Stellaris Energy Solutions GmbH & CoKG]; Rechts: Windturbine ENFLO 0110 [Bildquelle: WindTec Systems AG]

Der Leistungsbereich für den Gebäudeeinsatz liegt zwischen 0,5 und ca. 10 kW_{el}. Erst bei hohen Windgeschwindigkeiten (ca. 10 m/s) wird die Nennleistung von Kleinwindanlagen erreicht. Eine genaue Ertragsabschätzung kann über sog. Windkarten ermittelt werden, siehe Bild 14 rechts. Dabei wird die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in 10 m Höhe angegeben. Diese sollte für einen ausreichenden Ertrag oberhalb 4 m/s liegen. Der spezifische Ertrag einer Kleinwindturbine ist neben der Windgeschwindigkeit und -Verteilung eines Jahres auch vom Rotordurchmesser, der Leistung sowie dem Wirkungsgrad der Anlage abhängig.

Bild 14 links zeigt die spezifischen Erträge einer Windturbine mit einer horizontalen Rotorachse eines Herstellers. Die Brutto-Investitionskosten schwanken stark zwischen 3.000 und 8.000 € pro kW elektrische Leistung. Im Allgemeinen gilt, je größer die Anlage, desto günstiger die spezifischen Investitionskosten.

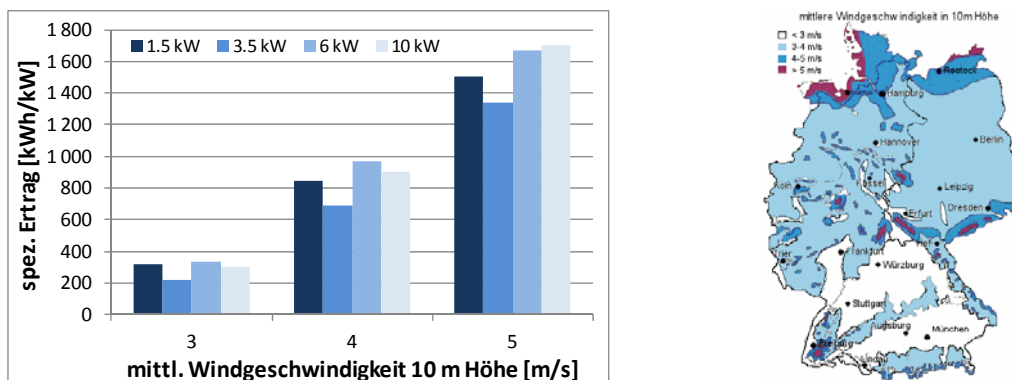


Bild 14 Links: spez. Erträge einer ausgewählten Windturbine; Rechts: Mittlere Windgeschwindigkeiten in Deutschland in 10 m Höhe [Bildquelle: Universität München]

2.3.3 Speichertechnologien Wärme

1. Wasserwärmespeicher

Aufgrund seiner hohen spezifischen Wärmekapazität und seiner relativ geringen Viskosität ist Wasser das derzeit häufigste eingesetzte Wärmeträgermedium in der Wärmetechnik im Gebäudebereich. Der typischste Anwendungsfall ist derzeit der Warmwasserspeicher aus Stahl zur Innenaufstellung. Kostengünstig und der wartungsfreie Betrieb stehen für die Vorteile dieser einfachen Form der Wärmespeicherung. Nachteilig ist die druckabhängige, begrenzte Maximaltemperatur. Ein Überdruckventil sichert den ordnungsgemäßen Betrieb der Anlage.

Solare Kombianlagen mit einem Warmwasserspeicher und einem Volumen bis 1.000 Liter erreichen in typischen hochwärmegedämmten Ein- und Zweifamilienhäusern eine jährliche Energieeinsparung von etwa 20 bis 30 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf des Gebäudes. Zum Erreichen höherer solarer Deckungsanteile werden aktuell am häufigsten große Warmwasserspeicher aus Stahl eingesetzt. Die Errichtung dieser zum Teil mehrere Meter hohen Stahltanks stellt im Neubau kein Problem dar. Die Einbringung im Gebäudebestand gestaltet sich dagegen aufwändiger, da die schweren Stahlspeicher vor Ort zusammengeschweißt werden müssen. Als Alternative hierzu werden große Kunststoffspeicher angeboten, die sich durch ihr geringes Gewicht auszeichnen. Zur Realisierung großer Speichervolumina werden leichte Kunststoffspeicher entwickelt, die vor Ort zusammengebaut werden [Kerskes, 2012].

Große Warmwasserspeicher werden auch für den Einsatz außerhalb des Gebäudes angeboten, zur oberirdischen Aufstellung oder Erdvergrabung. Allerdings werden diese Speicher bisher nur selten nachgefragt [BSW, 2012]. Im Rahmen des BMU-Forschungsprojektes ModSto [Leibfried, 2012] wurde eine Marktübersicht von Warmwasserspeichern mit Speichervolumina zwischen 1.000 Liter und ca. 12.000 Liter erstellt, siehe Bild 15.

Wärmespeicher mit einem Volumen zwischen 1.000 Liter und 5.000 Liter werden in [Leibfried, 2012] als Standard-Wärmespeicher bezeichnet. Der durchschnittliche spezifische Nettopreis liegt für diese Größe zwischen 0,70 und 1,50 € pro Liter Speichervolumen. Größere Speicher werden auf Kundenwunsch gefertigt und erreichen spezifische Nettopreise von 0,50 bis 0,60 € pro Liter Speichervolumen.

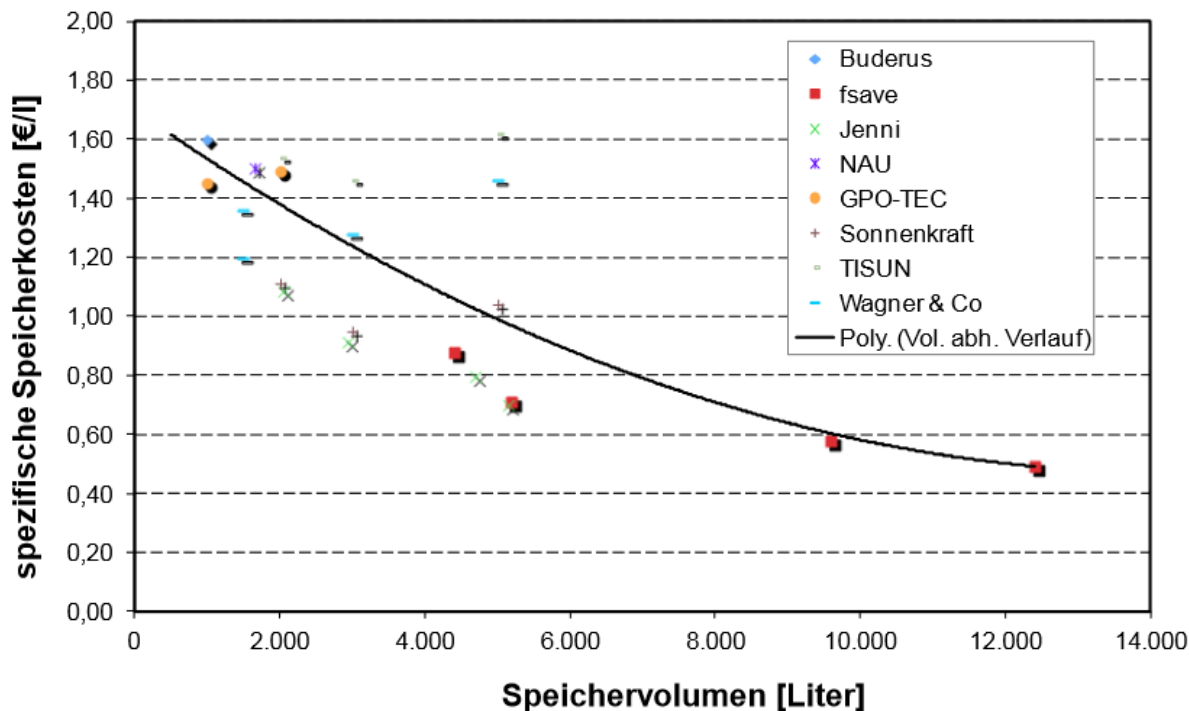


Bild 15 Preis pro Speichervolumen (Endkundenpreise in € ohne Mehrwertsteuer) inkl. Wärmedämmung für Warmwasserspeicher zwischen 1.000 und 12.400 Liter [Leibfried, 2012]

2. Latentwärmespeicher

Als latente Wärme bezeichnet man die bei einem Phasenübergang aufgenommene oder abgegebene Wärmemenge. Sie wird „versteckte“ Wärme genannt, da die Aufnahme bzw. Abgabe dieser Wärme zu keiner merklichen Temperaturänderung führt. Bisher konzentrieren sich die Anwendungen von Latentwärmespeichern, die üblicherweise kurz als PCM Speicher (Phase Change Material) bezeichnet werden, vor allem auf den Phasenübergang fest-flüssig. Im Bereich der dezentralen, netzunabhängigen Anwendungen zum Warm- oder Kalthalten (z.B. Transportboxen) sind schon heute wirtschaftliche Produkte am Markt verfügbar.

Der Durchbruch als Standardtechnologie hängt neben der Entwicklung von geeigneten Speicher-materialien von der Lösung konstruktiver Probleme ab. Phasen Wechsel Materialien ändern ihr Volumen beim Schmelzen und Erstarren. Durch die Bildung von Hohlräumen in der Phase mit dem geringeren Volumen wird der Wärmetransport behindert. Weiterhin weisen PCM meist eine schlechte Wärmeleitfähigkeit auf, sodass die Wärmetransportwege im Speicher im Hinblick auf eine nennenswerte Leistungsentnahme optimiert werden müssen.

Latentwärmespeicher haben sich im Bereich der Wärmespeicherung bisher nicht durchgesetzt. Nur wenige Hersteller bieten diese Technik als kommerzielles Produkt an [Kerskes, 2012]. Da die thermischen Energiespeicher in der Gebäudetechnik jedoch in der Regel einen

relativ weiten Temperaturbereich zwischen ca. 10 °C und ca. 80 °C abdecken müssen, ergeben sich dadurch signifikante Einschränkungen bezüglich der Materialauswahl für Latentwärmespeicher. Ebenso ist der große Temperaturbereich, in dem die Wärmespeicherung erfolgt, nachteilig für Latentwärmespeicher, da ihre spezifische Wärmekapazität im festen und flüssigen Zustand meist geringer als die von flüssigem Wasser ist. Dies führt dazu, dass die in einem Temperaturintervall von ca. 70 bis 80 K insgesamt in einem Latentwärmespeicher speicherbare Wärmemenge häufig nur unwesentlich größer ist als die in einem Warmwasserspeicher mit gleichem Volumen. Ein weiteres Kernziel des Latentwärmespeichers heißt Kostensenkung, da die bisherigen Preise i.d.R. kein wirtschaftliches Niveau erreichen.

3. Sorptionswärmespeicher / thermochemische Speicher

Bei der chemischen Wärmespeicherung wird die Reaktionsenergie ausgenutzt. Der große Vorteil liegt in der höheren Speicherdichte sowie dem Fehlen von Wärmeverlusten auch bei langer Speicherdauer. Für die chemische Energiespeicherung werden Reaktionen gesucht, die im technischen Maßstab reversibel sind. Die Wärmespeicherkapazität liegt theoretisch bei ca. 150-200 kWh/m³. Technisch realisiert wurden in Labor- oder Demonstrationsanlagen Speicherkapazitäten von ca. 80-130 kWh/m³, abhängig davon, inwieweit kleine Temperaturerhöhungen nutzbar sind. Eine wesentliche Einschränkung der Sorptionspeicher besteht darin, dass die Temperatur, bei der die Wärme ausgekoppelt werden kann, deutlich niedriger ist im Vergleich zu der hohen Temperatur, die für die Desorption benötigt wird (meist weit über 100 °C).

Das Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) der Universität Stuttgart beschäftigt sich seit 2003 intensiv mit der Entwicklung von thermo-chemischen Wärmespeichern für die solare Langzeitwärmespeicherung. Ein erstes Forschungsvorhaben wurde 2004 gestartet unter dem Titel „MonoSorp – Ein integrales Konzept zur solaren Gebäudebeheizung mit Sorptionspeicher“. In diesem Forschungsprojekt wird erstmals eine saisonale solarthermische Langzeitspeicherung mit Hilfe von aus Zeolithpulver extrudierten Wabenkörpern im verkleinerten Maßstab (Speichervolumen 100 Liter) mit sehr guten Ergebnissen realisiert.

Verschiedene Forschungsvorhaben bei unterschiedlichen Institutionen (ITW Uni Stuttgart, ZAE Bayern, Fraunhofer ISE, AEE INTEC, etc.) beschäftigten sich intensiv mit thermochemischen Speichern. Bisher blieb die nutzbare Energiedichte jedoch hinter ihren Erwartungen im Vergleich zu den Laborergebnissen zurück. Thermo-chemische Wärmespeicher, die als Alternative zu großen Warmwasserspeichern eingesetzt werden können, sind derzeit noch nicht am Markt erhältlich. Die Speicherkosten für einen 6,25 m³ großen thermo-chemischen Speicher inklusive Speichermaterial, Reaktor, Wärmedämmung und Peripherie werden in [Kerskes, 2011] mit ca. 10.000 € angegeben, d.h. ca. 1.600 €/m³.

In einem Einfamilienhaus (Dämmstandard EnEV 2009) wird z.B. mit dem oben beschriebenen thermo-chemischen Speicher mit einem Volumen von 6,25 m³ und einer Kollektorfläche (Vakuumröhrenkollektoren) von 23 m² eine anteilige Energieeinsparung von ca. 50 % erreicht. Für ein dem Niedrigenergiehaus-Standard entsprechendes Einfamilienhaus kann mit ca. 30 m² Kollektorfläche und einem thermo-chemischen Speicher mit einem Volumen von 10 m³ bereits eine anteilige Energieeinsparung von 80 % erreicht werden [CWS SHC, 2012].

Durch den Einsatz von solar unterstützten Nahwärmeanlagen mit Langzeitwärmespeicherung lassen sich ebenfalls solare Deckungsanteile von ca. 50 % realisieren. Die solaren Wärmekosten für diese Systeme liegen je nach Bauart des Langzeitwärmespeichers und anderer Rahmenbedingungen bei 17 bis 30 ct/kWh [BSW, 2012].

2.3.4 Speichertechnologien Strom

Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert Speichertechnologien, neben Wärmespeichern insbesondere elektrochemische Speicher. Die zeitlich schwankenden Stromangebote von PV- und Windkraftanlagen (Ende 2013 sind rd. 74 GW_p installiert) stellt hohe Herausforderungen an die Stabilität und Belastung der Stromnetze dar. Ein Lösungsansatz ist die dezentral erzeugte Energie überwiegend vor Ort zu nutzen. Damit lassen sich Übertragungsverluste vermeiden und erhebliche Entlastungen der Stromnetze erreichen.

Zur Steigerung der Eigenstrom-Nutzung bei dezentraler Stromerzeugung (Photovoltaik, Mini Kraft-Wärme-Kopplung, etc.) sind intelligente Energie-Management-Systeme und Stromspeicher erforderlich. Für dezentrale Stromerzeugungsanlagen in Wohn- und Nichtwohngebäuden bis hin zu Stadtquartieren kommen die in Tabelle 3 zusammengestellten elektrochemischen Stromspeicher in Frage.

Tabelle 3 *Eigenschaften elektrochemischer Stromspeicher*

Stromspeicher	Pb / Säure	Li- Ion	Redox-Flow	NaS-Batterien
Wirkungsgrad (%)	ca. 85	ca. 90	ca. 80	ca. 75
Energiedichte	20.. 30 Wh/kg	100..150 Wh/kg	10...20 Wh/l	120...220 Wh/kg
Erfahrungsjahre	150	10 - 20	20 – 30	20 – 30
Vorteile	- Kosten - Sicherheit - Recycling	- Lebensdauer - Zyklenzahl - Entladetiefe	- Leistung - Kapazität - Standzeit	- Lebensdauer - Zyklenzahl - Kosten
Nachteile	- Lebensdauer	- Kosten - Sicherheit	- Größe - Gewicht	- Arbeitstemperatur (300 - 350 °C) - Standzeiten
Kosten (€/kWh)	ca. 200 - 300	ca. 700 - 1.000	ca. 500 - 700	ca. 250 - 300

Für stationäre Anwendungen werden heute fast ausschließlich Hochleistungs-Bleisäurebatterien eingesetzt. Dieser Speichertyp ist im Vergleich zu anderen Batterien am preiswertesten, sehr betriebssicher und zu nahezu 100 % recycelbar. Die Stromkosten der Speicherung in Bleisäurebatterien liegen mit 25 - 30 ct/kWh um rd. 50 % unter denen von Lithiumbatterien.

Wird PV-Strom (rd. 20 - 25 ct/kWh) in Bleisäurebatterien gespeichert, verdoppeln sich in etwa die Stromentstehungskosten. Nachteilig bei Bleisäurebatterien ist auch die von der Betriebsweise abhängige Alterung. Sie erreichen 1.500 bis 2.000 Zyklen, wenn die Entladetiefe nicht unter 50 % der nominalen Speicherkapazität erfolgt, siehe Bild 16 links. Im Betrieb mit netzgekoppelten PV-Anlagen führt dies zu Lebensdauern der Bleibatterien von ca. 5 bis 7 Jahren, was wiederum bedeutet, dass ein drei- bis vierfacher Batterietausch im Lebenszyklus von PV-

Anlagen stattfinden muss. Dabei wirkt sich die Recyclbarkeit positiv auf die Ressourcenschonung aus, was bei der Li-Ionen – Technologie bisher nicht gelöst ist.

Die bei Bleisäurebatterien angegebenen Zyklenzahlen gelten meist für eine Umgebungstemperatur von 20 °C. Bei einer Temperaturerhöhung auf 30 °C reduziert sich die Lebensdauer um ca. 25 %. Weiterhin sind die minimalen und maximalen Temperaturbereiche zu beachten. Temperaturen unter 10 °C sollten bei Bleisäurebatterien vermieden werden.

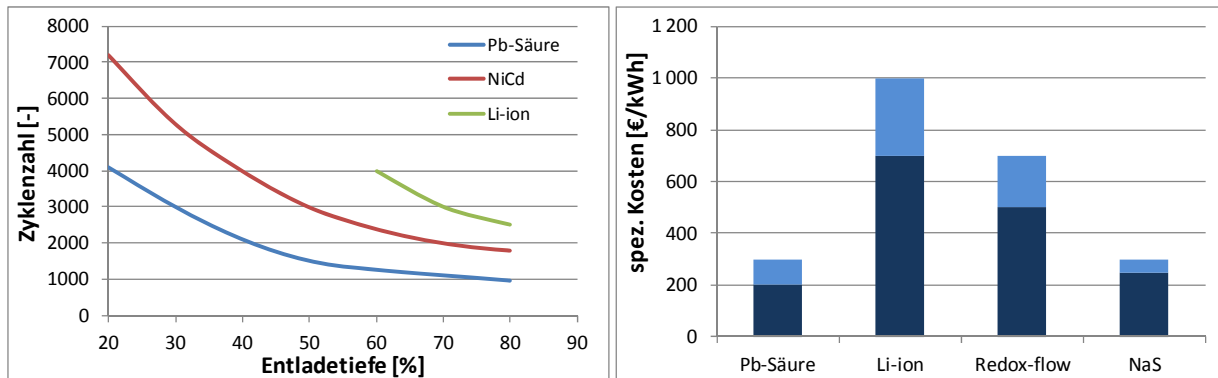


Bild 16 Links: schematische Darstellung der Zyklenzahl für Stromspeicher in Abhängigkeit der Entladetiefe; Rechts: spezifische Kosten für ausgewählte Batteriespeicher

2.3.5 Übergabesysteme zur Raumkonditionierung und Wohnraumlüftung

Für die Beheizung und Lüftung der zu untersuchenden Wohngebäude werden im Vorfeld die entsprechenden Systeme am Markt geprüft. Die daraus resultierenden Ergebnisse sind in diesem Kapitel dokumentiert.

1. Niedertemperaturheizsysteme

Grundsätzlich sind alle Wärmeerzeuger (Hochtemperatur/ Niedertemperatur) und Wärmeübergabe-Systeme (Luftsysteme/ Wassersysteme) zur Beheizung von neu errichteten und sanierten Wohngebäuden geeignet. Dabei ist die richtige Kombination dieser Systeme entscheidend für die Anlageneffizienz. Im Vorfeld wird die Luftheizung, welche vorwiegend bei Passivhäusern Anwendung findet, ausgeschlossen. Dies wird mit der strikten Einhaltung der Passivhausrichtlinien begründet, bei der sich Heizleistungen unter 10 W/m² ergeben. Größere Heizleistungen bei anderen Dämmstandards fordern entsprechend große Kanalquerschnitte der Lüftung. Aufgrund der aufwendigen baulichen Maßnahmen erfolgt hier der Ausschluss.

Innerhalb der Studie sollen wassergeführte Wärmeübergabesysteme eingesetzt werden. Dazu gehören frei oder bauteilgebundene Flächen. Heizkörper wie Radiatoren, Konvektoren etc. mit Vorlauf-Temperaturen größer 50 °C zählen zu den freien Heizflächen. Sie gehören im Gebäudereich zur Gruppe der Hochtemperatursysteme. Niedertemperatur-Systeme wie beispielsweise Fußboden-, Wand- und Deckensysteme mit Vorlauf-Temperaturen kleiner 35 °C sind bauteilintegrierte Heizflächen, siehe Bild 17. Ausschlaggebend ist nun die richtige Verknüpfung mit dem jeweiligen Wärmeerzeuger.

Zur energieeffizienten Nutzung sind Niedertemperatur-Wärmeerzeuger (Wärmepumpen, Solarkollektoren, Gas-Brennwert-Technik), in Kombination mit wasserdurchströmten, bauteilin-

tegrierten Flächenheizsystemen zu empfehlen. Dies gilt für den Neubau als auch für den zu sanierenden Bestand. Von Vorteil sind die aktivierbaren Speichermassen (Decke, Boden) und die hohe thermische Behaglichkeit. Bei der nach heutigem Stand guten wärmetechnischen Qualitäten der Gebäudehülle kann die Oberflächentemperatur nahe der Raumtemperatur liegen.

In der Praxis gilt die Regelung der Fußbodenheizung als „träges System“. Wird die Vorlauftemperatur auf deutlich unter 35°C ausgelegt, kann der sog. Selbstregelungseffekt bei einer Erhöhung der Raumlufttemperatur, z.B. durch Einwirkung der Solarstrahlung, die Wärmeabgabe automatisch reduzieren und damit kompensieren.



Bild 17 Links: Uponor Fußbodenheizung Tecto Nassbausystem; Rechts: Uponor Wand- und Deckenheizung Renovis Trockenbauelement für die Sanierung im Bestand [Bildquelle: Uponor]-

Bei Einsatz von Hochtemperatur-Wärmeerzeugern (Holzpelletkessel, Blockheizkraftwerk, Brennstoffzellen, etc.) können freie Heizflächen oder bauteilgebundene Flächen eingesetzt werden. Die Größe der freien Heizflächen ist dabei abhängig von der gewählten Systemtemperatur. Trotzdem können im Bereich der Sanierung freie Heizflächen mit NT-Wärmeerzeugern, unter Berücksichtigung der max. Vorlauftemperatur (< 50 °C), kombiniert werden. Die Abmessungen der Heizkörper oder Radiatoren erhöhen sich dabei exponentiell, je kleiner die Systemtemperatur gewählt wird.

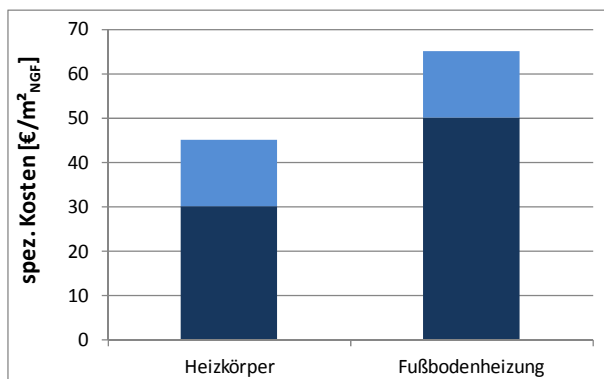


Bild 18 Richtwerte für die spez. Kosten der Wärmeübergabesysteme Heizkörper und Fußbodenheizung

2. Wohnraumlüftung

Durch die Erhöhung der Luftdichtheit von Gebäuden muss ein Konzept zur Sicherstellung des erforderlichen hygienischen Mindestluftwechsels erstellt werden. Im Neubau und in der Bestandssanierung sind die natürliche Lüftung (Fensterlüftung), die mechanische Lüftung und die hybride Lüftung möglich. In Deutschland können aufgrund der klimatischen Bedingungen im Sommer wie im Winter alle 3 Möglichkeiten eingesetzt werden.

Beim Funktionsprinzip unterscheidet man zwischen Abluftsystem, Zuluftsystem, Zu- und Abluftsystem, mit und ohne Wärmerückgewinnung (WRG). Weiterhin erfolgt die Einteilung nach Einzelgeräten und Zentralgeräten. Nützlich ist die Wohnraumlüftung vor allem beim Schallschutz (z.B. bei Flug- und Verkehrslärm).

Bei der natürlichen Lüftung über die Fenster können die Lüftungswärmeverluste nicht reduziert werden. Durch den Einsatz einer Zu- und Abluftanlage mit WRG lassen sich die Lüftungswärmeverluste erheblich senken, da ein hoher Anteil an Wärme aus der Abluft (Raumtemperaturniveau) an die Zuluft (Temperatur der Außenluft) übertragen wird. Hersteller versprechen Wärmerückgewinnungsgrade von bis zu 90 %. Dabei erfolgt eine Erwärmung der Außenluft von z.B. - 10 °C auf 16 bis 18 °C. Der Luftvolumenstrom sollte durch den Nutzer beeinflusst werden können.

Eine energieeffiziente Lüftungsanlage mit WRG kostet in der Regel 40 bis 60 €/m² Wohnfläche. Bei einem Einfamilienhaus (120 m²) fallen damit Kosten in Höhe von 4.800 bis 7.200 € an. Bei der Sanierung ist ein Anteil für bauliche Maßnahmen (z.B. abgehängte Decken) zu berücksichtigen. Die energetische Amortisation einer Lüftungsanlage mit WRG wird durch die Gesamteffizienz aus hohem Wärmerückgewinnungsgrad und einem geringen Stromverbrauch beeinflusst. Bei der Auslegung sollten geringe Luftgeschwindigkeiten, große Kanalquerschnitte und energieeffiziente Motoren zum Betrieb der Ventilatoren (Leistung < 0,20 Wh/m³) berücksichtigt werden. Für das oben erwähnte Einfamilienhaus ergibt sich folgende Rechnung zur Ermittlung der Stromkosten:

- max. Zuluft-Volumenstrom von 300 m³/h
- Leistungsaufnahme für das Lüftungsgerät von 120 W (Zu- und Abluft-Ventilator)
- ca. 4.000 Volllaststunden pro Jahr
- ca. 480 kWh pro Jahr Strombedarf
- rd. 130 € pro Jahr Stromkosten bei 27 ct/kWh (entspricht 1,10 €/(m²_{Wfl.}) pro Jahr)).

Mit einer Lüftungsanlage mit WRG können ungefähr 15 bis 20 kWh/m²_{Wfl.}a am Heizwärmebedarf eingespart werden (entspricht ungefähr 1.800 bis 2.400 kWh/a). Bei einem Wärmepreis von 10 ct/kWh, einer moderaten Energiepreissteigerung von 2 % und einer Investition von 40 €/m²_{Wfl.} (ca. 4.800 €) ergeben sich energetische Amortisationszeiten von 17 bis 22 Jahren, siehe Bild 19 rechts.

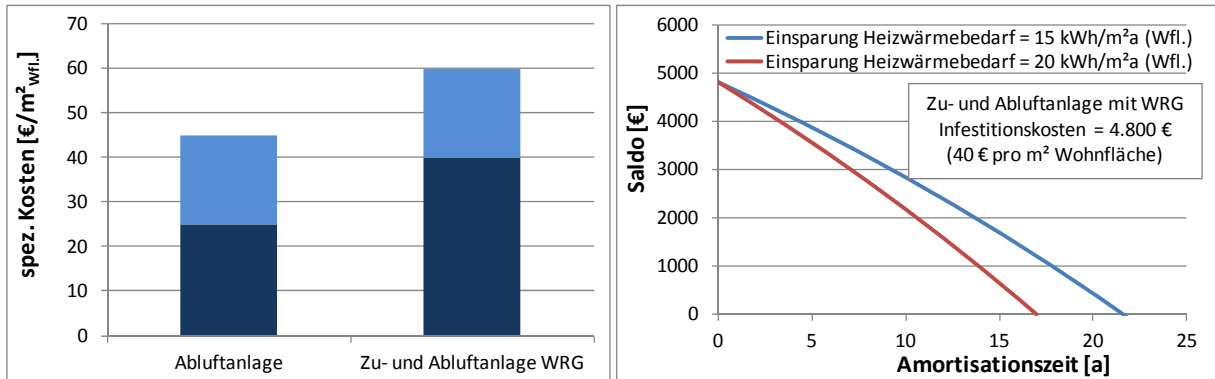


Bild 19 Links: Richtwerte spez. Kosten Lüftungsanlagen für Neubau und Bestandssanierung; Rechts: energetische Amortisationsrechnung einer Lüftungsanlage mit WRG

2.3.6 Elektromobilität

Bis 2020 sollen durch den „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ und dem Regierungsprogramm „Elektromobilität“ der Bundesregierung eine Million Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen unterwegs sein. Gemeinsam mit der Industrie fördert die Bundesregierung aktuell diverse Forschungsvorhaben zu diesem Thema. Im Vergleich zum herkömmlichen Verbrennungsmotor besitzt das Elektro-Fahrzeug verschiedene Vorteile und Potenziale. Hierzu gehören u.a. die Verringerung des Lärmpegels, der nicht direkte Emissionsausstoß (da kein Verbrennungsmotor vorhanden) und die Sicherheit der Energieversorgung durch Nutzung verschiedener regenerativer Energiequellen.

Erst wenn der genutzte Strom aus regenerativen Quellen stammt, gelten Elektrofahrzeuge jedoch als emissionsfrei und können so das CO₂-Einsparpotential zu 100 % nutzen. Werden Elektrofahrzeuge mit konventionellem Strom beladen, ist der CO₂- Ausstoß vergleichbar hoch wie bei derzeitigen Verbrennungsmotoren, siehe Bild 20 links. Dabei wird der PKW Benzin mit einem Verbrauch von 5 Liter pro 100 km, der PKW Diesel mit 4 Liter pro 100 km und das Elektrofahrzeug mit 13 kWh pro 100 km angesetzt.

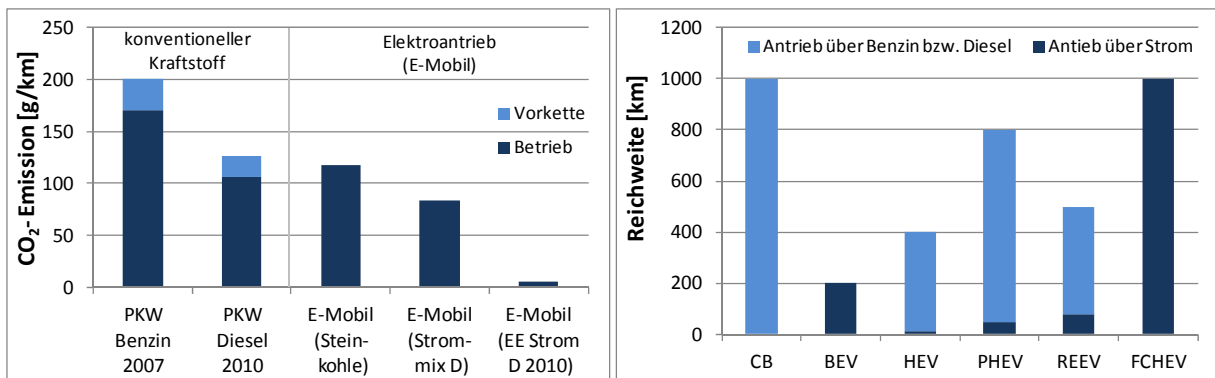


Bild 20 Links: Übersicht über die CO₂-Emissionen (g/km) der verschiedenen Fahrzeugtypen und Kraftstoffarten; Rechts: Reichweiten der verschiedenen Fahrzeugtypen




1. Fahrzeugtypen, Reichweiten und Verbrauch

Auf dem Markt befinden sich derzeit verschiedene Fahrzeugvarianten. Ein Konzept sieht die Lösung aus einer Kombination von Verbrennungs- und Elektromotor vor. Dabei nutzt das Hybrid-Fahrzeug (**HEV**) den Elektroantrieb nur zum Anfahren oder Bremsen. Der rein elektrische Antrieb ist bei Hybrid-Fahrzeugen auf eine sehr kurze Distanz von max. 2 bis 10 km begrenzt. Bei den sog. Plug-in-Hybrid (**PHEV**) wird eine größere Batterie (höhere Kapazität) eingesetzt, so dass über den reinen Elektroantrieb im Fahrzeug Entfernungen von 20 bis 60 km rein elektrisch zurückgelegt werden können. Im Range-Extender-Fahrzeug (**REEV**) wird der Verbrennungsmotor nur als „Reichweitenverlängerer“ eingebaut, um den Akku während der Fahrt wieder aufzuladen, da der Fahrzeugantrieb vorrangig über den Elektromotor erfolgt. Rein elektrisch sind daher 80 bis 100 km möglich.

Im Vergleich zu den vorherigen Fahrzeugtypen wird das Elektro-Fahrzeug (**BEV**) rein über die Batterie angetrieben. Die Auslegung der Reichweite erfolgt dabei maßgeblich über die Batterie. Der Aktionsradius liegt je nach Fahrzeugklasse bei aktuellen Modellen zwischen 100 und 200 km (max. 500 km) und eignet sich daher eher für den täglichen Bedarf im Stadtverkehr. Ein weiterer Elektromobiltyp sind Fahrzeuge mit einer Brennstoffzelle (**FCHEV**) dar. Dabei produziert die Brennstoffzelle den Strom für die Elektromotoren.

In Bild 20 rechts sind die Reichweiten der eben vorgestellten Fahrzeugtypen dargestellt. Dabei erfolgt der Vergleich zum PKW mit Verbrennungsmotor (**CB**). Der Stromverbrauch des Fahrzeugs ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Hierzu gehören u.a. das Fahrverhalten, die Jahreszeit (Sommer, Winter) und die Umgebung (Stadtverkehr, Autobahn, ...). Kleinwagen liegen eher im Bereich 11 bis 15 kWh pro 100 km (siehe Tabelle 4), während große Elektrofahrzeuge bis zu 30 kWh pro 100 km benötigen.

Tabelle 4 Kennzahlen ausgewählter Elektrofahrzeuge (Stand 2014)

	BMW i3	Renault Zoe	VW E-Up
Elektromotor *)	Synchronmotor	Synchronmotor	Synchronmotor
Leistung *)	125 kW	65 kW	60 kW
Batterie *)	18,8 kWh Lithium-Ionen	22,0 kWh Lithium-Ionen	18,7 kWh Lithium-Ionen
Verbrauch *)	12,9 kWh/100 km	14,6 kWh/100 km	11,7 kWh/100 km
Reichweite *)	190 km	210 km	160 km
*) Herstellerangabe	 [Bildquelle: BMW AG]	 [Bildquelle: Renault Dt.]	 [Bildquelle: VW AG]

2. Batterieladung und Infrastruktur

Flexibilität kennzeichnet derzeit unsere Verkehrsmittel. Um die Einschränkung für den Bereich Elektromobilität gering zu halten, müssen Elektromobile schnell geladen bzw. Batterien schnell getauscht werden können. Hierzu wird eine entsprechende Infrastruktur benötigt. In Zukunft werden Elektrofahrzeuge zuhause, am Arbeitsplatz bzw. bei längeren Strecken an flächendeckenden Ladestationen geladen. Dabei spielt die Dauer des Ladevorgangs eine entscheidende Rolle. Wenn es sich um eine konventionelle Steckdose handelt (Wechselstrom, 1-

phasig 230 V, 16A mit einer Ladeleistung von max. 3,7 kW), kann der Ladevorgang bis zu 10 Stunden dauern. Spezielle Schnellladesysteme (Drehstrom, 3-phasig, 400V, bis 63A mit einer Ladeleistung von 11 bis 43,5 kW) verkürzen die Dauer auf bis zu einer halben Stunde, siehe Bild 21. Hierzu muss allerdings auch die entsprechende Leistung bereitgestellt werden.

In der Forschung werden derzeit verschiedene Möglichkeiten und Ladestrategien getestet und bewertet. Die wesentlichen Fragestellungen sind dabei der Energiebilanzausgleich, die Minimierung der Stromnetzbelastung und die maximale Nutzerflexibilität. Auswirkungen auf die Raum- und Stadtplanung gilt es, ebenfalls zu analysieren.

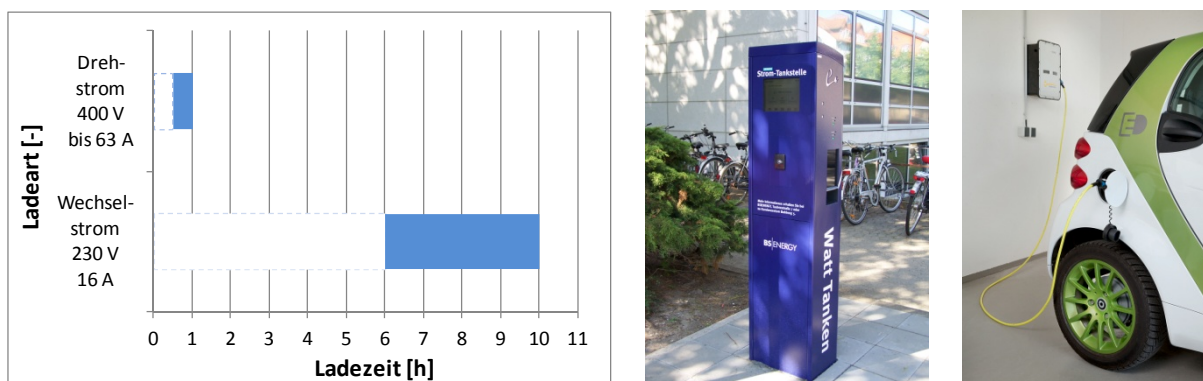


Bild 21 Links: Vergleich der Ladezeiten von Wechselstrom und Drehstrom; Mitte: Ladetankstelle auf dem Gelände der Universität Braunschweig; Rechts: E-Tankstelle im Einfamilienhaus

3. Wohngebäude als Stromtankstelle

Zukünftig sollen die Bereiche Gebäude und Mobilität näher zusammenwachsen. Hierzu gehören die Energieerzeugung (z.B. Photovoltaikanlage), -verteilung (Netze), -speicher (Batterie im Fahrzeug, Batterie im Gebäude) sowie die dazugehörigen Schnittstellen. Im Einfamilienhaus kann z.B. die Fahrzeugbatterie überschüssige Energie aus der Eigenproduktion über die PV-Anlage oder aus dem öffentlichen Stromnetz zwischenspeichern. Bei Bedarf ist es möglich, die im Fahrzeug gespeicherte Energie wieder in das Stromnetz oder in das Gebäude (Haushalt) einzuspeisen und somit den Betrieb von elektrischen Verbrauchern im Haus ermöglichen.

Die Vielfalt der möglicher Anwendungen ist groß. Für das F+E Projekt *future:solar* soll aufgezeigt werden, welche installierte PV Leistung in Deutschland erforderlich ist, um den entsprechenden Bedarf eines Elektrofahrzeugs, bilanziell über das Jahr gesehen, zu decken. In Bild 22 ist ein Beispiel für ein Elektrofahrzeug mit einem Verbrauch von 13 kWh/100 km für unterschiedliche Ertragssituationen dargestellt. Bei einer durchschnittlichen Fahrleistung von etwa 15.000 km/Jahr werden ca. 1.950 kWh Strom benötigt. Mit einem Jahresertrag von 900 kWh/kWp ergibt sich eine erforderliche Leistung der PV-Anlage von 2,2 kWp. Wird ein 270 W Modul gewählt (6,0 m²/kWp) müssen 13 m² Dachfläche für die Elektromobilität berücksichtigt werden. Daraus ergibt sich ein flächenspezifischer Ertrag von 150 kWh/m²a.

Da wahrscheinlich der Strombedarf für das Elektrofahrzeug eher zwischen den Abend- und Morgenstunden anfällt, ist es notwendig einen zusätzlichen Stromspeicher im Gebäude anzuordnen, sodass der Strom der PV-Anlage auch für das E-Mobil genutzt werden kann.

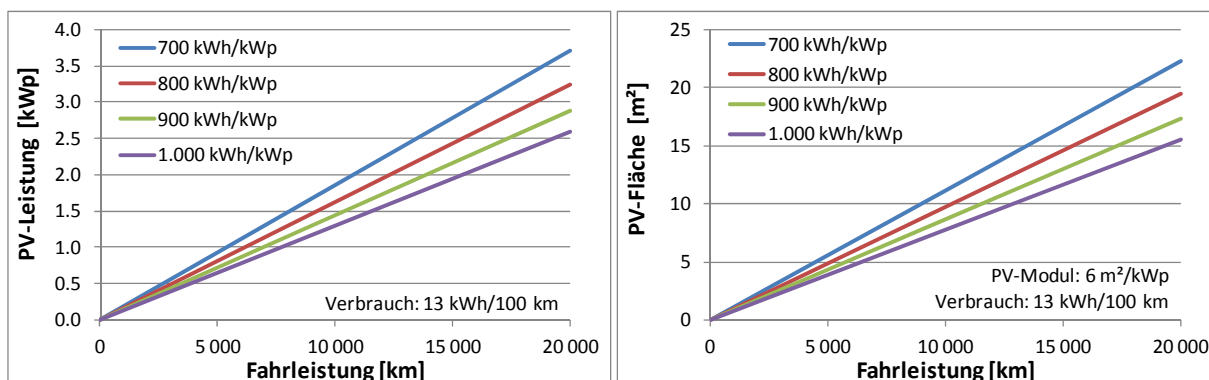


Bild 22 Links: überschlägige Dimensionierung der PV-Anlage für ein E-Mobil mit einem Verbrauch von 13 kWh/100 km in Abhängigkeit des spezifischen PV-Ertrags; Rechts: Ermittlung der benötigten Dachfläche der PV-Anlage in Anhängigkeit der Fahrleistung für ein PV-Modul mit 6 m²/kWp

2.3.7 Kostenvergleich und Kostenprognose

Der Kostenvergleich der unterschiedlichen Energieversorgungsvarianten soll über eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgen. Hierzu werden die Investitionskosten sowie die Jahresgesamtkosten in Anlehnung an die VDI 2067 [VDI 2067-1, 2012] ermittelt. Zur Ermittlung realitätsnaher Kennwerte werden auch die erforderlichen Planungskosten und zusätzlich ein Kostenanteil für Unvorhergesehenes einkalkuliert. Brennstoffkosten werden innerhalb der Jahresgesamtkosten mit den aktuellen Energiepreisen berechnet.

Für die Kostenprognose sollen die Jahresgesamtkosten über einen Horizont von 20 Jahren betrachtet werden. Unter Berücksichtigung einer Preissteigerung erfolgt die Analyse der entsprechenden Energieversorgungsvarianten. Ein weiteres Maß stellen die kumulierten bzw. aufsummierten Jahresgesamtkosten über den Betrachtungszeitraum dar.

In Bezug auf die Investitionskosten erfolgt hier nach Analyse der Marktsituation keine Berücksichtigung der Kostenprognose. Dabei wirkt sich zum Beispiel die Reduktion der Investitionskosten der Photovoltaikanlage auf alle Variante aus. In den nächsten Jahren, ist jedoch nicht mit einer Preissenkung bei den gewählten Komponenten der Gebäudetechnik zu rechnen, ggf. nur im Bereich der Photovoltaik.

Investitionskosten

In der Studie für Ein- und Mehrfamilienhäuser werden dezentrale Energieversorgungsvarianten gegenübergestellt, in der Quartiersbetrachtung zentrale Versorgungsvarianten. Die jeweiligen Komponenten der Wärmeversorgung werden dimensioniert und die erforderlichen Investitionskosten im Rahmen einer Kostenschätzung ermittelt. Die Investitionskosten umfassen alle Anlagenteile, die zur Bereitstellung der Wärme (Heizung und Warmwasserbereitung) erforderlich sind. Im Strombereich werden nur die Erzeugungskomponenten kalkuliert. **Alle Kostenangaben werden brutto, d.h. inkl. der gesetzlichen Mehrwertsteuer ausgewiesen. Fördergelder werden bei der Kennwertbildung nicht berücksichtigt.**

Dezentrale Versorgung der Ein- und Mehrfamilienhäuser

Die Kosten für die Wärmeverteilung und die Wärmeübergabe (Heizkörper, Fußbodenheizung, etc.) im Gebäude werden nicht in die Betrachtung einbezogen, da sie in allen Varianten gleich sind. Nicht berücksichtigt ist auch der Aufwand für die Bereitstellung eines Raumes für die Aufstellung des Wärmeerzeugers, des Solarspeichers, des Brennstofflagers (Holzpellets), usw. in den Gebäuden. Bei Betrachtung der Gebäudesanierung werden ebenfalls keine Kosten für bauliche Maßnahmen für die Heizzentrale berücksichtigt (z.B. Türverbreiterungen, Demontage alte Kesselanlage, usw.).

Heizanlage

- Wärmeerzeugungsanlage (Gaskessel, Holzpelletkessel, BHKW, Wärmepumpe, ...)
- Pufferspeicher (wenn erforderlich)
- Hydraulische Einbindung Wärmeerzeugung und -speicherung inkl. Ausdehnungsgefäß
- MSR-Technik, Elektroarbeiten, Inbetriebnahme
- Abgasanlage
- Warmwasserbereitung (in Abhängigkeit vom gewählten System)

Thermische Solaranlage

- Kollektoren inkl. Montage und Verrohrung im Feld
- Solarleitungen im und außerhalb vom Gebäude
- Hydraulische Einbindung (Solarwärmeübertrager, Glykolfüllung, ...)
- Pufferspeicher, Ausdehnungsgefäß
- MSR-Technik, Elektroarbeiten, Inbetriebnahme

Photovoltaikanlage

- Photovoltaikmodule inkl. Aufständigung, Montage und Verkabelung im Feld
- Stromleitungen im und außerhalb vom Gebäude
- Wechselrichter, Absicherung, Zweirichtungszähler
- sämtliche Elektroarbeiten und Inbetriebnahme

Zentrale Wärmeversorgung Stadtquartiere

Bei zentraler Wärmeversorgung wird im Zentrum eine Heizzentrale errichtet, die Wärmeverteilung erfolgt über ein Nahwärmenetz. Die Leitungen werden im Neubau sowie in der Bestandsanierung vorwiegend im öffentlichen Raum verlegt, sodass ein hoher Anteil unter öffentlichen Straßen verläuft. Jedes Haus erhält eine eigene Übergabestation. Grundsätzlich gelten auch die bei den Ein- und Mehrfamilienhäusern angesetzten Randbedingungen in Bezug auf die Wärmeverteilung und die Wärmeübergabe. Die Kosten für die Erstellung einer Heizzentrale für die Varianten der Nahwärmeversorgung sind dagegen mit 250 €/m³ (Raumvolumen Heizzentrale) berücksichtigt.

Die dimensionierte Nahwärmeversorgung zeichnet sich durch folgende Merkmale aus:

- maximale Temperatur im Vorlauf 75 °C, im Rücklauf 50 °C
- Verwendung von Kunststoffmantelrohr (KMR) bestehend aus Stahlmediumrohr, Wärmedämmung aus Polyurethan oder FCKW- freiem PUR- Schaum (mit Leckwarnsystem) und einem Kunststoff-Mantelrohr
- Druckverlust Hauptleitung 100 Pa/m

- Trassenlänge Haupttrassen + 10 % Zuschlag bzgl. Unwägbarkeit der Lage anderer Versorgungsleitungen in der Straße, Gehweg oder Ähnlichem
- Hausanschlussleitungen (ebenfalls KMR) + 10 % Zuschlag

Bei zentraler Versorgung werden folgende Kostensektoren betrachtet:

Heizanlage

- Wärmeerzeugungsanlage (Gaskessel, Holzpelletkessel, BHKW, ...)
- Pufferspeicher (wenn erforderlich)
- Hydraulische Einbindung Wärmeerzeugung und -speicherung
- Heizungsverteilung für Nahwärmenetz inkl. Ausdehnungsgefäß
- MSR-Technik, Elektroarbeiten, Inbetriebnahme
- Abgasanlage

Solaranlage

- Kollektoren inkl. Montage und Verrohrung im Feld
- Solarleitungen im und außerhalb vom Gebäude
- Hydraulische Einbindung (Solarwärmeübertrager, Glykolfüllung, ...)
- Pufferspeicher, Ausdehnungsgefäß
- MSR-Technik, Elektroarbeiten, Inbetriebnahme

Nahwärmenetz

- Haupttrasse (Kosten Rohr, Verlegung und Tiefbauarbeiten)
- Leckwarnsystem
- Hausabzweig, Hausanschlussleitungen und Hausanschluss

Übergabestationen

- indirekte Hausübergabestationen inkl. Regelung, Montage und Inbetriebnahme
- Wärmemengenzähler
- Warmwasserbereitung über Speicherladesystem

Sonstiges

- Bauliche Maßnahmen für Raumbedarf Heizzentrale
- Trafostation
- Photovoltaikanlagen (Komplettsystem inkl. Wechselrichter)
- Dezentrale Kälteerzeugung (Komplettsystem inkl. Rückkühlung)

Jahresgesamtkosten

Die Berechnung der Jahresgesamtkosten erfolgt in Anlehnung an VDI 2067-1. Bei der Ermittlung der Kosten werden drei Gruppen berücksichtigt.

- Kapitalgebundene Kosten (Kapitalkosten mit einem Zinssatz von 3 %)
- Bedarfs-(verbrauchs-) gebundene Kosten (Energiekosten)
- Betriebsgebundene Kosten (Instandsetzungs-, Wartungs- und Betriebskosten)

Für die kapitalgebundenen Kosten werden die ermittelten Investitionen aus der Kostenschätzung für betriebstechnische Anlagenteile herangezogen. Neben der Gliederung der Anlagenteile erfolgt die Zusammenstellung der rechnerischen Nutzungsdauer. Liegen hierfür keine

Angaben nach VDI 2067 [VDI 2067-1, 2012] vor, so werden für die Anlagenteile nach gleichwertigem Standard Werte für die Nutzungsdauer übernommen.

Die Berechnung der bedarfs-(verbrauchs-) gebundenen Kosten erfolgt über die ermittelten Energiebedarfskennwerte der jeweiligen Versorgungsvarianten für Wärme und Strom. Die Brennstoff- und Energiepreise orientieren sich am Jahr 2014, ebenso die Einspeisevergütung für PV-Anlagen. Zu den betriebsgebundenen Kosten gehören u.a. die Kosten für Wartung und Instandsetzung sowie der Aufwand für das Bedienen der Anlagen im Fall der Nahwärmeversorgung im Stadtquartier. Quelle sind hier die entsprechenden Tabellen der VDI 2067 [VDI 2067-1, 2012].

Die Wirtschaftlichkeit von Investitionen kann mit verschiedenen Verfahren überprüft bzw. nachgewiesen werden. Ein gängiges Verfahren der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung ist die Annuitätenmethode, bei der alle während des Berechnungszeitraumes anfallenden Kosten mit Hilfe des Annuitätenfaktors a in auf Jahresbasis bezogene mittlere periodisch konstante Annuitätenkosten transformiert werden. Dabei werden der Zins- und der Tilgungsanteil des zurückzuzahlenden Kapitals berücksichtigt. Als Berechnungszeitraum wird die Nutzungsdauer der Anlagenkomponenten gewählt. Die jeweilige Nutzungsdauer kann aus den dafür vorgesehenen Tabellen der VDI 2067-1 entnommen werden. Die Annuitätenmethode ist das übliche Verfahren im Rahmen der VDI 2067-1.

Für die Studie wird ein Zeithorizont von 20 Jahren festgelegt. Werden die einzelnen Jahresgesamtkosten über den betrachteten Zeitbereich aufsummiert, ergeben sich die kumulierten Jahresgesamtkosten. So kann der wirtschaftliche Vergleich der Varianten untereinander innerhalb des Betrachtungszeitraumes erfolgen.

2.4 Definition von Gebäudetypologien (EFH/ MFH)

Für die anstehenden Systemsimulationen werden Mustergebäude für den Neubau und den sanierten Bestand benötigt. Die Modellierung erfolgt anhand statistischer Kennwerte. Grundlage hierfür sind die Erhebungen des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU) aus Darmstadt [IWU, 2011]. Im Bericht „Deutsche Gebäudetypologie – Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden“ werden die Gebäude der Baujahre „bis 1860“ bis „2002 - 2009“ erfasst.

Insgesamt gibt es in Deutschland ca. 3.415 Mio. m² Wohnfläche, verteilt auf über 40 Mio. Wohnungen. Bild 23 zeigt dazu die statistische Verteilung. Annähernd 45 % entfallen dabei auf die Einfamilienhäuser. Mehrfamilienhäuser haben einen Anteil von ca. 30 %. In Deutschland werden alle Gebäude, die vor dem Jahr 1978 errichtet wurden, als „Wohngebäude-Altbau“ bezeichnet. Grund für dieses Unterscheidungsjahr ist die eingeführte Wärmeschutzverordnung Ende 1977. Aus Bild 24 (linkes Diagramm) lässt sich ableiten, dass im Durchschnitt etwa dreiviertel aller Ein- und Mehrfamilienhäuser vor 1978 errichtet wurden und somit zum Altbau gehören. Die vom IWU definierten Typen „großes Mehrfamilienhaus“ (großes MFH) und „Reihenhaus“ (RH) werden nicht gesondert betrachtet.

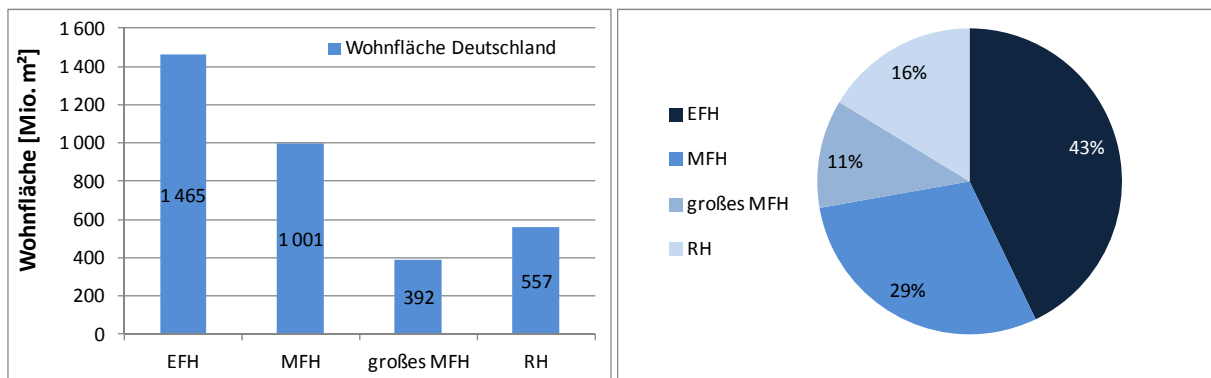


Bild 23 Aufteilung der Wohnflächen in Deutschland

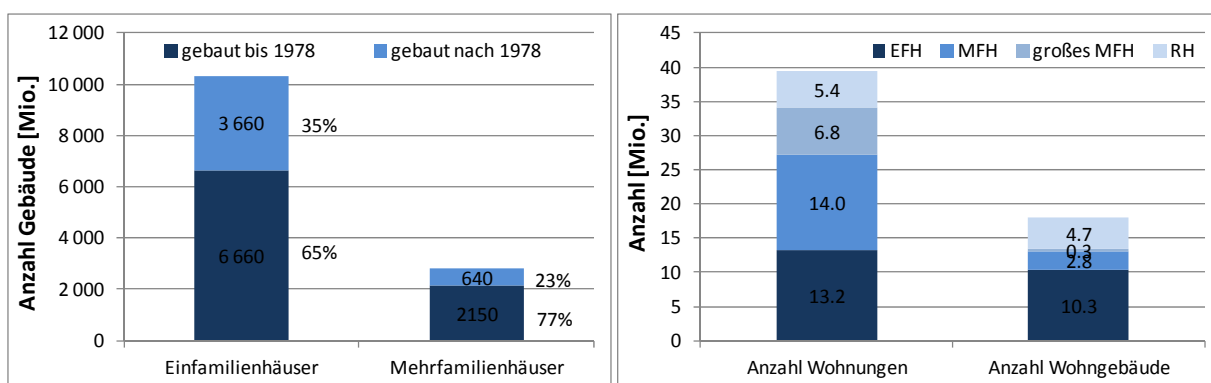


Bild 24 Links: Altersstruktur der Ein- und Mehrfamilienhäuser; Rechts: Anzahl der Wohnungen und Wohngebäude in Deutschland

Bild 25 und Bild 26 zeigen jeweils für Ein- und Mehrfamilienhäuser die statistische Verteilung der Wohnfläche, aufgeteilt nach Baualtersklasse. Dargestellt sind jeweils die Anteile der Wohnfläche (linke Abbildung) sowie die Entwicklung der Wohnfläche pro Wohnung und pro Wohngebäude (rechte Abbildung).

Es wird deutlich, dass große Zubauraten sowohl bei Ein-, als auch bei Mehrfamilienhäusern im Zeitraum zwischen 1958 und 1968 vorhanden sind. Daher wird für die Betrachtung eines Gebäudes im Rahmen der Bestandssanierung ein Bauwerk hinsichtlich Geometrien und Wohnflächen aus diesem Zeitraum gewählt und mit den entsprechenden statistischen Kennwerten modelliert.

Das Mustergebäude im Neubau wird im Errichtungsjahr 2012 angenommen. Einfamilienhäuser haben in den letzten hundert Jahren eine kaum veränderte durchschnittliche Wohnfläche von ca. 140 m². Lediglich die Fläche pro Wohnung ist im Verlauf über die Jahre angestiegen. Bei den Mehrfamilienhäusern liegt die durchschnittliche Wohnfläche ebenfalls fast unverändert bei ca. 75 m² pro Wohnung. Die Fläche pro Wohngebäude ist jedoch in den letzten Jahrzehnten kontinuierlich angestiegen, was bedeutet, dass sich die Wohnungsanzahl pro Gebäude in den Mehrfamilienhäusern erhöht hat.

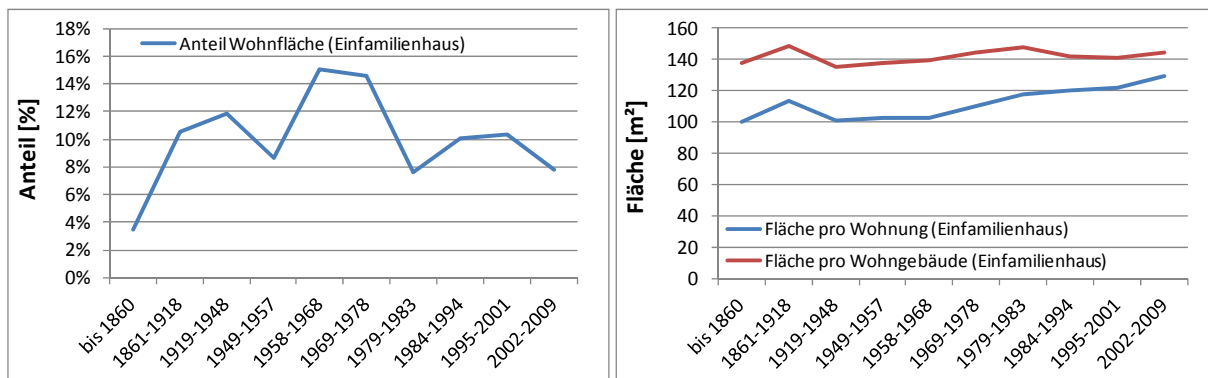


Bild 25 Links: Anteil der Wohnfläche für Einfamilienhäuser nach Baualtersklasse in Dt.; Rechts: Wohnfläche für Einfamilienhäuser nach Baualtersklasse in Dt.

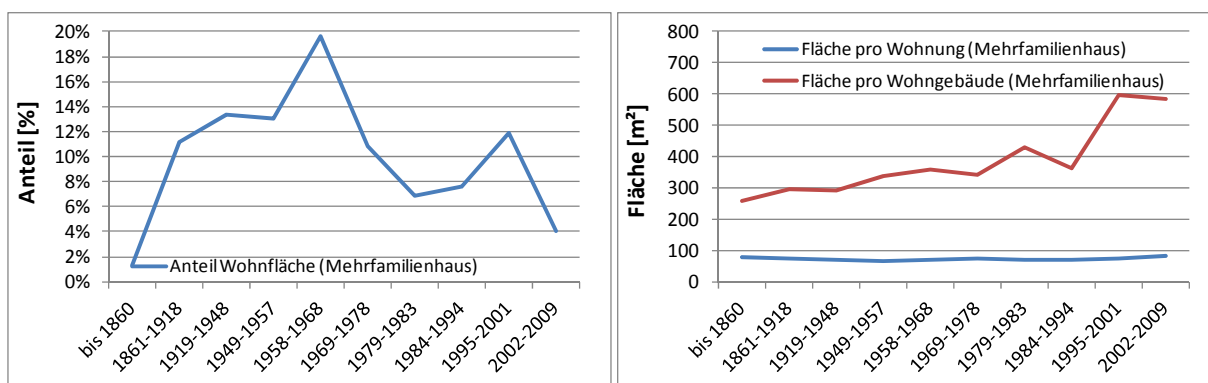


Bild 26 Links: Anteil der Wohnfläche für Mehrfamilienhäuser nach Baualtersklasse in Dt.; Rechts: Wohnfläche für Mehrfamilienhäuser nach Baualtersklasse in Dt.

Aus den Kenndaten ergibt sich, dass ein Mehrfamilienhaus aus den Jahren 1958 - 1968 ca. 5,1 Wohnungen aufweist, ein Neubau mit Errichtungsjahr 2012 ca. 7,3 Wohnungen. Aus den recherchierten und ausgewerteten Datensätzen vom IWU ergeben sich die in Tabelle 5 und Tabelle 6 dargestellten Kennzahlen, die für die Gebäudemodellierung angesetzt werden.

Für die Abbildung der Musterhäuser im Simulationsprogramm wird auf das dem Institut für Gebäude- und Solartechnik vorliegende umfangreiche Planmaterial von Gebäuden (Neubau und Gebäudebestand) zurückgegriffen. Die Bauzeichnungen werden jeweils nach den statistischen Größen ausgewählt. Eine Anpassung bzw. Skalierung erfolgt hinsichtlich der ermittelten Größen für Hüll-, Fenster- und Geschossflächen. In Kapitel 3.1 „Modellbildung Wohngebäude“ wird detailliert auf die Modellbildung der Mustergebäude eingegangen.

Tabelle 5 *Recherchierte Kenndaten Ein- und Mehrfamilienhaus (Bildquelle Gebäude: [IWU, 2011])*





	Einfamilienhaus		Mehrfamilienhaus	
	Neubau 2012	Bestand (1958 – 1968)	Neubau 2012	Bestand (1958 – 1968)
	 [Bildquelle: IWU]	 [Bildquelle: IWU]	 [Bildquelle: IWU]	 [Bildquelle: IWU]
Fläche pro Wohnung	130 m ²	103 m ²	80 m ²	70 m ²
Fläche pro Wohngebäude	144 m ²	140 m ²	586 m ²	358 m ²
Durchschnittliche Wohnungsanzahl	1,1	1,7	7,3	5,1

Tabelle 6 *Planungsdaten Mustergebäude Ein- und Mehrfamilienhaus*

	Einfamilienhaus		Mehrfamilienhaus		
	Neubau 2012	Bestand (1958 – 1968)	Neubau 2012	Bestand (1958 – 1968)	
Wohnfläche [m ²]	140,3	140,3	613,0	415,8	
beheizte Fläche [m ²]	149,3	149,3	613,0	429,0	
Energiebezugsfläche A _N [m ²]	176,3	176,3	744,3	470,4	
Brutto-Volumen thermische Hülle [m ³]	551,0	551,0	2326,0	1470,0	
A/V-Verhältnis [1/m]	0,64	0,64	0,41	0,51	
Fensterflächenanteil					
	nord	23,1 %	21,4 %	17,0 %	16,0 %
	ost	10,7 %	9,3 %	15,3 %	9,8 %
	süd	48,0 %	29,1 %	33,0 %	27,0 %
	west	10,7 %	9,3 %	22,1 %	9,8 %
Wohneinheiten	1	1	8	6	
Personenbelegung	4	4	17	12	

2.5 Festlegung und Abstimmung von 6 Systemvarianten

Im letzten Arbeitspunkt von Arbeitspaket 1 „Systemdefinition“ werden die Energieversorgungsvarianten festgelegt. Über eine Untersuchung der Eignung verschiedener Technikkomponenten erfolgt die Zusammenstellung der Variantenmatrix. Insgesamt sollen sechs verschiedene Möglichkeiten miteinander verglichen werden. Dabei handelt es sich um marktnahe Systeme. Lösungen mit experimentellem Charakter sowie Prototypen werden nicht berücksichtigt. Der Fokus liegt also auf marktetablierten Systemen welche in der Branche vertrieben werden.

Im Projektkonsortium werden verschiedene Energieversorgungssysteme vordefiniert und dem Fördergeber sowie den Industriepartnern auf einem internen Workshop vorgestellt. Dabei verfügen alle Varianten über eine Photovoltaikanlage. Zum einen ist dies notwendig, da im F+E Projekt *future:solar* der Strombedarf für Lüftung, Beleuchtung, Kühlung und Haushalt ne-

ben der Hilfsenergie berücksichtigt wird. Zum anderen dient der PV-Ertrag zur jährlichen bilanziellen Deckung des gesamten End- und Primärenergiebedarfs, um die Vorgaben des regenerativen Anteils von 50 und 100 % in der Jahresbilanz zu erreichen. Dabei werden aufgrund der Bilanzierungsdefinition Strom und Wärme endenergetisch gleich bewertet. Daraus resultieren die im Folgenden abgestimmten Varianten.

Variante 1

Thermische Solaranlage mit Gas-Brennwertkessel und Photovoltaikanlage

Die Wärmeversorgung erfolgt bei Variante 1 über eine thermischer Solaranlage und einen Gas-Brennwertkessel. Aufgrund der Betrachtung des Wärme- und Strombedarfs wird das System um eine Photovoltaikanlage zur Stromproduktion erweitert. Die Komponenten gelten in der Praxis als etabliert und sind Stand der Technik. In der Variante mit 50 % solarem Deckungsanteil soll eine markttypische solare Kombianlage mit Heizungsunterstützung vorgesehen werden. Die Größe der PV-Anlage richtet sich nach dem Ausgleich der Energiebilanz. Für die Variante mit 100 % solarem Deckungsanteil in der Jahresbilanz wird eine Solarthermieanlage nach dem „Sonnenhausprinzip“ vorgesehen, sodass hier über 50 % des Wärmebedarfs über die thermische Solaranlage gedeckt werden. Die Nachheizung erfolgt über einen Gas-Brennwertkessel.

Variante 2

Elektrische Wärmepumpe mit Erdsonden und Photovoltaikanlage

Die Versorgung des Gebäudes erfolgt bei Variante 2 über eine erdgekoppelte elektrische Wärmepumpe in Kombination mit einer Photovoltaikanlage. Durch die immer günstiger werdende PV, stellt dieses „Nur-Strom-Anlagensystem“ eine attraktive Lösung dar. Von besonderem Interesse sind dabei die Anteile der Eigennutzung sowie der Netzeinspeisung des erzeugten PV-Stroms im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit. Die Auslegung der PV-Anlage erfolgt nach dem zu deckenden Strombedarf je nach Variante (50 / 100 % Deckungsanteil).

Im Projektteam wird auch der Einsatz einer Luft/Wasser-Wärmepumpe diskutiert. Aufgrund der höheren Jahresarbeitszahl sollen Erdsonden als Quelle für die Wärmepumpe in den Betrachtungen berücksichtigt werden.

Variante 3

Blockheizkraftwerk (BHKW) und Photovoltaikanlage

In der dritten Variante soll der Einsatz eines erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerks betrachtet werden. Besonderer Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Wärme- und Stromproduktion im Gebäude. Unter Berücksichtigung der Auslegung des Pufferspeichervolumens wird im Einfamilienhaus der monovalente Betrieb angestrebt. Im Mehrfamilienhaus kommt ein Gas-Brennwertkessel zur Abdeckung der Spitzenlast zum Einsatz. In allen Varianten wird das System um eine PV-Anlage ergänzt. Die Bewertung des Systems bei Verwendung von

Biomethan erfolgt in dieser Studie nicht, da der flächenspezifische Energieertrag bei nur 3 bis 6 kWh/m²a liegt [Fisch, 2012].

Variante 4

Thermische Solaranlage mit Biomassekessel und Photovoltaikanlage

Gegenüber dem in Variante 1 dargestellten Anlagensystem wird der Gas-Brennwertkessel durch einen Holzpelletheizkessel ersetzt. Der Vorteil dieser Variante liegt in der Bevorratung des erneuerbaren Brennstoffs Holzpellets. Dabei wird die Sonnenenergie zur Wärmeerzeugung in Form von Biomasse im Voraus für ein Jahr gespeichert. Da die Biomasse in der Energiebilanz laut Definition im Forschungsvorhaben als endenergetisch neutral und primärenergetisch mit niedrigem Primärenergiefaktor verrechnet wird, ist die Kombination ökologisch sehr interessant. Ergänzt wird dieses System durch eine PV-Anlage zur Stromproduktion.

Variante 5

Thermische Solaranlage mit elektrischem Heizstab und Photovoltaikanlage

In Versorgungsvariante 5 wird eine thermische Solaranlage zur Wärmebedarfsdeckung genutzt. Der restliche Heizwärmebedarf wird über einen elektrischen Heizstab im Pufferspeicher gedeckt. Zusätzlich erhält das System eine PV-Anlage zur Stromproduktion. Die Investitionskosten für den elektrischen Heizstab sind im Verhältnis zu den anderen Varianten extrem niedrig. Erfahrungsgemäß wird die Direktheizung mit Strom jedoch hohe verbrauchsgebundene Kosten aufweisen. Dabei erfolgt die Stromlieferung entweder über das Versorgungsnetz oder über die PV-Anlage. Die Untersuchung dieser Variante wird dadurch begründet, dass der Primärenergiefaktor für Strom, durch den stetig steigenden Anteil an erneuerbaren Energien im Stromnetz, in Zukunft weiter sinkt.

Variante 6






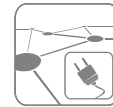
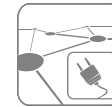
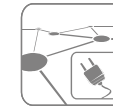
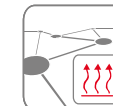

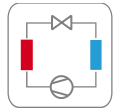
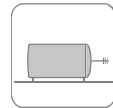







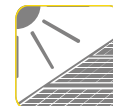





Fernwärmeversorgung und Photovoltaikanlage

Die Wärmeversorgung von Variante 6 erfolgt über einen Anschluss an die örtliche Fernwärmeversorgung. Da ca. ein Fünftel aller Wohngebäude in Deutschland über Fernwärme versorgt werden, darf diese vor allem im städtischen Bereich verbreitete Variante an dieser Stelle nicht fehlen. Das Versorgungssystem wird durch eine PV-Anlage erweitert. Da jedes Fernwärmesystem in Deutschland einen anderen Primärenergiefaktor aufweist, wird innerhalb der Studie mit dem Standardwerte von 0,7 gerechnet [DIN V 18599, 2011]. Durch die geringen Investitionskosten für eine Hausübergabestation verspricht diese Variante zudem eine hohe Wirtschaftlichkeit.

Variantenübersicht

Tabelle 7 zeigt eine Übersicht über die abgestimmten Versorgungsvarianten für den Bereich der Ein- und Mehrfamilienhausgebäude.

Tabelle 7 Übersicht über die Versorgungsvarianten Ein- und Mehrfamilienhäuser

Variante	1	2	3	4	5	6
Beschreibung	ST + Gaskessel + PV	Wärme- pumpe + PV	Erdgas- BHKW + PV	ST + Biomasse + PV	ST + el. Heizstab + PV	Fern- wärme + PV
Versorgungs- netz	 		 			 
Heizsystem						
Erneuerbare Energie	 			  	 	

3 Modellbildung Gebäude und Anlagentechnik (AP2)

In Vorbereitung auf die Gebäude- und Anlagensimulationen müssen entsprechende Simulationsmodelle erstellt werden. In diesem Abschnitt wird die Vorgehensweise vorgestellt und die Randbedingungen dokumentiert. Dabei wird folgendermaßen vorgegangen:

- Umsetzung der Gebäudekubatur in einem 3D Zeichenprogramm für Ein- und Mehrfamilienhäuser im Neubau und für die Bestandssanierung in Vorbereitung auf die Simulationen in TRNSYS [TRNSYS 17, 2010]
- Festlegung der U-Werte der Gebäude (Dämmstandard)
- Festlegung der Lüftungsart zur Sicherstellung des hygienischen Mindestluftwechsels
- Definition weiterer baulicher Randbedingungen (Ausrichtung Gebäude, ...)
- Ermittlung des Bedarfs für die Trinkwassererwärmung sowie Erstellung eines Lastprofils
- Ermittlung des Strombedarfs für die Beleuchtung, Lüftung und den Haushalt sowie Erstellung eines Lastprofils
- Simulation des Gebäudes zur Ermittlung des Heizwärmebedarfs unter Berücksichtigung eines Wetterdatensatzes
- Auswertung und Überprüfung der Simulationsergebnisse des Gebäudemodells und Erstellung eines Lastprofils der jeweiligen Gebäude für die Anlagensimulation.
- Abbildung der Anlagentechnik der sechs verschiedenen Anlagensysteme in TRNSYS mit den entsprechenden Schnittstellen für die erstellten Lastprofile (Heizwärmebedarf, Bedarf Trinkwarmwasser, Stromlastprofil Haushalt, etc.).

3.1 Modellbildung Wohngebäude

Ziel der Modellbildung ist die Erstellung eines Lastprofils für den Heizwärmebedarf für die jeweiligen Gebäudekategorien (Ein- und Mehrfamilienhaus, Neubau und Bestand). Diese Lastprofile sind Basis für die nachfolgenden Anlagensimulationen. In der Praxis können das Gebäude und die Anlagentechnik in einem Simulationsdeck untergebracht werden. Da die Simulationen unter den Projektpartnern aufgeteilt werden, wird sich für die Trennung entschieden. Danach erstellt das IGS der Technischen Universität Braunschweig die Lastprofile für den Heizwärmebedarf der Gebäude und übergibt diese dann dem ITW der Universität Stuttgart. Bedingt durch das Vorgehen ist jedoch eine Rückkopplung der Anlagentechnik auf das Gebäude nur noch eingeschränkt möglich.

3.1.1 Gebäudekubatur Ein- und Mehrfamilienhaus Neubau und Bestand

Die in Tabelle 6 zusammengestellten Planungsdaten sind Ausgangspunkt der Modellerstellung. Auf der Basis vorhandener Architektenpläne werden für die entsprechenden Gebäudetypen, in Anlehnung an die Vorgaben, Häuser ausgewählt. Anschließend werden die Angaben aus den Zeichnungen in verschiedenen 3D-Modellen umgesetzt. Hierzu wird das Programm SketchUp verwendet [SketchUp, 2012]. Über eine Schnittstelle erfolgt die anschließende Konvertierung der Daten zur Gebäudehülle in das Programm TRNSYS.

Bild 27 zeigt das erstellte 3D-Modell für das Einfamilienhaus mit Neubaustandard. Dabei wird ein Satteldach mit einer Neigung von 30° gewählt. Das Gebäude besteht aus fünf Zonen, wobei 4 Zonen beheizt sind. Den unteren Abschluss des Gebäudes bildet die gedämmte Bodenplatte gegen das Erdreich. Ein Kellergeschoss ist nicht vorgesehen.

Das Modell des Einfamilienhauses für die Variante saniertes Bestand ist identisch mit dem Modell des Neubaus. Lediglich die Fensterflächen unterscheiden sich, da der Fensterflächenanteil der im Zeitraum 1958 bis 1968 errichteten Gebäude deutlich geringer ausfiel. Die in dieser Baualtersklasse gebauten Häuser weisen zum überwiegenden Teil einen Keller auf. Innerhalb der Studie wird jedoch der ungünstigste Fall betrachtet, d.h. eine Bodenplatte gegen Erdreich mit minimaler Dämmung, dem Baualter entsprechend.

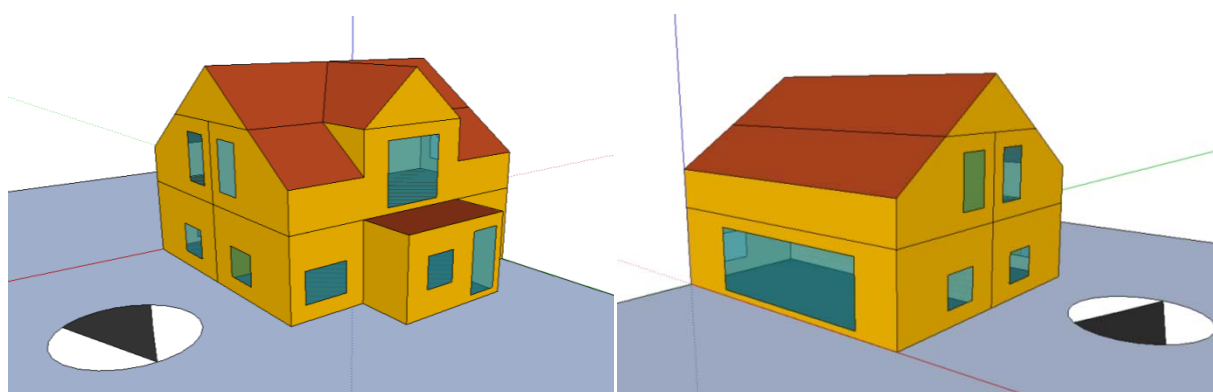


Bild 27 Süd- und Nordansicht des Mustergebäudes Einfamilienhaus Neubau

In Bild 28 ist das Gebäudemodell vom Mehrfamilienhaus im Neubaustandard dargestellt. Dabei wird in einem ersten Ansatz von einem Flachdach ausgegangen. Innerhalb der Studie bleibt die Dachform jedoch flexibel. Das Gebäudemodell besteht aus 20 Zonen. Der Erschließungsbereich (Treppenhaus) der acht Wohneinheiten sowie das Kellergeschoss sind unbeheizt. Das Treppenhaus befindet sich jedoch in der beheizten Gebäudehülle.

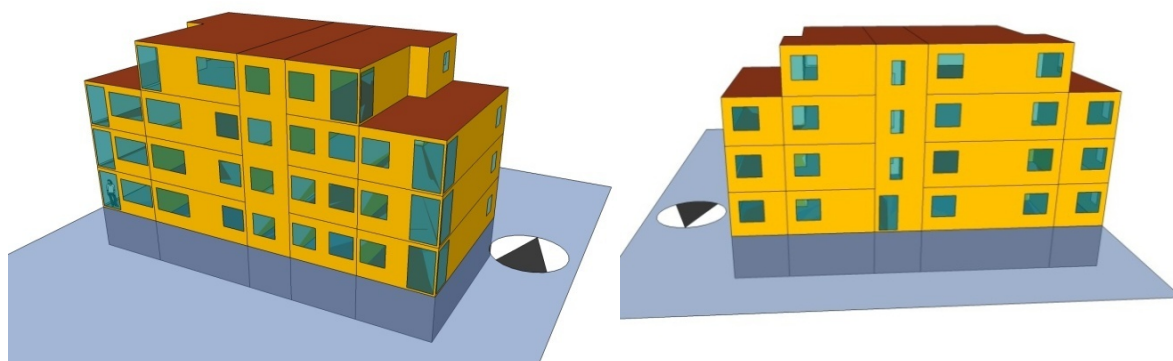


Bild 28 Süd- und Nordansicht des Mustergebäudes Mehrfamilienhaus Neubau

In analoger Vorgehenseise wird für das Mehrfamilienhaus in der Bestandssanierung ein Modell des Mustergebäudes erstellt, siehe Bild 29. Architektenpläne von typischen Gebäuden aus der Zeit von 1958 bis 1968 sowie die recherchierten Kennzahlen sind dabei die Basis der Mo-

dellierung. Das Mehrfamilienhaus in der Bestandssanierung besteht aus zwei Vollgeschossen und einem ausgebauten Dachgeschoss und wird in 18 Zonen eingeteilt. Das gesamte Kellergeschoss sowie das Treppenhaus sind unbeheizt, wobei sich das Treppenhaus in der thermischen Gebäudehülle befindet. Im Gegensatz zum Neubau hat das Gebäude in der Bestandssanierung ein Satteldach mit einer Dachneigung von 30°.

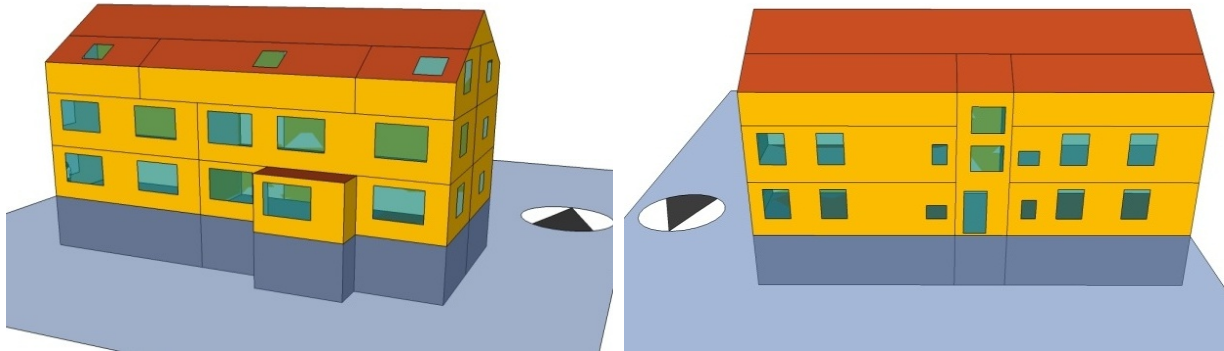


Bild 29 Süd- und Nordansicht des Mustergebäudes Mehrfamilienhaus Bestand

3.1.2 Dämmstandard Wohngebäude (Festlegung der U-Werte)

Für alle Varianten (Neubau und sanierter Bestand) wird als Basis im Bereich der Fassade ein Wärmedämmverbundsystem (WDVS) angesetzt. Im Dach wird von einer Zwischensparrendämmung bzw. im Sanierungsfall auch von einer Aufsparrendämmung ausgegangen. Zur Festlegung der Dämmstoffstärke der jeweiligen Bauteile werden die Gebäude in das EnEV Berechnungsprogramm „Energieberater“ [Energieberater, 2012] eingegeben. Anschließend wird der Jahresheizwärmebedarf in Abhängigkeit der jeweiligen Dämmstoffstärke ermittelt. Gleichzeitig werden die Investitionskosten für die entsprechenden Dämmpakete berechnet. Unter Berücksichtigung einer Beheizung über einen Gas-Brennwertkessel erfolgt die wirtschaftliche Bewertung bei verschiedenen Werten der Energiepreissteigerung über einen Zeitraum von 20 Jahren.

Nach Auswertung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die Dämmstoffstärken im Projektkonsortium abgestimmt und festgelegt. Dabei wird sich an den Ergebnissen der vorhergehenden Untersuchung orientiert. Die Vorgehensweise wird am Beispiel der Außenwand für das Einfamilienhaus im Neubau nachfolgend kurz erläutert.

Aus dem Berechnungstool zum Nachweis der Einhaltung der EnEV 2009 ergeben sich für das Einfamilienhaus im Neubau die in Bild 30 dargestellten Kennwerte für den Jahresheizwärmebedarf. Mit zunehmender Dämmstoffstärke sinkt das Einsparungspotential. Für die Untersuchung wird eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung, eine Drei-Scheiben-Verglasung sowie die Versorgung über einen Gas-Brennwertkessel angenommen. Anschließend werden die Ergebnisse in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung analysiert. Bei einem Erdgaspreis von 7 cent/kWh und einem Zinssatz von 3 % ergeben sich über einen Zeitraum von 20 Jahren für die gewählten Energiepreissteigerungsraten die idealen Dämmstoffstärken, siehe Bild 31. Daraus wird ersichtlich, dass bei einer Energiepreissteigerung von 0 % die ideale Dämmstoffstärke in dem vorliegenden Beispiel bei 14 cm und bei 8 % bei 24 cm liegt.

Anmerkung: Die Einhaltung der Mindestanforderung an den U-Wert des Bauteils wird in diesem Fall nicht berücksichtigt. Dies gilt vor allem für die einstelligen Dämmstoffstärken.

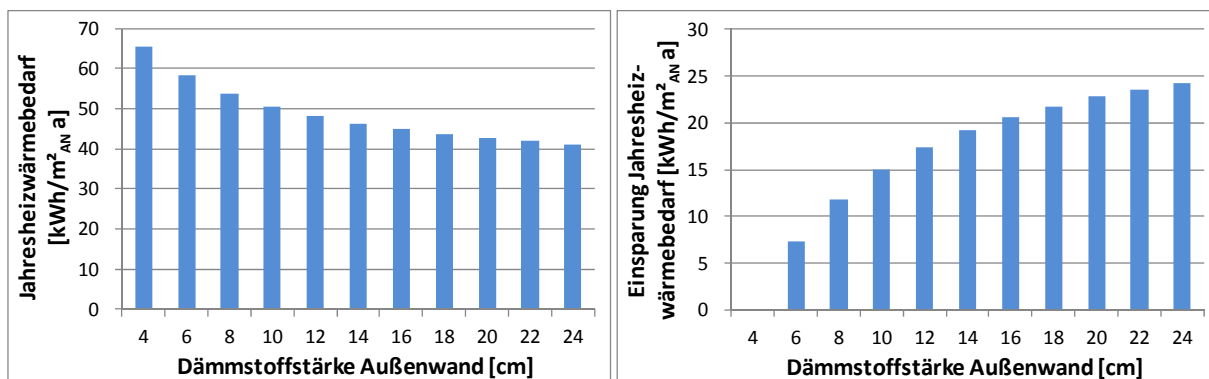


Bild 30 Links: Jahresheizwärmebedarf aus dem Berechnungsprogramm zur EnEV 2009 für das EFH Neubau bei Variation der Dämmstoffstärke in der Außenwand unter Berücksichtigung der gewählten Randbedingungen; Rechts: Darstellung der daraus resultierenden Einsparung des Jahresheizwärmebedarfs

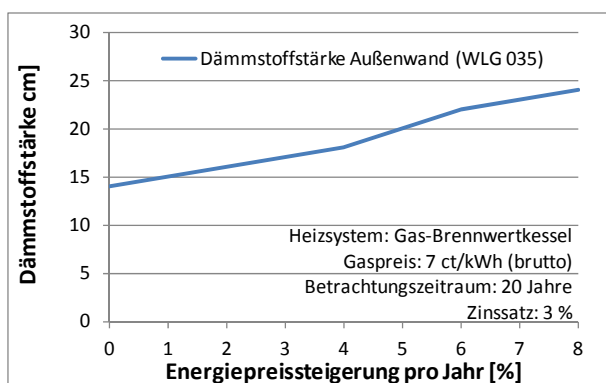


Bild 31 Ermittlung der idealen Dämmstoffstärke für die Außenwand des modellierten Einfamilienhauses (Neubau) unter Berücksichtigung der Energiepreissteigerung am Beispiel einer Versorgung über einen Gas-Brennwertkessel über einen Zeitraum von 20 Jahren

In Tabelle 8 sind die von den Projektpartnern abgestimmten U-Werte und Dämmstoffstärken der jeweiligen Bauteile dargestellt. Mit dem daraus resultierenden hohen Dämmstandard im Neubau, welcher ca. 30 % unterhalb der Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV 2009) liegt, soll eine Vorbildfunktion in Bezug auf die zukünftige Entwicklung erreicht werden. Für die Gebäudesimulation werden diese Kenndaten mit den entsprechenden Wandstärken in TRNSYS hinterlegt. Für das Ein- und Mehrfamilienhaus im Neubau ist eine Dämmstärke in der Außenwand von 24 cm (WLG 035) vorgesehen, im Modell der Bestandssanierung 16 cm (WLG 035). Der Unterschied resultiert daher, dass im Gebäudebestand nicht überall Dämmstoffstärken größer 16 cm umgesetzt werden können.

Tabelle 8 U-Werte und Dämmstärken der Bauteile der jeweiligen Mustergebäude

	Einfamilienhaus		Mehrfamilienhaus	
	Neubau 2012	Bestand (1958 – 1968)	Neubau 2012	Bestand (1958 – 1968)
U-Werte der Bauteile				
Außenwand	0,12 W/m ² K	0,19 W/m ² K	0,13 W/m ² K	0,19 W/m ² K
Bodenplatte	0,24 W/m ² K	0,73 W/m ² K	0,32 W/m ² K	2,98 W/m ² K
Kellerdecke	-	-	0,24 W/m ² K	0,24 W/m ² K
Dach	0,16 W/m ² K	0,16 W/m ² K	0,17 W/m ² K	0,16 W/m ² K
Fenster (U _{glas})	0,8 W/m ² K	0,8 W/m ² K	0,8 W/m ² K	0,8 W/m ² K
	3-fach WSV	3-fach WSV	3-fach WSV	3-fach WSV
Dämmstoffstärken				
Außenwand	24 cm WLG 035	16 cm WLG 035	24 cm WLG 035	16 cm WLG 035
Bodenplatte	10 cm WLG 035	4 cm WLG 035	10 cm WLG 035	-
Kellerdecke	-	-	10 cm WLG 035	10 cm WLG 035
Dach	20 cm WLG 035	20 cm WLG 035	20 cm WLG 035	20 cm WLG 035

3.1.3 Gebäudelüftung

In den Gebäudemodellen werden mechanische Lüftungsanlagen zur Sicherstellung des hygienischen Mindestluftwechsels integriert. Dabei ist in den Neubauten (Ein- und Mehrfamilienhaus) eine Zu- und Abluftanlage mit einer Wärmerückgewinnung berücksichtigt. Um den baulichen Aufwand im Bestand in Grenzen zu halten, wird im Fall der Sanierung eine Abluftanlage vorgesehen, welche nur in der Heizperiode (September bis April) betrieben wird. In der Praxis ist dies jedoch häufig nicht der Fall. Dadurch wird ein abgesenkter Betrieb der Abluftanlage (z.B. über eine feuchtegesteuerte Steuerung) in Bezug auf den Stromverbrauch nachempfunden.

Der Luftwechsel beträgt in allen Fällen $n = 0,45 \text{ h}^{-1}$. Der Raumkomfort wird in der Studie nicht berücksichtigt, d.h. die Auswertung der operativen Raumtemperatur für den Winter- und Sommerfall erfolgt nicht. Entsprechend dem vorgegebenen Lüftungssystem sowie den dazugehörigen Betriebszeiten ergibt sich der elektrische Energiebedarf der Lüftungsgeräte. Über die Vorgabe des SFP-Wertes (specific fan power), welcher das Verhältnis von aufgenommener elektrischer Ventilatorleistung zum geförderten Luftvolumenstrom darstellt, wird die elektrische Leistungsaufnahme definiert. Tabelle 9 stellt die in den Gebäuden hinterlegten raumlifttechnischen Anlagen zusammen.

Tabelle 9 Kennzahlen raumlifttechnische Anlagen

	Einfamilienhaus		Mehrfamilienhaus	
	Neubau 2012	Bestand (1958 – 1968)	Neubau 2012	Bestand (1958 – 1968)
Lüftungssystem	Zu- und Abluft	Abluftanlage	Zu- und Abluft	Abluftanlage
Wärmerückgewinnung	mit WRG 80 %	ohne WRG	mit WRG 80 %	ohne WRG
Volumenstrom	167 m ³ /h	167 m ³ /h	690 m ³ /h	471 m ³ /a
Luftwechsel Wohnung	0,45 h ⁻¹	0,45 h ⁻¹	0,45 h ⁻¹	0,45 h ⁻¹
SFP Klasse Ventilator	1 - 2	1 - 2	2 - 3	2 - 3
Betriebsweise	ganzjährig	Sept. - April	ganzjährig	Sept. - April

Anmerkung:

Für alle Gebäude wird ein Luftwechsel durch Infiltration von $n_{\text{inf}} = 0,07 \text{ h}^{-1}$ festgelegt. In der Praxis entspricht dies bei einer Gebäudedichtheitsmessung (Blower-Door-Test) ungefähr einer Luftwechselrate von $n_{50} = 1 \text{ h}^{-1}$. Als Grenzwert gilt nach EnEV ein Wert von $1,5 \text{ h}^{-1}$ für Gebäude mit hoher Luftdichtheit bei einer Ausstattung mit mechanischen Lüftungsanlagen, bei Fensterlüftung sind $3,0 \text{ h}^{-1}$ einzuhalten.

3.1.4 Randbedingungen Gebäudesimulationen

Die Gebäudemodelle sind die Basis für die Bedarfssimulationen des Heizwärmebedarfs der Mustergebäude. Neben der Vorgabe der Kubatur, dem Lüftungssystem und den Wandaufbauten werden weitere Eingabeparameter benötigt. Hierzu gehören die nachfolgend aufgelisteten Parameter. Sofern nicht explizit angegeben, gelten die Randbedingungen für alle Gebäude, d.h. für Einfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung sowie für Mehrfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung.

Orientierung der Gebäude

Die Orientierung der Gebäude ist den Abbildungen aus Kapitel 3.1.1 zu entnehmen. Der angegebene Nordpfeil ist dabei die Bezugsgröße. Die Einfamilienhäuser im Neubau und Bestand sind mit einer Satteldachhälfte Richtung Süden orientiert. Das Mehrfamilienhaus im Neubau besitzt ein Flachdach, welches auch als Pulldach angesehen werden kann und nach Süden ausgerichtet ist. Die Firstausrichtung des Mehrfamilienhauses in der Bestandssanierung geht von Osten nach Westen, damit steht eine Seite des Satteldaches für die Solarenergienutzung zur Verfügung.

Wetterdatensatz

Grundlage sind die entsprechenden Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse, welche vom Deutschen Wetterdienst (DWD) im April 2011 herausgegeben werden [DWD, 2011]. Für die Simulation wird die Klimaregion 13 (Schwäbisch-fränkisches Stufenland und Alpenvorland) unter den Projektpartnern abgestimmt. Das mittlere Jahr vom Bezugszeitraum 1988 - 2007 mit der Station Mühldorf am Inn (Lage: $48^{\circ}17'$ nördliche Breite, $12^{\circ}30'$ östliche Länge, 405 Meter über NN) bildet somit die Grundlage der Studie in Bezug auf die Wetterverhältnisse. Dieser Wetterdatensatz entspricht ungefähr dem mittleren deutschen Wetter.

Raumtemperatur

Für alle Gebäude wird eine Mindestraumtemperatur von $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ für alle beheizten Gebäudezonen festgelegt. Aufgrund des hohen Dämmstandards der Gebäude wird auf eine Nachtabenkung verzichtet.

Dachflächen für die solare Nutzung

Aus den Gebäudemodellen, bzw. -geometrien ergeben sich die maximal nutzbaren Dachflächen. Für die Einfamilienhäuser wird jeweils angenommen, dass eine Satteldachseite nach Süden zur Verfügung steht. Das Mehrfamilienhaus im Neubaustandard hat ein Flachdach. Entsprechend Bild 28 ist die Dachfläche kleiner als die Grundfläche des Gebäudes. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die komplette Grundfläche des Gebäudes als nutzbare Dachfläche

zur Verfügung steht. Bild 32 zeigt dabei eine Ausführungsmöglichkeit mit Pultdach mit einer Neigung von 10°. Das Mehrfamilienhaus im Bestand hat ein Satteldach, bei der nur eine Satteldachhälfte in der Studie genutzt werden kann. Die Variante der Firstausrichtung Nord-Süd wird nicht betrachtet. Hier würde jeweils eine Dachhälfte nach Osten bzw. Westen zur Verfügung stehen.

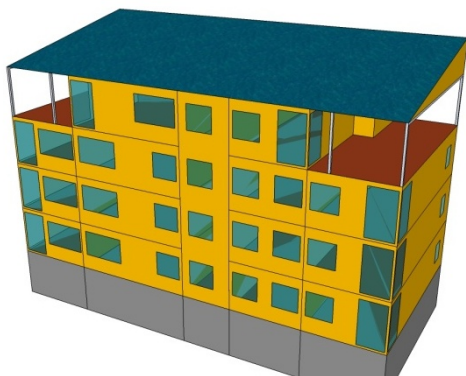


Bild 32 Südansicht des Mustergebäudes Mehrfamilienhaus Neubau mit Pultdachausführung

*) Anmerkung: Tabelle 10 stellt die Kenndaten der Dachflächen für eine solarthermische und / oder solarelektrische Energienutzung zusammen. Ein Dachüberstand ist nicht berücksichtigt und birgt daher zusätzliches Potential. Die angegebene solare Nutzfläche sowie die Dachneigung ergeben sich aus dem Gebäudemodell. Innerhalb der Simulation können diese Größen jedoch im Sinne der Ertragsoptimierung abweichen. Eine Erläuterung erfolgt bei den jeweiligen Energieversorgungsvarianten. In der Zusammenstellung der Ergebnisse erfolgt der Vergleich von benötigter und vorhandener Dachfläche für verschiedene Dachformen.

Tabelle 10 Dachflächen Gebäudemodell für solare Energienutzung

	Einfamilienhaus		Mehrfamilienhaus	
	Neubau 2012	Bestand (1958 – 1968)	Neubau 2012	Bestand (1958 – 1968)
Dachform	Satteldach	Satteldach	Pultdach	Satteldach
Ausrichtung	Süden	Süden	Süden	Süden
Dachneigung *)	30°	30°	30°	30°
solare Nutzfläche *)	50 m ²	50 m ²	200 m ²	90 m ²

Verschattung (Einhaltung sommerlicher Wärmeschutz)

Wie bereits erwähnt wird der Raumkomfort des Gebäudes nicht näher betrachtet. Dies gilt auch für den sommerlichen Wärmeschutz. Um den Einfluss der passiv-solaren-Gewinne durch die Solareinstrahlung zu berücksichtigen, werden vor den Fenstern entsprechende Verschattungsmaßnahmen vorgesehen. Diese erhöhen in der Heizperiode den Heizwärmebedarf. Der außenliegende Sonnenschutz wird ab einer Raumtemperatur von 22 °C in den einzelnen Zonen sowie einer Solarstrahlung von 140 W/m² auf die Fassade aktiviert. Die Fensterflächen der entsprechenden Zonen werden dabei zu 80 % verschattet. Die Deaktivierung erfolgt, wenn die Einstrahlung auf die Fassade den Wert von 120 W/m² unterschreitet.

Interne Lasten / Wärmegewinne

Die internen Lasten gehen als Wärmegewinne in die jeweilige Gebäudebilanz ein. Der Wärmeeintrag erfolgt dabei durch Personen, durch den Haushaltsstrom (Kochen, Beleuchtung, etc.) und durch Speicher- und Zirkulationsverluste der Anlagentechnik. Die Personenbelegung wird über ein Wochentags- und Werktagsprofil mit An- und Abwesenheitszeiten gesteuert, wobei eine Person eine Leistung von 80 W aufweist. Die Leistung des erstellten Stromprofils für den Haushalt wird gleichmäßig über die Fläche verteilt und in den beheizten Zonen der Gebäudemodelle in den Simulationen berücksichtigt.

Zirkulations- und Speicherverluste

In den Modellen der Einfamilienhäuser Neubau und Bestandssanierung ist keine Zirkulation berücksichtigt. Es wird aufgrund der räumlichen Lage von geringen Leitungslängen ausgegangen, so dass auf eine Zirkulation verzichtet werden kann. In den Mehrfamilienhäusern wird eine Zirkulation mit einem Betrieb über 24 Stunden berücksichtigt. Die Wärmeverluste der Leitungen innerhalb der beheizten Gebäudehülle gehen in den Modellen als interne Gewinne ein und werden auf den Heizwärmebedarf angerechnet. Dies gilt auch für den Trinkwarmwasserspeicher und den Heizungspufferspeicher.

Kühlung

Eine Kühlung in den Wohngebäuden ist nicht vorgesehen.

Simulationszeitschrittweite

Im Projektteam wird eine Zeitschrittweite von 15 Minuten festgelegt. Basis hierfür sind die Standard Stromlastprofile, welche in der Praxis in diesem Zeitintervall angegeben werden. Eine separate Untersuchung zur Abweichung der Simulationsergebnisse durch unterschiedlich gewählte Zeitschrittweiten (z.B. 1 Stunde, 1 Minute, etc.) wird nicht durchgeführt.

3.2 Trinkwarmwasserbedarf und Zapfprofil

Der Trinkwarmwasserbedarf kann über verschiedene Methoden ermittelt werden. In Vorbereitung auf die Anlagensimulationen erfolgt ein Quervergleich von vier verschiedenen Möglichkeiten. Tabelle 11 zeigt die jeweiligen Berechnungsergebnisse. Als Mittelwert ergibt sich ein Energiebedarf von 500 kWh pro Person und Jahr für die Trinkwassererwärmung. Darin sind keine Zirkulations- und Speicherverluste enthalten, die Berechnung hierzu erfolgt separat.

Die für die Simulationen notwendigen Zapfprofile werden auf Grundlage des jährlichen Gesamtenergiebedarfs für Trinkwarmwasser von den „Load profiles of water heaters“ aus einem Arbeitspapier des European Council for an Energy Efficient Economy [ecee, 2014] abgeleitet. Bild 33 links zeigt das Zapfprofil für das Einfamilienhaus (Neubau und Bestandssanierung) für eine Belegung mit 4 Personen. Daraus ergibt sich ein Wärmebedarf von 2.000 kWh pro Jahr.

In Bild 34 sind die Zapfprofile für das Mehrfamilienhaus im Neubau und der Bestandssanierung dargestellt. Über die Personenbelegung resultiert für das Mehrfamilienhaus im Neubau (17 Personen) ein Wärmebedarf für die Trinkwassererwärmung von 8.500 kWh pro Jahr und für die Bestandssanierung (12 Personen) ein Wärmebedarf von 6.000 kWh pro Jahr.

Die Abbildungen zeigen jeweils den Energiebedarf beim Zapfvorgang. Da die Zeitschrittweite bei den Simulationen 15 Minuten beträgt, werden kurze Zapfvorgänge (z.B. < 1 Minute) in den Simulationen energetisch auf einen Viertelstundenwert gemittelt. Aus der angegebenen Temperaturdifferenz zwischen gezapftem Warmwasser und dem Kaltwasser (siehe Bild 33 rechts) kann über den Energiebedarf der entsprechende Massestrom berechnet werden.

Tabelle 11 Bedarfsermittlung Trinkwarmwassererwärmung – Überblick über die verschiedenen Ansätze

1. Erfahrungswerte Institut für Gebäude- und Solartechnik		
Annahme: Warmwasserbedarf 35 Liter pro Person und Tag bei 45 °C Zapftemperatur		
Bedarf pro Person und Tag	1,42	kWh/(Pers.*d)
Personenanzahl	4	Pers.
Bedarfstage pro Jahr (inkl. Urlaub)	345	d
Gesamtbedarf	1.963	kWh/a
personenbezogener Bedarf	491	kWh/(Pers.*a)
2. Bemessung in Anlehnung an DIN4708 [DIN 4708; 1994]		
Annahme: Normalausstattung entspricht Bedarf einer Badewanne		
Personenzahl	4	Pers.
Bedarf	6,65	kWh/d
Bedarfstage pro Jahr (inkl. Urlaub)	345	d
Gesamtbedarf	2.295	kWh/a
personenbezogener Bedarf	574	kWh/(Pers.*a)
3. Bemessung nach DIN V 18599-10 [DIN V 18599, 2011]		
Annahme: Einfamilienhaus Wohngebäude nach Energieeinsparverordnung 2009		
spezifischer Bedarfswert Trinkwassererwärmung	11	kWh/(m ² *a)
Bezugsfläche A _N	176	m ²
Gesamtbedarf	1.936	kWh/a
personenbezogener Bedarf	484	kWh/(Pers.*a)
4. Bemessung nach VDI 2067-12 [VDI 2067-12, 2013]		
Annahme: Warmwasserbedarf 38 Liter pro Person und Tag bei 40 °C Zapftemperatur		
Ausstattung: Wanne normal und Dusche, Waschtisch, Geschirrspülmaschine mit Kaltwasseranschluss		
Jahresbedarf	460	kWh/(Pers.*a)
Personenanzahl	4	Pers.
Gesamtbedarf	1.840	kWh/a

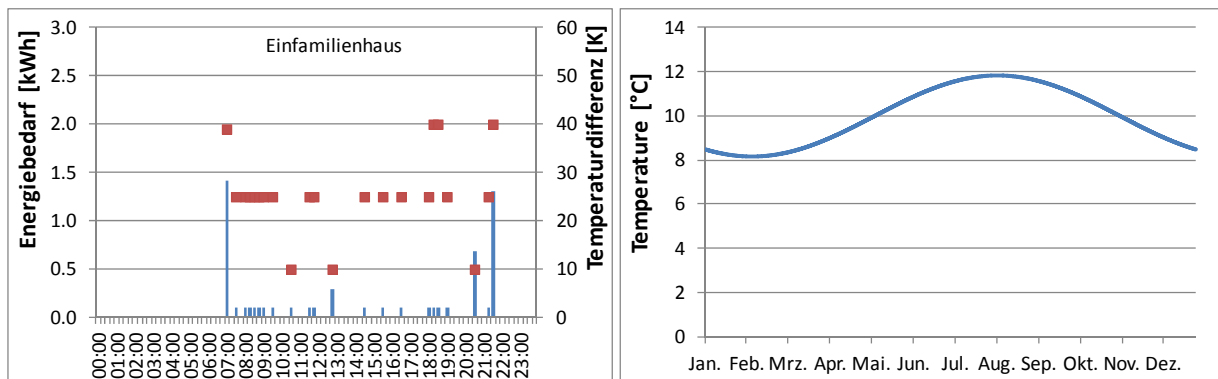


Bild 33 Links: Zapfprofil Trinkwarmwasser in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz zwischen gezapftem Warmwasser und Kaltwasser für die Einfamilienhäuser; Rechts: Temperatur Kaltwasser

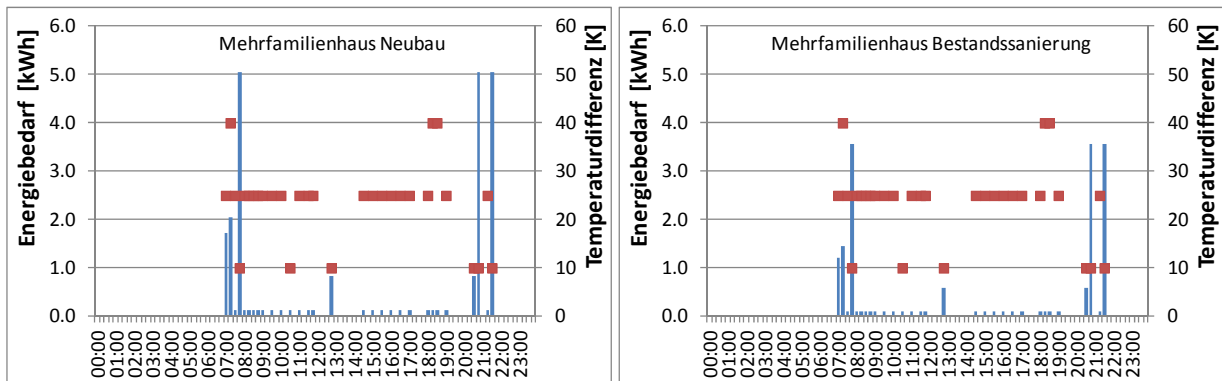


Bild 34 Zapfprofil Trinkwarmwasser in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz zwischen gezapftem Warmwasser und Kaltwasser; Links: Mehrfamilienhaus Neubau; Rechts: Mehrfamilienhaus Bestandssanierung

3.3 Strombedarf Haushalt und Lastprofil

Die BMVBS-Richtlinie (ab 2014 BMUB) für den Effizienzhaus Plus-Standard sieht für den Haushaltsstrombedarf einen pauschalen Ansatz von $20 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{Wfl.}} \cdot \text{a})$ bzw. einen maximalen Bedarf von 2.500 kWh/a pro Wohneinheit vor (Vergleich Kapitel 2.2). Unter Anwendung der BMVBS-Kriterien (ab 2014 BMUB) ergeben sich die Strombedarfskennwerte je Wohnung (EFH Neubau und Bestandssanierung 2.806 kWh/a , MFH Neubau 1.533 kWh/a ; MFH Bestandssanierung 1.386 kWh/a).

Unter Berücksichtigung des Stromspiegels von Deutschland (siehe Tabelle 12 und Tabelle 13) [BMUB, 2014] werden im Projektteam abweichende Werte festgelegt. Der Strombedarf der Einfamilienhäuser (Neubau und Bestandssanierung) beträgt für vier Personen ca. 3.000 kWh/a und wird mit dem spezifischen Kennwert von $20 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{NGF}} \cdot \text{a})$ und einer Bezugsfläche von $149,3 \text{ m}^2$ (beheizte Fläche) berechnet. Der Strombedarf der Mehrfamilienhäuser ergibt sich aus dem Mittelwert von 2.000 kWh/a je Wohneinheit bei einer Belegung mit 2 Personen je Wohnung. Daraus resultiert ein Haushaltsstrombedarf für das Mehrfamilienhaus Neubau von 16.000 kWh/a und für den Bestand von 12.000 kWh/a .

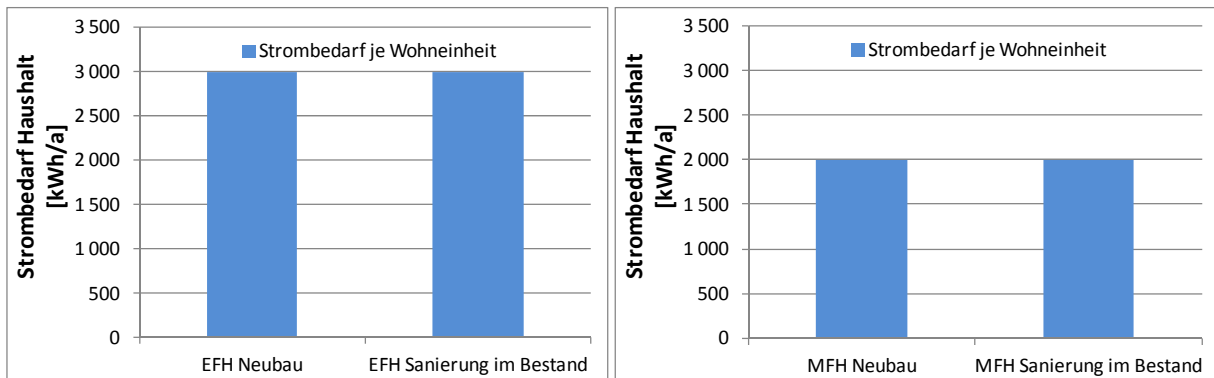


Bild 35 Links: Strombedarf Haushalt Einfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung; Rechts: Strombedarf je Wohnung Mehrfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung

Tabelle 12 Strombedarf Ein- oder Zweifamilienhaus – Warmwasser ohne Strom [BMUB, 2014]

Personen im Haushalt	Stromverbrauch Ein- und Zweifamilienhaus in kWh pro Jahr				
	Gering	Niedrig	Mittel	Hoch	Mittelwert
1 Person	< 1.500	1.500 – 2.200	2.200 – 3.200	> 3.200	2.700
2 Personen	< 2.100	2.100 – 3.000	3.000 – 3.600	> 3.600	3.200
3 Personen	< 2.700	2.700 – 3.500	3.500 – 4.300	> 4.300	4.000
4 Personen	< 3.000	3.000 – 4.000	4.000 – 5.000	> 5.000	4.400
5 Personen	< 3.500	3.500 – 4.900	4.900 – 6.000	> 6.000	5.500

Tabelle 13 Strombedarf Wohnung im Mehrfamilienhaus – Warmwasser ohne Strom [BMUB, 2014]

Personen im Haushalt	Stromverbrauch Wohnung Mehrfamilienhaus in kWh pro Jahr				
	Gering	Niedrig	Mittel	Hoch	Mittelwert
1 Person	< 800	800 – 1.300	1.300 – 1.700	> 1.700	1.500
2 Personen	< 1.400	1.400 – 2.000	2.000 – 2.500	> 2.500	2.200
3 Personen	< 1.800	1.800 – 2.600	2.600 – 3.300	> 3.300	3.000
4 Personen	< 2.000	2.000 – 3.000	3.000 – 3.800	> 3.800	3.400
5 Personen	< 2.300	2.300 – 3.600	3.600 – 4.700	> 4.700	4.100

Zur Erzeugung der Stromlastprofile wird ein Softwaretool der Technischen Universität Chemnitz verwendet [TU Chemnitz, 2013]. Das Tool generiert unter Vorgabe unterschiedlicher Nutzerprofile entsprechende Stromlastgänge. Mögliche Profile sind z.B. „Single berufstätig“, „Familie mit Kind“, „Paar berufstätig“, „Paar zuhause“ etc.

Die über das Tool erzeugten Stromlastprofile werden hinsichtlich des jährlichen Haushaltsstrombedarfs leicht korrigiert (skaliert), da der sich ergebende Jahresstrombedarf von den Vorgaben der Studie leicht abweicht. Für das Einfamilienhaus im Neubau und der Bestandssanierung wird das Profil „Paar mit 2 Kindern“ hinterlegt, siehe Bild 36. Der Vergleich des generierten Lastprofils für das Einfamilienhaus mit einem gemessenen Haushaltsstromprofil aus dem IGS Monitoring für ein ähnliches Einfamilienhaus aus dem Jahr 2007, bewohnt von 2 Erwachsenen und 2 Kindern, zeigt eine gute Übereinstimmung. Über die Auswahl verschiedener Nutzerprofile erfolgt die Generierung eines Mischprofils Haushalt für das Mehrfamilienhaus im Neubau und der Bestandssanierung. Bild 37 zeigt beispielhaft das Stromlastprofil Haushalt für das Mehrfamilienhaus im Neubau.

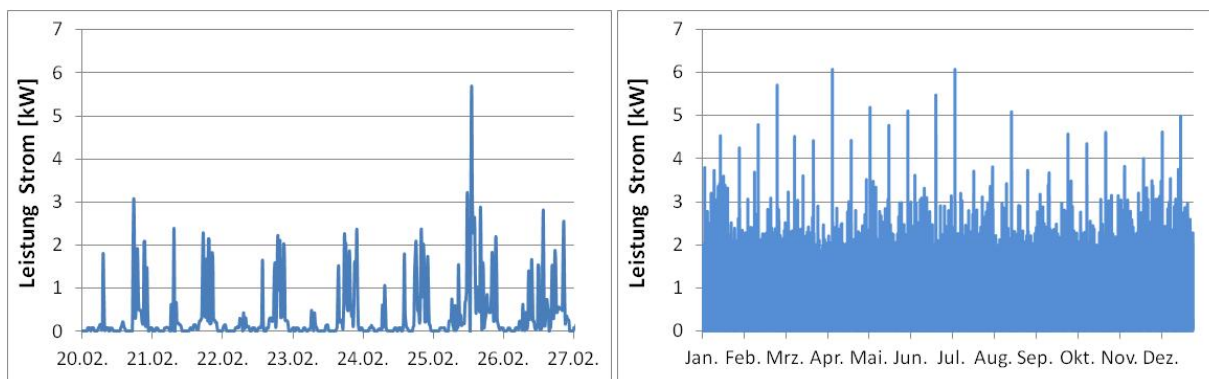


Bild 36 Links: 15 min Stromlastprofil Haushalt EFH Neubau und Bestandssanierung für eine Woche; Rechts: 15 min Stromlastprofil EFH Neubau und Bestandssanierung für ein Jahr

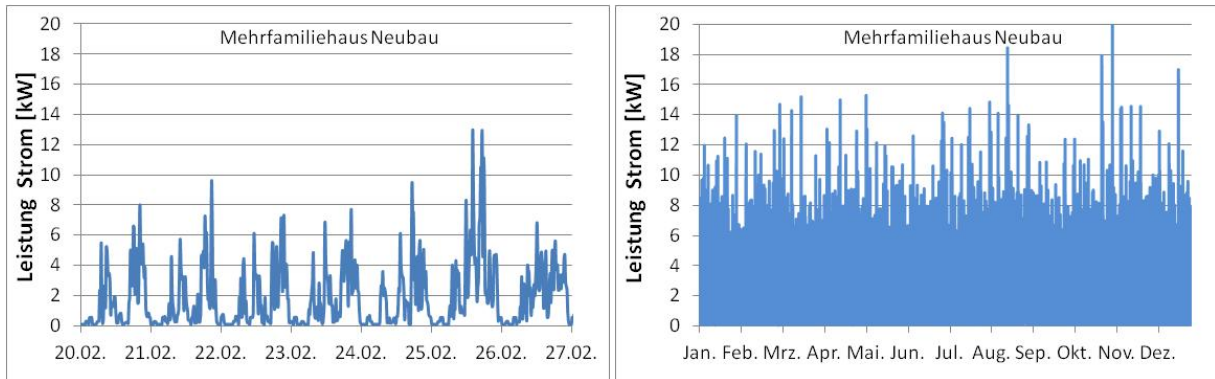


Bild 37 Links: 15 min Stromlastprofil Haushalt MFH Neubau für eine Woche; Rechts: 15 min Stromlastprofil MFH Neubau für ein Jahr

3.4 Energetische Bedarfskennwerte Wärme und Strom

Im Rahmen einer Gebäudesimulation mit TRNSYS [TRNSYS 17, 2010], unter Berücksichtigung der angenommenen Randbedingungen aus den vorherigen Abschnitten, ergeben sich die in Bild 38 dargestellten Nutzenergiekennwerte für Wärme aufgeteilt nach Heizung, Trinkwassererwärmung und Zirkulationswärmeverluste. Bild 39 zeigt die dazugehörigen Kennwerte für den Strombedarf der Gebäude ohne Berücksichtigung der Elektromobilität.

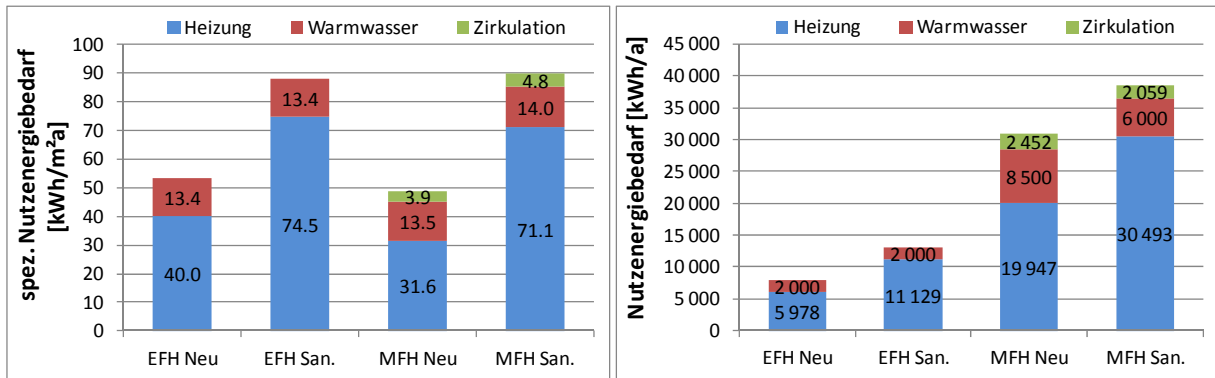


Bild 38 Links: spez. Nutzenergiebedarf EFH und MFH; Rechts: Nutzenergiebedarf EFH und MFH

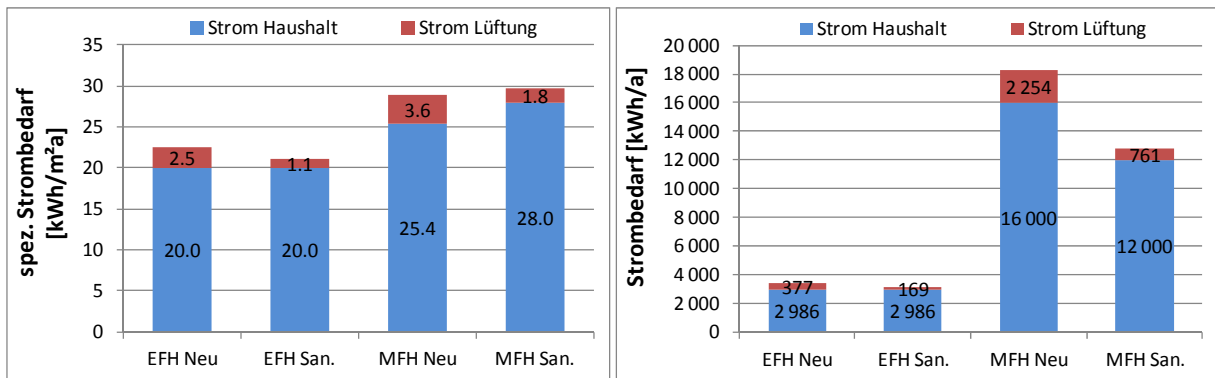






Bild 39 Links: spez. Strombedarf EFH und MFH; Rechts: Strombedarf EFH und MFH

Die wesentlichen relevanten Gebäudekenndaten sowie die dazugehörigen energetischen Kennwerte sind in Tabelle 14 zusammenfassend aufgeführt. Dabei wird zwischen Einfamilienhaus und Mehrfamilienhaus unterschieden. Diese Ergebnisse sind Ausgangspunkt der anschließenden Anlagensimulationen der Energieversorgungsvarianten.

Tabelle 14 Zusammenfassung der wichtigsten Kenndaten der Gebäude

	Einfamilienhaus		Mehrfamilienhaus	
	Neubau 2012	Bestand (1958 – 1968)	Neubau 2012	Bestand (1958 – 1968)
				
	ZU/AB mit WRG	Abluftanlage	ZU/AB mit WRG	Abluftanlage
	EnEV 2009 -35 %	EnEV 2009 -15 %	EnEV 2009 -35 %	EnEV 2009 -15 %
Gebäudekenndaten				
Wohnfläche	140 m ²	140 m ²	613 m ²	416 m ²
beheizte Fläche	149 m ²	149 m ²	631 m ²	429 m ²
Energiebezugsfläche A _N	176 m ²	176 m ²	744 m ²	470 m ²
A/V _e - Verhältnis	0,64 m ⁻¹	0,64 m ⁻¹	0,41 m ⁻¹	0,51 m ⁻¹
Wohneinheiten	1 WE	1 WE	8 WE	6 WE
Personenbelegung	4 Pers.	4 Pers.	17 Pers.	12 Pers.
Energetische Kennwerte				
Jahresheizwärmebedarf	5 978 kWh/a	11 129 kWh/a	19 947 kWh/a	30 493 kWh/a
Bedarf Warmwasser	2 000 kWh/a	2 000 kWh/a	8 500 kWh/a	6 000 kWh/a
Zirkulationsverluste	0 kWh/a	0 kWh/a	2 452 kWh/a	2 059 kWh/a
spez. Jahresheizwärmebedarf	40,0 kWh/m ² a	74,5 kWh/m ² a	31,6 kWh/m ² a	71,1 kWh/m ² a
spez. Bedarf Warmwasser	13,4 kWh/m ² a	13,4 kWh/m ² a	13,5 kWh/m ² a	14,0 kWh/m ² a
spez. Zirkulationsverluste	0,0 kWh/m ² a	0,0 kWh/m ² a	3,9 kWh/m ² a	4,8 kWh/m ² a
Heizleistung	6,0 kW	9,0 kW	22,1 kW	23,6 kW
spez. Heizleistung	40 W/m ²	60 W/m ²	35 W/m ²	55 W/m ²
Strombedarf Haushalt	2 986 kWh/a	2 986 kWh/a	16 000 kWh/a	12 000 kWh/a
Strombedarf Lüftung	377 kWh/a	169 kWh/a	2 254 kWh/a	761 kWh/a
spez. Strombedarf Haushalt	20,0 kWh/m ² a	20,0 kWh/m ² a	25,4 kWh/m ² a	28,0 kWh/m ² a
spez. Strombedarf Haushalt	2 986 kWh/WE	2 986 kWh/WE	2 000 kWh/WE	2 000 kWh/WE
spez. Strombedarf Lüftung	2,5 kWh/m ² a	1,1 kWh/m ² a	3,6 kWh/m ² a	1,8 kWh/m ² a
spez. Strombedarf Lüftung	377 kWh/WE	169 kWh/WE	282 kWh/WE	127 kWh/WE

3.5 Auslegung und Modellbildung Anlagentechnik

Die aus den Gebäudesimulationen abgeleiteten Lastgänge für den Wärme- und Kältebedarf sowie für den Strombedarf der Lüftungsanlagen sind Ausgangspunkt der Anlagensimulationen mit dem Programm TRNSYS [TRNSYS 17, 2010]. Zwei weitere Eingangsgrößen sind das Stromlastprofil für den Haushaltsstrombedarf und die entsprechenden Zapfprofile der Trinkwassererwärmung. Die in Kapitel 2.5 „Festlegung und Abstimmung von 6 Systemvarianten“ definierten Energieversorgungssysteme werden in TRNSYS umgesetzt. Dabei erfolgt eine Aufteilung der Bearbeitung zwischen den beiden Forschungseinrichtungen IGS und ITW.

Die aus den Anlagensimulationen resultierenden Ergebnisse sind Endenergie Profile mit einer Zeitschrittweite von 15 Minuten. Diese Profile werden mit einem Tabellenkalkulationsprogramm (MS Excel) ausgewertet. Dabei erfolgt die energetische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung der Versorgungsvarianten. Bild 40 zeigt den schematischen Aufbau der Gebäude- und Anlagensimulationen mit anschließender Auswertung.

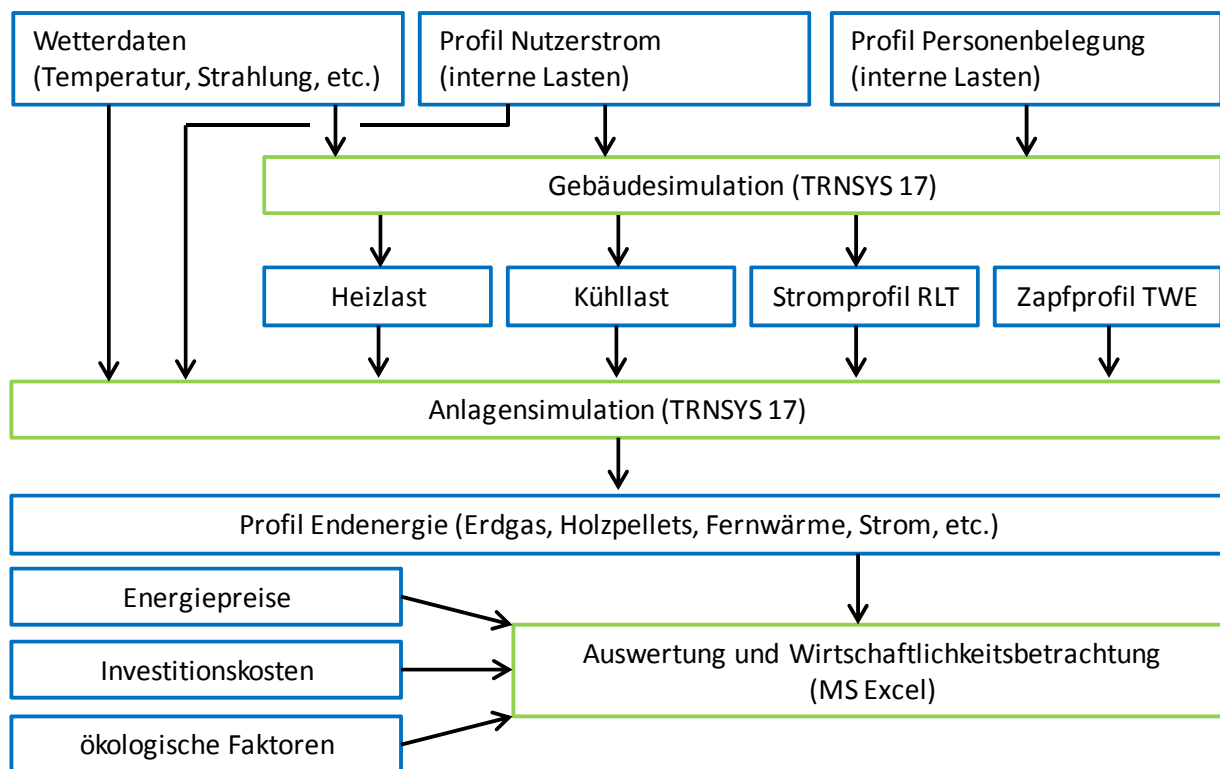


Bild 40 Schematischer Aufbau der Gebäude- und Anlagensimulationen

Hinweise Anlagensimulationen

Grundlagen Photovoltaik

Für die Simulationen wird ein polykristallines PV-Modul mit einer Leistung von 240 W zu Grunde gelegt. Das Modul hat die Abmessungen von 1.652 x 990 mm. Das entspricht einer Fläche von 1,64 m². Daraus folgt ein Flächenbedarf von 6,83 m²/kW_p.

Grundlagen Wärmeübergabesystem

Durch den gewählten Ansatz der Lastprofile ist keine Rückkopplung zum Gebäudemodell möglich. Dies bedeutet, dass z.B. durch den Wärmeerzeuger und das Wärmeübergabesystem keine Erhöhung der Raumtemperatur über den Sollwert möglich ist. Für die Anlagensimulation wird die benötigte Wärmeenergie aus dem Heizungspufferspeicher nach Bedarf entnommen. Das Temperaturniveau richtet sich nach dem Wärmeübergabesystem (Fußbodenheizung oder Heizkörper).

In den Neubaugebäuden wird von einer Flächen- bzw. Fußbodenheizung (FBH) ausgegangen, bei den Gebäuden in der Bestandssanierung von Heizkörpern (HK). Die maximale Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung beträgt 35 °C, für die Heizkörper in der Bestandssanierung 50 °C. Die Vorlauftemperaturen folgen in Abhängigkeit der Außentemperaturen einer hinterlegten Heizkurve. Der Massenstrom für die Heizkreise wird so ausgelegt, dass bei der jeweils maximal auftretenden Heizlast eine Temperaturspreizung von 7 K bei Fußbodenheizung und 10 K bei Heizkörpern zwischen Vorlauf und Rücklauf angenommen wird.

Grundlagen Verluste Wärmespeicher

Die Wärmeverluste der Wärmespeicher innerhalb der beheizten Gebäudehülle gehen in den Modellen als interne Wärmegewinne ein und werden auf den Heizwärmebedarf angerechnet. Dies gilt jedoch nur für die Heizperiode.

3.5.1 Dimensionierung Anlagentechnik Einfamilienhäuser

Variante 1

Thermische Solaranlage mit Gas-Brennwertkessel und Photovoltaikanlage

Das Simulationsdeck von Variante 1 bildet eine marktübliche solarthermische Kombianlage in Kombination mit einer PV-Anlage ab. Ein Gas-Brennwertgerät ist für die Nachheizung zuständig. Die Deckung des Heizwärmebedarfs erfolgt nach dem Prinzip der Rücklaufanhebung. Dies hat den Vorteil, dass im Kombispeicher kein Puffervolumen für die Raumheizung konventionell beheizt wird und somit eine bessere Nutzung der Solarenergie ermöglicht wird. Zusätzlich sind, im Vergleich zu einer Anlage die den Kombispeicher auch als Pufferspeicher für die Raumheizung nutzt, die Wärmeverluste des Speichers geringer, da die durchschnittlichen Speichertemperaturen im Fall der Rücklaufanhebung niedriger sind. Die Solltemperatur des Trinkwasser-Bereitschaftsteils beträgt 55 °C.

In der Variante „100 % erneuerbar“ wird eine Solaranlage mit hohem solaren Deckungsanteil nach dem „Sonnenhaus-Konzept“ abgebildet. Das System besteht aus einem großen Warmwasserspeicher mit externer Frischwasserstation und einem Gas-Brennwertkessel als Nachheizung und einer PV-Anlage. Da die für die Modellgebäude gewählte Dachneigung von 30° bzw. 10° zwar einen hohen jährlichen PV-Ertrag ermöglicht, aber ungünstig für das Sonnenhaus-Konzept ist, das auf einem hohen winterlichen Solarertrag und der Vermeidung von Stagnation im Sommer basiert, wird hier eine Dachneigung von 60° gewählt.

In der Variante „100 % erneuerbar“ im Bestand wird eine Kombianlage an Stelle des „Sonnenhaus-Konzept“ berücksichtigt. Der Einbau eines thermischen Wärmespeichers mit einem Volumen von über 10 m³ in ein Bestandsgebäude wird als nicht praktikabel eingestuft.

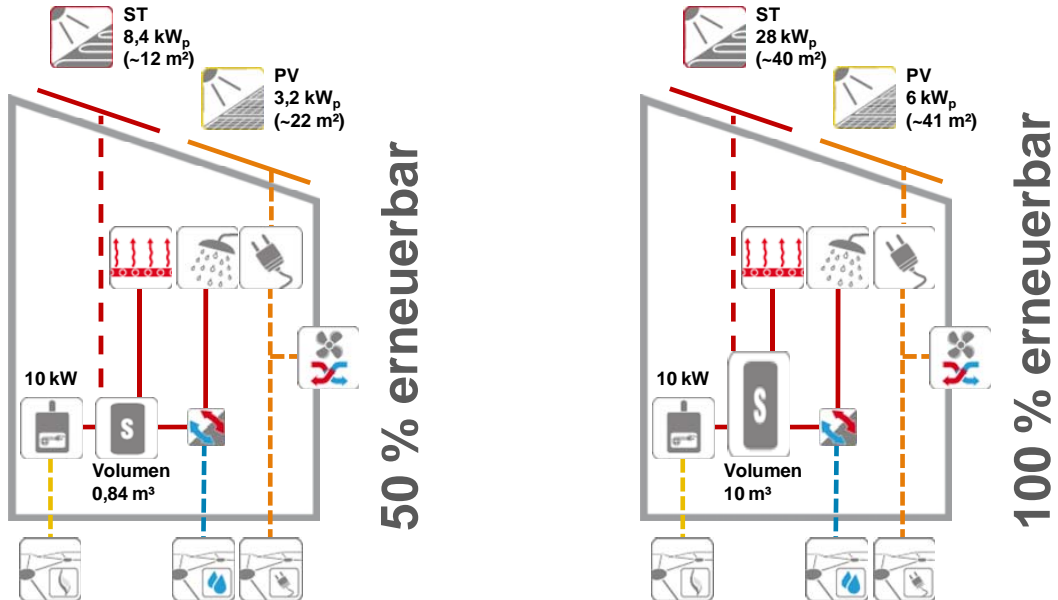


Bild 41 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 1 im EFH Neubau

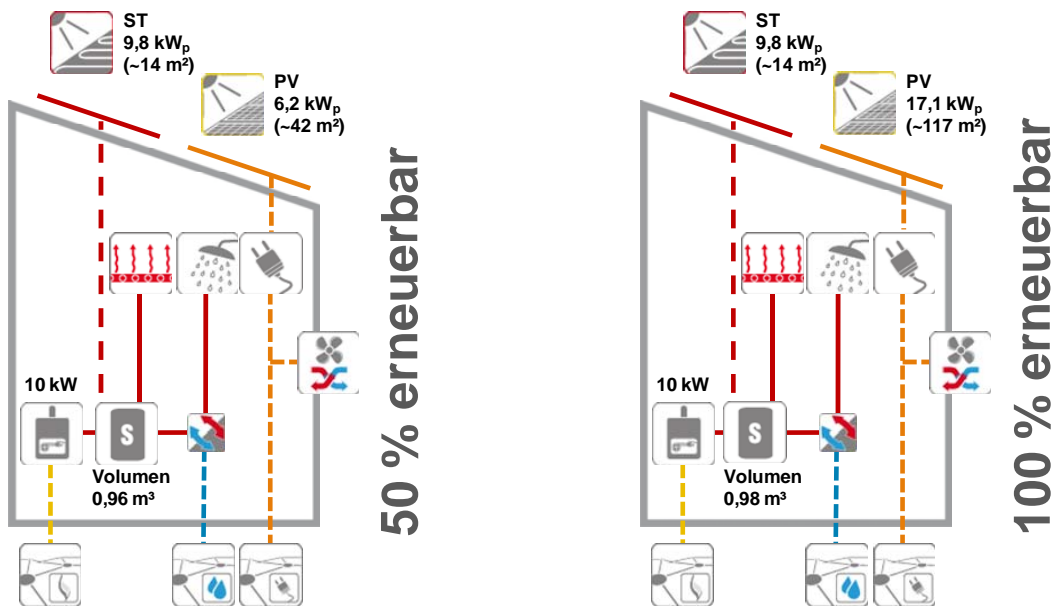


Bild 42 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 1 im EFH Bestand

Variante 2

Elektrische Wärmepumpe mit Erdsonden und Photovoltaikanlage

Das Simulationsdeck von Variante 2 bildet eine handelsübliche elektrische Wärmepumpe in Kombination mit einer Erdsondenanlage und einer PV-Anlage ab. Die Länge der Erdsonden wird mit einem spezifischen Wärmeentzug des Erdreichs von 40 W/m kalkuliert. Das System besteht aus einem 300 Liter großen Heizungspufferspeicher mit externer Frischwasserstation. Die Speichertemperatur liegt bei maximal 55 °C und die Zapftemperatur bei 50 °C. In einer Sonderuntersuchung werden die Größe des Wärmespeichers und die Kombination mit einer Batterie näher betrachtet (siehe Kapitel 6.6).

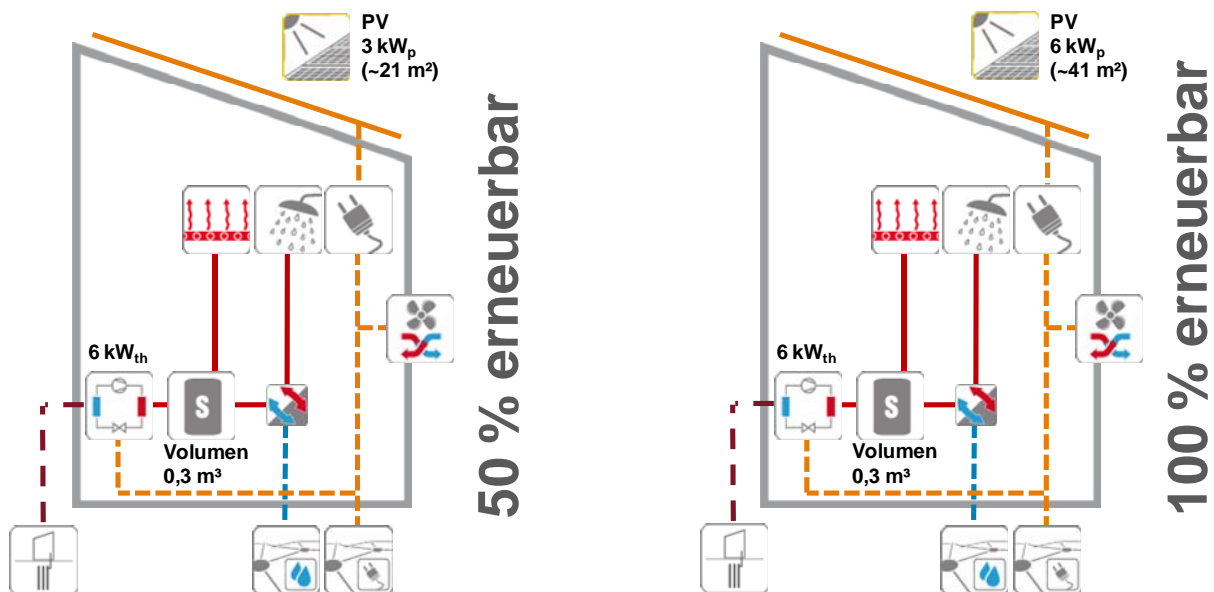


Bild 43 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 2 im EFH Neubau

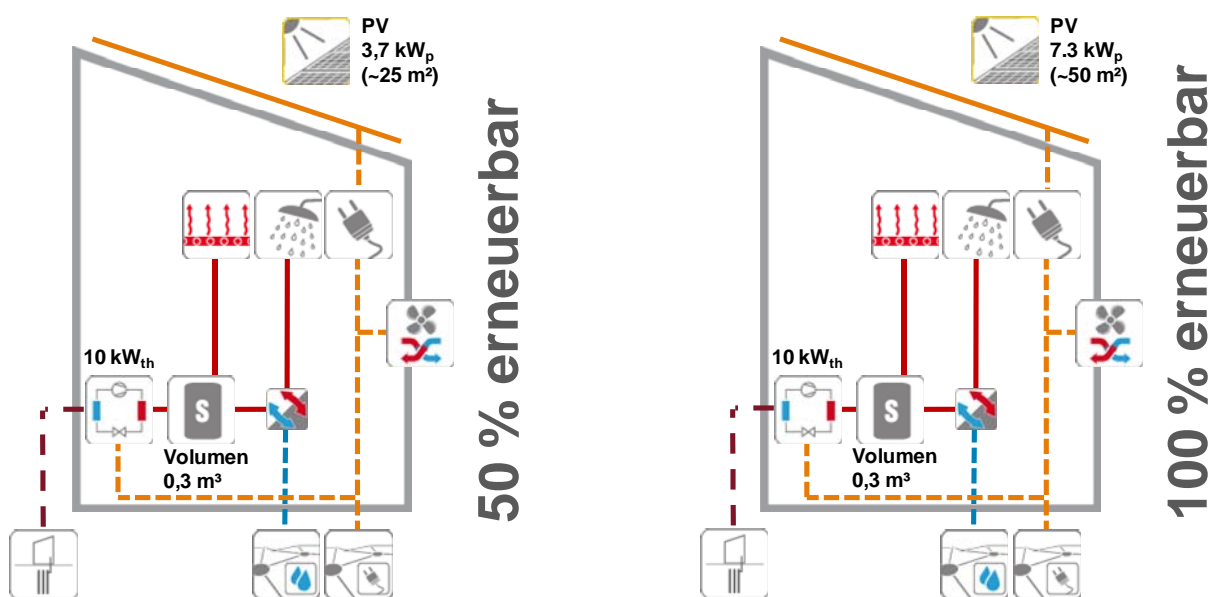


Bild 44 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 2 im EFH Bestand

Variante 3

Blockheizkraftwerk (BHKW) und Photovoltaikanlage

Ein Mini-Blockheizkraftwerk ist Ausgangspunkt der Energieversorgung von Variante 3. Die im Simulationsdeck und am Markt verfügbaren Geräte weisen eine thermische Leistung von 2,5 kW im Neubau und 4,9 kW in der Bestandssanierung und eine elektrische Leistung von 1,0 kW im Neubau und 1,9 kW in der Bestandssanierung auf. Bei einem Speichervolumen von 2.000 Litern kann der Spitzenlast-Kessel entfallen. Daher wird im Einfamilienhaus der Wärmebedarf zu 100 % über das BHKW gedeckt. Zum bilanziellen Ausgleich ist jedoch eine PV-Anlage notwendig.

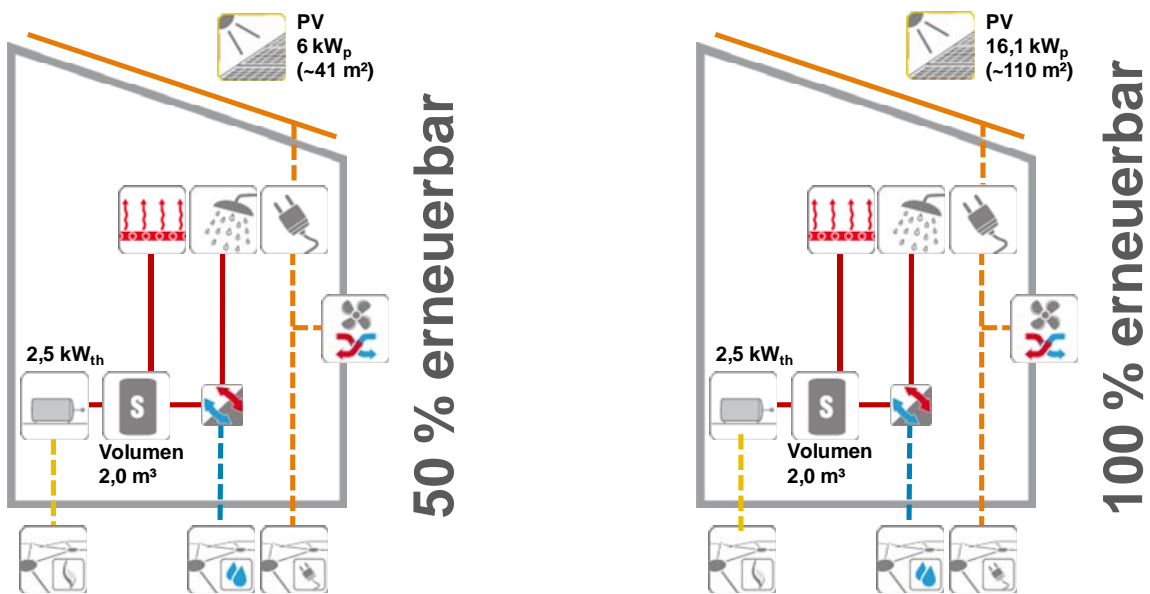


Bild 45 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 3 im EFH Neubau

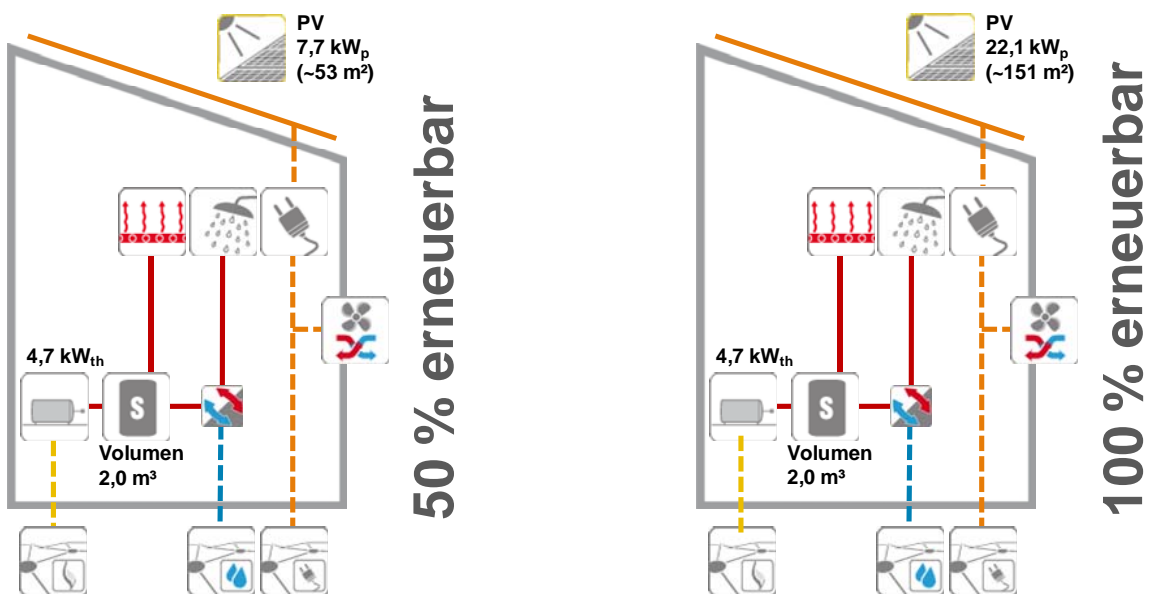
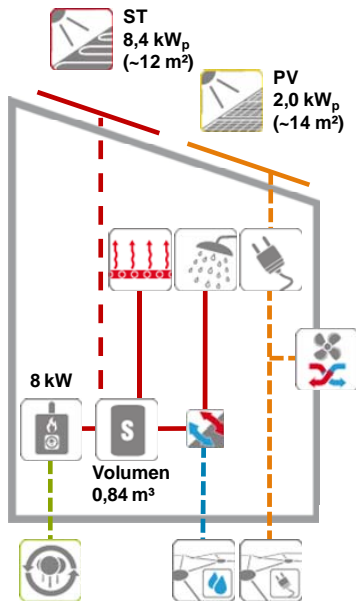


Bild 46 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 3 im EFH Bestand

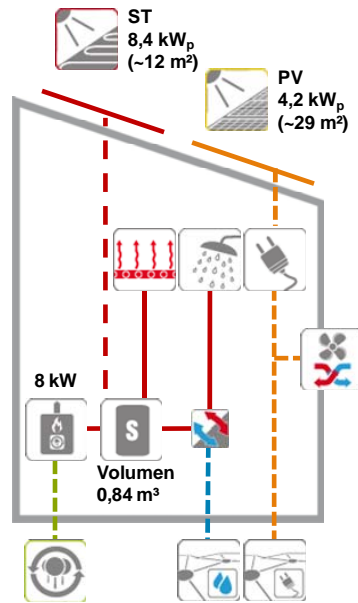
Variante 4

Thermische Solaranlage mit Biomassekessel und Photovoltaikanlage

Variante 4 besteht aus der in Variante 1 beschriebenen solarthermischen Kombianlage und einer PV-Anlage. Die Nachheizung erfolgt hier jedoch mit einem Holz-Pelletkessel statt mit einem Gas-Brennwertgerät. In der Variante „100 % erneuerbar“ wird auf das „Sonnenhaus-Konzept“ verzichtet, da der eingesetzte Brennstoff Holzpellets bereits ein nachwachsender Rohstoff ist.

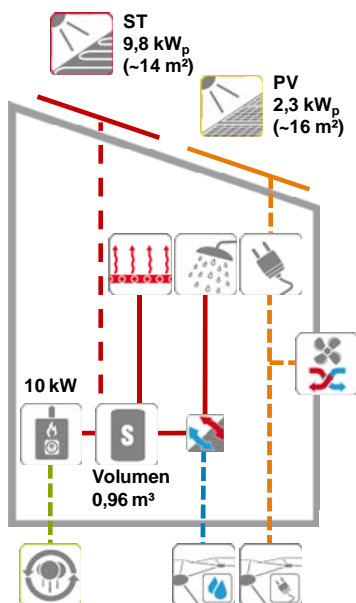


50 % erneuerbar

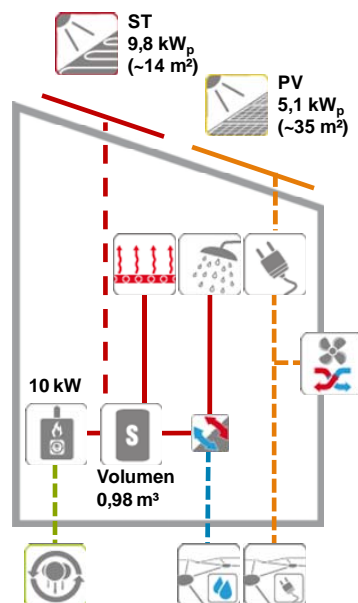


100 % erneuerbar

Bild 47 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 4 im EFH Neubau



50 % erneuerbar



100 % erneuerbar

Bild 48 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 4 im EFH Bestand

Variante 5

Thermische Solaranlage mit elektrischem Heizstab und Photovoltaikanlage

Analog zu Variante 1 besteht Variante 5 aus einem solarthermisch beheizten Kombispeicher. Die Nachheizung erfolgt hier jedoch mit Hilfe von zwei elektrischen Heizstäben. Ein Heizstab erwärmt im Bedarfsfall den Bereitschaftsteil des Kombispeichers, der andere ist in den Heizungsvorlauf integriert. Die Deckung des Nachheizbedarfs erfolgt mit Netzstrom bzw. mit Strom aus der PV-Anlage, sofern dieser zum benötigten Zeitpunkt verfügbar ist. Höchste Priorität bei der Verwendung des PV-Stroms hat die Deckung des Haushaltsstrombedarfs, darauf folgt die Deckung des Wärmebedarfs. Der verbleibende PV-Ertrag wird ins Netz eingespeist.

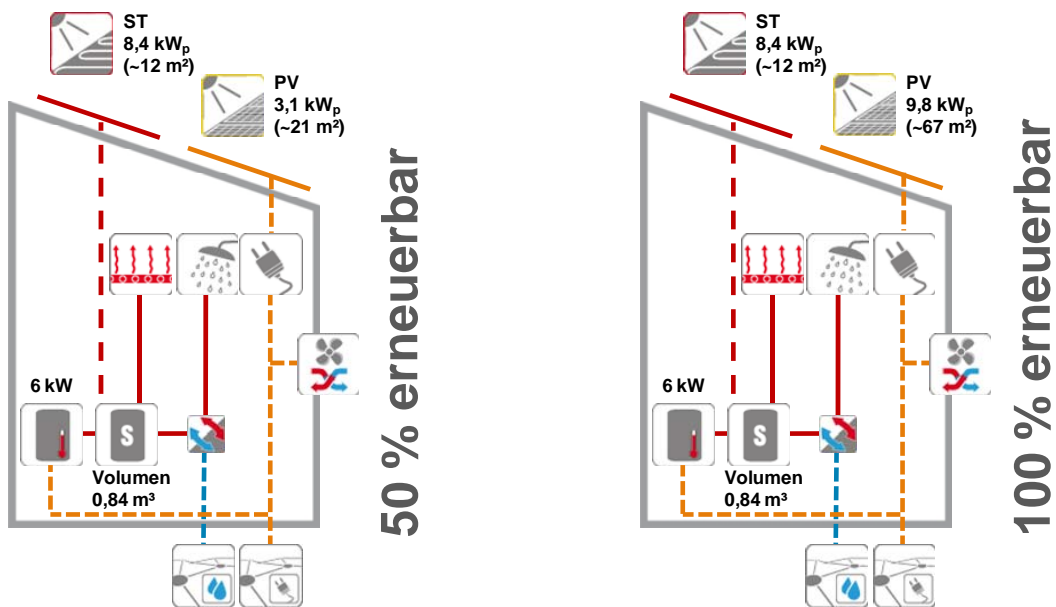


Bild 49 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 5 im EFH Neubau

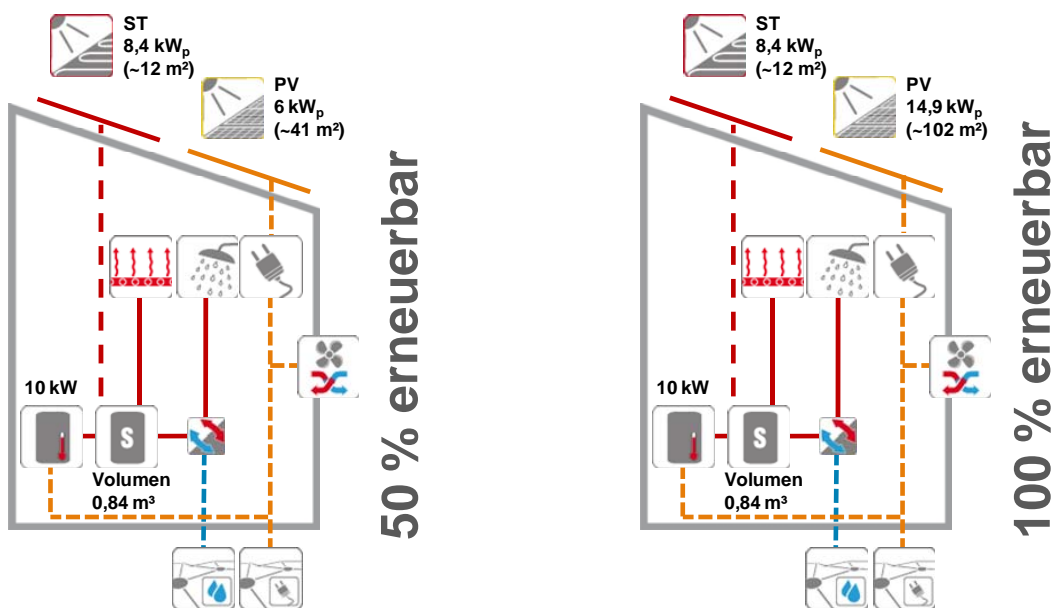


Bild 50 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 5 im EFH Bestand

Variante 6

Fernwärmeversorgung und Photovoltaikanlage

Das Simulationsdeck von Variante 6 bildet die städtische Fernwärmeversorgung in Kombination mit einer PV-Anlage ab. Ausgangspunkt ist hier ein vorhandenes Fernwärmenetz sowie der indirekte Anschluss über einen Wärmeübertrager. Für die bilanzielle Auslegung wird ein Primärenergiefaktor von 0,7 für die Fernwärmeversorgung berücksichtigt.

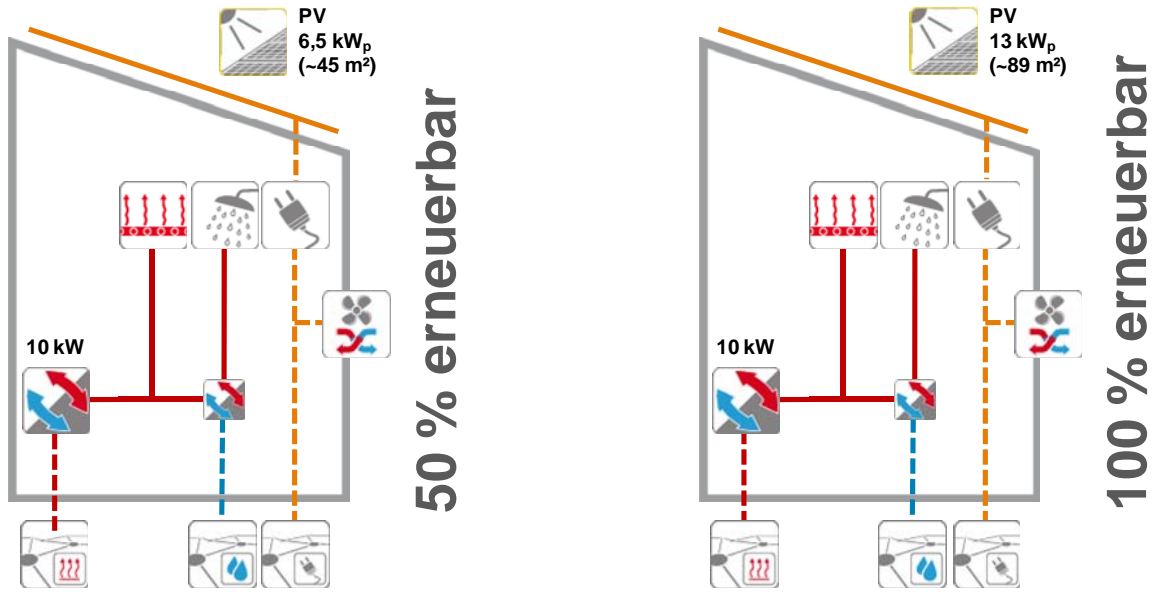


Bild 51 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 6 im EFH Neubau

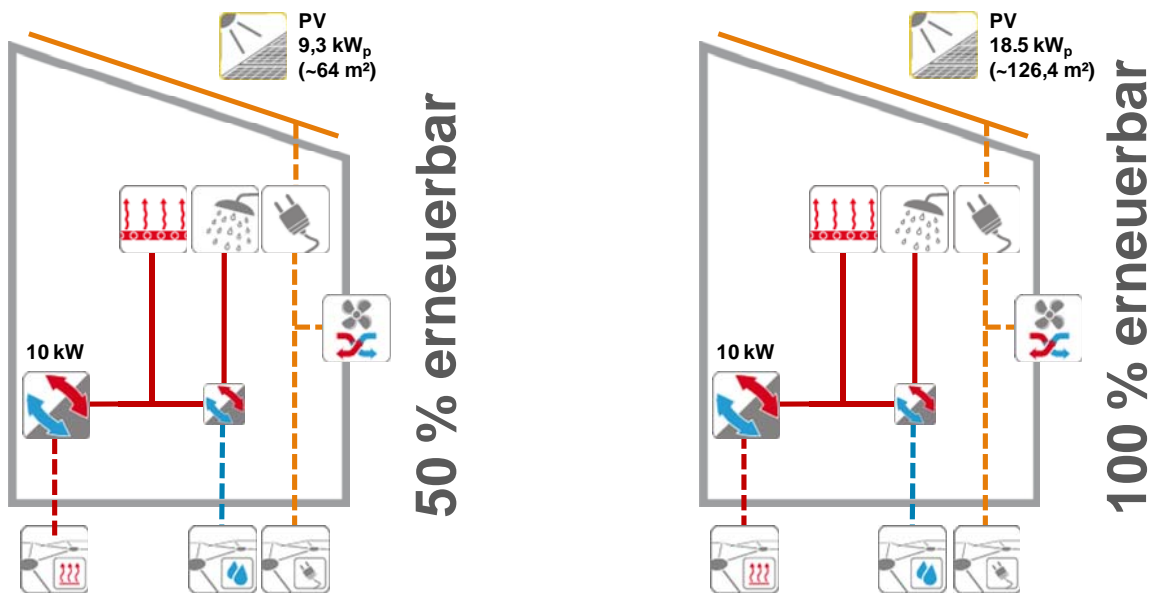


Bild 52 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 6 im EFH Bestand

3.5.2 Dimensionierung Anlagentechnik Mehrfamilienhäuser

Variante 1

Thermische Solaranlage mit Gas-Brennwertkessel und Photovoltaikanlage

Das Simulationsdeck von Variante 1 bildet eine solarthermische Kombianlage in Kombination mit einem Gas-Brennwertgerät und einer PV-Anlage ab. Da bei den Mehrfamilienhäusern zusätzlich eine Zirkulation berücksichtigt wird und die einschlägigen Vorschriften zur Vermeidung von Legionellenwachstum berücksichtigt werden, beträgt hier die Solltemperatur des Trinkwasserspeichers 65 °C. Analog zum EFH wird in der Variante „100 % erneuerbar“ im Neubau eine Solaranlage mit hohem solaren Deckungsanteil nach dem „Sonnenhaus-Konzept“ abgebildet, in der Bestandssanierung jedoch nicht.

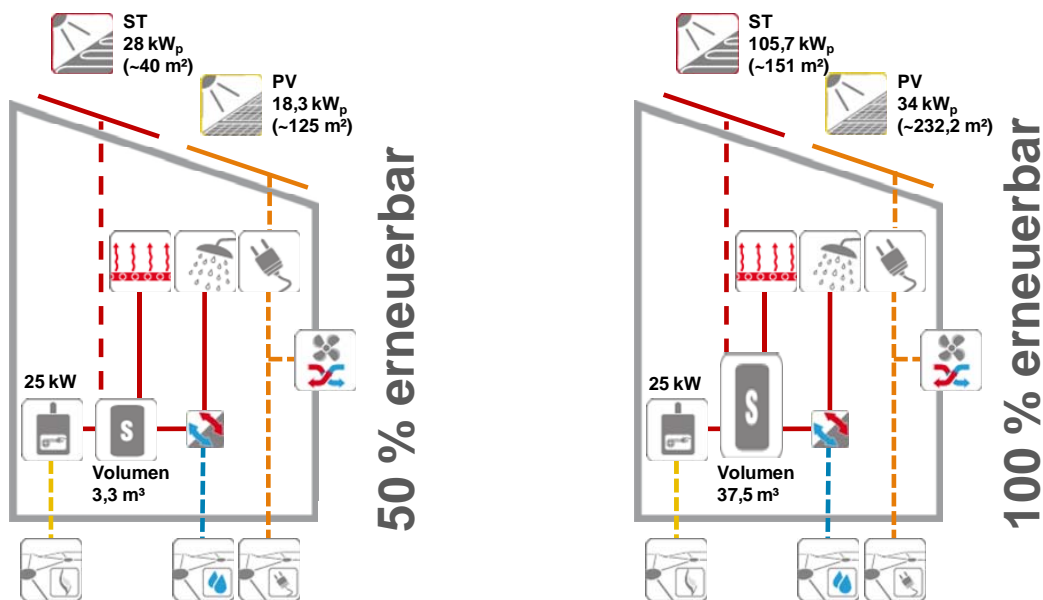


Bild 53 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 1 im MFH Neubau

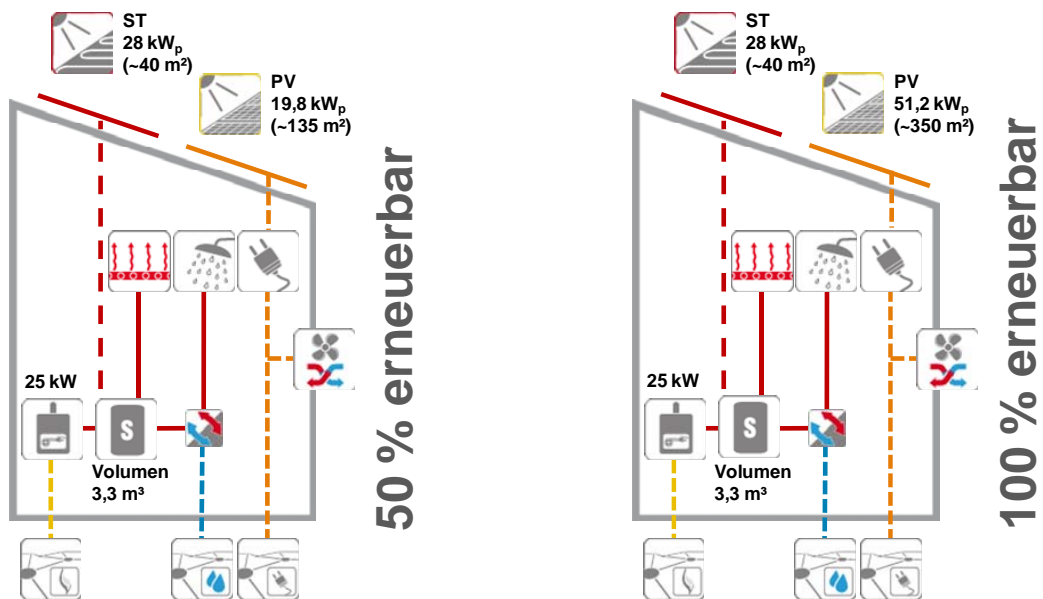


Bild 54 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 1 im MFH Bestand

Variante 2

Elektrische Wärmepumpe mit Erdsonden und Photovoltaikanlage

Das Simulationsdeck von Variante 2 bildet eine Wärmepumpenanlage in Kombination mit einer Erdsondenanlage und einer PV-Anlage ab. Die Länge der Erdsonden wird mit einem spezifischen Wärmeentzug des Erdreichs von 40 W/m kalkuliert. Das System besteht innerhalb der Simulation aus zwei Wärmepumpen, einem 700 Liter großen Heizungspufferspeicher und einem 300 Liter großen Wärmespeicher mit externer Frischwasserstation. Eine Hochtemperatur-Wärmepumpe versorgt den kleinen Speicher der Trinkwassererwärmung und sichert so das Temperaturniveau von 65 °C zur Vermeidung des Wachstums von Legionellen.

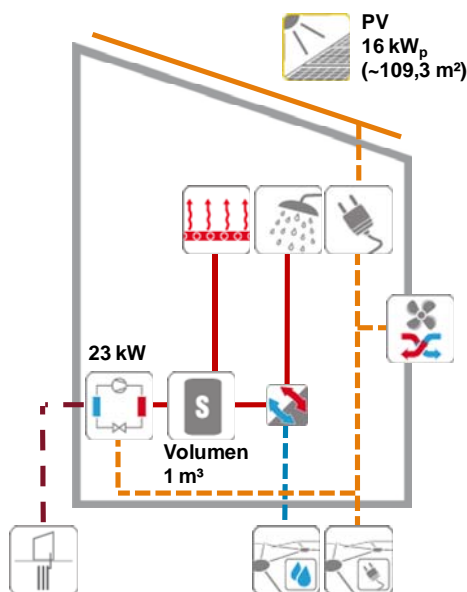


Bild 55

Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 2 im MFH Neubau

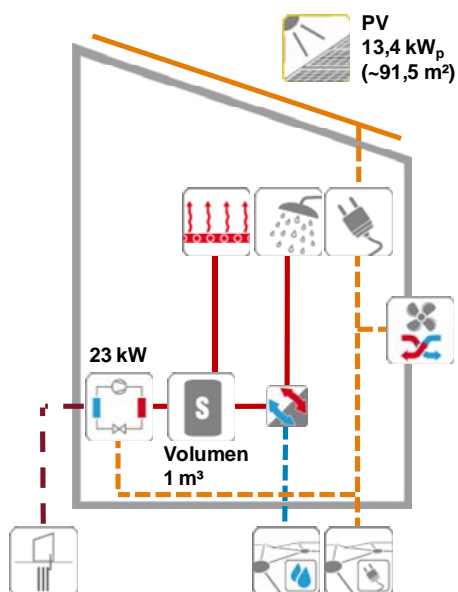
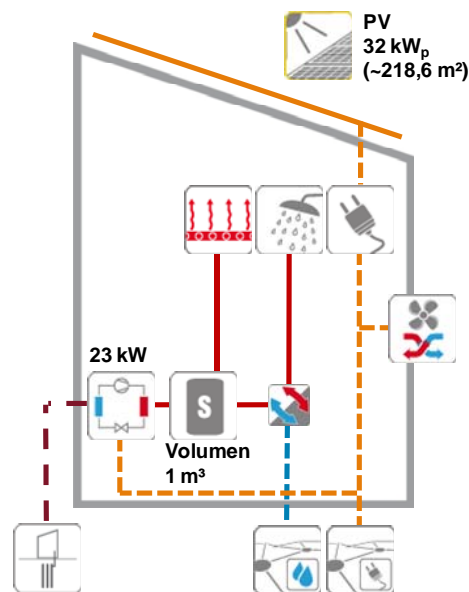
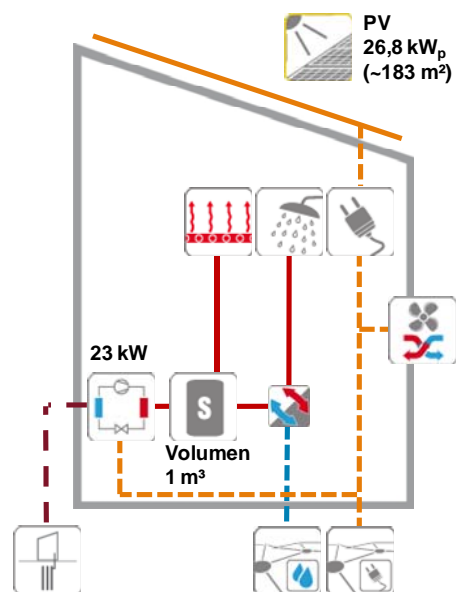


Bild 56

Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 2 im MFH Bestand



Variante 3

Blockheizkraftwerk (BHKW) und Photovoltaikanlage

In Variante 3 werden ein Mini-Blockheizkraftwerk, ein Gas-Brennwertgerät sowie eine PV-Anlage abgebildet. Das BHKW hat im Neubau eine thermische Leistung von 2,5 kW und eine elektrische Leistung von 1,0 kW (Stromkennzahl 0,4). In der Bestandssanierung beträgt die thermische Leistung des eingesetzten BHKW 4,7 kW und die elektrische Leistung 1,9 kW. Neben einem 2.000 Liter Wärmespeicher ist ein Gas-Brennwert-Kessel in das System integriert.

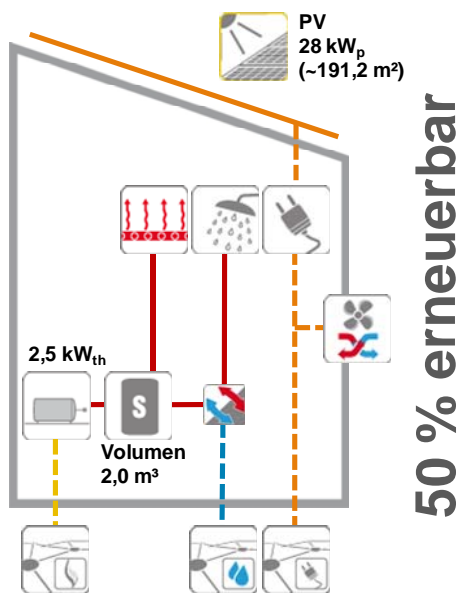
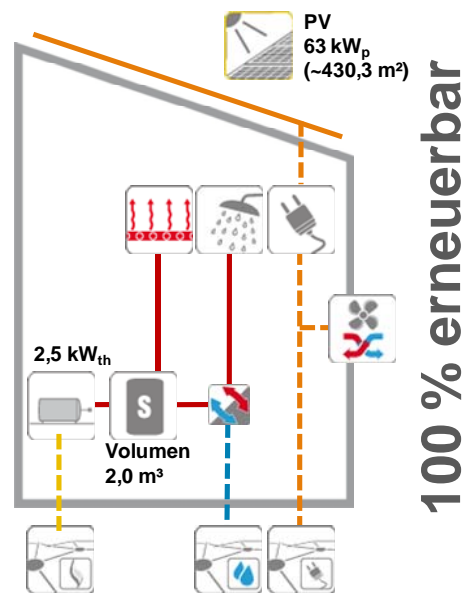


Bild 57 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 3 im MFH Neubau



100 % erneuerbar

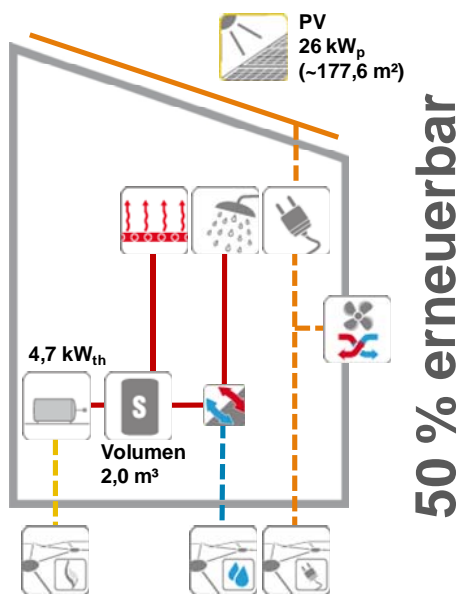
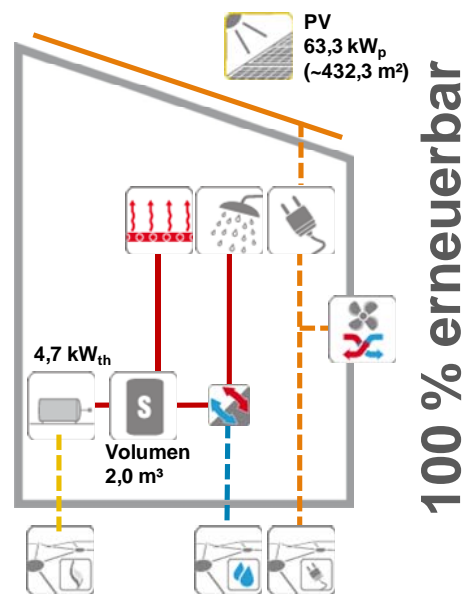


Bild 58 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 3 im MFH Bestand



100 % erneuerbar

Variante 4

Thermische Solaranlage mit Biomassekessel und Photovoltaikanlage

Variante 4 besteht aus der in Variante 1 beschriebenen solarthermischen Kombianlage und einer PV-Anlage. Die Nachheizung erfolgt hier jedoch mit einem Holz-Pelletkessel an Stelle eines Gas-Brennwertgeräts. In der Variante „100 % erneuerbar“ wird auf das „Sonnenhaus-Konzept“ verzichtet, da der eingesetzte Brennstoff Holzpellets bereits ein nachwachsender Rohstoff ist.

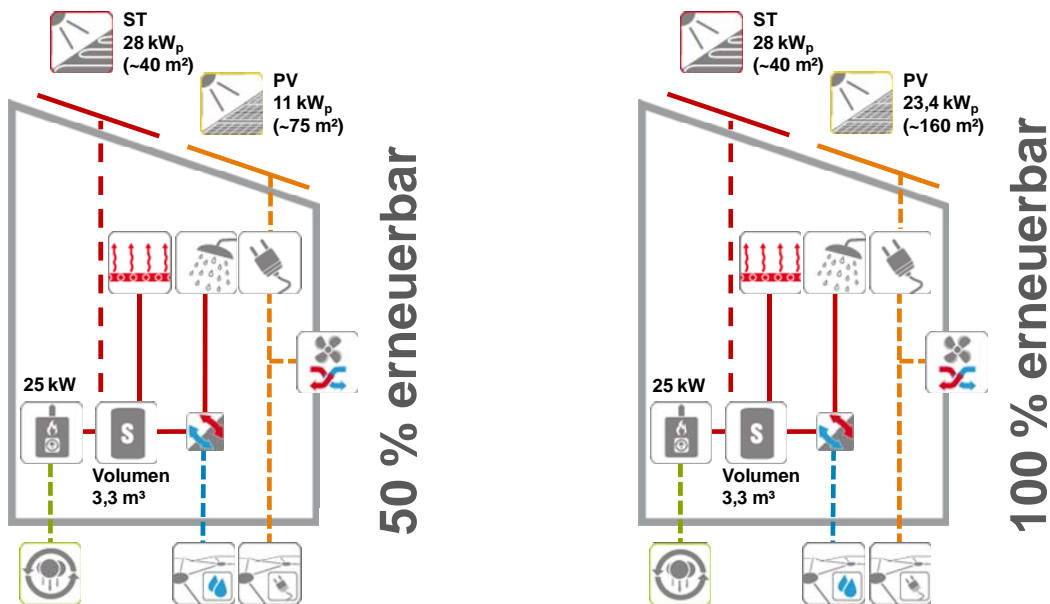


Bild 59 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 4 im MFH Neubau

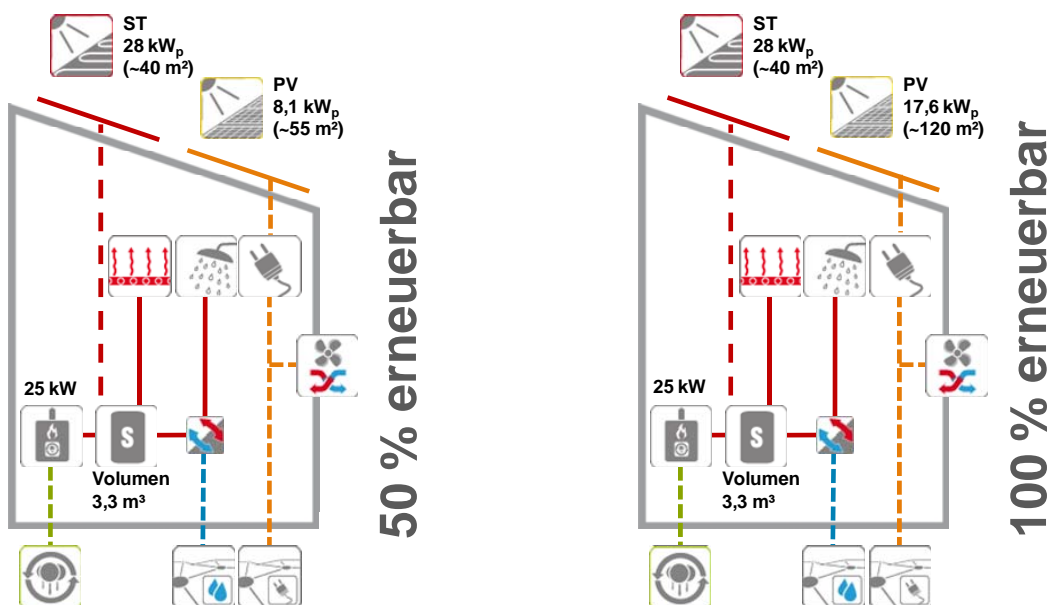


Bild 60 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 4 im MFH Bestand

Variante 5

Thermische Solaranlage mit elektrischem Heizstab und Photovoltaikanlage

Analog zu Variante 1 besteht Variante 5 aus einem solarthermisch beheizten Kombispeicher. Die Nachheizung erfolgt hier jedoch mit Hilfe von zwei elektrischen Heizstäben. Ein Heizstab erwärmt im Bedarfsfall den Bereitschaftsteils des Kombispeichers, der andere ist in den Heizungsvorlauf integriert. Die Deckung des Nachheizbedarfs erfolgt mit Netzstrom bzw. mit Strom aus der PV-Anlage, sofern dieser zum benötigten Zeitpunkt verfügbar ist. Höchste Priorität bei der Verwendung des PV-Stroms hat die Deckung des Haushaltsstrombedarfs, darauf folgt die Deckung des Wärmebedarfs. Der verbleibende PV-Ertrag wird ins Netz eingespeist.

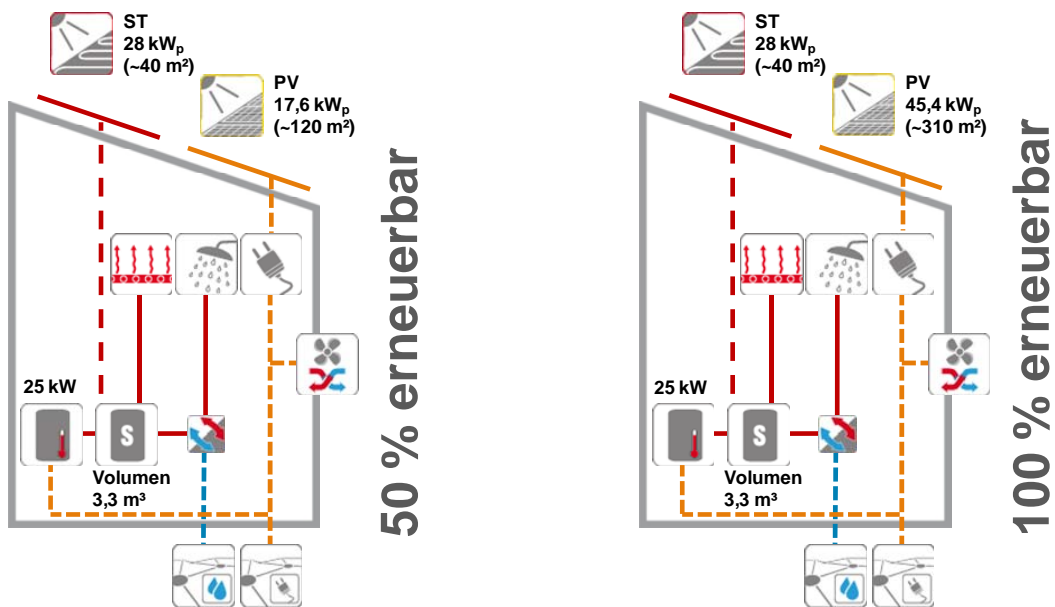


Bild 61 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 5 im MFH Neubau

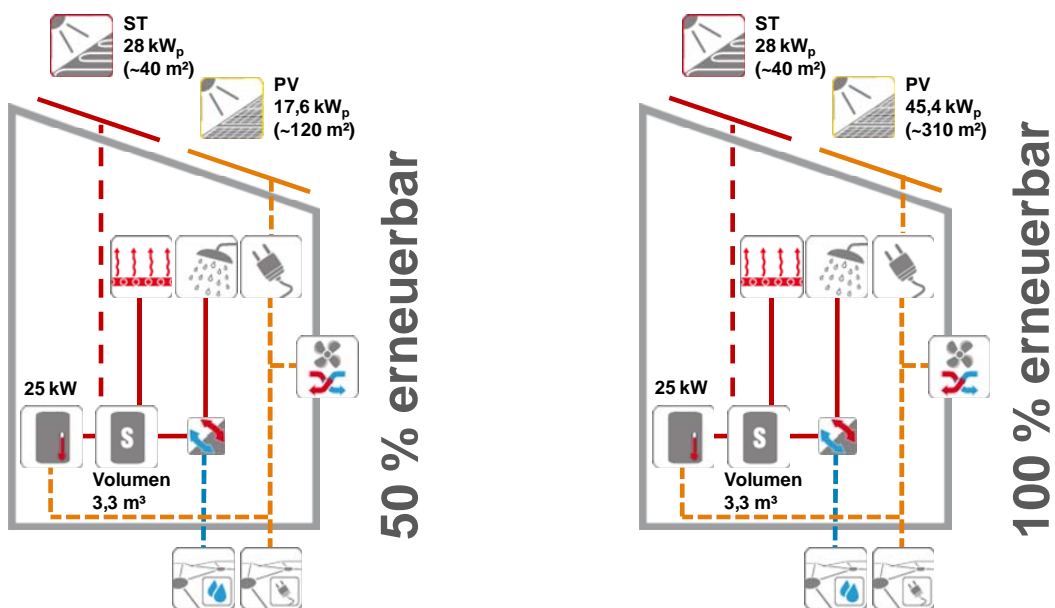


Bild 62 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 5 im MFH Bestand

Variante 6

Fernwärmeversorgung und Photovoltaikanlage

Das Simulationsdeck von Variante 6 bildet die städtische Fernwärmeversorgung in Kombination mit einer PV-Anlage ab. Ausgangspunkt ist hier ein vorhandenes Fernwärmenetz sowie der indirekte Anschluss über einen Wärmeübertrager. Für die bilanzielle Auslegung wird ein Primärenergiefaktor von 0,7 für die Fernwärmeversorgung berücksichtigt.

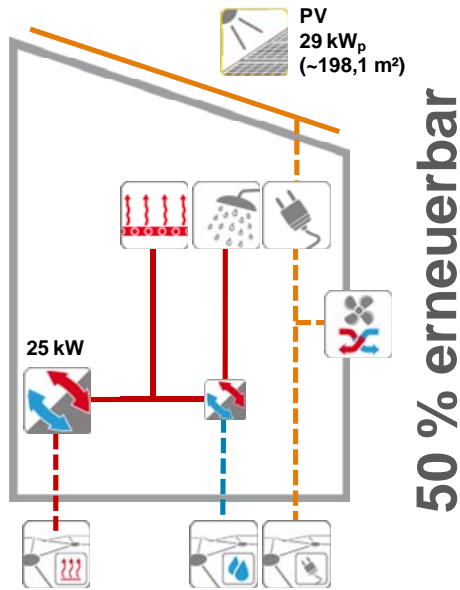


Bild 63 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 6 im MFH Neubau

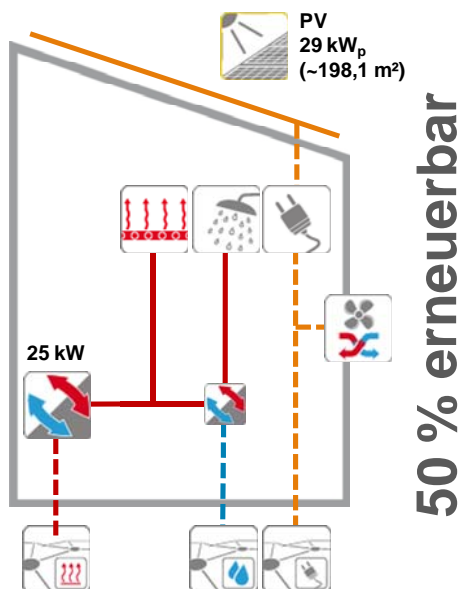
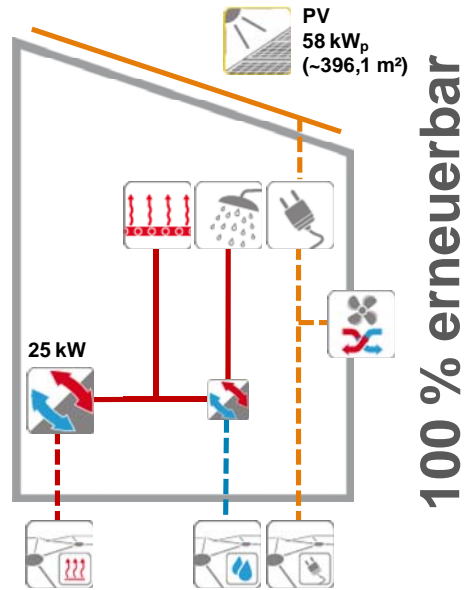
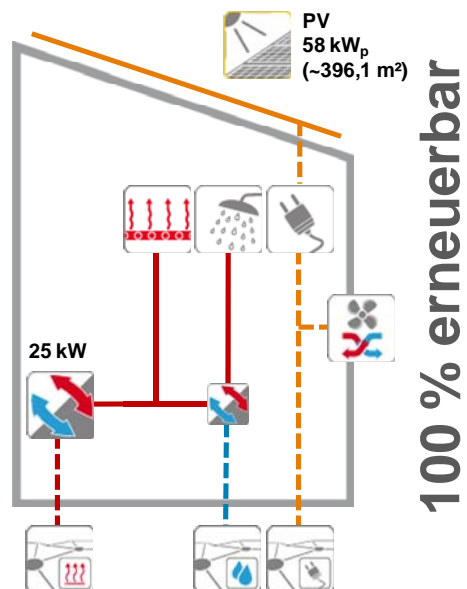


Bild 64 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 6 im MFH Bestand



4 Systemsimulationen Wohngebäude (AP 3)

Die aus den Anlagensimulationen mit TRNSYS [TRNSYS 17, 2010] resultierenden Ergebnisse sind Endenergie Profile mit einer Zeitschrittweite von 15 Minuten. In diesem Kapitel werden die Simulationsresultate der Endenergie der einzelnen Varianten in Bezug auf die Jahresbilanz und auf die monatliche Bilanz dargestellt.

4.1 Endenergetische Bewertung der Systeme

In einem ersten Schritt werden die Simulationsergebnisse in Hinsicht auf die Endenergie ausgewertet. Durch die in Kapitel 2.2 festgelegten Bilanzierungsregeln werden endenergetisch Wärme und Strom gleich behandelt. In der Jahresbilanz erfolgt daher die Aufsummierung der beiden Größen. Solarthermische Erträge werden jedoch vorrangig mit dem eingesetzten Endenergieträger für Wärme (z.B. Erdgas, Strom, Fernwärme) der jeweiligen Versorgungsvariante verrechnet.

Die elektrische Solarenergienutzung, also die Stromerträge aus einer PV-Anlage, können ebenfalls auf den gesamten Endenergiebedarf angerechnet werden, d.h. der Stromertrag kann bilanziell den Endenergiebedarf für die Wärmeerzeugung decken. Bei der Wärmeerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung wird der erzeugte Strom ebenfalls in der gesamten Endenergiebilanz berücksichtigt. Zusammenfassend bildet das Gebäude in den Grundstücksgrenzen den Bilanzraum für die Betrachtung einer 50 bzw. 100 % regenerativen Versorgung in der Jahresbilanz.

4.1.1 Jahresbilanz Endenergie Einfamilienhäuser

In den folgenden Abbildungen (Bild 65 bis Bild 68) werden die Endenergiebilanzen der Einfamilienhäuser für den Neubau und die Bestandssanierung dargestellt. Dabei erfolgt die Differenzierung zwischen Wärme und Strom sowie den Szenarien „50 bzw. 100 % regenerative Energieversorgung in der Jahresbilanz“. Die linken Balken stehen jeweils für den Endenergiebedarf, die rechten Balken für die Endenergieerzeugung aus Solarthermie, Photovoltaik und Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW).

Der deutlich höhere Endenergiebedarf bei Variante 3 - Blockheizkraftwerk (BHKW) und Photovoltaikanlage ist auf den Bedarf an Erdgas zur Wärme- und Stromerzeugung zurückzuführen. Daraus resultiert auch die große PV-Anlage zum Erreichen der Vorgabe der Energiebilanz (50 bzw. 100 % regenerative Energieversorgung in der Jahresbilanz). Eine Besonderheit gibt es beim Einsatz von Biomasse zur Wärmeerzeugung (Variante 4 - Solarthermie, Holzpelletkessel, Photovoltaik). Gemäß festgelegter Definition wird hier kein Endenergieaufwand angenommen.

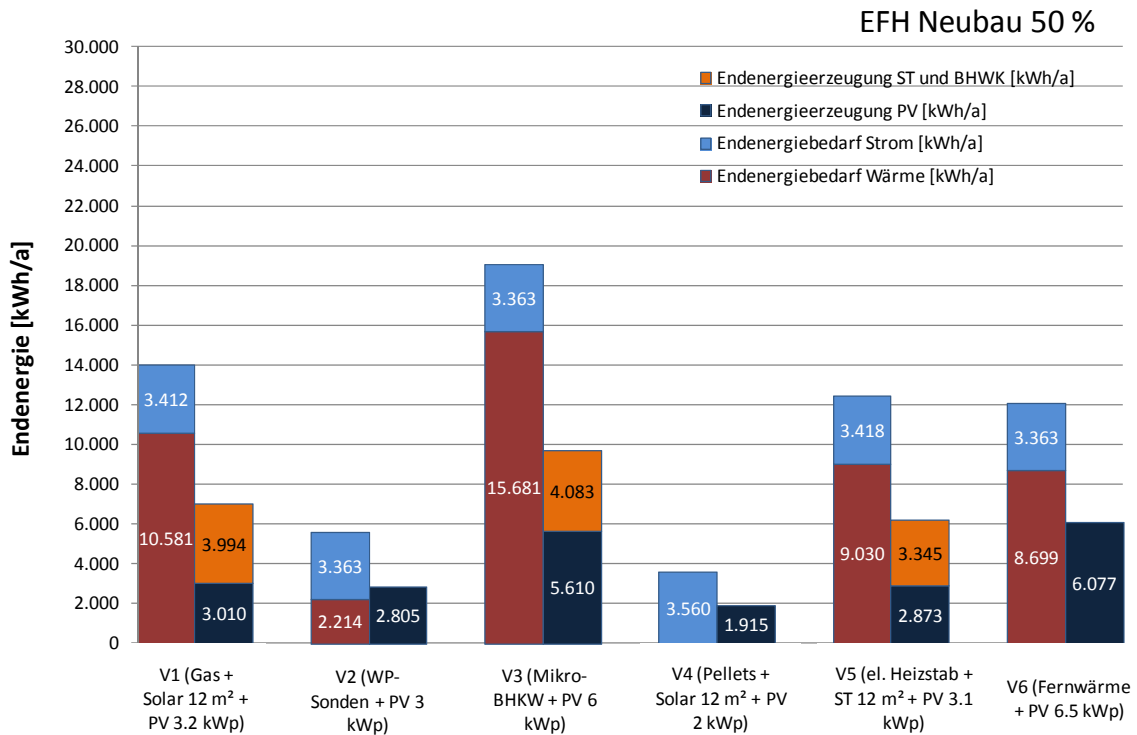


Bild 65 Jahresbilanz Endenergie Einfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“

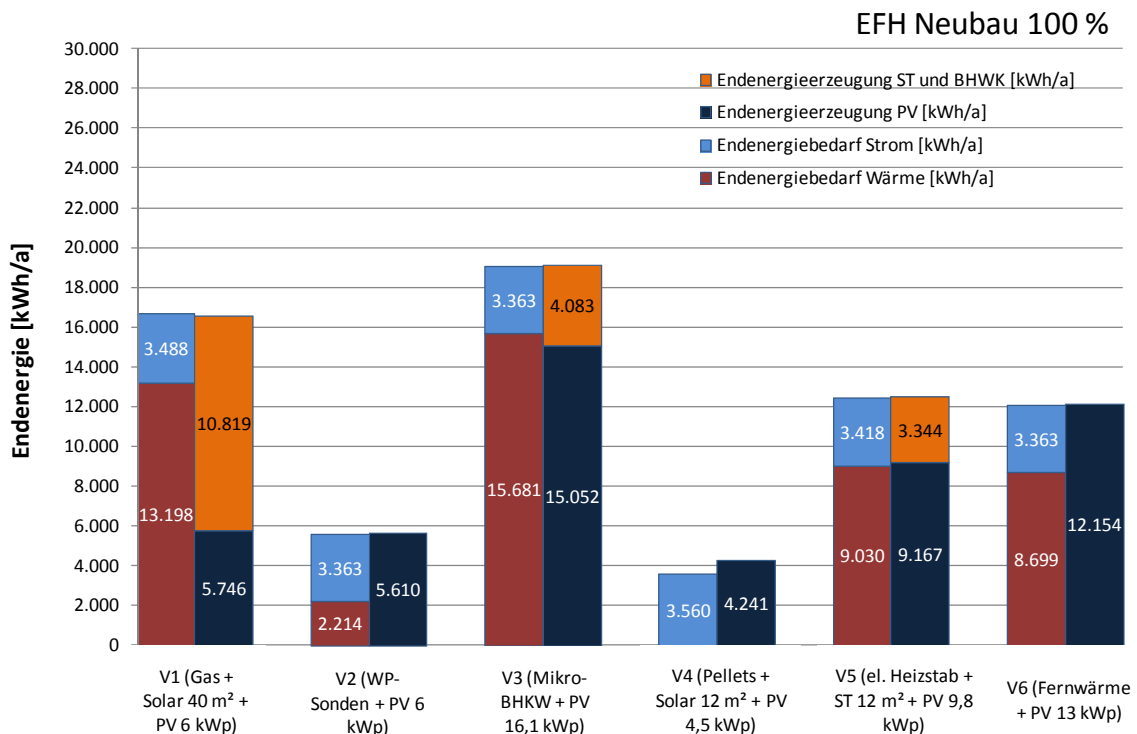


Bild 66 Jahresbilanz Endenergie Einfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“

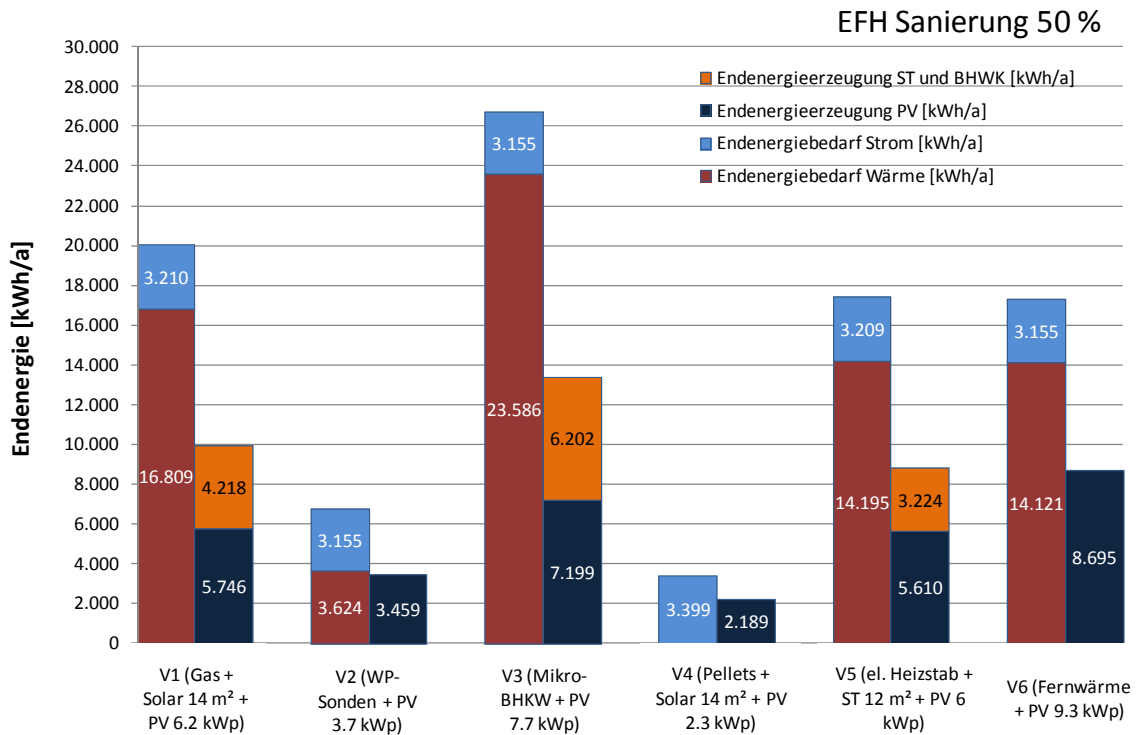


Bild 67 Jahresbilanz Endenergie Einfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

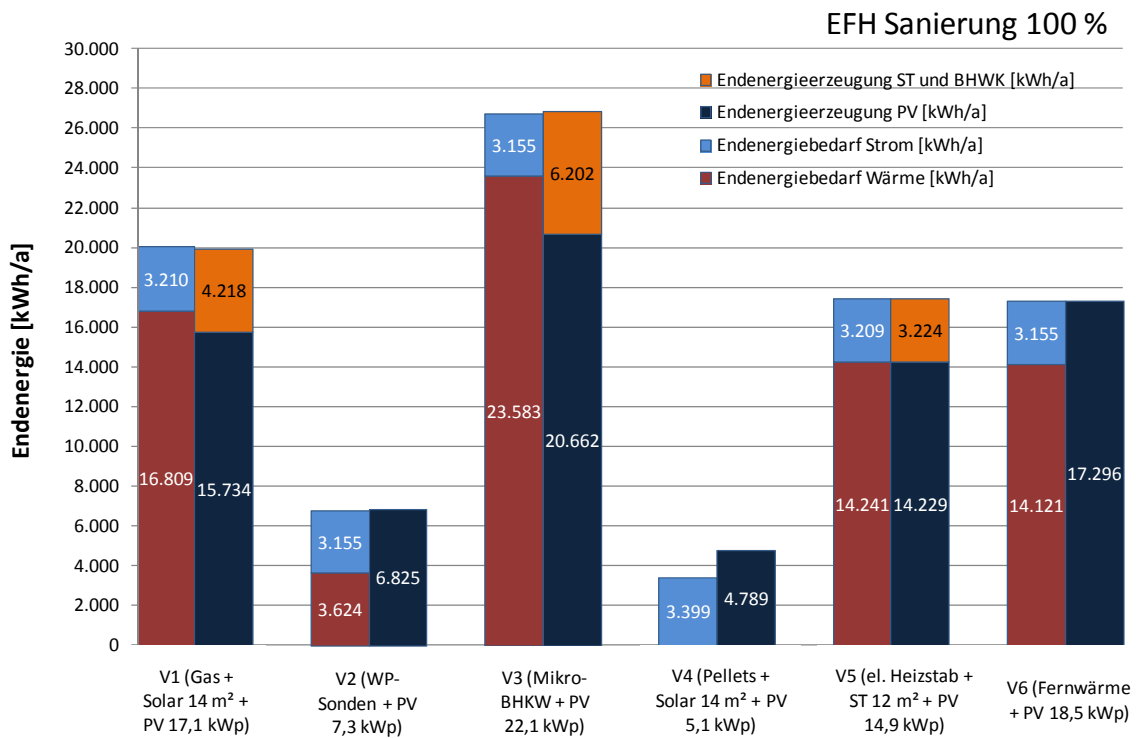


Bild 68 Jahresbilanz Endenergie Einfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“

4.1.2 Monatliche Endenergiebilanz Einfamilienhäuser

In den folgenden Diagrammen (Bild 71 bis Bild 94) werden die monatlichen Endenergiebilanzen der Einfamilienhäuser für den Neubau und die Bestandssanierung für eine 50 und 100 % regenerative Energieversorgung dargestellt. Für die monatliche Strombilanz wird zum einen die Eigennutzung des über die PV-Anlage erzeugten Stroms dem Netzbezug gegenübergestellt und zum anderen die Eigennutzung des PV-Stroms zur Netzeinspeisung des erzeugten PV-Stroms. Bei Variante 3 (Blockheizkraftwerk und Photovoltaikanlage) kommt zusätzlich noch der erzeugte Strom des BHKW dazu.

In Bezug auf die Wärme, wird jeweils die vom Wärmeerzeuger gelieferte Endenergie dargestellt. Bei den Varianten mit einer solarthermischen Anlage erfolgt die Unterteilung zwischen Wärmeerzeugung und Wärmelieferung. Während bei der Wärmeerzeugung die vom Kollektor gelieferte Energie ausgewiesen wird, stellt die Wärmelieferung die aus dem Solarspeicher bereitgestellte Energie dar. Bei Variante 2 (Elektrische Wärmepumpe mit Erdsonden und Photovoltaikanlage) erfolgt zusätzlich die Darstellung der Umweltwärme neben dem Strombedarf der Wärmepumpe.

Bild 69 und Bild 70 zeigen zum Vergleich den monatlichen Nutzenergiebedarf für Wärme und Strom für das Einfamilienhaus im Neubau und in der Bestandssanierung. Der Hilfsstrombedarf für die jeweilige Energieerzeugung ist dabei nicht enthalten.

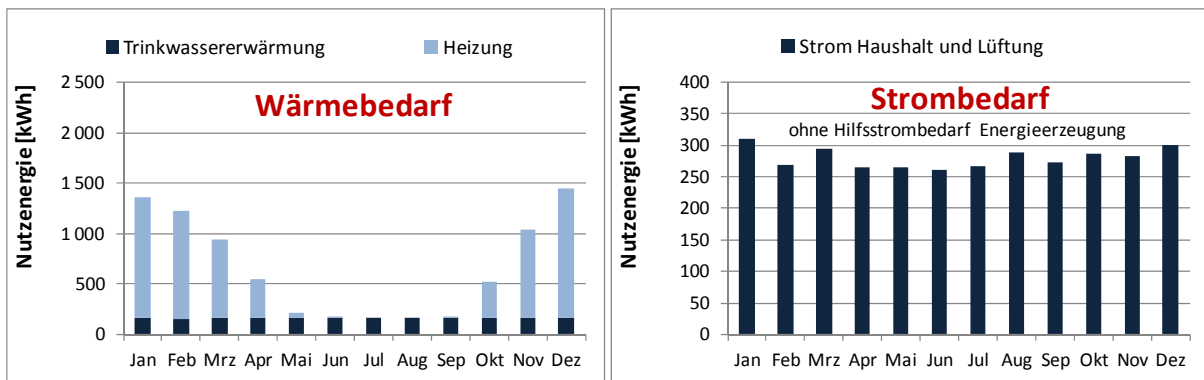


Bild 69 Monatliche Nutzenergiebilanz Wärme und Strom Einfamilienhaus Neubau

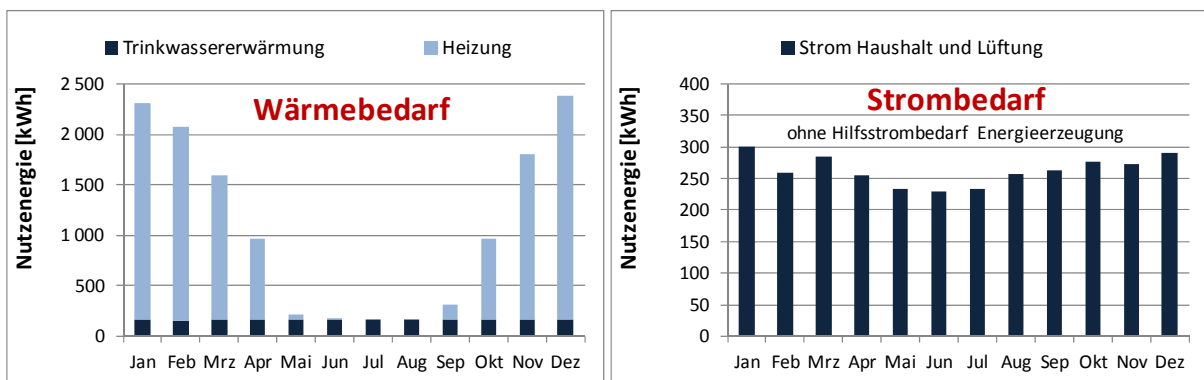


Bild 70 Monatliche Nutzenergiebilanz Wärme und Strom Einfamilienhaus Bestandssanierung

Variante 1 - Neubau

Thermische Solaranlage mit Gas-Brennwertkessel und Photovoltaikanlage

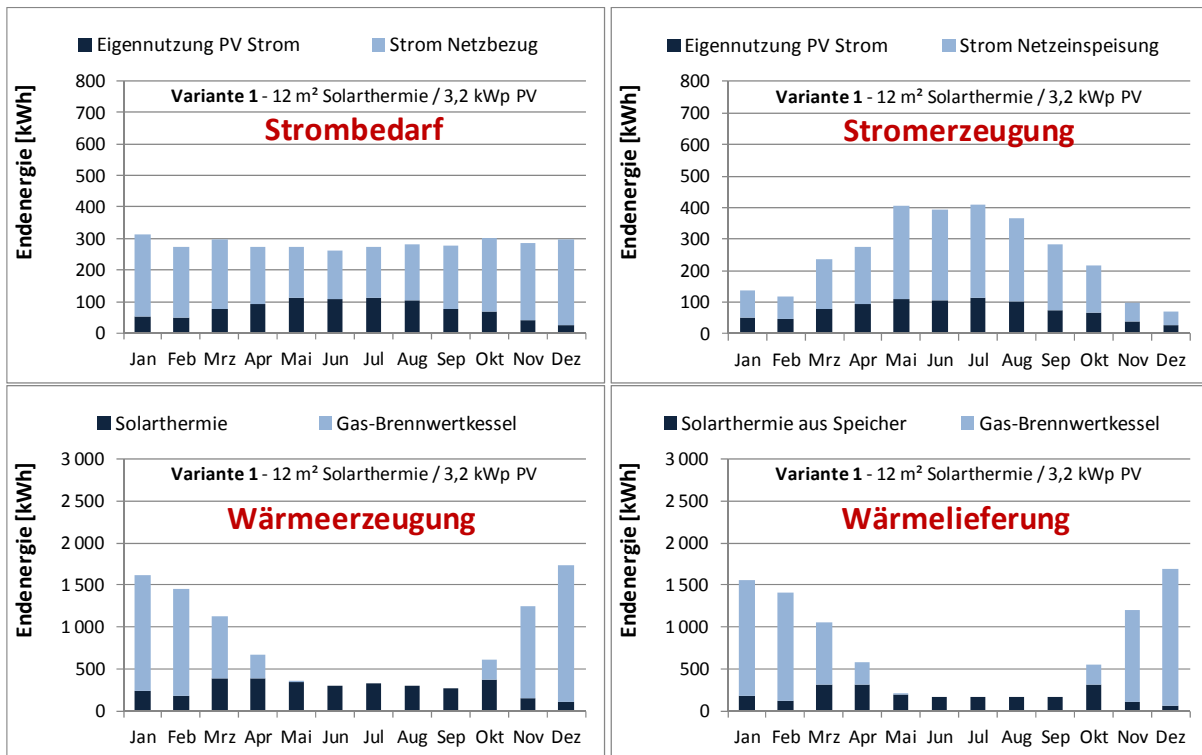


Bild 71 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“

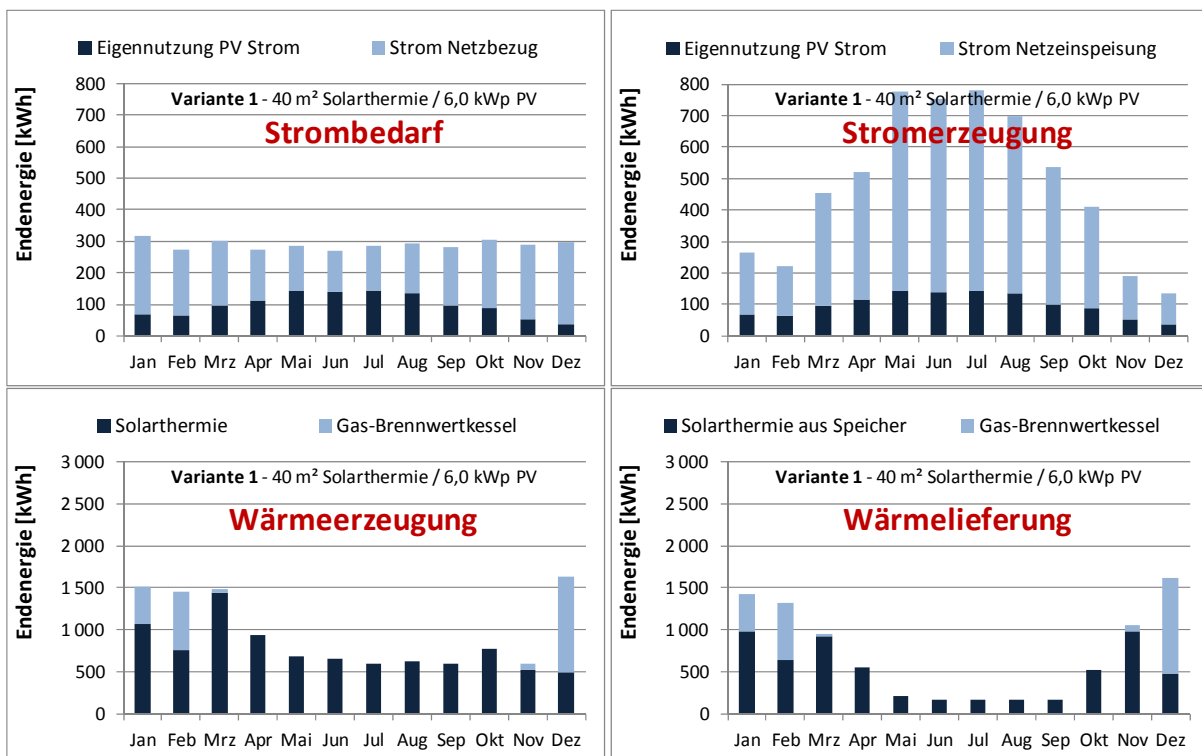


Bild 72 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“

Variante 1 - Sanierung im Bestand

Thermische Solaranlage mit Gas-Brennwertkessel und Photovoltaikanlage

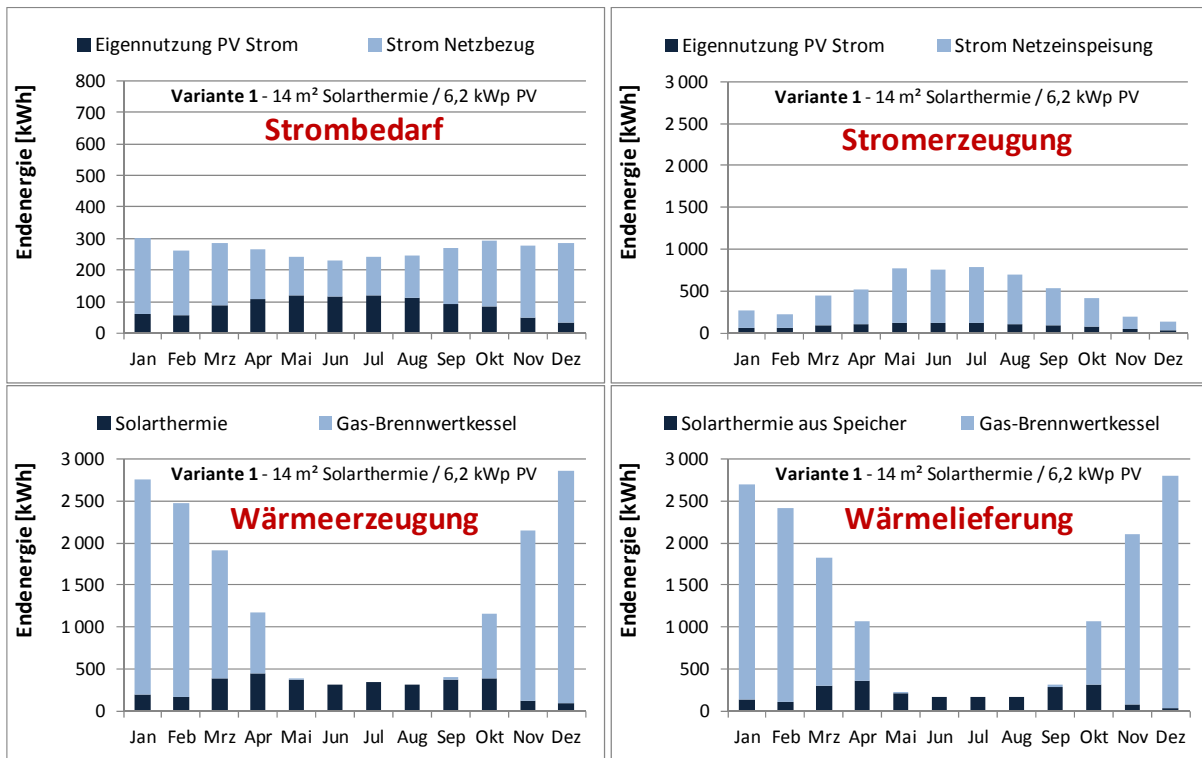


Bild 73 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

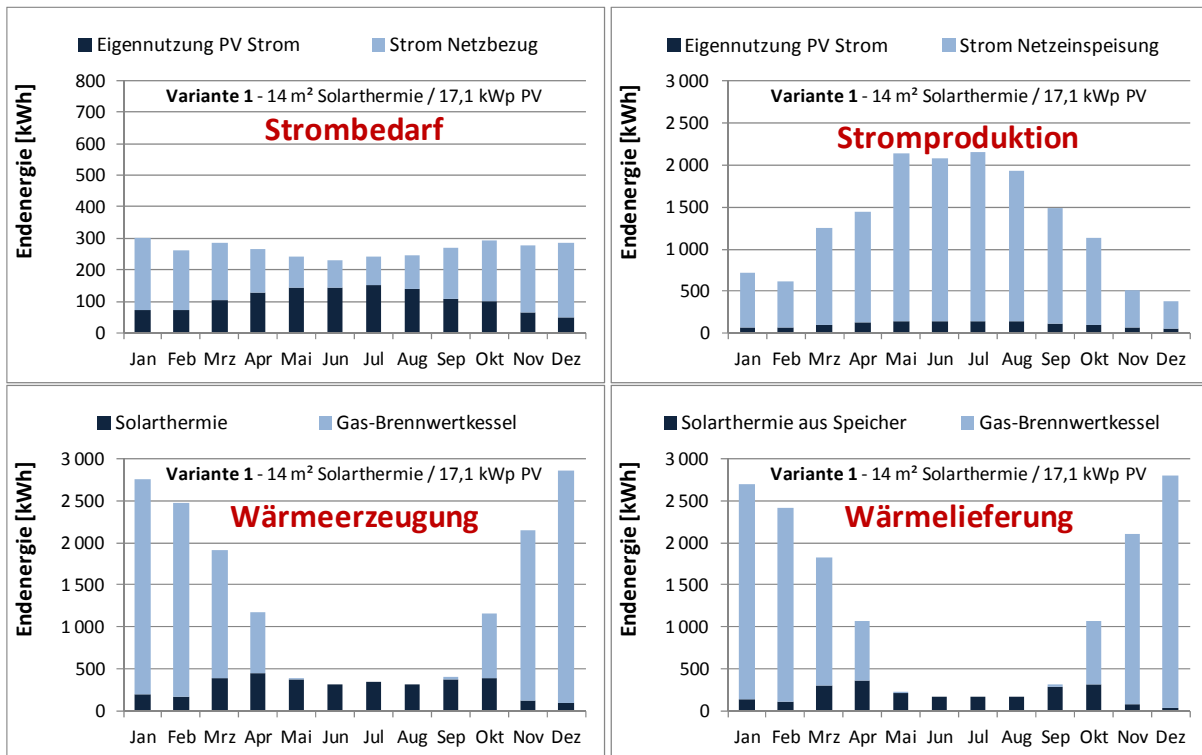


Bild 74 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“

Variante 2 - Neubau

Elektrische Wärmepumpe mit Erdsonden und Photovoltaikanlage

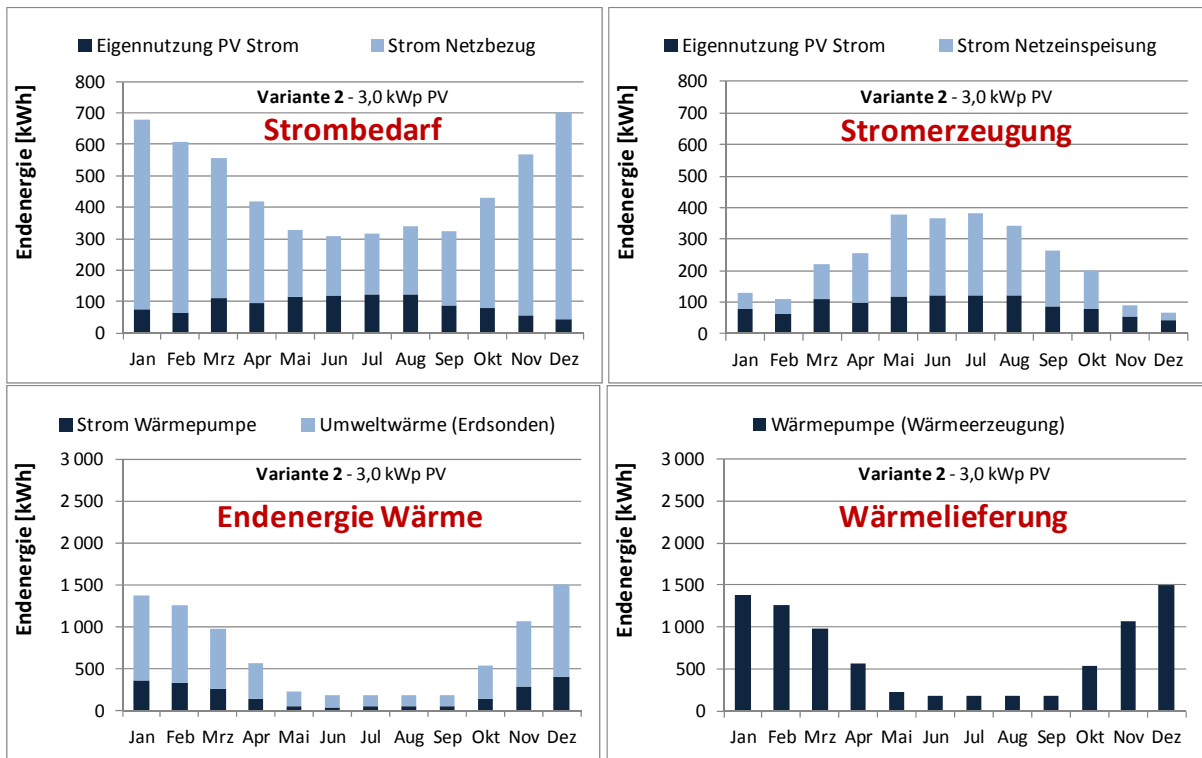


Bild 75 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“

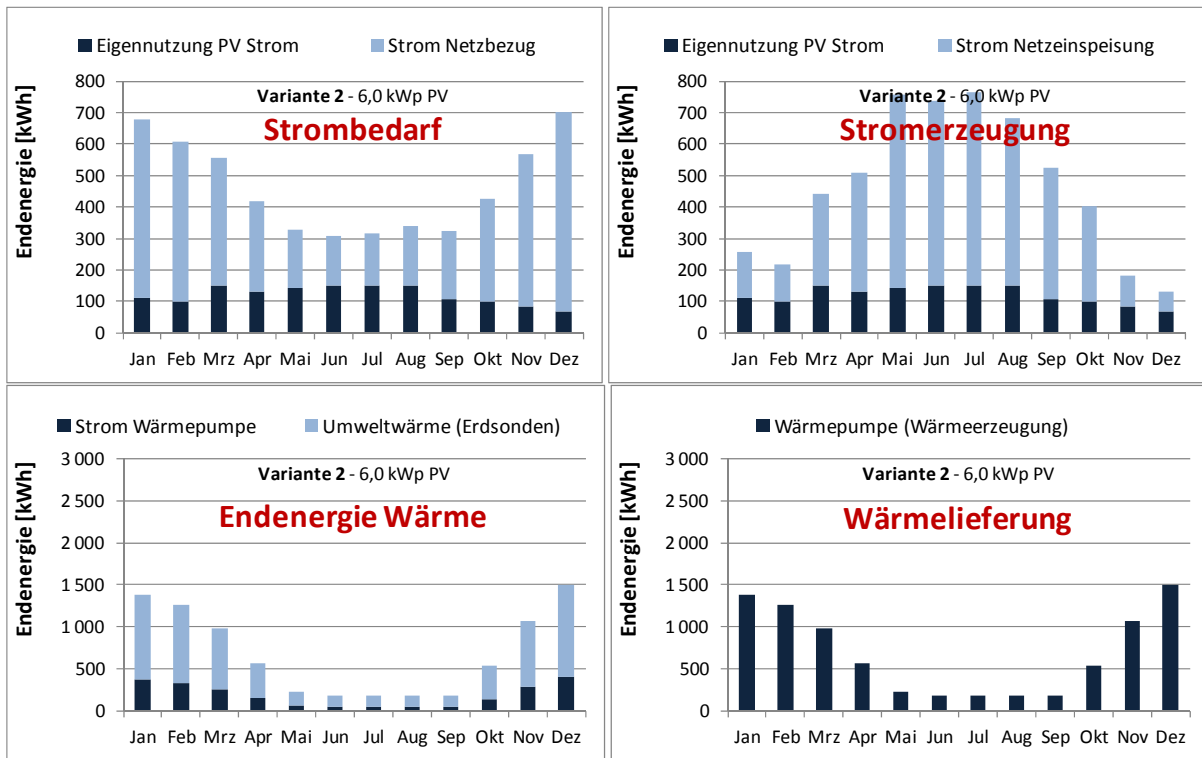


Bild 76 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“

Variante 2 - Sanierung im Bestand
Elektrische Wärmepumpe mit Erdsonden und Photovoltaikanlage

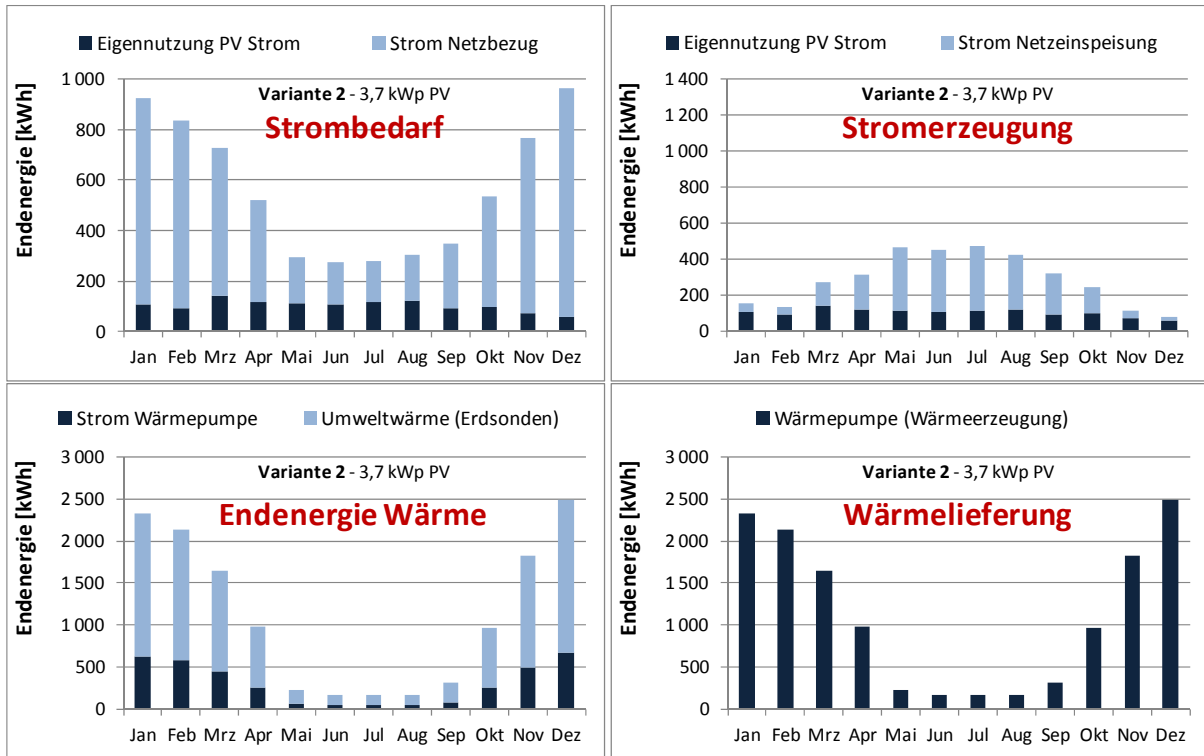


Bild 77 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

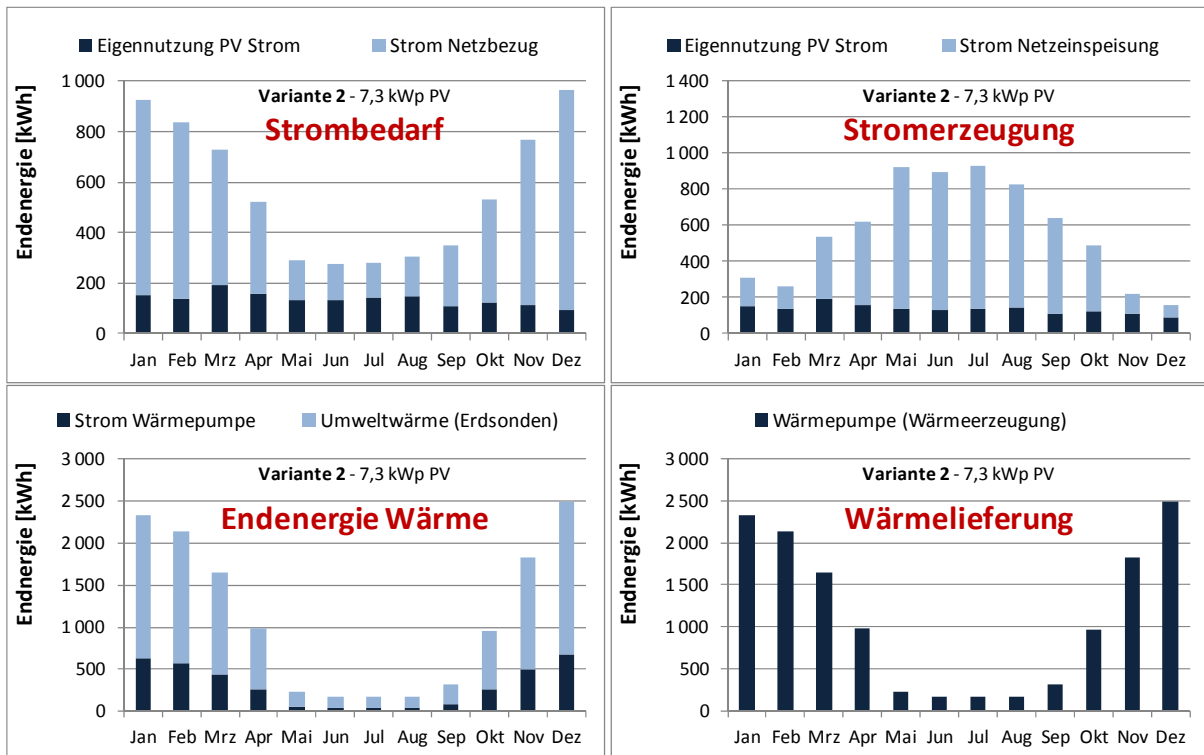


Bild 78 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“

Variante 3 - Neubau
Blockheizkraftwerk (BHKW) und Photovoltaikanlage

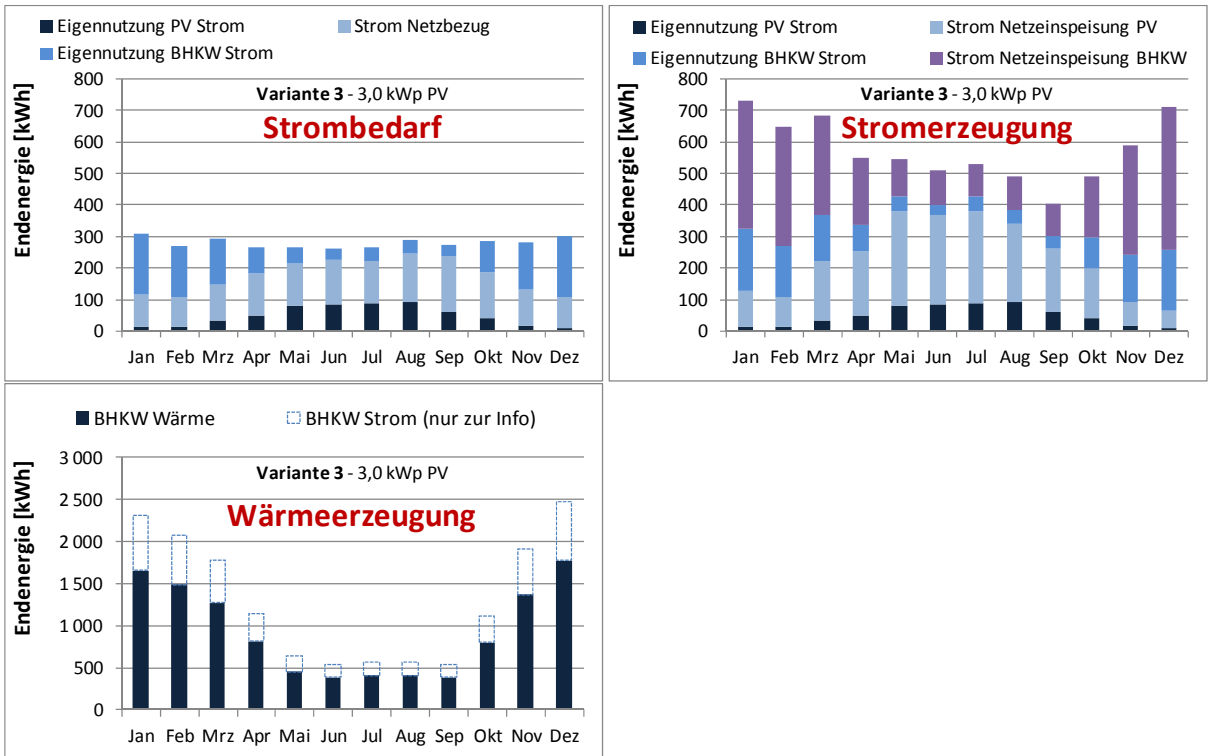


Bild 79 *Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“*

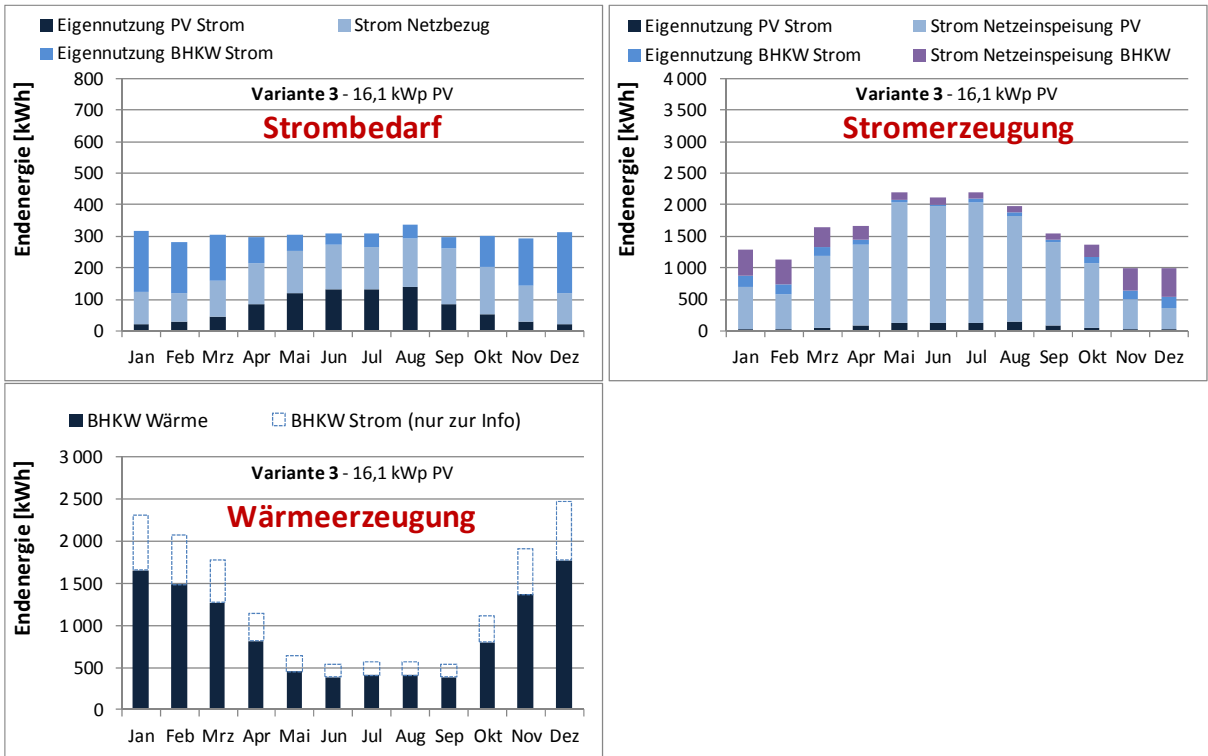


Bild 80 *Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“*

Variante 3 - Sanierung im Bestand
Blockheizkraftwerk (BHKW) und Photovoltaikanlage

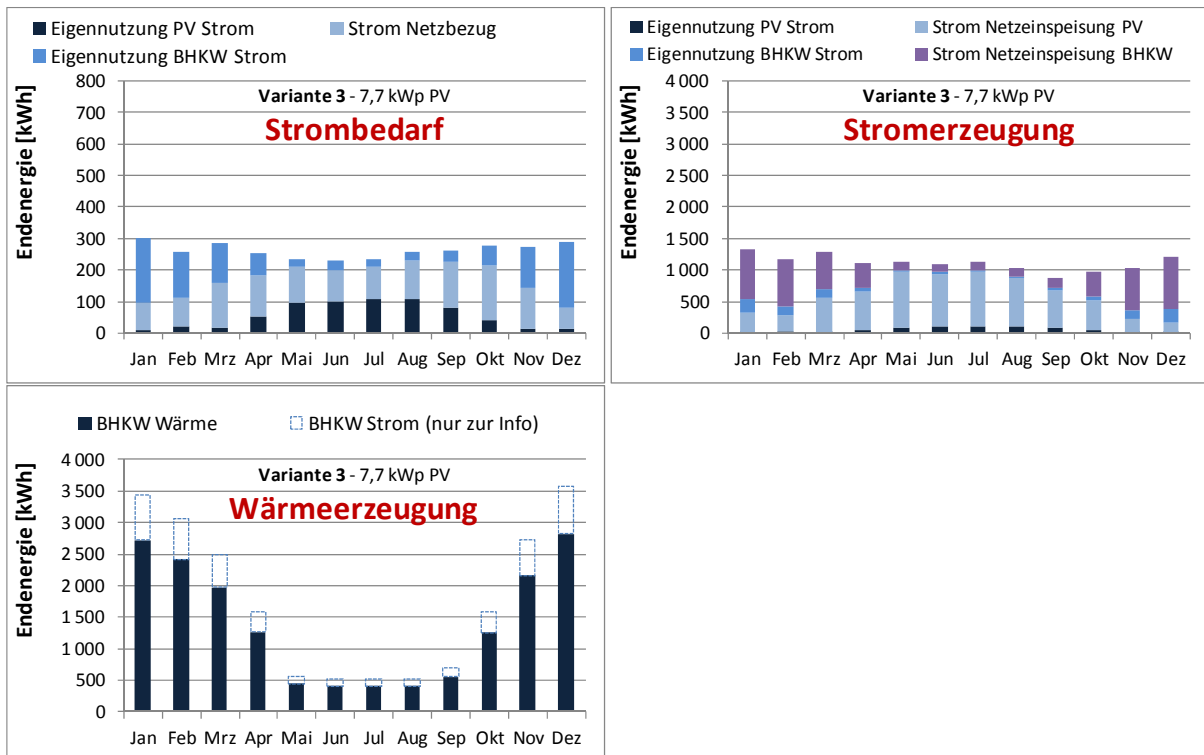


Bild 81 *Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“*

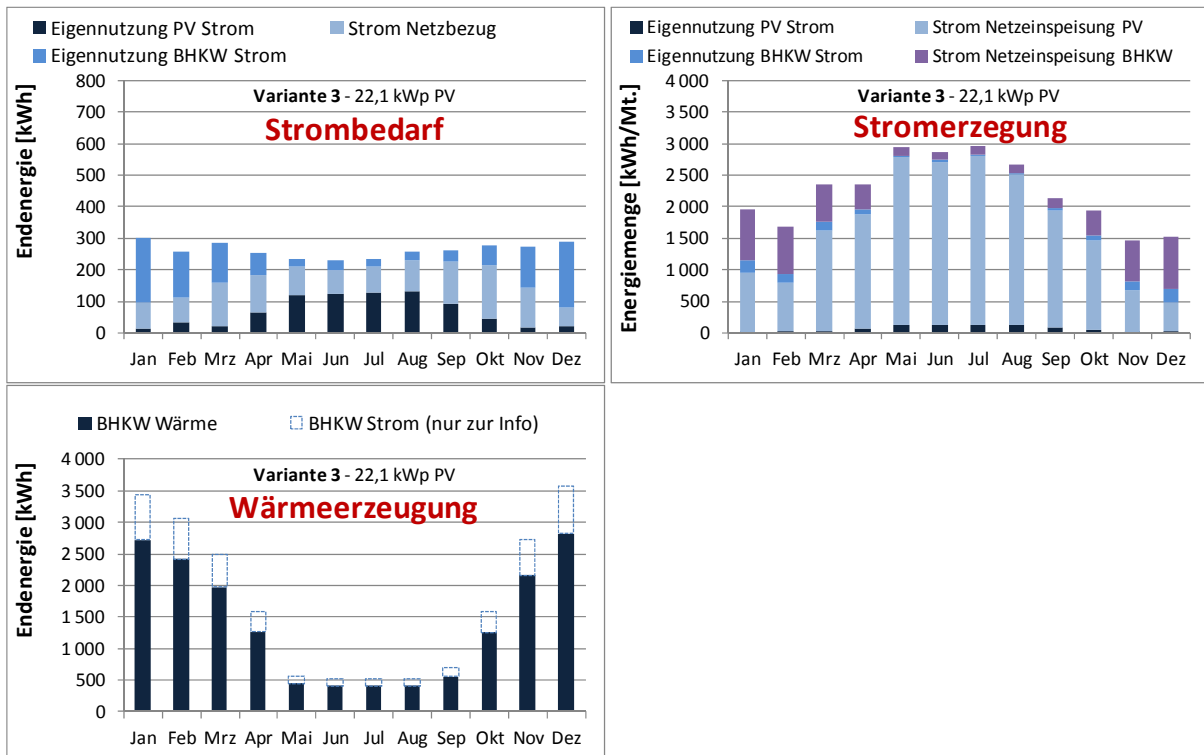


Bild 82 *Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“*

Variante 4 - Neubau

Thermische Solaranlage mit Biomassekessel und Photovoltaikanlage

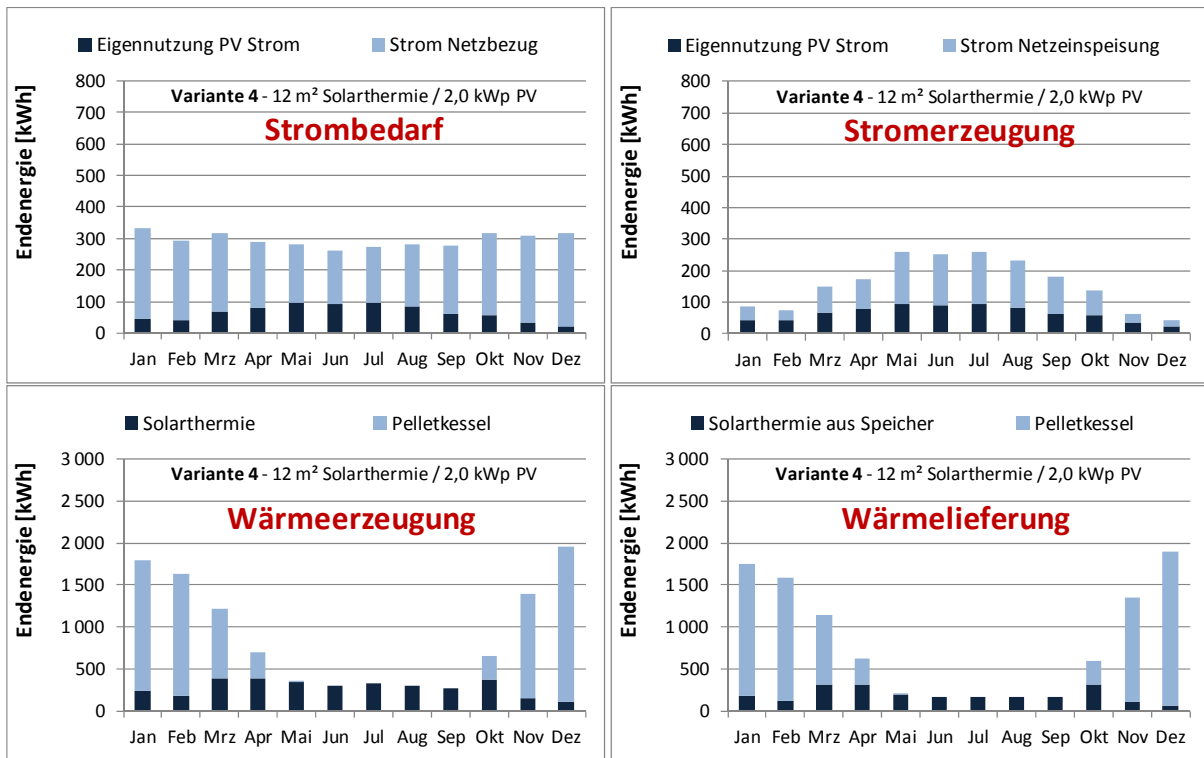


Bild 83 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“

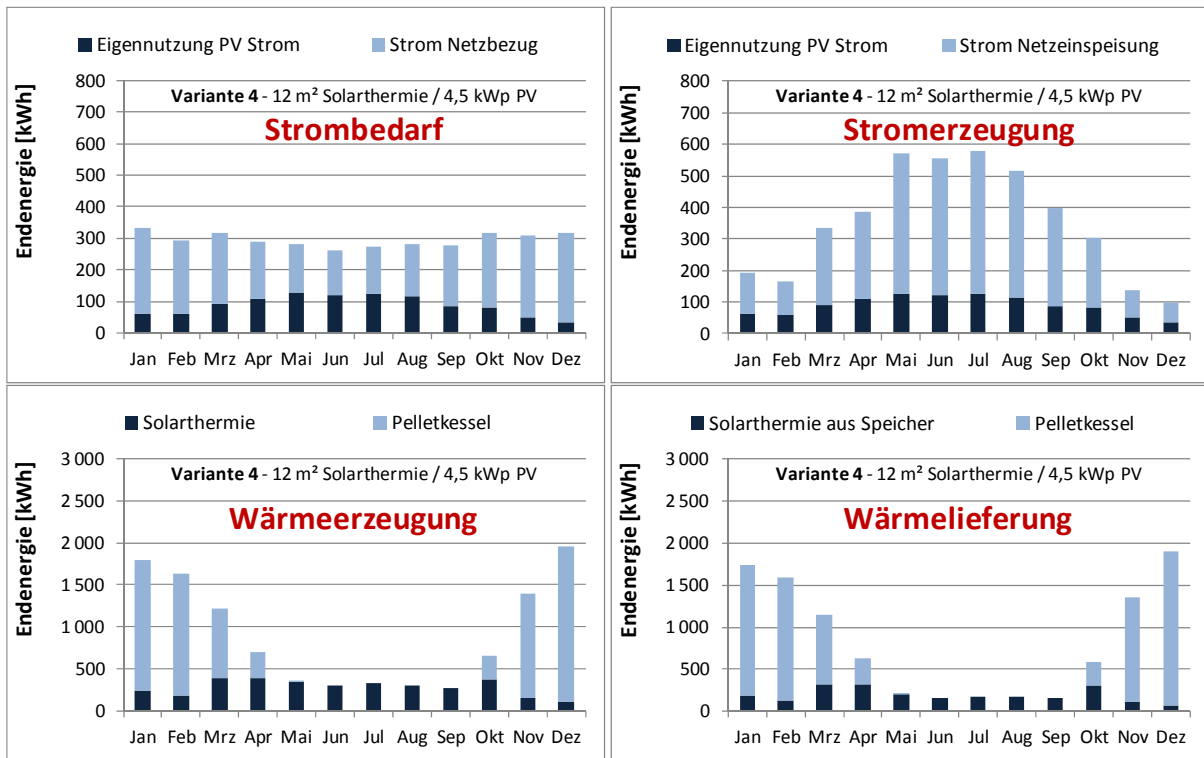


Bild 84 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“

Variante 4 - Sanierung im Bestand

Thermische Solaranlage mit Biomassekessel und Photovoltaikanlage

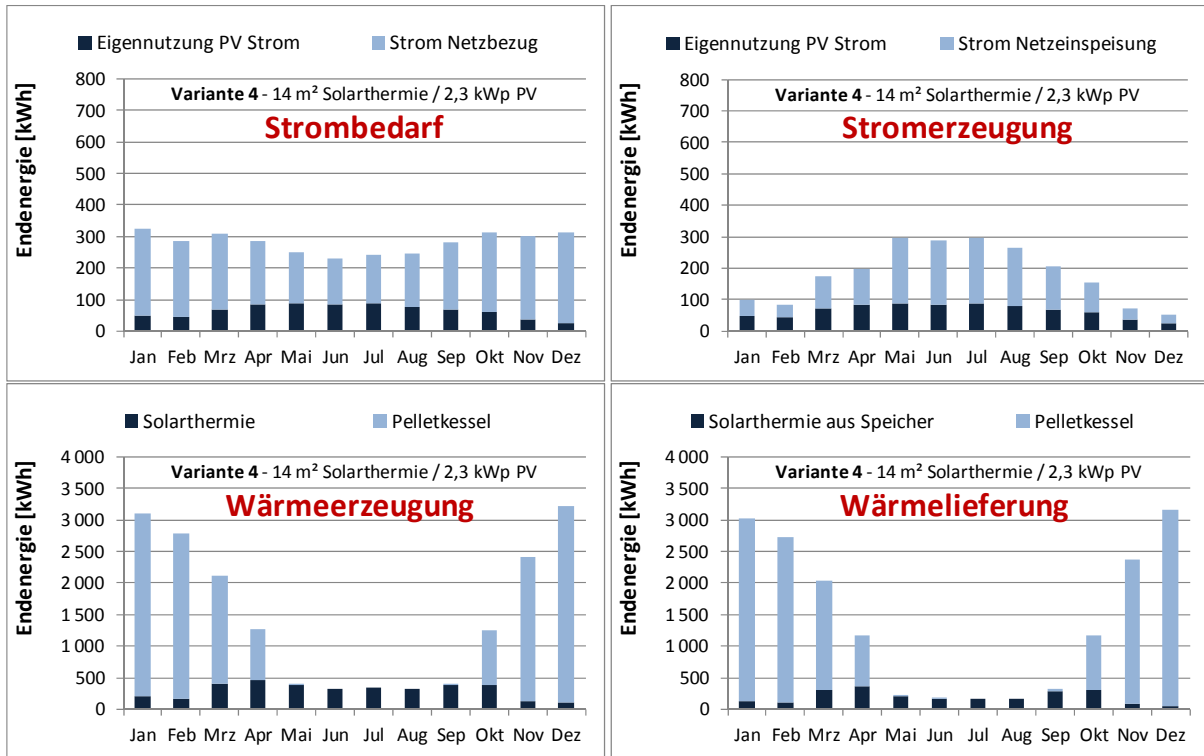


Bild 85 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

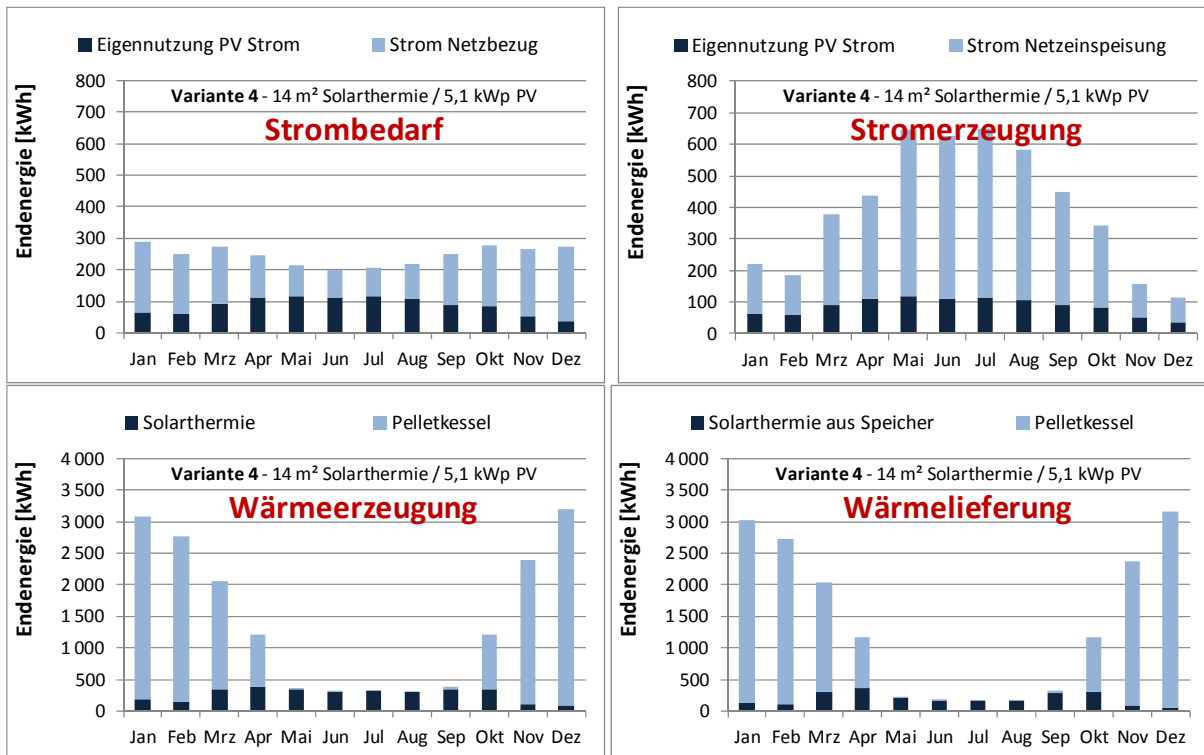


Bild 86 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“

Variante 5 - Neubau

Thermische Solaranlage mit elektrischem Heizstab und Photovoltaikanlage

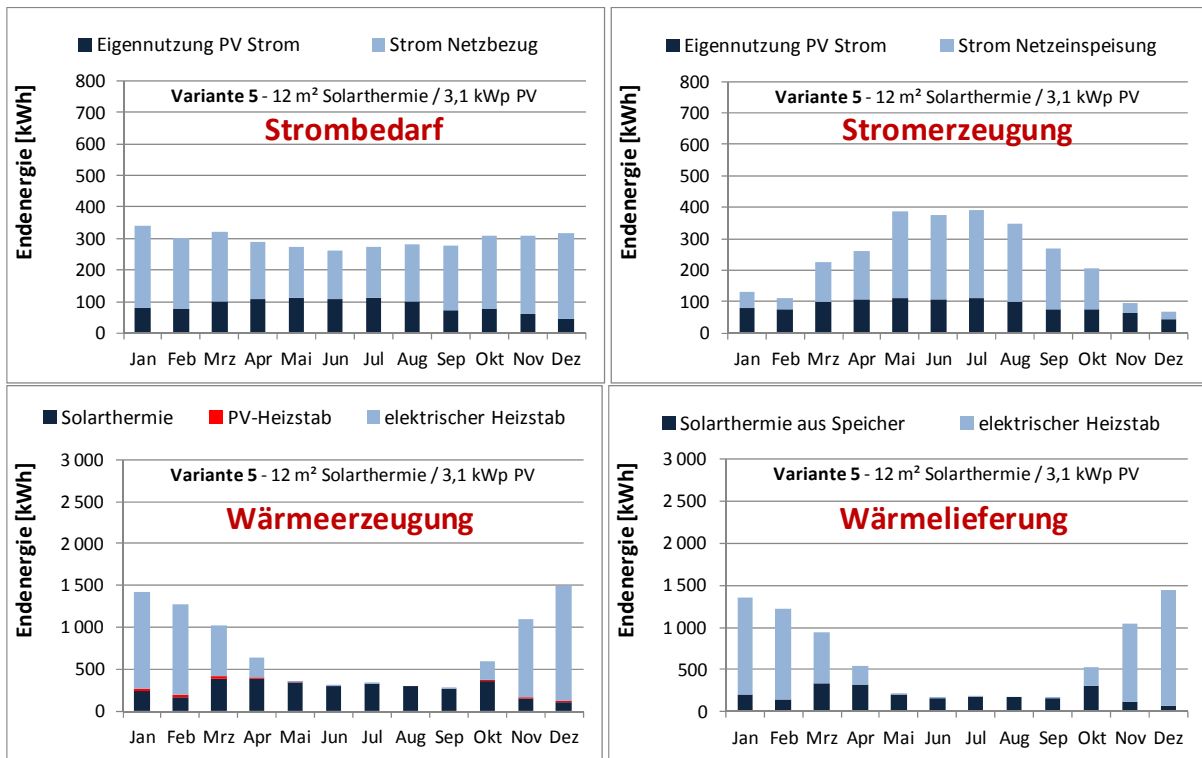


Bild 87 *Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“*

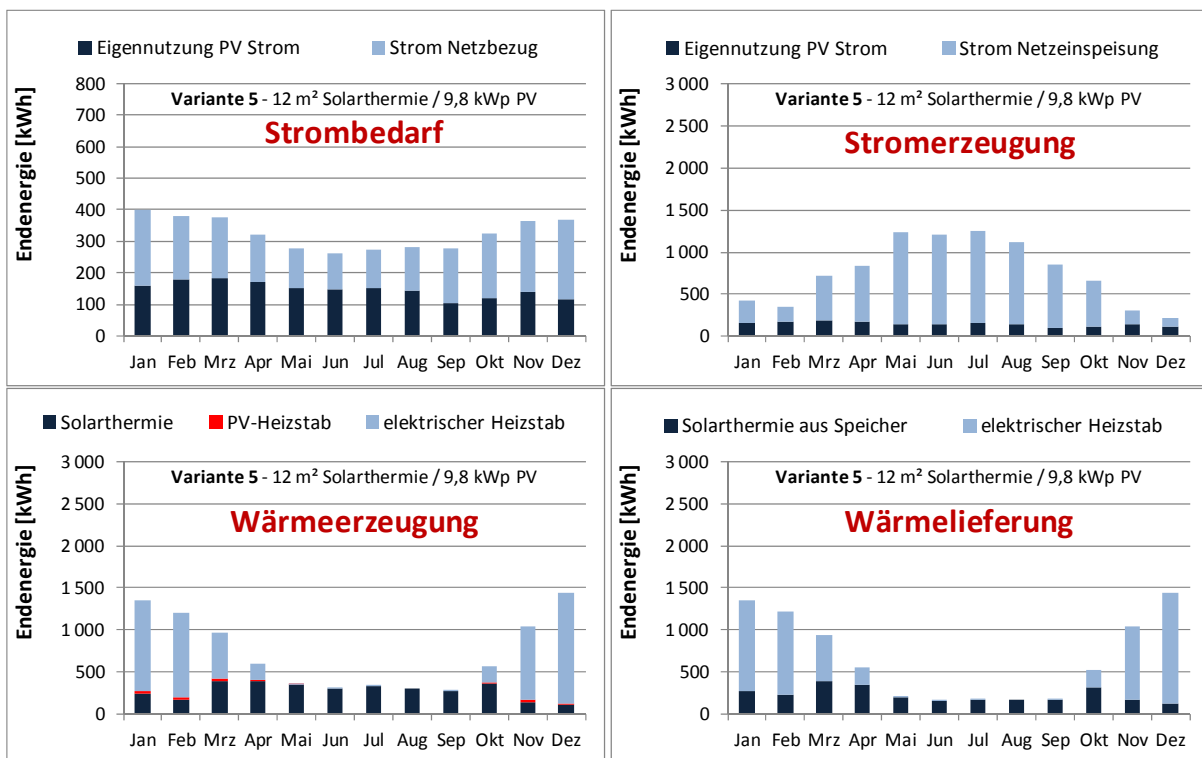


Bild 88 *Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“*

Variante 5 - Sanierung im Bestand

Thermische Solaranlage mit elektrischem Heizstab und Photovoltaikanlage

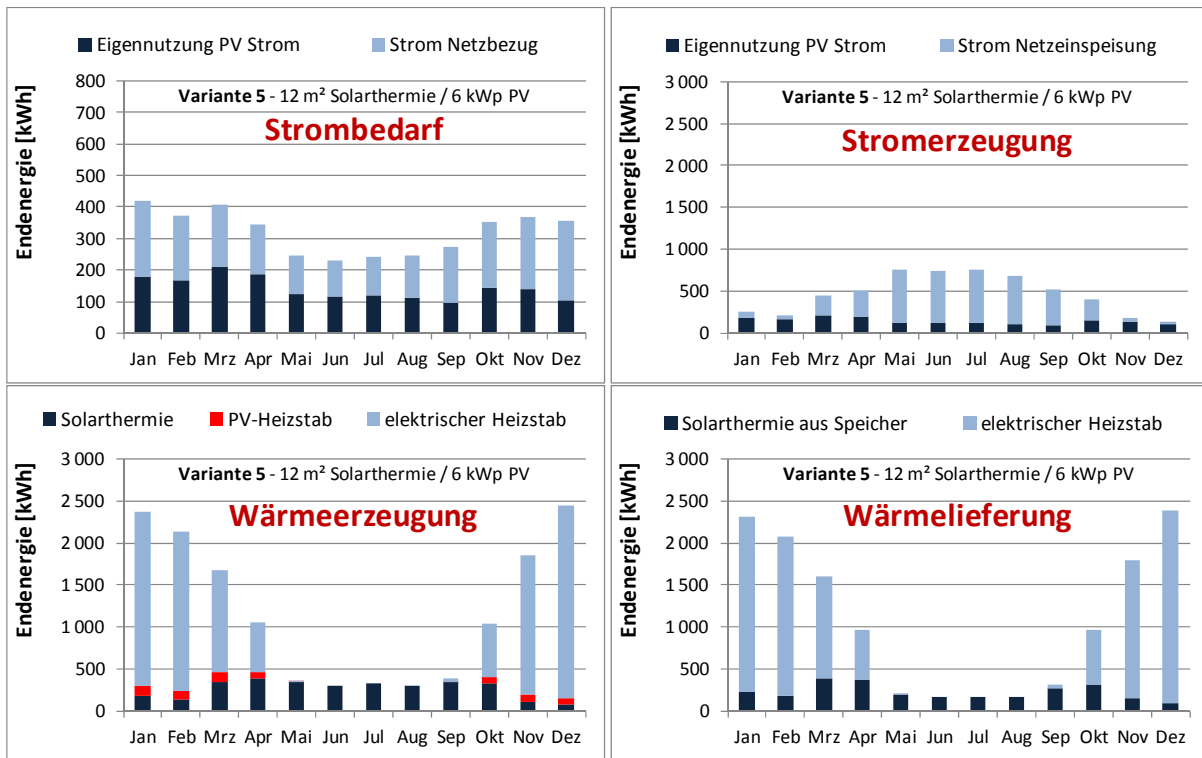


Bild 89 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

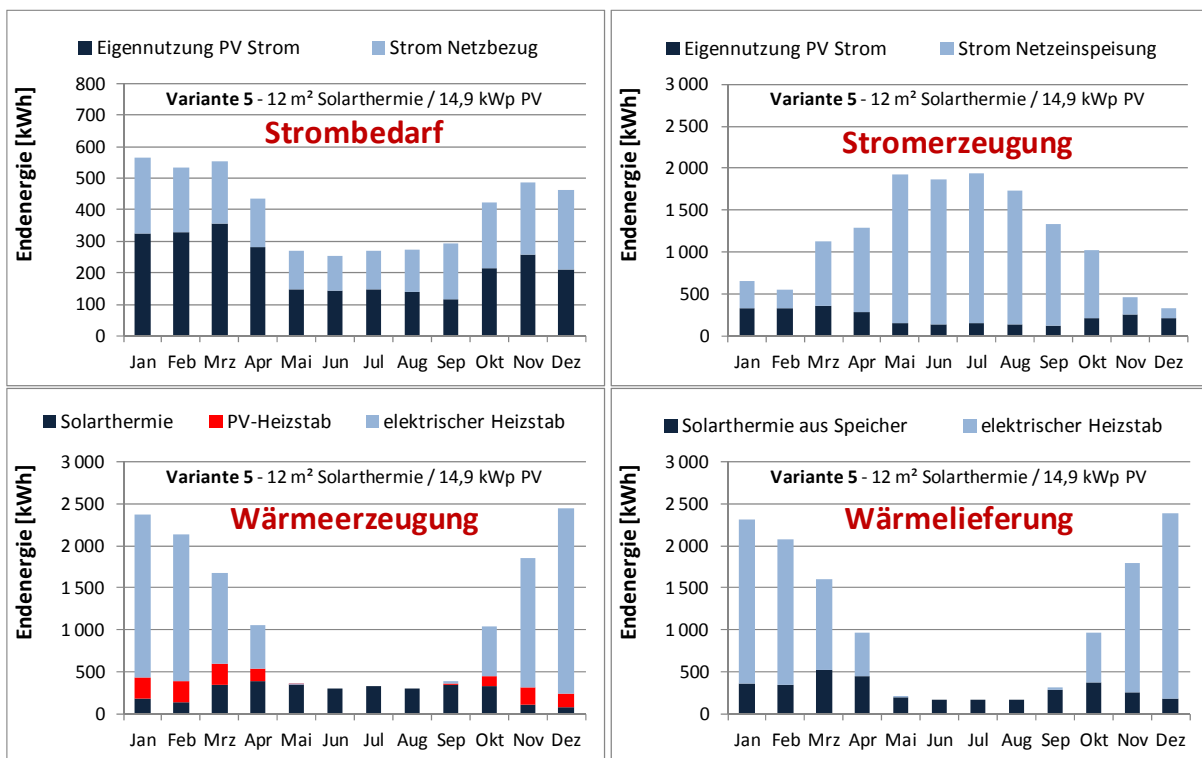


Bild 90 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“

Variante 6 - Neubau

Fernwärmeversorgung und Photovoltaikanlage

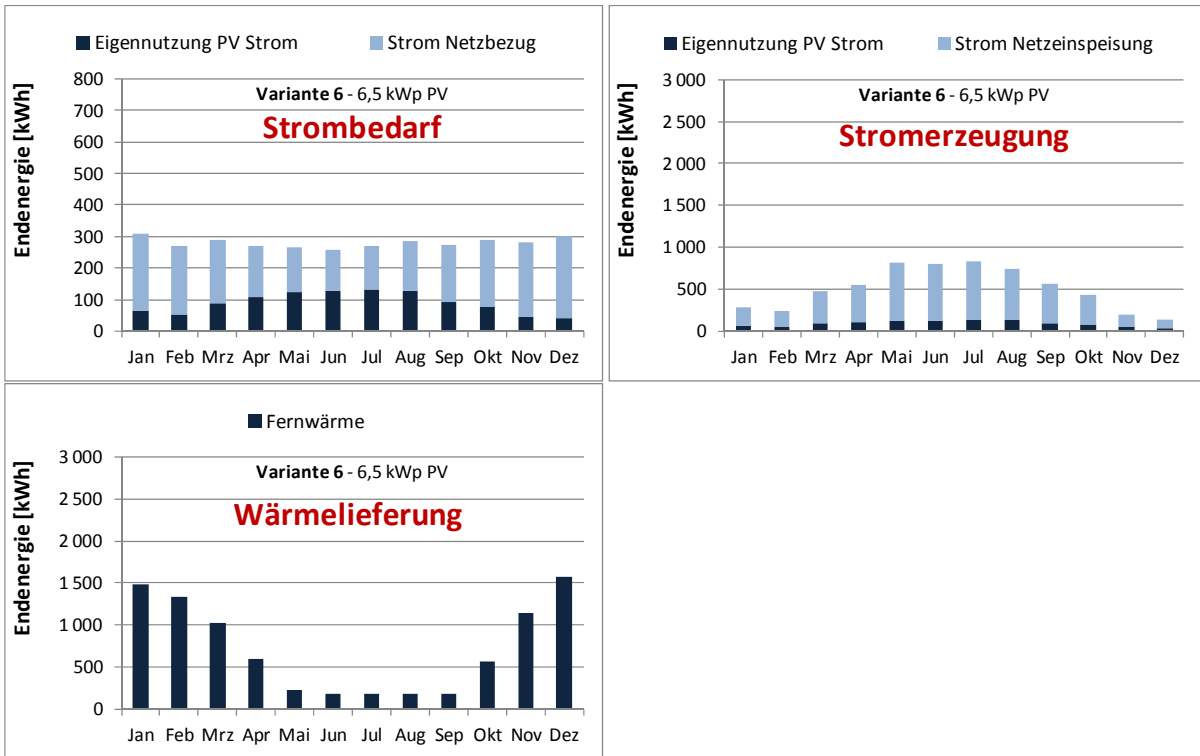


Bild 91 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“

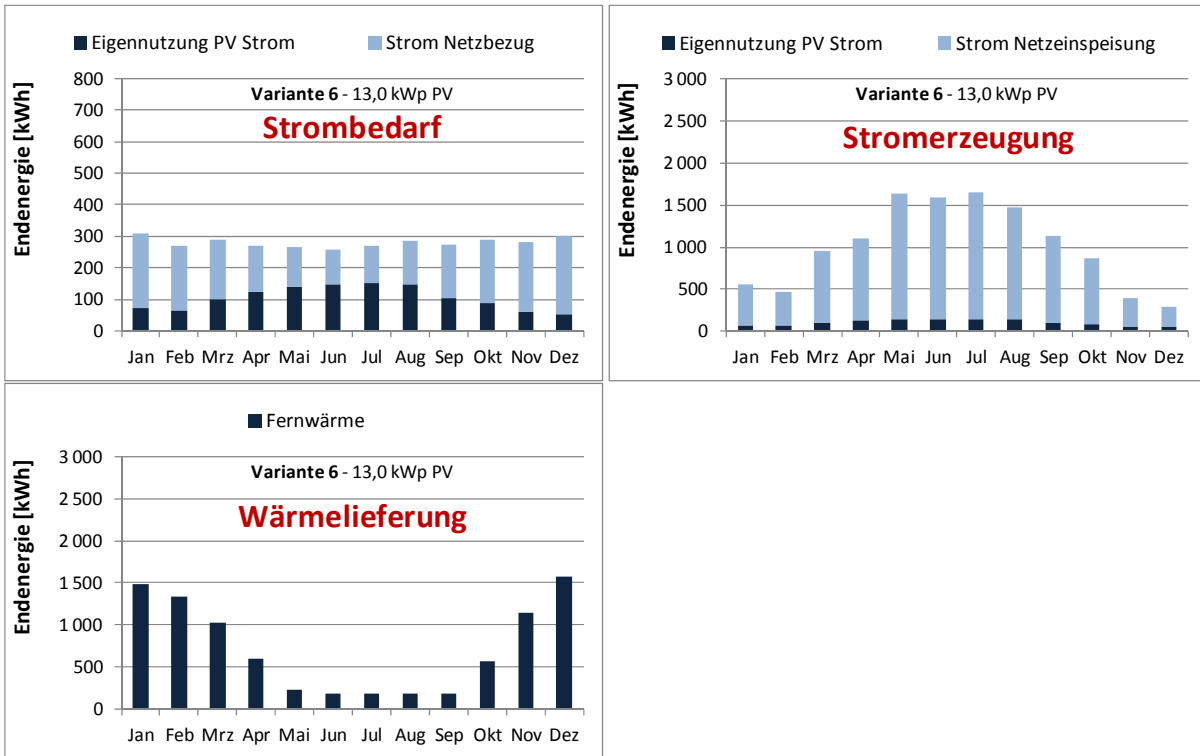


Bild 92 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“

Variante 6 - Sanierung im Bestand
 Fernwärmeversorgung und Photovoltaikanlage

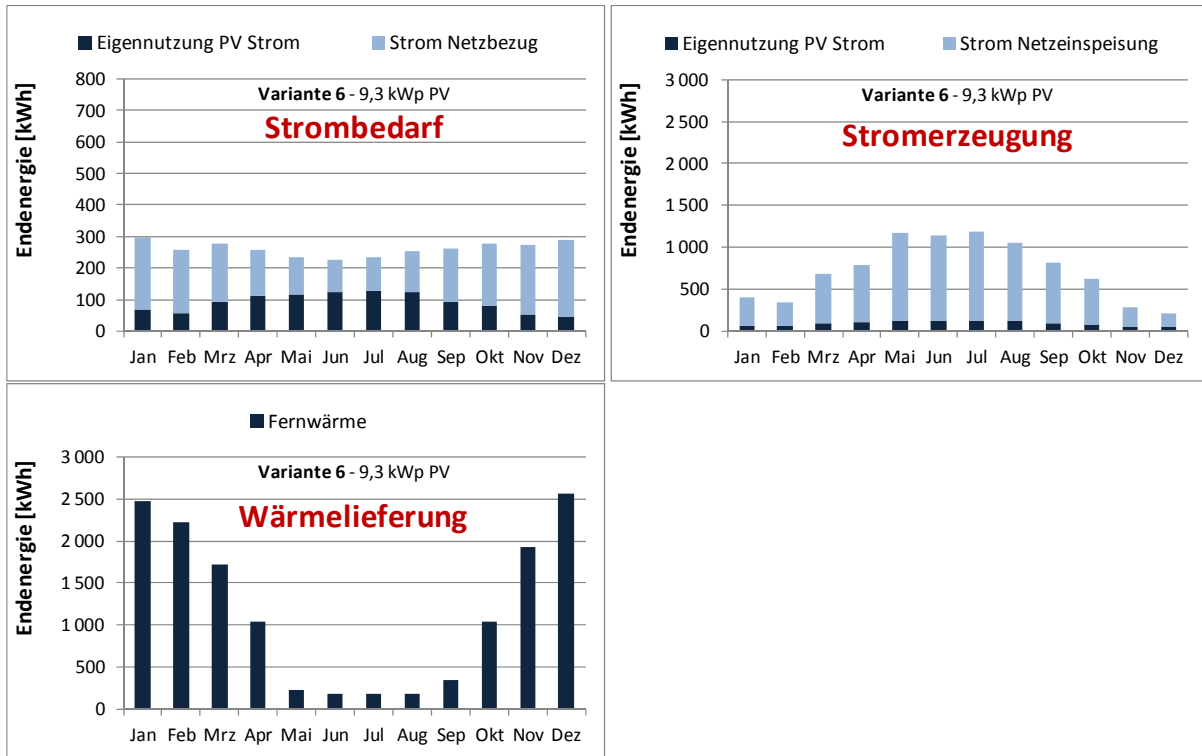


Bild 93 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

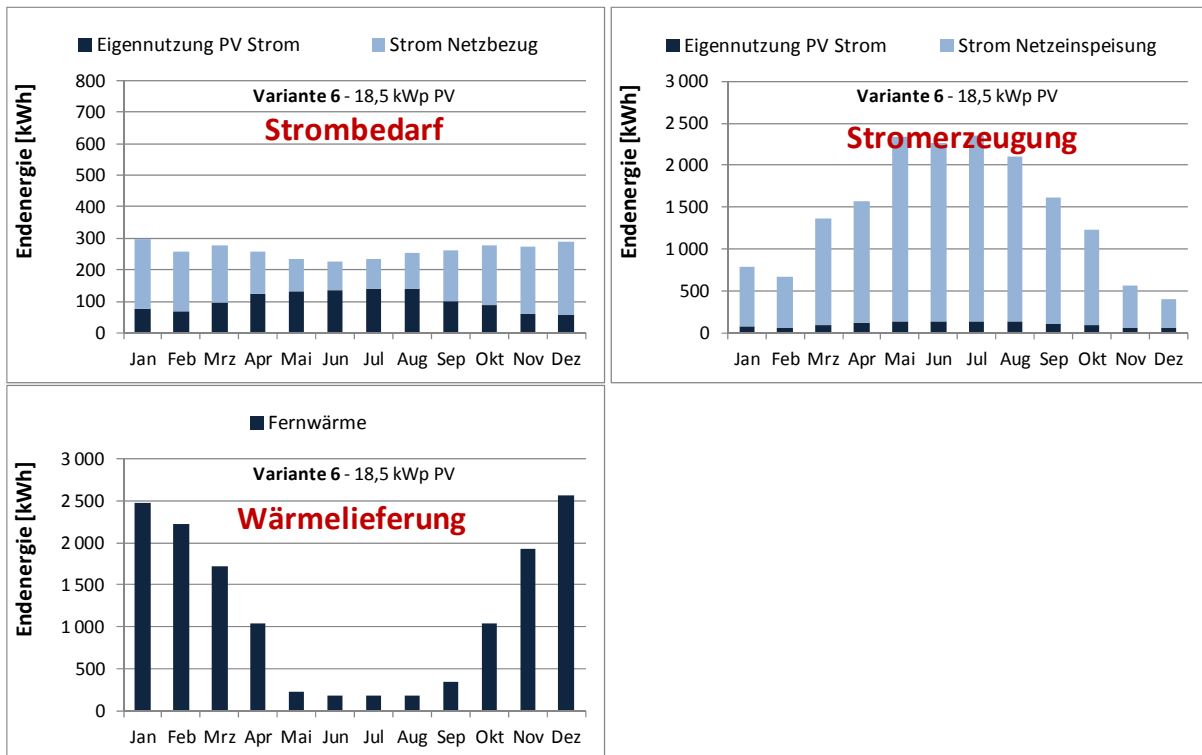


Bild 94 Monatliche Endenergiebilanzen Einfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“

4.1.3 Jahresbilanz Endenergie Mehrfamilienhäuser

In den folgenden Abbildungen (Bild 95 bis Bild 98) werden die Endenergiebilanzen der Mehrfamilienhäuser für den Neubau und die Bestandssanierung dargestellt. Dabei erfolgt die Differenzierung zwischen Wärme und Strom sowie den Szenarien „50 bzw. 100 % regenerative Energieversorgung in der Jahresbilanz“. Die linken Balken stehen jeweils für den Endenergiebedarf, die rechten Balken für die Endenergieerzeugung aus Solarthermie, Photovoltaik und Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW).

Die Kernaussagen der Einfamilienhäuser lassen sich analog auf die Mehrfamilienhäuser übertragen. Dabei wird bei Variante 3 (BHKW, PV) der höchste Endenergiebedarf ermittelt. Bei Variante 4 (Solarthermie, Holzpelletkessel, Photovoltaik) gilt wiederum die Besonderheit beim Einsatz von Biomasse zur Wärmeerzeugung. Gemäß festgelegter Definition wird hier kein Endenergieaufwand angenommen.

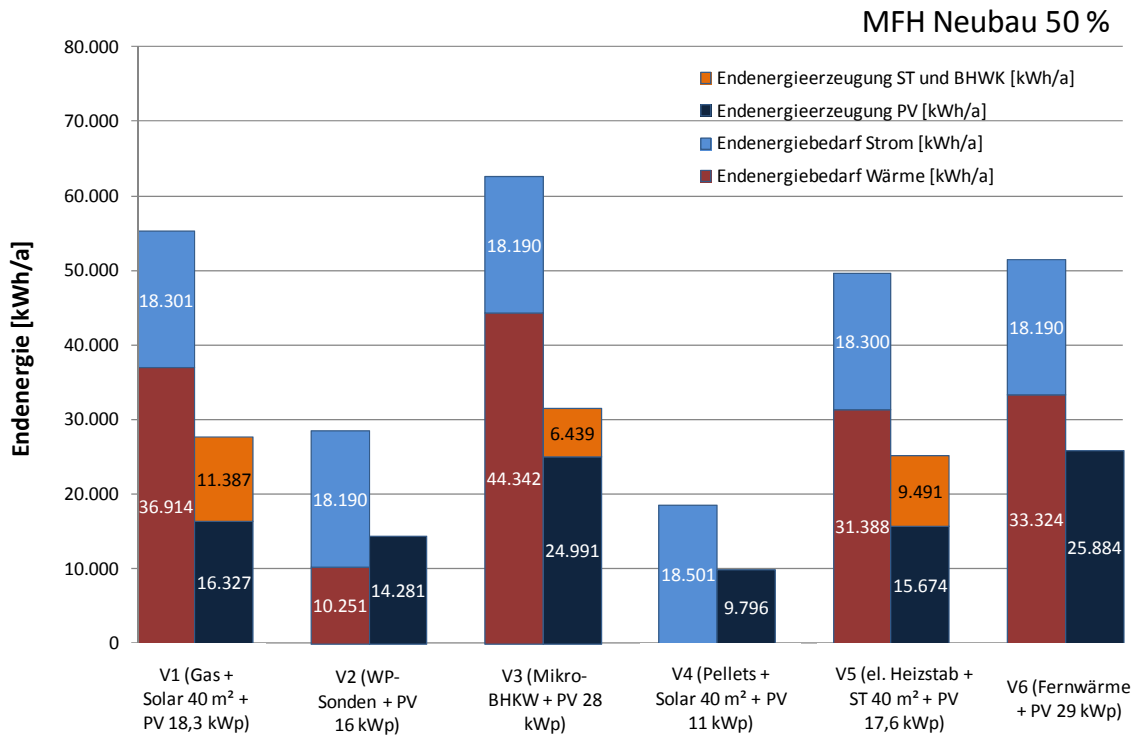


Bild 95 Jahresbilanz Endenergie Mehrfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“

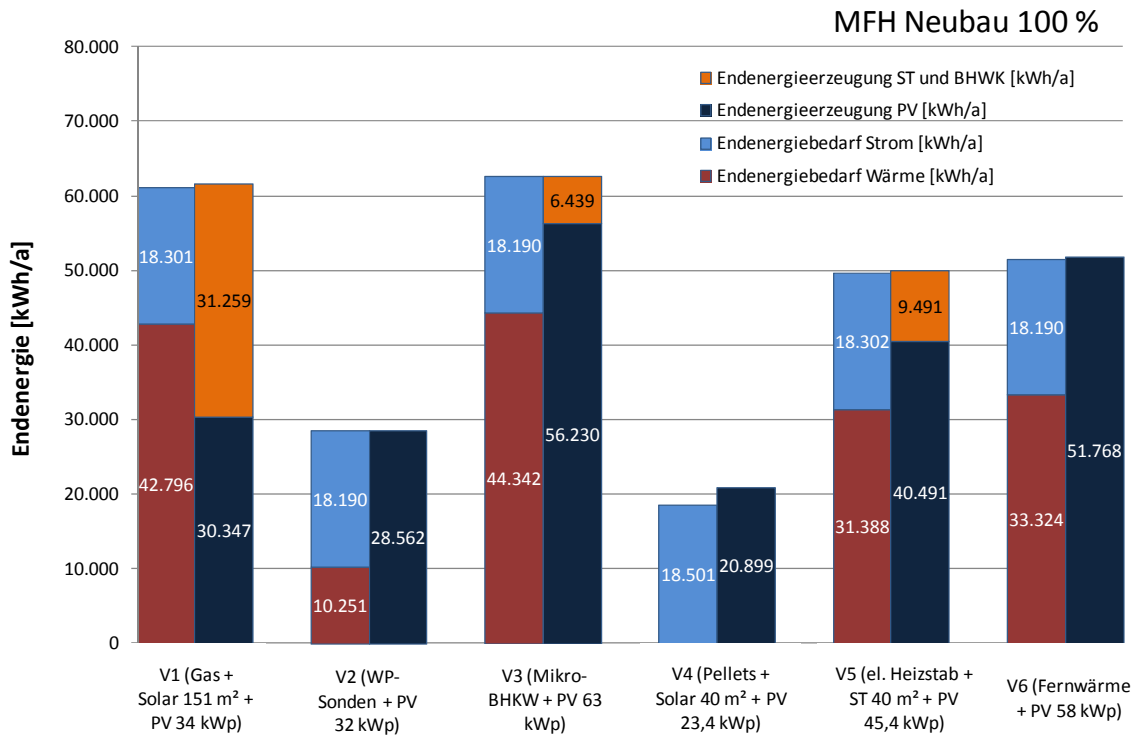


Bild 96 Jahresbilanz Endenergie Mehrfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“

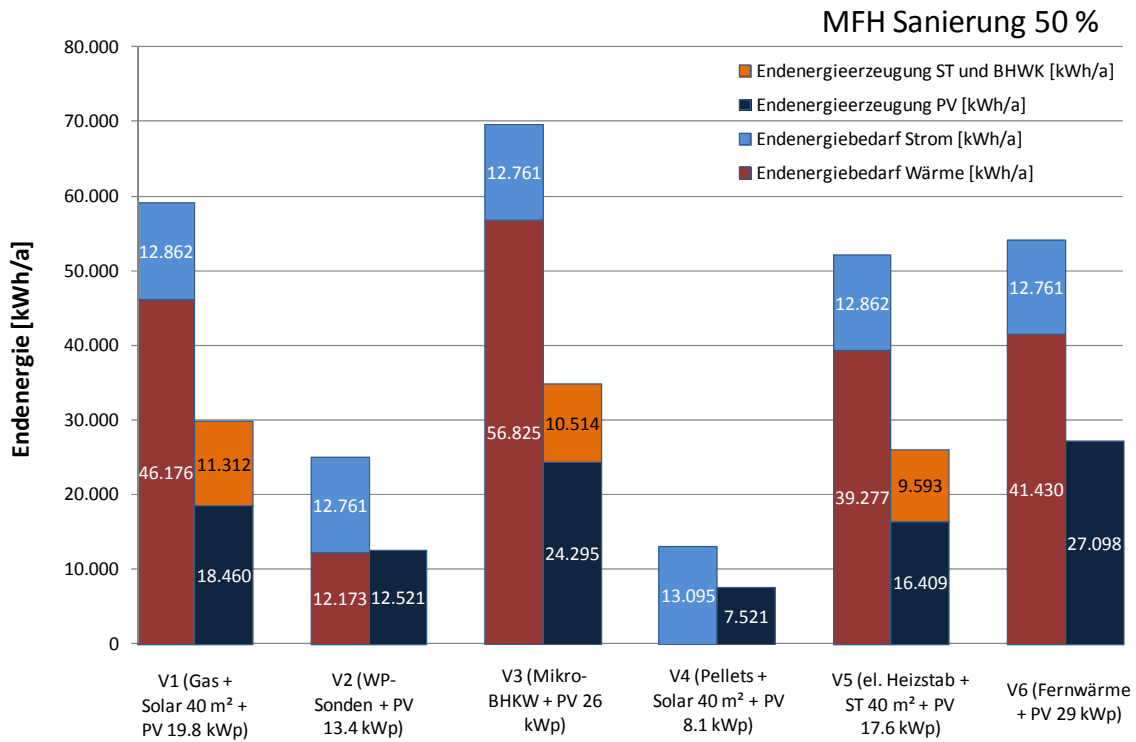


Bild 97 Jahresbilanz Endenergie Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

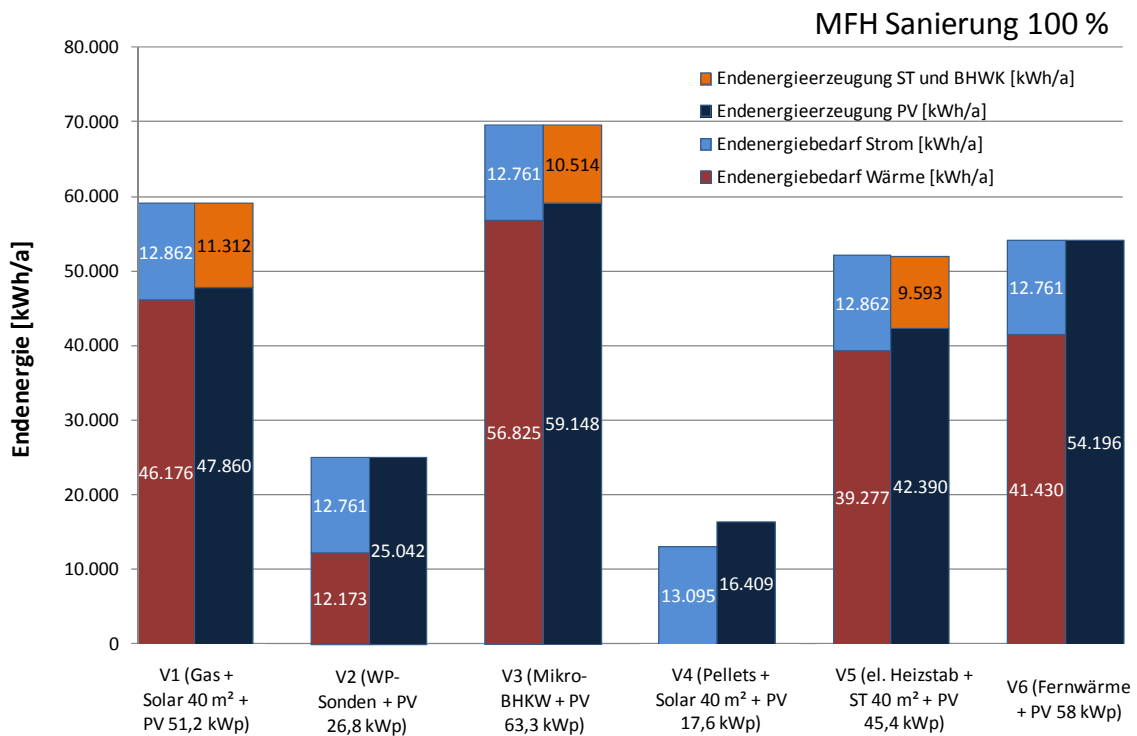


Bild 98 Jahresbilanz Endenergie Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“

4.1.4 Monatliche Endenergiebilanz Mehrfamilienhäuser

In den nachstehenden Diagrammen (Bild 101 bis Bild 124) werden die monatlichen Endenergiebilanzen der Mehrfamilienhäuser für den Neubau und die Bestandssanierung für eine 50 und 100 % regenerative Energieversorgung dargestellt. Für die monatliche Strombilanz wird zum einen die Eigennutzung des über die PV-Anlage erzeugten Stroms dem Netzbezug gegenübergestellt und zum anderen die Eigennutzung des PV-Stroms zur Netzeinspeisung des erzeugten PV-Stroms. Bei Variante 3 (Blockheizkraftwerk und Photovoltaikanlage) kommt zusätzlich noch der erzeugte Strom des BHKW dazu.

In Bezug auf die Wärme, wird jeweils die vom Wärmeerzeuger gelieferte Endenergie dargestellt. Bei den Varianten mit einer solarthermischen Anlage erfolgt die Unterteilung zwischen Wärmeerzeugung und Wärmelieferung. Während bei der Wärmeerzeugung die vom Kollektor gelieferte Energie ausgewiesen wird, stellt die Wärmelieferung die aus dem Solarspeicher bereitgestellte Energie dar. Bei Variante 2 (Elektrische Wärmepumpe mit Erdsonden und Photovoltaikanlage) erfolgt zusätzlich die Darstellung der Umweltwärme neben dem Strombedarf der Wärmepumpe.

Bild 99 und Bild 100 zeigen zum Vergleich den monatlichen Nutzenergiebedarf für Wärme und Strom für das Mehrfamilienhaus im Neubau und in der Bestandssanierung. Der Hilfsstrombedarf für die jeweilige Energieerzeugung wird nicht aufgeführt.

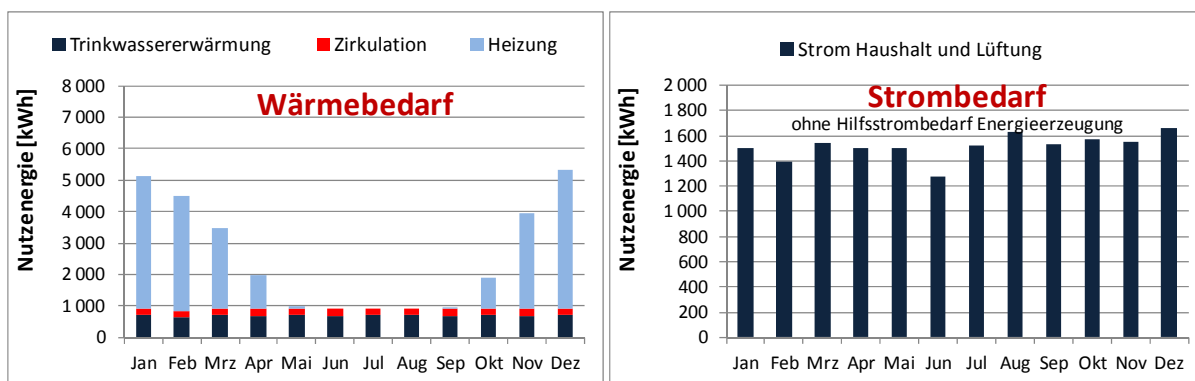


Bild 99 Monatliche Nutzenergiebilanz Wärme und Strom Mehrfamilienhaus Neubau

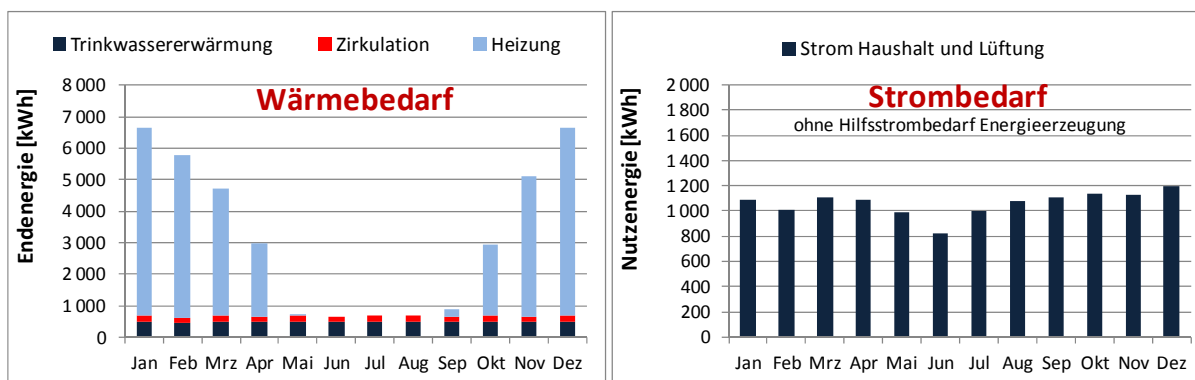


Bild 100 Monatliche Nutzenergiebilanz Wärme und Strom Mehrfamilienhaus Bestandssanierung

Variante 1 - Neubau

Thermische Solaranlage mit Gas-Brennwertkessel und Photovoltaikanlage

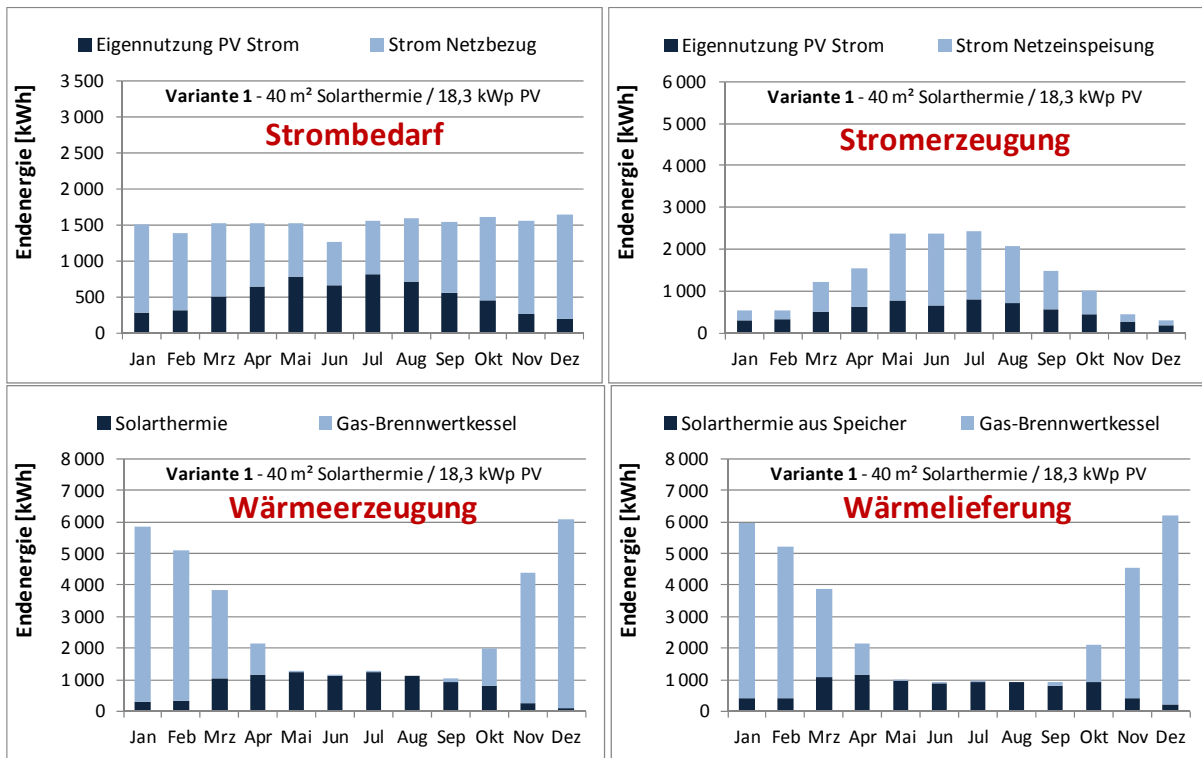


Bild 101 *Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“*

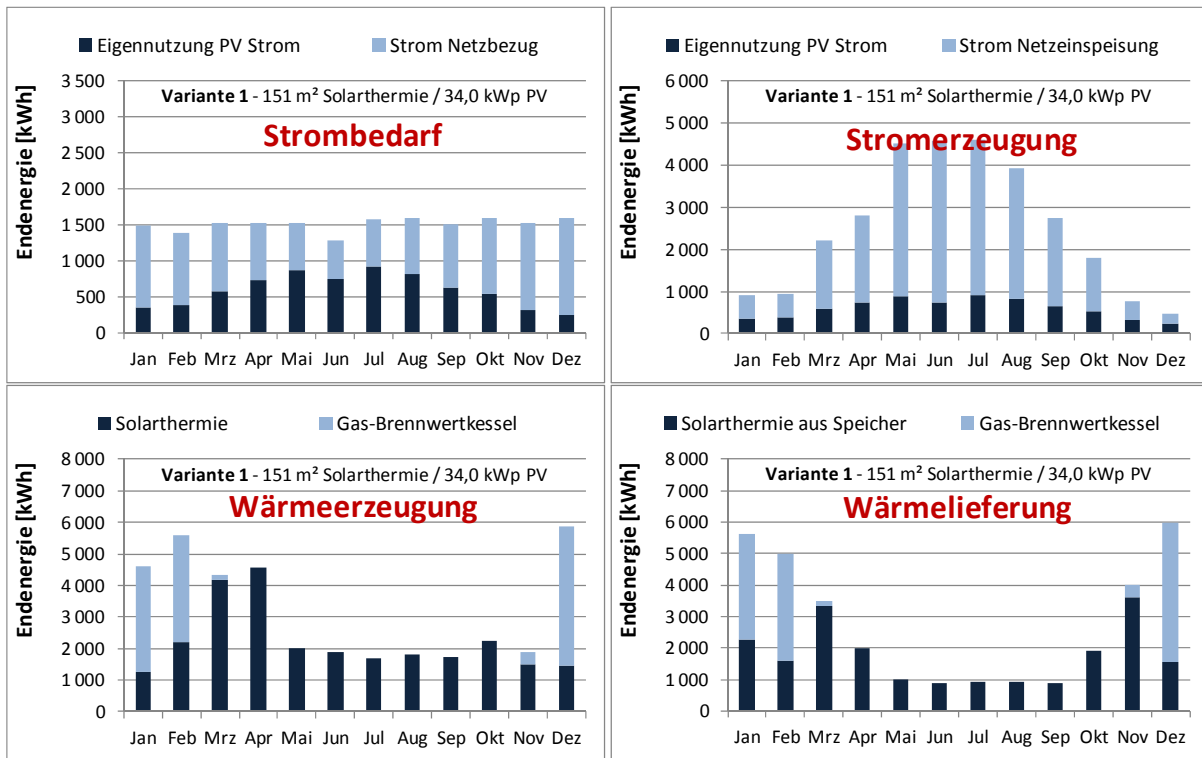


Bild 102 *Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“*

Variante 1 - Sanierung im Bestand

Thermische Solaranlage mit Gas-Brennwertkessel und Photovoltaikanlage

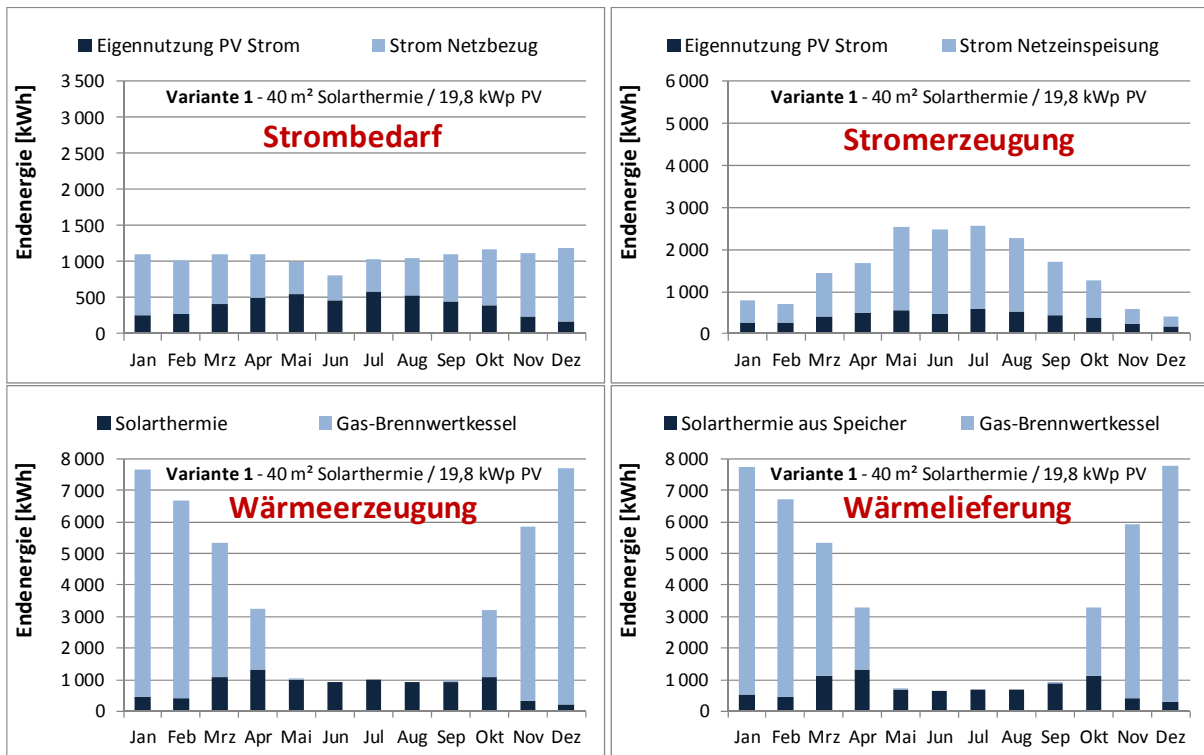


Bild 103 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

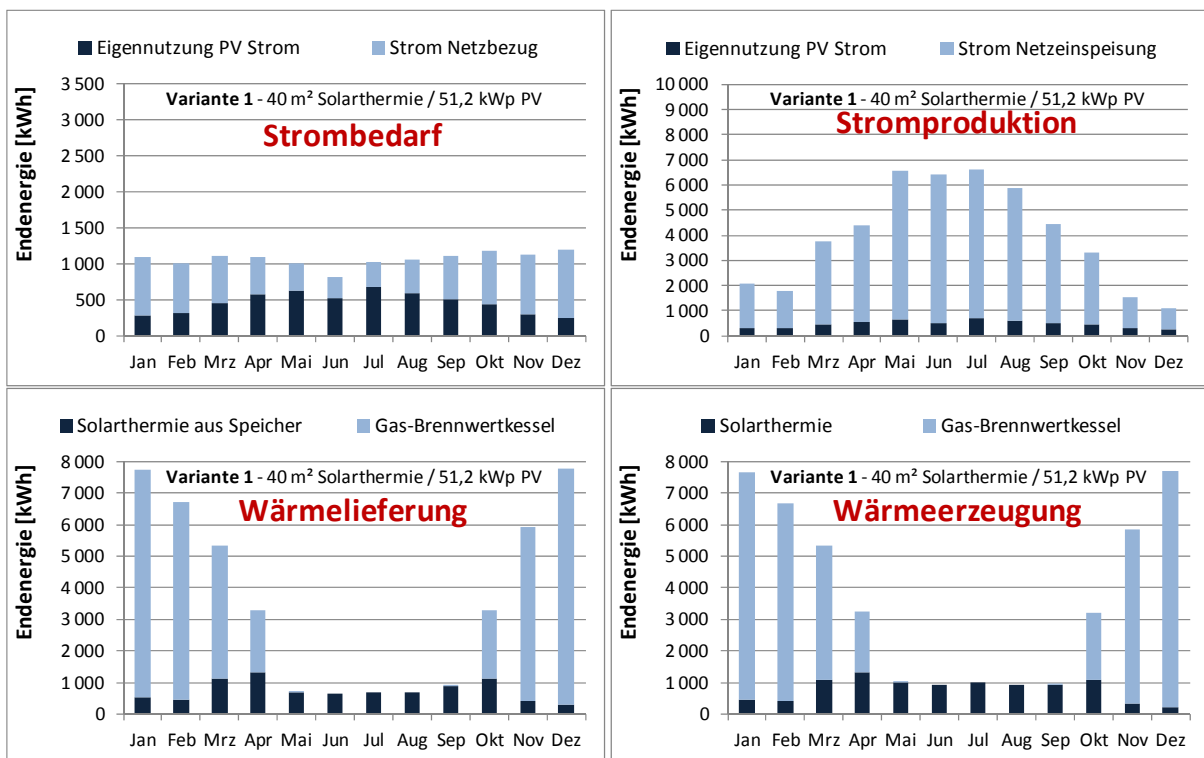


Bild 104 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“

Variante 2 - Neubau

Elektrische Wärmepumpe mit Erdsonden und Photovoltaikanlage

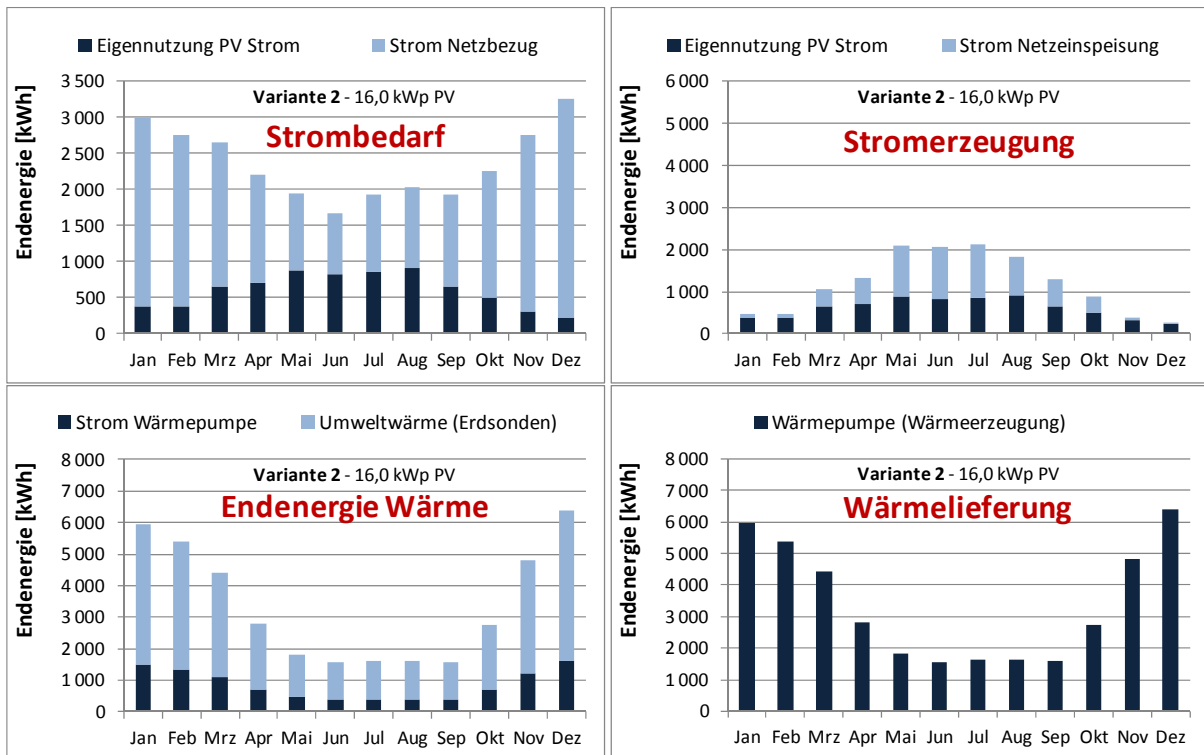


Bild 105 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“

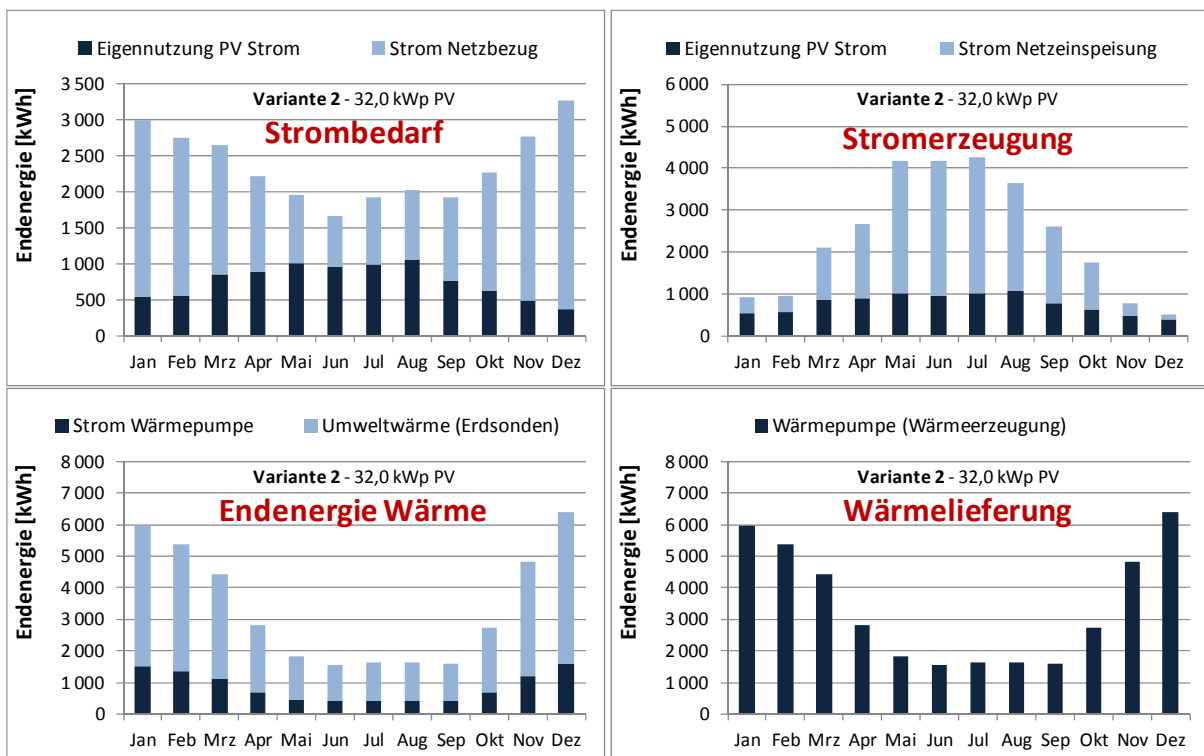


Bild 106 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“

Variante 2 - Sanierung im Bestand
Elektrische Wärmepumpe mit Erdsonden und Photovoltaikanlage

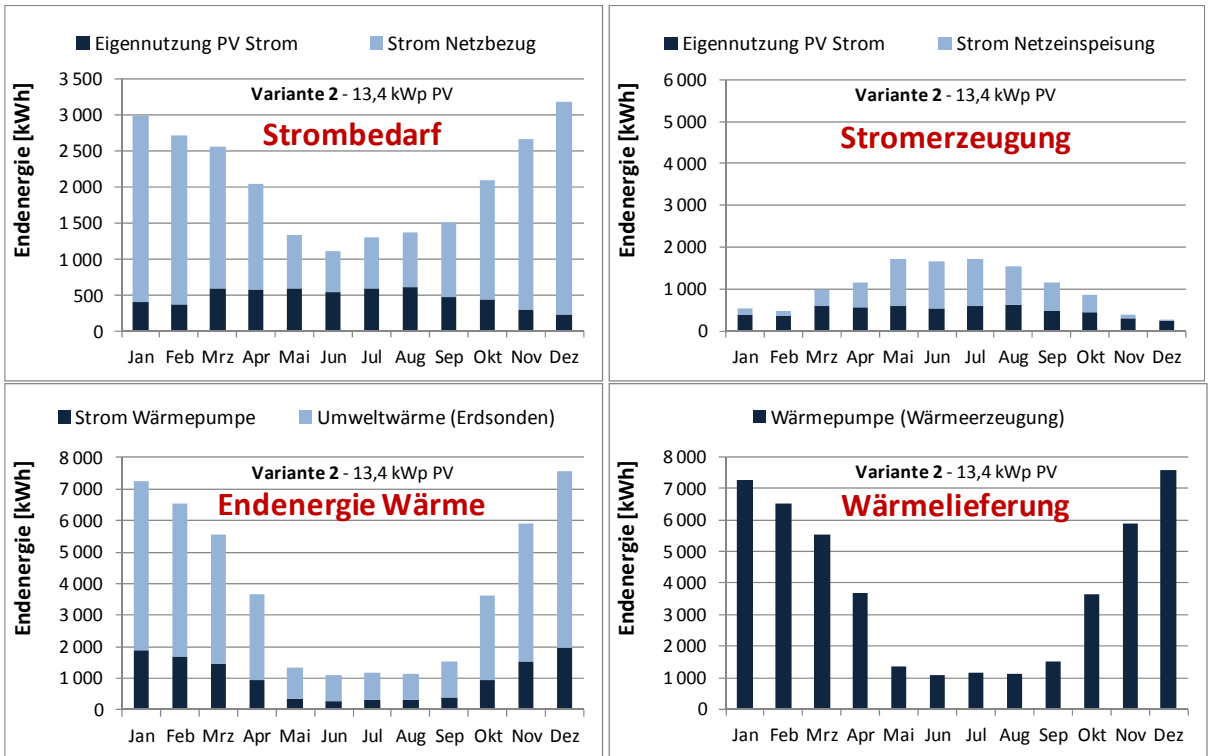


Bild 107 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

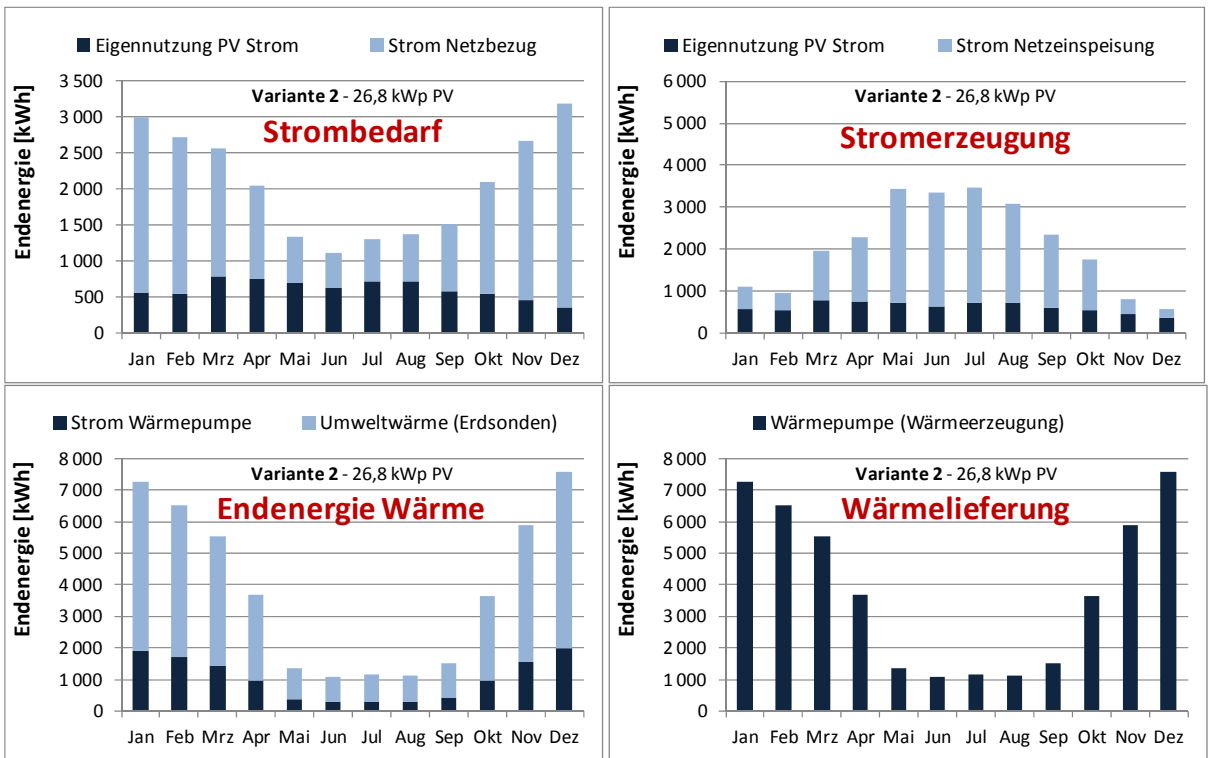


Bild 108 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“

Variante 3 - Neubau

Blockheizkraftwerk (BHKW) und Photovoltaikanlage

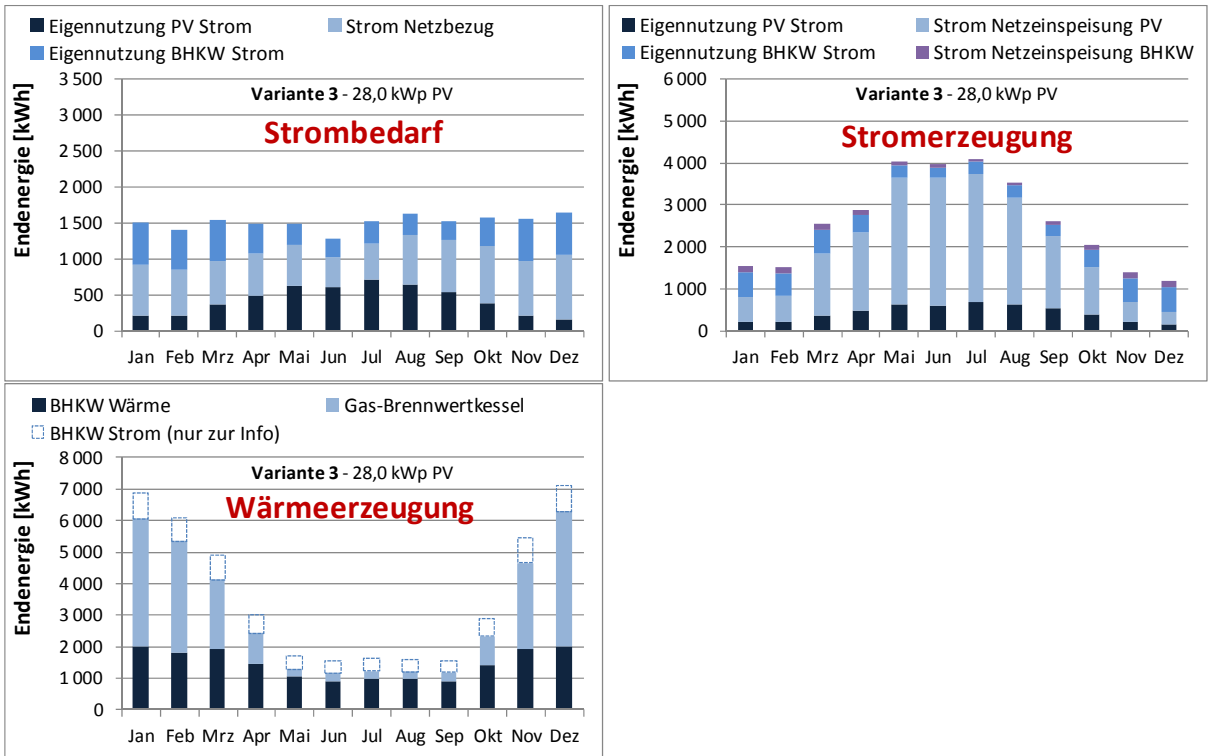


Bild 109 *Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“*

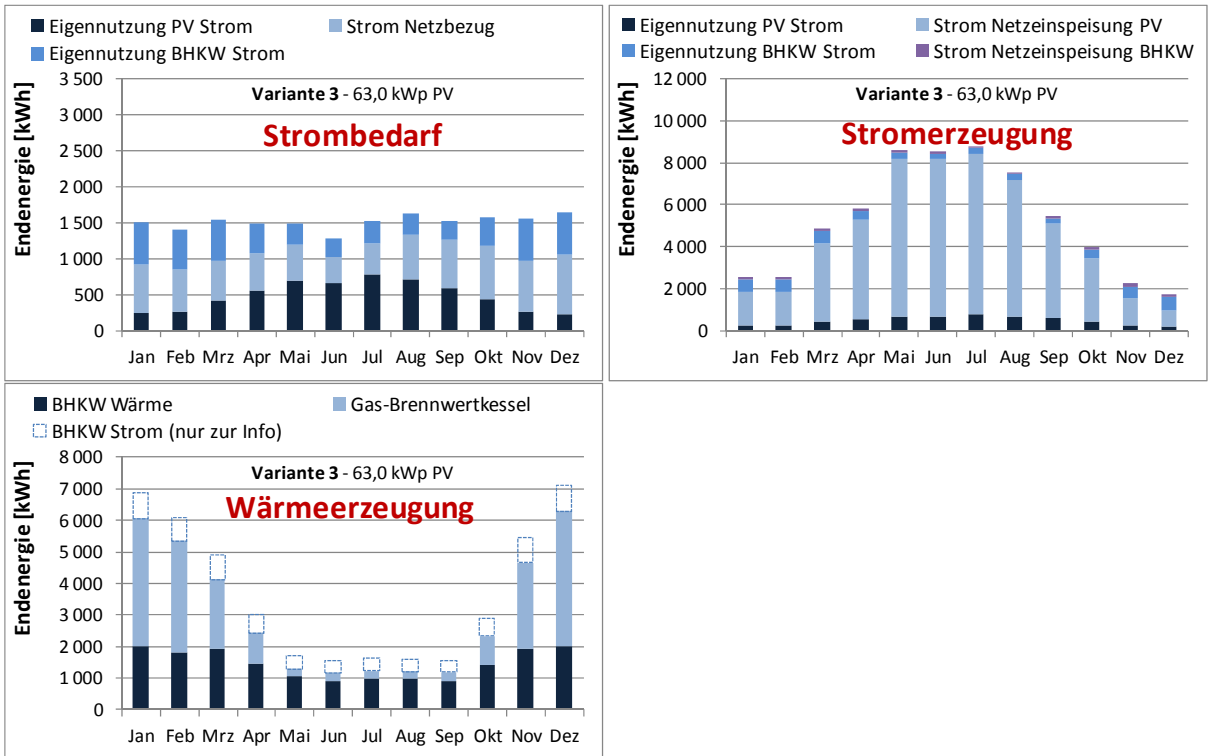


Bild 110 *Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“*

Variante 3 - Sanierung im Bestand
Blockheizkraftwerk (BHKW) und Photovoltaikanlage

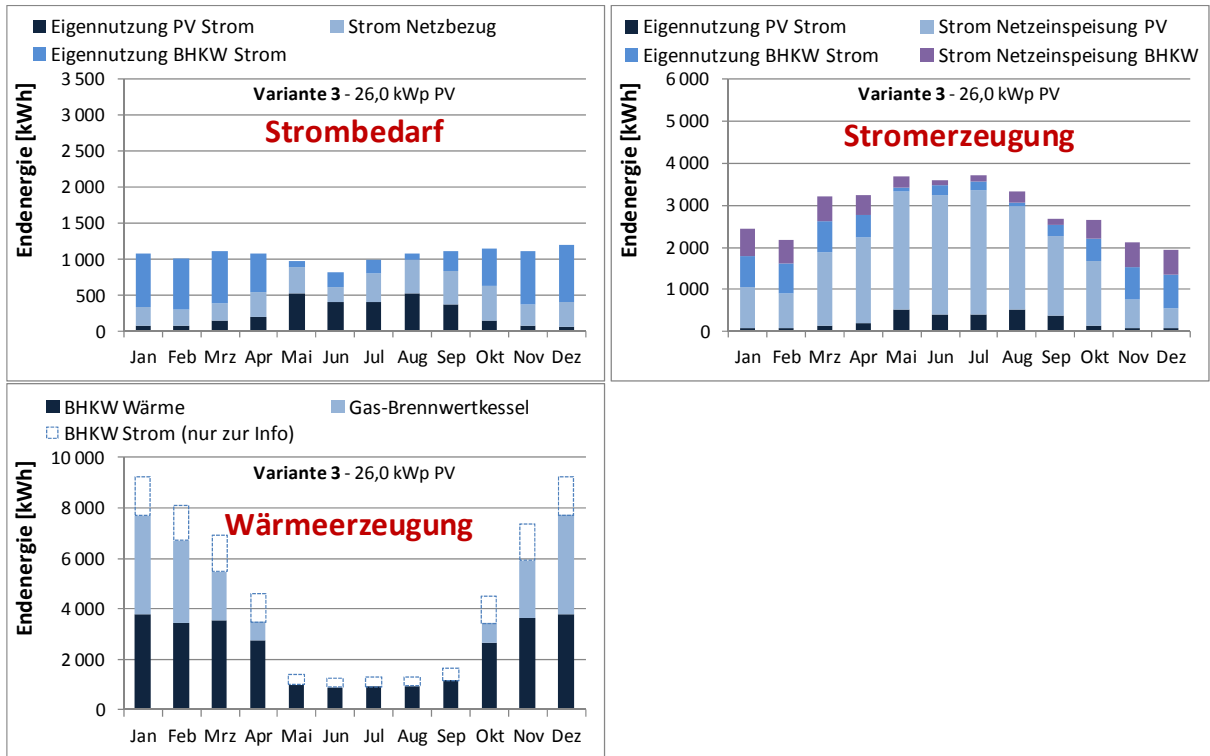


Bild 111 *Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“*

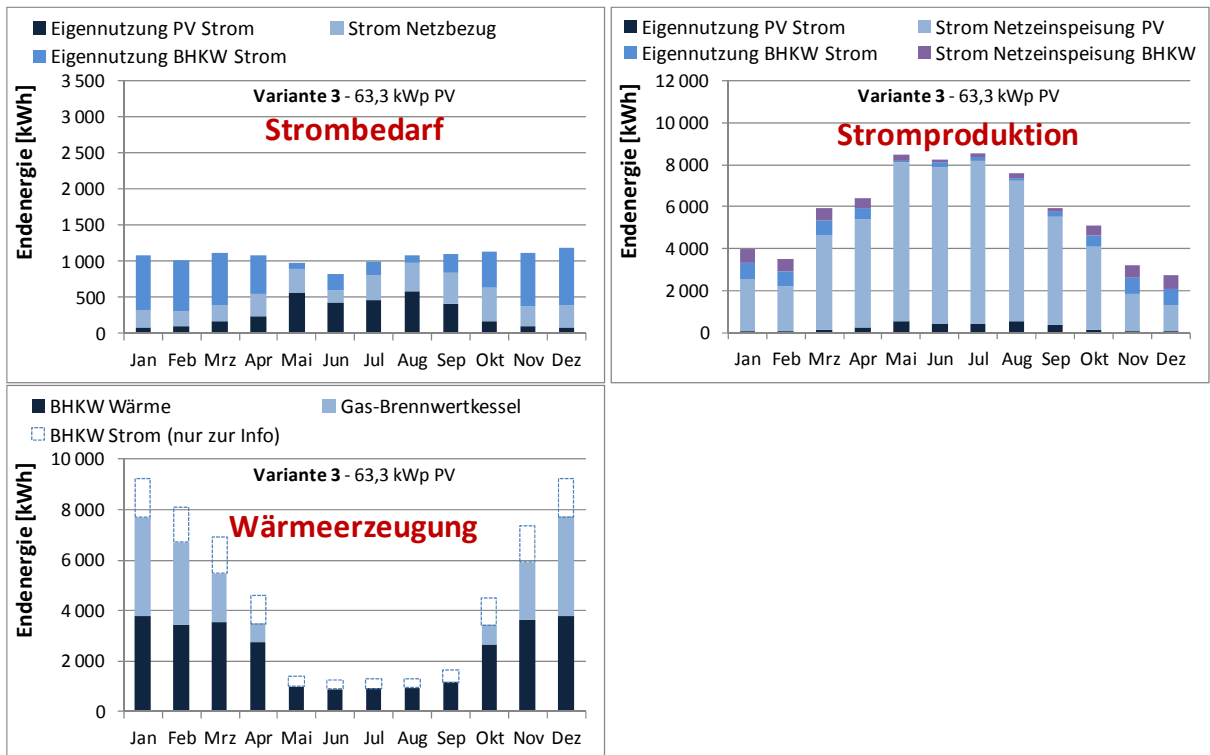


Bild 112 *Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“*

Variante 4 - Neubau

Thermische Solaranlage mit Biomassekessel und Photovoltaikanlage

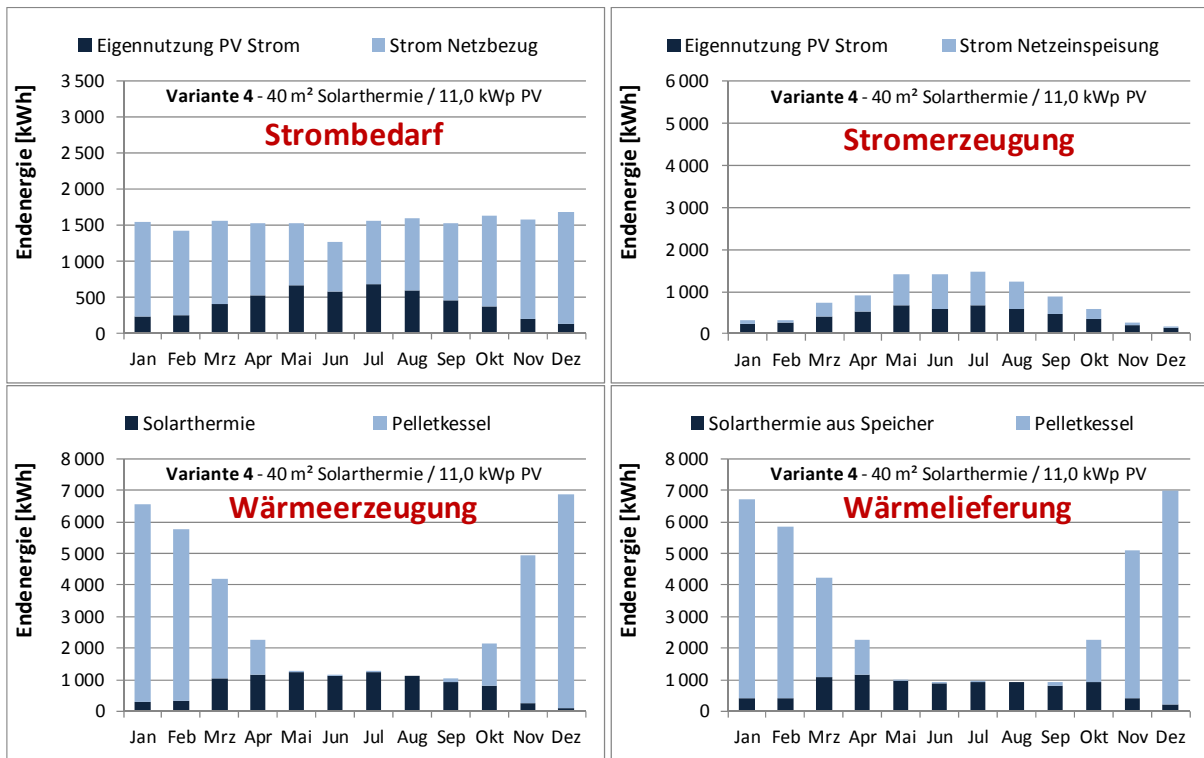


Bild 113 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“

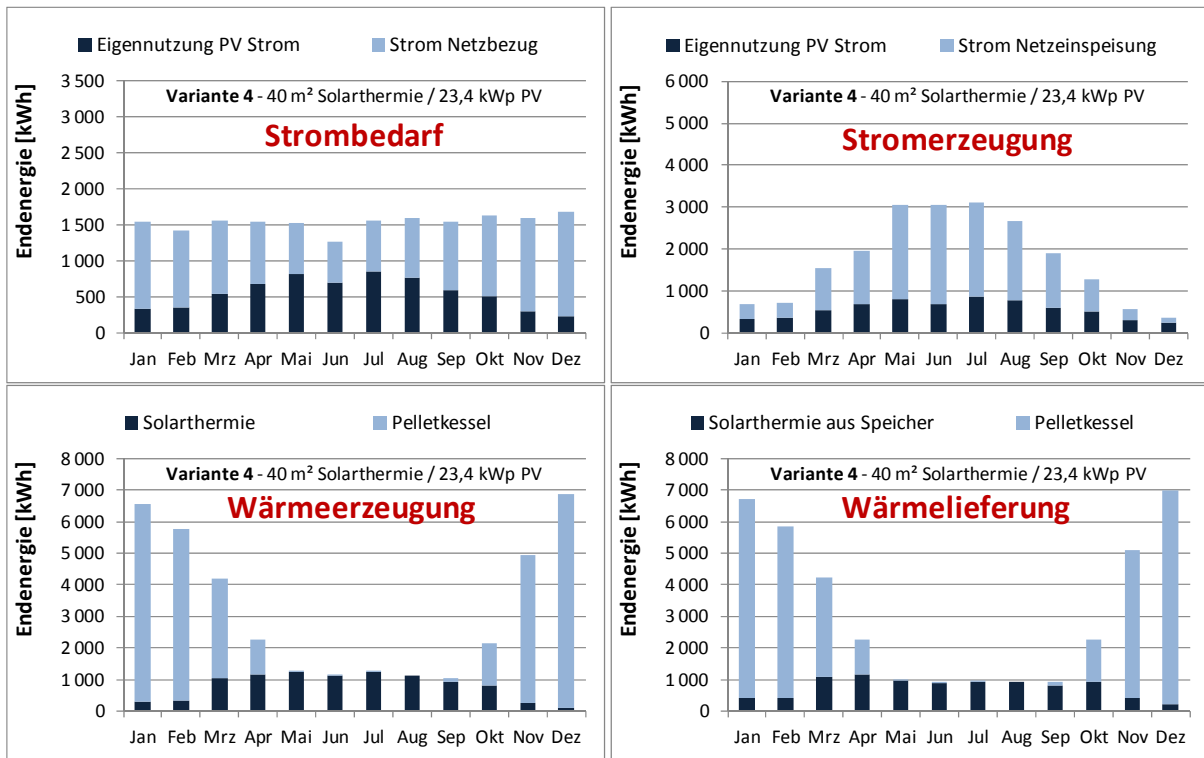


Bild 114 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“

Variante 4 - Sanierung im Bestand

Thermische Solaranlage mit Biomassekessel und Photovoltaikanlage

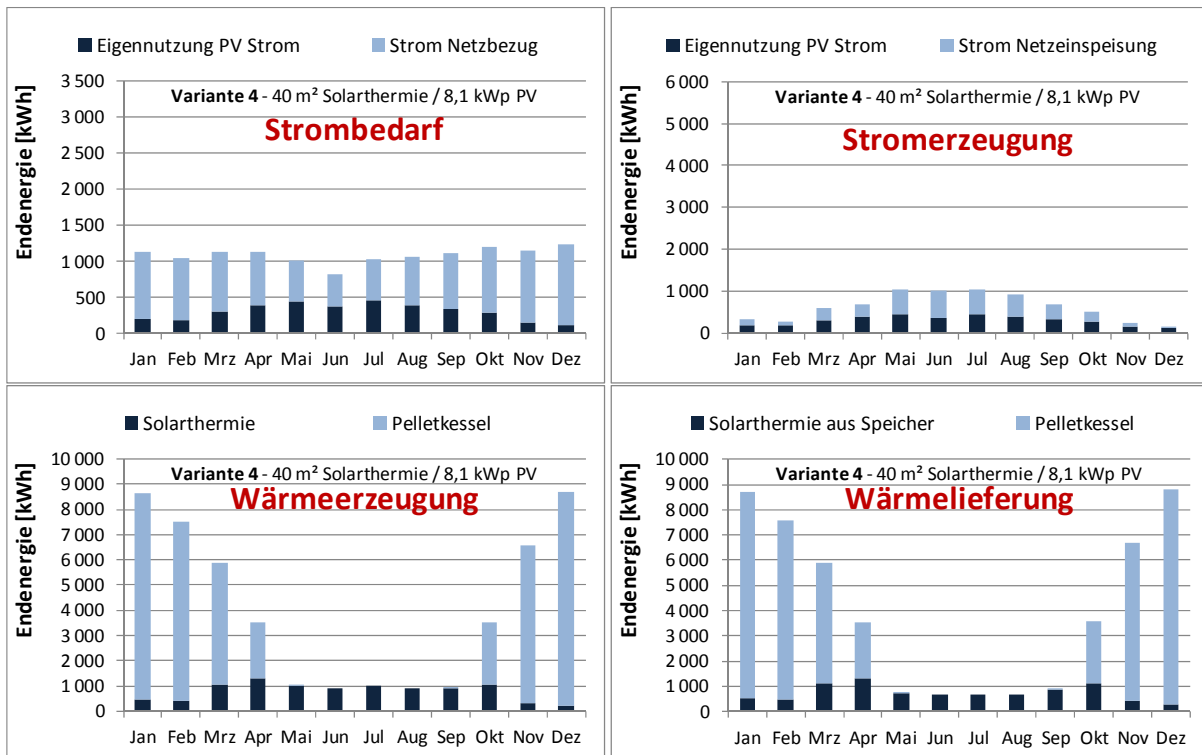


Bild 115 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

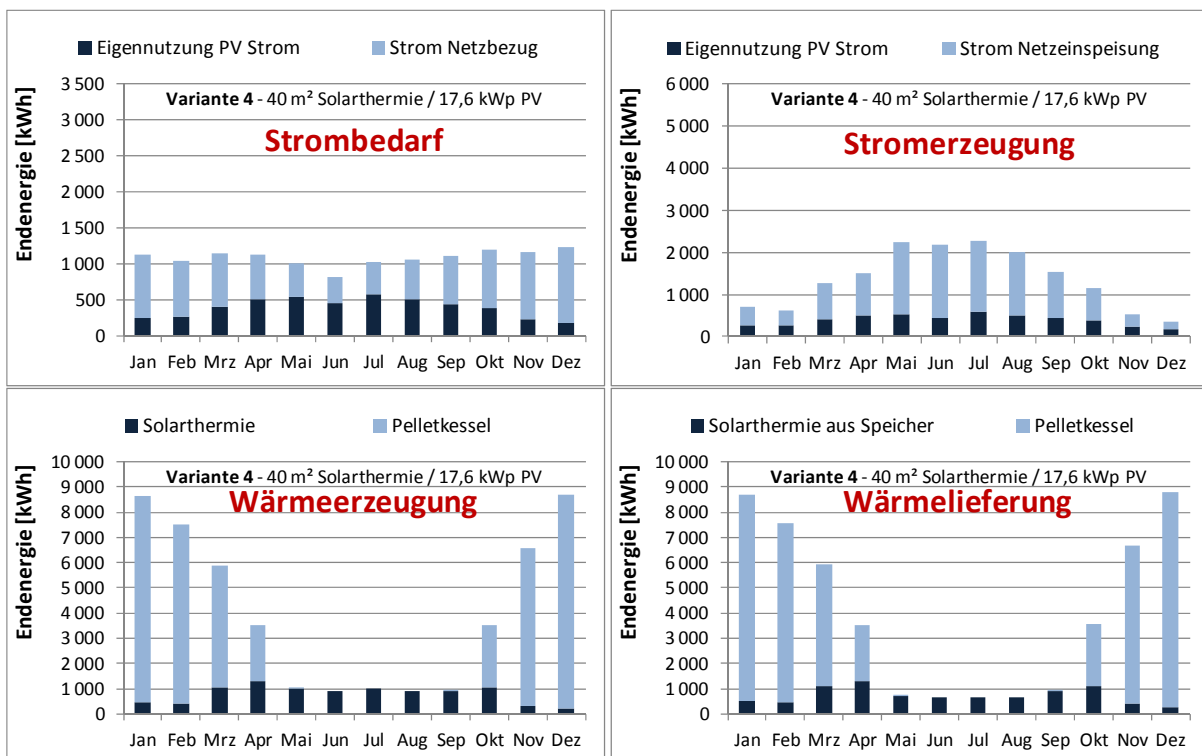


Bild 116 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“

Variante 5 - Neubau

Thermische Solaranlage mit elektrischem Heizstab und Photovoltaikanlage

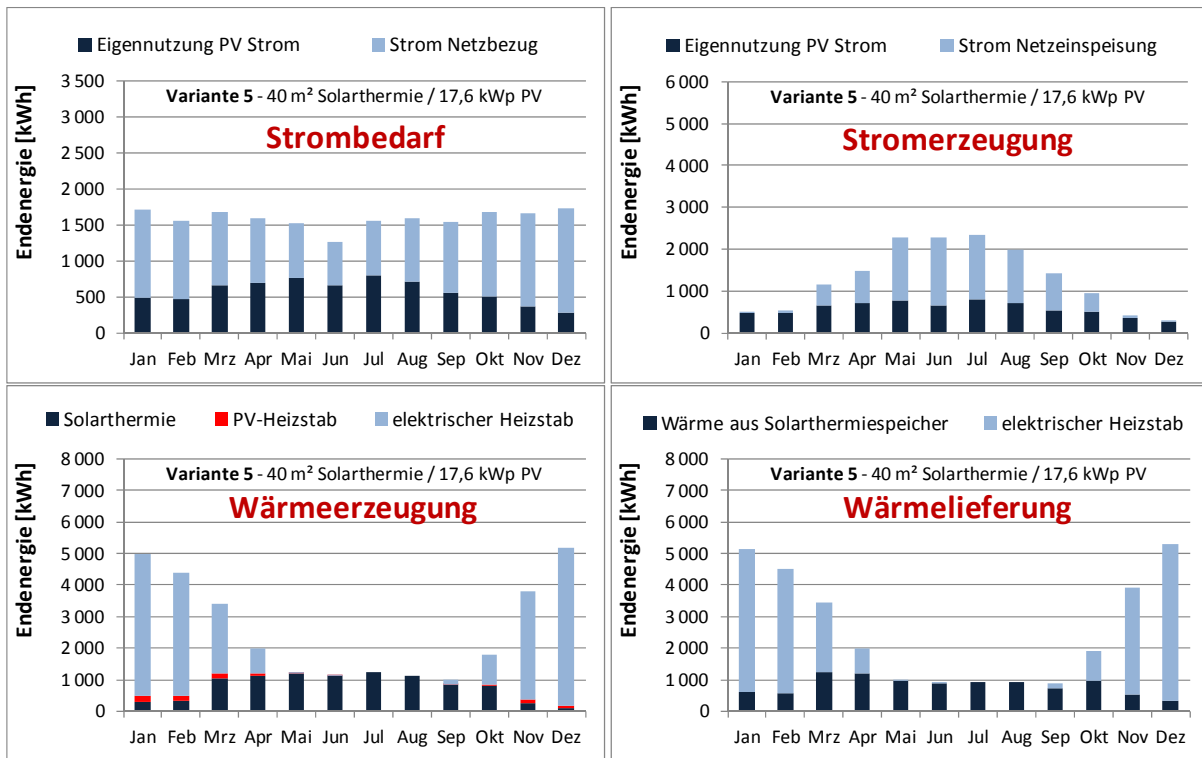


Bild 117 *Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“*

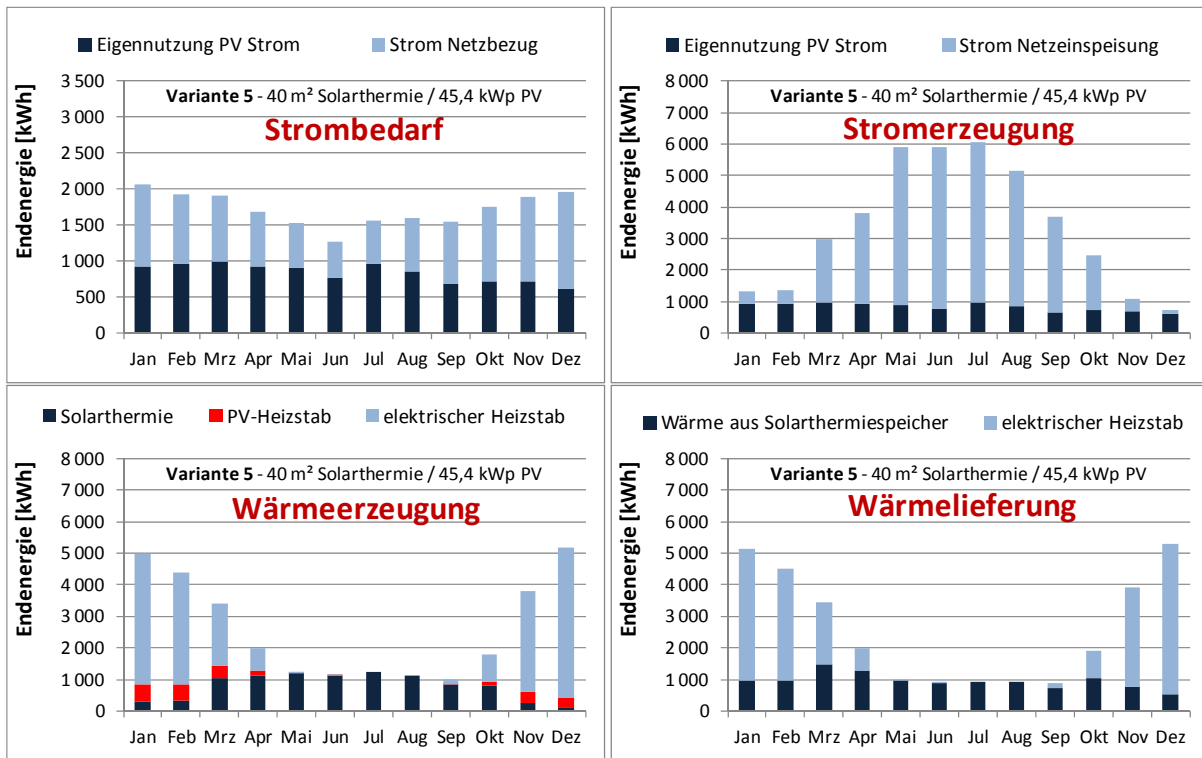


Bild 118 *Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“*

Variante 5 - Sanierung im Bestand

Thermische Solaranlage mit elektrischem Heizstab und Photovoltaikanlage

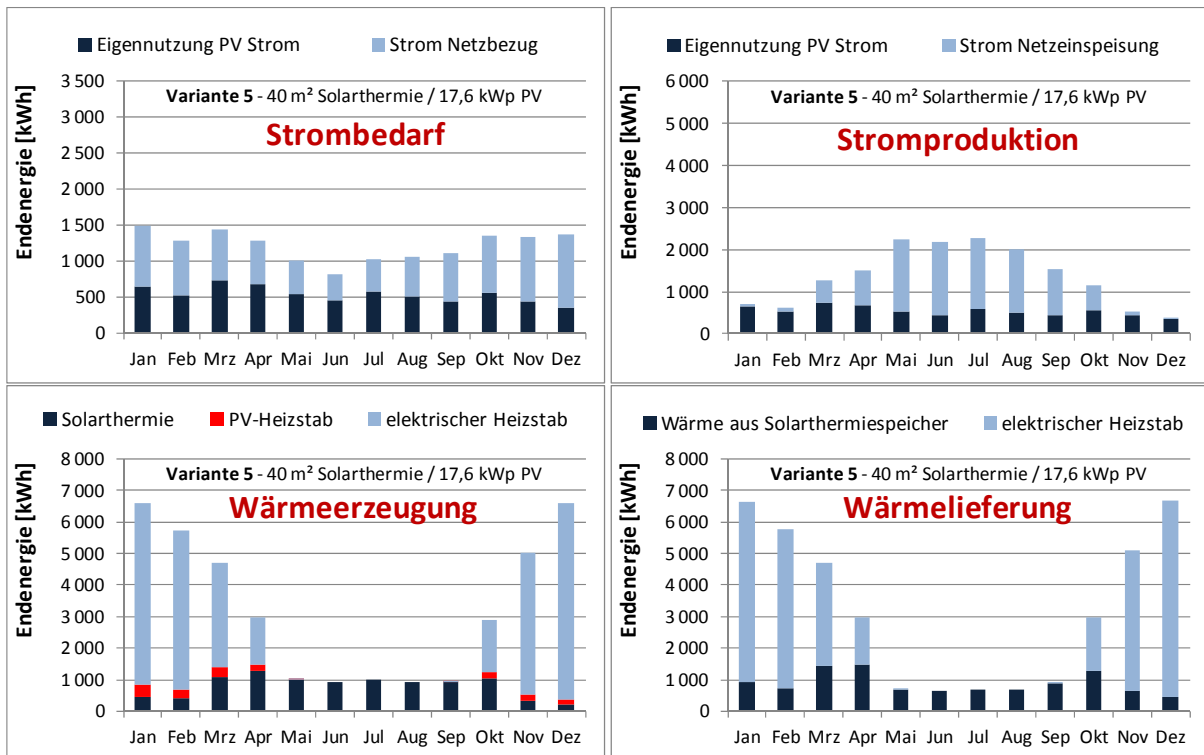


Bild 119 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

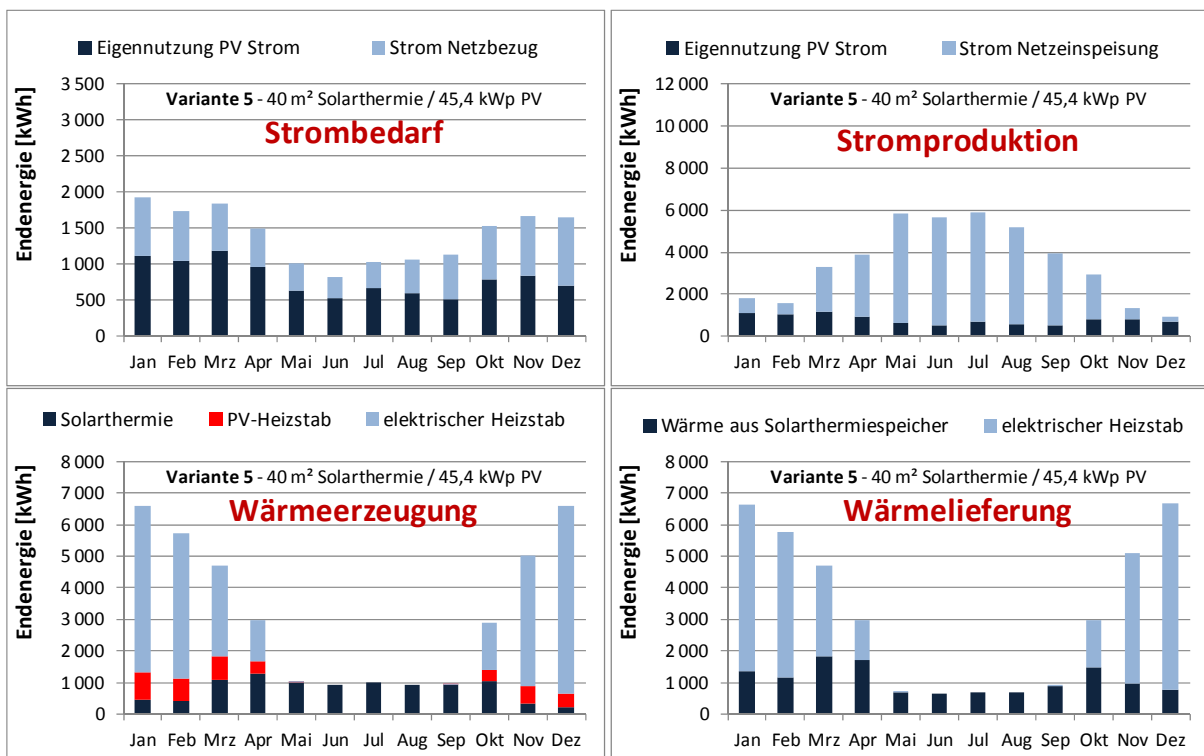


Bild 120 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“

Variante 6 - Neubau

Fernwärmeversorgung und Photovoltaikanlage

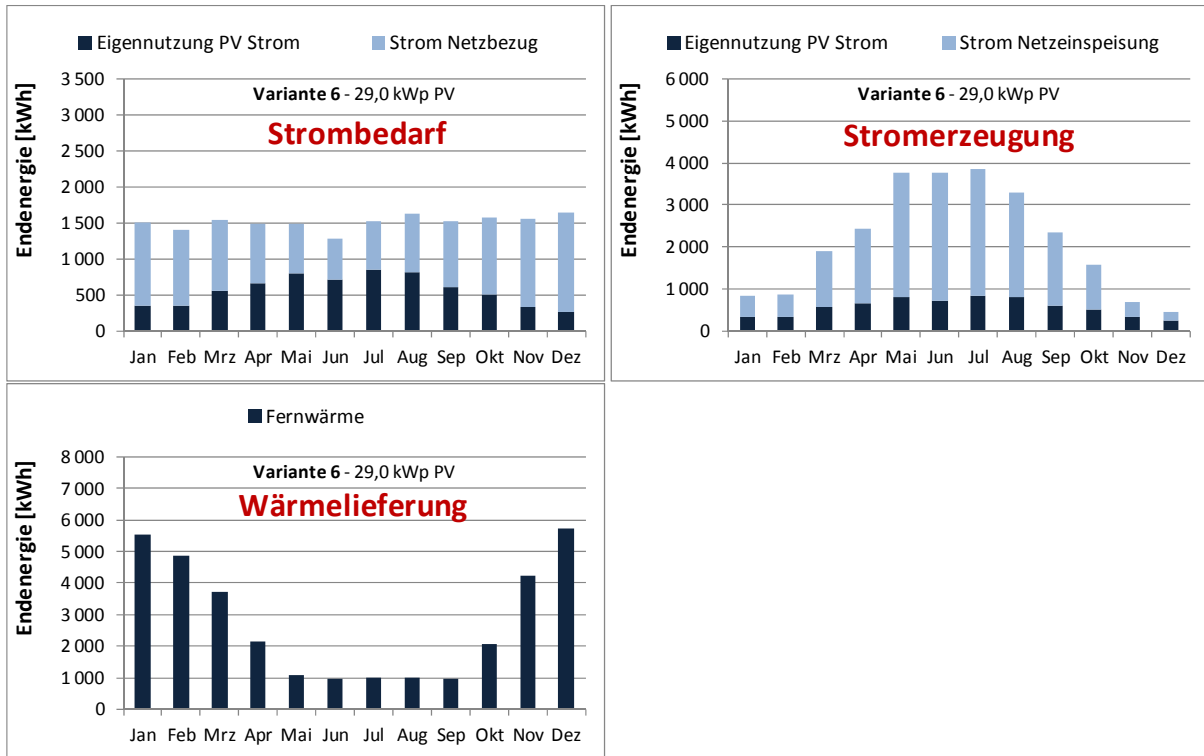


Bild 121 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“

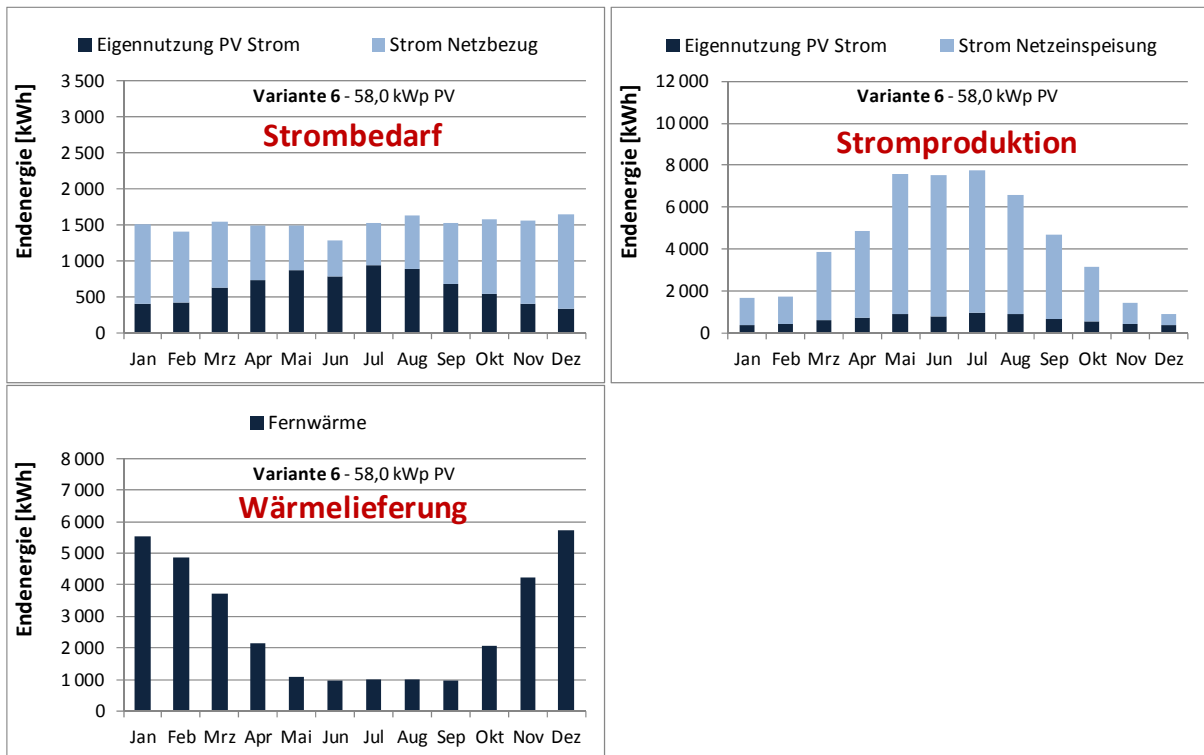


Bild 122 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“

Variante 6 - Sanierung im Bestand
 Fernwärmeversorgung und Photovoltaikanlage

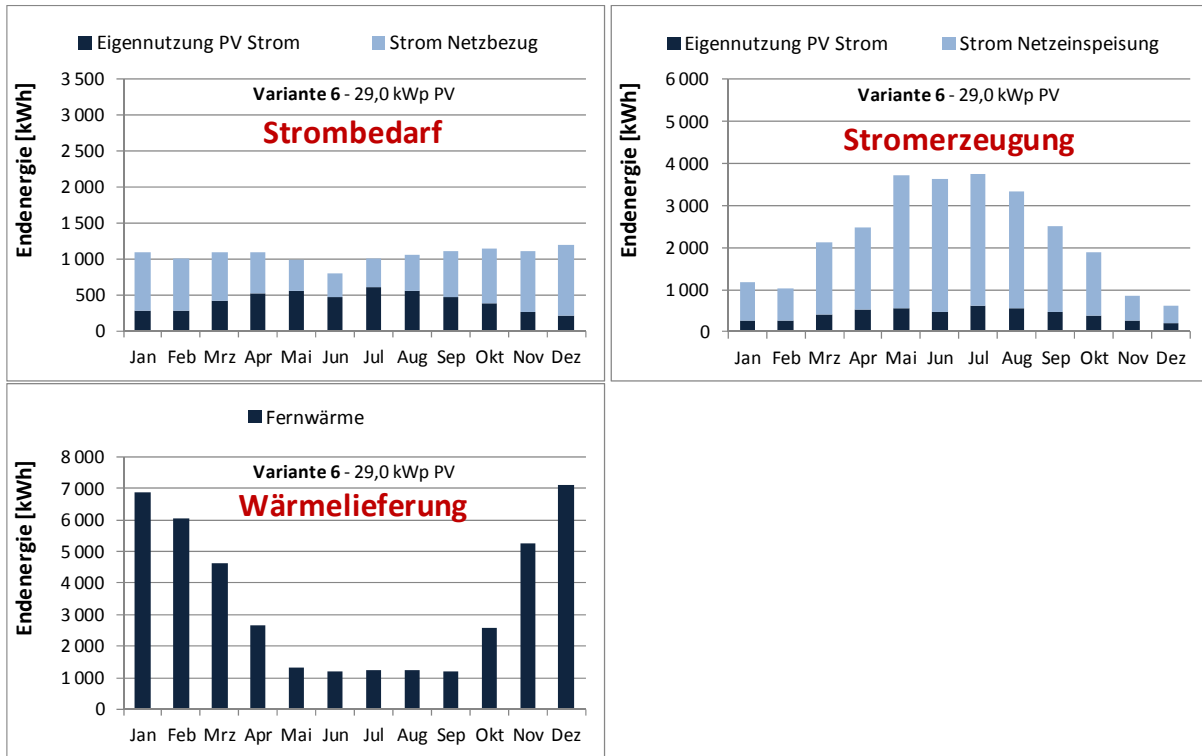


Bild 123 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

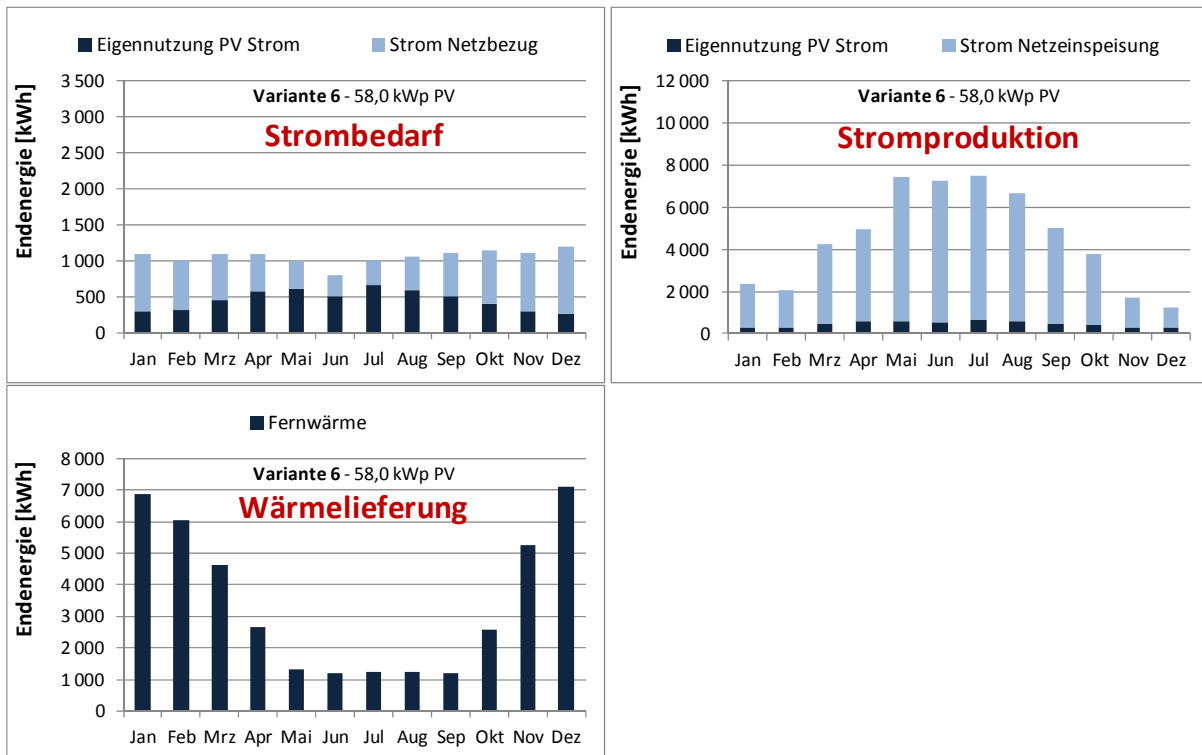


Bild 124 Monatliche Endenergiebilanzen Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“

4.2 Detailbetrachtung Solarthermie und Photovoltaik

In den nachstehenden Unterkapiteln werden die beiden Solarsysteme (Solarthermie und Photovoltaik) näher betrachtet. In einem ersten Schritt erfolgt die Gegenüberstellung der belegten Dachflächen. Anschließend werden die solarthermischen Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf dargestellt. Der letzte Abschnitt beschäftigt sich mit den Eigenstromnutzungsanteilen sowie den Anteilen der Netzeinspeisung der Photovoltaikanlagen. Die im Diagramm angegebenen Kürzel (z.B. V1) stehen für die entsprechenden Varianten:

Variante 1 (V1) - Thermische Solaranlage mit Gas-Brennwertkessel und Photovoltaikanlage

Variante 2 (V2) - Elektrische Wärmepumpe mit Erdsonden und Photovoltaikanlage

Variante 3 (V3) - Blockheizkraftwerk (BHKW) und Photovoltaikanlage

Variante 4 (V4) - Thermische Solaranlage mit Biomassekessel und Photovoltaikanlage

Variante 5 (V5) - Thermische Solaranlage mit elektrischem Heizstab und Photovoltaikanlage

Variante 6 (V6) - Fernwärmeversorgung und Photovoltaikanlage.

4.2.1 Belegung der Dachflächen

Um die geforderten Deckungsanteile zu erreichen, werden dementsprechend die Anlagengrößen konfiguriert. Anhand der Auslegung ergeben sich die in Bild 125 und Bild 126 dargestellten Flächengrößen für die Solarthermie- und Photovoltaikanlagen für die Einfamilienhäuser und in Bild 127 und Bild 128 für die Mehrfamilienhäuser. In Bezug auf die PV-Anlage wird in Kapitel 0 der spezifische Flächenbedarf mit $6,83 \text{ m}^2/\text{kWp}$, basierend auf einem polykristallinen PV-Modul mit einer Leistung von 240 W, festgelegt.

Bei der Betrachtung der resultierenden Dachflächenbelegung ergibt sich, dass nicht alle Varianten in der Praxis umsetzbar sind. Zur Bewertung sind die jeweiligen maximalen Dachflächen (für Pultdach und Satteldach) in den Diagrammen angegeben. Dabei ist kein Dachüberstand bei den Gebäuden berücksichtigt. Eine Fassadenintegration wird ebenfalls nicht bewertet.

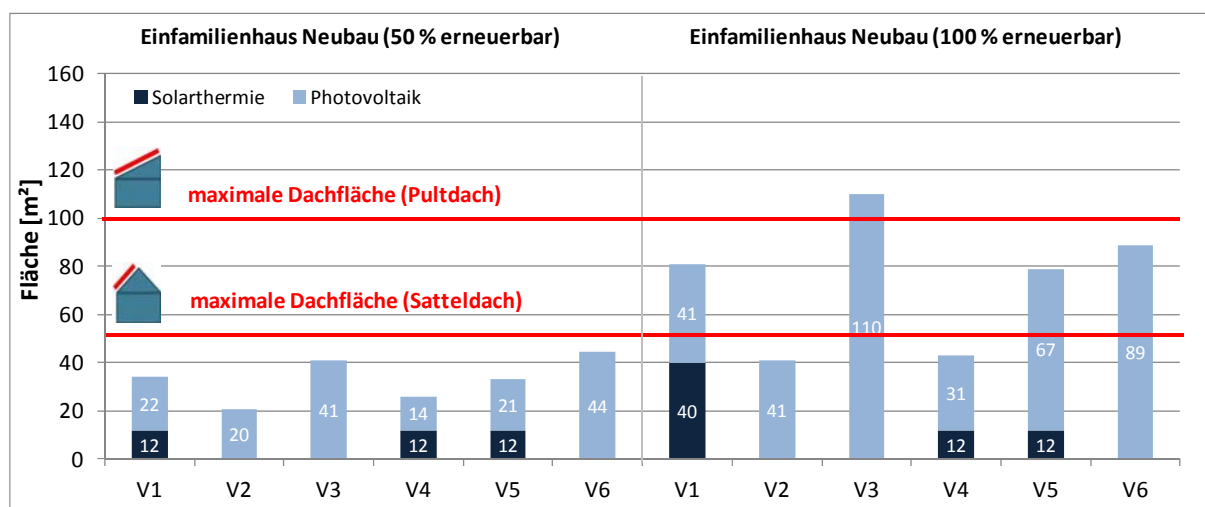


Bild 125 Verfügbarkeit der Dachflächen Einfamilienhaus Neubau „50 und 100 % erneuerbar“

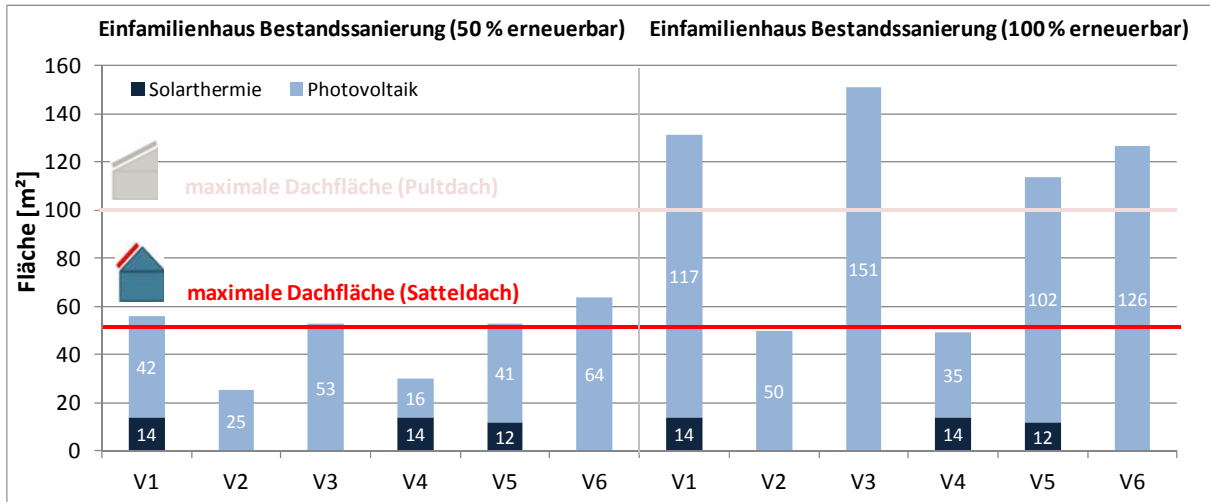


Bild 126 Verfügbarkeit der Dachflächen Einfamilienhaus Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

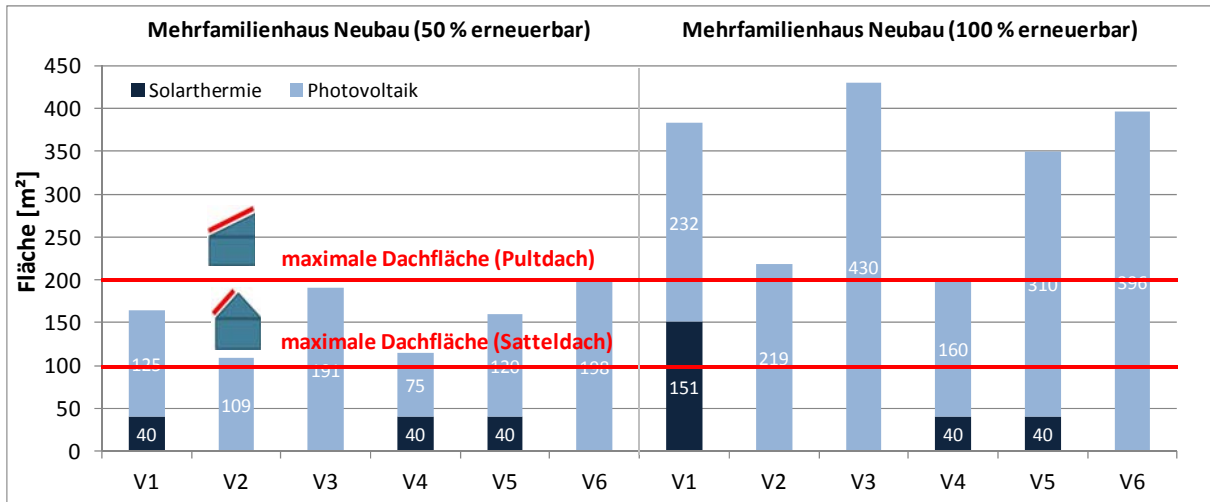


Bild 127 Verfügbarkeit der Dachflächen Mehrfamilienhaus Neubau „50 und 100 % erneuerbar“

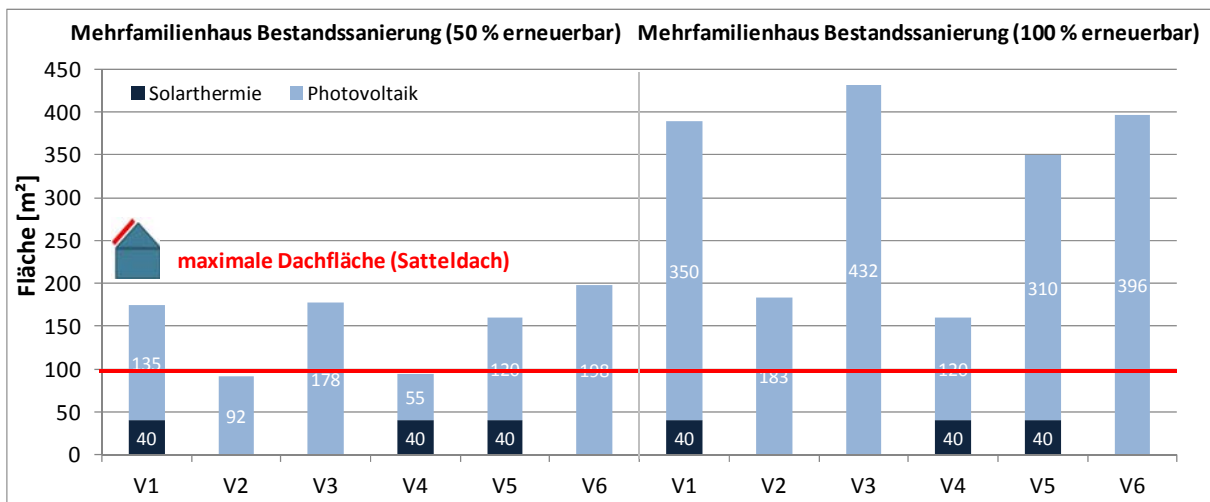


Bild 128 Verfügbarkeit der Dachflächen Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

Bei einem Vergleich der Anlagenleistungen wird bei der solarthermischen Anlage die allgemein definierte Umrechnung angewendet, d.h. ein Quadratmeter Solarthermiefläche entspricht einer Leistung von 0,7 kWp. Im Vergleich ergeben sich die in Bild 129 bis Bild 130 dargestellten Anlagenleistungen für den Neubau und die Bestandssanierung bei Ein- und Mehrfamilienhäusern.

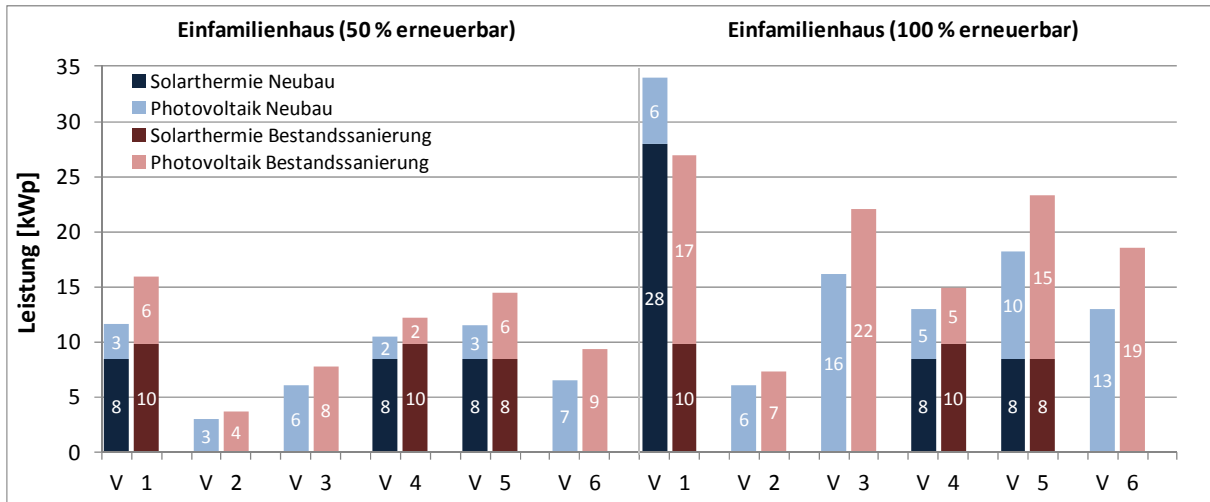


Bild 129 Leistung Solarthermie- und PV-Anlage Einfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

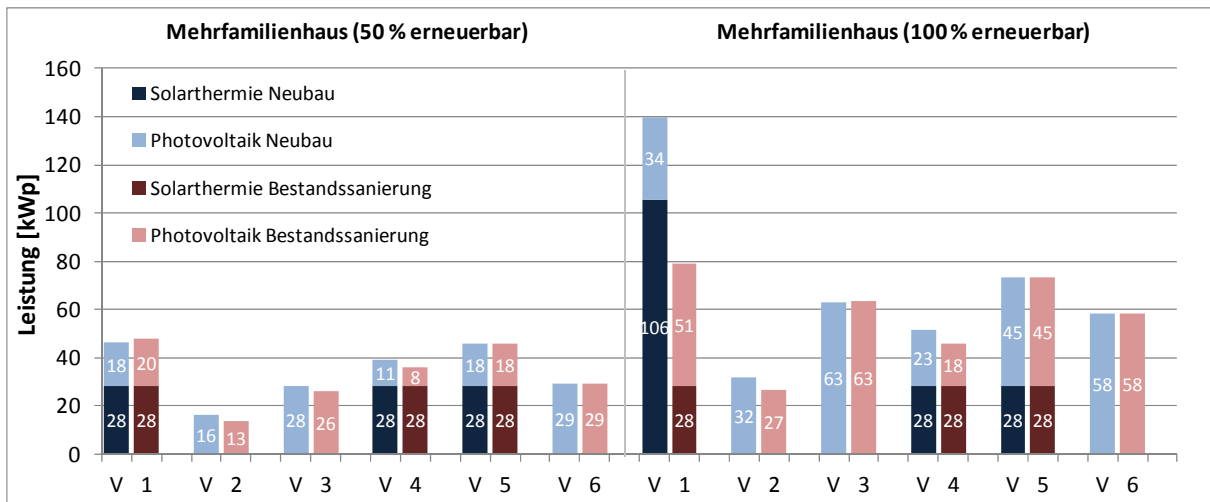


Bild 130 Leistung Solarthermie- und PV-Anlage Mehrfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

4.2.2 Solarthermische Anlage – solarer Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf

In Bild 131 und Bild 132 sind die solarthermischen Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf für die Ein- und Mehrfamilienhäuser dargestellt. Dabei erreichen die solaren Kombianlagen im Neubau einen Anteil von ca. 30 % und im Bestand von ca. 20 %. Bei Umsetzung des „Sonnenhaus-Konzeptes“ im Neubau bei Variante 1 (ST, Gaskessel, PV) im Szenario „100 % erneuerbar“ liegt der solare Deckungsanteil bei ca. 70 %. Der verbleibende Anteil wird in diesem Fall durch einen Gas-Brennwertkessel gedeckt.

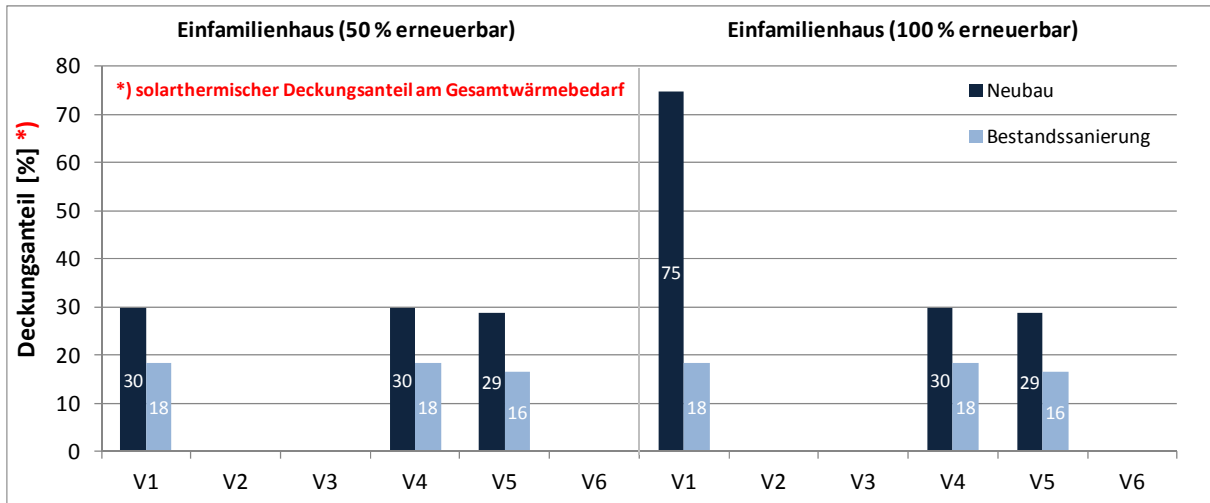


Bild 131 Solarthermischer Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf Einfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

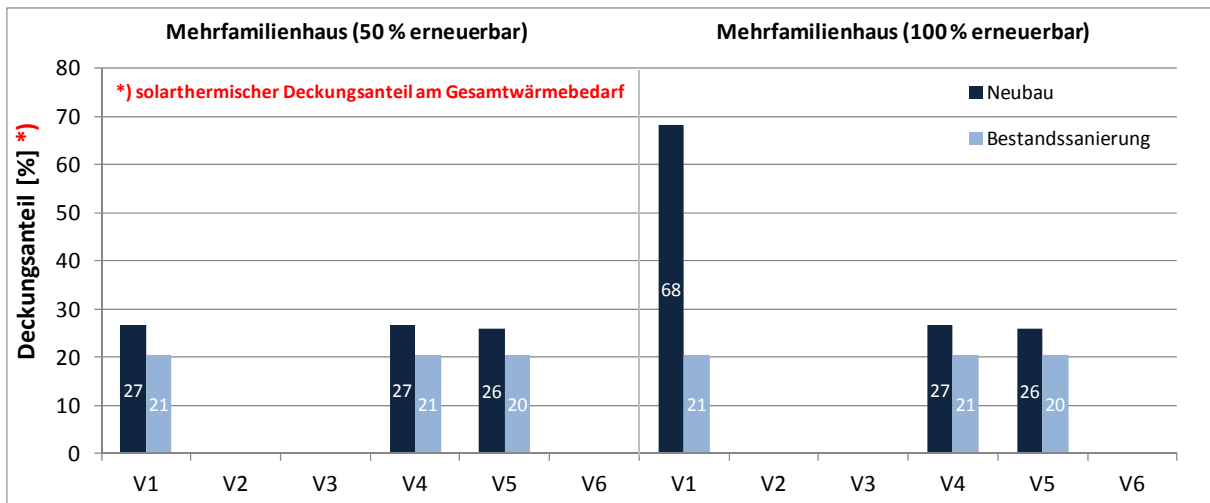


Bild 132 Solarthermischer Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf Mehrfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

4.2.3 Solarthermische Anlage – spezifischer solarer Nutzwärmeertrag

Der spezifische Nutzwärmeertrag einer thermischen Solaranlage ist die Summe aller Energien, die von der Solaranlage an die einzelnen Bedarfsnetze (Raumheizung, Trinkwassererwärmung) abgegeben werden. Er berücksichtigt dabei alle Wärmeverluste der Solarkomponenten (Rohrleitung, Solarspeicher, etc.). Es handelt sich dabei nicht, um die Energie, die vom Kollektorfeld geliefert wird.

Eine thermische Solaranlage wird bei Variante 1 (ST, Gaskessel, PV), Variante 4 (ST, Holzpelletkessel, PV) und Variante 5 (ST, elektr. Heizstab, PV) berücksichtigt. Da in diesen Varianten eine solare Heizungsunterstützung erfolgt, fällt der spezifische solare Nutzwärmeertrag, gegenüber der reinen Trinkwassererwärmung, geringer aus. Bild 133 und Bild 134 zeigen die jeweiligen spezifischen Kennwerte. Diese liegen im Bereich zwischen 150 und 200 kWh/m²a.

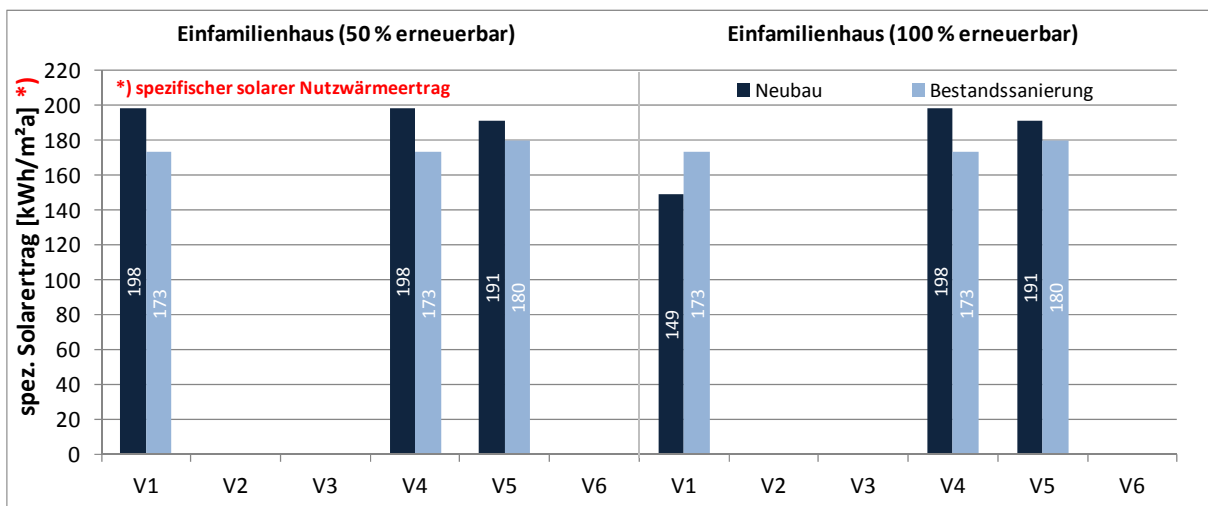


Bild 133 Spezifischer solarer Nutzwärmeertrag Einfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

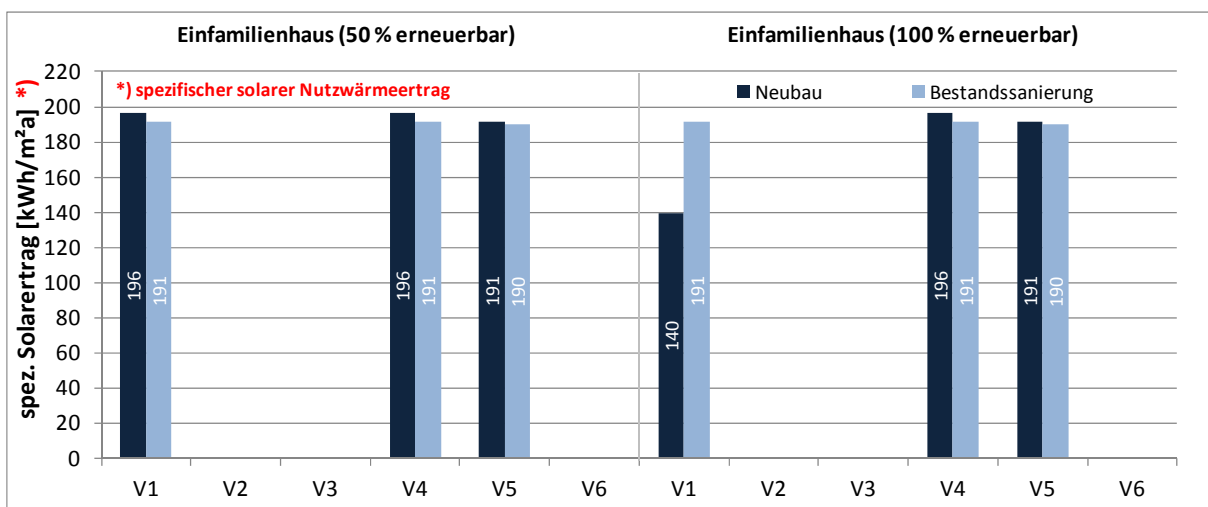


Bild 134 Spezifischer solarer Nutzwärmeertrag Mehrfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

4.2.4 Photovoltaikanlage – PV Eigenstromnutzung

Zur Ermittlung des Eigenstromanteils werden der Gesamtstrombedarf und die Stromerzeugung der PV-Anlage gegenübergestellt. Dabei hängt der Bedarf von der Art und der Anzahl der Elektrogeräte, der Personenzahl und den Gewohnheiten der Nutzer ab. Dies wird durch das generierte Haushaltsstromlastprofil und ggf. durch den Einsatz einer elektrischen Wärmepumpe abgebildet. Anhand des verwendeten Wetterdatensatzes sowie der definierten Anlagengröße erfolgt die Bestimmung der erzeugten Energiemenge.

Aus den Anlagensimulationen ergeben sich die in Bild 135 und Bild 136 dargestellten PV Eigenstromnutzungsanteile. Je nach Anlagengröße variiert der Anteil zwischen 4 und 50 %. Allgemein gilt jedoch: je größer die Anlagenleistung, desto geringer der Eigenstromnutzungsanteil.

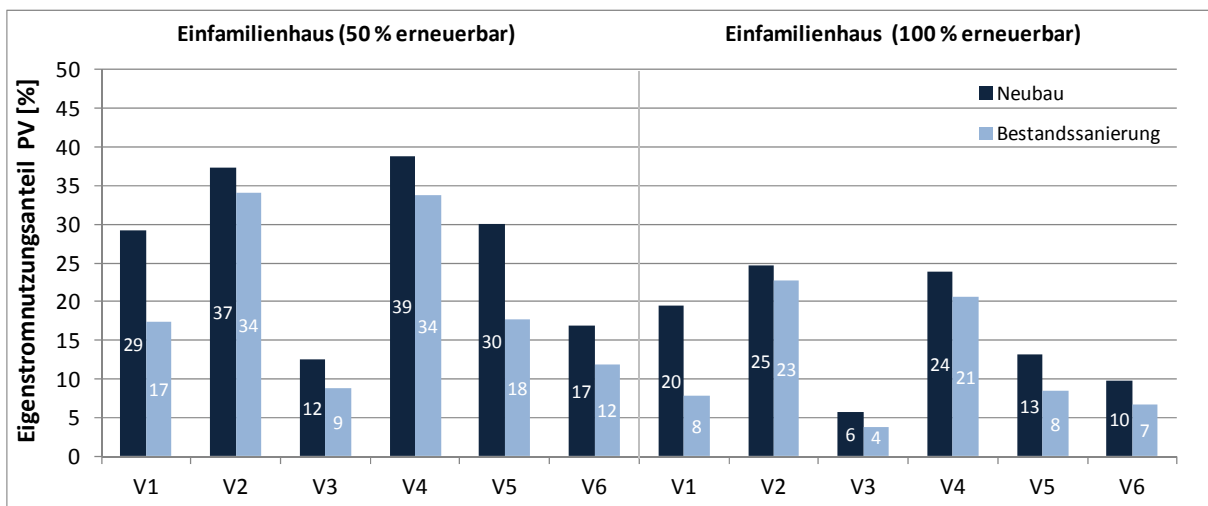


Bild 135 PV Eigenstromnutzungsanteile Einfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

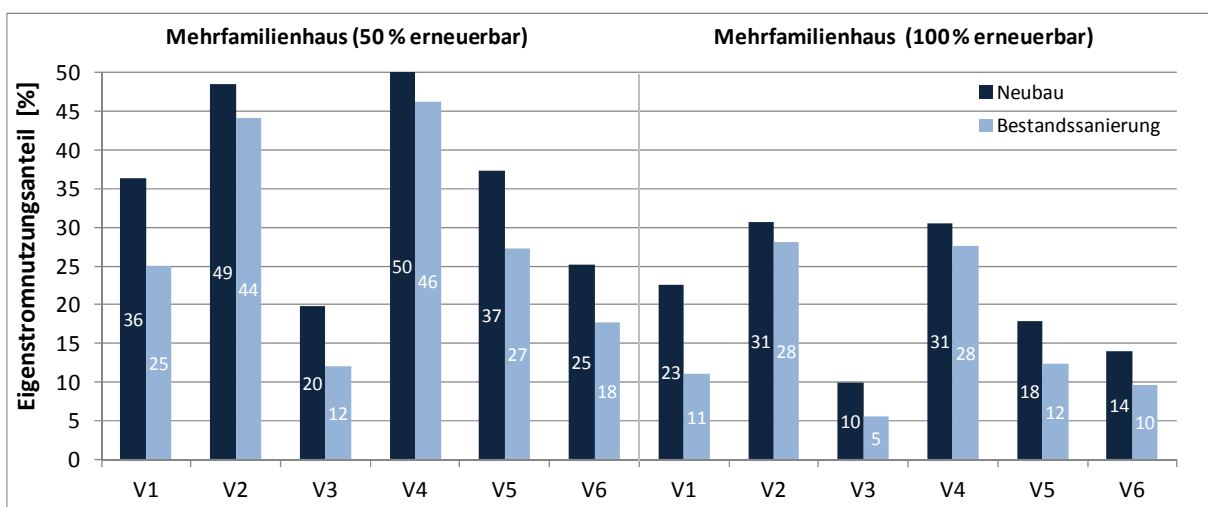


Bild 136 PV Eigenstromnutzungsanteile Mehrfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

4.2.5 Photovoltaikanlage – Anteil PV-Strom Netzeinspeisung

Der von der PV-Anlage erzeugte Strom kann zum einen im Gebäude selbst genutzt werden, der überschüssige Strom wird in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. Dieser Anteil ist für die Einfamilienhäuser in Bild 137 und für die Mehrfamilienhäuser in Bild 138 dargestellt. Generell liegt der Bereich zwischen 45 und 90 %. Je kleiner dieser Anteil ausfällt, desto kleiner ist auch die Leistung der PV-Anlage.

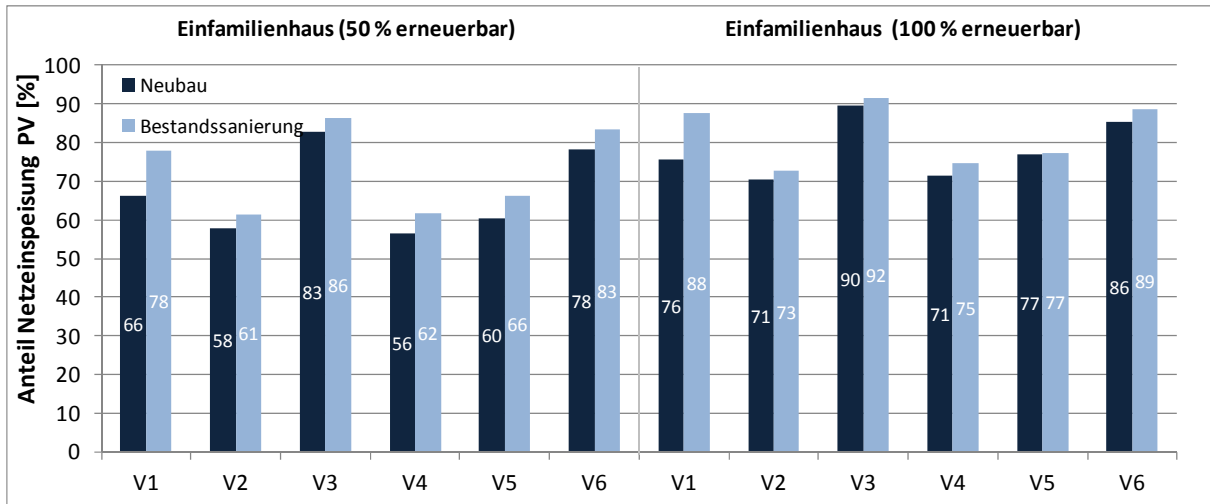


Bild 137 Anteil Netzeinspeisung des erzeugten PV-Stroms Einfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

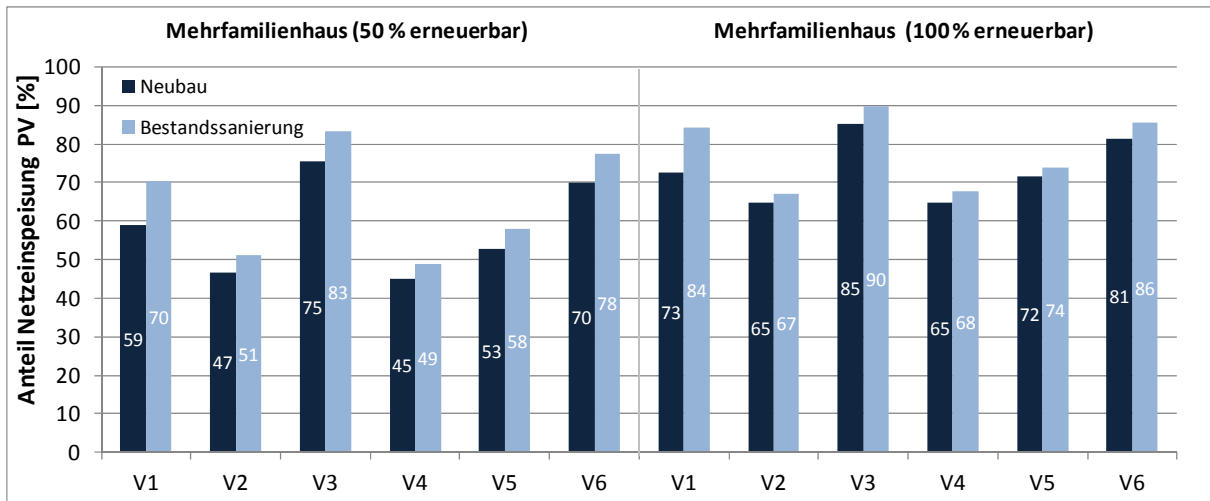


Bild 138 Anteil Netzeinspeisung des erzeugten PV-Stroms Mehrfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

5 Kostenermittlung Systemvarianten (AP 4)

In Kapitel 2.3.7 „Kostenvergleich und Kostenprognose“ wird die Vorgehensweise zur Ermittlung der Investitionskosten erläutert. Dabei werden die Kosten der benötigten Komponenten im Rahmen einer Kostenschätzung ermittelt. Die Kosten für die Anlagentechnik der Varianten orientieren sich am Markt, diese können jedoch regional unterschiedlich ausfallen. Die angesetzten Kosten sind zwischen den Projekt- und Industriepartnern abgestimmt.

Nach Ermittlung der Investitionskosten für die Anlagenkomponenten wird bei den Einfamilienhäusern ein Zuschlag für Unvorhergesehenes von 5 % und bei den Mehrfamilienhäusern von 10 % berücksichtigt. Nach Rücksprache mit den Projektbeteiligten werden bei den Einfamilienhäusern keine Planungskosten einkalkuliert, bei den Mehrfamilienhäusern ein Planungshonorar von 10 % der Investitionskosten. Bild 139 zeigt beispielhaft die Kostenschätzung von Variante 1 - Thermische Solaranlage mit Gas-Brennwertkessel und Photovoltaikanlage im Einfamilienhaus Neubau, Szenario „50 % erneuerbar“. Alle Investitionskosten können dem ausführlichen Anhang entnommen werden.

	Menge	Einzelpreis €	Gesamtpreis €
Wärmeerzeugung			
Gas-Brennwert-Therme (10 kW) mit Regelung, Zubehör und Abgassystem			3 800 €
Hydraulische Einbindung, Zubehör			1 000 €
Solaranlage inkl. Brauchwasserspeicher zur Heizungsunterstützung und WWB	12 m ²	745 €/m ²	8 940 €
Gasanschluss (10 m)			2 500 €
PV-Anlage			
PV-Module inkl. Montage und Verkabelung im Feld PV-Module Aufdachmontage inkl. Wechselrichter, Einspeisestation, Aufdachmontage	3.2 kWp	1 800 €/kWp	5 800 €
Batterie-Anlage			€
Unvorhergesehenes		5%	1 102 €
Summe			23 142 €
Planung		0%	€
Gesamtsumme Investition	netto		23 142 €
Gesamtsumme mit MWSt.	19%		27 539 €

Bild 139 Investitionskostenschätzung – Beispiel Variante 1 - Thermische Solaranlage mit Gas-Brennwertkessel und Photovoltaikanlage im Einfamilienhaus Neubau, Szenario „50 % erneuerbar“

5.1 Ermittlung der Investitionskosten (Einfamilienhaus)

Einfamilienhaus Neubau – Szenario 50 % erneuerbar

Die Investitionskosten der Systemvarianten der Einfamilienhäuser im Neubau Szenario 50 % erneuerbar sind in Bild 140 dargestellt. Dabei liegen Variante 1 (ST, Gaskessel, PV), Variante 2 (WP, Erdsonden, PV) und Variante 6 (Fernwärme, PV) auf gleichem Kostenniveau. Deutlich günstiger (ca. 25 %) ist Variante 5 (ST, elektr. Heizstab, PV) aufgrund der geringen Investitionskosten für den elektrischen Heizstab. Am teuersten ist Variante 3 (BHKW, PV). Die um den Faktor 1,6 höheren Investitionskosten ergeben sich durch den hohen Anschaffungspreis für das Mikro-Blockheizkraftwerk. Variante 4 (ST, Holzpelletkessel, PV) liegt ca. 15 % über dem mittleren Kostenniveau. An dieser Stelle wird noch einmal erwähnt, dass keine baulichen Maßnahmen, wie z.B. der Platzbedarf für ein Holzpelletlager oder die Integration des solarthermischen Speichers, berücksichtigt werden. Ohne Variante 3 (BHKW, PV) liegen die Bruttoinvestitionskosten für die Wärme- und Stromerzeugung im Mittel bei ca. **27.000 €**.

Einfamilienhaus Neubau – Szenario 100 % erneuerbar

Bild 141 zeigt die Kosten der Anlagenvarianten der Einfamilienhäuser im Neubau Szenario 100 % erneuerbar. Eine deutliche Kostensteigerung ergibt sich für Variante 1 (ST, Gaskessel, PV), da hier das „Sonnenhaus-Prinzip“ mit einem Kollektorfeld von 40 m² und einem Speichervolumen von 10 m³ umgesetzt wird. Gegenüber dem Szenario 50 % erneuerbar erhöhen sich vor allem die Investitionskosten für die PV-Anlagen bei den restlichen Varianten, da sich die PV-Leistung vergrößert. Variante 2 (WP, Erdsonden, PV), Variante 4 (ST, Holzpelletkessel, PV), Variante 5 (ST, elektr. Heizstab, PV) und Variante 6 (Fernwärme, PV) liegen jetzt ungefähr auf gleichem Kostenniveau. Am teuersten ist wiederum Variante 3 (BHKW, PV). Ohne Variante 1 (ST, Gaskessel, PV) und Variante 3 (BHKW, PV) liegen die Bruttoinvestitionskosten im Mittel bei ca. **37.000 €**, also 10.000 € höher als beim Szenario 50 % erneuerbar.

Einfamilienhaus Bestandssanierung – Szenario 50 % erneuerbar

Gegenüber dem Einfamilienhaus Neubau gibt es keine großen Veränderungen in Bezug auf die Reihenfolge der Investitionsvolumen, siehe Bild 142. Ohne Variante 3 (BHKW, PV) liegen die Bruttoinvestitionskosten im Mittel bei ca. **35.000 €**, also 8.000 € höher als beim Neubau (Szenario 50 % erneuerbar).

Einfamilienhaus Bestandssanierung – Szenario 100 % erneuerbar

Bild 143 stellt die Investitionskosten der Versorgungsvarianten der Einfamilienhäuser im Rahmen der Bestandssanierung Szenario 100 % erneuerbar dar. Aufgrund der baulichen Situation im Bestand wird für Variante 1 (ST, Gaskessel, PV) nicht das „Sonnenhaus-Konzept“ angewendet. Hier kommt eine Standard Solaranlage zur Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung zum Einsatz. Im Vergleich zum Einfamilienhaus Neubau gibt es keine großen Abweichungen in Bezug auf die Reihenfolge der Investitionsvolumen. Ohne Variante 3 (BHKW, PV) liegen die Bruttoinvestitionskosten im Mittel bei ca. **50.000 €**, also 15.000 € höher als beim Szenario 50 % erneuerbar.

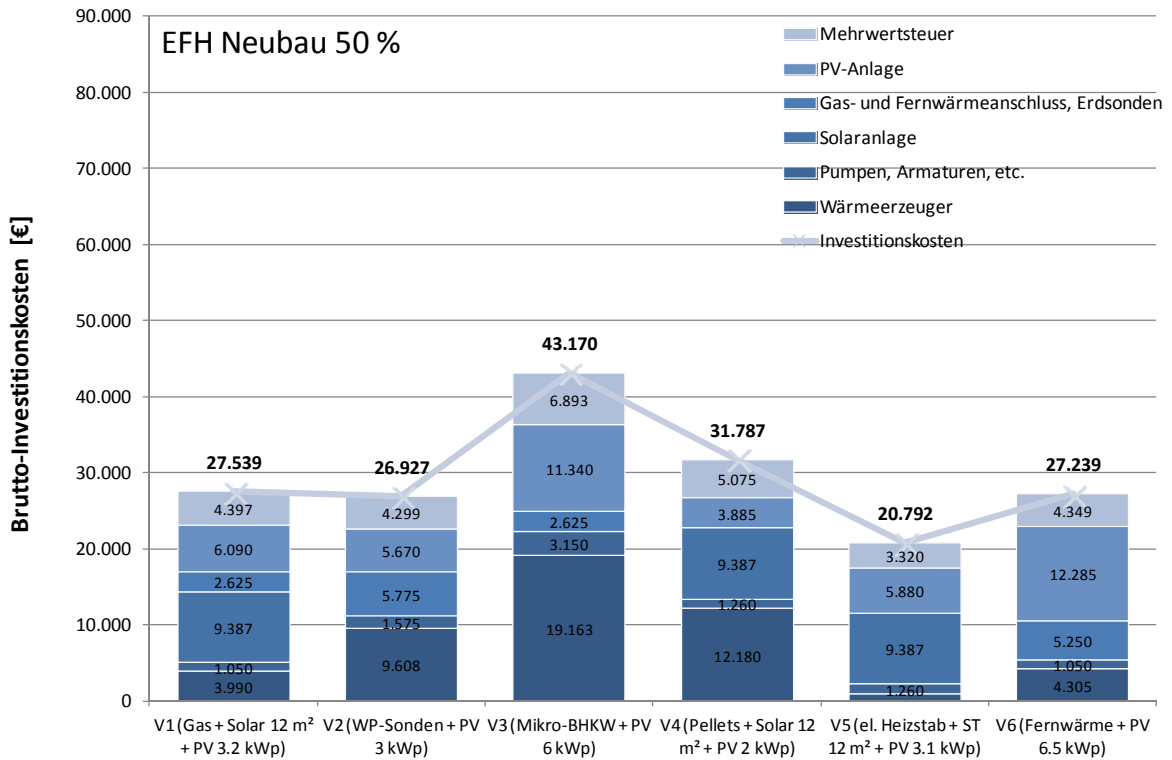


Bild 140 Investitionskosten Systemvarianten Einfamilienhaus Neubau, Szenario „50 % erneuerbar“

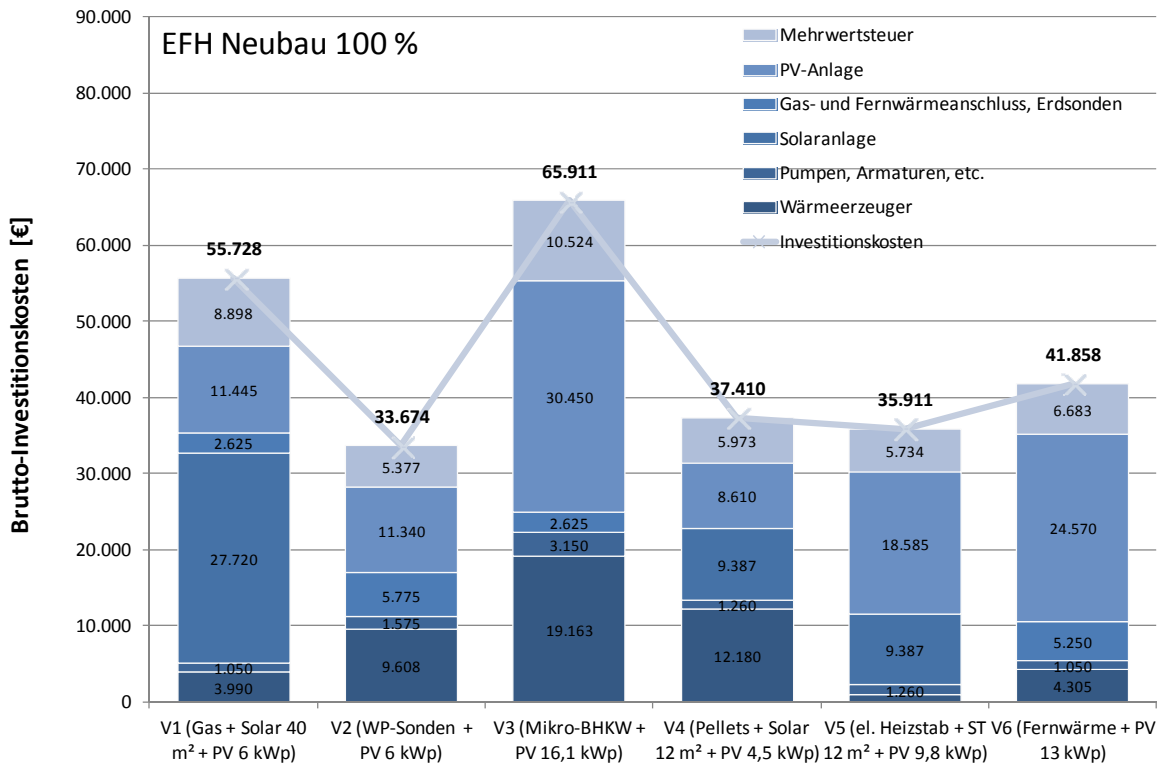


Bild 141 Investitionskosten Systemvarianten Einfamilienhaus Neubau, Szenario „100 % erneuerbar“

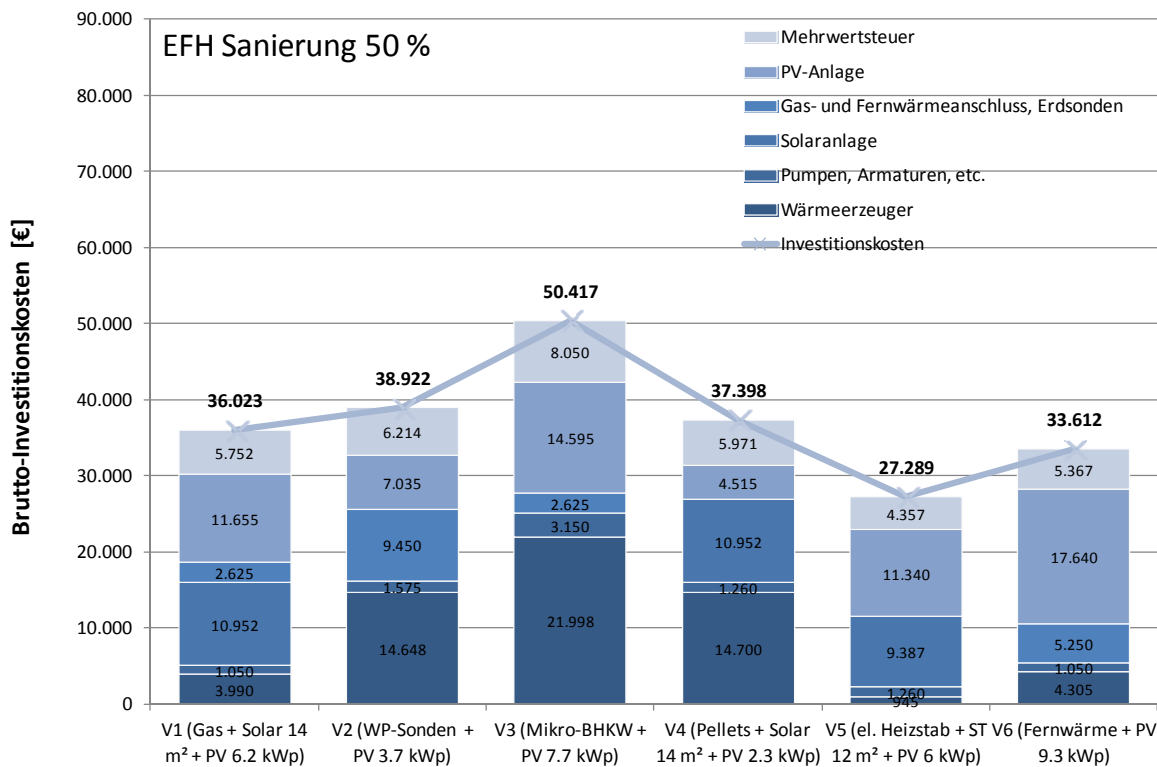


Bild 142 Investitionskosten Systemvarianten Einfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „50 % erneuerbar“

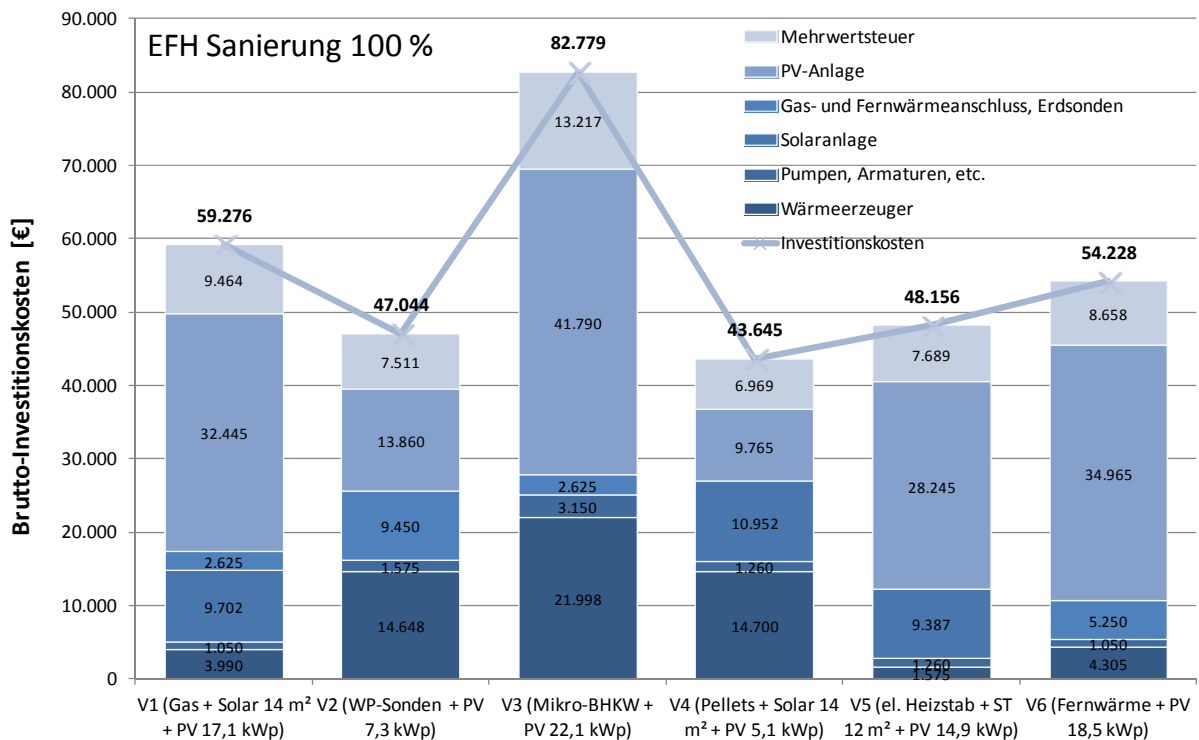


Bild 143 Investitionskosten Systemvarianten Einfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „100 % erneuerbar“

5.2 Ermittlung der Investitionskosten (Mehrfamilienhaus)

Mehrfamilienhaus Neubau – Szenario 50 % erneuerbar

Die Investitionskosten der Systemvarianten der Mehrfamilienhäuser im Neubau Szenario 50 % erneuerbar sind in Bild 144 dargestellt. Alle Varianten liegen etwa auf gleichem Kostenniveau. Mit ca. 90.000 € sind Variante 5 (ST, elektr. Heizstab, PV) und Variante 6 (Fernwärme, PV) am Günstigsten. Variante 1 (ST, Gaskessel, PV), Variante 3 (BHKW, PV) und Variante 4 (ST, Holzpelletkessel, PV) unterscheiden sich nicht wesentlich in ihren Investitionskosten und liegen im Schnitt ca. 10.000 € höher als die beiden günstigsten Varianten (V5, V6). Für Variante 2 (WP, Erdsonden, PV) werden weitere 10.000 € zur Realisierung notwendig. Baulichen Maßnahmen, wie z.B. der Platzbedarf für ein Holzpelletlager oder die Integration des solarthermischen Speichers, werden bei allen Varianten nicht berücksichtigt. Die Bruttoinvestitionskosten liegen im Mittel bei ca. **100.000 €**, dies entspricht einem spezifischen Kennwert von **160 €/m²** bezogen auf die Nettogeschossfläche (NGF).

Mehrfamilienhaus Neubau – Szenario 100 % erneuerbar

Bild 145 zeigt die Kosten der Anlagenvarianten der Mehrfamilienhäuser im Neubau Szenario 100 % erneuerbar. Eine deutliche Kostensteigerung (um ca. 150.000 € bzw. 245 €/m²_{NGF}) ergibt sich für Variante 1 (ST, Gaskessel, PV), da hier das „Sonnenhaus-Prinzip“ mit einem Kollektorfeld von 151 m² und einem Speichervolumen von 37,5 m³ umgesetzt wird. Gegenüber dem Szenario 50 % erneuerbar erhöhen sich vor allem die Investitionskosten für die PV-Anlagen bei den restlichen Varianten, da die PV-Leistung sich vergrößert. Variante 2 (WP, Erdsonden, PV), Variante 5 (ST, elektr. Heizstab, PV) und Variante 6 (Fernwärme, PV) liegen ungefähr auf gleichem Kostenniveau (bei ca. 155.000 € bzw. 250 €/m²_{NGF}). Am teuersten sind Variante 1 (ST, Gaskessel, PV) und Variante 3 (BHKW, PV). Mit ca. 135.000 € ist Variante 4 (ST, Holzpelletkessel, PV) am günstigsten. Ohne Variante 1 (ST, Gaskessel, PV) und Variante 3 (BHKW, PV) liegen die Bruttoinvestitionskosten im Mittel bei ca. **150.000 €**, also 50.000 € höher als beim Szenario 50 % erneuerbar. Dies entspricht einem spezifischen Kennwert von **245 €/m²_{NGF}**.

Mehrfamilienhaus Bestandssanierung – Szenario 50 % erneuerbar

Gegenüber dem Mehrfamilienhaus Neubau gibt es keine großen Veränderungen in Bezug auf die Reihenfolge der Investitionsvolumen, siehe Bild 146. Im Mittel liegen die Bruttoinvestitionskosten bei ca. **100.000 €**, was einem spezifischen Kennwert von **230 €/m²_{NGF}** entspricht.

Mehrfamilienhaus Bestandssanierung – Szenario 100 % erneuerbar

Bild 147 stellt die Investitionskosten der Versorgungsvarianten der Mehrfamilienhäuser im Rahmen der Bestandssanierung Szenario 100 % erneuerbar dar. Aufgrund der baulichen Situation im Bestand wird für Variante 1 (ST, Gaskessel, PV) nicht das „Sonnenhaus-Konzept“ angewendet. Hier kommt eine Standard Solaranlage zur Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung zum Einsatz. Im Vergleich zum Mehrfamilienhaus Neubau gibt es keine großen Abweichungen in Bezug auf die Reihenfolge der Investitionsvolumen. Am teuersten sind Variante 1 (ST, Gaskessel, PV) und Variante 3 (BHKW, PV) mit ca. 195.000 € (ca. 450 €/m²_{NGF}). Ohne Variante 1 (ST, Gaskessel, PV) und Variante 3 (BHKW, PV) liegen die Bruttoinvestitionskosten im Mittel bei ca. **145.000 €**, was einem spezifischen Kennwert von **335 €/m²_{NGF}** entspricht.

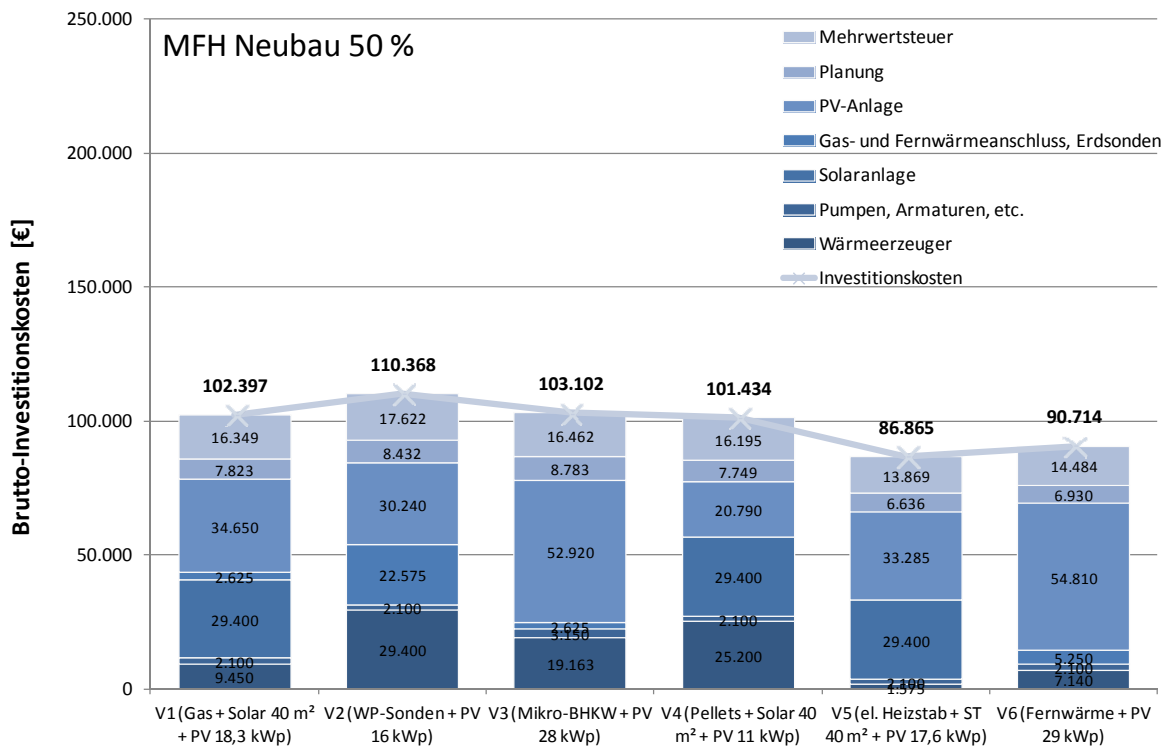


Bild 144 Investitionskosten Systemvarianten Mehrfamilienhaus Neubau, Szenario „50 % erneuerbar“

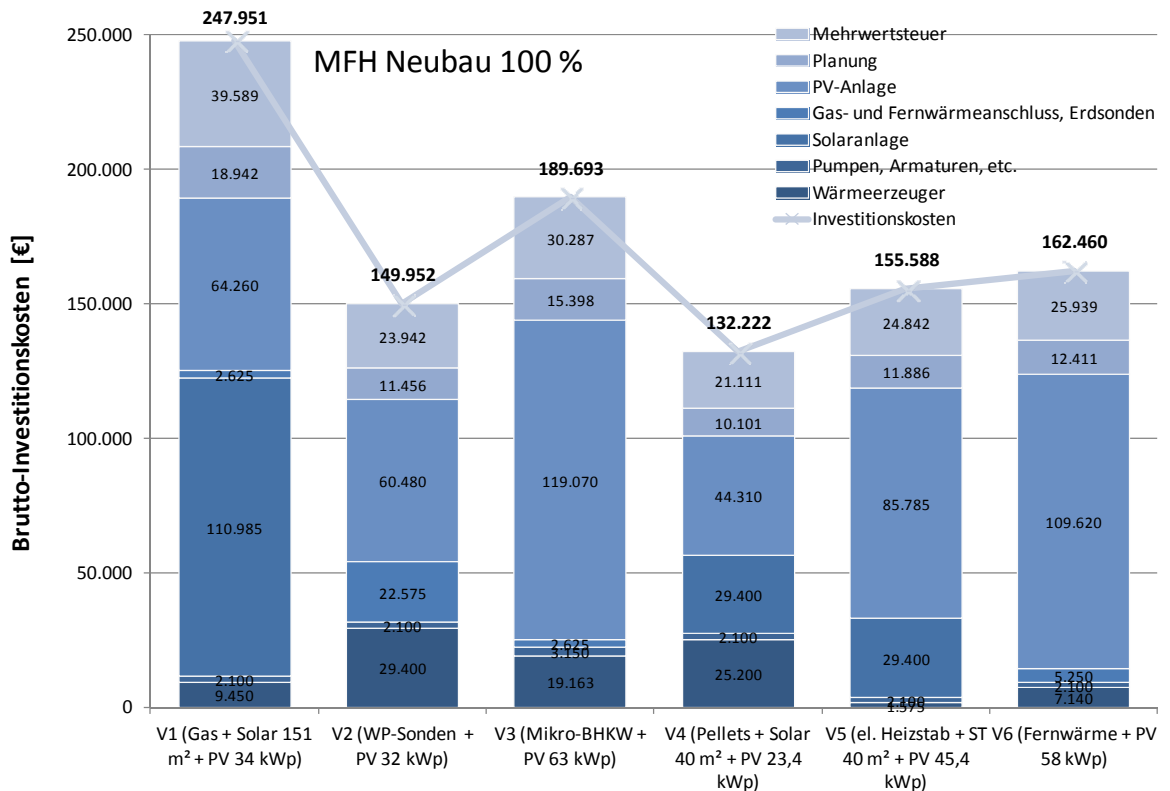


Bild 145 Investitionskosten Systemvarianten Mehrfamilienhaus Neubau, Szenario „100 % erneuerbar“

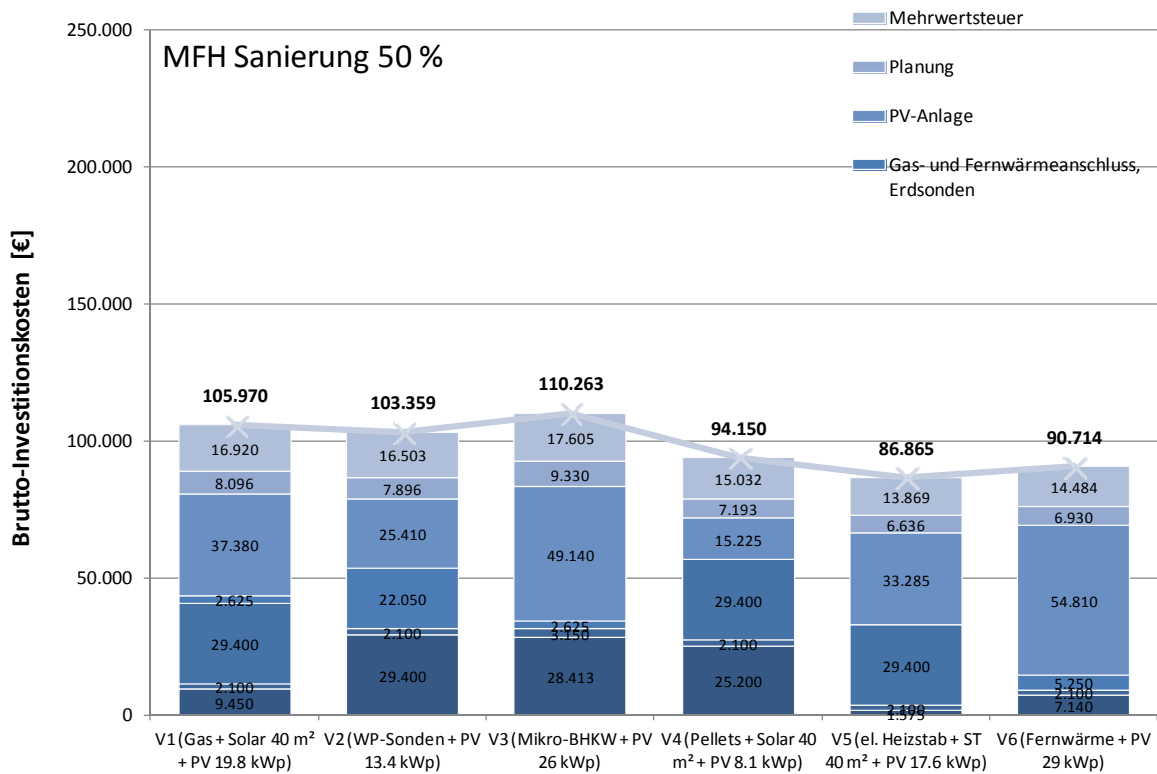


Bild 146 Investitionskosten Systemvarianten Mehrfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „50 % erneuerbar“

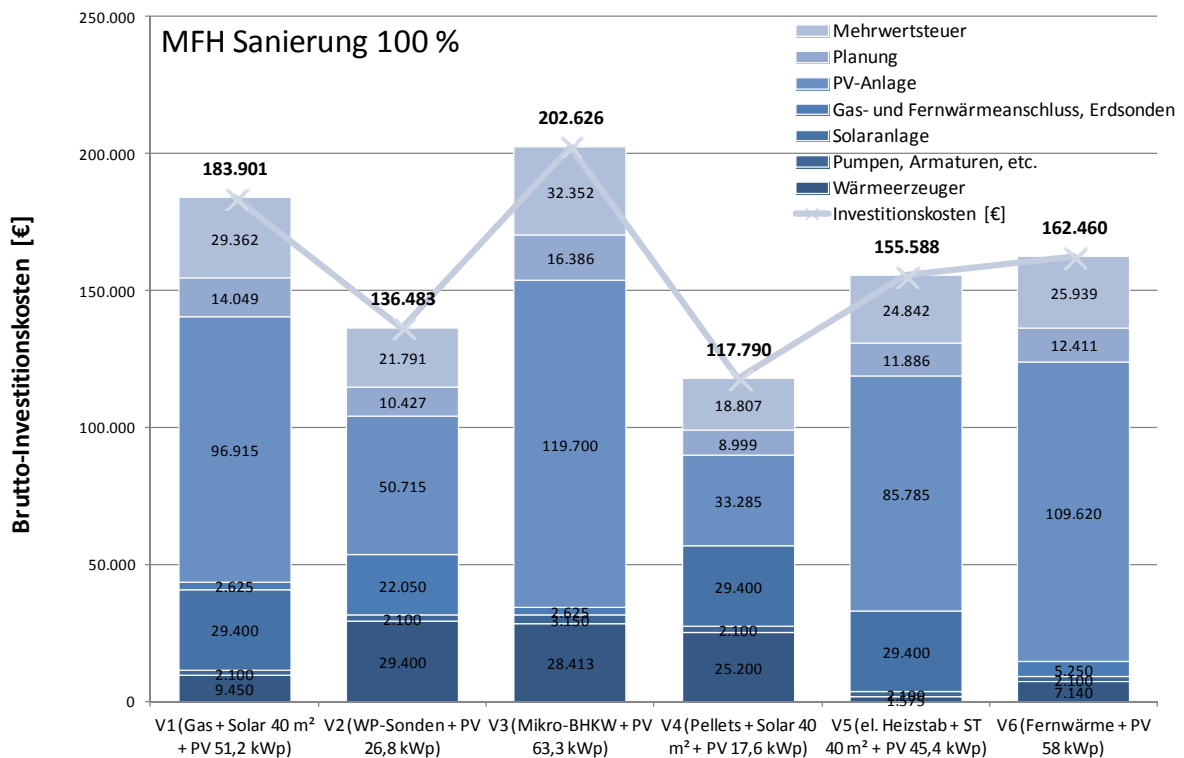


Bild 147 Investitionskosten Systemvarianten Mehrfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „100 % erneuerbar“

6 Systemvergleich Wohngebäude (AP 5)

Innerhalb von Arbeitspaket 5 werden die untersuchten Varianten energetisch, ökologisch und wirtschaftlich bewertet. Die energetische Bewertung (Endenergie) auf Jahres- und Monats-ebene erfolgt bereits in Kapitel 4.1 „Endenergetische Bewertung der Systeme“. Der Nachweis der Einhaltung der jeweiligen Primäranforderung (50 bzw. 100 %) wird in diesem Kapitel dokumentiert.

Die ökologische Bewertung der Systeme erfolgt über die CO₂-Emissionen. Dabei wird nur das Gebäude mit seiner Wärme- und Stromversorgung betrachtet. Das Thema Verkehr mit dem Bereich Elektromobilität ist nicht enthalten. Über die Ermittlung der Jahresgesamtkosten erfolgt die wirtschaftliche Bewertung der Anlagensysteme. Ein weiterer Schritt ist die Erarbeitung einer Kostenprognose über einen Zeitraum von 20 Jahren, bei der die jährlichen Energiekosten, Kapitalkosten und Kosten für Wartung- und Instandsetzung über den Betrachtungshorizont aufsummiert werden. Daraus ergeben sich die kumulierten Jahresgesamtkosten.

6.1 Primärenergetische Bewertung der Systeme

Die primärenergetische Bewertung erfolgt auf Basis der ermittelten Ergebnisse des Endenergiebedarfs. Zur Ermittlung der Primärenergiebilanz wird der Endenergiebedarf der jeweiligen Energieträger (z.B. Strom, Erdgas, etc.) mit dem Primärenergiefaktor multipliziert. Der Primärenergiebedarf enthält somit die vorgelagerte Prozesskette außerhalb der Systemgrenze, bei der die Gewinnung, die Umwandlung und Verteilung des Energieträgers einbezogen ist. Die angesetzten Primärenergiefaktoren sind in Tabelle 1 in Kapitel 2.2 „Definition von Bilanzgrenzen (End- und Primärenergie)“ hinterlegt.

6.1.1 Jahresbilanz Primärenergie Einfamilienhäuser

In den folgenden Abbildungen (Bild 148 bis Bild 151) sind die Primärenergiebilanzen der Einfamilienhäuser für den Neubau und die Bestandssanierung dargestellt. Dabei erfolgt die Differenzierung zwischen Wärme und Strom sowie den Szenarien „50 bzw. 100 % regenerative Energieversorgung in der Jahresbilanz“. Die linken Balken stehen jeweils für den Primärenergiebedarf, die rechten Balken für die Primärenergieerzeugung aus Solarthermie, Photovoltaik und Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW).

Der höchste Primärenergiebedarf ergibt sich jeweils für Variante 5 (ST, elektr. Heizstab, PV), da hier überwiegend Netzstrom zur Deckung des Wärme- und Strombedarfs verwendet wird. Da bereits die Vorgabe zur Endenergie erfüllt sein muss (50 bzw. 100 % erneuerbar in der Jahresbilanz), werden auch die primärenergetischen Anforderungen in allen Fällen eingehalten bzw. deutlich übererfüllt. Zur starken Überschreitung der Anforderungswerte gehören zum Beispiel Variante 3 (BHKW, PV) und Variante 6 (Fernwärme, PV).

Eine Besonderheit gibt es beim Einsatz von Biomasse zur Wärmeerzeugung (Variante 4 - ST, Holzpelletkessel, PV). Gemäß festgelegter Definition wird hier kein Endenergieaufwand angenommen, es wird lediglich der Primärenergiebedarf mit entsprechendem Faktor für Holzpellets berücksichtigt.

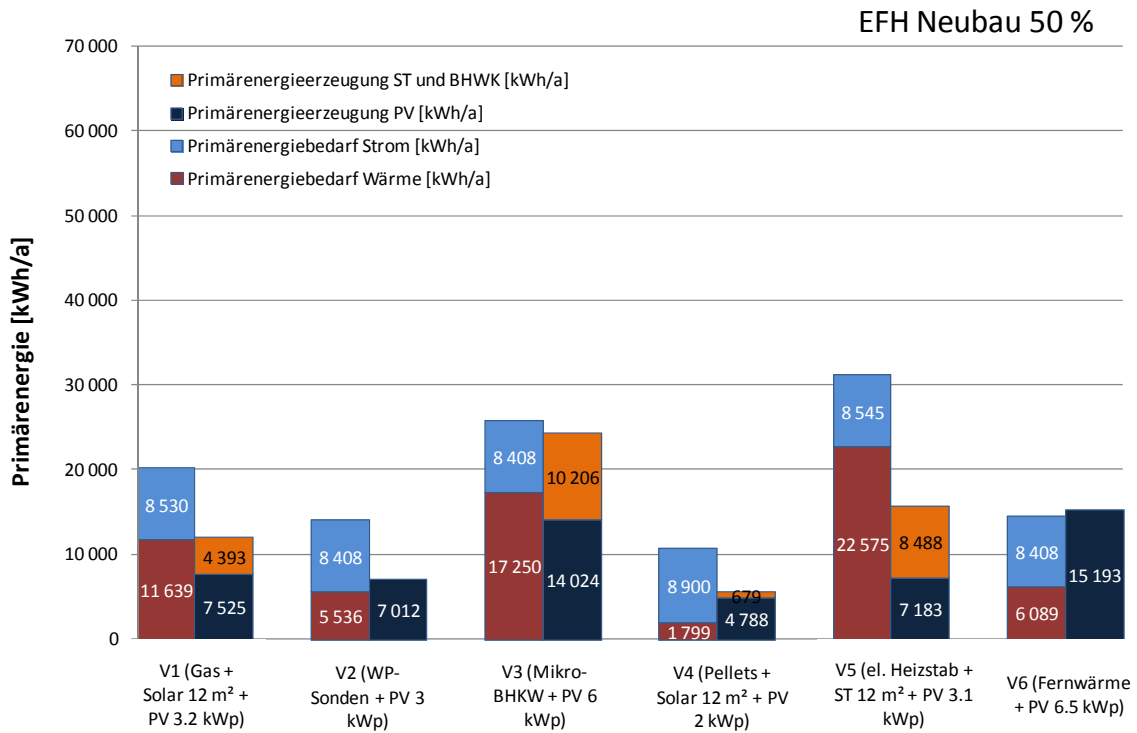


Bild 148 Jahresbilanz Primärenergie Einfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“

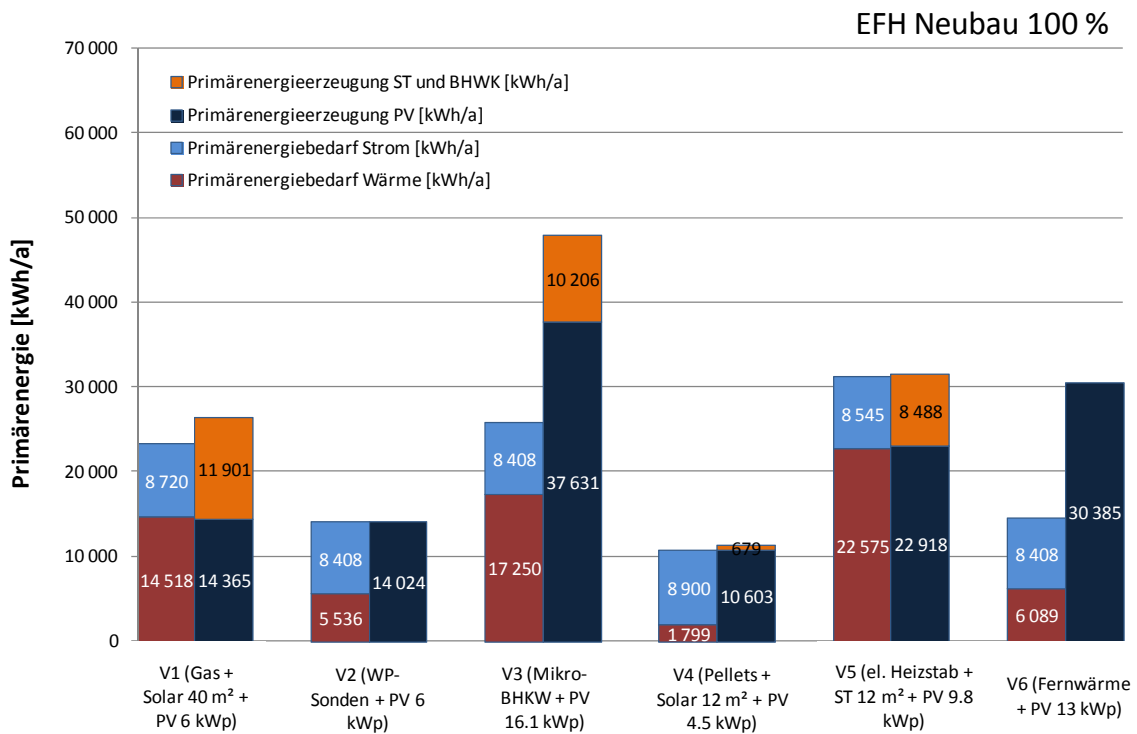


Bild 149 Jahresbilanz Primärenergie Einfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“

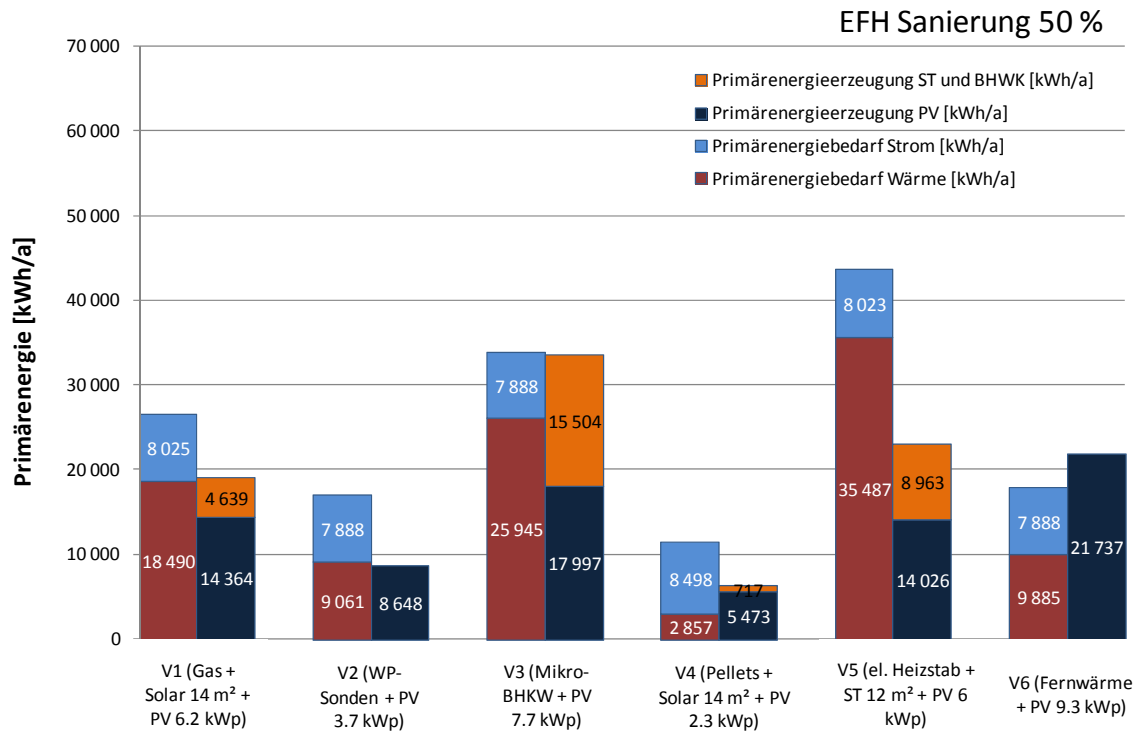


Bild 150 Jahresbilanz Primärenergie Einfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

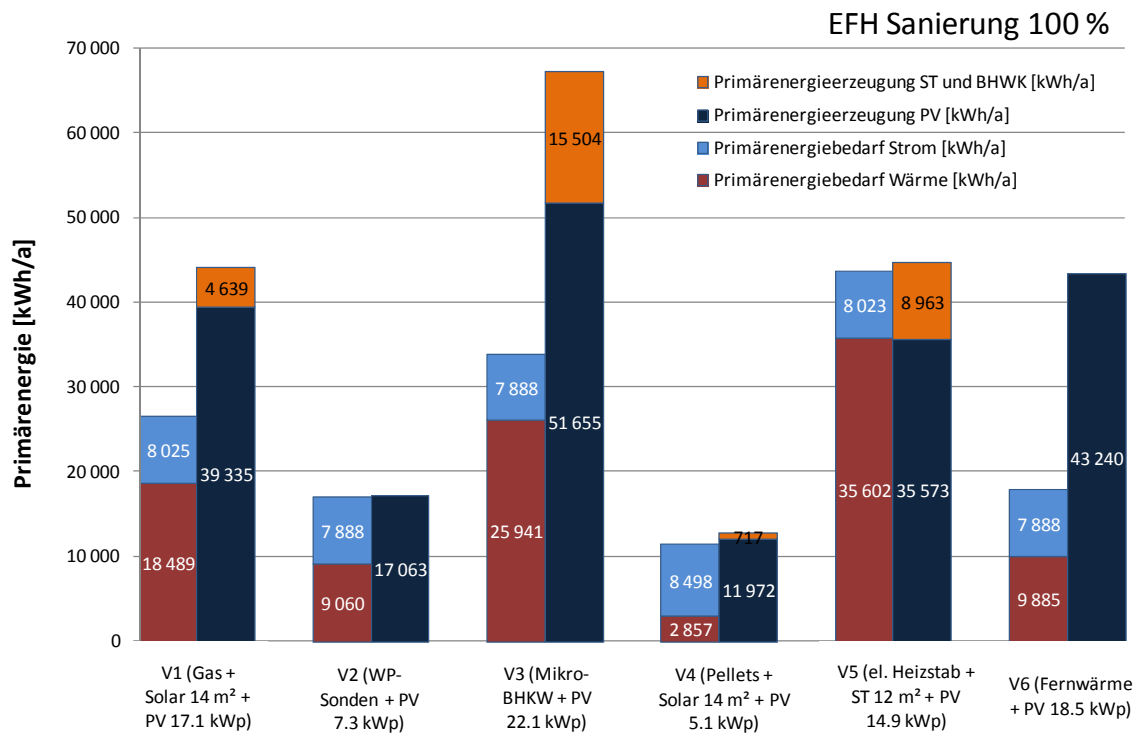


Bild 151 Jahresbilanz Primärenergie Einfamilienhaus Bestandssanierung „100 % erneuerbar“

6.1.2 Jahresbilanz Primärenergie Mehrfamilienhäuser

In den folgenden Abbildungen (Bild 152 bis Bild 155) werden die Primärenergiebilanzen der Mehrfamilienhäuser für den Neubau und die Bestandssanierung dargestellt. Dabei erfolgt die Differenzierung zwischen Wärme und Strom sowie den Szenarien „50 bzw. 100 % regenerative Energieversorgung in der Jahresbilanz“. Die linken Balken stehen jeweils für den Primärenergiebedarf, die rechten Balken für die Primärenergieerzeugung aus Solarthermie, Photovoltaik und Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW).

Die Kernaussagen der Einfamilienhäuser lassen sich analog auf die Mehrfamilienhäuser übertragen. Dabei erfolgt bei Variante 3 (BHKW, PV) und Variante 6 (Fernwärme, PV) eine deutliche Übererfüllung der Anforderungswerte. Für Variante 5 (ST, elektr. Heizstab, PV) ergeben sich jeweils die höchsten Primärenergiebedarfswerte, da hauptsächlich Netzstrom zur Deckung des Wärme- und Strombedarfs verwendet wird.

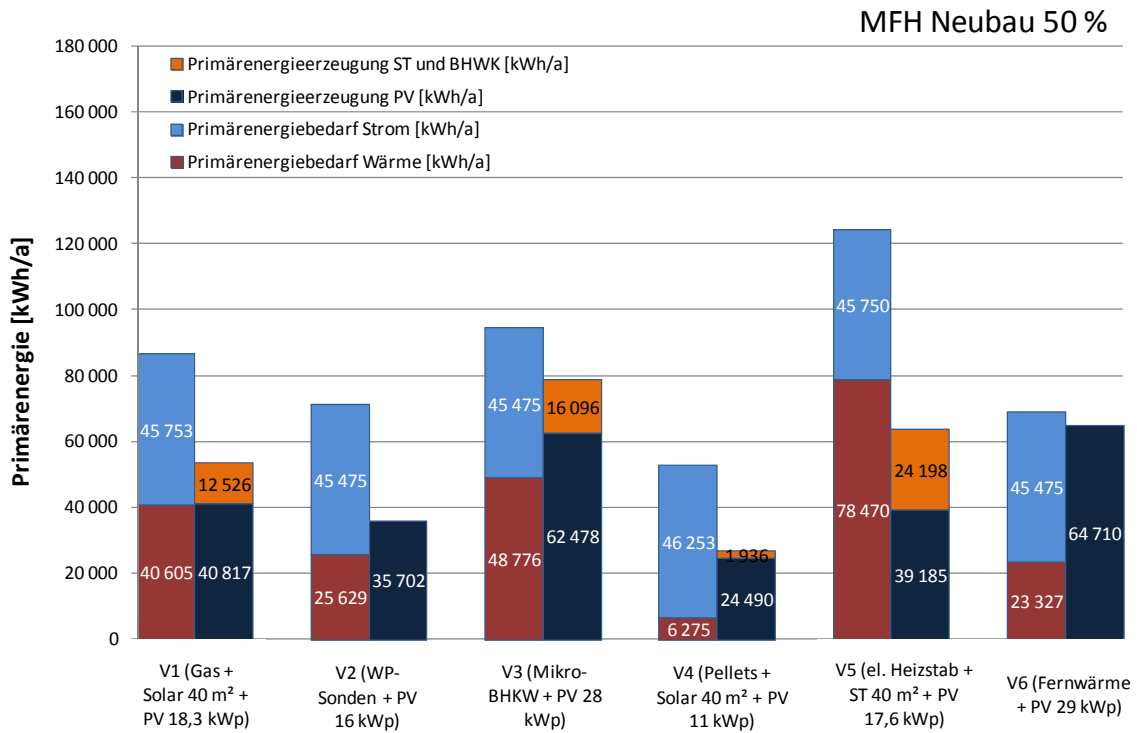


Bild 152 Jahresbilanz Primärenergie Mehrfamilienhaus Neubau „50 % erneuerbar“

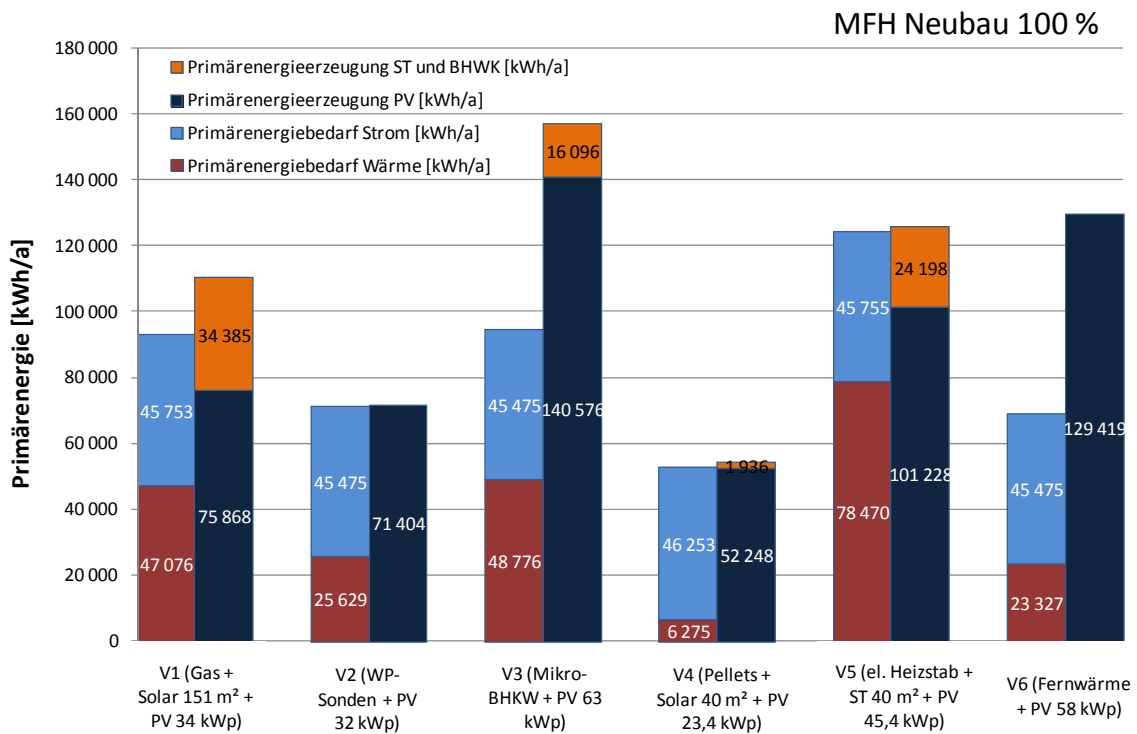


Bild 153 Jahresbilanz Primärenergie Mehrfamilienhaus Neubau „100 % erneuerbar“

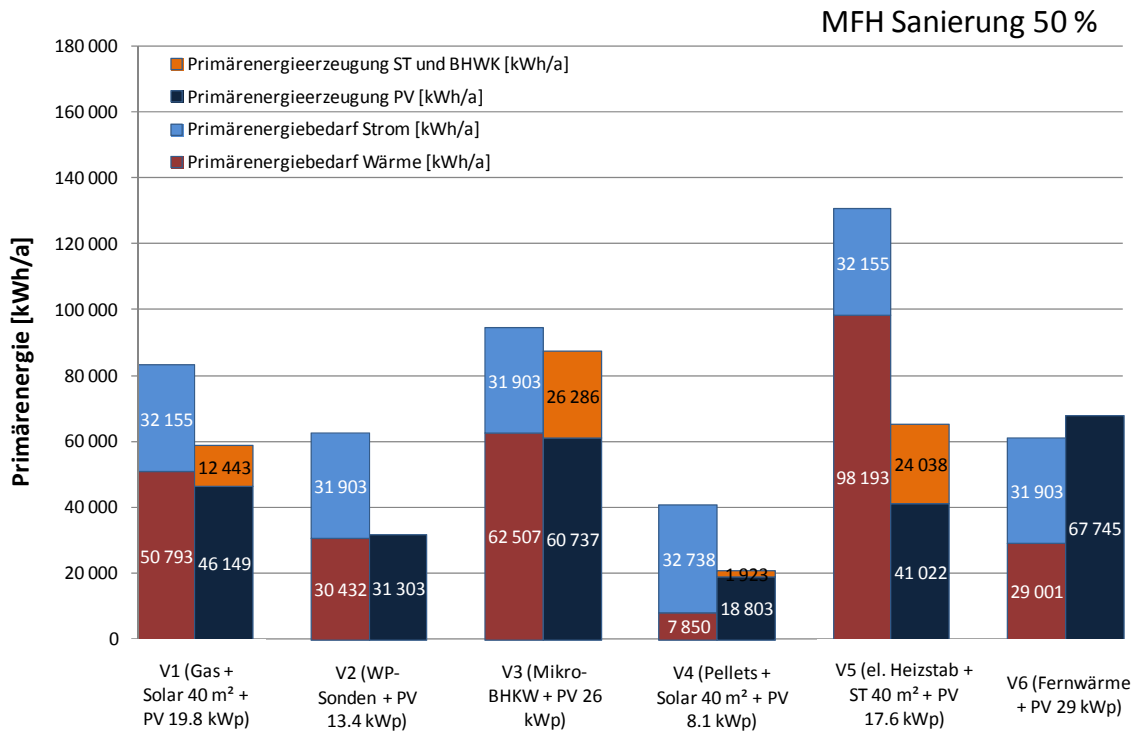


Bild 154 Jahresbilanz Primärenergie Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

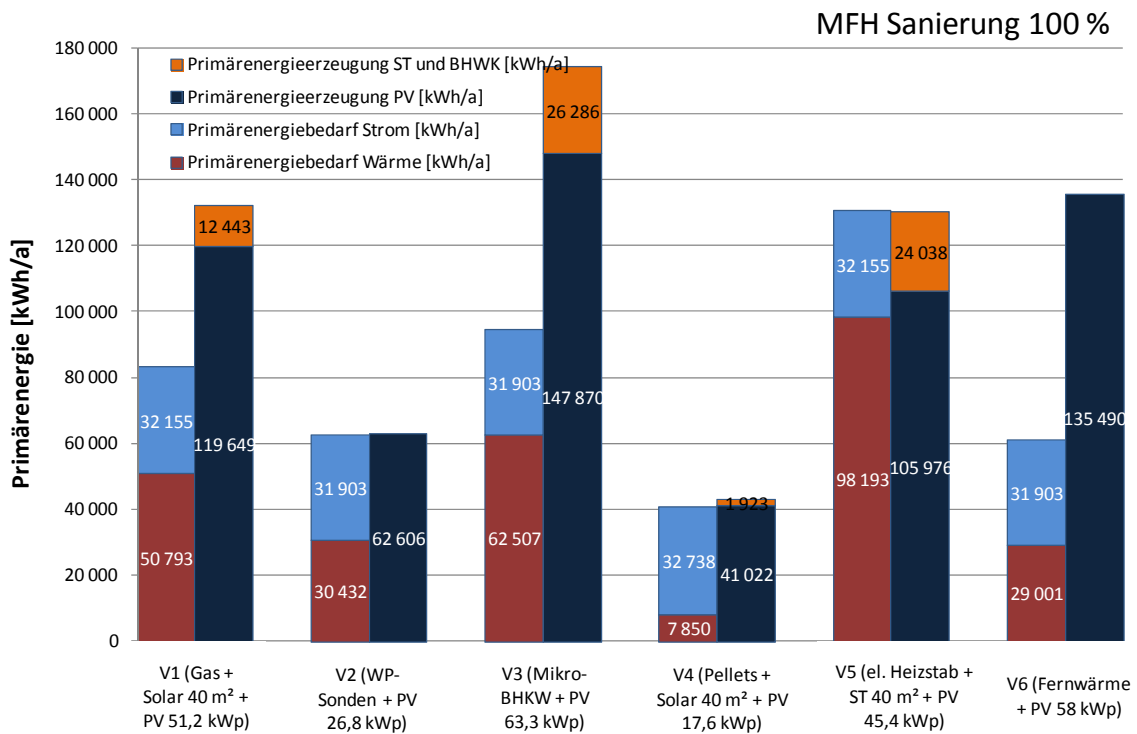


Bild 155 Jahresbilanz Primärenergie Mehrfamilienhaus Bestandssanierung „50 % erneuerbar“

6.2 Ökologische Bewertung der Systeme (CO₂- Emissionen)

Ein Indikator für die Umweltbelastung stellt die Menge des durch den Energiebedarf emittierten CO₂-Äquivalents m_{CO_2} dar. Die Kohlendioxid-Emissionen werden mit Hilfe von CO₂- Äquivalentkennzahlen und dem Endenergiebedarf ermittelt. Damit werden auch die anfallenden CO₂- Emissionen für die vorgelagerten Prozessketten wie beispielsweise die Förderung, die Verarbeitung und den Transport erfasst. Die angesetzten CO₂- Äquivalentfaktoren sind in Tabelle 1 in Kapitel 2.2 „Definition von Bilanzgrenzen (End- und Primärenergie)“ hinterlegt und basieren auf einer Ergebnisdatei von GEMIS Version 4.8 [Gemis, 2013].

6.2.1 Jahresbilanz CO₂- Emissionen Einfamilienhäuser

Bild 156 zeigt die CO₂- Emissionen der Einfamilienhäuser im Neubau und der Bestandssanierung jeweils für das Szenario „50 und 100 % erneuerbar“ in der Jahresbilanz. Die negativen CO₂- Emissionen resultieren aus der hohen Primärenergieerzeugung der jeweiligen Variante.

Werden die CO₂- Emissionen auf die Nettogeschossfläche (NGF = 149,3 m²) bezogen, so resultieren daraus die in Bild 157 dargestellten Kennwerte. Bei einer reinen Wärmeversorgung über einen Gas-Brennwert-Kessel und einer Stromversorgung über das lokale Stromnetz ergeben sich für das Einfamilienhaus im **Neubau 28,5 kg/m²a** und für die **Bestandssanierung 37,7 kg/m²a** als spezifische CO₂- Emissionskennwerte. An dieser Stelle wird auf die Angabe des Reduktionspotentials verzichtet, da sich die Betrachtung auf eine regenerative Energieversorgung in der Jahresbilanz bezieht und das öffentliche Stromnetz als Stromspeicher fungiert.

Zum Vergleich soll der Jahresenergiebedarf des Einfamilienhauses (Neubau) mit der jährlichen Laufleistung eines marktgängigen Personenkraftwagens gegenübergestellt werden. Nach Angaben der Volkswagen AG benötigt z.B. ein VW Golf 7 (Baujahr 2014) mit einem Benzinmotor (1,2 Liter Hubraum | 63 kW | 85 PS | TSI BlueMotion Technology) ca. 0,113 kg_{CO2}/km. Bei einer Laufleistung von **37.500 km pro Jahr** ergibt sich der oben angegebene CO₂- Emissionskennwert von 28,5 kg/m²a.

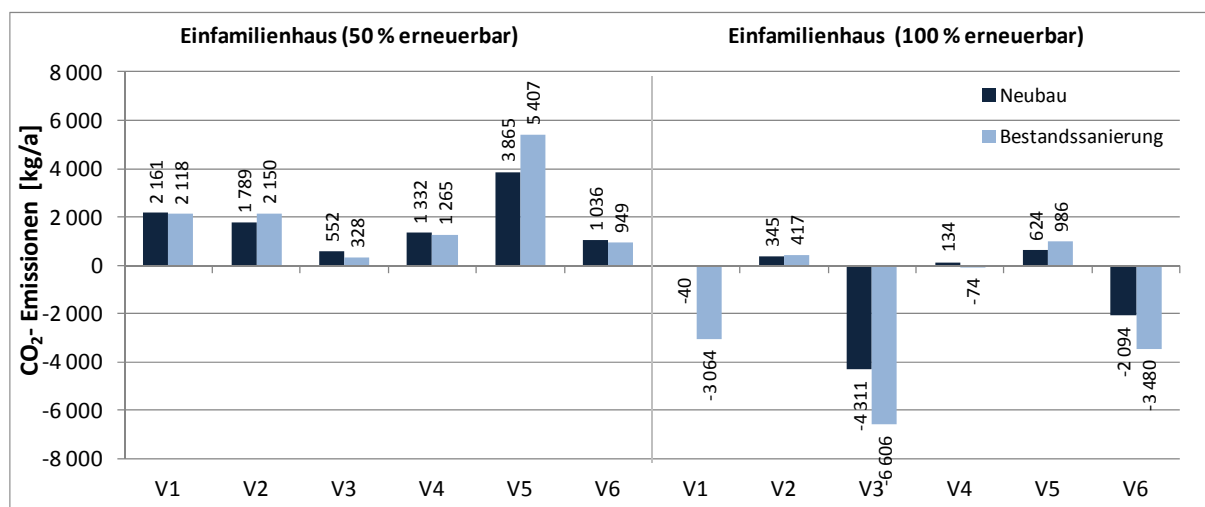


Bild 156 jährliche CO₂- Emissionen Einfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

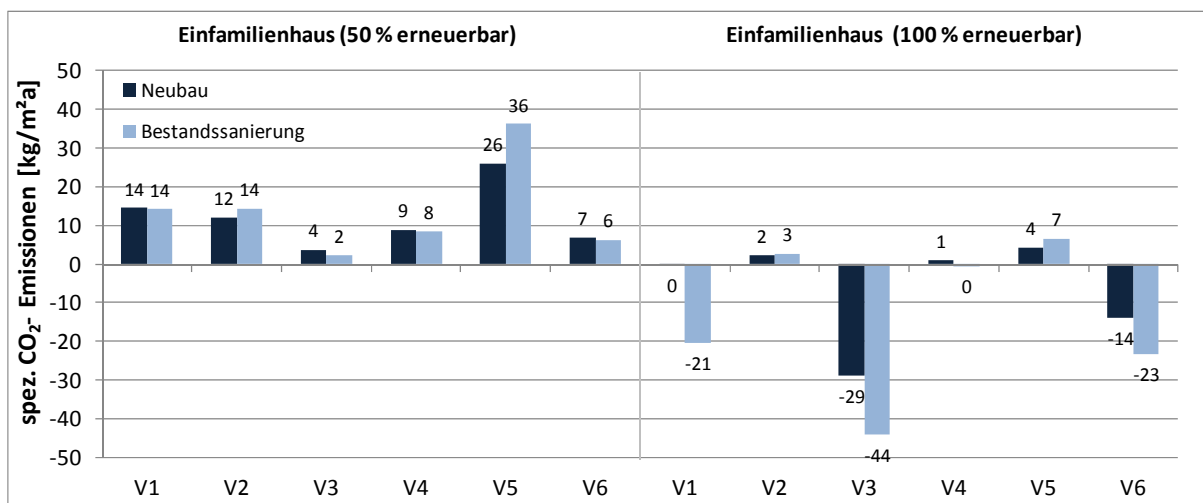


Bild 157 spezifische CO₂- Emissionen pro Jahr Einfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

6.2.2 Jahresbilanz CO₂- Emissionen Mehrfamilienhäuser

Die CO₂- Emissionen für die Mehrfamilienhäuser im Neubau und in der Bestandssanierung sind in Bild 158 dargestellt und jeweils für das Szenario „50 und 100 % erneuerbar“ in der Jahresbilanz. Die spezifischen CO₂- Emissionen werden im Neubau mit der Nettogeschossfläche (NGF) von 613 m² und in der Bestandssanierung von 429 m² berechnet. Bild 159 stellt die Ergebnisse der Berechnung zusammen. Bei einer reinen Wärmeversorgung über einen Gas-Brennwert-Kessel und einer Stromversorgung über das lokale Stromnetz ergeben sich für das Mehrfamilienhaus im **Neubau 31,8 kg/m²a** und für die **Bestandssanierung 43,3 kg/m²a** als spezifische CO₂- Emissionskennwerte.

Wiederum wird auf die Angabe des Reduktionspotentials verzichtet, stattdessen erfolgt der Vergleich mit der jährlichen Laufleistung eines Personenkraftwagens. Mit dem im vorhergehenden Abschnitt beschriebenen Fahrzeug (VW Golf 7, Verbrauch ca. 0,113 kg_{CO2}/km) ergibt sich in der Gegenüberstellung zum Mehrfamilienhaus Neubau (Wärmeversorgung über einen Gas-Brennwert-Kessel und Stromversorgung über das lokale Stromnetz) eine Laufleistung von **170.000 km pro Jahr**.

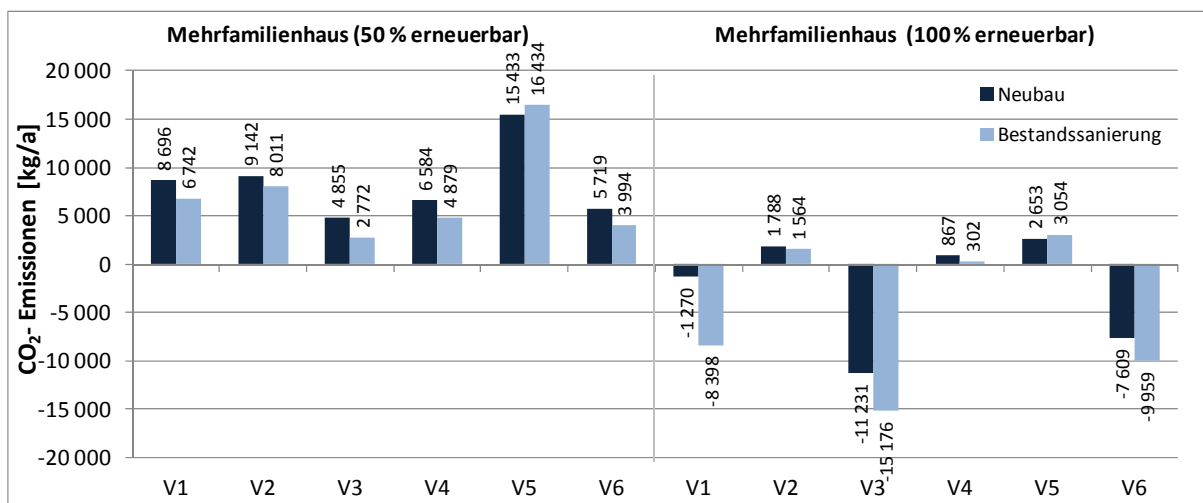


Bild 158 jährliche CO₂-Emissionen Mehrfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

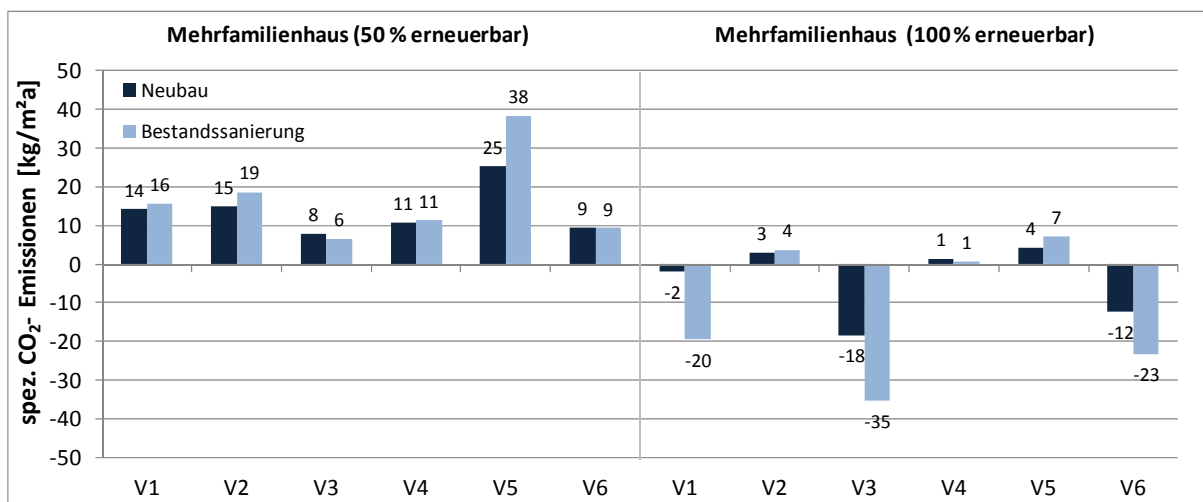


Bild 159 spezifische CO₂-Emissionen pro Jahr Einfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

6.3 Wirtschaftliche Bewertung der Systeme

Die Vorgehensweise zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit ist in Kapitel 2.3.7 „Kostenvergleich und Kostenprognose“ erläutert. Dabei werden die Jahresgesamtkosten, die sich aus den Kapitalkosten, den Energiekosten und den Kosten für Wartung und Instandsetzung zusammensetzen, in einem ersten Schritt berechnet. Zur Ermittlung der Kapitalkosten wird unter den Projektpartnern ein Zinssatz von 3 % abgestimmt.

Die Energiekosten mit Stand Frühjahr 2014, sind Bild 160 zu entnehmen. Diese werden im Projektkonsortium abgestimmt. Regionale Unterschiede können jedoch auftreten. Auch in Bezug auf die Stromvergütung für die Einspeisung von Photovoltaikstrom und Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW) in das öffentliche Versorgungsnetz gelten die nachfolgend angegebenen Werte für das Betrachtungsfenster Frühjahr 2014.

Der Preis der Fernwärme setzt sich aus dem Arbeitspreis und dem Leistungspreis zusammen. Dieser wird anhand von vorliegenden Anbietern (vorwiegend aus dem norddeutschen Raum) als Mittelwert generiert und in der Studie verwendet. Dies gilt auch für die Fernwärmearbeitungskosten.

Energiepreise, Tarife, Einspeisevergütungen				
Strom	Arbeitspreis	0.2528	€/kWh	Tarif bis 6.000 kWh/a
	Grundpreis	96	€/a	Kosten 2-Tarif-Zähler
		89%	Hochtarif	11% Niedertarif
Strom WP	Arbeitspreis (Mischpreis)	0.2441	€/kWh	Tarif bis 6.000 kWh/a
	Grundpreis	96	€/a	Kosten 2-Tarif-Zähler
		69%	Hochtarif	31% Niedertarif
Holzpellets	Arbeitspreis (Anlieferung 2.5 t)	0.0621	€/kWh	
	Einblaspauschale	34.51	€/Abladestelle	
Erdgas	Arbeitspreis	0.0690	€/kWh	Gasanschlusskosten
	Grundpreis	84	€/a	2 975 €
	Leistungspreis	0.00	€/kW	
	Steuerrückerstattung Erdgas BHKW	0.0055	€/kWh	
	KWK-Zulage nach KWKG	0.0541	€/kWh	Neuanlagen bis 50 kWel
	Einspeisevergütung (Baseload-Strompreis)	0.0375	€/kWh	üblicher Preis Strombörse Leipzig (Mittelwert Quartal I 2008 - I 2014)
Fernwärme	Arbeitspreis	0.0595	€/kWh	FW-Anschlusskosten
	Grundpreis	47.60	€/kW je Jahr	5 950 €
			Jahr 2014	
PV-Strom Vergütung	Grundvergütung	0.1368	€/kWh bis 10 kWp	
		0.1298	€/kWh 10-40 kWp	
		0.1158	€/kWh 40-1000 kWp	

Bild 160 Zusammenstellung der Energiepreise, Tarife und Einspeisevergütungssätze (Angabe Brutto)

Die Kosten für Instandsetzung werden über einen prozentualen Anteil in Bezug auf die Investitionskosten ermittelt. Bezugsquellen sind hier die entsprechenden Tabellen der VDI 2067 [VDI 2067-1, 2012]. Für die Wartung werden Kostenpauschalen angesetzt.

Bild 161 zeigt beispielhaft die Berechnung der Jahresgesamtkosten von Variante 1 - Thermische Solaranlage mit Gas-Brennwertkessel und Photovoltaikanlage im Einfamilienhaus Neubau, Szenario „50 % erneuerbar“. Alle Jahresgesamtkosten können dem ausführlichen Anhang entnommen werden.

1. Kapitalkosten		Zinssatz:	3%			
Position		Nutzungsdauer a	Annuität	Investition €		Jahreskosten €/a
Wärmeerzeuger		20	6.72%	3 990 €		268 €
Pumpen, Armaturen, etc.		20	6.72%	1 050 €		71 €
Abgasanlage		20	6.72%	€		€
Solaranlage		25	5.74%	9 387 €		539 €
Gasanschluss		50	3.89%	2 625 €		102 €
PV-Anlage		25	5.74%	6 090 €		350 €
Sonstiges		20	6.72%	€		€
Planung		20	6.72%	€		€
Summe Kapitalkosten				(23 142 €)		1 330 €
2. Laufende Kosten						
Position		Bezugsgröße	Faktor			Jahreskosten €/a
2.1. Instandsetzung						
Gaskessel			3 990	1.5%		60 €
Pumpen, Armaturen, etc.			1 050	1.5%		16 €
Solaranlage			9 387	1.0%		94 €
PV-Anlage			6 090	1.0%		61 €
2.2. Wartung und Betrieb						
Wartung Heizanlage + Solaranlage						150 €
Immisionsmessung						30 €
2.3. Energiekosten						
Arbeitspreis Gas			6.6 MWh/a	58 €/MWhs		381 €
Grundpreis Gas				€/a		71 €
Arbeitspreis Fernwärme			0.00 MWh/a	50 €/MWh		€
Grundpreis Fernwärme			0.0 kW	40 €/kW		€
Arbeitspreis Pellets			0 MWh/a	58 €/MWh		€
Grundpreis Pellets (Einblaspauschale)				€/a		€
Arbeitspreis Strom Wärmepumpe			0 MWh/a	205 €/MWh		€
Grundpreis Strom Wärmepumpe				€/a		€
Strom Netzbezug		72.9%	2.49 MWh/a	212 €/MWh		528 €
Grundpreis Strom				€/a		81 €
Steuerrückerstattung BHKW			0 MWh/a	4.6 €/MWhs		€
KWK-Zulage nach KWKG (10 Jahre) für BHKW			0.00 MWh/a	45 €/MWh		€
Einspeisevergütung BHKW (Baseload-Strompreis)			0.00 MWh/a	32 €/MWh		€
Einspeisevergütung Strom PV		69.4%	2.09 MWh/a	115 €/MWh		-240 €
Betriebsstrom			0.00 MWh/a	212 €/MWh		€
Summe laufende Kosten						1 231 €
Jahresgesamtkosten					€/a	2 561 €
Jahresgesamtkosten mit MWSt.				19%	€/a	3 047 €

Bild 161 Berechnung der Jahresgesamtkosten – Beispiel Variante 1 - Thermische Solaranlage mit Gas-Brennwertkessel und Photovoltaikanlage im Einfamilienhaus Neubau, Szenario „50 % erneuerbar“

6.3.1 Ermittlung der Jahresgesamtkosten (Einfamilienhaus)

Einfamilienhaus Neubau – Szenario 50 % erneuerbar

Die Jahresgesamtkosten der Systemvarianten der Einfamilienhäuser im Neubau Szenario 50 % erneuerbar sind in Bild 162 dargestellt. Dabei liegen Variante 1 (ST, Gaskessel, PV), Variante 2 (WP, Erdsonden, PV) und Variante 5 (ST, elektr. Heizstab, PV) ungefähr auf gleichem Kostenniveau. Ca. 15 % günstiger ist Variante 6 (Fernwärme, PV), aufgrund der geringen Energiekosten. Variante 4 (ST, Holzpelletkessel, PV) liegt ca. 25 % über dem mittleren Kostenniveau von ca. 3.000 €/a. Hauptursache sind hier die höheren Anschaffungs- sowie Wartungs- und Instandsetzungskosten. Am teuersten ist Variante 3 (BHKW, PV). Die um den Faktor 1,7 höheren Jahresgesamtkosten ergeben sich durch den hohen Anschaffungspreis für das Mikro-Blockheizkraftwerk. Ohne Variante 3 (BHKW, PV) liegen die Bruttojahresgesamtkosten im Mittel bei ca. **3.200 € pro Jahr**.

Einfamilienhaus Neubau – Szenario 100 % erneuerbar

Bild 163 zeigt die Jahresgesamtkosten der Anlagenvarianten der Einfamilienhäuser im Neubau Szenario 100 % erneuerbar. Eine deutliche Kostensteigerung ergibt sich für Variante 1 (ST, Gaskessel, PV), da hier das „Sonnenhaus-Prinzip“ mit einem Kollektorfeld von 40 m² und einem Speichervolumen von 10 m³ umgesetzt wird. Gegenüber dem Szenario 50 % erneuerbar erhöhen sich vor allem hier die Kapitalkosten um das Doppelte. Variante 2 (WP, Erdsonden, PV), Variante 4 (ST, Holzpelletkessel, PV), Variante 5 (ST, elektr. Heizstab, PV) und Variante 6 (Fernwärme, PV) bleiben ungefähr auf ihrem Kostenniveau. Am teuersten ist wiederum Variante 3 (BHKW, PV). Ohne Variante 3 (BHKW, PV) liegen die Bruttojahresgesamtkosten im Mittel bei ca. **3.500 € pro Jahr**, also 300 € höher als beim Szenario 50 % erneuerbar.

Einfamilienhaus Bestandssanierung – Szenario 50 % erneuerbar

Gegenüber dem Einfamilienhaus Neubau gibt es keine großen Veränderungen in Bezug auf die Reihenfolge der Höhe der Jahresgesamtkosten, siehe Bild 164. Ohne Variante 3 (BHKW, PV) liegen die Bruttoinvestitionskosten im Mittel bei ca. **4.000 € pro Jahr**, also 800 € höher als beim Neubau (Szenario 50 % erneuerbar).

Einfamilienhaus Bestandssanierung – Szenario 100 % erneuerbar

Bild 165 stellt die Jahresgesamtkosten der Versorgungsvarianten der Einfamilienhäuser im Rahmen der Bestandssanierung Szenario 100 % erneuerbar dar. Aufgrund der baulichen Situation im Bestand wird für Variante 1 (ST, Gaskessel, PV) nicht das „Sonnenhaus-Konzept“ angewendet. Hier kommt eine Standard Solaranlage zur Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung zum Einsatz. Im Vergleich zum Einfamilienhaus Neubau gibt es keine großen Abweichungen in Bezug auf die Reihenfolge der Höhe der Jahresgesamtkosten. Ohne Variante 3 (BHKW, PV) liegen die Bruttojahresgesamtkosten im Mittel bei ca. **4.200 € pro Jahr**, also 200 € höher als beim Szenario 50 % erneuerbar.

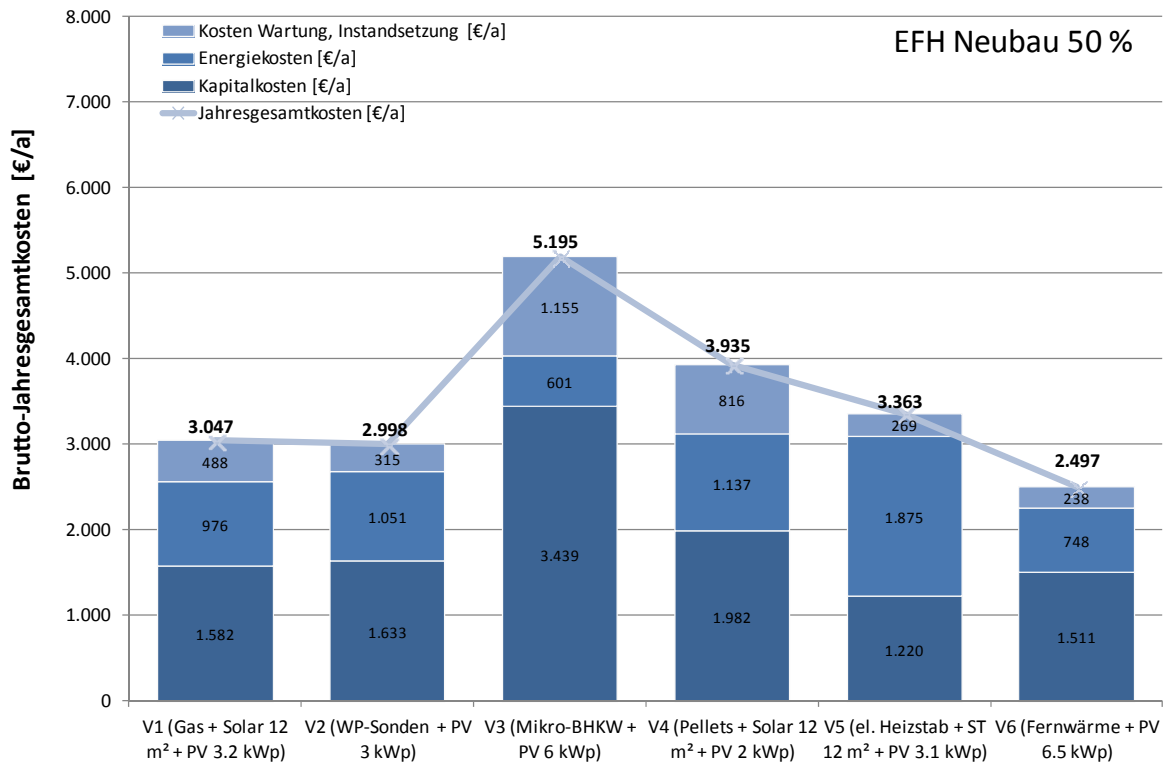


Bild 162 Jahresgesamtkosten Systemvarianten Einfamilienhaus Neubau, Szenario „50 % erneuerbar“

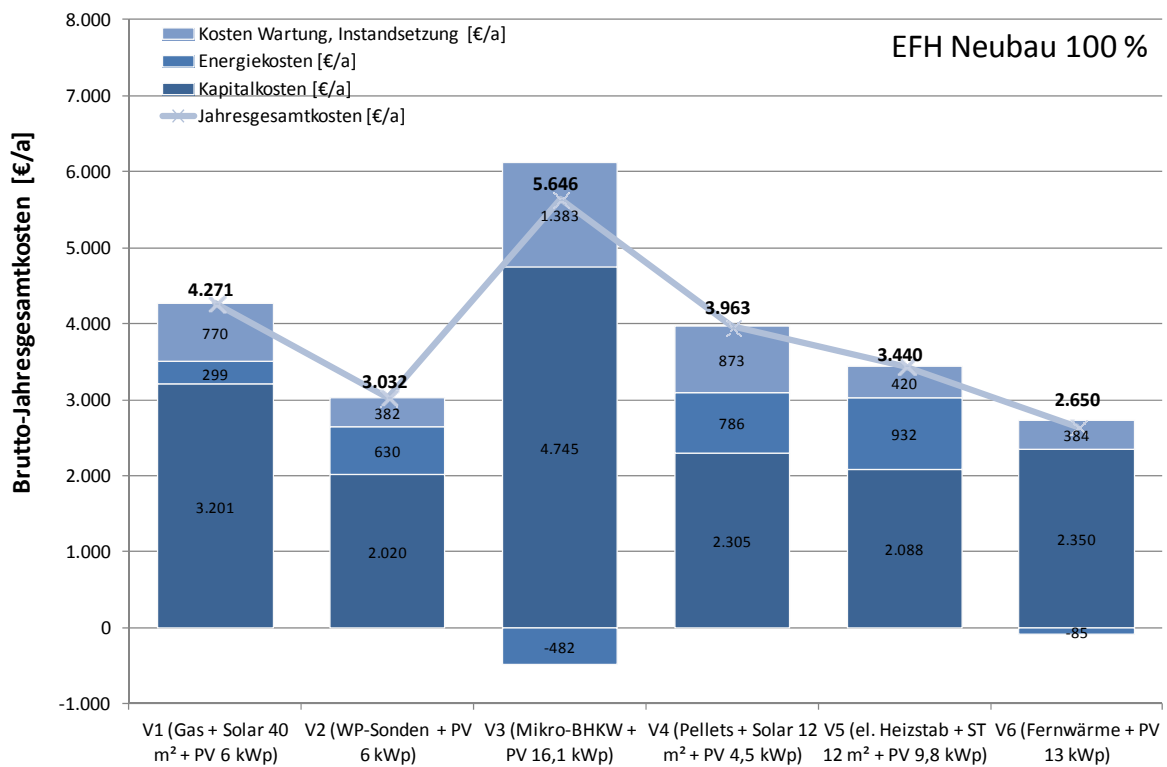


Bild 163 Jahresgesamtkosten Systemvarianten Einfamilienhaus Neubau, Szenario „100 % erneuerbar“

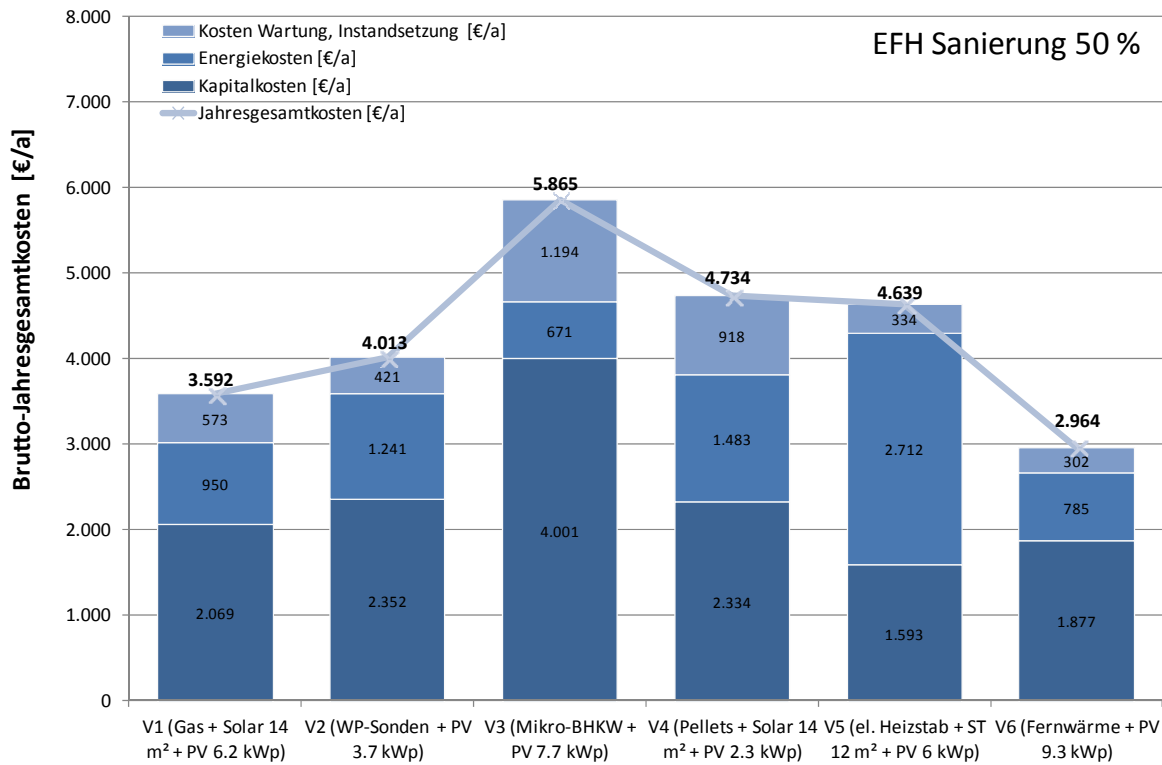


Bild 164 Jahresgesamtkosten Systemvarianten Einfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „50 % erneuerbar“

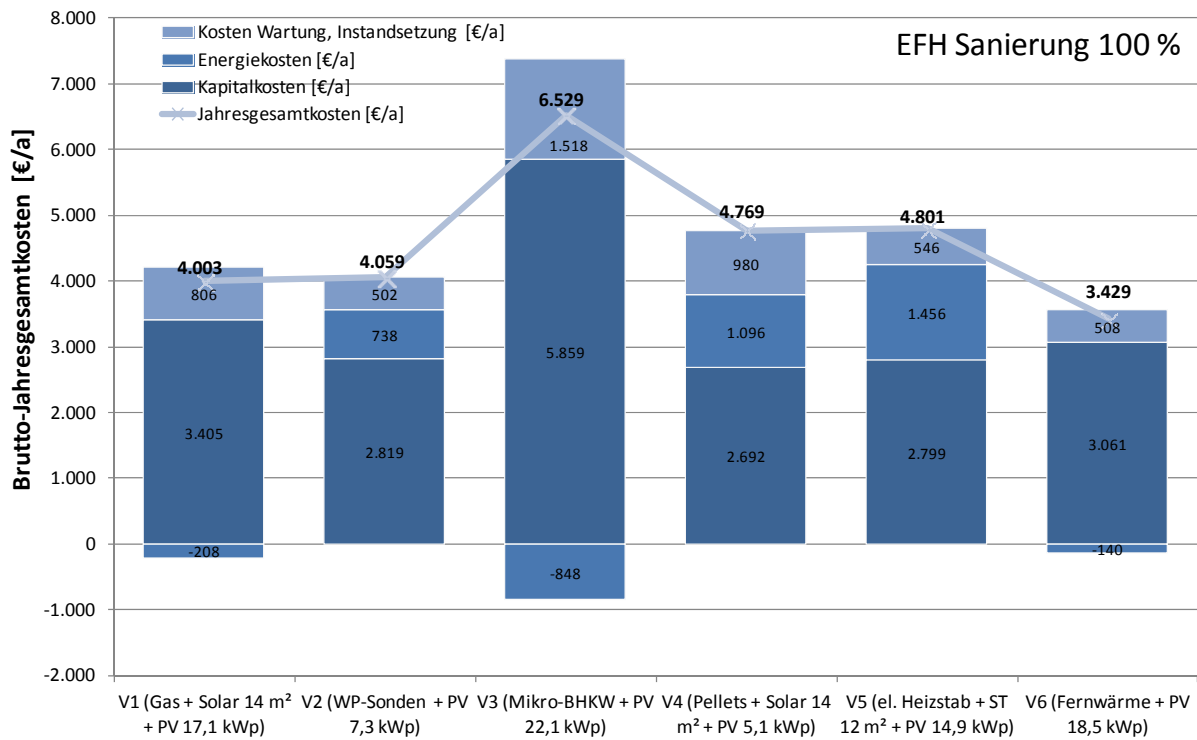


Bild 165 Jahresgesamtkosten Systemvarianten Einfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „100 % erneuerbar“

6.3.2 Ermittlung der Jahresgesamtkosten (Mehrfamilienhaus)

Zur Übertragung der Ergebnisse auf andere Gebäude erfolgt die Angabe in spezifischen Jahresgesamtkosten. Dabei werden die Jahresgesamtkosten auf die jeweilige Nettogeschossfläche (NGF) bezogen. Die absoluten Werte können dem Anhang entnommen werden.

Mehrfamilienhaus Neubau – Szenario 50 % erneuerbar

Die spezifischen Jahresgesamtkosten der Systemvarianten der Mehrfamilienhäuser im Neubau Szenario 50 % erneuerbar sind in Bild 166 dargestellt. Alle Varianten liegen ungefähr auf gleichem Kostenniveau. Mit ca. 18,1 €/m²a ist Variante 6 (Fernwärme, PV) am günstigsten. Variante 1 (ST, Gaskessel, PV), Variante 2 (WP, Erdsonden, PV) und Variante 4 (ST, Holzpelletkessel, PV) unterscheiden sich nicht wesentlich in ihren spezifischen Jahresgesamtkosten und liegen im Mittel bei 20,5 €/m²a und damit im Schnitt ca. 2,5 €/m²a (ca. 10 %) höher als Variante 6. Für Variante 3 (BHKW, PV) und Variante 5 (ST, elektr. Heizstab, PV) ergeben sich mit ca. 23,4 €/m²a die höchsten spezifischen Jahresgesamtkosten. Die spezifischen Bruttojahresgesamtkosten liegen im Mittel bei ca. **21 €/m²a** bezogen auf die NGF.

Mehrfamilienhaus Neubau – Szenario 100 % erneuerbar

Bild 167 zeigt die Jahresgesamtkosten der Anlagenvarianten der Mehrfamilienhäuser im Neubau Szenario 100 % erneuerbar. Eine deutliche Steigerung (um ca. 9,8 €/m²a bzw. auf 29,2 €/m²a) ergibt sich für Variante 1 (ST, Gaskessel, PV), da hier das „Sonnenhaus-Prinzip“ mit einem Kollektorfeld von 151 m² und einem Speichervolumen von 37,5 m³ umgesetzt wird. Mit ca. 18,7 €/m²a ist Variante 6 (Fernwärme, PV) am günstigsten. Variante 2 (WP, Erdsonden, PV) und Variante 4 (ST, Holzpelletkessel, PV) liegen mit 20,9 €/m²a (Mittelwert) ungefähr auf gleichem Kostenniveau (10 % höher als V6). Am teuersten sind Variante 1 (ST, Gaskessel, PV), Variante 3 (BHKW, PV) und Variante 5 (ST, elektr. Heizstab, PV). Die spezifischen Bruttojahresgesamtkosten liegen im Mittel bei ca. **22,9 €/m²a**, also 2 €/m²a höher als beim Szenario 50 % erneuerbar.

Mehrfamilienhaus Bestandssanierung – Szenario 50 % erneuerbar

Gegenüber dem Mehrfamilienhaus Neubau gibt es keine großen Veränderungen in Bezug auf die Reihenfolge der spezifischen Jahresgesamtkosten, siehe Bild 168. Das Kostenniveau liegt jedoch um ca. 6 €/m²a höher. Im Mittel liegen die spezifischen Bruttojahresgesamtkosten bei ca. **26,9 €/m²a**.

Mehrfamilienhaus Bestandssanierung – Szenario 100 % erneuerbar

Bild 169 stellt die spezifischen Jahresgesamtkosten der Versorgungsvarianten der Mehrfamilienhäuser im Rahmen der Bestandssanierung Szenario 100 % erneuerbar dar. Aufgrund der baulichen Situation im Bestand wird für Variante 1 (ST, Gaskessel, PV) nicht das „Sonnenhaus-Konzept“ angewendet. Hier kommt eine Standard Solaranlage zur Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung zum Einsatz. Im Vergleich zum Mehrfamilienhaus Neubau gibt es Abweichungen in Bezug auf die Reihenfolge der Jahresgesamtkosten. Am teuersten sind Variante 3 (BHKW, PV) und Variante 5 (ST, elektr. Heizstab, PV). Die spezifischen Bruttojahresgesamtkosten liegen im Mittel bei ca. **29,6 €/m²a**, also um ca. 2,7 €/m²a höher gegenüber dem Szenario 50 % erneuerbar.

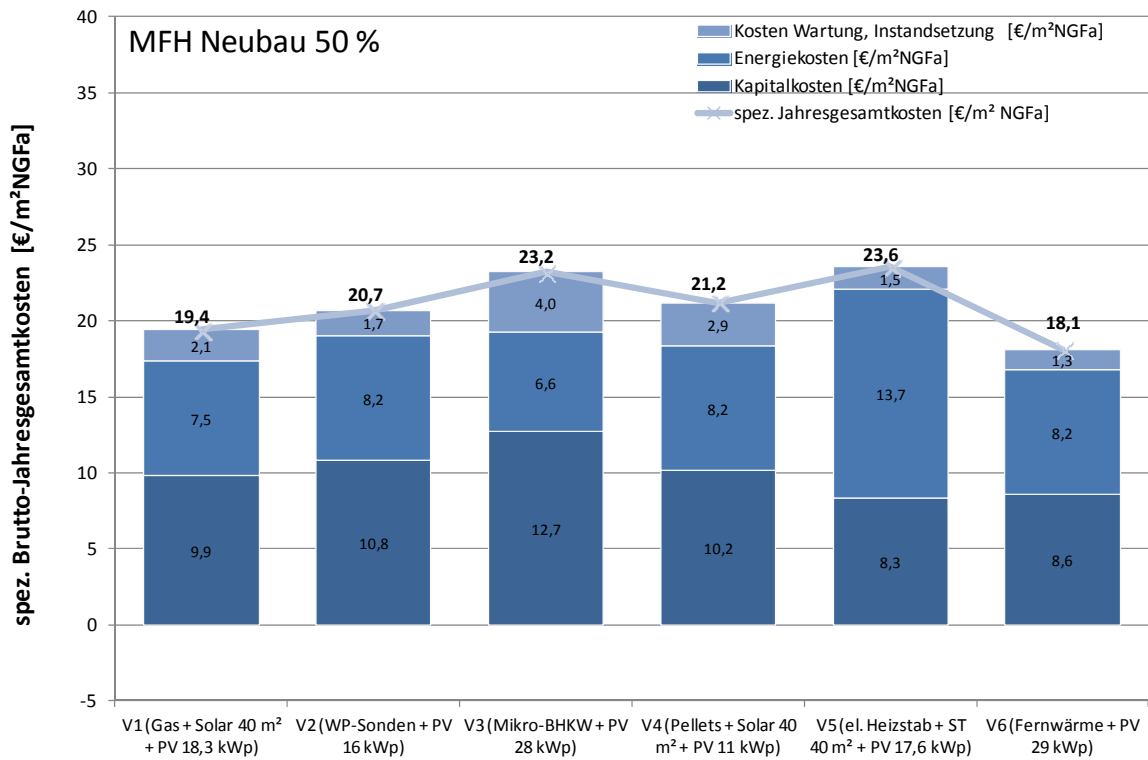


Bild 166 spezifische Jahresgesamtkosten Systemvarianten Mehrfamilienhaus Neubau, Szenario „50 % erneuerbar“

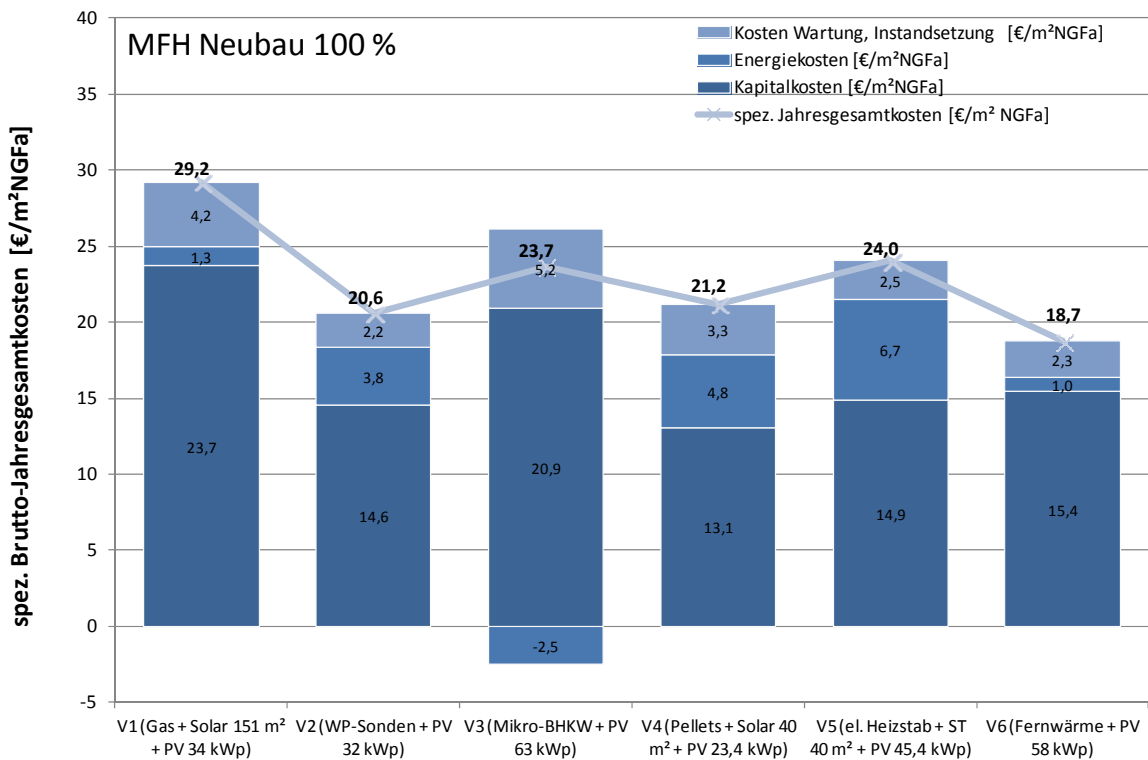


Bild 167 spezifische Jahresgesamtkosten Systemvarianten Mehrfamilienhaus Neubau, Szenario „100 % erneuerbar“

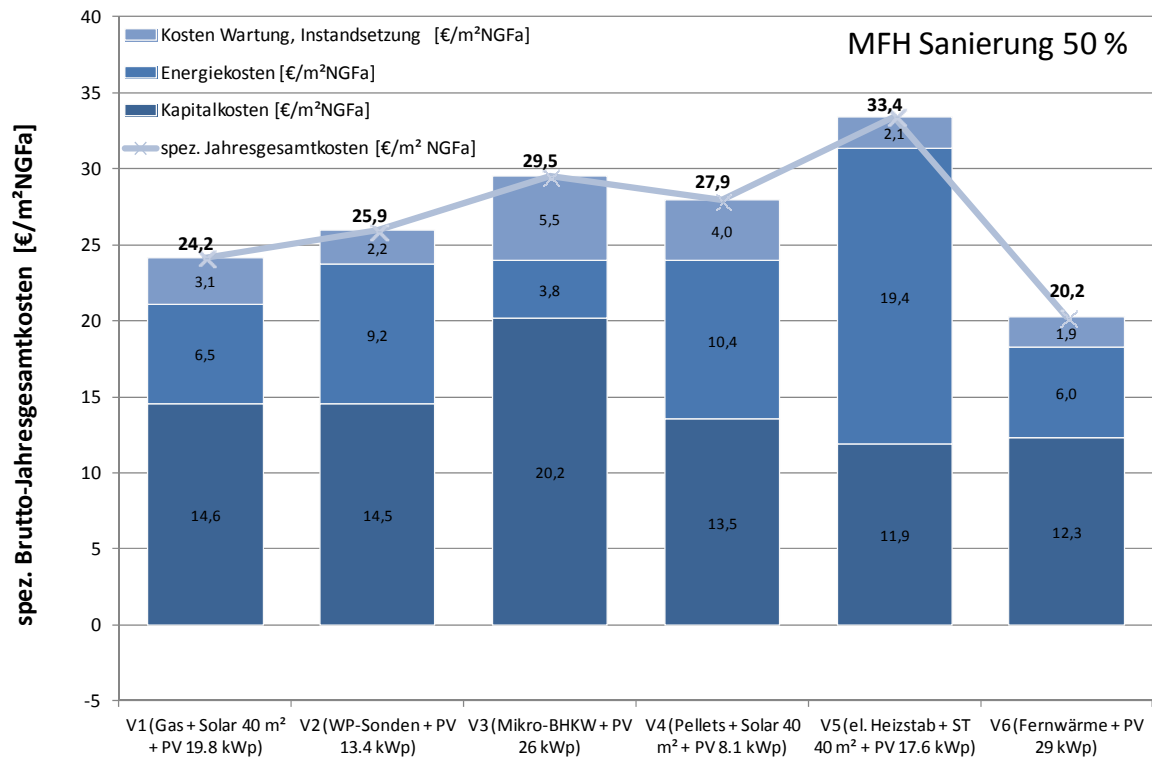


Bild 168 spezifische Jahresgesamtkosten Systemvarianten Mehrfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „50 % erneuerbar“

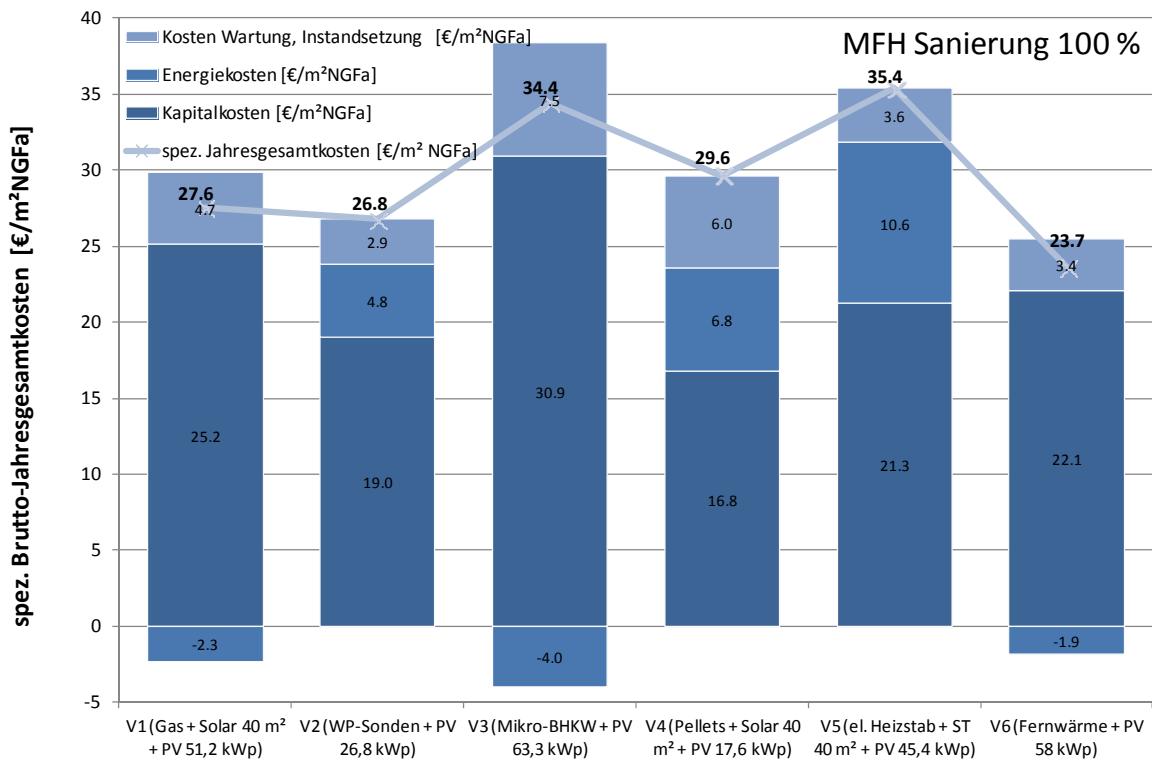


Bild 169 spezifische Jahresgesamtkosten Systemvarianten Mehrfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „100 % erneuerbar“

6.4 Kostenprognose

Die Entwicklung der Jahresgesamtkosten soll im Rahmen einer Kostenprognose geprüft werden. Hierfür wird ein Zeithorizont von 20 Jahren festgelegt. Innerhalb der Studie werden drei verschiedene Preissteigerungsraten ausgewählt, d.h. 4 %, 6 % und 8 %, und in der Berechnung berücksichtigt. Die Preissteigerung enthält bereits den jährlichen Anteil der Inflation. Die Preissteigerung wird auf folgende Parameter angewendet:

- Energiekosten (nur Arbeitspreis)
- Kosten für Wartung und Betrieb
- Kosten für Instandsetzung

Die angesetzten Grundpreise sowie die Einblaspauschale bei Anlieferung der Holzpellets bleiben konstant über den Zeitraum von 20 Jahren.

6.4.1 Entwicklung der Jahresgesamtkosten über 20 Jahre (Einfamilienhaus)

In den folgenden Abbildungen (Bild 170 bis Bild 173) wird die Entwicklung der Jahresgesamtkosten der Einfamilienhäuser für den Neubau und die Bestandssanierung, jeweils für das Szenario „50 und 100 % erneuerbar“, dargestellt. Die Diagramme beziehen sich auf eine Preissteigerung von 4 %. Alle weiteren Berechnungsergebnisse (6 % und 8 %) sind dem Anhang zu entnehmen. Der bei Variante 3 (BHKW, PV) auftretende Knick im 11. Betrachtungsjahr ist durch den Entfall der KWK-Zulage nach 10 Jahren begründet, welche für Neuanlagen (elektrische Leistung kleiner 50 kW) nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2012) gilt.

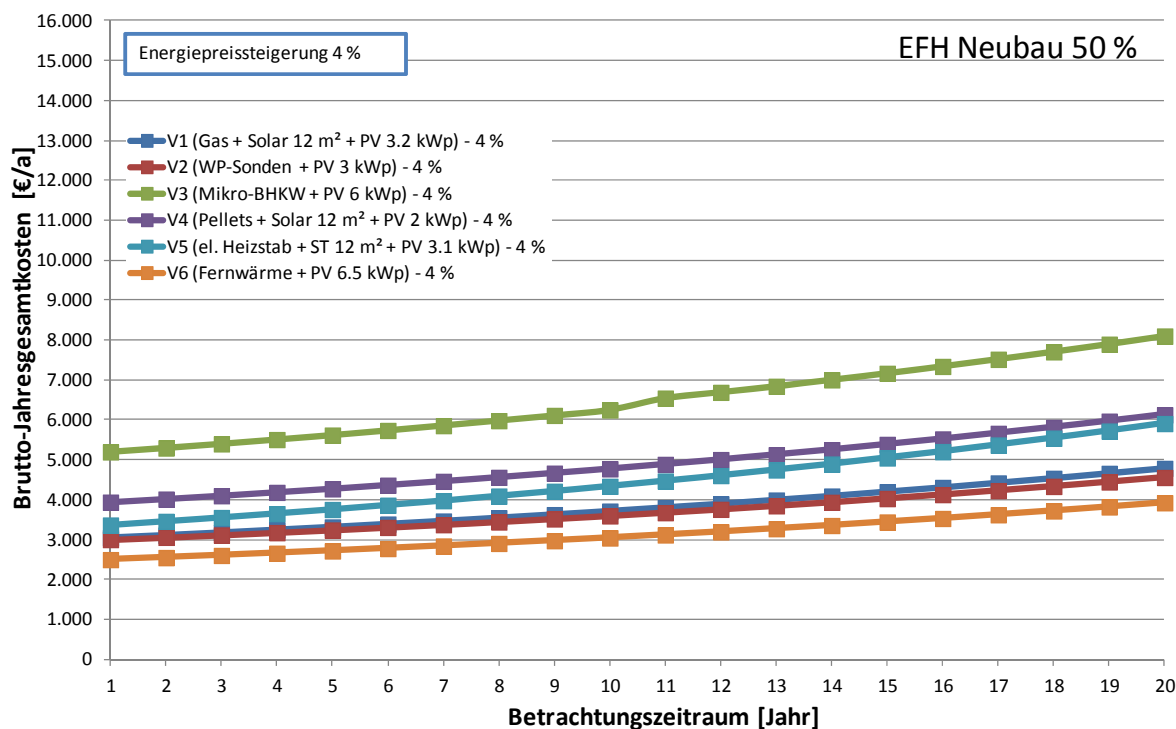


Bild 170 Entwicklung der Jahresgesamtkosten bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Einfamilienhaus Neubau, Szenario „50 % erneuerbar“

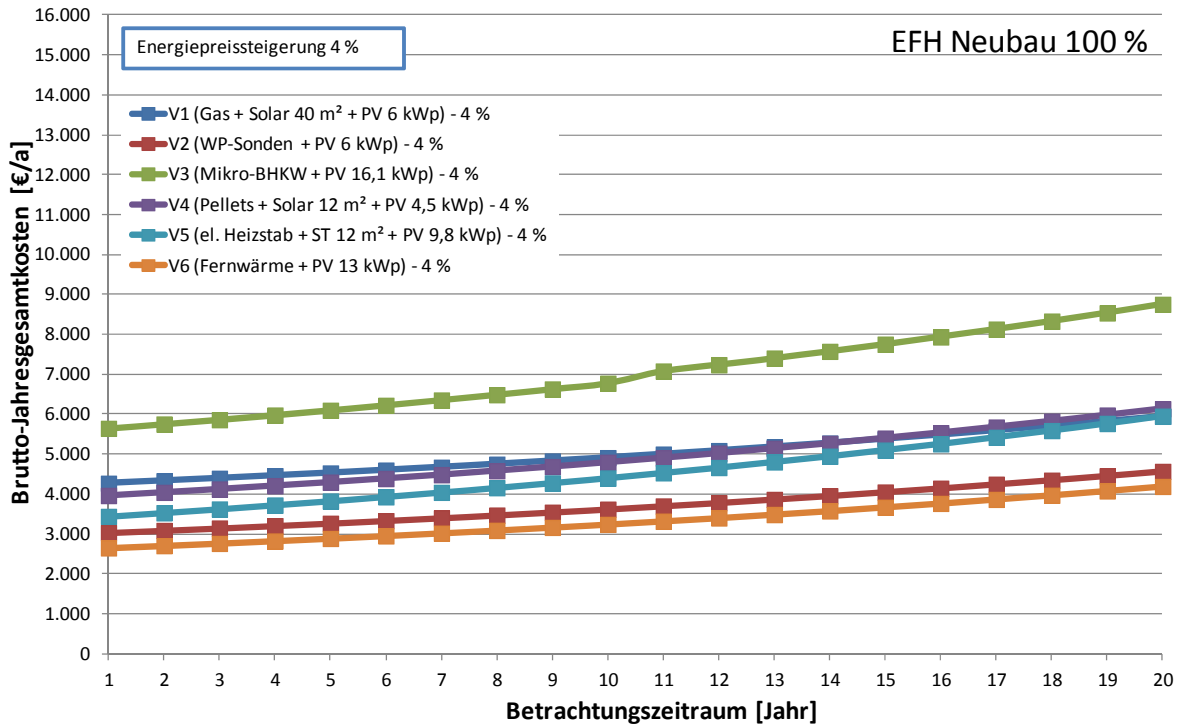


Bild 171 Entwicklung der Jahresgesamtkosten bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Einfamilienhaus Neubau, Szenario „100 % erneuerbar“

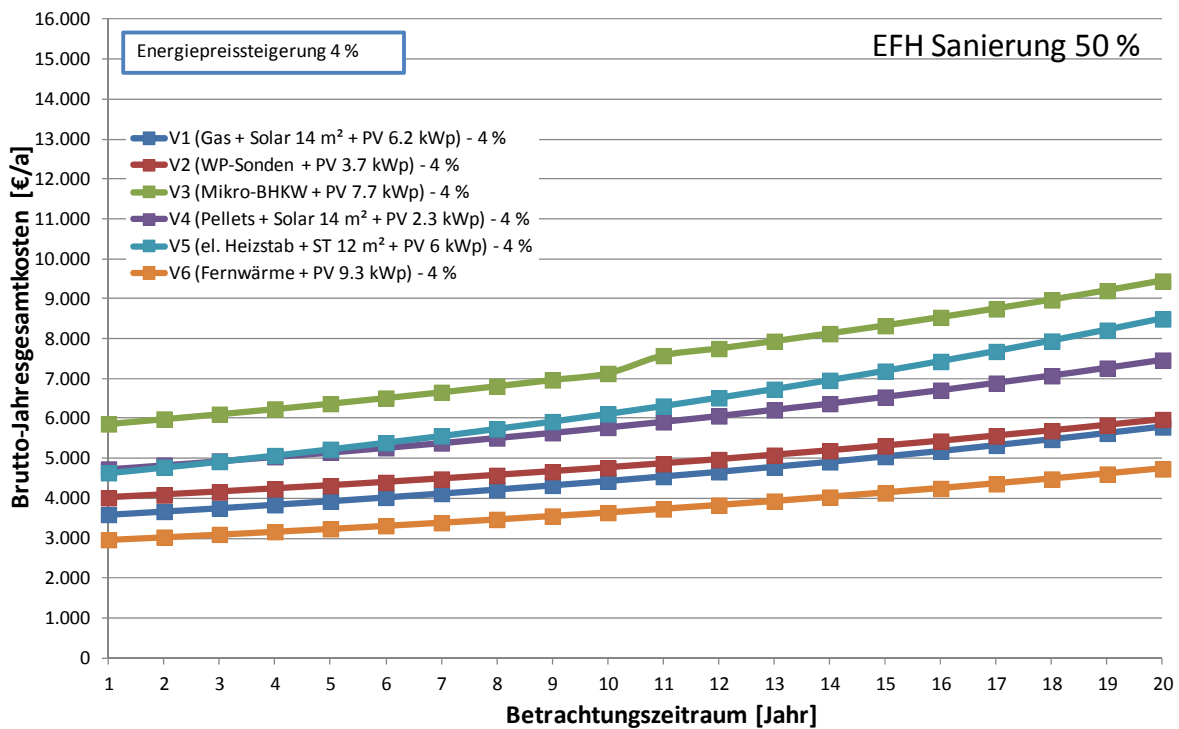


Bild 172 Entwicklung der Jahresgesamtkosten bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Einfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „50 % erneuerbar“

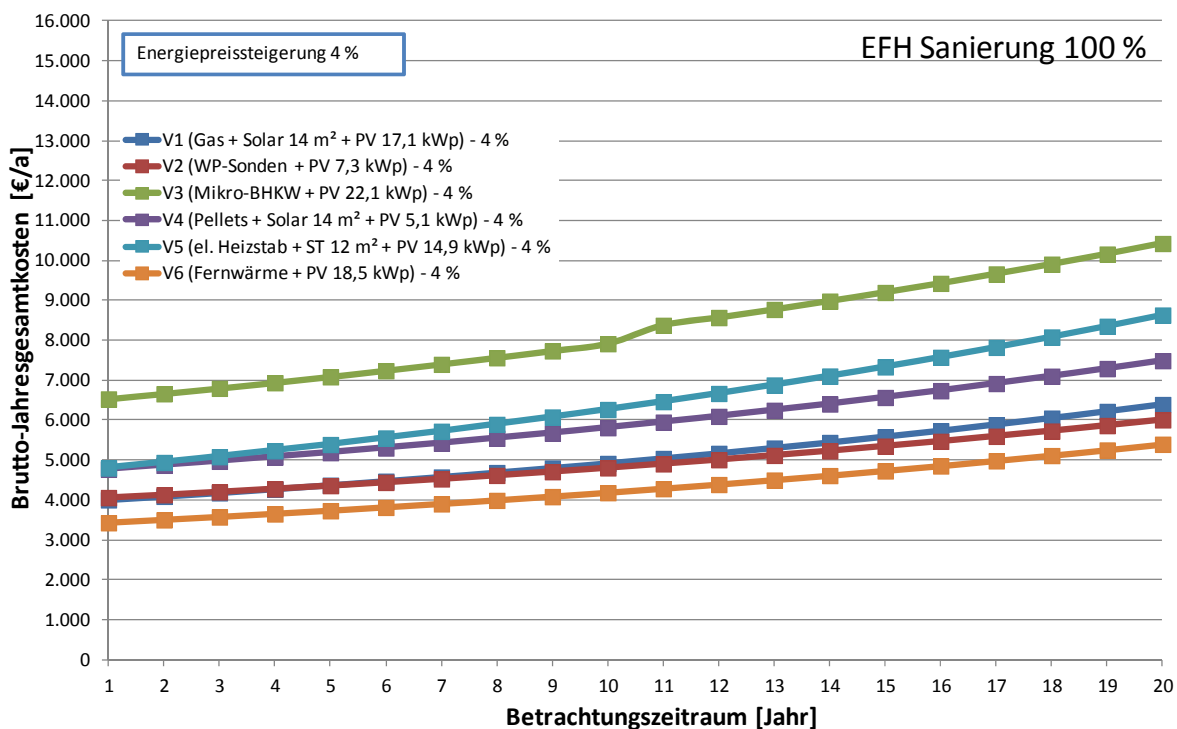


Bild 173 Entwicklung der Jahresgesamtkosten bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Einfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „100 % erneuerbar“

6.4.2 Entwicklung der Jahresgesamtkosten über 20 Jahre (Mehrfamilienhaus)

In den folgenden Abbildungen (Bild 174 bis Bild 177) wird die Entwicklung der Jahresgesamtkosten der Mehrfamilienhäuser für den Neubau und die Bestandssanierung, jeweils für das Szenario „50 und 100 % erneuerbar“, dargestellt. Die Diagramme beziehen sich auf eine Preissteigerung von 4 %. Alle weiteren Berechnungsergebnisse (6 % und 8 %) sind dem Anhang zu entnehmen. Der bei Variante 3 (BHKW, PV) auftretende Knick im 11. Betrachtungsjahr ist durch den Entfall der KWK-Zulage nach 10 Jahren begründet, welche für Neuanlagen (elektrische Leistung kleiner 50 kW) nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2012) gilt.

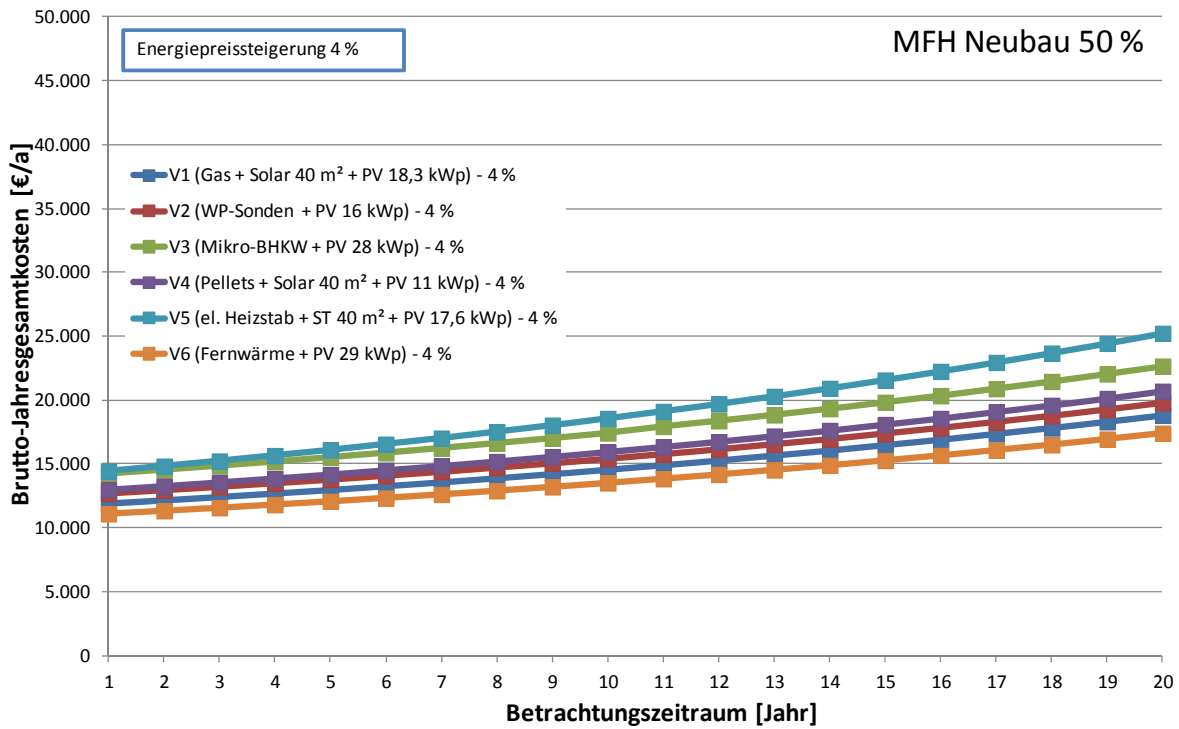


Bild 174 Entwicklung der Jahresgesamtkosten bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Mehrfamilienhaus Neubau, Szenario „50 % erneuerbar“

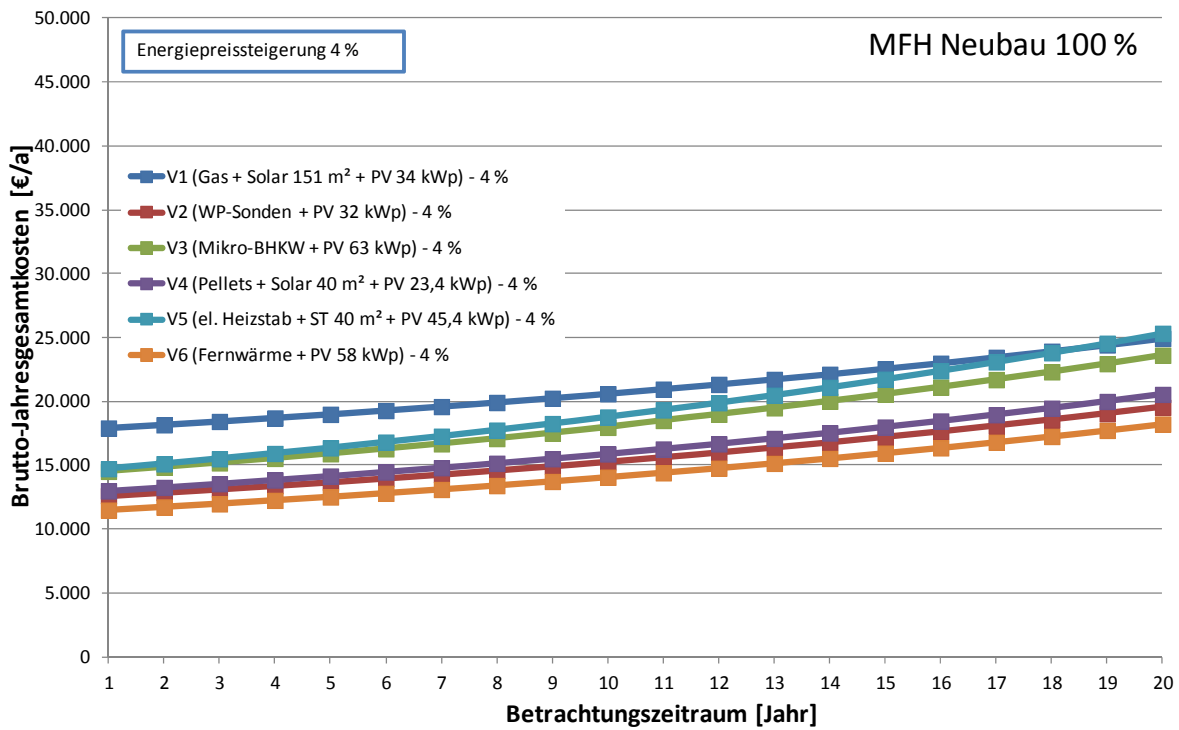


Bild 175 Entwicklung der Jahresgesamtkosten bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Mehrfamilienhaus Neubau, Szenario „100 % erneuerbar“

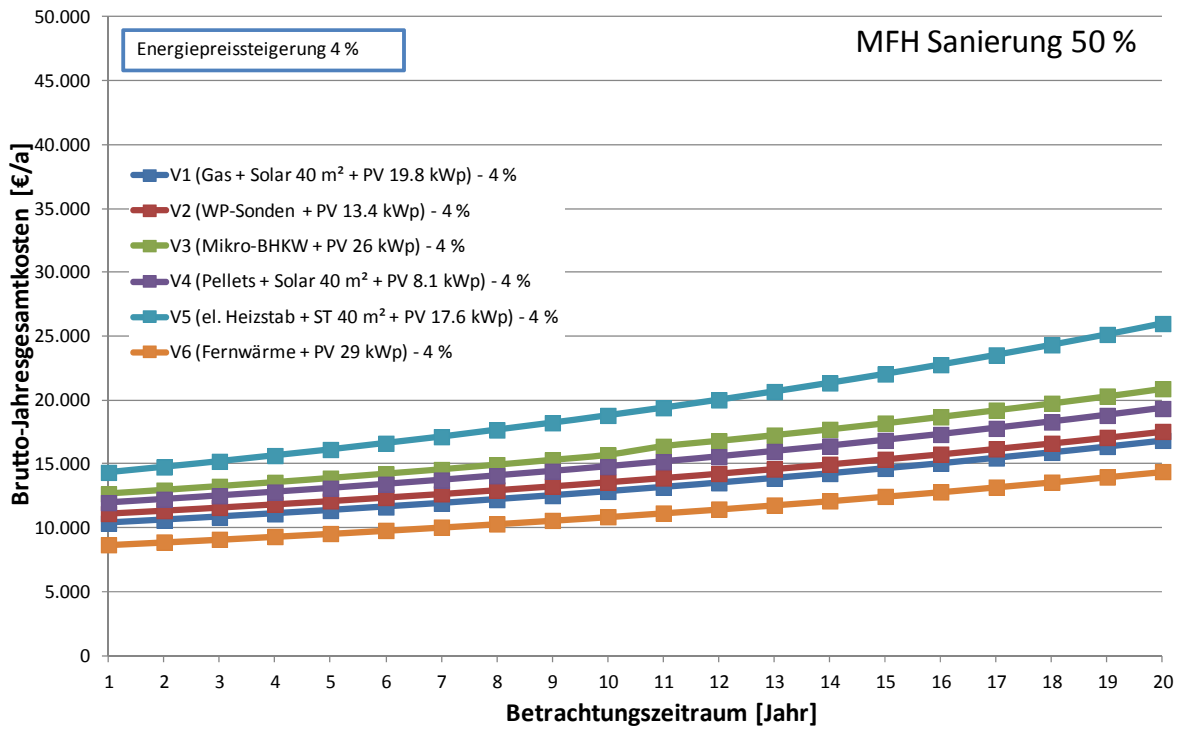


Bild 176 Entwicklung der Jahresgesamtkosten bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Mehrfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „50 % erneuerbar“

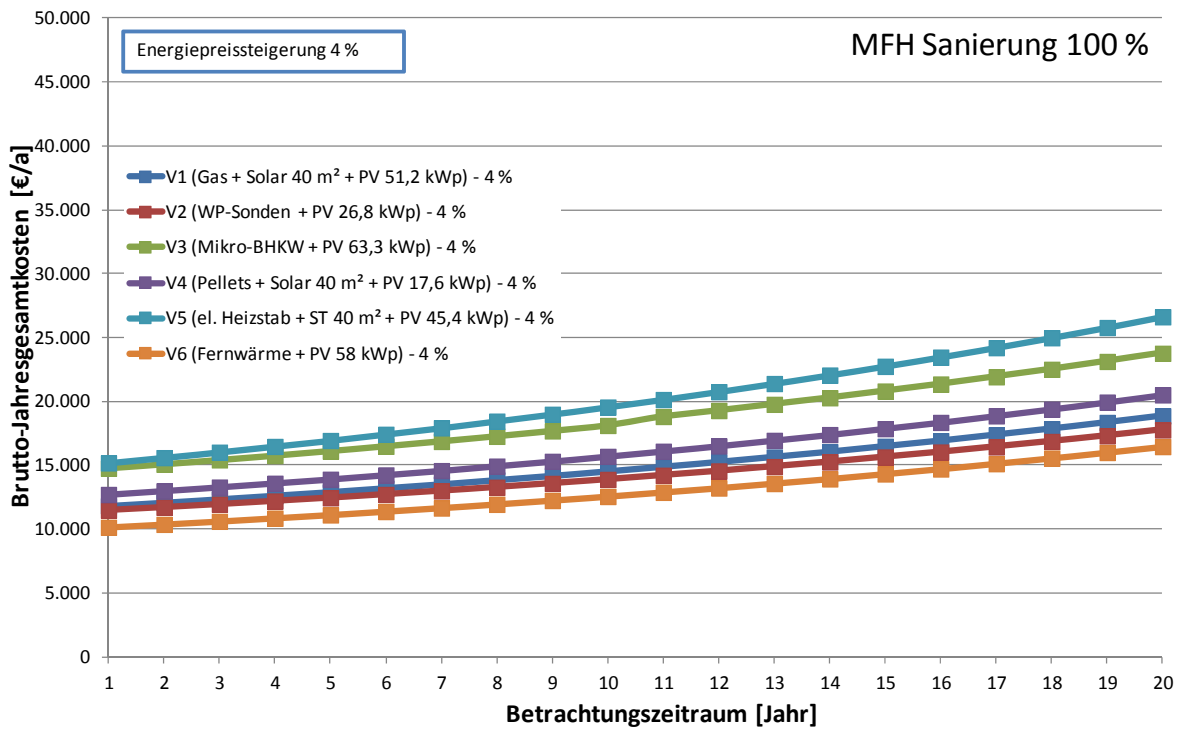


Bild 177 Entwicklung der Jahresgesamtkosten bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Mehrfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „100 % erneuerbar“

6.5 Kumulierte Jahresgesamtkosten über 20 Jahre

Werden die einzelnen Jahresgesamtkosten über den betrachteten Zeitbereich von 20 Jahren aufsummiert, ergeben sich die kumulierten Jahresgesamtkosten. So kann der wirtschaftliche Vergleich der Varianten untereinander innerhalb des Betrachtungszeitraumes erfolgen. Innerhalb der Jahresgesamtkosten werden drei Kostengruppen berücksichtigt:

- Kapitalgebundene Kosten (Kapitalkosten mit Zinssatz von 3 %)
- Bedarfs-(verbrauchs-) gebundene Kosten (Energiekosten)
- Betriebsgebundene Kosten (Instandsetzungs-, Wartungs- und Betriebskosten).

Zusätzlich zu den kumulierten Jahresgesamtkosten erfolgt die Berechnung der kumulierten Betriebskosten über den gewählten Zeitraum von 20 Jahren. Dabei werden nur die Energiekosten und die Kosten für Wartung und Instandsetzung betrachtet, d.h. ohne Berücksichtigung der Kapitalkosten.

6.5.1 Einfamilienhäuser

Die kumulierten Betriebskosten sowie Jahresgesamtkosten über einen Zeitraum von 20 Jahren sind in den nachfolgenden Abbildungen (Bild 178 bis Bild 181) für das Einfamilienhaus (Neubau und Bestandssanierung), jeweils für das Szenario „50 und 100 % erneuerbar“, dargestellt. Die Diagramme beziehen sich auf eine Preissteigerung von 4 %. Die Berechnungsergebnisse für eine Preissteigerung von 6 % und 8 %, sind dem Anhang zu entnehmen. Es ergeben sich keine Änderungen in Bezug auf die Reihenfolge der Varianten im Vergleich zu den in Kapitel 6.3.1 dargestellten Jahresgesamtkosten.

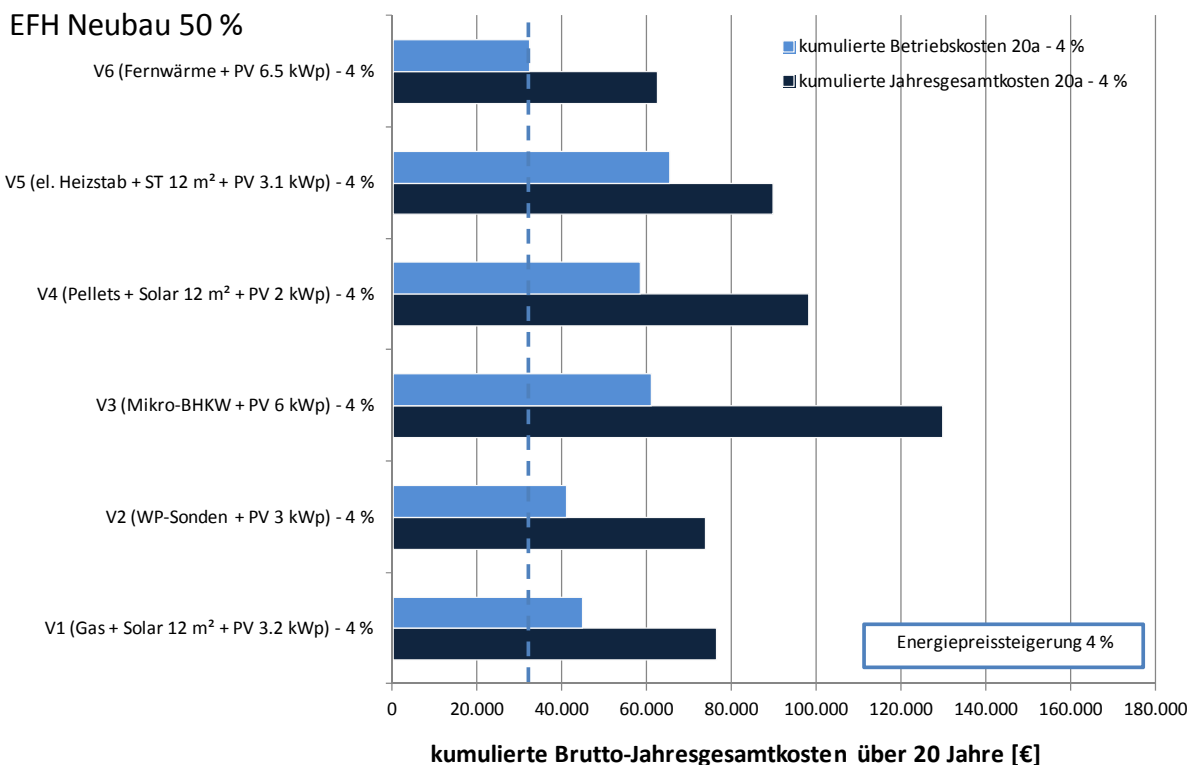


Bild 178 Kumulierte Jahresgesamtkosten über einen Zeitraum von 20 Jahren bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Einfamilienhaus Neubau, Szenario „50 % erneuerbar“

EFH Neubau 100 %

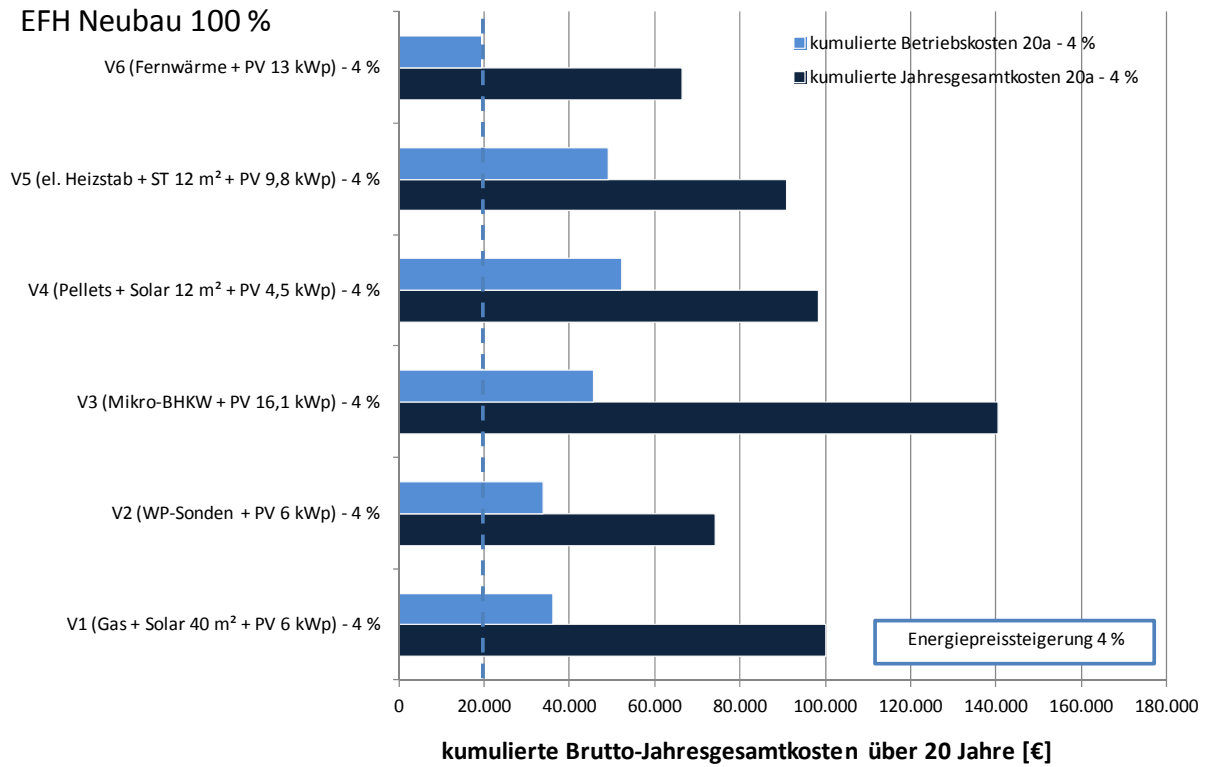


Bild 179 Kumulierte Jahresgesamtkosten über einen Zeitraum von 20 Jahren bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Einfamilienhaus Neubau, Szenario „100 % erneuerbar“

EFH Sanierung 50 %

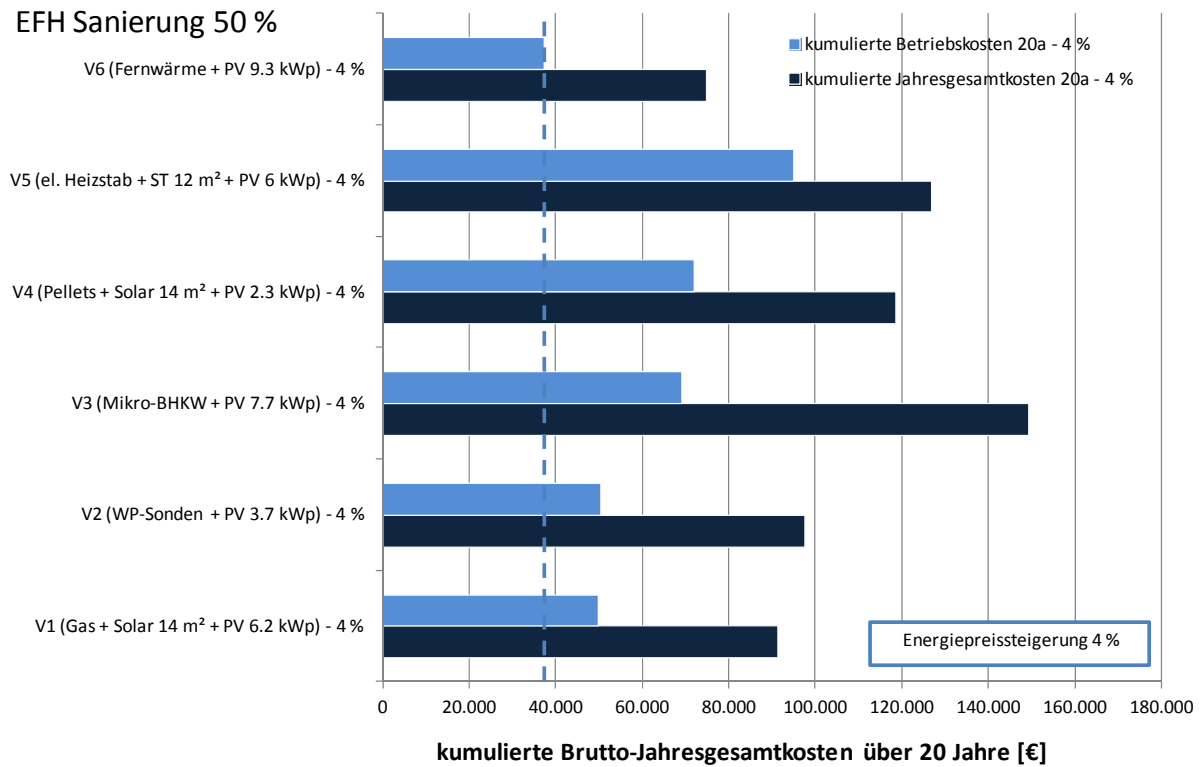


Bild 180 Kumulierte Jahresgesamtkosten über einen Zeitraum von 20 Jahren bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Einfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „50 % erneuerbar“

EFH Sanierung 100 %

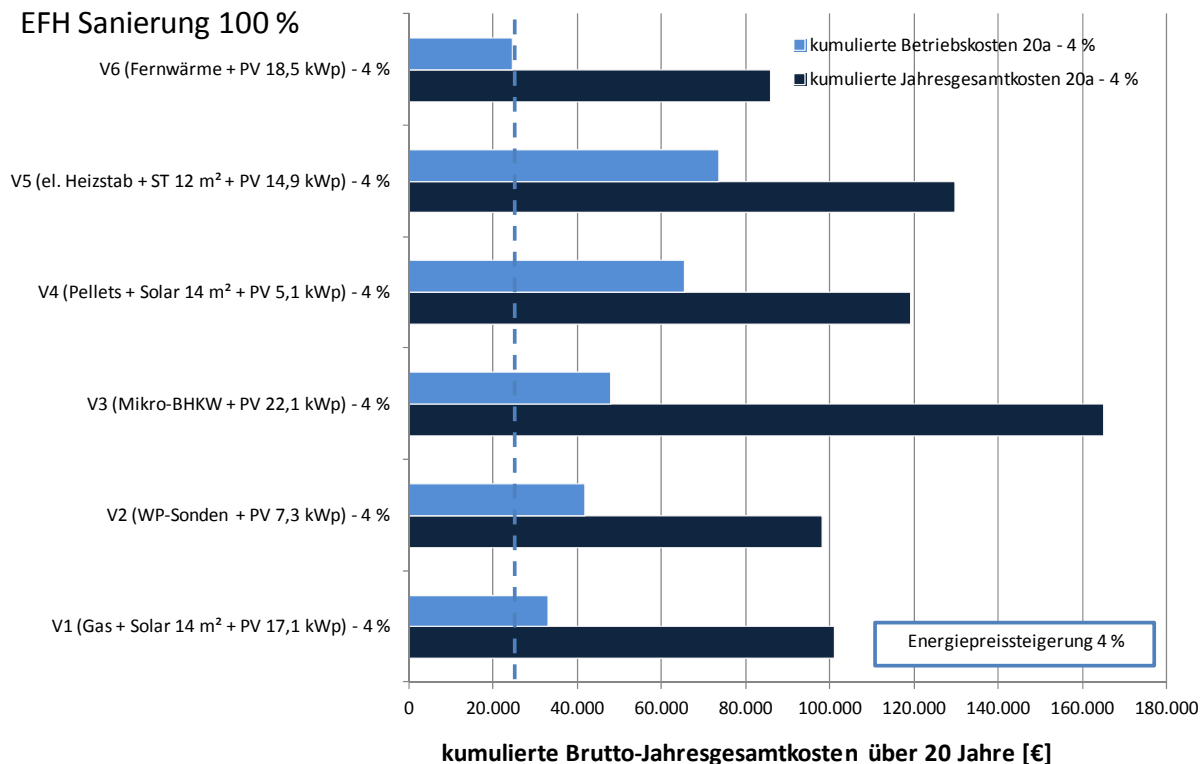


Bild 181 Kumulierte Jahresgesamtkosten über einen Zeitraum von 20 Jahren bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Einfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „100 % erneuerbar“

6.5.2 Mehrfamilienhäuser

Die folgenden Abbildungen (Bild 182 bis Bild 185) zeigen die kumulierten Betriebskosten sowie Jahresgesamtkosten über einen Zeitraum von 20 Jahren für das Mehrfamilienhaus (Neubau und Bestandssanierung), jeweils für das Szenario „50 und 100 % erneuerbar“. Die Diagramme beziehen sich auf eine Preissteigerung von 4 %. Die Berechnungsergebnisse für eine Preissteigerung von 6 % und 8 %, sind dem Anhang zu entnehmen. Es ergeben sich keine Änderungen in Bezug auf die Reihenfolge der Varianten im Vergleich zu den in Kapitel 6.3.2 dargestellten Jahresgesamtkosten.

MFH Neubau 50 %

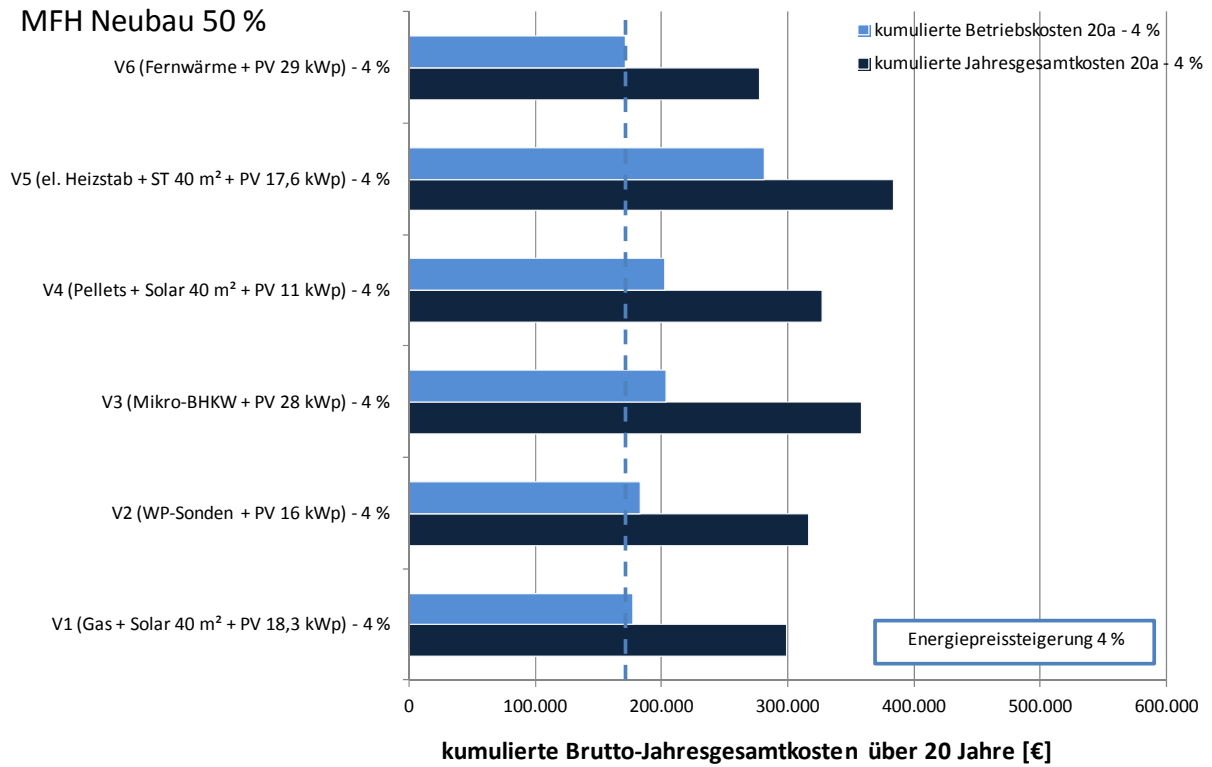


Bild 182 Kumulierte Jahresgesamtkosten über einen Zeitraum von 20 Jahren bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Mehrfamilienhaus Neubau, Szenario „50 % erneuerbar“

MFH Neubau 100 %

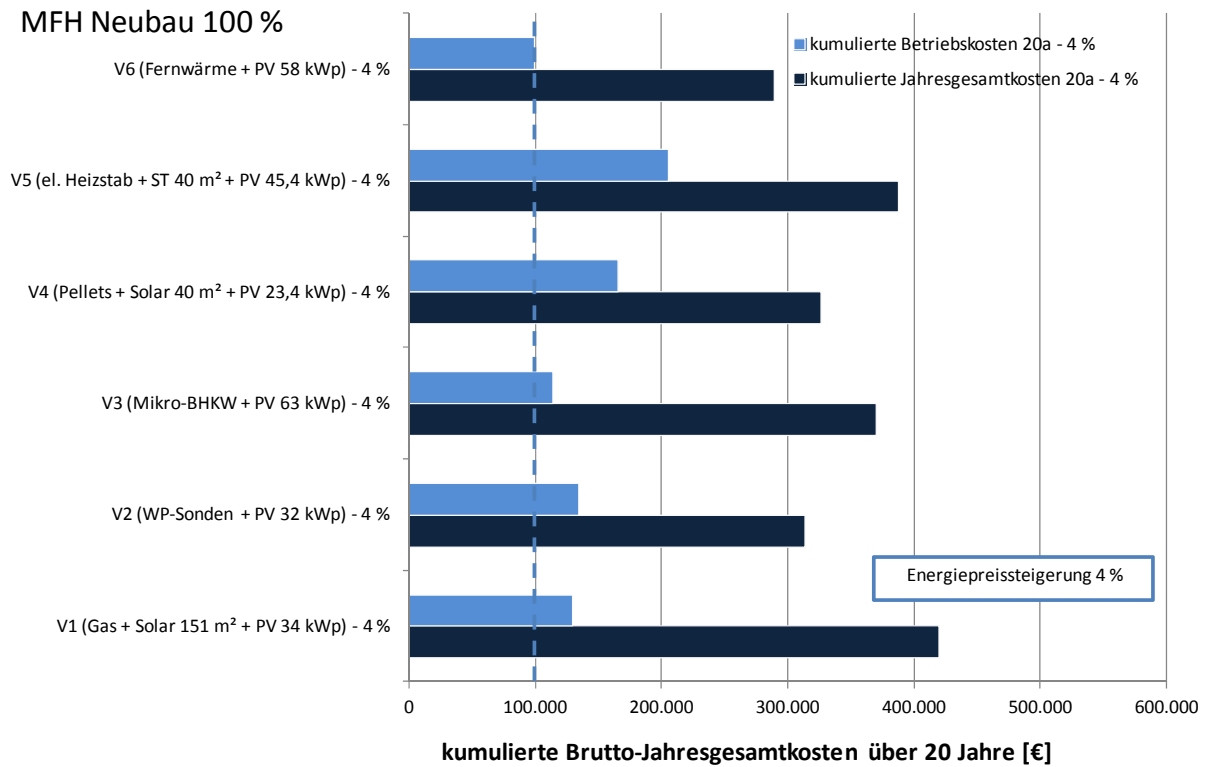


Bild 183 Kumulierte Jahresgesamtkosten über einen Zeitraum von 20 Jahren bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Mehrfamilienhaus Neubau, Szenario „100 % erneuerbar“

MFH Sanierung 50 %

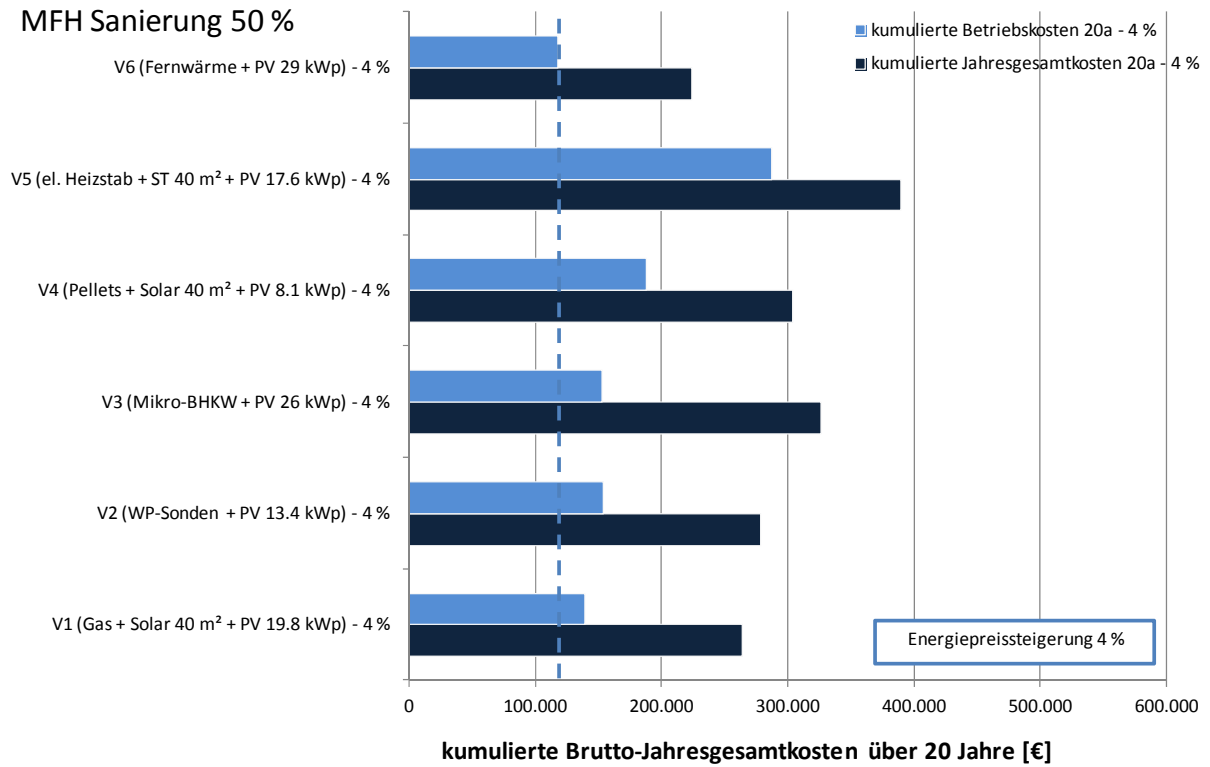


Bild 184 Kumulierte Jahresgesamtkosten über einen Zeitraum von 20 Jahren bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Mehrfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „50 % erneuerbar“

MFH Sanierung 100 %

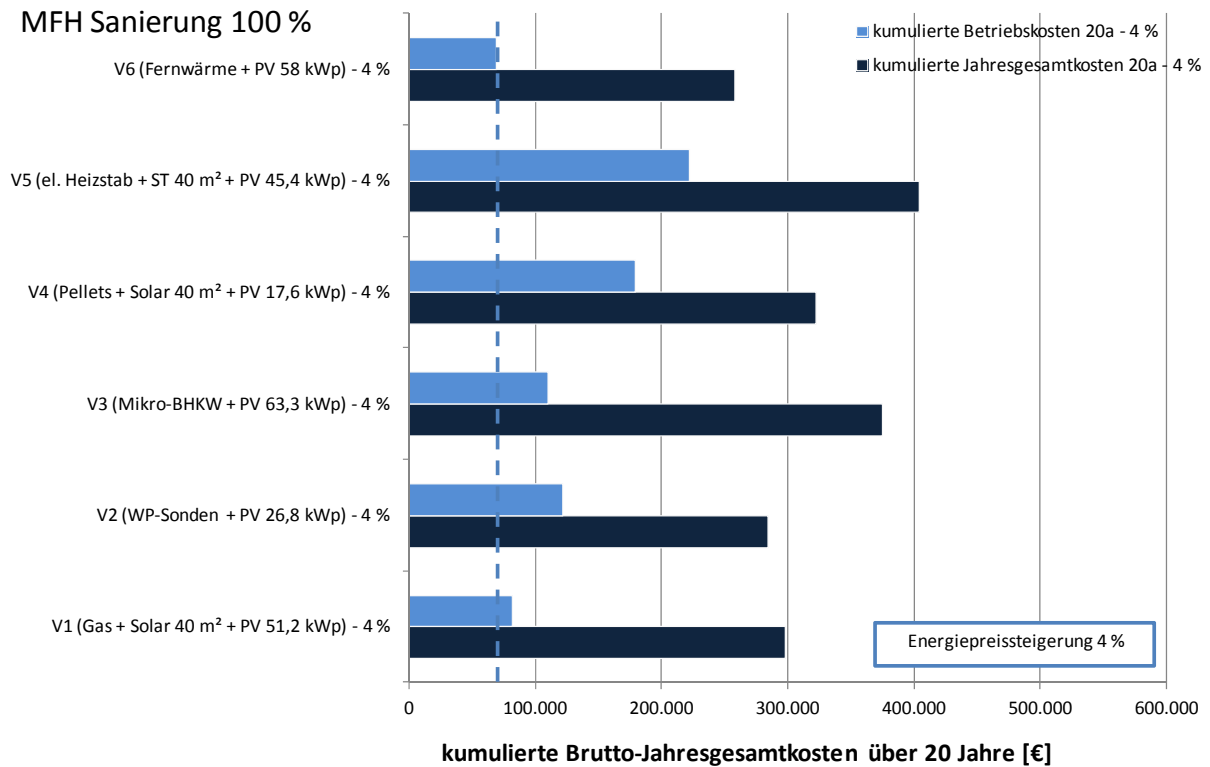


Bild 185 Kumulierte Jahresgesamtkosten über einen Zeitraum von 20 Jahren bei einer Preissteigerungsrate von 4 %, Systemvarianten Einfamilienhaus Bestandssanierung, Szenario „100 % erneuerbar“

6.6 Sonderuntersuchung

Innerhalb der Studie werden verschiedene Sonderuntersuchungen durchgeführt. Hierzu gehört die Untersuchung des Einsatzes eines Batteriespeichers bei Variante 2 (elektrische Wärmepumpe, Erdsonden, PV-Anlage) im Einfamilienhaus. In einer zweiten Betrachtung wird bei Variante 2 das thermische Speichervolumen kontinuierlich erhöht, um den Anteil der Eigenstromnutzung des durch die PV-Anlage erzeugten Stroms zu maximieren. Bei Variante 5 (Solarthermie, elektrischer Heizstab, PV-Anlage) wird die Solarthermieanlage durch einen Hochtemperaturspeicher ersetzt, der über einen elektrischen Heizstab beladen wird.

6.6.1 Stromspeicher Einfamilienhaus

Für Variante 2 (elektrische Wärmepumpe, Erdsonden, PV-Anlage) wird im Einfamilienhaus der Einsatz einer Batterie zur Stromspeicherung untersucht. Je nach Szenario ergeben sich die in Bild 186 angegebenen Anlagenleistungen der PV-Anlagen. Die vier Anlagensysteme werden in der Anlagensimulation um einen Batteriespeicher ergänzt. Dabei variiert die Kapazität der Batterie in 5 Stufen, d.h. 8, 12, 16, 20 und 24 kWh. Als Batterietyp wird eine Blei-Säure Batterie in der Simulation hinterlegt. Ziel der Untersuchung ist die Bewertung der Erhöhung der Eigenstromnutzung des erzeugten PV- Stroms.

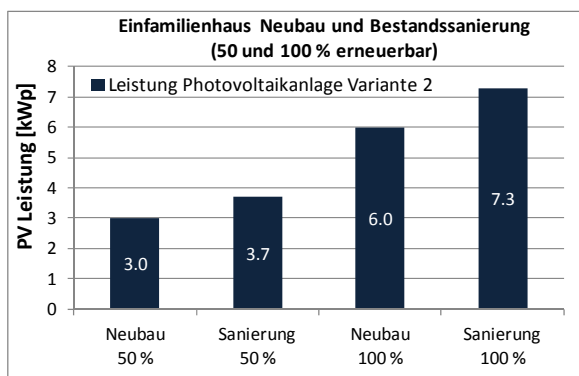


Bild 186 PV- Leistung Einfamilienhaus Neubau und Bestandssanierung „50 und 100 % erneuerbar“

Bild 187 zeigt die Ergebnisse der Simulationsuntersuchung. Für die verschiedenen Batterietypen ergeben sich jeweils die entsprechenden PV- Eigenstromnutzungsanteile. Das Optimum stellt sich bei einer 8 kWh Batterie ein, da hier die Steigung am größten ist. Bei der kleinsten Batteriegröße (8 kWh) wird eine Erhöhung des Anteils der Eigenstromnutzung von 15 % bzw. bis zu 20 % erreicht, im Gegensatz zu einem System ohne Batteriespeicher. Zwar wird der Eigenstromanteil durch höhere Batteriekapazitäten weiter maximiert, allerdings steigen dadurch auch die Investitionskosten für den Batteriespeicher.

Wird im Einfamilienhaus bei Variante 2 (WP, Erdsonden, PV) im Szenario „50 % regenerativ“ eine Batterie mit 8 kWh ergänzt, so erhöhen sich die Jahresgesamtkosten um 17 %. Die entsprechenden Berechnungsgrundlagen sind dem Anhang zu entnehmen. Der finanzielle Mehraufwand steht also nicht im wirtschaftlichen Verhältnis zur Erhöhung des PV-Eigenstromnutzungsanteils. Eine relevante Preissenkung der Batteriespeicher wird in den nächsten Jahren jedoch nicht erwartet.

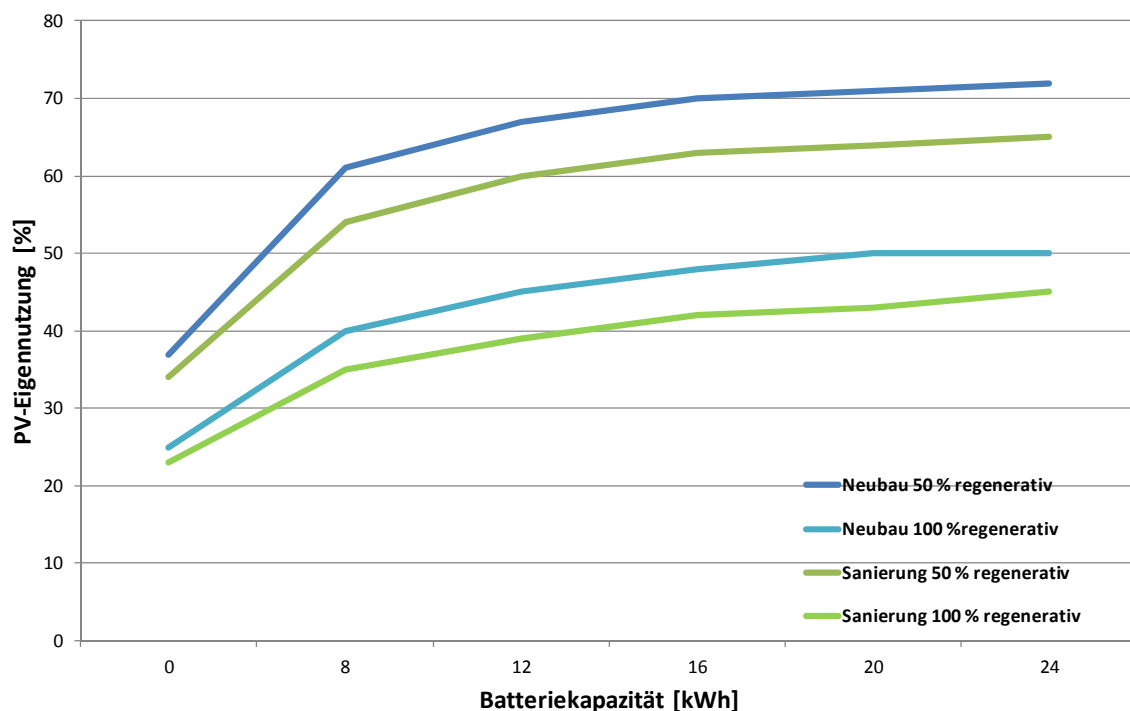


Bild 187 Erhöhung der PV- Eigenstromnutzung durch Batteriespeicher bei Variante 2 (elektrische Wärmepumpe, Erdsonden, PV-Anlage) im Einfamilienhaus

Als virtuellen Stromspeicher wird der thermische Speicher der Wärmepumpe identifiziert. Dabei wird der produzierte PV-Strom direkt über die Wärmepumpe genutzt. Die erzeugte Wärmemenge kann anschließend in einem 300, 1.000 oder 2.000 Liter Speicher zwischengespeichert werden. Für den Start des Beladevorgangs werden verschiedene Leistungsparameter in der Simulation hinterlegt.

Die Ergebnisse der Anlagensimulationen für das Einfamilienhaus Neubau sind in Bild 188 dargestellt. Für die verschiedenen Startwerte (Mindestleistung der PV- Anlage) ergeben sich jeweils die entsprechenden PV- Eigenstromnutzungsanteile. Mit einem 2.000 Liter Speicher und einer Startbedingung von 1 kWp für die Speicherbeladung ergibt sich eine Erhöhung des Anteils der Eigenstromnutzung von 10 %, d.h. auf ca. 48 %.

Wird im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsprüfung im Einfamilienhaus bei Variante 2 (WP, Erdsonden, PV) im Szenario „50 % regenerativ“ ein thermischer Speicher mit einem Volumen von 2.000 Litern ergänzt, so erhöhen sich die Jahresgesamtkosten um 8 %. Die entsprechenden Berechnungsgrundlagen sind dem Anhang zu entnehmen.

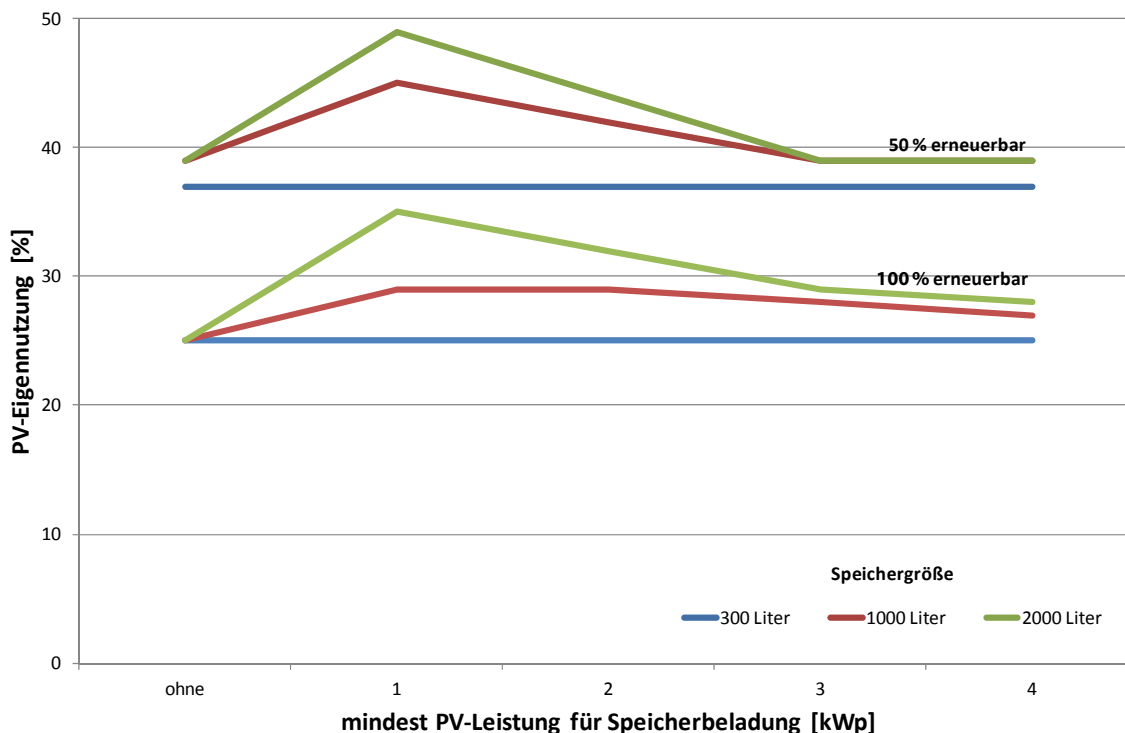


Bild 188 Erhöhung der PV- Eigenstromnutzung durch Vergrößerung des thermischen Speichervolumens bei Variante 2 (elektrische Wärmepumpe, Erdsonden, PV-Anlage) im Einfamilienhaus Neubau

6.6.2 Hochtemperaturspeicher Einfamilienhaus

Die Speicherung der sommerlichen PV-Überschüsse in Form fühlbarer Wärme wird in Variante 5b untersucht. Hierzu wird ein elektrisch beheizter Hochtemperatur-Feststoffspeicher in TRNSYS [TRNSYS 17, 2010] abgebildet. Das eingesetzte Speichermaterial (Feolit) zeichnet sich durch eine hohe Dichte (4.000 kg/m^3) und eine maximale Betriebstemperatur von ca. $800 \text{ }^\circ\text{C}$ aus. Das System besteht aus einer PV-Anlage ($8,1 \text{ kWp}$, 55 m^2), einem Trinkwasserspeicher (300 Liter) und dem Hochtemperaturspeicher (700 Liter). Die Nachheizung erfolgt über einen Gas-Brennwertkessel, siehe Bild 189.

Das Bruttovolumen des HT-Speichers beträgt inkl. Wärmedämmung ca. 1.900 Liter (Nennvolumen 700 Liter). Die Wärmeleitfähigkeit der Dämmung wird innerhalb der Simulation temperaturabhängig angesetzt. Bei einer Bezugstemperatur von $500 \text{ }^\circ\text{C}$ liegt der Wert bei $0,027 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$. Bei einer spezifischen Wärmekapazität von $1,05 \text{ kJ/(kg K)}$ ergibt sich eine Energiespeicherdichte von 750 kWh/m^3 .

Folgende Priorisierung wird für die Verwendung des PV-Ertrags festgelegt:

- 1. Deckung des Haushaltsstroms,
- 2. Deckung des Heizwärmebedarfs mittels eines elektrischen Heizstabs im Heizungs-vorlauf,
- 3. Erwärmung des Trinkwasserspeichers,
- 4. Erwärmung des Hochtemperaturspeichers auf max. $800 \text{ }^\circ\text{C}$,
- 5. Netzeinspeisung des überschüssigen PV-Stroms.

Bei vorliegendem Wärmebedarf kann die im Hochtemperaturspeicher eingespeicherte Wärme über einen Luft/Wasser- Wärmeübertrager dem Heizungsvorlauf und dem Trinkwasserspeicher zugeführt werden. Mit dem System werden die Anforderungen für das Szenario „50 % regenerativ“ eingehalten. Trotz der hochwertigen Dämmung werden ca. 60 bis 70 % der in den Speicher eingebrachten PV-Energie in Wärmeverluste umgewandelt. Daher ist die Nutzung als Wochen- oder Monatsspeicher für Niedertemperaturwärme nur mit deutlich verbesserter Wärmedämmung denkbar. Die Ausführung als Kurzzeitspeicher für Wärmeanwendungen auf hohem Temperaturniveau ist jedoch mit dem gewählten System möglich.

Bei einem Ansatz von 10 €/Liter für den Hochtemperaturfeststoffspeicher liegen die Jahresgesamtkosten bei ca. 3.630 €/a. Dabei handelt es sich jedoch um einen zukünftigen Marktpreis der an dieser Stelle prognostiziert wird. Die entsprechenden Berechnungsgrundlagen sind dem Anhang zu entnehmen.

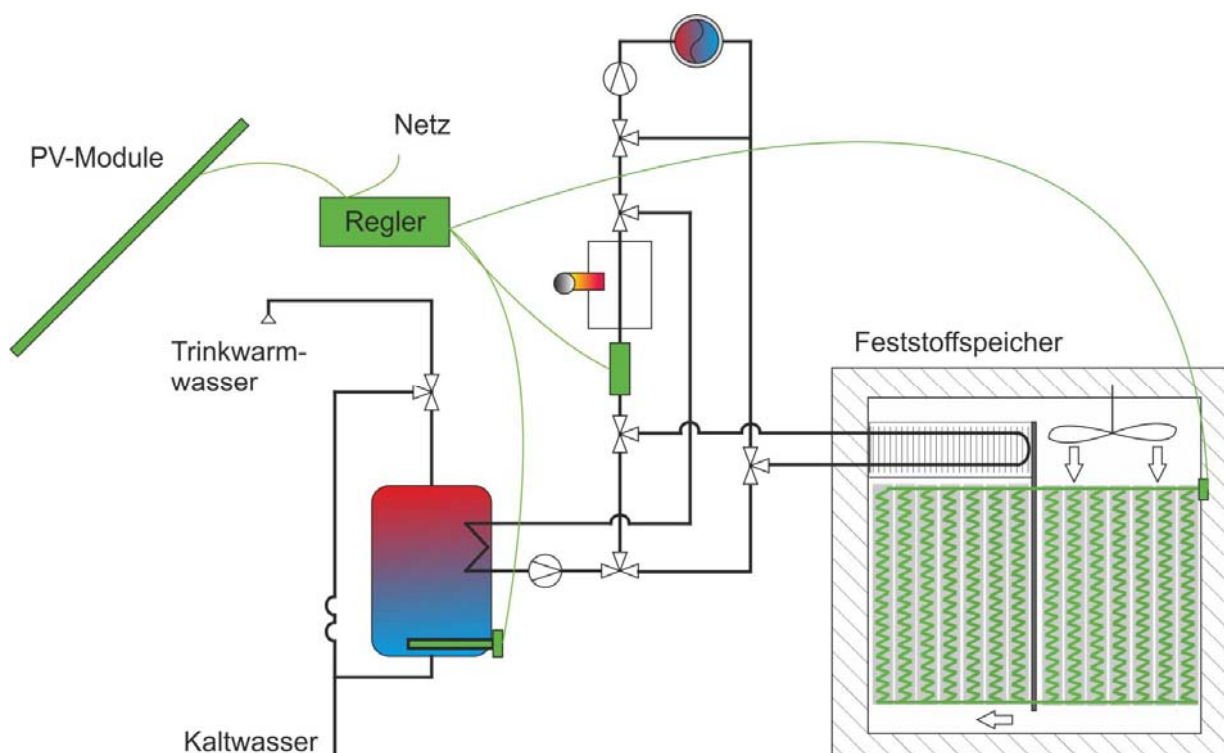


Bild 189 vereinfachtes Anlagenschema Variante 5b (PV-Anlage, Elektroheizstab, Hochtemperaturspeicher, Gas-Brennwert-Kessel) im Einfamilienhaus Neubau Szenario „50 % regenerativ“

7 Systemdefinition Stadtquartier (AP 6)

Im ersten Teilprojekt erfolgt die Systemanalyse für Ein- und Mehrfamilienhäuser. In Teilprojekt 2 werden regenerative Versorgungsvarianten auf Quartiersebene für den Neubau und die Bestandssanierung betrachtet und anhand von zwei synthetischen Wohnquartieren detailliert untersucht. Basis hierfür sind die Grundlagen der Mehrfamilienhäuser, erweitert um die Ergebnisse einer Recherche zu Stadtquartieren.

Ein Quartier besteht aus mehreren Mehrfamilienhäusern. Die Bilanzgrenze wird dabei um den gesamten Gebäudeverbund gelegt. Innerhalb der Untersuchung sollen nur ausgewählte zentrale Versorgungskonzepte bewertet werden, da eine dezentrale Versorgung bereits in Teilprojekt 1 betrachtet wird. Daher müssen in der Berechnung die Verluste des Nahwärmenetzes berücksichtigt werden. Im nachfolgenden Kapitel erfolgt die Definition der Wohnquartiere jeweils für den Neubau und die Bestandssanierung.

7.1 Definition Wohnquartier Neubau

Grundlage der Definition des Wohnquartiers im Neubau ist eine Untersuchung des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) aus dem Jahr 2012. In der Studie „Neue Stadtquartiere“ [BBSR, 2012] erfolgt eine aktuelle Auswertung der Bestandsdaten der jüngsten Stadtquartiersgeneration. Dabei werden neue Stadtquartiere, die seit 1990 entstanden sind, in Bezug auf die städtebauliche Bedeutung, die räumliche Verteilung im Bundesgebiet, die Vornutzung der Quartiersflächen, die künftige Flächennutzung und die Lage und Verkehrsanbindung hin ausgewertet.

Die Größe der einzelnen Stadtquartiere im Neubau variiert deutlich, siehe Bild 190 links. Ca. 5 % besitzen eine Fläche unter 10 ha, während rund ein Drittel der neuen Stadtquartiere Flächen bis zu 20 ha umfassen und ein weiteres Drittel Flächen von 20 bis 40 ha einnehmen. Die größten Projekte (5 Stück) besitzen eine Gebietsfläche von über 250 ha, wobei ein Großteil der Flächen als Freiflächen ausgewiesen ist. Dabei kann diese Größe mit der Münchner Altstadt verglichen werden. Für die Studie wird als Maßstab ein Flächenansatz von 5 ha gewählt, was einem Rechteck mit einer Seitenlänge von 200 m und 250 m entspricht (50.000 m²).

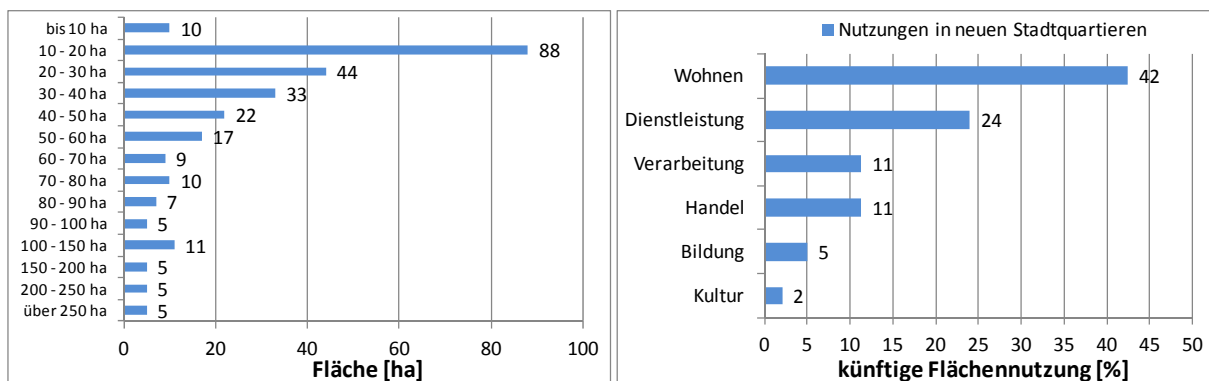


Bild 190 Links: Neue Stadtquartiere nach Gebietsgrößen; Rechts: Künftige Flächennutzungen in neuen Stadtquartieren [BBSR, 2012]

Bei der zukünftigen Flächennutzung gewinnt die Nutzungsmischung an Bedeutung, siehe Bild 190 rechts. Im großen Umfang werden Wohnungen und Arbeitsstätten in einem Quartier untergebracht. Die Bestandserhebung des BBSR zeigt, dass dies bei 75 % der neuen Stadtquartiere der Fall ist. Die Nutzung variiert von Wohnen und der haushaltsnahen Dienstleistung (Ärztzentrum, Apotheke, Fitnessstudio, Pflegedienst, Gastronomie, Hotel, etc.) bis hin zur unternehmensbezogenen Dienstleistung (Büro, Verwaltung, etc.) und Bildungseinrichtungen (Schule, Kindertagesstätte, etc.). Teilweise entstehen aber auch kleine verarbeitende Betriebe, das Handwerk und der Handel (Nahversorger, Drogeriemarkt, etc.).

Für das Quartier im Neubau wird ebenfalls eine Nutzungsmischung angenommen. Die Nutzung setzt sich aus den Kategorien Wohnen, Dienstleistung/ Verwaltung und dem Handel zusammen. Bild 191 (links) zeigt die jeweiligen Anteile, welche im Neubauquartier angesetzt werden. Aufgrund der zu erstellenden Gebäudekubatur können sich ggf. noch geringe Abweichungen im weiteren Bearbeitungsverlauf ergeben. Die Nutzungen Kultur, Forschung und Bildung sowie Verarbeitung werden nicht berücksichtigt.

Die im vorhergehenden Abschnitt festgelegten 5 ha Bauland werden gemäß Bild 191 (rechte Abbildung) aufgeteilt. Dabei erfolgt die Einteilung nach Gebäudeblock, Verkehrsfläche und Freiraum. Für die Geschossigkeit wird ein Wert von vier festgelegt. Daher werden bei der Modellerstellung ein Kellergeschoss und vier Vollgeschosse berücksichtigt.

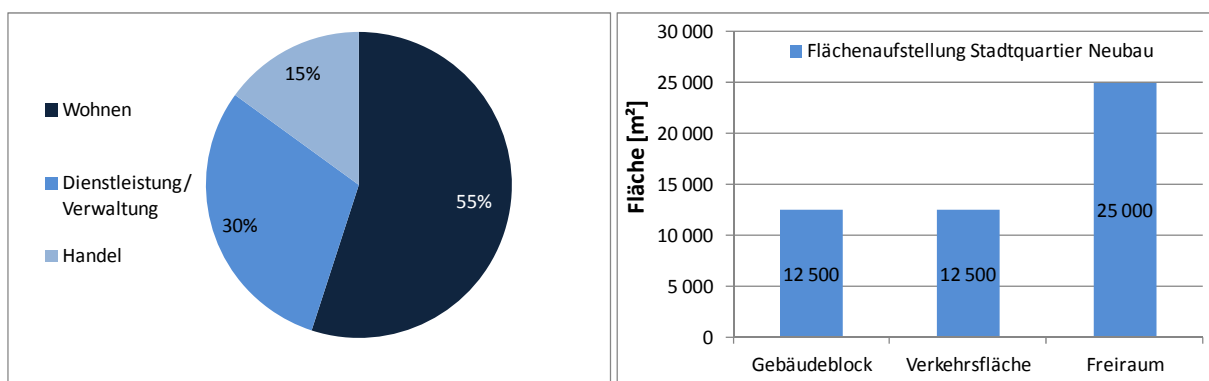


Bild 191 Links: Vorgabe prozentuale Flächennutzung im Quartier Neubau; Rechts: Flächenzusammenstellung Stadtquartier Neubau nach Kategorien

Da es sich um ein synthetisch generiertes Quartier handelt, wird im ersten Schritt ein Mustergebäude für eine Blockbebauung nach den Vorgaben der entsprechenden Nutzungsarten generiert. Für die Abbildung des Gebäudes wird auf das dem Institut für Gebäude- und Solartechnik vorliegende umfangreiche Planmaterial von Gebäuden (Neubau und Gebäudebestand) zurückgegriffen. Mit dem Programm SketchUp [SketchUp, 2012] wird die Blockbebauung in 3D visualisiert, siehe Bild 192.

Der Quartiersblock hat eine Grundfläche von 2.500 m² inkl. Innenhof. Er besitzt ein unbeheiztes Kellergeschoss sowie vier beheizte Vollgeschosse, wobei das Kellergeschoss bei der Flächenaufteilung und Berechnung unberücksichtigt bleibt. Die Dachkonstruktion ist mit einer Neigung von 10° als Pultdach ausgeführt.

Das Erdgeschoss wird für den Einzelhandel (Handel) und für Büroflächen (Dienstleistung/ Verwaltung) genutzt. Im ersten Obergeschoss befinden sich die restlichen Büroflächen. Das dritte und vierte Obergeschoss ist komplett der Nutzung Wohnen vorbehalten. Im Erdgeschoss wird von einer Raumhöhe von 5 m ausgegangen, die darüber liegenden Geschosse haben eine Raumhöhe von 3 m. Aufgrund der Schaufenster ist im Erdgeschoss der Fensterflächenanteil deutlich höher und liegt bei 90 % der Fassadenfläche. In den oberen Geschossen (2. OG und 3.OG) wird ein Fensterflächenanteil von 17 % nach Norden, 15 % nach Osten, 33 % nach Süden und 22 % nach Westen berücksichtigt. Im 1. Obergeschoss liegt der Fensterflächenanteil rundum bei 40 %.

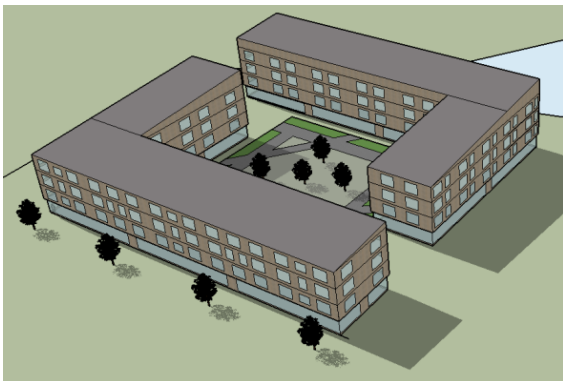


Bild 192 *Mustergebäude Neubau für Blockbebauung im Quartier*

Innerhalb der Blockbebauung entfallen 55 % auf die Nutzungsform Wohnen, 30 % auf Dienstleistung/ Verwaltung und 15 % auf den Handel. Für die Abbildung eines Quartiers werden 5 Blöcke mit je ca.9.100 m² zu einem Wohnquartier verbunden, siehe Bild 193. Daraus ergibt sich eine Nettogeschossfläche (NGF) von über 45.500 m². Im Bereich Wohnen wird eine Belegung von zwei Personen je Wohneinheit angenommen, für den Bereich Dienstleistung/ Verwaltung 15 m² je Arbeitsplatz. Die Personendichte für den Handel kann der DIN V 18599 entnommen werden [DIN V 18599, 2011]. Für den vorliegenden Fall liegt sie bei 6 m² je Person.



Bild 193 *Synthetisch generiertes Modell Gesamtquartier Neubau*

Mit den Berechnungsparametern ergibt sich eine durchschnittliche Wohnungsgröße von ca. 90 m². Für das Gesamtquartier können demnach 270 Wohnungen ausgewiesen werden. Demgegenüber stehen 910 Büroarbeitsplätze. Tabelle 15 stellt die Kenndaten zum Neubauquartier zusammen.

Tabelle 15 Zusammenfassung Kenndaten Blockbebauung und Quartier Neubau

	Blockbebauung	Quartier
	Neubau 2012	Neubau 2012
Nettogeschossfläche (beheizt)		
Wohnen [m ²]	5.007	25.035
Dienstleistung / Verwaltung [m ²]	2.731	13.655
Handel [m ²]	1.366	6.830
Summe [m ²]	9.104	45.520
Brutto-Volumen thermische Hülle [m ³]	31.864	159.320
Fensterflächenanteil (nicht EG u. 1.OG)		
nord	27 %	27 %
ost	15 %	15 %
süd	33 %	33 %
west	22 %	22 %
Wohneinheiten	54	270
Personenbelegung Wohnen	108	540
Arbeitsplätze Büro / Verwaltung	182	910
Personenbelegung Handel	228 (max.)	1.140 (max.)

7.2 Definition Wohnquartier Bestandssanierung

Anhand der durchgeführten Recherche zu den Mehrfamilienhäusern wird deutlich, dass der größte Anteil am Gesamtbestand (ca. 20 %) im Zeitraum zwischen 1958 und 1968 entstanden ist (vgl. Bild 26). Über die Auswertung von Luftbildern von ausgewählten norddeutschen Stadtquartieren (Braunschweig, Hannover, Wolfenbüttel, etc.) werden entsprechende Strukturen und Größen aus dieser Baualtersklasse analysiert, siehe Bild 194. Dabei ist in der dargestellten Luftaufnahme auf der linken Seite ein Beispiel für eine Siedlung aus dem Errichterzeitraum 1949 bis 1957 und auf der rechten Seite von 1958 bis 1968 zu sehen.



Bild 194 Luftbild bestehendes Stadtquartier aus den 50-er und 60-er Jahren [Quelle: <http://www.bing.com/maps>]

Innerhalb der ausgewählten Baualtersklasse werden größtenteils Wohnblöcke mit einem Keller und vier Vollgeschossen sowie einem Satteldach errichtet. Das Dachgeschoss wird dabei

oft als Wäscheboden, aber nicht als Wohnraum genutzt. Die überwiegende Anwendung als Wohnraum ist ebenfalls ein Merkmal des ausgewählten Baualters. Analog zum Quartier Neubau wird für die weitere Bearbeitung ein Mustergebäude für eine Blockbebauung generiert. Für die Modellbildung des Gebäudes wird auf das dem Institut für Gebäude- und Solartechnik vorliegende umfangreiche Planmaterial von Gebäuden (Neubau und Gebäudebestand) zurückgegriffen. Über das Programm SketchUp [SketchUp, 2012] wird die Blockbebauung in 3D erzeugt, siehe Bild 195.



Bild 195 *Mustergebäude für Blockbebauung im Quartier Bestandssanierung*

Die in Bild 195 dargestellte Blockbebauung ist für die reine Wohnnutzung konzipiert. Das Satteldach weist eine Neigung von 30° auf. Ein Wohngebäude besitzt zwei Eingangsbereiche für insgesamt 16 Wohneinheiten. Die Größe der Wohnungen variiert von 60 bis 70 m^2 . Die Belegung der Wohnung wird mit zwei Personen angesetzt. Eine Blockbebauung besteht aus vier Wohnhäusern. Für die Abbildung des Quartiers werden sechs Wohnblöcke zusammengeschlossen. Bild 196 zeigt das synthetisch erstellte Wohnquartier für den Bereich Bestandssanierung mit einer Gesamtnettogeschossfläche (NGF) von ca. 26.500 m^2 . Somit ergeben sich insgesamt 384 Wohneinheiten. Tabelle 16 stellt die Kenndaten zum Bestandsquartier zusammen.



Bild 196 *Synthetisch generiertes Modell Gesamtquartier Bestandssanierung*

Tabelle 16 Zusammenfassung Kenndaten Wohnhaus, Blockbebauung und Quartier Bestandssanierung

	Wohnhaus	Blockbebauung	Quartier
	Bestand 1959	Bestand 1959	Bestand 1959
Nettogeschossfläche (beheizt) [m ²]	1.004	4.416	26.496
Brutto-Volumen thermische Hülle [m ³]	15.262	61.049	366.294
Fensterflächenanteil			
nord	18 %	-	-
ost	6 %	-	-
süd	24 %	-	-
west	6 %	-	-
Wohneinheiten	16	64	384
Personenbelegung Wohnen	32	128	768

7.3 Festlegung und Abstimmung von 4 Systemvarianten

Im letzten Arbeitspunkt von Arbeitspaket 6 „Systemdefinition Stadtquartiere“ werden die Energieversorgungsvarianten festgelegt. Der Fokus liegt dabei auf einer zentralen Versorgung, da eine dezentrale Versorgung bereits in Teilprojekt 1 betrachtet wird. Gemäß Antragstellung sollen 2 bis 3 Systemvarianten untersucht und bewertet werden. Da die Variantenvielfalt sehr groß ist, können die Stadtquartiere nur ansatzweise analysiert werden. Insgesamt werden in einem ersten Schritt vier verschiedene Möglichkeiten miteinander verglichen. Dabei handelt es sich zum Teil um marktnahe Systeme aber auch um Lösungen mit „experimentellem“ Charakter.

Basis der Energieversorgungssysteme ist eine solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit unterschiedlichen Ansätzen der Nacherwärmung. Dabei verfügen alle Varianten über eine Photovoltaikanlage. Zum einen ist dies notwendig, da im F+E Projekt *future:solar* der Strombedarf für Lüftung, Beleuchtung, Kühlung und Haushalt mit berücksichtigt wird. Zum anderen dient der PV-Ertrag zur jährlichen bilanziellen Deckung des gesamten End- und Primärenergiebedarfs, um die Vorgaben des regenerativen Anteils von 50 und 100 % in der Jahresbilanz zu erreichen. Dabei werden aufgrund der Bilanzierungsdefinition Strom und Wärme endenergetisch gleich bewertet. Daraus resultieren die im Folgenden abgestimmten Varianten.

Variante 1

Elektrische Hochtemperatur-Wärmepumpe mit thermischer Solaranlage und Langzeitwärmespeicher im Nahwärmeverbund sowie Photovoltaikanlage

Die Wärmeversorgung erfolgt bei Variante 1 über eine thermische Solaranlage mit Langzeitwärmespeicher und eine Hochtemperatur-Wärmepumpe. Aufgrund der Betrachtung des Wärme- und Strombedarfs wird das System um eine Photovoltaikanlage zur Stromproduktion erweitert. Die Wärmepumpe ist dabei so angeordnet, dass der untere Teil des Speichers als Wärmequelle dient. In den oberen Bereich des Speichers wird die erzeugte Wärme der Wärmepumpe eingespeichert. Indirekt ist die thermische Solaranlage das eigentliche Quellsystem der Wärmepumpe. Reicht das Temperaturniveau im Sommer aus, kann das Nahwärmenetz direkt über die thermische Solaranlage versorgt werden.

Variante 2

Solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher und Nachheizung über einen Gaskessel im Nahwärmeverbund und Photovoltaikanlage

Die Wärmeversorgung der Gebäude erfolgt bei Variante 2 über eine klassische solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher. Zur Anhebung des Vorlauftemperaturniveaus des Nahwärmenetzes wird ein Gaskessel berücksichtigt. Der solarthermische Deckungsanteil soll dabei zwischen 35 und 50 % liegen. Das Versorgungssystem wird durch eine Photovoltaikanlage ergänzt.

Variante 3

Solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher und Blockheizkraftwerk (BHKW) im Nahwärmeverbund und Photovoltaikanlage

In der dritten Variante soll der Einsatz eines erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerks betrachtet werden. Besonderer Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Wärme- und Stromproduktion. Basis hierfür ist ein solarunterstütztes Nahwärmesystem mit Langzeitwärmespeicher. Das BHKW speichert dabei die gelieferte Wärmemenge in den oberen Bereich des Speichers. Ein Gaskessel zur Anhebung des Vorlauftemperaturniveaus des Nahwärmenetzes im Winter (zur Abdeckung der Spitzenlast) ist nicht vorgesehen. Wie auch schon bei Variante 1 und 2 wird das System um eine PV-Anlage ergänzt. Die Bewertung der Anlage bei Verwendung von Biomethan erfolgt in dieser Studie nicht, da der flächenspezifische Energieertrag bei nur 3 bis 6 kWh/m²a liegt [Fisch, 2012].

Variante 4








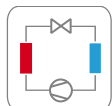

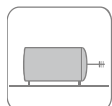
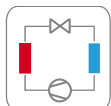
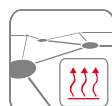
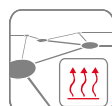
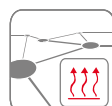
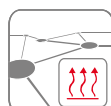












Dezentrale elektrische Wärmepumpen mit solarunterstütztem zentralen Quellensystem und Gas-Brennwertkessel zur Nachheizung sowie Photovoltaikanlage (Prinzip „kalte Nahwärme“)

In Variante 4 wird ein sogenanntes „kaltes Nahwärmenetz“ mit dezentralen elektrischen Wärmepumpen näher untersucht, wobei das Nahwärmenetz die Wärmequelle der Wärmepumpe darstellt. Das „kalte“ solarunterstützte Nahwärmenetz wird aus einem großen Warmwasserspeicher gespeist. Die Erwärmung erfolgt über thermische Solarkollektoren. Reicht das Temperaturniveau des Netzes nicht aus, um die dezentralen Wärmepumpen zu versorgen, wird ein Gas-Brennwertkessel zur Nachheizung eingesetzt. Neben den niedrigen Wärmeverlusten des Nahwärmenetzes werden aber auch die höheren solarthermischen Erträge aufgrund der niedrigen Speichertemperaturen als Vorteil angesehen. Ein weiterer positiver Aspekt ist die erhöhte Eigenstromnutzung der dezentralen Photovoltaikanlagen.

Variantenübersicht

Tabelle 17 zeigt eine Übersicht über die abgestimmten Versorgungsvarianten für den Bereich der Quartiersversorgung.

Tabelle 17 Übersicht über die Versorgungsvarianten Quartiere Neubau und Bestandssanierung

Variante	1	2	3	4
Beschreibung	HT-WP + ST + LWSP + PV	ST + LWSP + Gaskessel + PV	BHKW + ST + LWSP + PV	„kalte Nahwärme“ dez. WP
Versorgungs- netz		 	 	 
Heizsystem				
Nahwärmenetz				
Übergabestation Gebäude				
Erneuerbare Energie	 	 	 	 

8 Modellbildung Stadtquartier (AP7)

In Vorbereitung auf die Gebäude- und Anlagensimulationen der Quartiere müssen entsprechende Simulationsmodelle erstellt werden. In diesem Abschnitt wird die Vorgehensweise vorgestellt und die Randbedingungen dokumentiert. Dabei wird folgendermaßen vorgegangen:

- Umsetzung der Gebäudekubatur in einem 3D Zeichenprogramm für ein Gebäude im Neubau und für die Bestandssanierung in Vorbereitung auf die Simulationen in TRNSYS [TRNSYS 17, 2010]
- Festlegung der U-Werte der Gebäude (Dämmstandard)
- Festlegung der Lüftungsart zur Sicherstellung des hygienischen Mindestluftwechsels
- Definition weiterer baulicher Randbedingungen (Ausrichtung Gebäude, ...)
- Ermittlung des Bedarfs für die Trinkwassererwärmung sowie Erstellung eines Lastprofils
- Ermittlung des Strombedarfs für die Beleuchtung, Lüftung, Klimatisierung und den Haushalt sowie Erstellung eines Lastprofils
- Simulation des einzelnen Gebäudes zur Ermittlung des Heizwärme- und Kühlenergiebedarfs unter Berücksichtigung eines Wetterdatensatzes
- Auswertung und Überprüfung der Simulationsergebnisse des Gebäudemodells mit Skalierung auf das entsprechende Gesamtquartier Neubau und Bestandssanierung und Erstellung eines Lastprofils für die Anlagensimulation
- Abbildung der Anlagentechnik der vier verschiedenen Anlagensysteme in TRNSYS mit den entsprechenden Schnittstellen für die erstellten Lastprofile (Heizwärmebedarf, Bedarf Trinkwarmwasser, Stromlastprofil Kälteerzeugung, Stromlastprofil Haushalt, etc.).

8.1 Modellbildung Stadtquartiere

Ziel der Modellbildung ist die Erstellung eines Lastprofils für den Heizwärme- und Kältebedarf für das Gesamtquartier. Diese Lastprofile sind Basis für die nachfolgenden Anlagensimulationen. In der Praxis können das Gebäude und die Anlagentechnik in einem Simulationsdeck betrachtet werden. Da die Simulationen unter den Projektpartnern aufgeteilt werden, wird sich für die Trennung entschieden, analog zu Teilprojekt 1. Über diese Methode ist jedoch eine Rückkopplung der Anlagentechnik auf das Gebäude nicht mehr möglich. Die erstellten Lastprofile des einzelnen Gebäudes werden auf das Quartier hochskaliert.

8.1.1 Gebäudekubatur Neubau und Bestandssanierung

Die in Tabelle 15 und Tabelle 16 zusammengestellten Daten sowie die in Bild 192 und Bild 195 dargestellte Blockbebauung sind Ausgangspunkt der Modellerstellung. Anhand der definierten synthetischen Gebäude erfolgt die erneute Abbildung eines 3D-Modells mit SketchUp [SketchUp, 2012]. Dabei werden verschiedene Vereinfachungen umgesetzt sowie eine Zonierung innerhalb der Gebäude vorgenommen. Über eine Schnittstelle erfolgt die anschließende Konvertierung der Daten zur Gebäudehülle in das Programm TRNSYS.

Bild 197 zeigt das erstellte 3D-Modell für das Modellgebäude Neubauquartier. Dabei wird von der Blockbebauung nur der eine L-Block umgesetzt. In einem ersten Ansatz wird von einem Flachdach ausgegangen. Innerhalb der Studie bleibt die Dachform jedoch flexibel. Ein Pultdach mit einer Neigung von 10° ist jederzeit möglich. Das Gebäude besteht aus 37 Zonen, wobei das Untergeschoss unbeheizt ist. Über 3 Zonen wird das Erdgeschoss abgebildet, die darüber liegenden Geschossebenen weisen jeweils 11 Zonen auf.

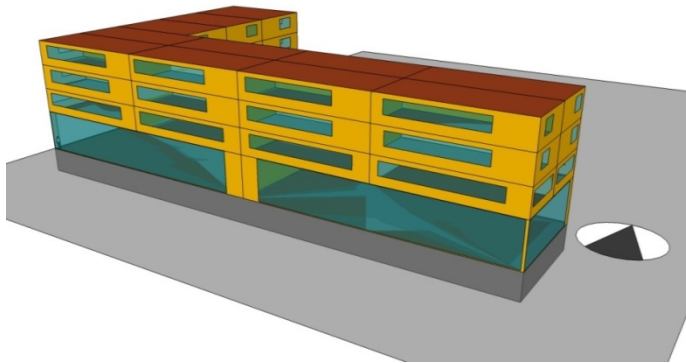


Bild 197 Südansicht des Mustergebäudes Quartier Neubau

In analoger Vorgehenseise wird für das Quartier in der Bestandssanierung ein Modell des Mustergebäudes erstellt. Die Architektenpläne aus dem IGS Fundus stammen aus dem Jahr 1959. Das Mehrfamilienhaus in der Bestandssanierung besteht aus vier Vollgeschossen und einem nicht ausgebauten Dachgeschoss und wird in 42 Zonen eingeteilt. Das gesamte Kellergeschoss, Dachgeschoss sowie das Treppenhaus sind unbeheizt, wobei sich das Treppenhaus in der thermischen Gebäudehülle befindet. Im Gegensatz zum Neubauquartier hat das Gebäude in der Bestandssanierung ein Satteldach mit einer Dachneigung von 30° .

8.1.2 Dämmstandard Gebäude (Festlegung der U-Werte)

Die U-Werte der Bauteile orientieren sich an den Werten der Mehrfamilienhäuser aus Teilprojekt 1. Dabei werden die in Tabelle 8 abgestimmten U-Werte und Dämmstoffstärken der jeweiligen Bauteile für die Gebäudesimulation in TRNSYS hinterlegt. Für das Gebäude im Neubausstandard ist eine Dämmstärke in der Außenwand von 24 cm (WLG 035) vorgesehen, im Modellgebäude der Bestandssanierung 16 cm (WLG 035). Der Unterschied resultiert daher, dass im Gebäudebestand nicht überall Dämmstoffstärken größer 16 cm umgesetzt werden können.

Eine Abweichung gibt es in Bezug auf die Untersuchung der Mehrfamilienhäuser aus Teilprojekt 1. Im Neubauquartier werden die Fenster im Erd- und 1. Obergeschoss nicht als 3-fach Wärmeschutzverglasung ausgeführt, sondern als 2-fach Sonnenschutzverglasung, da hier die Verwaltung und der Handel untergebracht sind.

8.1.3 Gebäudelüftung

Analog zu den Mehrfamilienhäusern aus Teilprojekt 1 werden in den Gebäudemodellen mechanische Lüftungsanlagen zur Sicherstellung des hygienischen Mindestluftwechsels integriert. Dabei ist für die Bereiche Wohnen, Verwaltung und Handel im Mustergebäude Neubau

eine Zu- und Abluftanlage mit einer Wärmerückgewinnung berücksichtigt. Um den baulichen Aufwand im Bestand in Grenzen zu halten, wird im Fall der Sanierung eine Abluftanlage vorgesehen.

Der Luftwechsel beträgt in allen Fällen für die Wohnraumnutzung $n = 0,50 \text{ h}^{-1}$. Für den Bereich Handel wird mit einem spezifischen Wert von $12,5 \text{ (m}^3\text{/h)/m}^2$ gerechnet und im Verwaltungsbereich mit einem Luftwechsel von $n = 2,50 \text{ h}^{-1}$. Der Kennwert der Büronutzung setzt sich aus verschiedenen spezifischen Werten zusammen. Hierzu gehören die Standardbüros ($40 \text{ m}^3\text{/h}$ pro Person), ein Konferenzbereich, ein Sanitärbereich sowie eine Cafeteria. Entsprechend dem vorgegebenen Lüftungssystem sowie den dazugehörigen Betriebszeiten ergibt sich der elektrische Energiebedarf der Lüftungsgeräte. Über die Vorgabe des SFP-Wertes (specific fan power), welcher das Verhältnis von aufgenommener elektrischer Ventilatorleistung zum geförderten Luftvolumenstrom darstellt, wird die elektrische Leistungsaufnahme definiert. Tabelle 18 stellt die in den Mustergebäuden hinterlegten raumlufttechnischen Anlagen zusammen.

Tabelle 18 Kennzahlen raumlufttechnische Anlagen

	Neubau			Bestands- sanierung
	Wohnen	Verwaltung	Handel	Wohnen
Lüftungssystem	Zu- und Abluft	Zu- und Abluft	Zu- und Abluft	Abluftanlage
Wärmerückgewinnung	mit WRG 80 %	mit WRG 80 %	mit WRG 80 %	ohne WRG
Luftwechsel Hauptzeit	$0,50 \text{ h}^{-1}$	$0,50 \text{ h}^{-1}$	$0,50 \text{ h}^{-1}$	$0,50 \text{ h}^{-1}$
Luftwechsel Nebenzeit	-	$2,50 \text{ h}^{-1}$	$2,50 \text{ h}^{-1}$	-
Hauptzeit Wochentag	-	Mo. – Fr.	Mo. – Sa.	-
Hauptzeit Uhrzeit	-	06:00 – 20:00	05:00 – 21:00	-
SFP Klasse Ventilator	1 - 2	2 - 3	2 - 3	2 - 3
Betriebsweise	ganzjährig	zeitgesteuert	zeitgesteuert	Sept. - April

Anmerkung:

Für die Gebäude wird ein Luftwechsel durch Infiltration von $n_{\text{inf}} = 0,07 \text{ h}^{-1}$ festgelegt. In der Praxis entspricht dies bei einer Gebäudedichtheitsmessung (Blower-Door-Test) ungefähr einer Luftwechselrate von $n_{50} = 1 \text{ h}^{-1}$.

8.1.4 Randbedingungen Gebäudesimulationen

Die Gebäudemodelle sind die Basis für die Bedarfssimulationen des Heizwärme- und Kältebedarfs der Mustergebäude. Neben der Vorgabe der Kubatur, dem Lüftungssystem und den Wandaufbauten werden weitere Eingabeparameter benötigt. Hierzu gehören die nachfolgend aufgelisteten Parameter. Die Ergebnisse der beiden Musterhäuser werden anschließend auf das jeweilige Quartier im Neubau und in der Bestandssanierung transformiert bzw. hochskaliert.

Orientierung der Gebäude

Die Orientierung der Gebäude ist den Abbildungen aus Kapitel 8.1.1 zu entnehmen. Der angegebene Nordpfeil ist dabei die Bezugsgröße. Das Gebäude im Quartiersneubau besitzt ein Flachdach, welches auch als Pulldach angesehen werden kann und nach Süden ausgerichtet

ist. Die Firstausrichtung des Mehrfamilienhauses in der Bestandssanierung geht von Osten nach Westen, damit steht eine Seite (Süden) des Satteldaches für die Solarenergienutzung zur Verfügung. Wird dieses Gebäude um 90° gedreht, können die West- und Ostseite des Satteldaches zur Nutzung der Solarenergie herangezogen werden.

Dachflächen für die solare Nutzung

Aus den Gebäudemodellen, bzw. –geometrien ergeben sich die maximal nutzbaren Dachflächen. Zusätzlich werden die nach Süden orientierten Fassadenflächen des zweiten und dritten Obergeschosses aktiviert, siehe Bild 198. Es wird davon ausgegangen, dass nicht die komplette Dachfläche des Gebäudes als nutzbare solare Dachfläche zur Verfügung steht, sondern nur 90 %. Das gleiche gilt auch für die Südfassade.

Für die solare Nutzung im Quartier Neubau stehen nach Süden ausgerichtete Pultdächer zur Verfügung. Zudem werden die Südfassaden der obersten zwei Stockwerke für Photovoltaik genutzt. Die Gebäude im Bestandsquartier haben, wie oben bereits vermerkt, ein Satteldach. Es werden jeweils die Dachhälften mit Ost-, Süd- und Westorientierung für die solare Energienutzung verwendet, ebenso die Längsseiten der Südfassade der obersten zwei Stockwerke. Tabelle 19 zeigt die zusammengestellten Kenndaten zu den solar aktivierbaren Dach- und Fassadenflächen.

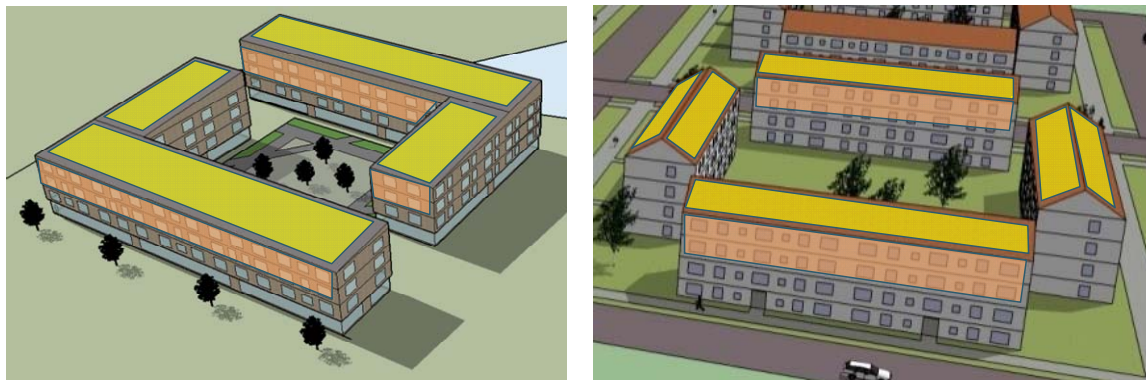


Bild 198 Dach- und Fassadenflächen im Quartier für die solare Energienutzung (links: Neubau, rechts Bestandssanierung)

Tabelle 19 Dach- und Fassadenflächen im Quartier für solare Energienutzung

	Neubau		Bestandssanierung	
	Blockbebauung	Quartier	Blockbebauung	Quartier
Dachform	Pultdach	Pultdach	Satteldach	Satteldach
Ausrichtung Dach	Süden	Süden	Süden	Süden
			Osten	Osten
			Westen	Westen
Dachneigung	10°	10°	30°	30°
solare Nutzfläche Dach	2.048 m ²	10.242 m ²	1.241 m ²	7.450 m ²
Ausrichtung Fassade	Süden	Süden	Süden	Süden
Neigung	90°	90°	90°	90°
solare Nutzfläche Fassade	230 m ²	1.150 m ²	255 m ²	1.533 m ²

Wetterdatensatz

Grundlage sind die entsprechenden Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse, welche vom Deutschen Wetterdienst (DWD) im April 2011 herausgegeben werden [DWD, 2011]. Für die Simulation wird die Klimaregion 13 (Schwäbisch-fränkisches Stufenland und Alpenvorland) unter den Projektpartnern abgestimmt. Das mittlere Jahr vom Bezugszeitraum 1988 - 2007 mit der Station Mühldorf am Inn (Lage: 48°17 nördliche Breite, 12°30 östliche Länge, 405 Meter über NN) bildet somit die Grundlage der Studie in Bezug auf die Wetterverhältnisse. Dieser Wetterdatensatz entspricht ungefähr dem mittleren deutschen Wetter.

Raumtemperatur

Für alle Gebäude wird eine Mindestraumtemperatur von 20 °C für alle beheizten Gebäudezonen festgelegt. Aufgrund des hohen Dämmstandards der Gebäude wird auf eine Nachtabenkung verzichtet. In den Nutzungsbereichen Verwaltung und Handel ist eine Kühlung vorgesehen, so dass die Raumtemperatur 24 °C nicht übersteigt.

Verschattung (Einhaltung sommerlicher Wärmeschutz)

Wie bereits erwähnt wird der Raumkomfort des Gebäudes nicht näher betrachtet. Dies gilt auch für den sommerlichen Wärmeschutz. Um den Einfluss der passiv-solaren-Gewinne durch die Solareinstrahlung zu berücksichtigen, werden vor den Fenstern entsprechende Verschattungsmaßnahmen vorgesehen. Diese erhöhen in der Heizperiode den Heizwärmebedarf. Der außenliegende Sonnenschutz wird ab einer Raumtemperatur von 22 °C in den einzelnen Zonen sowie einer Solarstrahlung von 140 W/m² auf die Fassade aktiviert. Die Fensterflächen der entsprechenden Zonen werden dabei zu 80 % verschattet. Die Deaktivierung erfolgt, wenn die Einstrahlung auf die Fassade den Wert von 120 W/m² unterschreitet. Eine Besonderheit gibt es im Quartier Neubau. Dabei wird im Erdgeschoss auf eine Verschattung verzichtet, da hier Schaufenster angeordnet sind.

Interne Lasten / Wärmegewinne

Die internen Lasten gehen als Wärmegewinne in das jeweilige Gebäude ein. Der Wärmeeintrag erfolgt dabei durch Personen, durch den Haushaltsstrom (Kochen, Beleuchtung, etc.), durch den nutzerspezifischen Strom (Beleuchtung Büro und Einzelhandel, etc.) und durch Speicher- und Zirkulationsverluste der Anlagentechnik. Die Personenbelegung wird über ein Wochentags- und Werktagsprofil mit An- und Abwesenheitszeiten für die Bereiche Wohnen, Verwaltung und Handel gesteuert, wobei eine Person eine Leistung von 80 W aufweist. Die Leistung der erstellten Stromprofile für den Haushalt, die Verwaltung und den Handel wird gleichmäßig über die entsprechende Fläche verteilt und in den beheizten Zonen der Gebäudemodelle in den Simulationen berücksichtigt.

Zirkulations- und Speicherverluste

In den Gebäuden wird eine Zirkulation mit einem Betrieb über 24 Stunden berücksichtigt. Die Wärmeverluste der Leitungen innerhalb der beheizten Gebäudehülle gehen in den Modellen als interne Wärmegewinne ein und werden auf den Heizwärmebedarf angerechnet. Dies gilt auch für den Trinkwarmwasserspeicher und den Heizungspufferspeicher.

Kühlung

Eine Kühlung in den Nutzungsbereichen Wohnen ist nicht vorgesehen. Im Bereich Verwaltung und Einzelhandel wird eine Kühlung jedoch berücksichtigt.

Simulationszeitschrittweite

Im Projektteam wird eine Zeitschrittweite von 15 Minuten festgelegt. Basis hierfür sind die Standard Stromlastprofile, welche in der Praxis in diesem Zeitintervall angegeben werden. Eine separate Untersuchung zur Abweichung der Simulationsergebnisse durch unterschiedlich gewählte Zeitschrittweiten (z.B. 1 Stunde, 1 Minute, etc.) wird nicht durchgeführt.

8.2 Trinkwarmwasserbedarf und Zapfprofil

Für den Bereich Wohnen wird ein Energiebedarf von 500 kWh pro Person und Jahr für die Trinkwassererwärmung angenommen. Darin sind keine Zirkulations- und Speicherverluste enthalten, die Berechnung hierzu erfolgt separat. Der Bedarf an Trinkwarmwasser für die Nutzungsbereiche Verwaltung und Handel ergeben sich über spezifische Kennwerte. Dabei wird für die Verwaltung 1 kWh/m²a und für den Handel 3 kWh/m²a angesetzt. Die für die Simulationen notwendigen Zapfprofile werden wiederum auf Grundlage des jährlichen Gesamtenergiebedarfs für Trinkwarmwasser von den „Load profiles of water heaters“ aus einem Arbeitspapier des European Council for an Energy Efficient Economy [ecee, 2014] abgeleitet.

Bild 199 stellt die Bedarfskennzahlen der Trinkwassererwärmung zusammen. Die Generierung der dazugehörigen Zapfprofile erfolgt analog zu den Mehrfamilienhäusern (Vergleich Kapitel 3.2).

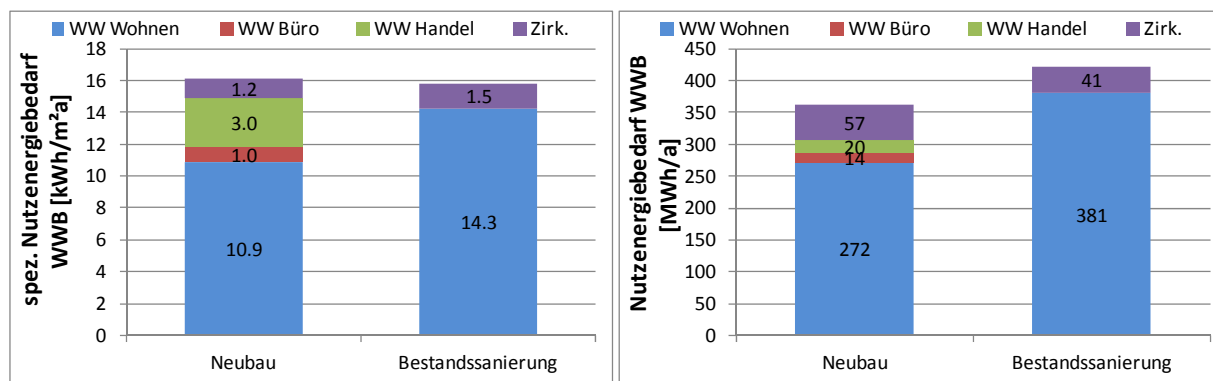


Bild 199 Spezifischer und absoluter Nutzenergiebedarf Trinkwassererwärmung Quartier Neubau und Bestandssanierung

8.3 Strombedarf und Lastprofil für Haushalt, Verwaltung und Handel

Unter Berücksichtigung des Stromspiegels von Deutschland (siehe Tabelle 13) [BMUB, 2014] wird im Projektteam für den Strombedarf der Mehrfamilienhäuser ein Wert von 2.000 kWh/a pro Wohneinheit festgelegt (Vergleich Kapitel 3.3). Der Strombedarf für die Quartiere ergibt sich ebenfalls durch diesen Ansatz.

Für die Nutzungsbereiche Verwaltung und Handel im Neubauquartier werden die spezifischen Kennwerte nach Bild 200 (rechte Abbildung) angesetzt. Zusätzlich wird ein spezifischer Strombedarf von $2,5 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{NGF}} \cdot \text{a})$ für den allgemeinen Gebäudebetrieb (Aufzüge) angesetzt.

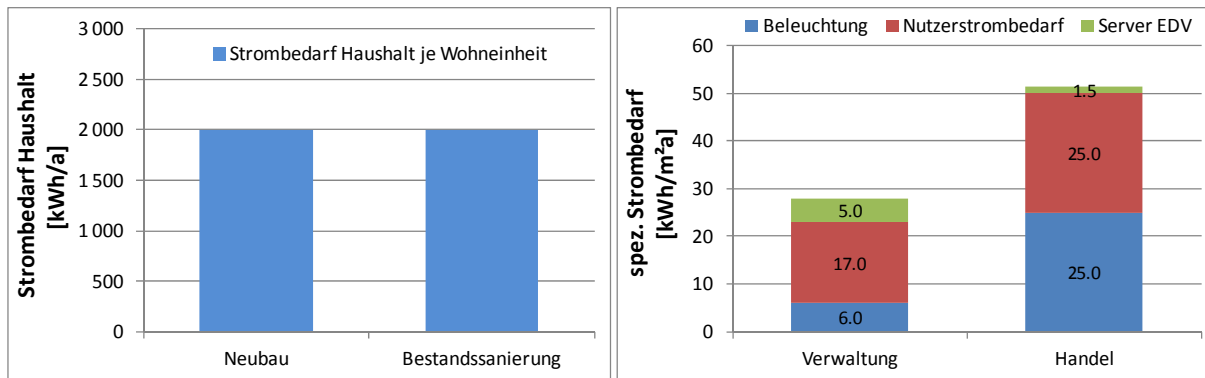


Bild 200 Links: Strombedarf Haushalt je Wohneinheit Quartier Neubau und Bestandssanierung; Rechts: spezifischer Strombedarf je Verwaltung und Handel Quartier Neubau

Zur Erzeugung der Stromlastprofile für den Wohnbereich wird innerhalb der Quartiere auf ein Softwaretool der Technischen Universität Braunschweig zurückgegriffen (bisher unveröffentlicht). Dabei werden die Lastprofile direkt nach den entsprechenden Kenndaten (Strombedarf, Anzahl Gebäude, Anzahl Wohneinheiten je Gebäude, etc.) durch das Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen (elenia) generiert. Ein wichtiger Punkt ist dabei die Berücksichtigung einer Gleichzeitigkeit.

Für das Quartier im Neubau ergibt sich für den Nutzungsbereich Wohnen das in Bild 201 dargestellte Stromlastprofil (für eine Woche und das gesamte Jahr). Der Grundlastbedarf schwankt zwischen 50 und 90 W je Wohneinheit. Bild 202 zeigt das Stromlastprofil für das Quartier in der Bestandssanierung.

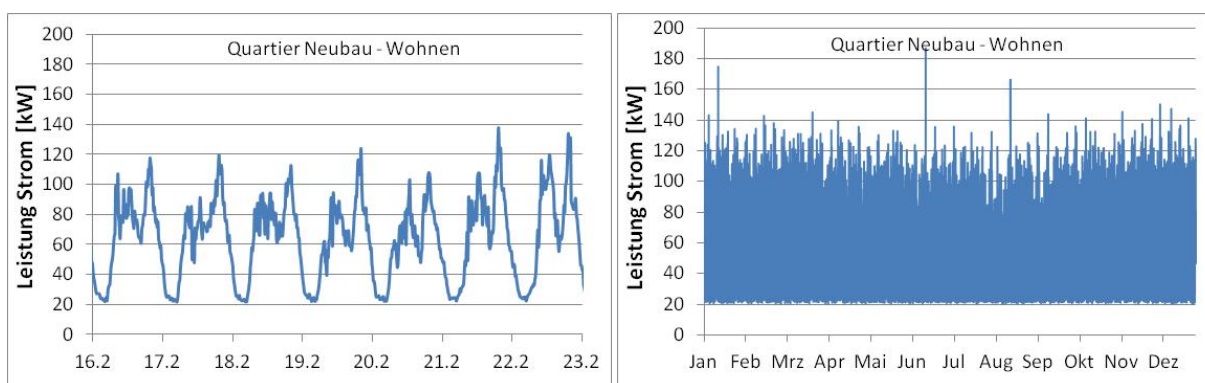


Bild 201 Links: 15 min Stromlastprofil Nutzungsbereich Wohnen Quartier Neubau für eine Woche; Rechts: 15 min Stromlastprofil Nutzungsbereich Wohnen Quartier Neubau für ein Jahr

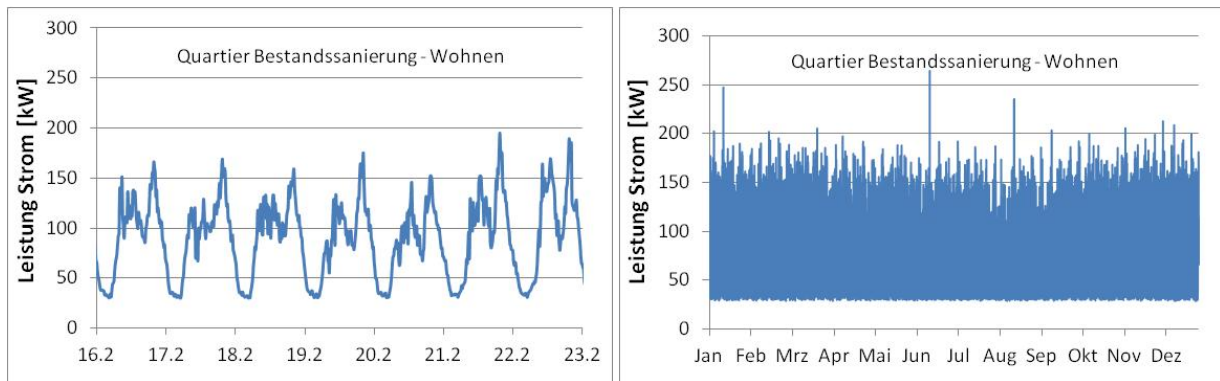


Bild 202 Links: 15 min Stromlastprofil Nutzungsbereich Wohnen Quartier Neubau für eine Woche; Rechts: 15 min Stromlastprofil Nutzungsbereich Wohnen Quartier Neubau für ein Jahr

Für die Generierung von Stromlastprofilen für die Nutzungsbereiche Verwaltung und Handel werden die vom VDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) definierten Standardlastprofile gemäß VDEW-Publikation „Repräsentative VDEW-Lastprofile“ (M-28/99) verwendet. Dabei ergeben sich für die Schwerpunkte Gewerbe und Handel unterschiedliche Lastprofile. Hierzu zählen (Auszug):

Gewerbe werktags 8:00 – 18:00 Uhr (G1)

Abnahmestellen mit einem typischen Bedarf zwischen etwa 08:00 und 18:00 Uhr an den Werktagen und keinem oder nur geringem Bedarf an den Wochenenden können über das Profil G1 abgebildet werden. Hierzu zählen z.B. Büros, Arzt- und Rechtsanwalts-Praxen, Werkstätten, Druckereien, Schulen, Kindergärten und Tagesstätten, Verwaltungseinrichtungen und Bankfilialen.

Gewerbe durchlaufend (G3)

In das Profil G3 werden Bedarfsstellen eingegliedert, die über das gesamte Jahr einen relativ gleichmäßigen Bedarf aufweisen (mit einer spürbar durchlaufenden Grundlast). Hierzu gehören Aufzüge, Pumpen, Kühlhäuser, Läden mit erheblichem Kühlbedarf, etc.

Laden (G4)

Mit dem Profil G4 können Läden aller Art (Öffnungszeiten Werktag bis abends, Samstag bis nachmittags) dargestellt werden. Dabei fallen Unterschiede durch einzelne Nachmittage ohne Geschäftsbetrieb oder verlängerte Öffnungszeiten kaum ins Gewicht. In die Kategorie Laden gehören auch Friseurbetriebe und verkaufsorientierte Bäckereien, in denen verbrauchsnahe Backwaren zubereitet werden („Backen im Laden“).

Für die Simulationen im Neubauquartier wird für den Bereich Verwaltung das Profil G1 (Gewerbe werktags 08:00 – 18:00 Uhr) und für den Handel das Profil G4 (Laden, Friseur) gewählt. Generell muss zwischen Winter, Sommer und Übergang sowie Werktags, samstags und sonntags unterschieden werden. Im Rahmen der Erstellung der Lastprofile erfolgt die Anpassung der normierten Werte vom VDEW an den oben festgelegten Bedarf. Die nachfolgenden Abbildungen (Bild 203, Bild 204 und Bild 205) zeigen die generierten Lastprofile jeweils für das gesamte Jahr bzw. den Ausschnitt einer Woche. Der Gebäudebetrieb wird mit dem Profil G3 abgebildet.

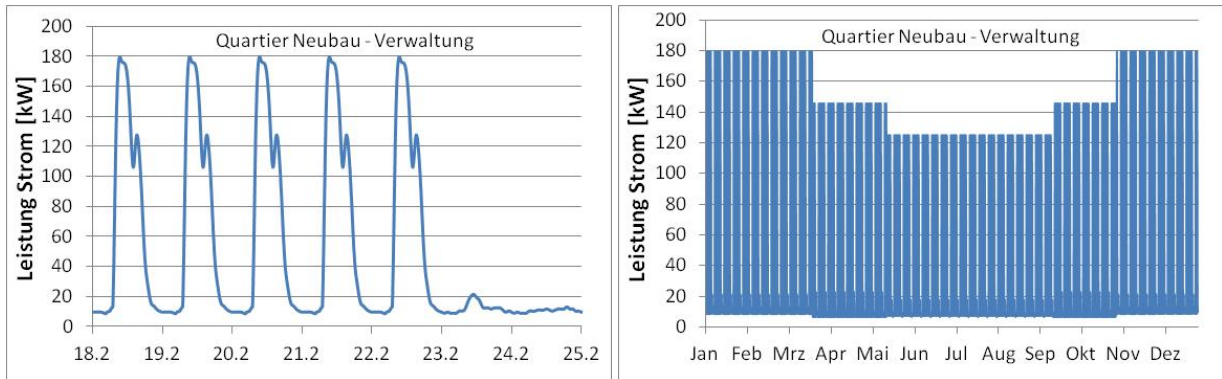


Bild 203 Links: 15 min Stromlastprofil Nutzungsbereich Verwaltung Quartier Neubau für eine Woche; Rechts: 15 min Stromlastprofil Nutzungsbereich Verwaltung Quartier Neubau für ein Jahr

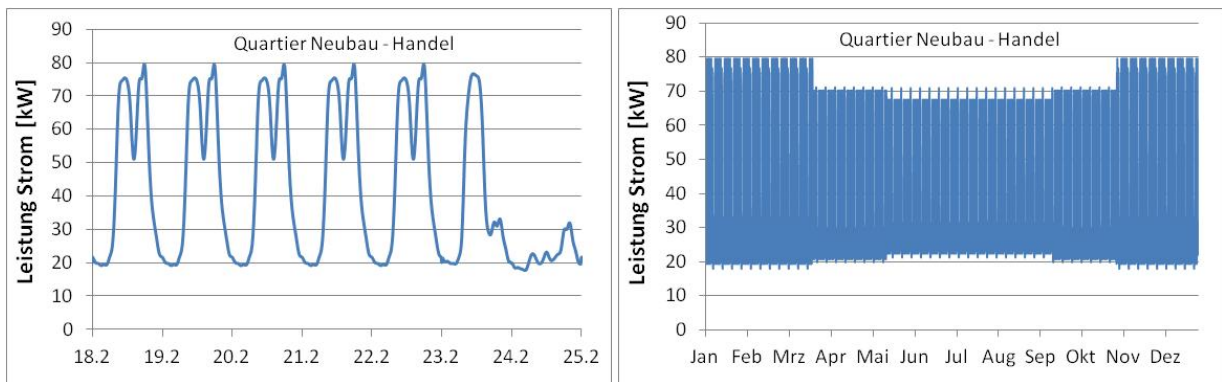


Bild 204 Links: 15 min Stromlastprofil Nutzungsbereich Handel Quartier Neubau für eine Woche; Rechts: 15 min Stromlastprofil Nutzungsbereich Handel Quartier Neubau für ein Jahr

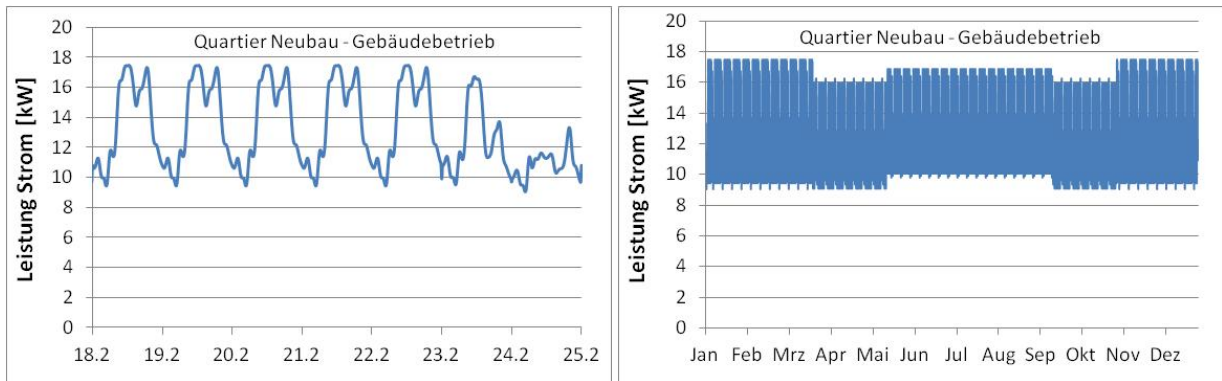


Bild 205 Links: 15 min Stromlastprofil allgemeiner Gebäudebetrieb Quartier Neubau für eine Woche; Rechts: 15 min Stromlastprofil allgemeiner Gebäudebetrieb Quartier Neubau für ein Jahr

8.4 Nahwärmenetz im Quartier

Voraussetzung für den wirtschaftlichen Einsatz der heute bekannten Technologien zur Nutzung regenerativer Energieträger ist eine zentrale Nahwärmeversorgung. Ein wesentlicher Vorteil dabei ist, dass auch in Zukunft viel leichter auf andere Brennstoffe bzw. Energietechniken umgestellt werden kann als in jedem Einzelhaus. Damit bietet sie auch unter geänderten ökologischen und ökonomischen Randbedingungen höhere Versorgungssicherheit.

Im Vorfeld werden zwei Nahwärmenetze grob dimensioniert. Bei Anschluss aller vorgesehenen Gebäude hat das Nahwärmenetz im Neubauquartier eine Länge von etwa 750 m, siehe Bild 206. Die Netzverluste betragen mit 180 MWh/a etwa 9 % der von der Heizzentrale abgegebenen Wärmemenge. Für alle Gebäude wird bei den Hausübergabestationen die indirekte Anschlussweise gewählt. Der wesentliche Vorteil dieser Variante ist die Betriebssicherheit für das Netz. Die spezifischen Wärmeverluste liegen bei etwa 250 kWh pro Meter Trasse.

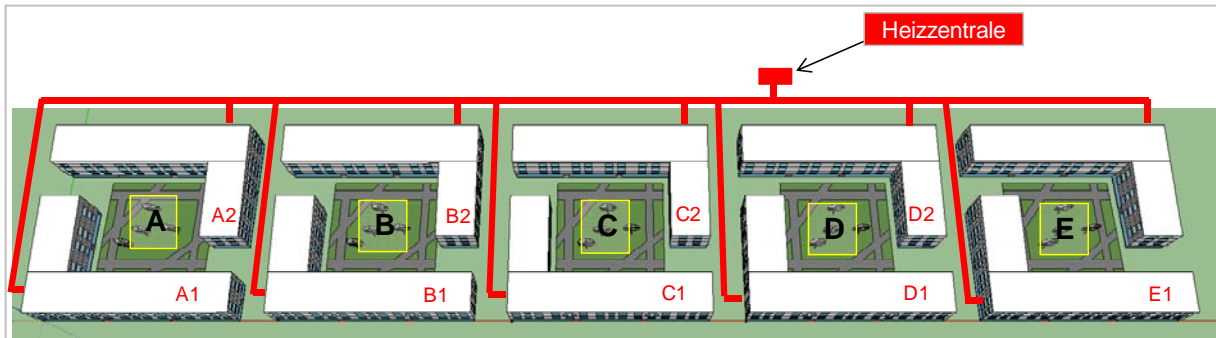


Bild 206 Lageplan Quartier Neubau mit Nahwärmenetz und Lage der Heizzentrale

Bild 207 zeigt den Trassenverlauf des Nahwärmenetzes im Bestandsquartier. Mit einer Länge von ca. 1.600 m ergeben sich Netzverluste in Höhe von 311 MWh/a (ca. 200 kWh/m_{Trasse} pro Jahr). Dies entspricht einem Anteil von 17 % der von der Heizzentrale abgegebenen Wärmemenge. Auch hier wird die indirekte Anschlussweise bei den Hausübergabestationen gewählt.

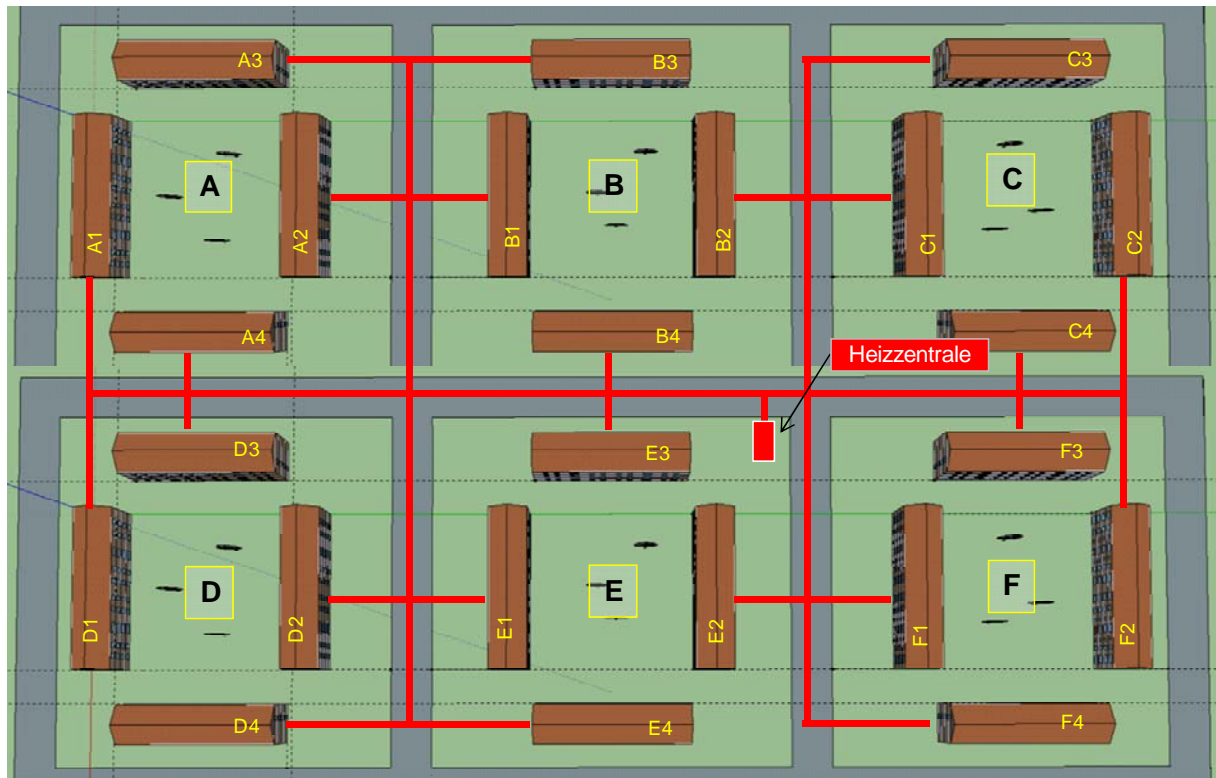


Bild 207 Lageplan Quartier Bestandssanierung mit Nahwärmenetz und Lage der Heizzentrale

8.5 Energetische Bedarfskennwerte Wärme und Strom

Unter Berücksichtigung der angenommenen Randbedingungen aus den vorherigen Abschnitten ergeben sich über die Gebäudesimulation mit TRNSYS [TRNSYS 17, 2010] die Bedarfskennwerte für Heizung und Kühlung sowie der Strombedarf der jeweiligen Lüftungsanlagen (Wohnen, Verwaltung, Handel). Bild 208 zeigt die Energiekennwerte, aufgeteilt nach Heizung, Trinkwassererwärmung, Zirkulationswärmeverluste und Netzverluste Nahwärmenetz. Bild 209 zeigt die dazugehörigen Kennwerte für den Strombedarf der Gebäude ohne Berücksichtigung der Elektromobilität und der Kühlung.

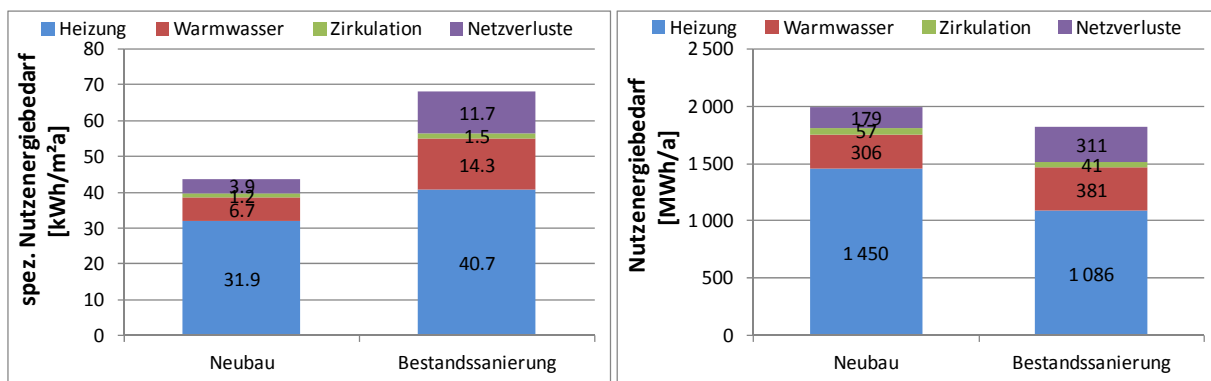


Bild 208 Links: spez. Nutzenergiebedarf ab Heizzentrale Quartier Neubau und Bestandssanierung ; Rechts: Nutzenergiebedarf ab Heizzentrale Quartier Neubau und Bestandssanierung

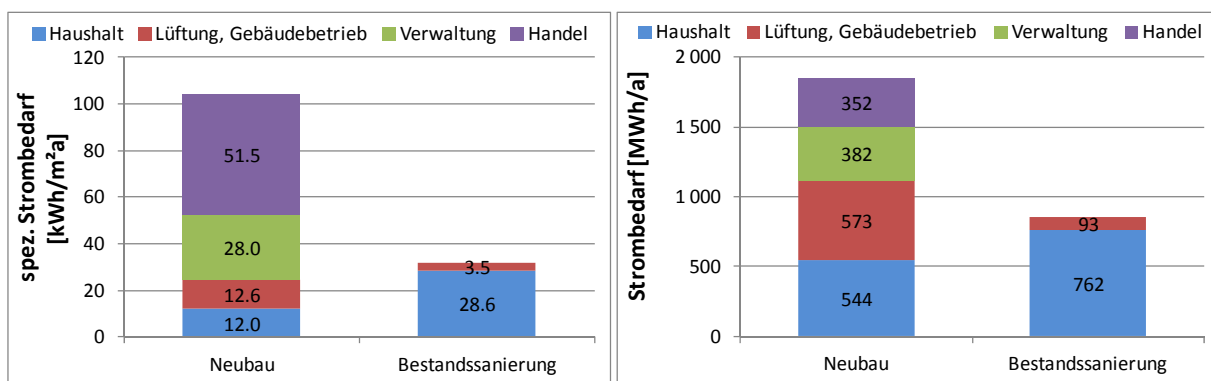


Bild 209 Links: spez. Strombedarf Quartier Neubau und Bestandssanierung; Rechts: Strombedarf Quartier Neubau und Bestandssanierung

Der Strombedarf der Lüftung (aus Bild 209) setzt sich aus den Bereichen Wohnen, Verwaltung und Handel zusammen. In Abhängigkeit der oben gewählten Randbedingungen ergeben sich die in Bild 210 (linke Abbildung) dargestellten Werte. Für den Gebäudebetrieb (Aufzüge, etc.) wird ein weiterer Bedarfswert berücksichtigt.

Aus der Gebäudesimulation ergibt sich auch der Kühlenergiebedarf der Nutzungsbereiche Verwaltung und Handel. Der spezifische Kühlenergiebedarf ist in der Verwaltung mit 5 kWh/(m²_{NGF}*a) relativ gering, da eine Sonnenschutzverglasung und ein außen liegender Sonnenschutz berücksichtigt wird, siehe Bild 211. Für den Handel werden 31 kWh/(m²_{NGF}*a) berechnet.

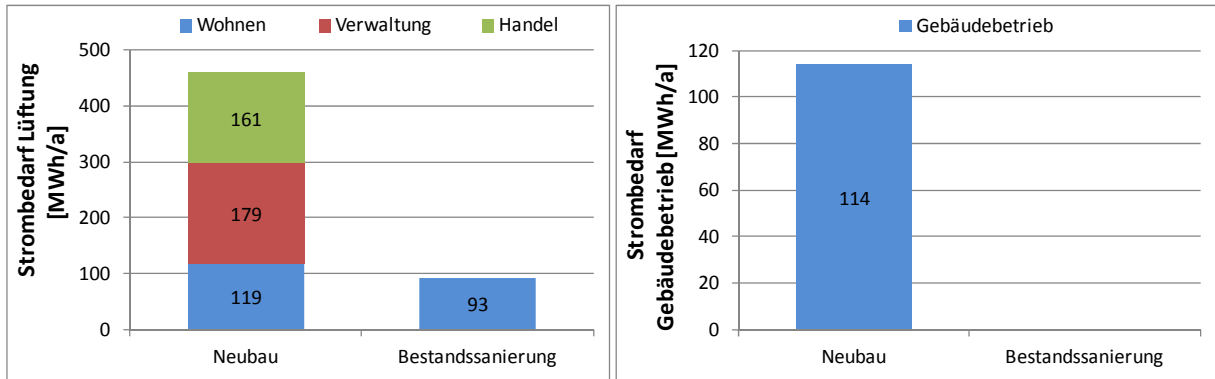


Bild 210 Links: Strombedarf Lüftung; Rechts: Strombedarf Gebäudebetrieb (Aufzüge, etc.)

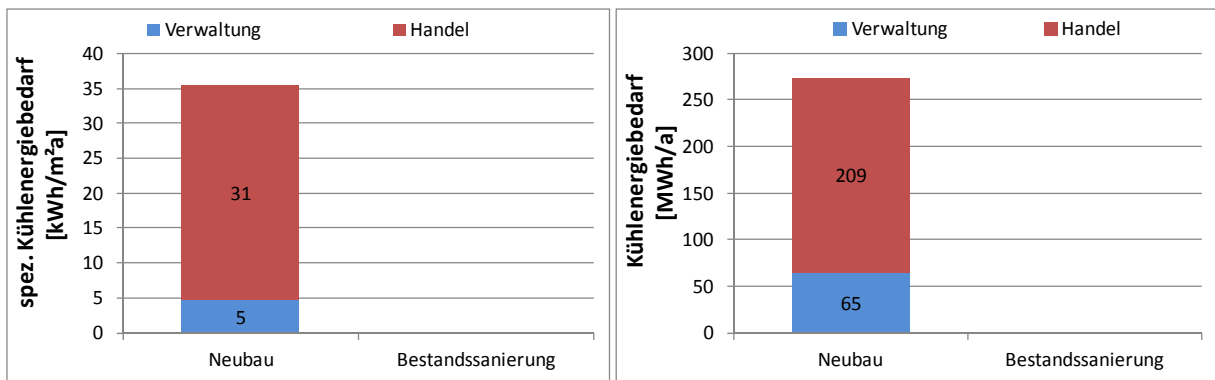




Bild 211 spez. und absoluter Kühlenergiebedarf Quartier Neubau und Bestandssanierung

Die wichtigsten Gebäudekenndaten sowie die dazugehörigen energetischen Kennwerte sind in Tabelle 20 zusammenfassend aufgeführt. Dabei wird zwischen Quartier Neubau und Bestandssanierung unterschieden. Diese Ergebnisse sind Ausgangspunkt der anschließenden Anlagensimulationen der Energieversorgungsvarianten.

Tabelle 20 Zusammenfassung der wichtigsten Kenndaten der Gebäude

	Quartier Neubau 2012	Quartier Bestandssanierung 1959
		
	ZU/AB mit WRG	Abluftanlage
	EnEV 2009 -35 %	EnEV 2009 -15 %
Gebäudekenndaten		
Nettogeschossfläche (beheizt)		
Wohnen [m ²]	25.035	26.496
Dienstleistung / Verwaltung [m ²]	13.655	-
Handel [m ²]	6.830	-
Summe [m ²]	45.520	26.496
Wohneinheiten	270	384
Personenbelegung Wohnen	540	768
Arbeitsplätze Büro / Verwaltung	910	-
Personenbelegung Handel	1.140 (max.)	-
Energetische Kennwerte		
Jahresheizwärmebedarf	1.450.426 kWh/a	1.085.757 kWh/a
Bedarf Warmwasser	306.140 kWh/a	381.000 kWh/a
Zirkulationsverluste	56.673 kWh/a	41.114 kWh/a
Verluste Nahwärmenetz	179.305 kWh/a	311.121 kWh/a
spez. Jahresheizwärmebedarf	31,9 kWh/m ² a	40,7 kWh/m ² a
spez. Bedarf Warmwasser Wohnen	10,9 kWh/m ² a	14,3 kWh/m ² a
spez. Bedarf Warmwasser Verwaltung	1,0 kWh/m ² a	-
spez. Bedarf Warmwasser Handel	3,0	-
spez. Zirkulationsverluste	1,2 kWh/m ² a	1,5 kWh/m ² a
spez. Verluste Nahwärmenetz	3,9 kWh/m ² a	11,7 kWh/m ² a
Kühlenergiebedarf	273.789 kWh/a	-
Heizleistung	1.370 kW	940 kW
spez. Heizleistung	30,1 W/m ²	35,2 W/m ²
Kälteleistung	310 kW	
spez. Heizleistung	6,8 W/m ²	
Strombedarf Haushalt	544.032 kWh/a	762.095 kWh/a
Strombedarf Verwaltung	382.368 kWh/a	-
Strombedarf Handel	351.642 kWh/a	-
Strombedarf Lüftung	458.842 kWh/a	92.593 kWh/a
Strombedarf Gebäudebetrieb	113.800 kWh/a	
spez. Strombedarf Haushalt	21,7 kWh/m ² a	28,6 kWh/m ² a
spez. Strombedarf Haushalt	2 000 kWh/WE	2.000 kWh/WE
spez. Strombedarf Verwaltung	28,0 kWh/m ² a	-
spez. Strombedarf Handel	51,5 kWh/m ² a	-
spez. Strombedarf Lüftung	10,1 kWh/m ² a	3,5 kWh/m ² a
spez. Strombedarf Gebäudebetrieb	2,5 kWh/m ² a	-

8.6 Auslegung und Modellbildung Anlagentechnik

Im Zuge der Auslegung der Anlagentechnik der Stadtquartiere hat sich bei der Ermittlung der Dachflächen bzw. der solaren Nutzflächen herausgestellt, dass eine regenerative Versorgung zu 100 % sowohl im Neubau also auch in der Bestandssanierung, unter den getroffenen Randbedingungen, nicht erreicht werden kann.

Daher wird von der Zielgröße der Anlagendimensionierung von der Vorgabe 50 bzw. 100 % regenerative Energieversorgung in der Jahresbilanz bei den Stadtquartieren abgewichen. Stattdessen wird der regenerative Anteil der festgelegten Versorgungsvarianten, unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden nutzbaren solaren Dach- und Fassadenflächen, ermittelt.

Variante 1

Elektrische Hochtemperatur-Wärmepumpe mit thermischer Solaranlage und Langzeitwärmespeicher im Nahwärmeverbund sowie Photovoltaikanlage

Das Simulationsdeck von Variante 1 bildet eine solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher ab. Dabei wird das Volumen des Langzeitwärmespeichers mit dem spezifischen Kennwert von $2,25 \text{ m}^3/\text{m}^2_{\text{Koll.}}$ bemessen. Die Nachheizung erfolgt dabei über eine elektrische Hochtemperatur-Wärmepumpe. Die Wärmepumpe ist dabei so am Speicher angeordnet, dass der untere Teil des Speichers als Wärmequelle dient. In den oberen Bereich des Wärmespeichers wird die erzeugte Wärme der Wärmepumpe mit maximal $85 \text{ }^\circ\text{C}$ eingespeichert. Damit hat die thermische Solaranlage eine Doppelfunktion. Reicht das Temperaturniveau im Sommer aus, kann das Nahwärmenetz direkt über die thermische Solaranlage versorgt werden. Gleichzeitig stellt die thermische Solaranlage das Quellensystem der Wärmepumpe dar. Die Größe des Kollektorfeldes orientiert sich an der Wärmepumpe. Daraus ergibt sich ein spezifischer Kennwert von $1,55 \text{ m}^2_{\text{Koll.}}$ bezogen auf den Wärmebedarf ab Heizzentrale.

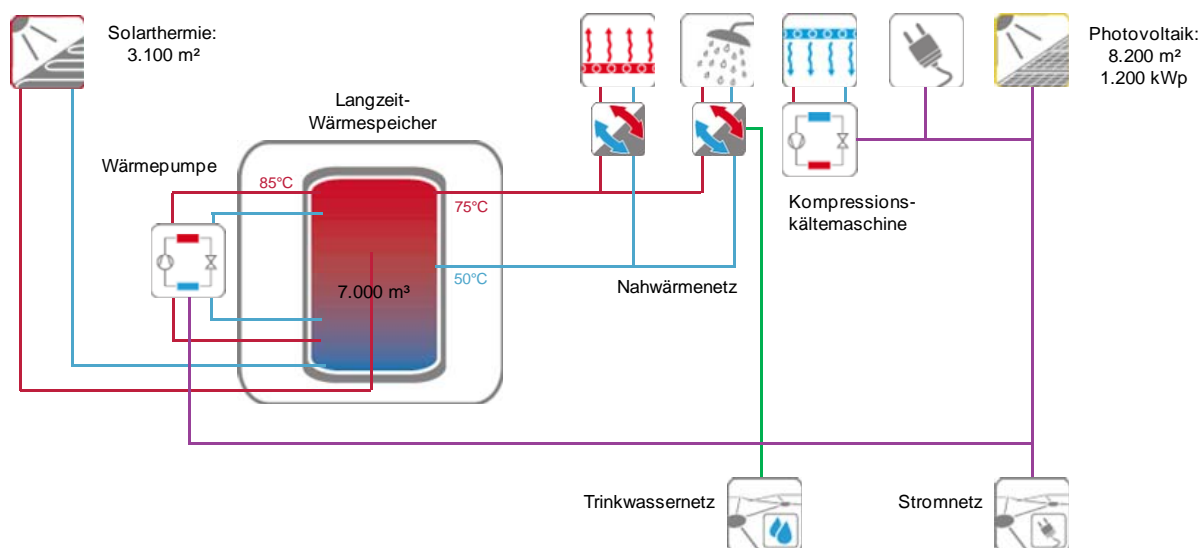


Bild 212 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 1 im Quartier Neubau

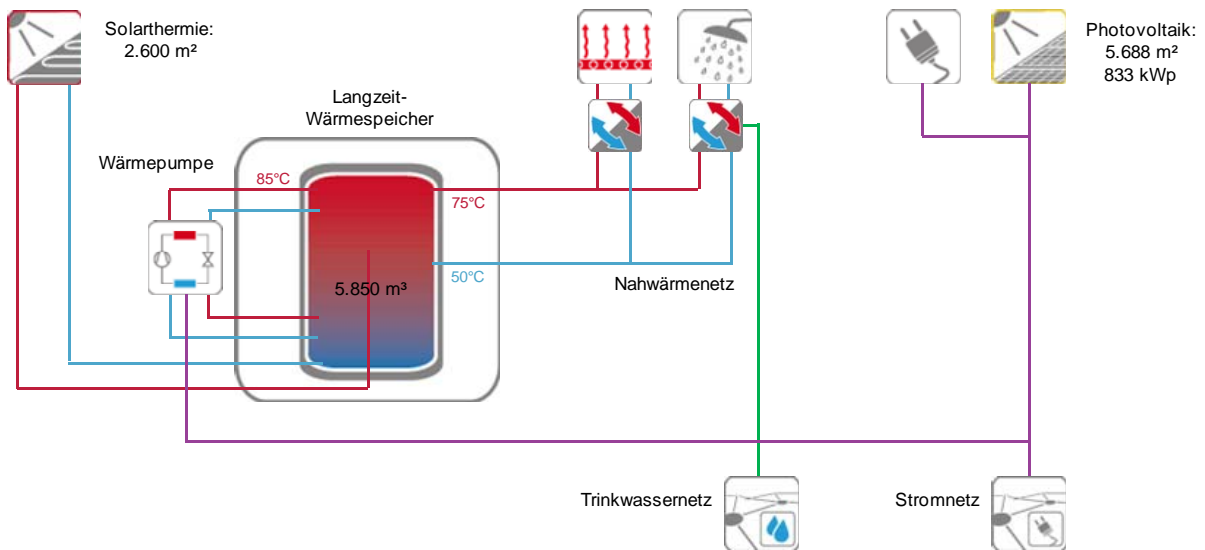


Bild 213 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 1 im Quartier Bestandssanierung

Da bei den Gebäuden eine Zirkulation berücksichtigt wird und die einschlägigen Vorschriften zur Vermeidung von Legionellenwachstum berücksichtigt werden, beträgt hier die Solltemperatur des Trinkwasserspeichers auf Gebäudeebene 65 °C. Deshalb wird das Nahwärmenetz mit einer Vorlauftemperatur von 75 °C ausgelegt. Neben der Wärme wird im Neubauquartier Kälte benötigt. Die Kälteerzeugung erfolgt dabei über eine Kompressionskältemaschine. Der dazu notwendige Strom kann vom Netz oder von der Photovoltaikanlage zur Verfügung gestellt werden. Dies gilt auch für die Wärmepumpe.

Bild 214 zeigt beispielhaft den Lageplan des Quartiers im Neubau mit Anordnung der thermischen Solarkollektoren sowie des Langzeitwärmespeichers. Auf den restlichen nutzbaren solaren Dach- und Fassadenflächen sind die Module der Photovoltaikanlage angeordnet. Im Quartier Bestand werden die thermischen Solarkollektoren auf den süd-, ost- und westorientierten Dächern vorgesehen.

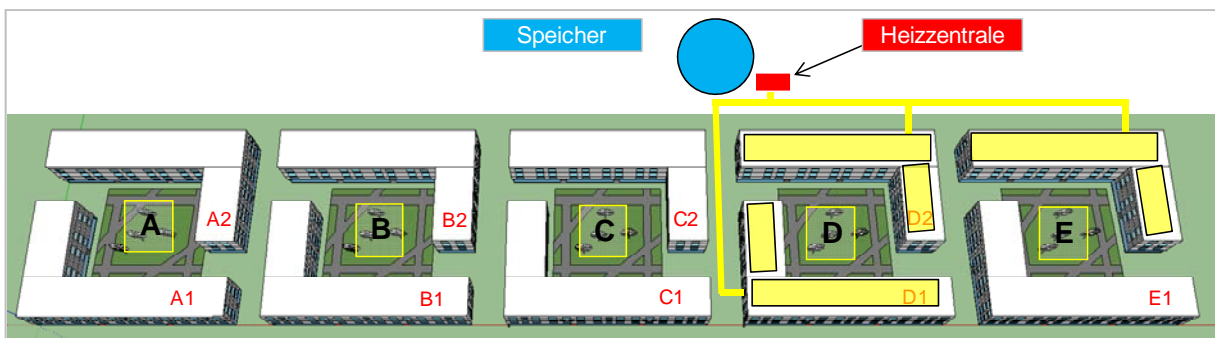


Bild 214 Auszug Lageplan Quartier Neubau mit Solarnetz und Lage des Speichers inkl. Heizzentrale

Variante 2

Solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher und Nachheizung über einen Gaskessel im Nahwärmeverbund und Photovoltaikanlage

Analog zu Variante 1 besteht Variante 2 aus einer konventionellen solarunterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher, jedoch mit einer Nachheizung über einen Gaskessel. Die Größe des Kollektorfeldes orientiert sich am Jahresheizwärmebedarf der Heizzentrale und wird mit dem spezifischen Kennwert von $2,5 \text{ m}^2_{\text{Koll.}} / \text{MWh}$ ausgelegt. Die Bemessung des Langzeitwärmespeichervolumens erfolgt über den spezifischen Kennwert von $2,25 \text{ m}^3 / \text{m}^2_{\text{Koll.}}$. Die Netzstruktur sowie die Kälteerzeugung sind identisch zu Variante 1. Die Photovoltaikanlagen müssen aufgrund der zur Verfügung stehenden Flächen und der größeren Solarthermieanlage reduziert werden.

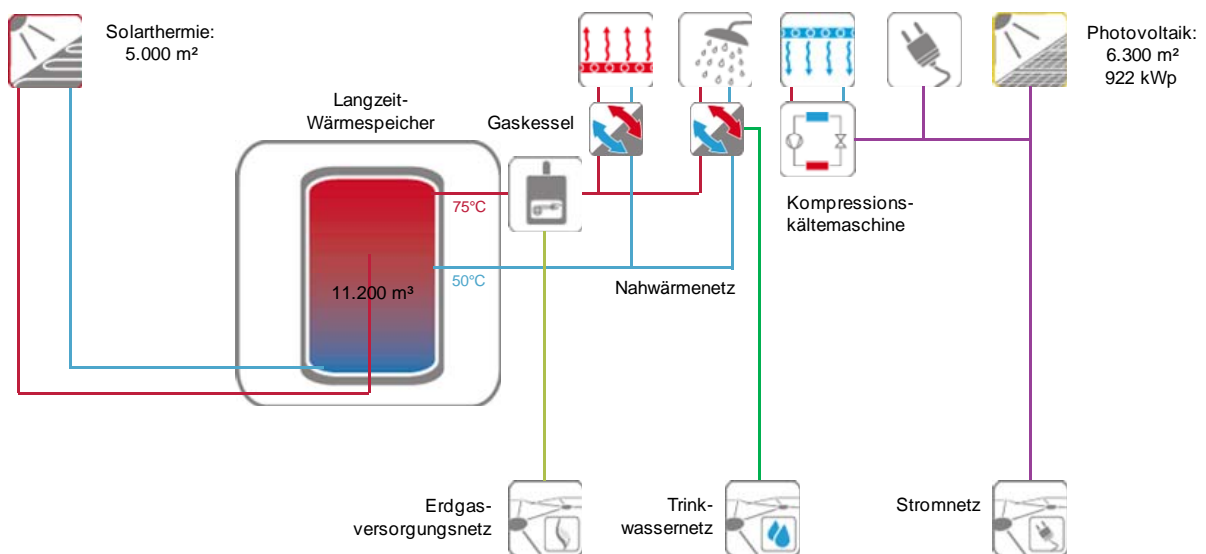


Bild 215 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 2 im Quartier Neubau

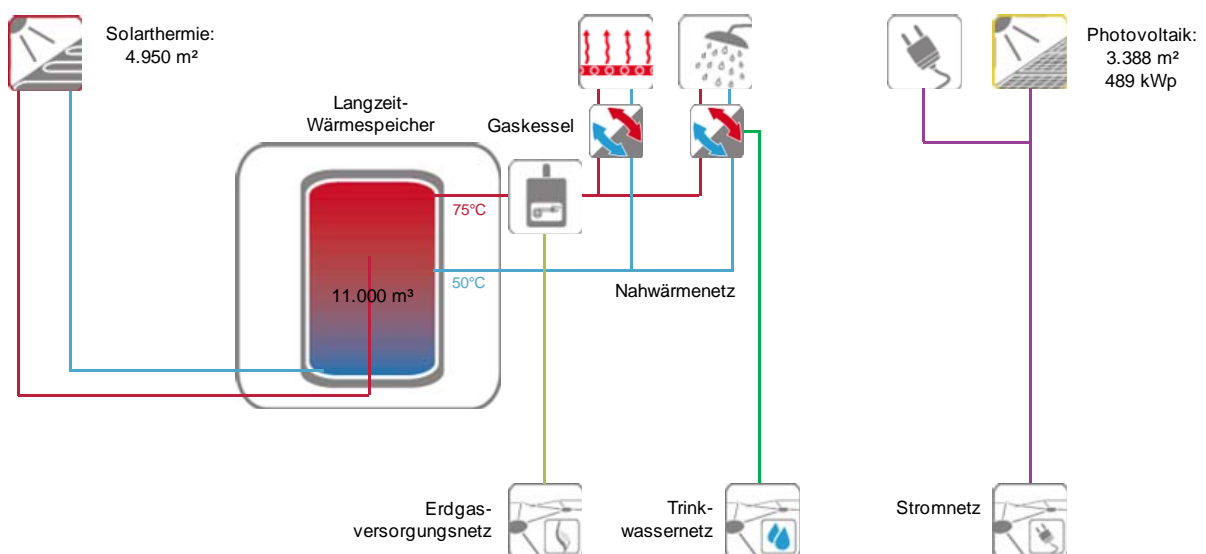


Bild 216 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 2 im Quartier Bestandssanierung

Variante 3

Solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher und Blockheizkraftwerk (BHKW) im Nahwärmeverbund und Photovoltaikanlage

Der Aufbau des Simulationsdecks ist ähnlich Variante 1. Dabei wird die Wärmepumpe durch ein Blockheizkraftwerk zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung ersetzt. Die Auslegungsparameter in Bezug auf Speichervolumen und thermischer Kollektorfläche sind identisch. Die Größe des BHKW orientiert sich am oberen Speichervolumen, welches über das BHKW beladen wird und der maximalen Spitzenlast. Daher kann auf einen Spitzenlastkessel verzichtet werden. Das BHKW ist vorwiegend für den Winter bestimmt. Die Vollbenutzungsstunden liegen deshalb unter 3.000 h/a, da im Sommer die Wärmebereitstellung über die Solarthermieanlage erfolgt.

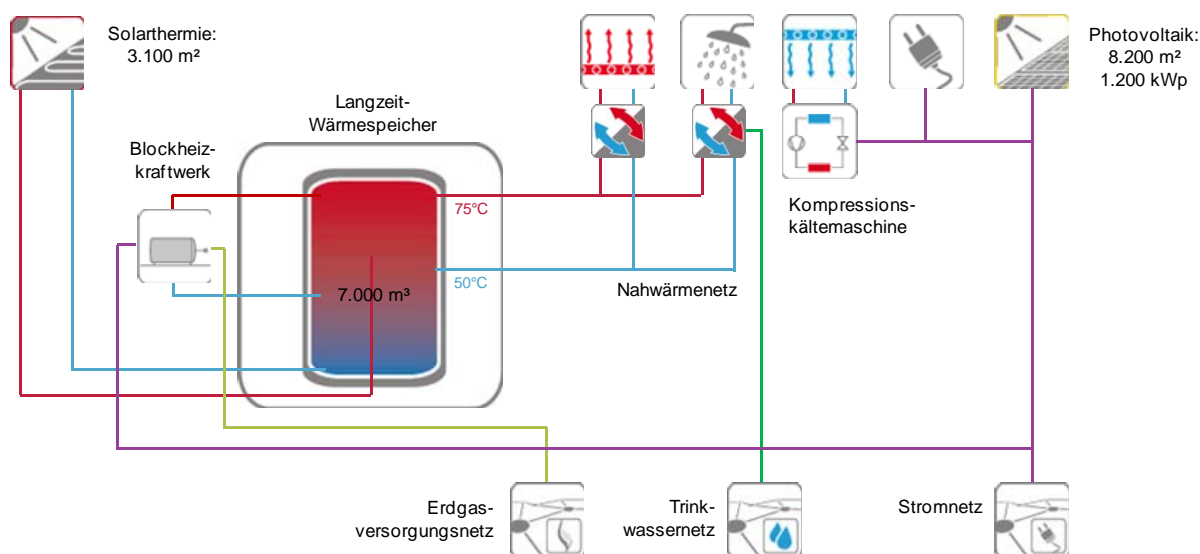


Bild 217 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 3 im Quartier Neubau

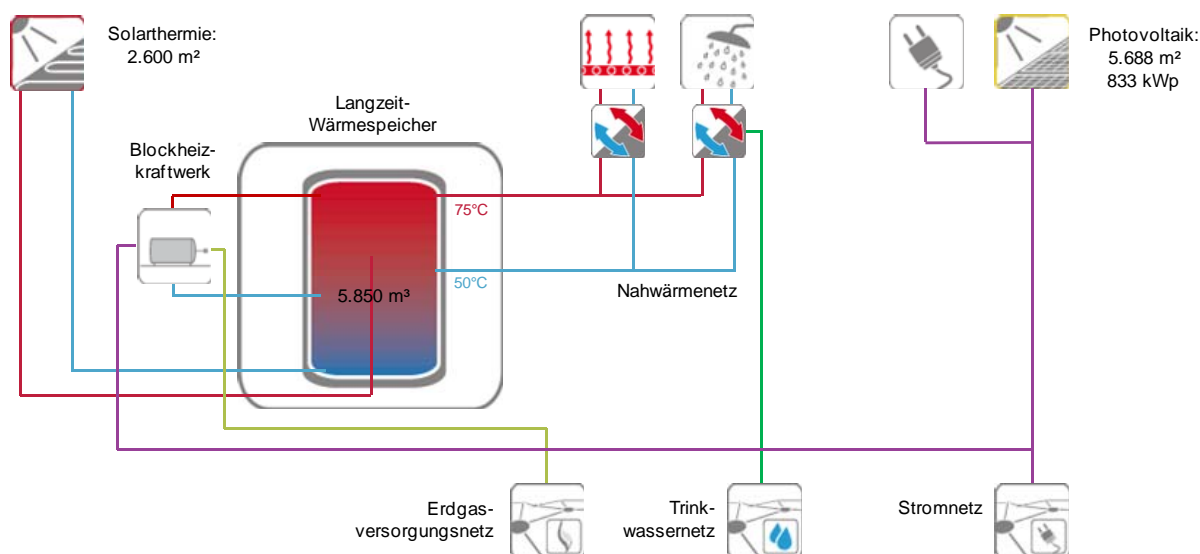


Bild 218 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 3 im Quartier Bestandssanierung

Variante 4

Dezentrale elektrische Wärmepumpen mit solarunterstütztem zentralen Quellsystem und Gas-Brennwertkessel zur Nachheizung sowie Photovoltaikanlage (Prinzip „kalte Nahwärme“)

In Variante 4 wird ein sogenanntes „kaltes“ solarunterstütztes Nahwärmenetz mit großem Warmwasserspeicher untersucht. Das „kalte“ Nahwärmenetz wird aus dem großen Warmwasserspeicher gespeist, der durch die Solarkollektoren erwärmt wird. Allerdings erfolgt die Nachheizung nicht wie derzeit üblich im zentralen Speicher, sondern in den einzelnen Gebäuden. Zwei wesentliche Vorteile ergeben sich aus diesem Konzept: Die niedrigeren Netz-Vorlauftemperaturen führen zu niedrigeren Wärmeverlusten im Nahwärmenetz. Die Solarerträge erhöhen sich, aufgrund der niedrigeren Speichertemperaturen.

Das System besteht aus einem 3.000 m³ (Neubau-Quartier) bzw. 2.500 m³ (Bestandsquartier) umfassenden Warmwasserspeicher, der über ein Kollektorfeld von 3.100 m² (Neubau-Quartier) bzw. 2.600 m² (Bestandsquartier) erwärmt wird. Über das Nahwärmenetz wird die eingespeicherte Solarwärme den in den einzelnen Gebäuden aufgestellten Wasser/Wasser-Wärmepumpen verdampferseitig zugeführt. Die minimale Netzvorlauf-Temperatur wird in den Simulationen auf 8 °C festgelegt. Reicht die Wärme des Solarspeichers nicht aus, um diese Temperatur zu erreichen, wird ein Gas-Brennwertkessel im Netzvorlauf zugeschaltet. Da sich die Höhe der minimalen Netzvorlauf-Temperatur direkt auf den Nachheizbedarf des Gas-Brennwertkessels und den Strombedarf der Wärmepumpen und damit auf den Primärenergiebedarf bzw. die Verbrauchskosten des Gesamtsystems auswirkt, kann in künftigen Simulationen das Optimum für diesen Parameter ermittelt werden. Die entsprechenden Simulationen werden hier jedoch nicht durchgeführt, da dies nicht das Ziel der in diesem Vorhaben zu untersuchenden Fragestellungen ist.

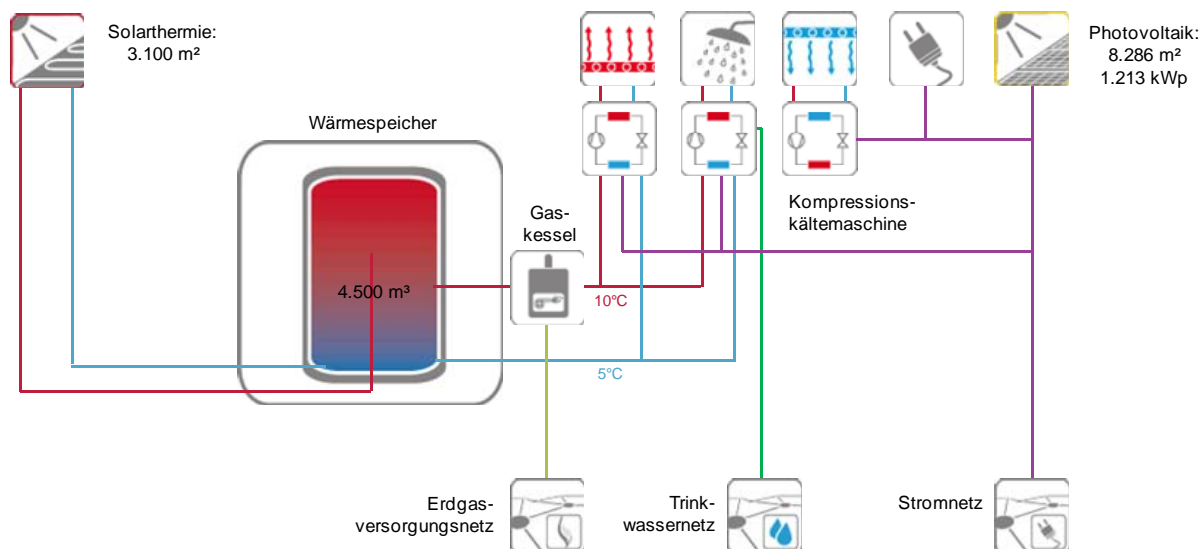


Bild 219 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 4 im Quartier Neubau

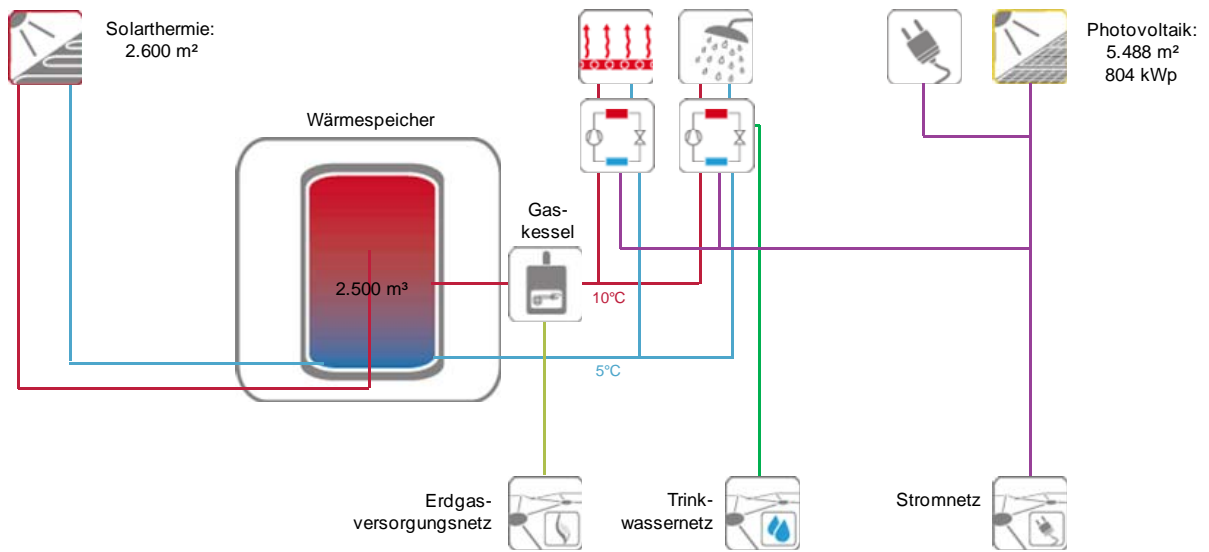


Bild 220 Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 4 im Quartier Bestandssanierung

9 Systemsimulationen Stadtquartier (AP 8)

Die im vorhergehenden Abschnitt definierten Systeme werden einzeln mit dem Simulationsprogramm TRNYSY [TRNSYS 17, 2010] abgebildet und simuliert. Die resultierenden Ergebnisse sind Endenergie Profile mit einer Zeitschrittweite von 15 Minuten für ein gesamtes Jahr. In diesem Kapitel werden die Simulationsergebnisse der Endenergie der einzelnen Varianten der Stadtquartiere in Bezug auf die Jahresbilanz und auf die monatliche Bilanz dargestellt.

9.1 Endenergetische Bewertung der Systeme

Über das Tabellenprogramm Microsoft Excel werden die Simulationsergebnisse in Hinblick auf die Endenergie ausgewertet. Wärme und Strom werden endenergetisch gleich behandelt, aufgrund der in Kapitel 2.2 festgelegten Bilanzierungsregeln. Zum Vergleich der Varianten in der Jahresbilanz erfolgt die Aufsummierung der beiden Größen. Solarthermische Erträge werden dabei vorrangig mit dem eingesetzten Endenergieträger für Wärme (z.B. Erdgas, Strom, Fernwärme) der jeweiligen Versorgungsvariante verrechnet.

Stromerträge aus einer Photovoltaikanlage können ebenfalls auf den gesamten Endenergiebedarf angerechnet werden, d.h. der Stromertrag kann bilanziell den Endenergiebedarf für die Wärmeerzeugung decken. Der bei Variante 2 mittels Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Strom wird ebenfalls in der gesamten Endenergiebilanz berücksichtigt. Zusammenfassend gilt das Quartier mit Grundstück als Bilanzgrenze. Eine Differenzierung zwischen einer 50 bzw. 100 % regenerativen Versorgung in der Jahresbilanz erfolgt nicht. Es wird daher der maximale Deckungsanteil des Versorgungssystems angegeben.

9.1.1 Jahresbilanz Endenergie Quartiere

In den folgenden Abbildungen (Bild 221 bis Bild 222) werden die Endenergiebilanzen der Quartiere im Neubau und in der Bestandssanierung dargestellt. Dabei erfolgt die Differenzierung zwischen Wärme und Strom. Die linken Balken stehen jeweils für den Endenergiebedarf, die rechten Balken für die Endenergieerzeugung aus Solarthermie, Photovoltaik und Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW). Eine Unterteilung in die Szenarien „50 bzw. 100 % regenerative Energieversorgung in der Jahresbilanz“ erfolgt nicht. Stattdessen wird der regenerative Anteil, unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden nutzbaren solaren Dach- und Fassadenflächen, ermittelt, siehe Bild 223.

Variante 2 (solarunterstützte Nahwärmeversorgung (SuN), Gaskessel und PV) und Variante 3 (SuN, Blockheizkraftwerk (BHKW) und PV) liegen im Bereich der 50 % Grenze in Bezug auf den erneuerbaren Anteil an der Endenergie. Der deutlich höhere Endenergiebedarf bei Variante 3 (SuN, BHKW und PV) ist auf den Bedarf an Erdgas zur Wärme- und Stromerzeugung zurückzuführen. Bei Variante 1 (HT-WP, ST, LWSP, PV) und Variante 4 (kalte Nahwärme) werden unter den gegebenen Randbedingungen lediglich 35 % erreicht.

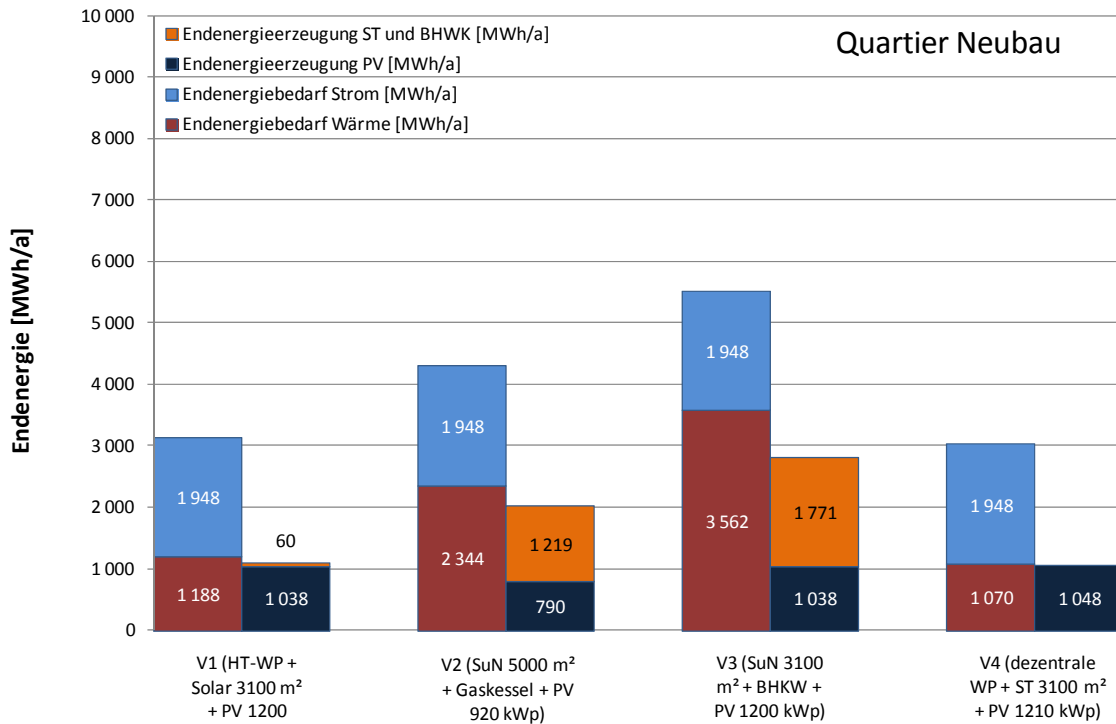


Bild 221 Jahresbilanz Endenergie Quartier Neubau

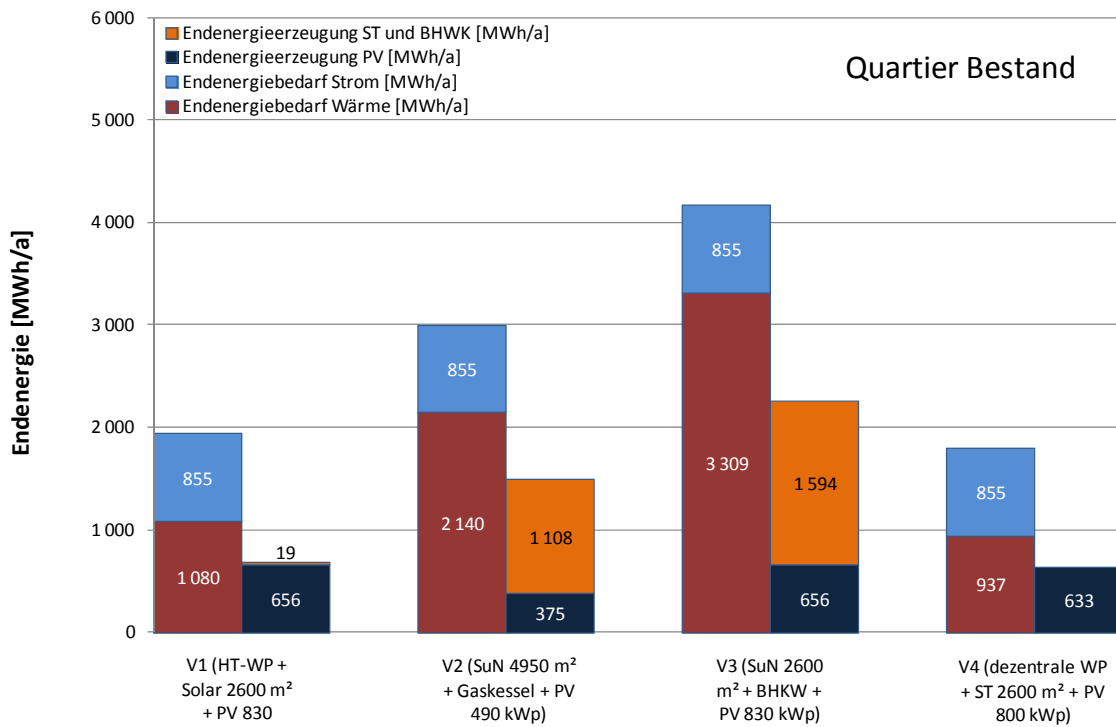


Bild 222 Jahresbilanz Endenergie Quartier Bestandssanierung

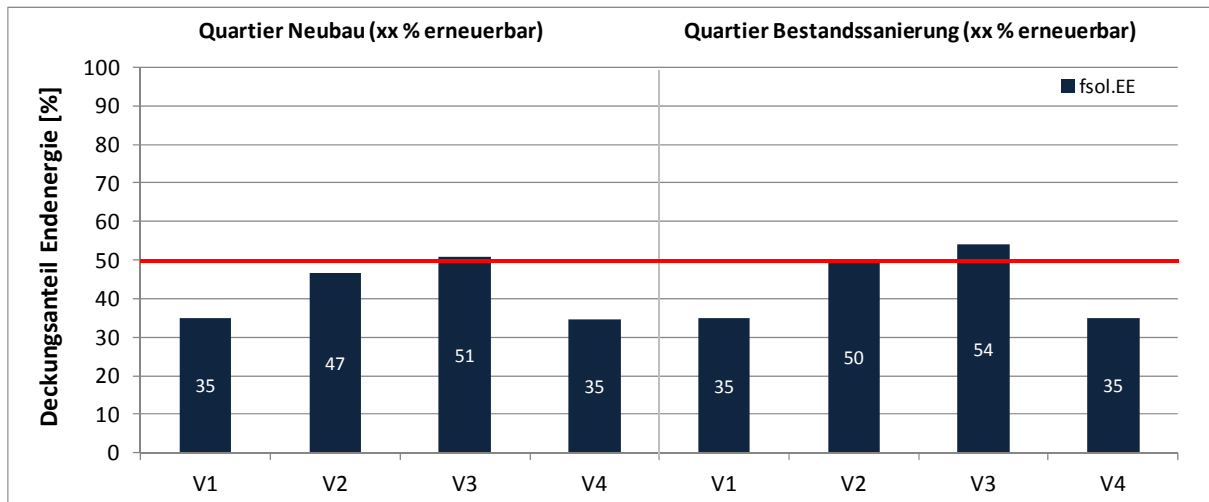


Bild 223 Deckungsanteil Endenergie an erneuerbaren Energien Quartier Neubau und Bestandssanierung

9.1.2 Monatliche Endenergiebilanz Quartier Neubau und Bestandssanierung

In den folgenden Diagrammen (Bild 226 bis Bild 233) werden die monatlichen Endenergiebilanzen der Quartiere im Neubau und in der Bestandssanierung dargestellt. Für die monatliche Strombilanz wird zum einen die Eigennutzung des über die PV-Anlage erzeugten Stroms dem Netzbezug gegenübergestellt und zum anderen die Eigennutzung des PV-Stroms zur Netzeinspeisung des erzeugten PV-Stroms. Bei Variante 3 (SuN, BHKW, PV) kommt zusätzlich noch der erzeugte Strom des BHKW dazu.

In Bezug auf die Wärme, wird bei Variante 1 (HT-WP, ST, LWSP, PV) die von der Wärmepumpe gelieferte Endenergie dargestellt, aufgeteilt nach den Anteilen Strom und Umweltwärme (Solarthermie). Zusätzlich erfolgt die Darstellung der aus dem Wärmespeicher gelieferten Wärmemenge in das Nahwärmenetz. Eine weitere Differenzierung ist nicht möglich, da beide Wärmeerzeuger den Wärmespeicher beladen und die Wärmepumpe den unteren Teil als Wärmequelle nutzt.

Im Gegensatz zu Variante 1 wird bei Variante 2 (SuN, Gaskessel und PV) der Wärmespeicher nur durch die thermische Solaranlage beladen. Die Nacherwärmung durch den Gaskessel zur Erzeugung des notwendigen Temperaturniveaus des Netzvorlaufs erfolgt erst nachdem Speicher. Deshalb werden hier die Wärmeerzeugung und die Wärmelieferung nach ihren jeweiligen Anteilen aufgetragen.

Variante 3 (SuN, BHKW, PV) ist fast identisch zu Variante 1 (HT-WP, ST, LWSP, PV). Das BHKW liefert die erzeugte Wärme direkt in den Langzeitwärmespeicher. Daher erfolgt die Darstellung der aus dem Wärmespeicher gelieferten Wärmemenge in das Nahwärmenetz und die vom BHKW sowie von der thermischen Solaranlage erzeugten Wärme. Zur Information ist der Anteil des erzeugten Stroms durch das BHKW in die Abbildungen mit integriert.

Im Gegensatz zu den bisherigen Systemlösungen erfolgt bei Variante 4 (kalte Nahwärme) die dezentrale Wärmeerzeugung über elektrische Wärmepumpen. Hierzu wird die monatliche

Endenergie dargestellt (Strombedarf Wärmepumpen) sowie die dazugehörige Wärmequelle in Form des „kalten Nahwärmenetzes“. Zusätzlich werden die entsprechenden monatlichen Anteile des kalten Nahwärmenetzes (Solarthermie und Gaskessel) abgebildet.

Bild 224 und Bild 225 zeigen zum Vergleich den monatlichen Nutzenergiebedarf für Wärme und Strom für das Quartier im Neubau und in der Bestandssanierung. Der Hilfsstrombedarf für die jeweilige Energieerzeugung ist dabei nicht enthalten.

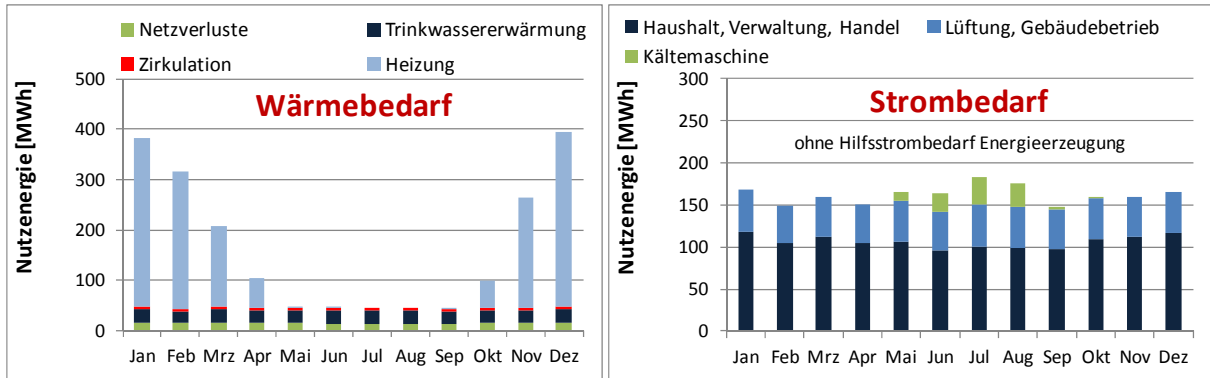


Bild 224 Monatliche Nutzenergiebilanz Wärme und Strom Quartier Neubau

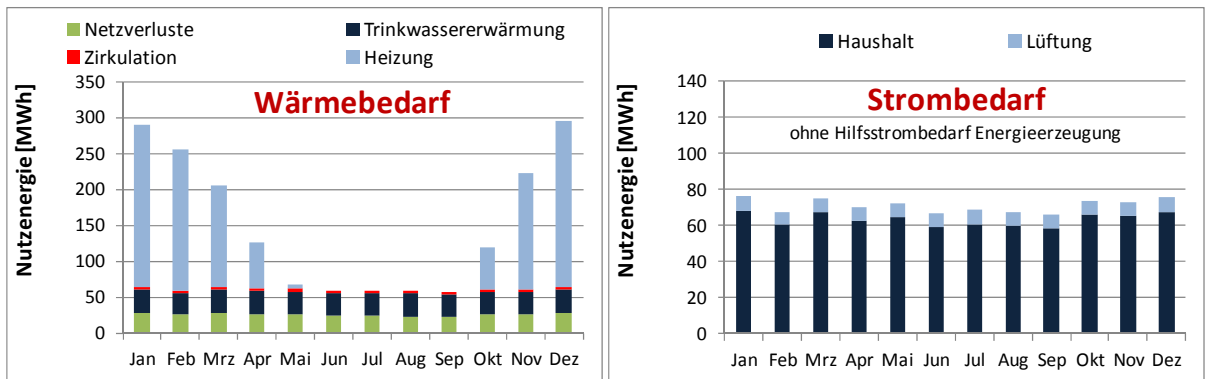


Bild 225 Monatliche Nutzenergiebilanz Wärme und Strom Quartier Bestandssanierung

Variante 1 - Neubau und Sanierung im Bestand

Elektrische Hochtemperatur-Wärmepumpe mit thermischer Solaranlage und Langzeitwärmespeicher im Nahwärmeverbund sowie Photovoltaikanlage

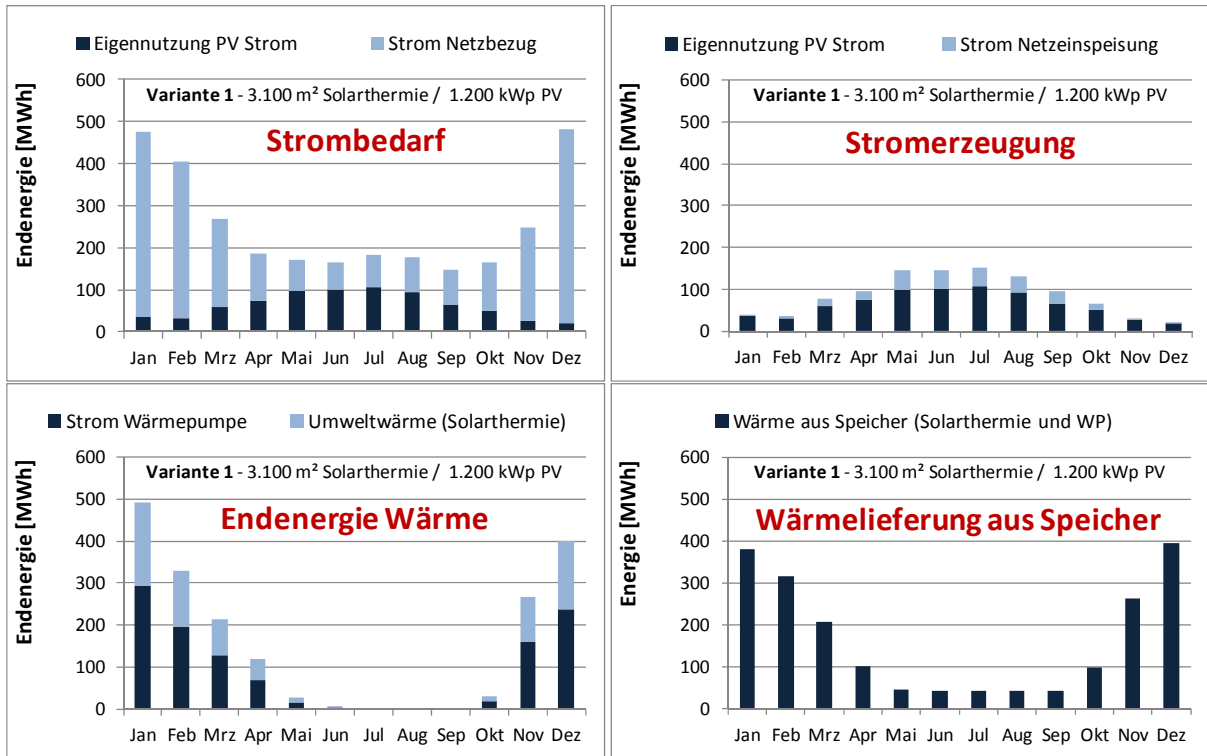


Bild 226 Variante 1 - Monatliche Endenergiebilanzen Quartier Neubau

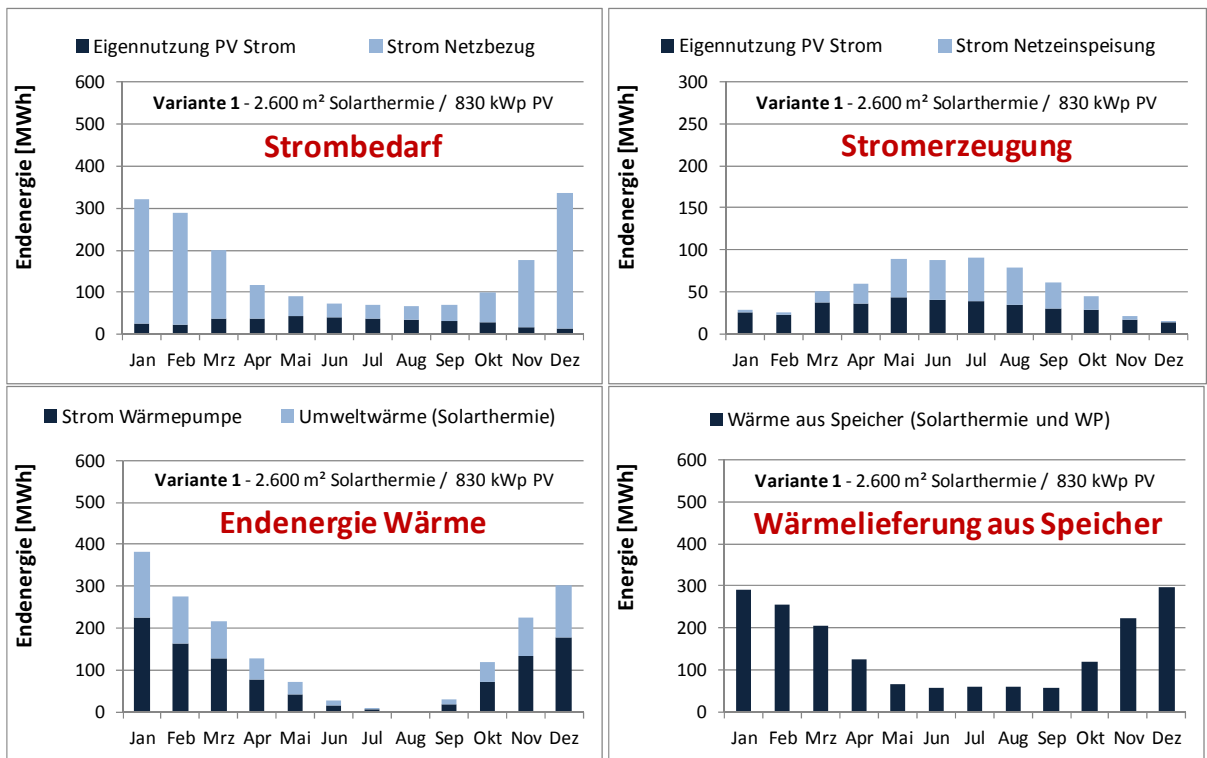


Bild 227 Variante 1 - Monatliche Endenergiebilanzen Quartier Bestandssanierung

Variante 2 - Neubau und Sanierung im Bestand

Solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher und Nachheizung über einen Gaskessel im Nahwärmeverbund und Photovoltaikanlage

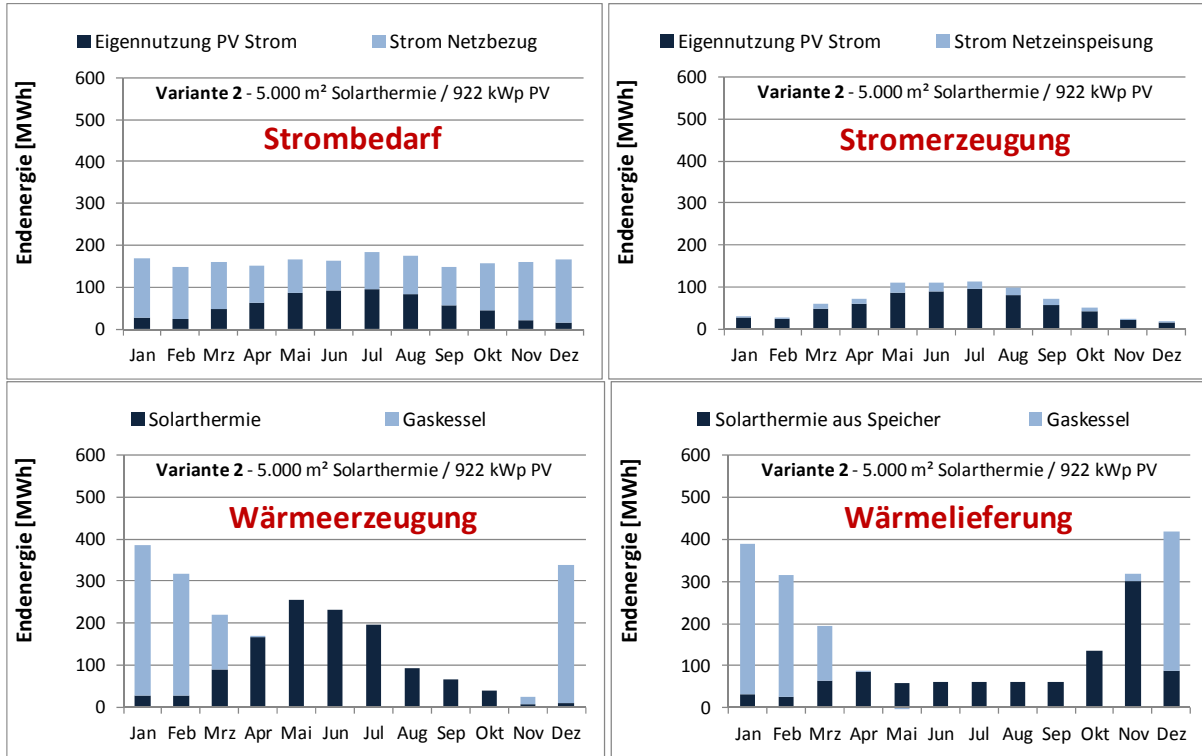


Bild 228 Variante 2 - Monatliche Endenergiebilanzen Quartier Neubau

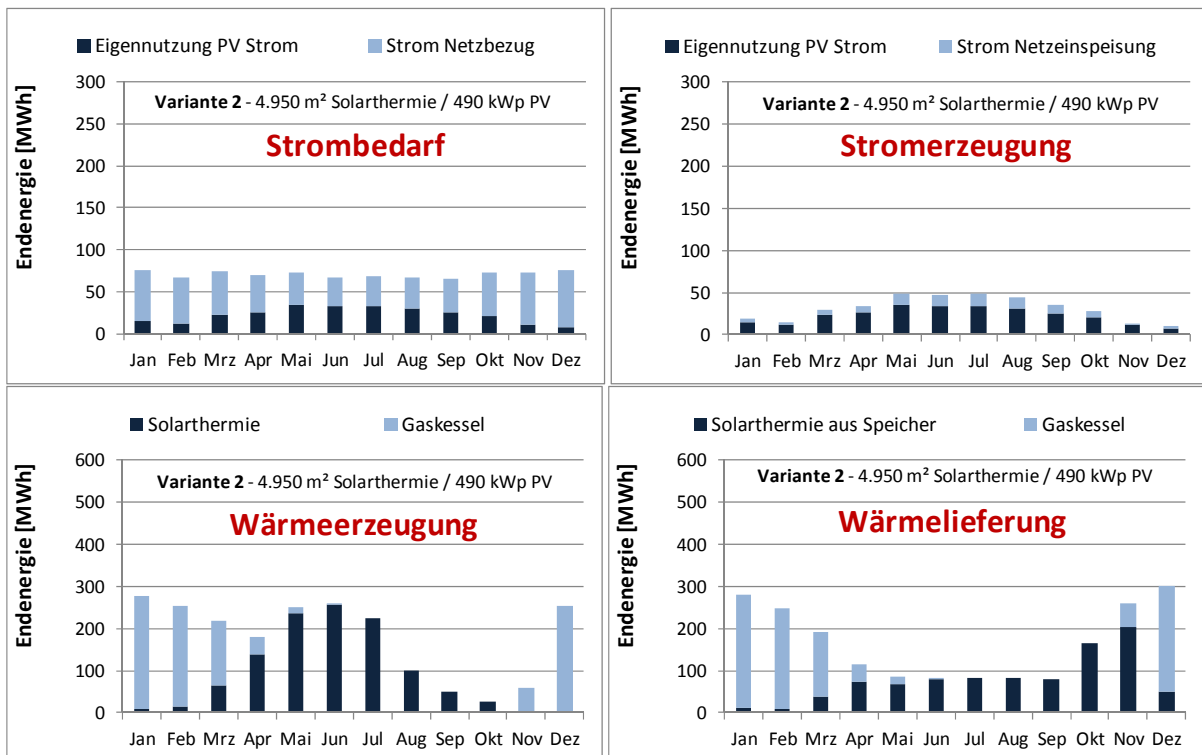


Bild 229 Variante 2 - Monatliche Endenergiebilanzen Quartier Bestandssanierung

Variante 3 - Neubau und Sanierung im Bestand

Solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher und Blockheizkraftwerk (BHKW) im Nahwärmeverbund und Photovoltaikanlage

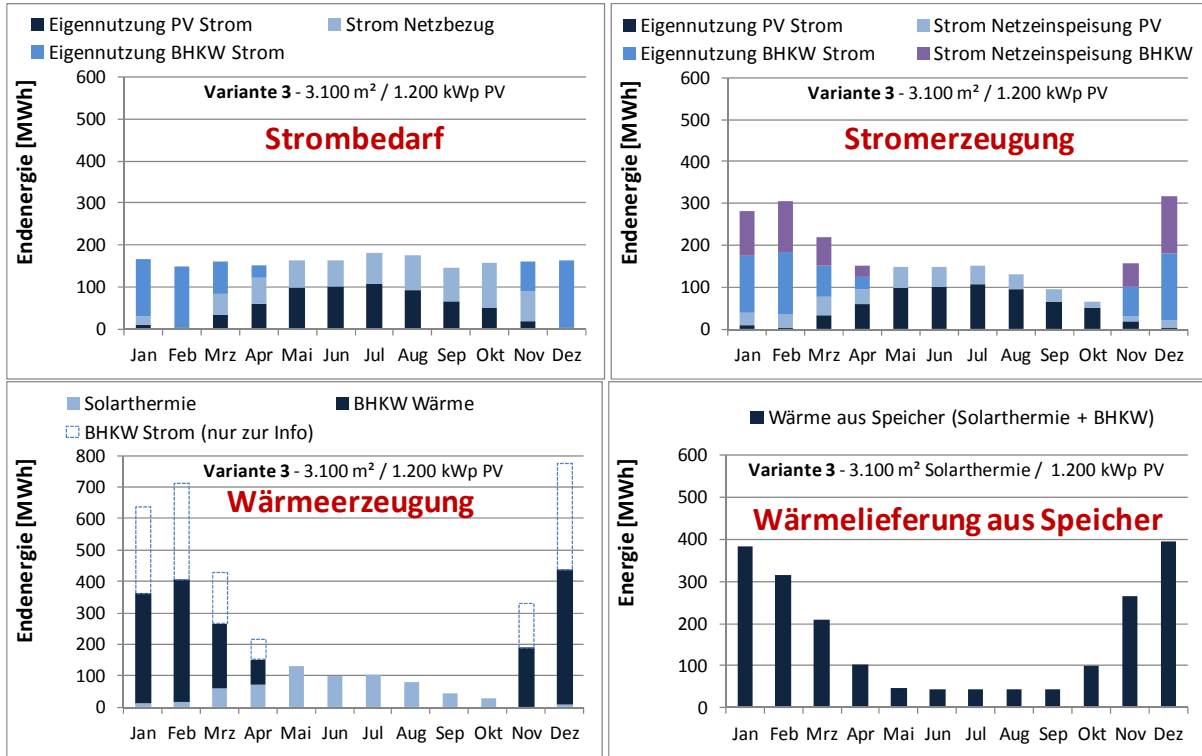


Bild 230 Variante 3 - Monatliche Endenergiebilanzen Quartier Neubau

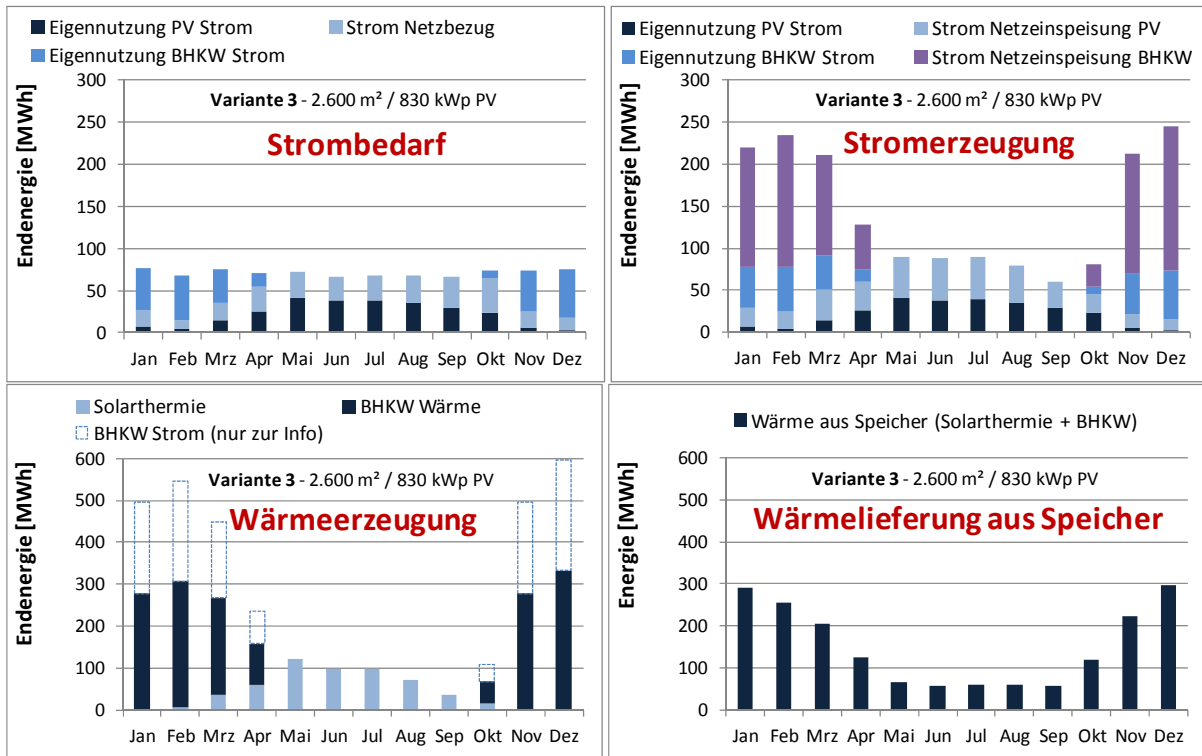


Bild 231 Variante 3 - Monatliche Endenergiebilanzen Quartier Bestandssanierung

Variante 4 - Neubau und Sanierung im Bestand

Dezentrale elektrische Wärmepumpen mit solarunterstütztem zentralen Quellsystem und Gas-Brennwertkessel zur Nachheizung sowie Photovoltaikanlage (Prinzip „kalte Nahwärme“)

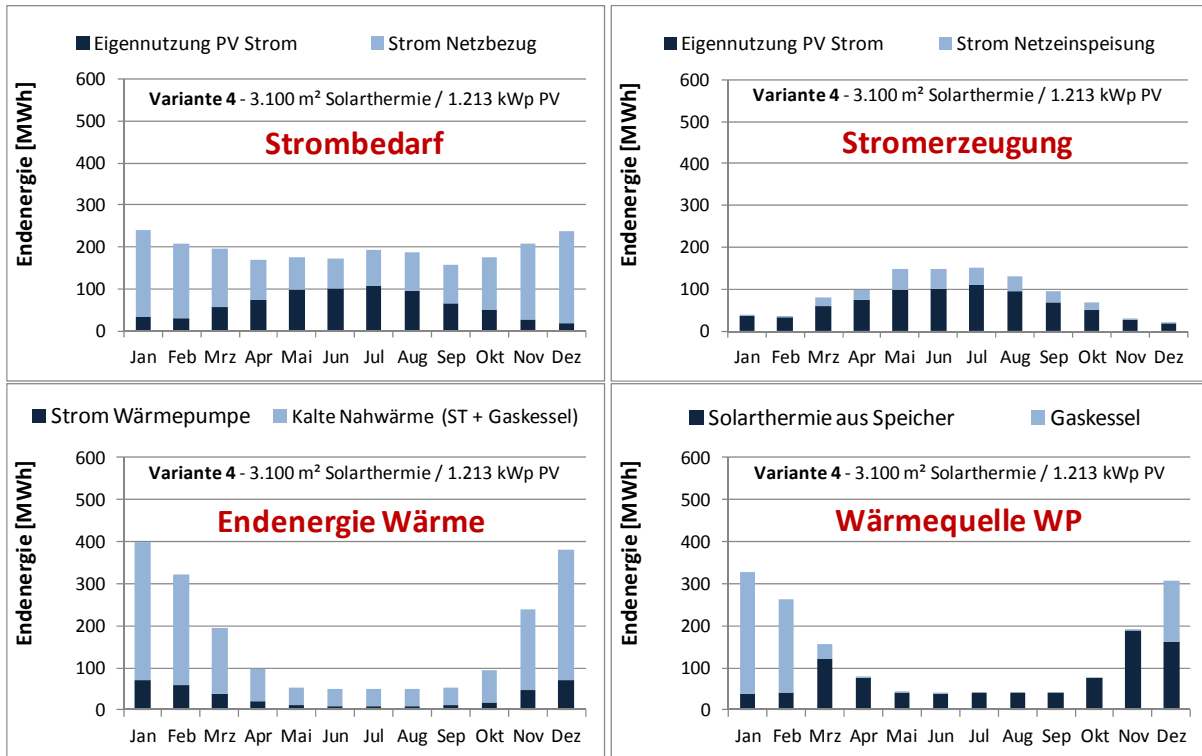


Bild 232 Variante 4 - Monatliche Endenergiebilanzen Quartier Neubau

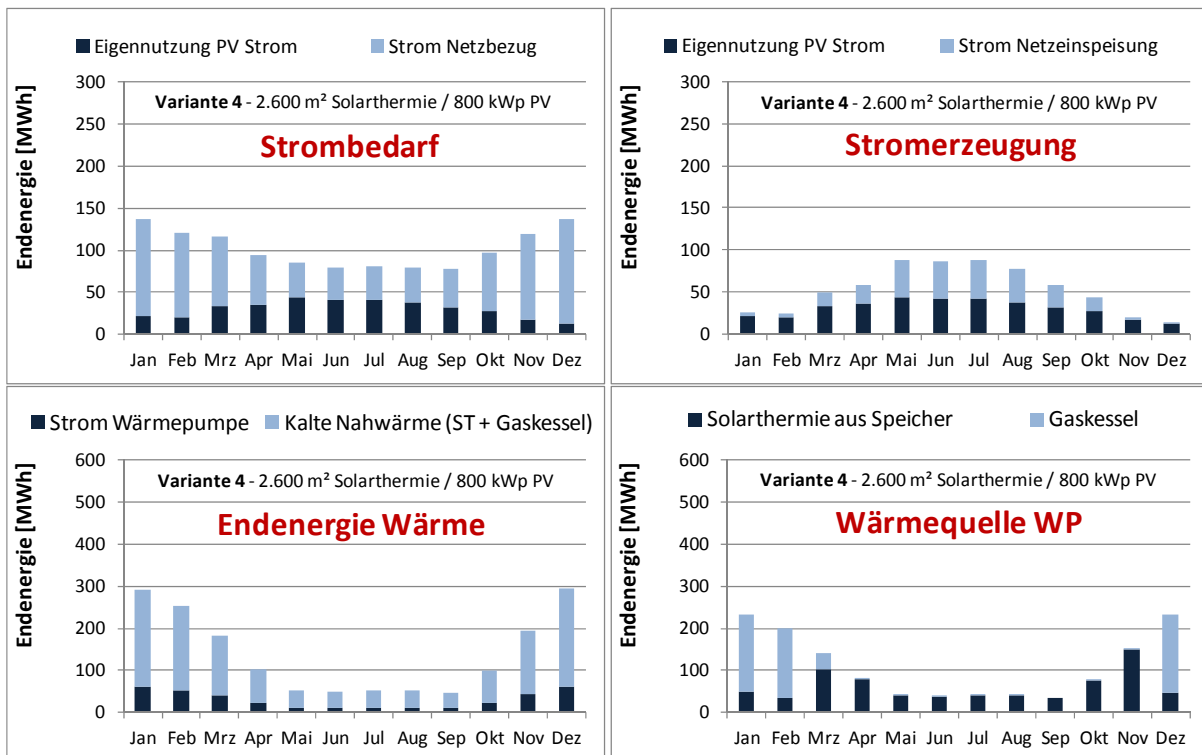


Bild 233 Variante 4 - Monatliche Endenergiebilanzen Quartier Bestandssanierung

9.1.3 Entwicklung der Speichertemperaturen

Die in den Quartieren untersuchten Versorgungsvarianten sind mit einem großen Wärmespeicher ausgestattet, siehe Bild 234. Die entsprechenden Speichertemperaturen im Jahresverlauf sind in Bild 235 und Bild 236 abgebildet. Dabei sitzt der Temperaturfühler Ts1 im oberen Bereich des Speichers und der Fühler Ts5 ganz unten. Zusätzlich sind noch die Betriebszustände (EIN, AUS) der Hochtemperatur-Wärmepumpe von Variante 1 und des BHKW aus Variante 2 dargestellt.

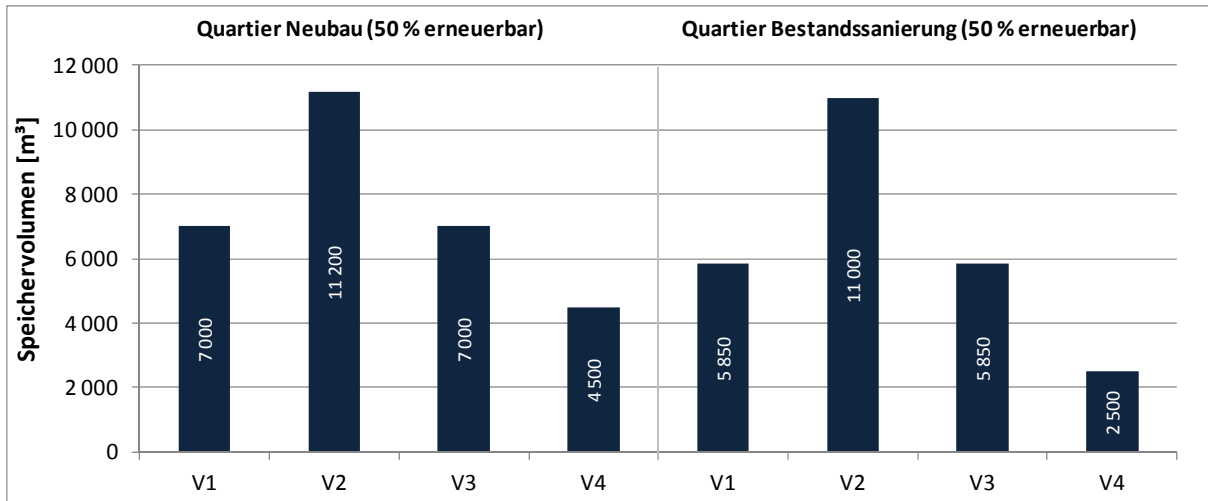


Bild 234 Volumen der Wärmespeicher im Quartier Neubau und Bestand

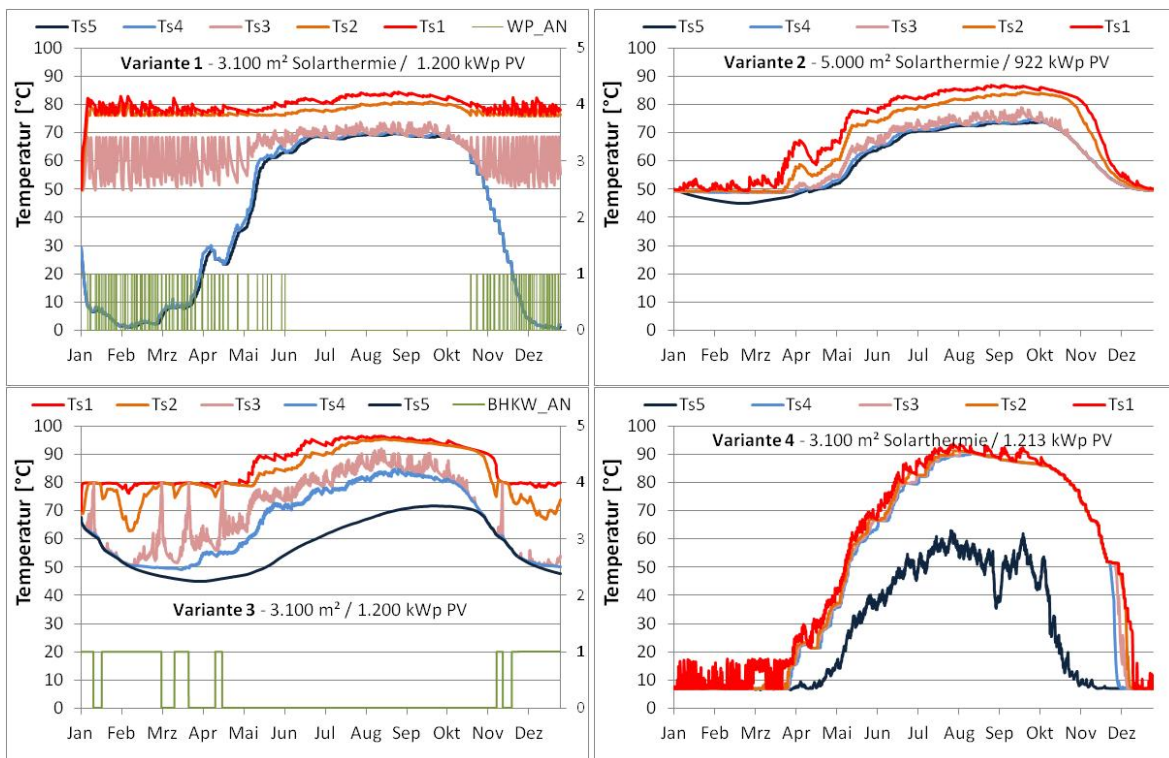


Bild 235 Verlauf der Speichertemperaturen der Varianten im Quartier Neubau

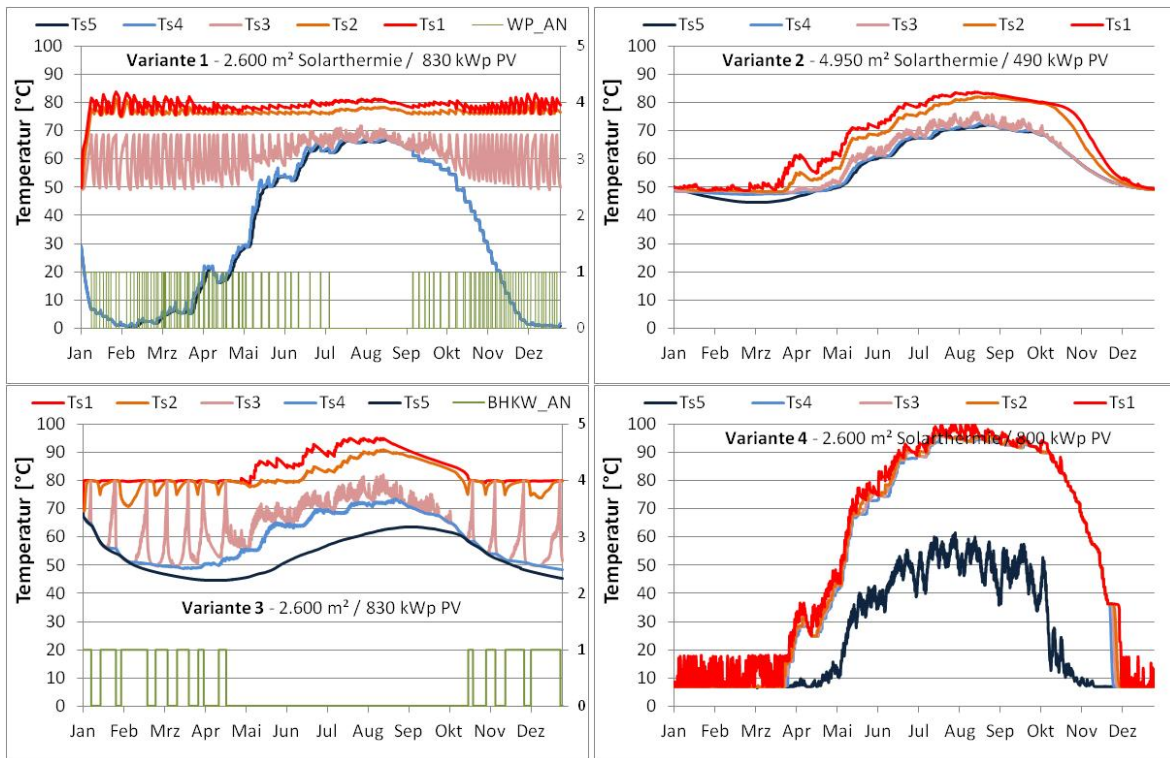


Bild 236 Verlauf der Speichertemperaturen der Varianten im Quartier Bestandssanierung

9.2 Detailbetrachtung Solarthermie und Photovoltaik

Unter den gegebenen Randbedingungen stehen im Quartier solar nutzbare Flächen auf dem Dach und in der Fassade zur Verfügung. Dabei befinden sich im Neubau 90 % der Flächen auf dem Pultdach und im Bestand ca. 85 % auf den Satteldächern. Der restliche Anteil wird über die nach Süden ausgerichteten Fassaden aktiviert. Insgesamt können so ca. 11.400 m² im Neubau und ca. 9.000 m² in der Bestandssanierung genutzt werden, siehe Bild 237.

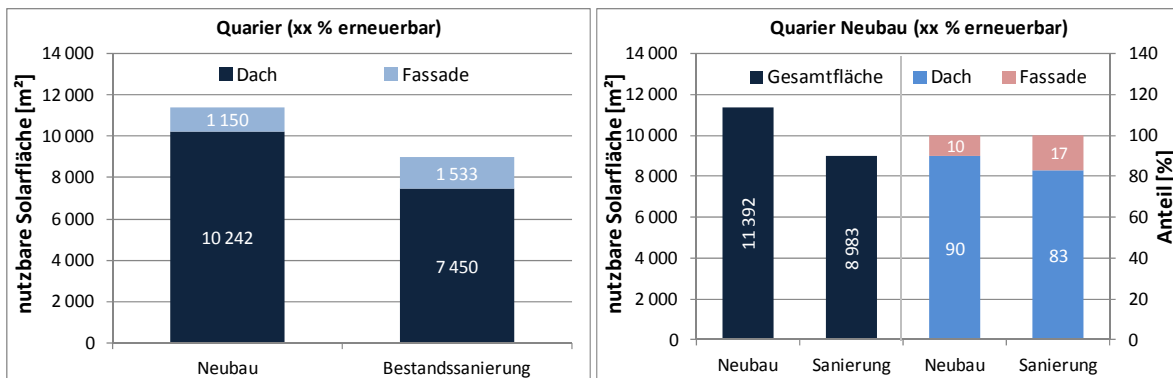


Bild 237 Dach- und Fassadenflächen im Quartier Neubau und Bestandssanierung

In den folgenden Unterkapiteln werden die beiden Solarsysteme (Solarthermie und Photovoltaik) näher betrachtet. In einem ersten Schritt erfolgt die Gegenüberstellung der belegten Dachflächen. Anschließend werden die solarthermischen Deckungsanteile am Gesamtwärme-

bedarf dargestellt. Der letzte Abschnitt beschäftigt sich mit den Eigenstromnutzungsanteilen sowie den Anteilen der Netzeinspeisung der Photovoltaikanlagen. Die im Diagramm angegebenen Kürzel (z.B. V1) stehen für die entsprechenden Varianten:

- Variante 1 - Elektrische Hochtemperatur-Wärmepumpe mit thermischer Solaranlage und Langzeitwärmespeicher im Nahwärmeverbund sowie Photovoltaikanlage
- Variante 2 - Solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher und Nachheizung über einen Gaskessel im Nahwärmeverbund und Photovoltaikanlage
- Variante 3 - Solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher und Blockheizkraftwerk (BHKW) im Nahwärmeverbund und Photovoltaikanlage
- Variante 4 - Dezentrale elektrische Wärmepumpen mit solarunterstütztem zentralen Quellensystem und Gas-Brennwertkessel zur Nachheizung sowie Photovoltaikanlage (Prinzip „kalte Nahwärme“).

9.2.1 Belegung der Dachflächen

Mit der entsprechenden Belegung der Dach- und Fassadenflächen werden die in Bild 223 dargestellten Deckungsanteile erreicht, welche in Bezug auf die Endenergie zwischen 35 und 50 % liegen. Anhand der Auslegung ergeben sich die in Bild 238 dargestellten Flächengrößen für die Solarthermie- und Photovoltaikanlagen für die Quartiere. In Bezug auf die PV-Anlage wird in Kapitel 0 der spezifische Flächenbedarf mit $6,83 \text{ m}^2/\text{kWp}$, basierend auf einem polykristallinen PV-Modul mit einer Leistung von 240 W, festgelegt. Bei der Angabe der Pult- und Satteldachflächen ist kein Dachüberstand bei den Gebäuden berücksichtigt.

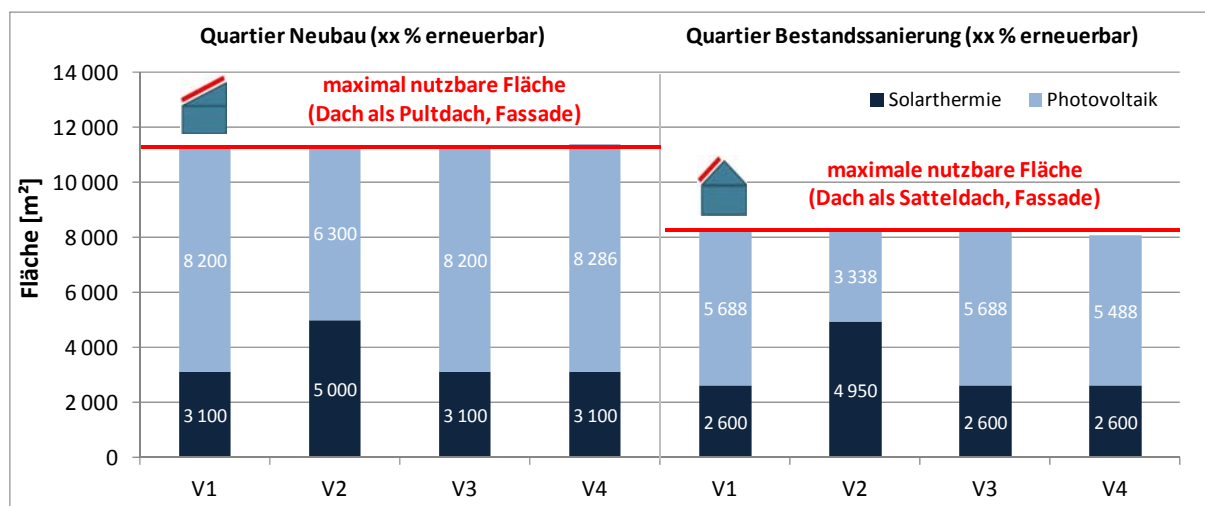


Bild 238 Aufteilung der Dachflächen im Quartier Neubau und Bestandssanierung

Beim Vergleich der Anlagenleistungen wird bei der solarthermischen Anlage die allgemein definierte Umrechnung angewendet, d.h. ein Quadratmeter Solarthermiefläche entspricht einer Leistung von 0,7 kWp. Im Vergleich ergeben sich die in Bild 239 dargestellten Anlagenleistungen für den Neubau und die Bestandssanierung der Quartiere.

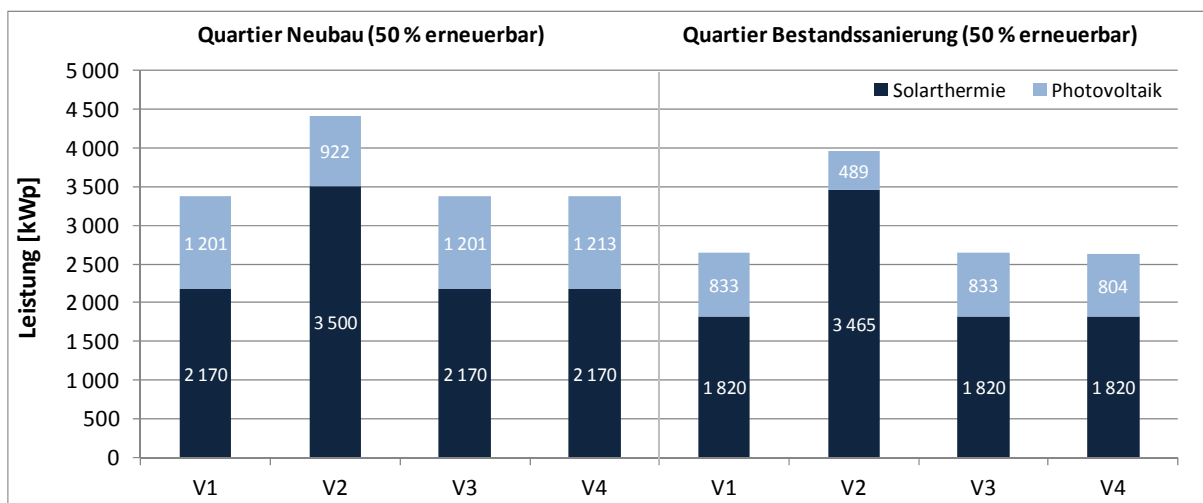


Bild 239 Leistung Solarthermie- und PV-Anlage Quartier Neubau und Bestandssanierung

9.2.2 Solarthermische Anlage – solarer Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf

In Bild 240 ist der solarthermische Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf für die Quartiere dargestellt. Dabei erreichen die Systeme im Neubau wie auch in der Bestandssanierung einen Anteil von ca. 25 % bis 50 %. Bei Variante 1 (HT-WP, ST, LWSP, PV) dient die thermische Solaranlage als Wärmequelle für die Wärmepumpe. Dabei kann im Sommer die thermische Solaranlage das Nahwärmenetz über 4 Monate direkt mit Wärme versorgen. Ein genauer Anteil lässt sich jedoch nicht ermitteln. Das Gleich gilt auch für Variante 4 (kalte Nahwärme). Hier wird der gesamte Ertrag der thermischen Solaranlage in das kalte Nahwärmenetz eingespeist, welches den dezentralen Wärmepumpen als Wärmequelle dient.

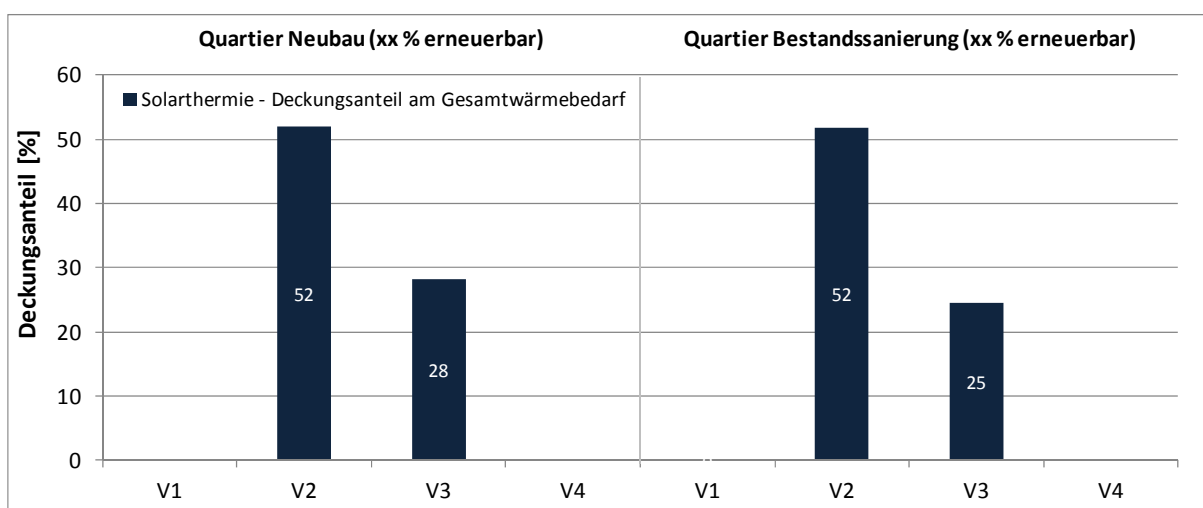


Bild 240 Solarthermischer Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf Quartier Neubau und Bestandssanierung

9.2.3 Solarthermische Anlage – spezifischer solarer Nutzwärmeertrag

Der spezifische solare Nutzwärmeertrag einer thermischen Solaranlage ist die Summe aller Energien, welche von der Solaranlage an die einzelnen Bedarfsnetze (Raumheizung, Trinkwassererwärmung, Verluste Nahwärmenetz) abgegeben werden. Er berücksichtigt dabei alle Wärmeverluste der Solarkomponenten (Rohrleitung, Solarspeicher, etc.). Es handelt sich dabei nicht, um die Energie, die vom Kollektorfeld geliefert wird.

Bild 241 zeigt die jeweiligen spezifischen Kennwerte für den Kollektorertrag und den solaren Nutzwärmeertrag. Diese liegen im Bereich zwischen 190 und 330 kWh/m²a. Für Variante 1 (HT-WP, ST, LWSP, PV) und 3 (SuN, BHKW, PV) können keine spezifischen solaren Nutzwärmeerträge berechnet werden, da mehrere Wärmeerzeuger ihre produzierte Wärme in den Speicher geben.

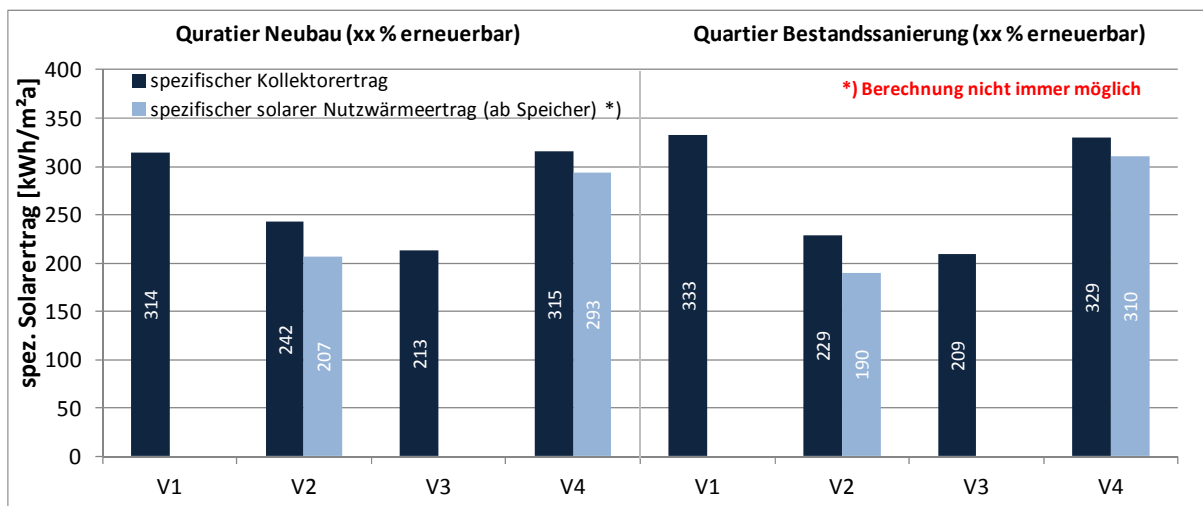


Bild 241 Spezifischer solarer Nutzwärmeertrag Quartier Neubau und Bestandssanierung

9.2.4 Photovoltaikanlage – PV Eigenstromnutzung

Zur Ermittlung des Eigenstromanteils werden der Gesamtstrombedarf des Quartiers (Haushalt, Verwaltung, Handel, Lüftung, Gebäudebetrieb, Kältemaschine, Wärmepumpe) und die Stromerzeugung der PV-Anlagen gegenübergestellt. Dabei wird das gesamte Versorgungsnetz betrachtet, entsprechend der Definition der Bilanzgrenze des Quartiers. Aus den Anlagensimulationen ergeben sich die in Bild 242 dargestellten PV Eigenstromnutzungsanteile. Je nach Anlagengröße variiert der Anteil zwischen 40 und 80 %. Allgemein gilt jedoch: je größer die Anlagenleistung, desto kleiner der Eigenstromnutzungsanteil.

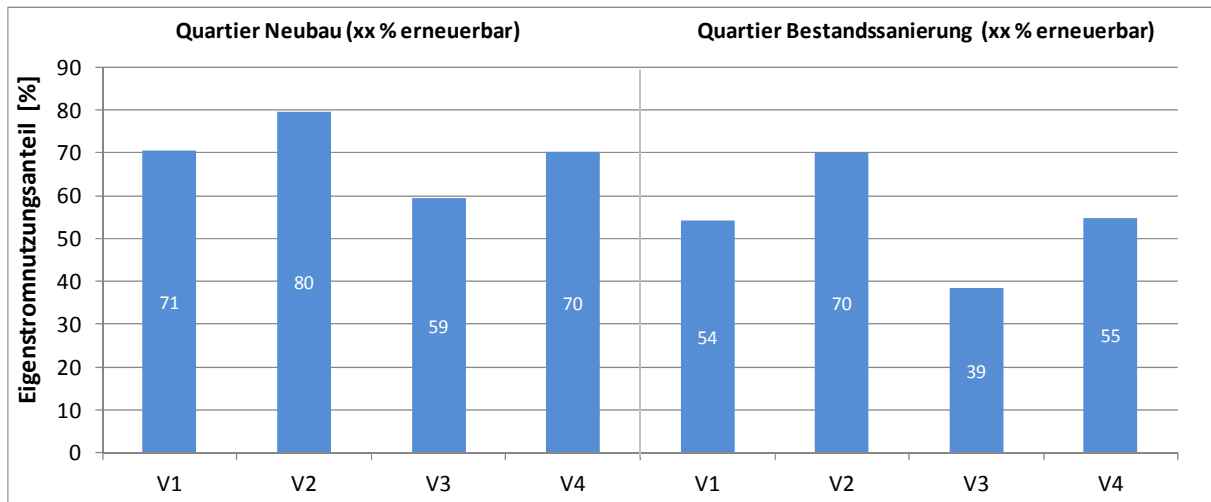


Bild 242 PV Eigenstromnutzungsanteile im Quartier Neubau und Bestandssanierung

9.2.5 Photovoltaikanlage – Anteil PV-Strom Netzeinspeisung

Der von den PV-Anlagen erzeugte Strom kann zum einen in den Gebäuden selbst genutzt werden, der überschüssige Strom wird in das angrenzende öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. Dieser Anteil ist für die Quartiere in Bild 243 dargestellt. Generell liegt der Bereich zwischen 15 und 60 %. Je kleiner dieser Anteil ausfällt, desto kleiner ist auch die Leistung der PV-Anlage. Bei Variante 3 (SuN, BHKW, PV) wird ein großer Teil in das Versorgungsnetz eingespeist, da das BHKW durch den wärmegeführten Betrieb Vorrang besitzt.

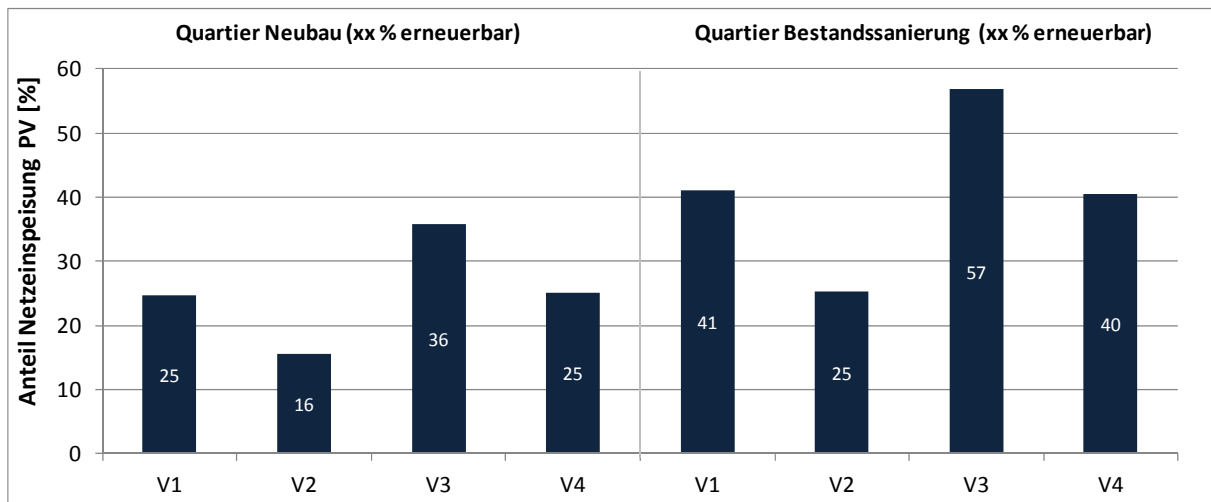


Bild 243 Anteil Netzeinspeisung des erzeugten PV-Stroms im Quartier Neubau und Bestandssanierung

9.2.6 Photovoltaikanlage – Anteil PV-Strom am Gesamtstrombedarf

Der von den PV-Anlagen erzeugte Strom kann einen Beitrag am Gesamtstrombedarf liefern. Dabei muss zwischen der vom Quartier selbst genutzten PV-Strommenge und der von der PV-Anlage gesamt gelieferten Strommenge differenziert werden. Diese Anteile sind für die Quartiere in Bild 244 dargestellt. Generell liegt der Bereich zwischen 20 und 80 %.

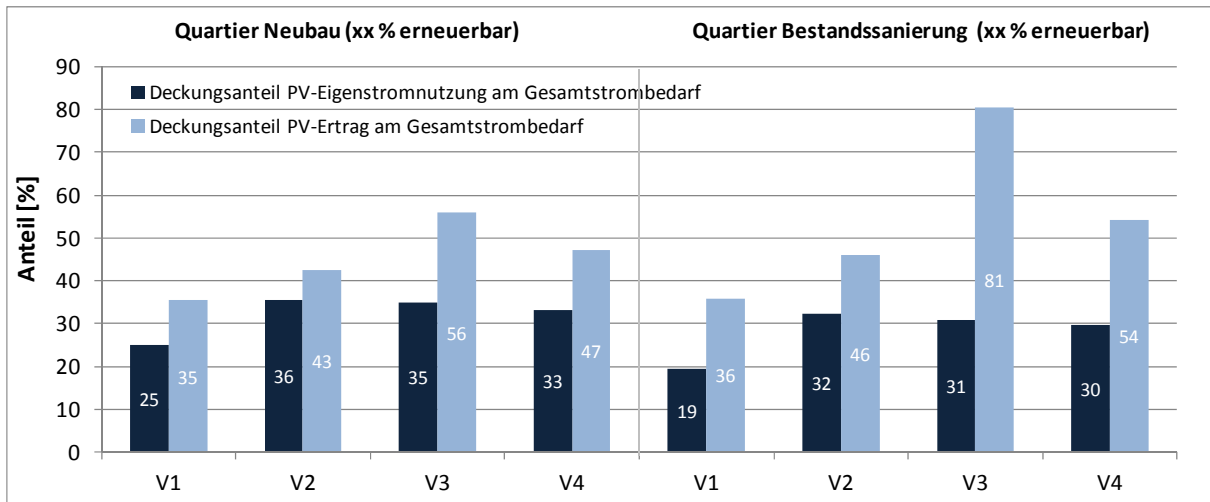


Bild 244 Anteil Netzeinspeisung des erzeugten PV-Stroms im Quartier Neubau und Bestandssanierung

10 Kostenermittlung Systemvarianten Quartiere (AP 9)

Die Vorgehensweise zur Ermittlung der Investitionskosten wird in Kapitel 2.3.7 „Kostenvergleich und Kostenprognose“ erläutert. Dabei werden die Kosten der benötigten Komponenten im Rahmen einer Kostenschätzung ermittelt, siehe Bild 245. Die Kosten für die Anlagentechnik der Varianten orientieren sich am Markt, diese können jedoch regional unterschiedlich ausfallen.

				Menge	Einzelpreis	Investitionen €
Heizzentrale						
Gas-NT-Kessel mit Brenner, Regelung und Zubehör				700 kW	80 €/kW	56 000 €
Gas-NT-Kessel mit Brenner, Regelung und Zubehör				700 kW	80 €/kW	56 000 €
Hydraulische Einbindung Wärmeerzeuger						35 000 €
Heizungsverteilung (incl. Ausd.gefäß) für Nahwärmenetz						25 000 €
MSR-Technik, Elektroarbeiten, Inbetriebnahme						50 000 €
Abgasanlage (2-zügig / freistehend)						25 000 €
Gasanschluss					pauschal	8 000 €
Trafostation 0,4 kV / 20 kV , incl. Verkabelung						50 000 €
Bau Heizzentrale						
	Breite	Länge	Höhe	Volumen		
Heizzentrale	10 m	10 m	4.0 m	400 m³	250 €/m³	100 000 €
Hausstationen / Kompaktstationen						
Mehrfamilienhaus, WW-Bereitung mit Speicher-Ladesystem						135 000 €
Wärmeverteilung						
Nahwärmenetz (Haupttrasse und HA-Leitungen)						
	erdverlegt			688 mTr.	272 €/m Tr.	187 000 €
	im Gebäude			55 mTr.	91 €/m Tr.	5 000 €
Hausanschlüsse (Abzweige, Hauseinführungen, Ventile etc.)						
	Hausanschluss			10 St.	3 200 €/St.	32 000 €
thermische Solaranlage und Speicher						
Kollektoren				5 000 m²	220 €/m²	1 100 000 €
Installation				5 000 m²	79 €/m²	396 000 €
Speicher				11 200 m³	115 €/m³	1 288 000 €
Kältemaschine						
Kaltwassererzeuger mit Pumpensatz, Speicher und Regelung (inkl. Rückköhlv				310 kW	500 €/kW	155 000 €
PV-Anlage						
PV-Module inkl. Montage und Verkabelung im Feld						
PV-Module Aufdachmontage				922 kWp	1 400 €/kWp	1 291 400 €
inkl. Wechselrichter, Einspeisestation, Aufdachmontage						
Unvorhergesehenes					10%	499 440 €
Summe						5 493 840 €
Planung					15%	824 076 €
Gesamtsumme Investition				netto	139 €/m²	6 317 916 €
Gesamtsumme mit MWSt.				19%	165 €/m²	7 518 320 €

Bild 245 Investitionskostenschätzung – Beispiel Variante 2 - Solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher und Nachheizung über einen Gaskessel im Nahwärmeverbund und Photovoltaikanlage im Quartier Neubau

Nach Ermittlung der Investitionskosten für die Anlagenkomponenten, d.h. Heizzentrale, Nahwärmenetz, PV-Anlage, Kollektoren mit Wärmespeicher, etc., wird ein Zuschlag für Unvorhergesehenes von 10 % berücksichtigt. Nach Rücksprache mit den Projektbeteiligten werden bei den Quartieren Planungskosten in Höhe von 15 % einkalkuliert. Alle Investitionskosten sind dem ausführlichen Anhang zu entnehmen.

Hinweis: Kosten für das Strom- und Erdgasversorgungsnetz werden nicht kalkuliert.

10.1 Investitionskostenschätzung Quartier Neubau und Bestandssanierung

Quartier Neubau

Die Investitionskosten der Systemvarianten der Quartiere im Neubau sind in Bild 246 dargestellt. Dabei liegen alle Versorgungsvarianten etwa auf gleichem Kostenniveau mit einer Spanne von ca. 10 %. Am günstigsten ist Variante 3 (SuN, BHKW, PV). Am teuersten ist Variante 4 (kalte Nahwärme). Die höheren Investitionskosten ergeben sich durch den hohen Anschaffungspreis für die dezentralen Wärmepumpen. An dieser Stelle wird noch einmal erwähnt, dass keine baulichen Maßnahmen, wie z.B. der Platzbedarf für ein Übergabestation in den Gebäuden oder die Integration des solarthermischen Speichers auf dem Grundstück, berücksichtigt werden. Im Mittel liegen die Bruttoinvestitionskosten bei ca. **7,5 Mio. €**, d.h. ca. **300 €/m²_{NGF}**, siehe Bild 247.

Quartier Bestandssanierung

Bild 248 zeigt die Kosten der Anlagenvarianten des Quartiers in der Bestandssanierung. Eine Kostensteigerung ergibt sich für Variante 2 (SuN, Gaskessel, PV), da hier die gleiche Anlagengröße ausgewählt wird, für einen niedrigeren Wärmebedarf. Trotzdem liegen alle Versorgungsvarianten wieder in etwa auf gleichem Kostenniveau mit einer Spanne von ca. 10 %. Da das Quartier in der Bestandsanierung kleiner ist, liegen die Bruttoinvestitionskosten im Mittel bei ca. **6,5 Mio. €**. Dies entspricht einem spezifischen Wert von **250 €/m²** bezogen auf die Nettogeschossfläche, siehe Bild 249.

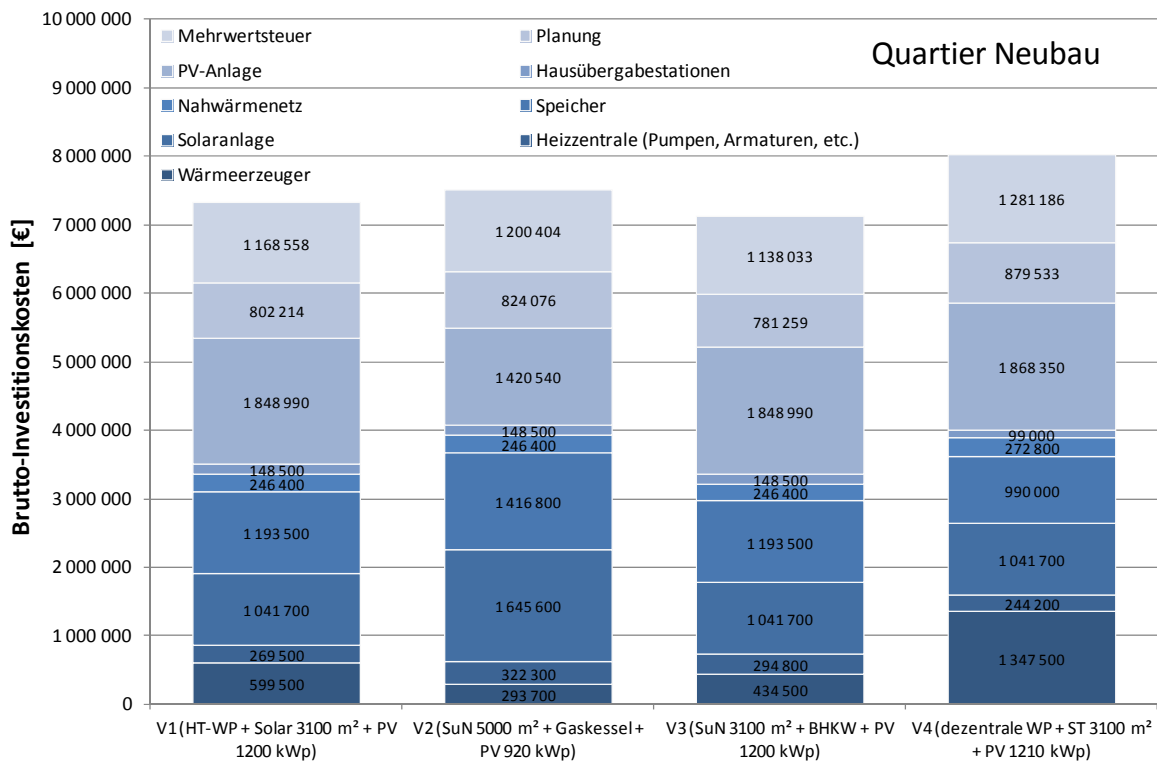


Bild 246 Investitionskosten Systemvarianten Quartier Neubau

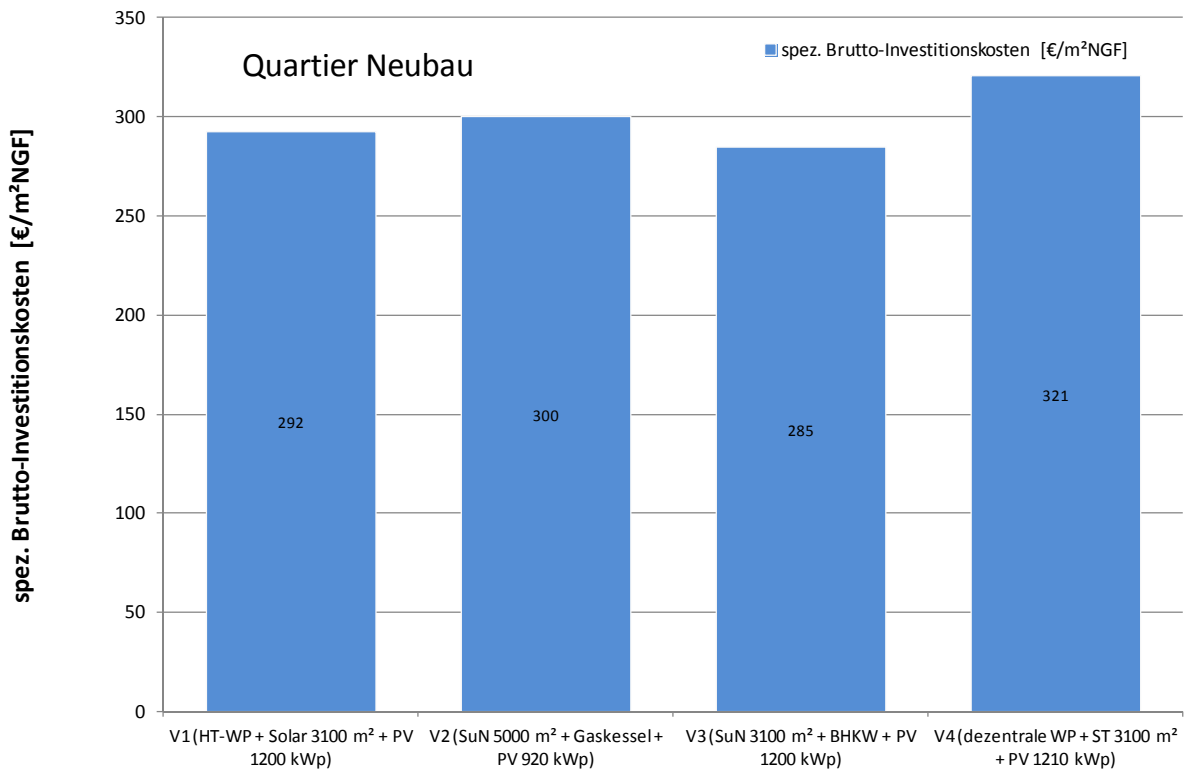


Bild 247 Spezifische Investitionskosten Systemvarianten Quartier Neubau

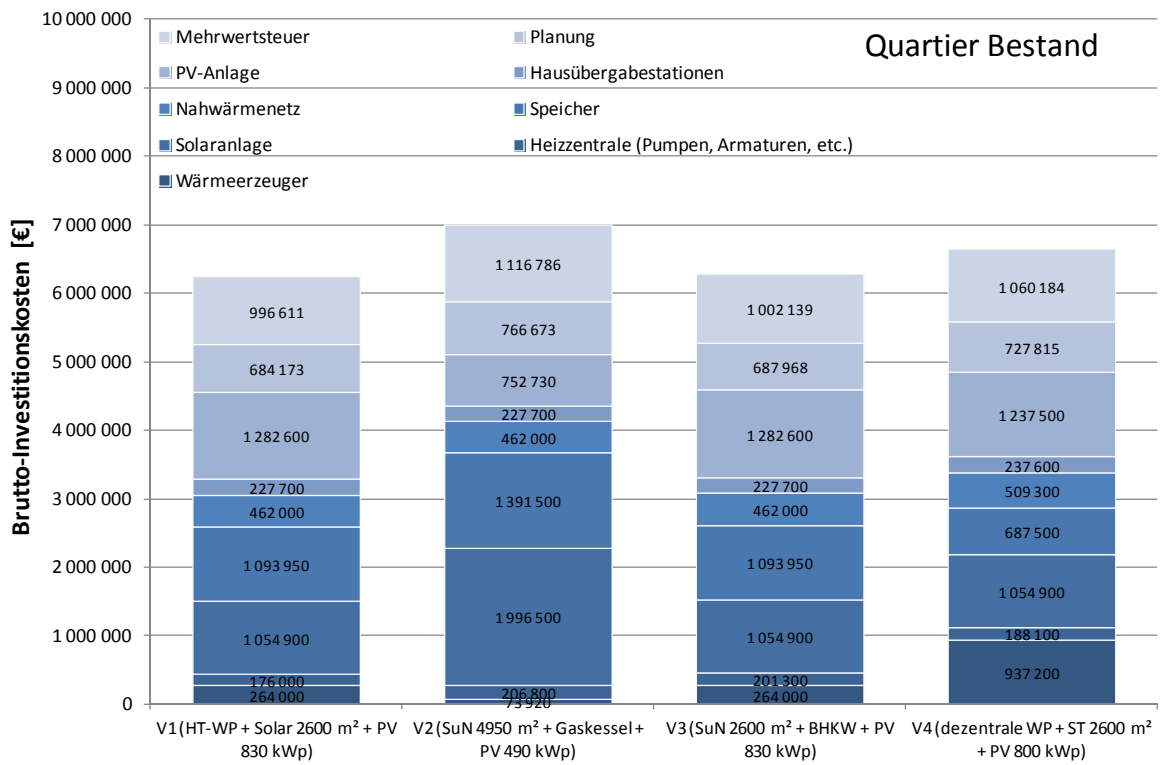


Bild 248 Investitionskosten Systemvarianten Quartier Bestandssanierung

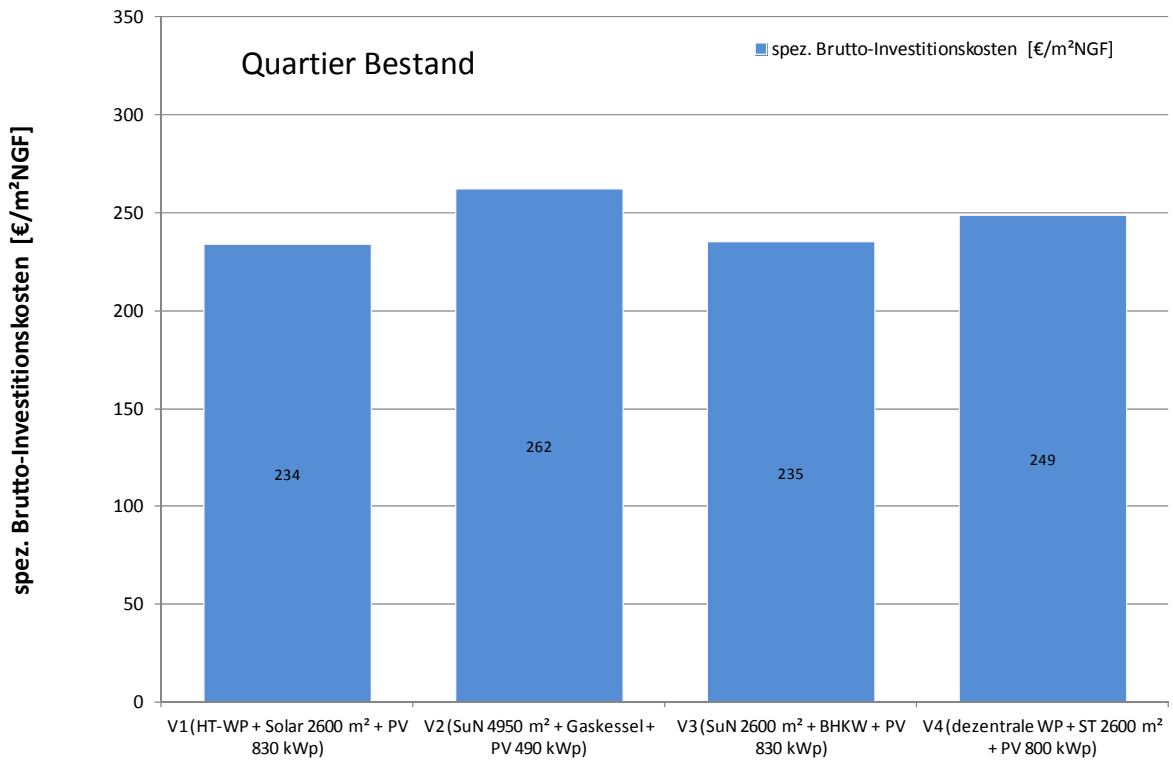


Bild 249 Spezifische Investitionskosten Systemvarianten Quartier Bestandssanierung

11 Systemvergleich Quartier (AP 10)

Die energetische, ökologische und wirtschaftliche Bewertung der Versorgungsvarianten erfolgt in Arbeitspaket 10. Die energetische Bewertung (Endenergie) auf Jahres- und Monatebene wird bereits in Kapitel 9.1 „Endenergetische Bewertung der Systeme“ dokumentiert. Der Nachweis der Einhaltung der jeweiligen Primäranforderung (50 bzw. 100 %) kann aufgrund der oben angegebenen Gründe nicht durchgeführt werden. Mit der maximal verfügbaren und solar aktivierten Dach- und Fassadenfläche (Solarthermie, Photovoltaik) wird jedoch ein entsprechender Anteil an erneuerbaren Energien am Primärenergiebedarf erreicht und ausgewiesen.

Die ökologische Bewertung der Systeme erfolgt über die CO₂-Emissionen. Dabei wird nur das Quartier mit seiner Wärme- und Stromversorgung betrachtet. Das Thema Verkehr mit dem Bereich Elektromobilität sowie die Straßenbeleuchtung sind nicht enthalten. Über die Ermittlung der Jahresgesamtkosten erfolgt die wirtschaftliche Bewertung der Anlagensysteme. Jedoch fehlen hier die Grundlagen verschiedener Betreibermodelle. Die Entwicklung der Jahresgesamtkosten sowie die kumulierten Jahresgesamtkosten werden nicht näher betrachtet. Diese können dem Anhang entnommen werden.

11.1 Primärenergetische Bewertung der Systeme (Jahresbilanz)

Die primärenergetische Bewertung erfolgt auf Basis der ermittelten Ergebnisse des Endenergiebedarfs. Zur Ermittlung der Primärenergiebilanz wird der Endenergiebedarf der jeweiligen Energieträger (z.B. Strom, Erdgas, etc.) mit dem Primärenergiefaktor multipliziert. Der Primärenergiebedarf enthält somit die vorgelagerte Prozesskette außerhalb der Systemgrenze, bei der die Gewinnung, die Umwandlung und Verteilung des Energieträgers einbezogen ist. Die angesetzten Primärenergiefaktoren sind in Tabelle 1 in Kapitel 2.2 „Definition von Bilanzgrenzen (End- und Primärenergie)“ hinterlegt.

In den folgenden beiden Abbildungen (Bild 250 und Bild 251) sind die Primärenergiebilanzen der Quartiere für den Neubau und die Bestandssanierung dargestellt. Dabei erfolgt die Differenzierung zwischen Wärme und Strom. Die linken Balken stehen jeweils für den Primärenergiebedarf, die rechten Balken für die Primärenergieerzeugung aus Solarthermie, Photovoltaik und Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW). Eine Unterteilung in die Szenarien „50 bzw. 100 % regenerative Energieversorgung in der Jahresbilanz“ erfolgt nicht. Stattdessen wird der regenerative Anteil, unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden nutzbaren solaren Dach- und Fassadenflächen, ermittelt, siehe Bild 252.

Variante 3 (SuN, BHKW, PV) liegt oberhalb der 50 % Grenze in Bezug auf den erneuerbaren Anteil an der Primärenergie. Der jedoch deutlich höhere Primärenergiebedarf ist auf den Bedarf an Erdgas zur Wärme- und Stromerzeugung zurückzuführen. Bei Variante 1 (HT-WP, ST, LWSP, PV) und Variante 4 (kalte Nahwärme) werden unter den gegebenen Randbedingungen ca. 35 bis 40 % erreicht. Variante 2 (SuN, Gaskessel und PV) erreicht einen Anteil an erneuerbaren Energien von ca. 45 %, bezogen auf die Primärenergie.

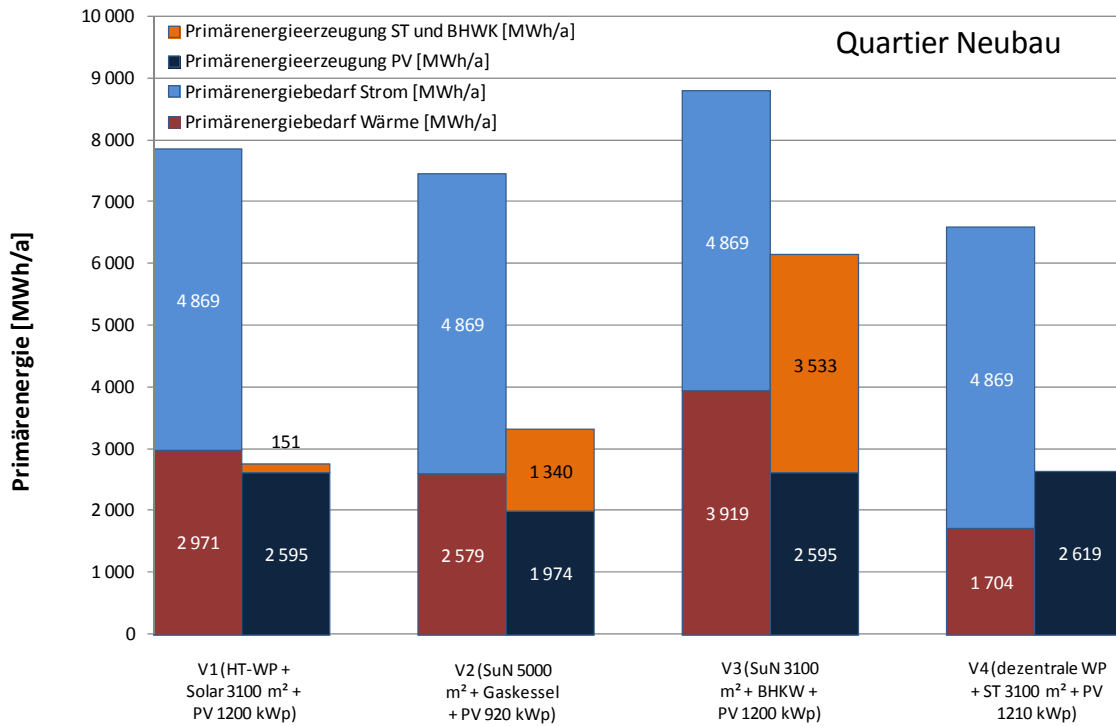


Bild 250 Jahresbilanz Primärenergie Quartier Neubau

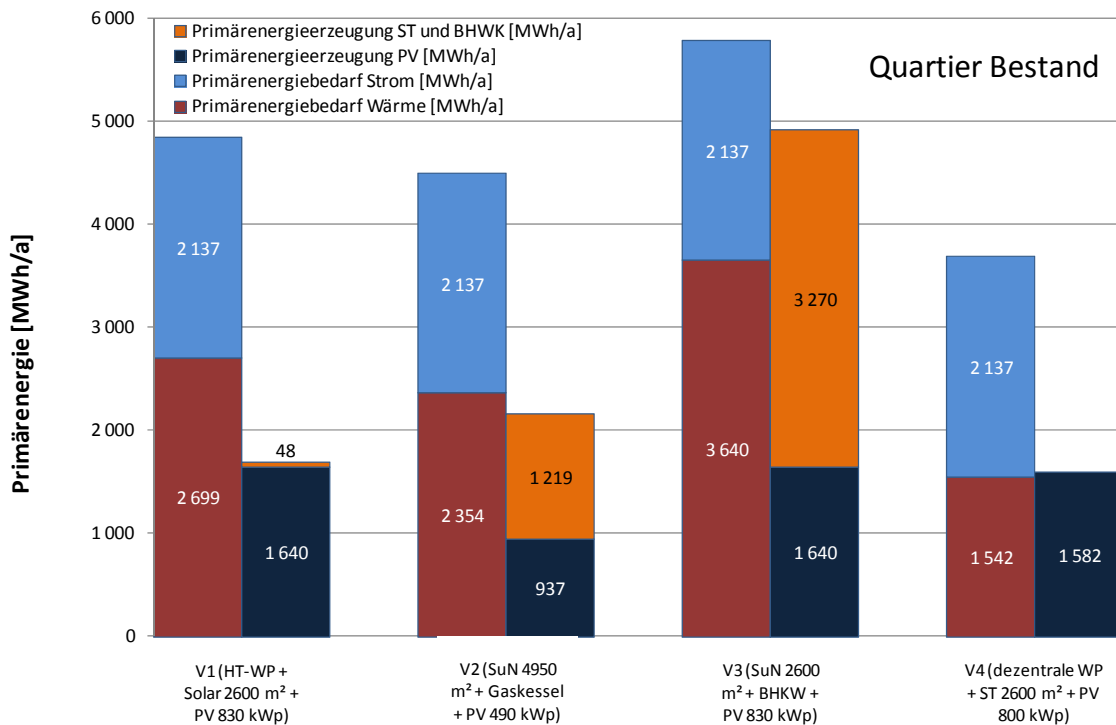


Bild 251 Jahresbilanz Primärenergie Quartier Bestandssanierung

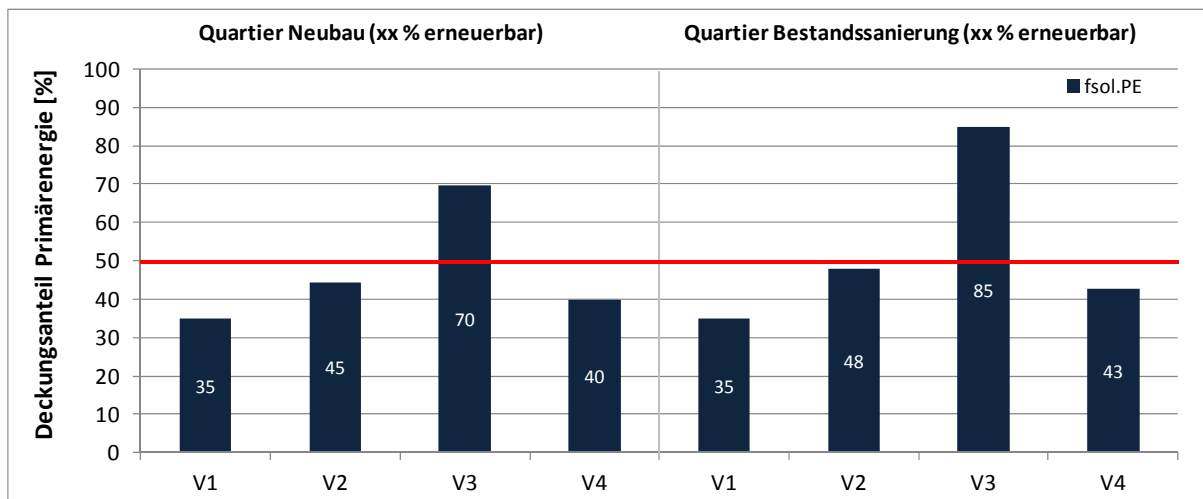


Bild 252 Deckungsanteil Primärenergie an erneuerbaren Energien Quartier Neubau und Bestandssanierung

11.2 Ökologische Bewertung der Systeme (CO₂- Emissionen)

Ein Indikator für die Umweltbelastung stellt die Menge des durch den Energiebedarf emittierten CO₂-Äquivalents m_{CO_2} dar. Die Kohlendioxid-Emissionen werden mit Hilfe von CO₂- Äquivalentkennzahlen und dem Endenergiebedarf ermittelt. Damit werden auch die anfallenden CO₂- Emissionen für die vorgelagerten Prozessketten wie beispielsweise die Förderung, die Verarbeitung und den Transport erfasst. Die angesetzten CO₂- Äquivalentfaktoren sind in Tabelle 1 in Kapitel 2.2 „Definition von Bilanzgrenzen (End- und Primärenergie)“ hinterlegt und basieren auf einer Ergebnisdatei von GEMIS Version 4.8 [Gemis, 2013].

Bild 253 zeigt die CO₂- Emissionen der Quartiere im Neubau und der Bestandssanierung. Werden die CO₂- Emissionen auf die Nettogeschossfläche (NGF Neubau = 45.520 m², NGF Bestand = 26.684 m²) bezogen, so resultieren daraus die in Bild 254 dargestellten Kennwerte. Bei einer reinen Wärmeversorgung über einen Gas-Brennwert-Kessel und einer Stromversorgung über das lokale Stromnetz ergeben sich für das Quartier im **Neubau 36,2 kg/m²a** und für die **Bestandssanierung 38,3 kg/m²a** als spezifische CO₂- Emissionskennwerte. An dieser Stelle wird auf die Angabe des Reduktionspotentials verzichtet, da sich die Betrachtung auf eine regenerative Energieversorgung in der Jahresbilanz bezieht und das öffentliche Stromnetz als Stromspeicher fungiert.

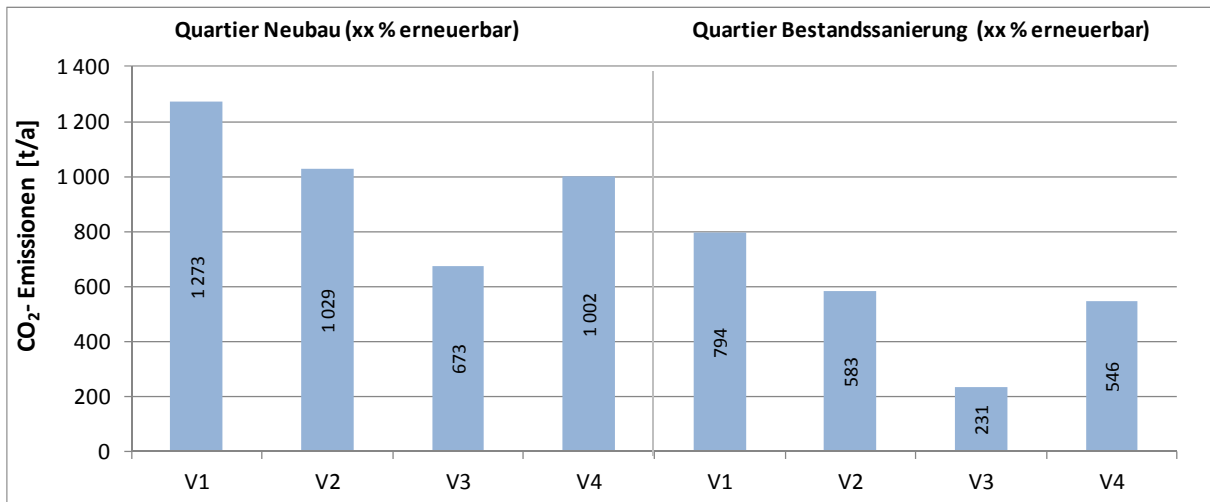


Bild 253 jährliche CO₂-Emissionen Quartier Neubau und Bestandssanierung

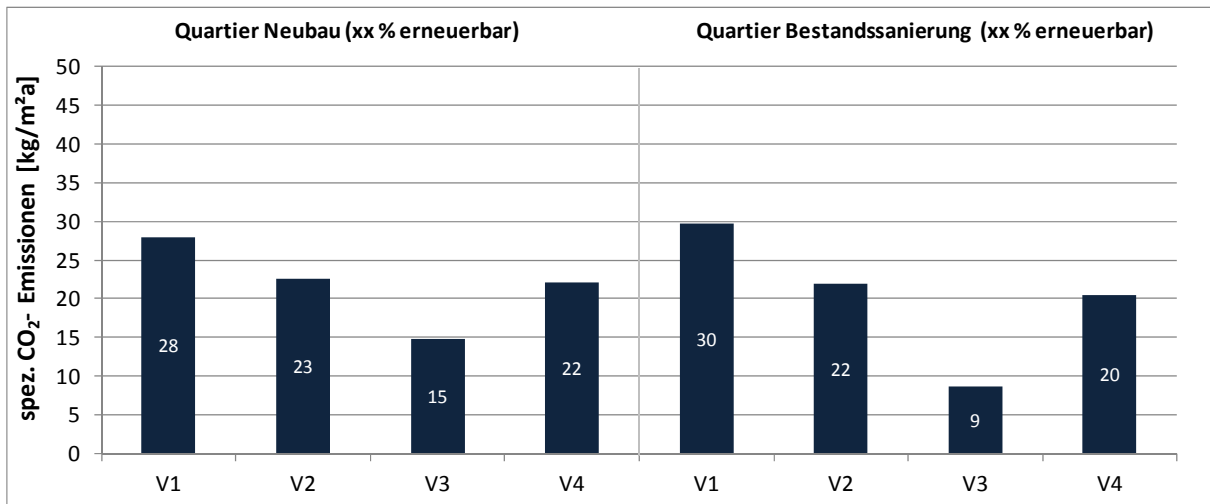


Bild 254 spezifische CO₂-Emissionen pro Jahr Quartier Neubau und Bestandssanierung

11.3 Wirtschaftliche Bewertung der Systeme

Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt analog zu den Ein- und Mehrfamilienhäusern, siehe Kapitel 6.3 „Wirtschaftliche Bewertung der Systeme“. Die Vorgehensweise zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit ist in Kapitel 2.3.7 „Kostenvergleich und Kostenprognose“ dargestellt. Dabei werden die Jahresgesamtkosten, welche sich aus den Kapitalkosten, den Energiekosten und den Kosten für Wartung und Instandsetzung zusammensetzen, in einem ersten Schritt berechnet.

In erster Linie sind die Ergebnisse der Quartiere als Richtwerte zu verstehen, da ein Betreibermodell nicht berücksichtigt wird. Stattdessen erfolgt die Bewertung in Bezug auf einen kompletten Wärme- und Stromanbieter, der jeweils auch die Investitionskosten trägt. Bei Variante 4 (kalte Nahwärme) gehören auch die Anschaffungskosten der dezentralen Wärmepumpen zum Investitionsvolumen des Anlagenbetreibers.

Der Erwerb sowie der Betrieb der Photovoltaikanlagen gehört auch in den Aufgabenbereich des Eigentümers der Wärme- und Stromversorgung. Die Gutschrift für den in den Gebäuden selbst genutzten PV-Stroms wird nicht vergütet. Es wird nur der vom Versorgungsnetz bezogene Strom berücksichtigt. Die Einspeisevergütung des von der PV-Anlage erzeugten Stroms, welcher in das Stromnetz eingespeist, erhält ebenfalls der Anlagenbetreiber. Diese Randbedingung gilt auch für das in Variante 3 eingesetzte Blockheizkraftwerk hinsichtlich der Stromvergütung. Nach aktueller Gesetzeslage ist dieses angesetzte Modell bisher nicht umsetzbar.

11.3.1 Ermittlung der Jahresgesamtkosten

Die Angabe der Jahresgesamtkosten für die Quartiere erfolgt ohne Berücksichtigung eines Betreibermodells. Die ermittelten Kosten beziehen sich jedoch auf die Sichtweise des Anlagenbetreibers. Zur Übertragung der Ergebnisse auf andere Quartiere erfolgt die Angabe der spezifischen Jahresgesamtkosten. Dabei werden die Jahresgesamtkosten auf die gesamte Nettogeschossfläche (NGF) bezogen. Die absoluten Werte können dem Anhang entnommen werden.

Quartier Neubau

Die spezifischen Jahresgesamtkosten der Systemvarianten des Quartiers im Neubau sind in Bild 255 dargestellt. Mit ca. 31,0 €/m²a ist Variante 3 (SuN, BHKW, PV) am günstigsten. Die Stromproduktion des Blockheizkraftwerks wirkt sich dabei positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus. Variante 2 (SuN, Gaskessel, PV) liegt mit 36,1 €/m²a etwa 15 % über der günstigsten Variante. Variante 1 (HT-WP, ST, LWSP, PV) und Variante 4 (kalte Nahwärme) sind im Mittel mit 41,3 €/m²a ca. 35 % teurer als Variante 3 (SuN, BHKW, PV). Die spezifischen Bruttojahresgesamtkosten aller Varianten liegen im Mittel bei ca. **37,5 €/m²a** bezogen auf die NGF.

Quartier Bestandssanierung

Gegenüber dem Quartier Neubau gibt es keine großen Veränderungen in Bezug auf die Reihenfolge der spezifischen Jahresgesamtkosten, siehe Bild 256. Das Kostenniveau liegt aufgrund der Größe des Quartiers und dessen Nutzung (nur Wohnen) jedoch um ca. 11 €/m²a niedriger. Im Mittel liegen die spezifischen Bruttojahresgesamtkosten bei ca. **26,3 €/m²a**.

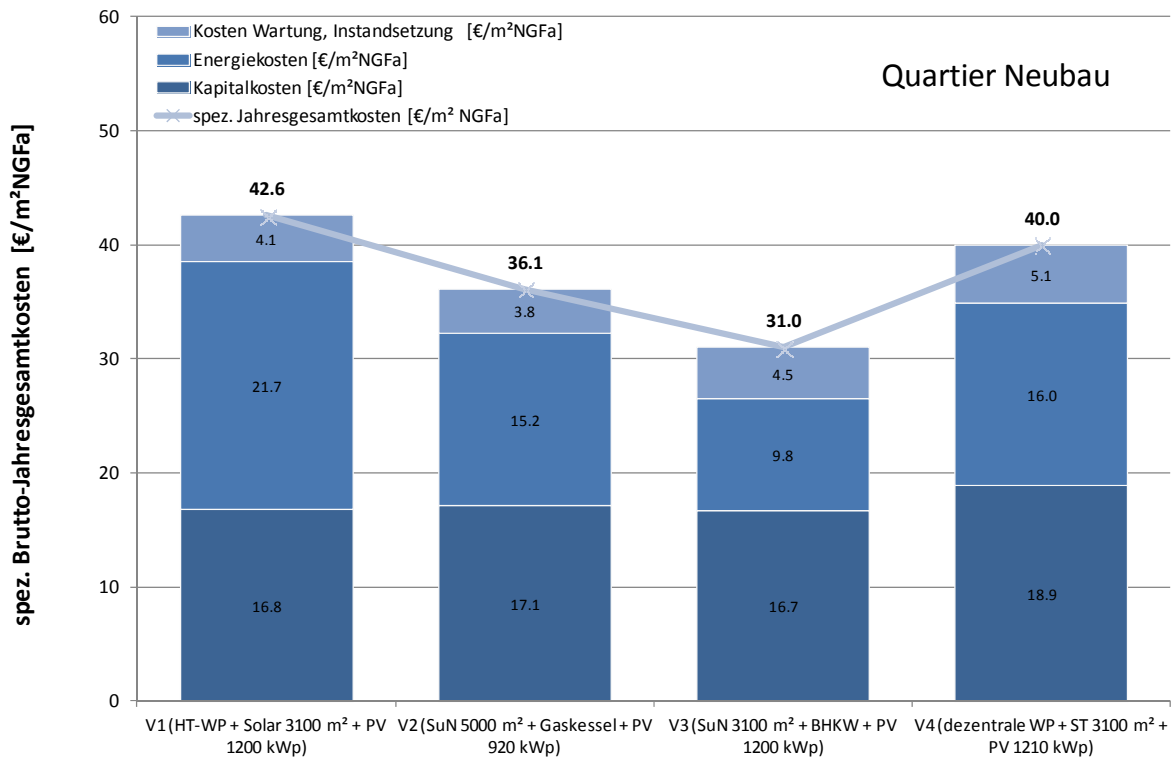


Bild 255 spezifische Jahresgesamtkosten Systemvarianten Quartier Neubau

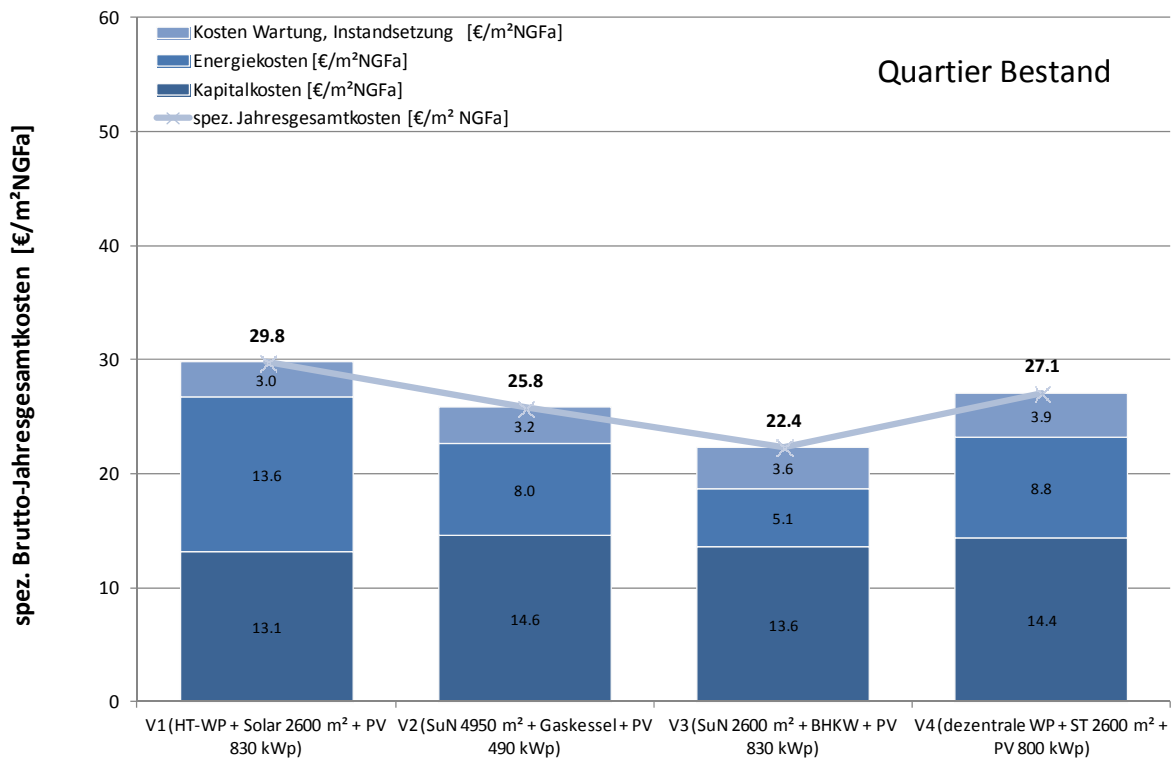


Bild 256 spezifische Jahresgesamtkosten Systemvarianten Quartier Bestandssanierung

11.3.2 Entwicklung der Jahresgesamtkosten über 20 Jahre

Analog zu den Ein- und Mehrfamilienhäusern werden für die Quartiere unter Berücksichtigung einer Energiepreissteigerung (4, 6 und 8 %) die Jahresgesamtkosten für einen Zeitraum von 20 Jahren berechnet. Werden die einzelnen Jahresgesamtkosten über den betrachteten Zeitbereich von 20 Jahren aufsummiert, ergeben sich die kumulierten Jahresgesamtkosten. So kann der wirtschaftliche Vergleich der Varianten untereinander innerhalb des Betrachtungszeitraumes erfolgen. An dieser Stelle wird auf die Ergebnisse nicht näher eingegangen, da in den Berechnungen kein Betreibermodell berücksichtigt wird. Trotzdem können alle Berechnungsergebnisse dem Anhang als Richtwerte entnommen werden.

11.4 Sonderbetrachtung Speicher im Quartier

Saisonale Wärmespeicher für solarunterstützte Nahwärmenetze sind bereits in größerer Zahl im In- und Ausland realisiert worden. Eine Übersicht über die Anlagentechnik und Kosten der realisierten Anlagen findet sich z.B. in [Mangold, 2011]. Die eingesetzten Speichertechniken umfassen Behälter-, Erdbecken-, Erdwärmesonden- und Aquiferspeicher.

Die Forschungsaktivitäten im Bereich thermochemischer Wärmespeicherung beschränken sich bislang primär auf Einfamilienhäuser, siehe Bild 257. Eine Reihe von Anlagenkonzepten für die Einbindung eines thermo-chemischen Speichers in die Heiztechnik von Einzelgebäuden wird am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) der Universität Stuttgart in verschiedenen Forschungsprojekten entwickelt [MonoSorp, 2007], [CWS, 2012], [EnErChem, 2013], [SolSpaces, 2014]. In naher Zukunft werden einige dieser Konzepte im Realmaßstab in Wohngebäude integriert und messtechnisch untersucht.

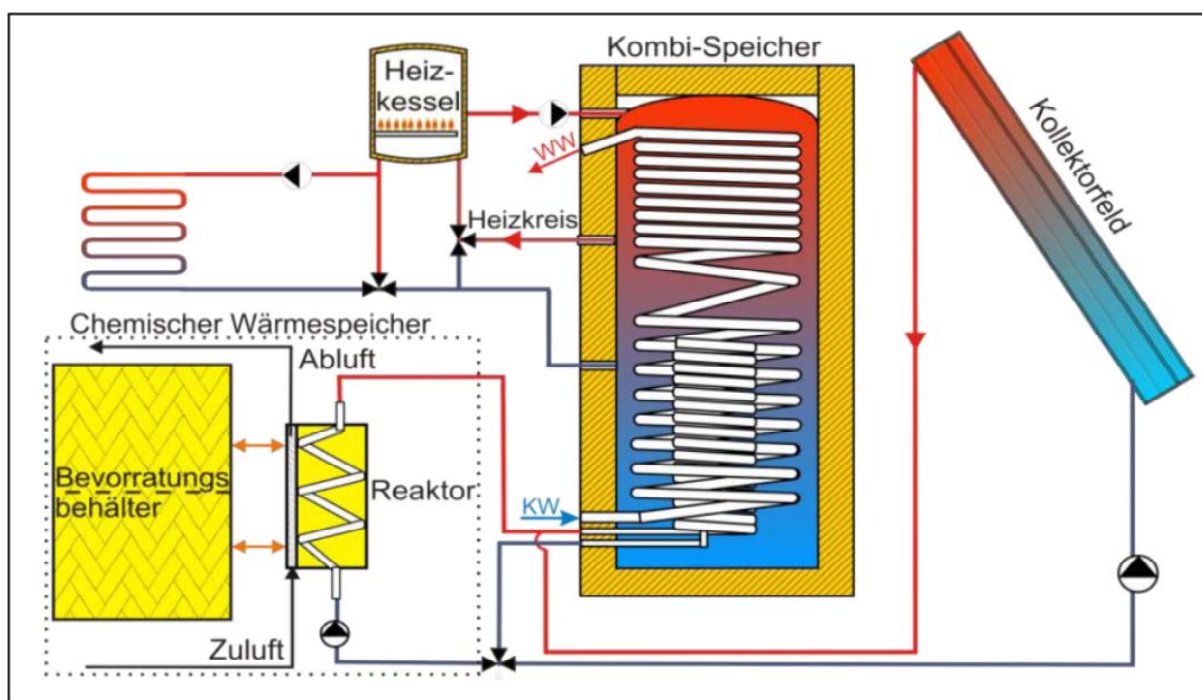


Bild 257 Solarthermische Kombianlage mit thermo-chemischem Energiespeicher [ITW, Universität Stuttgart]

Im Rahmen des EU-Projekts EINSTEIN [EINSTEIN, 2014] wird am ITW der Universität Stuttgart der Einsatz eines thermochemischen Speichers zur Trinkwassererwärmung in einer Schule für verschiedene Standorte durch Simulationen untersucht. Ein weiterer Einsatzbereich von thermochemischen Speichern, sowohl für Einzelgebäude als auch für Quartiere, ist die Speicherung von KWK-Abwärme. Der Vorteil dieses Konzepts ist die mögliche zeitliche Entkopplung der Wärme- und Strombereitstellung. Bei stromgeführter Betriebsweise kann die nicht unmittelbar zur Deckung des Wärmebedarfs nutzbare Wärme dem thermochemischen Speicher zugeführt werden. In Zeiten hohen Wärmebedarfs wird der Speicher entladen. Dieses Konzept wird derzeit im Rahmen des Projekts EnErChem [EnErChem, 2013] untersucht.

Die Integration eines thermochemischen Speichers mit solarthermischer Regeneration in ein Stadtquartier ist in den oben genannten Forschungsprojekten noch nicht untersucht worden. Vorteile eines solchen Konzepts gegenüber Lösungen für Einzelgebäude liegen in dem spezifisch, d.h. auf die Anlagengröße bezogenen, geringeren Platzbedarf sowie den niedrigeren Kosten für eine größere, zentrale Anlage gegenüber mehreren Einzelanlagen. Zudem können in einem Quartier evtl. außer der Solarthermie weitere Wärmequellen wie z.B. Abwärme genutzt werden.

Eine einfache Hochskalierung der für Einzelgebäude entwickelten Lösungen ist jedoch nicht möglich. Durch die abweichenden räumlichen Gegebenheiten in einem Stadtquartier bedarf es einer Anpassung verschiedener Aspekte der bestehenden Konzepte. So muss z.B. ein ausreichendes Temperaturniveau für die Desorption sichergestellt werden, was Auswirkungen auf die Wahl des Kollektortyps und die maximale Entfernung zwischen Kollektoren und Speicher hat. Des Weiteren muss die für die Adsorption benötigte Feuchte bereitgestellt werden, und der thermo-chemische Speicher muss in ein Gesamtkonzept für die Wärmebereitstellung integriert werden. Aufgrund der relativ geringen Entladeleistung von thermo-chemischen Speichern muss dieses Konzept auch einen zentralen oder mehrere dezentrale Warmwasserspeicher als Kurzzeitspeicher enthalten.

Die entsprechenden Gesamtsysteme zur Wärmebereitstellung, Wärmespeicherung und Wärmeverteilung müssen daher sowohl im Hinblick auf die jeweiligen Wärmelasten als auch die eingesetzten Speichertechnologien individuell konzipiert werden. Eine allgemeingültige Klassifikation oder ein direkter objektiver Vergleich der unterschiedlichen Konzepte ist bisher nicht verfügbar. Die Durchführung einer entsprechenden, methodisch belastbaren Untersuchung könnte jedoch Bestandteil eines an das Projekt *future:solar* anschließenden Folgevorbahens sein.

12 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Forschungsbericht sind die Ergebnisse des Projektes „*future:solar* - Systemanalyse zur solaren Energieversorgung“ (FKZ 0325990A) im Projektzeitraum Mai 2012 bis August 2014 zusammengestellt. Dabei wurden verschiedene solare Energieversorgungsvarianten für Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie für Stadtquartiere im Neubau und der Bestandssanierung hinsichtlich ihrer Potenziale einer in der Jahresbilanz 50 bzw. 100% regenerativen Energieversorgung (Wärme und Strom) technisch und wirtschaftlich untersucht. Dabei bezieht sich die Energiebilanz auf ein Jahr, d.h. die 50 oder 100 % werden im Bilanzierungszeitraum nicht durchgängig erreicht. Anzumerken bleibt, dass die 100 % -Variante nicht mit „energieautark“ gleichzusetzen ist. Kernpunkt der Studie war also die Frage, welche Rolle die thermische und/oder elektrische Solarenergienutzung in Zukunft einnehmen kann.

Der hervorzuhebende Anspruch des Forschungsprojekts ist der integrale und ganzheitliche Betrachtungsansatz. Neben der Wärmebedarfsdeckung für die Raumheizung und der Trinkwarmwasserbereitstellung inkl. Zirkulationsverlusten, werden durch die betrachteten Versorgungsvarianten auch der Nutzerstrombedarf der Gebäude in der Jahresbilanz zu 50 bzw. 100 % hinsichtlich des End- und Primärenergiebedarfs regenerativ gedeckt. In den Untersuchungen auf Quartiersebene wird die Bilanz zudem um die Kälteversorgung für die Raumklimatisierung von Gewerbe- und Dienstleistungsflächen erweitert.

In Arbeitspaket 1 „Systemdefinition“ wurden in einer Grundlagenrecherche der Stand der Technik dokumentiert, die Zielkennzahlen für den jeweiligen Untersuchungsrahmen der Gebäude und Quartiere festgelegt, die Bilanzierungsgrenzen abgestimmt und sechs verschiedene Systemvarianten für den Ein- und Mehrfamilienhausbereich definiert. Anschließend erfolgte in Arbeitspaket 2 „Modellbildung“ die Erstellung der Simulationsmodelle für die Gebäude- und Anlagensimulationen. Hierzu gehörten die Modelle der Ein- und Mehrfamilienhäuser im Neubau sowie für die Bestandssanierung.

Die in Arbeitspaket 3 „Systemsimulationen“ durchgeführten dynamischen Simulationen wurden entsprechend den vorgegebenen Parametern ausgewertet. Hierzu zählt z.B. die Endenergie, die für den entsprechenden Betrachtungszeitraum (15 Minuten, Monat, Jahr) näher analysiert wurde. Die Ergebnisse sind Ausgangspunkt einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, wobei in Arbeitspaket 4 die Investitionskosten ermittelt wurden und in Arbeitspaket 5 die Jahresgesamtkosten der Anlagensysteme. Neben dem wirtschaftlichen Vergleich erfolgte auch die Gegenüberstellung der ökologischen Faktoren (CO₂- Emissionen, Primärenergiebedarf).

In Teilprojekt 2 wurden vier verschiedene Versorgungsvarianten auf Quartiersebene untersucht. Die Vorgehensweise auf Quartiersebene war analog zu den Wohngebäuden. In Arbeitspaket 6 erfolgte die Systemdefinition eines synthetisch generierten Quartiers im Neubau und in der Bestandssanierung. Für den Neubau wurde eine gemischte Nutzung (Wohnen, Dienstleistung und Einzelhandel) angenommen, während das Bestandsquartier eine reine Wohnnutzung aufweist. In Arbeitspaket 7 erfolgte die Modellbildung für die Gebäude- und Anlagensimulationen. Eine Unterteilung in die Szenarien „50 bzw. 100 % regenerative Energieversorgung in der Jahresbilanz“ erfolgte nicht. Stattdessen wurde der regenerative Anteil, unter Be-

rücksichtigung der zur Verfügung stehenden nutzbaren solaren Dach- und Fassadenflächen, ermittelt.

Innerhalb von Arbeitspaket 8 „Systemsimulationen“ wurden die entsprechenden Anlagensysteme ausgelegt und simuliert. Ein zusätzlicher Bestandteil war dabei die Berücksichtigung des Nahwärmenetzes. In Arbeitspaket 9 und 10 erfolgte analog zu den Ein- und Mehrfamilienhäusern die Auswertung der Simulationsergebnisse und die Ermittlung der Investitions- und Jahresgesamtkosten. Dabei sind die Ergebnisse der Quartiere nur als eine „erste Voruntersuchung“ zu verstehen, da sich die Variantenvielfalt sowie der Betrachtungshorizont deutlich größer und komplexer darstellen.

In einem Kurzüberblick werden nachfolgend die wichtigsten Ergebnisse der einzelnen untersuchten Kategorien (Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Quartiere) zusammenfassend dargestellt. Die sich aus dem Forschungsprojekt ergebenden Fragen werden im Ausblick dargestellt. Der direkte Vergleich von Variante 1 (Solarthermie, Gaskessel, PV) und Variante 2 (Wärmepumpe, Erdsonden, PV) stellt den Abschluss der Zusammenfassung dar.

12.1 Fazit Einfamilienhäuser

Auf Grundlage der Auswertung der Untersuchungsergebnisse aus den Simulationen unter den hier getroffenen Annahmen lassen sich folgende Kernpunkte für das Einfamilienhaus festhalten:

- Anhand der Dachflächenbelegung ergibt sich, dass bei einer 50 % erneuerbaren Energieversorgung alle betrachteten Varianten im Neubau und in der Bestandssanierung umsetzbar sind.
- Der limitierende Faktor für eine 100 % erneuerbare Energieversorgung ist die Größe der Dachfläche. Während im Neubau mit einem Pultdach die Umsetzung bei allen Varianten möglich ist, können in der Bestandssanierung bei einem Satteldach nur Variante 2 (WP + PV) und Variante 4 (ST + Biomasse + PV) den Status erreichen.
- Das wirtschaftlichste System für eine 50 % regenerative Energieversorgung ist Variante 6 (Fernwärme + PV), gefolgt von Variante 1 (ST + Gaskessel + PV) und Variante 2 (WP + PV), welche annähernd gleichwertig sind.
- Bei der 100 % regenerativen Energieversorgung erhöhen sich jeweils die entsprechenden Jahresgesamtkosten. Bei Variante 1 (ST + Gaskessel + PV) im Neubau verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit jedoch deutlich, aufgrund der großen thermischen Solaranlage (Sonnenhauskonzept).
- Energiepreissteigerungen, der Wegfall von Einspeisevergütungen oder eine EEG-Umlage auf Eigenverbrauch verändern die Reihenfolge der Wirtschaftlichkeit nicht.
- Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) ist im Einfamilienhaus nicht wirtschaftlich.
- Variante 5 (ST + elektrischer Heizstab + PV) ist aus ökologischer und wirtschaftlicher Sicht nach derzeitigem Stand nicht empfehlenswert.
- Große Solarthermieranlagen erreichen niedrige spezifische Solarerträge. Hier ist auf eine wirtschaftliche Auslegung zu achten.

12.2 Fazit Mehrfamilienhäuser

Für die Mehrfamilienhäuser werden auf Grundlage der Ergebnisauswertung folgende Kernpunkte identifiziert:

- Die Ergebnisse sind ähnlich die der Einfamilienhäuser, jedoch nicht identisch.
- Anhand der Dachflächenbelegung ergibt sich, dass bei einer 50 % erneuerbaren Energieversorgung alle betrachteten Varianten im Neubau mit einem Pultdach umsetzbar sind. In der Bestandssanierung können bei Erhalt des Satteldachs nur Variante 2 (WP + PV) und Variante 4 (ST + Biomasse + PV) die Vorgabe erreichen. Bei allen anderen Varianten müsste die bestehende Dachform geändert bzw. weitere Flächen (Fassade, etc.) aktiviert werden.
- Für eine 100 % erneuerbare Energieversorgung ist die Größe der Dachfläche wiederum der limitierende Faktor. Während im Neubau mit einem Pultdach die Umsetzung nur mit Variante 2 (WP + PV) und Variante 4 (ST + Biomasse + PV) möglich ist, kann in der Bestandssanierung mit einem Satteldach das Ziel nicht erreicht werden. Hierzu müsste die Dachform geändert bzw. weitere Flächen (Fassade, etc.) aktiviert werden.
- Das wirtschaftlichste System für eine 50 % regenerative Energieversorgung ist Variante 6 (Fernwärme + PV), gefolgt von Variante 1 (ST + Gaskessel + PV) und Variante 2 (WP + PV), welche annähernd gleichwertig sind.
- Bei der 100 % regenerativen Energieversorgung erhöhen sich jeweils die entsprechenden Jahresgesamtkosten. Bei Variante 1 (ST + Gaskessel + PV) im Neubau verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit jedoch deutlich, aufgrund der großen thermischen Solaranlage (Sonnenhauskonzept).
- Energiepreiserhöhungen, der Wegfall von Einspeisevergütungen oder EEG- Umlage auf Eigenverbrauch verändern die Reihenfolge der Wirtschaftlichkeit nicht.
- Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) kann im Mehrfamilienhaus wirtschaftlich betrieben werden.
- Variante 5 (ST + elektrischer Heizstab + PV) ist aus ökologischer und wirtschaftlicher Sicht nach derzeitigem Stand nicht empfehlenswert.
- Große Solarthermieanlagen erreichen niedrige spezifische Solarerträge. Hier ist auf eine wirtschaftliche Auslegung zu achten.

12.3 Fazit Stadtquartiere

Bei der zukünftigen Flächennutzung gewinnt die Nutzungsmischung bei neuen Stadtquartieren an Bedeutung. Im großen Umfang werden Wohnungen und Arbeitsstätten in einem Quartier untergebracht. Eine Bestandserhebung des BBSR aus dem Jahr 2012 zeigt, dass dies bei 75 % der neuen Stadtquartiere der Fall ist. Die Nutzung variiert von Wohnen und der haushaltsnahen Dienstleistung bis hin zur unternehmensbezogenen Dienstleistung, Bildungseinrichtungen, Handwerk und Handel. Innerhalb des Musterquartiers Neubau entfallen daher 55 % auf die Nutzungsform Wohnen, 30 % auf Dienstleistung/ Verwaltung und 15 % auf den Handel. Basis der vier untersuchten Energieversorgungssysteme ist eine solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit unterschiedlichen Ansätzen der Nacherwärmung. Dabei verfügen alle Varianten über eine Photovoltaikanlage.

Die Ergebnisse der Stadtquartiere sind in dieser Studie nur als eine erste Voruntersuchung anzusehen. Für diese Betrachtung lassen sich folgende Kernaussagen ableiten:

- Der limitierende Faktor für eine regenerative Energieversorgung sind die zur Verfügung stehenden nutzbaren solaren Flächen (Dach- und Fassadenflächen). In der Untersuchung werden diese maximal belegt. Daraus resultieren Deckungsanteile zwischen 35 % und 55 % am Endenergiebedarf bzw. 35 % und 85 % am Primärenergiebedarf.
- Konkrete Aussagen zur Wirtschaftlichkeit können nur in Verbindung mit einem Betreibermodell getroffen werden. Die hier gezeigten Ergebnisse gelten für die entsprechenden getroffenen Annahmen, welche in der Praxis, so nicht umsetzbar sind.
- Die hier untersuchten Energieversorgungsvarianten sind ausbaufähig. Die Variantenmatrix sollte in einer weiteren Untersuchung deutlich erweitert und simulativ analysiert werden.

12.4 Ausblick

Solarthermische und photoelektrische Anlagen gehören zu den Bausteinen der Energiewende. Durch ihren Einsatz lassen sich die Ziele der Bundesregierung erreichen. Bis zu einem Anteil von 50 % EE am Gesamtenergiebedarf sind einige der untersuchten Systemvarianten unter den hier getroffenen Annahmen für Ein- und Mehrfamilienhäuser im Neubau als auch in der Sanierung energetisch und ökologisch empfehlenswerte Systeme, jedoch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht immer gleichwertig. Bei einer 100 %-Deckung aus EE des jährlichen Wärme- und Strombedarfs zeigen verschiedene Systeme deutliche Probleme bei der Umsetzung in Bezug auf die erforderliche aktivierbare Dachfläche.

Aktuelle Beispiele wie das Stadt-Aktivhaus in Frankfurt zeigen jedoch, dass hohe gestalterische Potential bei der Umsetzung ganzheitlicher und integral geplanter Lösungen. Die Integration erneuerbarer Energien bleibt ein architektonisches Thema, das eingefordert werden muss. Im F+E Projekt *future:solar* werden die notwendigen solaren Flächen berechnet und ausgewiesen. Die Aufteilung zwischen Dach und Fassade obliegt dem Planungsteam.

Um eine hohe solare Deckung und die Nutzung der erneuerbar erzeugten Energien vor Ort zu erreichen, ist ein Grad der Vernetzung zwischen Gebäuden sowie Erzeugern und Verbrauchern erforderlich, der sich aktuell in der Entwicklung befindet. Zwei Ebenen der Vernetzung sind relevant und im Zusammenhang den mit den allgemeinen und individuellen Anforderungen zu lösen: das ganzheitliche Konzept für eine energieeffiziente sowie bedarfs- und komfortgerechte Versorgung auf Gebäudeebene und die äußere Verbindung mit den relevanten Netzen. Das sind im Wesentlichen das Strom-, ggf. das Wärmenetz und das Kommunikationsnetz. Als technische Voraussetzung für diese Vernetzung gilt es, Schnittstellen zu definieren, über die Daten z.B. zum aktuellen oder prognostizierten Bedarf.

Durch die intelligente Vernetzung mit Bestandsgebäuden, selbst Baudenkmälern, können regenerative Überschüsse dazu beitragen, die Energiewende im Gesamtkontext des Quartiers oder der Stadt zu gestalten. Technische Lösungen sind bereits vorhanden, Aspekte wie Versorgungssicherheit und Datensicherheit müssen aber noch intensiv diskutiert und verbindlich gelöst werden. Die Motivation Gebäude als Teil eines Smart Grid zu planen, sollte dabei nicht

allein aus ideellem Anlass erfolgen, sondern durch wirtschaftlich intelligente Lösungen überzeugen. Das dazu auch rechtliche Rahmenbedingungen zu klären sind, steht außer Frage. Die Herausforderung wird darin bestehen, auf Basis der vorhandenen Strukturen zukunftsfähige Lösungen zu entwickeln und Parallelnetzwerke oder Inselösungen zu vermeiden.

In intelligenten Netzen muss sich der Energiebedarf wie beschrieben stärker am regenerativen und häufig volatilen Angebot aus Sonne und Wind orientieren. Lastmanagementsysteme in Haus und Quartier und die gebäudeübergreifende Vernetzung werden unterstützen, z.B. die Eigenstromnutzung zu erhöhen. Gleichzeitig müssen Speicherkapazitäten auf Gebäude- und Quartiersebene intelligent erschlossen werden, um die Überschusseinspeisung aus regenerativ erzeugtem Strom, vor dem Hintergrund von Versorgungssicherheit und wirtschaftlicher Belange, zu reduzieren.

Vernetzte Quartiere werden also den Vorteil bieten, regenerativ erzeugte Energie lokal in großem Umfang zu nutzen und zu speichern, z.B. nach dem Prinzip „Power to heat“, gleichzeitig aber auch Mobilitätszwecke zu bedienen. Ein klimaneutraler Gebäudebestand wird sich durch ein hohes Maß an interner und externer Vernetzung auszeichnen und nutzt die Vorteile der bestmöglichen Verbindung aus energetischem und wirtschaftlichem Optimum.

Anhand der Ergebnisse des Forschungsvorhabens ergeben sich verschiedene Themenfelder, die näher analysiert und bewertet werden müssen. Diese werden in den nächsten Abschnitten kurz dargestellt.

12.4.1 Auswirkungen des Konzepts „Wärmepumpe und Photovoltaik“

Bei einem starken Ausbau des Systems „Wärmepumpe + PV“ steigt der winterliche Strombedarf. Dies erfordert den dezentralen Einsatz von Strom- und Wärmespeichern („Power-to-Heat“), ein intelligentes Strom-Lastmanagement zur Steigerung der Eigenstromnutzung sowie den Ausbau des öffentlichen Stromnetzes zum „Smart Grid“. Die daraus resultierenden Fragestellungen müssen jedoch in einer weiterführenden Studie analysiert und bewertet werden.

Hierzu gehört z.B. die Frage, wie stark das Anlagensystem Wärmepumpe und PV-Anlage das Stromversorgungsnetz wirklich belastet. Dabei gilt es zu klären, welchen quantitativen und qualitativen Einfluss die PV-Überschusseinspeisung im Sommer und der erhöhte Stromnetzbezug für den Betrieb der Wärmepumpe im Winter haben. Hierzu muss das bestehende Lastmanagement für Wärmepumpen in Zukunft ggf. angepasst werden, um negative Effekte im Stromnetz zu vermeiden. Gleichzeitig kann die Wärmepumpe überschüssigen Netzstrom in Form von Wärme speichern und so als Netzdienstleister (WP-Management im Stromnetz) fungieren.

Weiterhin ist zu klären, ob Eingriffe durch den Netzbetreiber in den Betrieb der Wärmepumpen (z.B. Sperrzeiten), einen negativen Effekt auf die Gebäudeversorgung haben. Dabei steht der Raumkomfort aber auch die Bereitstellung von Trinkwarmwasser im Fokus. Ein weiterer Punkt ist die Betrachtung von variablen Strompreisen für das Wärmepumpensystem, da der Strom ggf. im Winter aus Reservekapazitäten bereit gestellt wird. Die Entwicklung der Vergütungen für die hohe PV-Überschusseinspeisung in den Sommermonaten und die Kostenzula-

gen für die Eigennutzung von PV-Strom sind ebenfalls auf den Prüfstand zu stellen. Lösungen mit dem Potential einer saisonalen Verschiebung der solaren Erträge durch die Überschussnutzung von PV-Strom im Sommer („Power-to-Heat“) sollten auf der Quartiersebene vertieft untersucht und in Pilotanlagen umgesetzt werden. Bei allen Untersuchungspunkten sind jedoch Stromnetzsimulationen notwendig.

12.4.2 Innovative ganzheitliche Stadtquartierskonzepte

Die im Projekt *future:solar* untersuchten Versorgungsvarianten für Stadtquartiere sind nur der Grundstein einer weiterführenden Untersuchung. Hier bietet sich eine umfassende Studie an, die weitere Konzepte zur Quartiersversorgung mit Wärme, Kälte und Strom betrachtet und neue Technologien im Gesamtkontext berücksichtigt. Ziel ist wiederum, die im Quartier erzeugte Energie (z.B. überschüssiger Strom) innerhalb der Bilanzgrenze des Quartiers zu speichern, um möglichst hohe Eigennutzungs- und Eigendeckungsanteile zu erreichen. Dabei ist eine elektrische Speicherung in Batterien, eine chemische Speicherung in Form von Wasserstoff bzw. Methan („Power-to-Gas“) oder eine Speicherung in Form von Wärme („Power-to-Heat“) als mögliche zu untersuchende Konzeptlösung denkbar.

12.4.3 Bewertung von Nichtwohngebäuden

In Analogie zu den Ein- und Mehrfamilienhäusern sollten auch Nichtwohngebäude für eine erneuerbare Energieversorgung näher untersucht und bewertet werden. Anhand von typischen Nutzungsarten öffentlicher Gebäude könnten diese Analysen durchgeführt werden. Zur Kategorie von Nichtwohngebäuden gehören z.B. Bürogebäude, Schulen, Turnhallen, Krankenhäuser, Einkaufsmärkte, etc. Innerhalb einer Untersuchung sind die eingehenden Lastprofile des Energiebedarfs jedoch entscheidend.

12.4.4 Auslegungstool für regenerative Energieversorgungssysteme

Die derzeit am Markt erhältlichen Programme sind zur Auslegung einer Energieversorgung geeignet. Dabei gibt es Lösungen für Solarthermie, Photovoltaik, Blockheizkraftwerke und Wärmepumpen, jedoch keine gewerkeübergreifende Lösungen mit einem konkreten, ganzheitlichen Systemvergleich (Energie, Deckungsanteile, Wirtschaftlichkeit, etc.). Dem Planerteam (Architekten, Ingenieure, Handwerker, etc.) sollte daher in Zukunft ein einfaches Auslegungstool zur Anlagenplanung zur Verfügung stehen.

12.5 Kurzüberblick und Direktvergleich Variante 1 und 2 (EFH und MFH)

Hat die Solarthermie gegenüber der Photovoltaik zur dezentralen Energieversorgung von Wohngebäuden bzw. Stadtquartieren noch eine Zukunft? Dies war die Kernfrage der Studie „future:solar - Systemanalyse zur solaren Energieversorgung“ die federführend am Institut für Gebäude – und Solartechnik (IGS) der Technischen Universität Braunschweig durchgeführt wurde.

Motivation und Ziele





Ziel der Untersuchung war es, das technische und wirtschaftliche Potenzial der Solarenergie-nutzung (thermisch und elektrisch) für einen lokal erzeugten Energieanteil von 50 oder 100 % am jährlichen Gesamtenergiebedarf von Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie Stadtquartieren für jeweils Neubau und Sanierung zu untersuchen. In Anlehnung an die BMVBS Effizienzhaus Plus Kriterien (seit 2014 BMUB) erfolgt die Festlegung auf den Endenergiebedarf als auch den Primärenergiebedarf, welcher durch das Gebäude selbst gedeckt werden muss. Dabei bezieht sich die Energiebilanz auf ein Jahr, d.h. die 50 oder 100 % werden im Bilanzierungszeitraum nicht durchgängig erreicht. An dieser Stelle wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die 100 % Variante nicht mit „energieautark“ gleichzusetzen ist. Der Gesamtenergiebedarf umfasst in dieser Studie den Jahresheizenergiebedarf nach der geltenden EnEV 2014 und den Jahresstrombedarf für Beleuchtung und Haushaltsgeräte.

Durch die Einbeziehung des Strombedarfs – ein Ansatz der dem steigenden Stromverbrauch in Haushalten gerecht wird - müssen alle untersuchten Energieversorgungssysteme mit einer Photovoltaikanlage ausgerüstet werden. Der insbesondere im Sommer anfallende überschüssige PV-Strom wird ins öffentliche Stromnetz eingespeist und in der Bilanz gut geschrieben. Die auf Basis der Jahresbilanz 100 % Versorgung durch die Nutzung erneuerbarer Energiequellen entspricht der Zielsetzung der EU- Richtlinie (EPBD, European Performance Building Directive 2010/31/EU) zur Umsetzung von „Nearly-zero energy buildings“ ab 2020 in Europa.

Gebäudetypologien

Für die Gebäudemodellierung wurde aus statistischen Erhebungen und Bestandsdatenbanken ein typisches Ein- (EFH) und Mehrfamilienhaus (MFH) jeweils in einer Variante als Neubau oder sanierter Bestand abgeleitet. Auf diese Weise werden die Gestaltung (Kubatur, Wohnfläche, Dachform, Fensterflächenanteile, Anzahl Wohneinheiten, etc.) und die bauphysikalischen Qualitäten der Gebäudehülle festgelegt. In der gleichen Systematik wurden für weiterführenden Simulationen in größerem Maßstab ebenfalls zwei Stadtquartiere angelegt.

Tabelle 21 Gebäudetypologie EFH und MFH

Einfamilienhaus Neubau	Einfamilienhaus Bestandssanierung	Mehrfamilienhaus Neubau	Mehrfamilienhaus Bestandssanierung
			
140 m ² _{Wfl.} 149 m ² _{NGF} 1 WE, 4 Personen	140 m ² _{Wfl.} 149 m ² _{NGF} 1 WE, 4 Personen	613 m ² _{Wfl.} 631 m ² _{NGF} 8 WE, 17 Personen	416 m ² _{Wfl.} 429 m ² _{NGF} 6 WE, 12 Personen

Untersuchungsmethode und Systemvarianten

Über eine Untersuchung der Eignung verschiedener Technikkomponenten erfolgte die Zusammenstellung einer Variantenmatrix. Dabei handelt es sich um marktnahe Systeme. Lösungen mit experimentellem Charakter sowie Prototypen werden nicht berücksichtigt. Im Forschungsteam wurden insgesamt sechs solare Versorgungsvarianten ausgewählt, dimensioniert und einer intensiven Prüfung unterzogen:

- Variante 1 - Gasbrennwertkessel, Solarthermie (ST) und Photovoltaik (PV)
- Variante 2 - Wärmepumpe und PV
- Variante 3 - Erdgas-BHKW und PV
- Variante 4 - Holzpeletkessel, ST und PV
- Variante 5 - Elektrischer Heizstab, ST und PV
- Variante 6 - Fernwärme und PV.

Im Kontext der Kernfrage der Studie werden im Folgenden Variante 1 (Solarthermie + Gaskessel + PV) und Variante 2 (Wärmepumpe + PV) für den Neubau näher betrachtet, da es sich hier um zwei marktetablierte Systeme aus der Branche handelt. Bei **Systemvariante 1 (V1)** wurde die thermische Kollektorfläche, das Wasserspeichervolumen und die Peak-Leistung der PV-Anlage entsprechend der Zielsetzung einer solaren Deckung von 50 bzw. 100 % jeweils zunächst überschlägig ausgelegt und mittels Simulation iterativ final dimensioniert. Für das Ziel „100 % Deckung“ in dieser Variante wird eine 40 m² große Kollektorfläche mit einem 10 m³ Wasserspeicher in Anlehnung an das „Sonnenhaus-Konzept“, ergänzt um eine PV-Anlage, im Einfamilienhaus miteinander kombiniert.

Systemvariante 2 (V2) setzt sich aus einer monovalenten elektrischen Wärmepumpe mit senkrechten Erdsonden für die Heizung und Trinkwassererwärmung und einer PV-Anlage zusammen. Die Wärmeübergabe an den Raum erfolgt in beiden Systemvarianten durch eine Fußbodenheizung mit niedrigen Vorlauftemperaturen (35 °C bei -12 °C Außentemperatur).

Tabelle 22 *Tabelle 2: Gegenüberstellung der Anlagenparameter im Neubau*

Neubau	50 % erneuerbar				100 % erneuerbar			
	EFH		MFH		EFH		MFH	
Systemvariante	V1	V2	V1	V2	V1	V2	V1	V2
Kollektorfläche [m ²]	12	-	40	-	40	-	151	-
Wassersp.-Vol. [m ³]	0,850	-	3,3	-	10	-	37,5	-
Leistung WP [kW _{th}]	-	6	-	23	-	6	-	23
Erdsonden [m]	-	110	-	430	-	110	-	400
PV-Leistung [kWp]	3,2	3	18,3	16	6	6	34	32

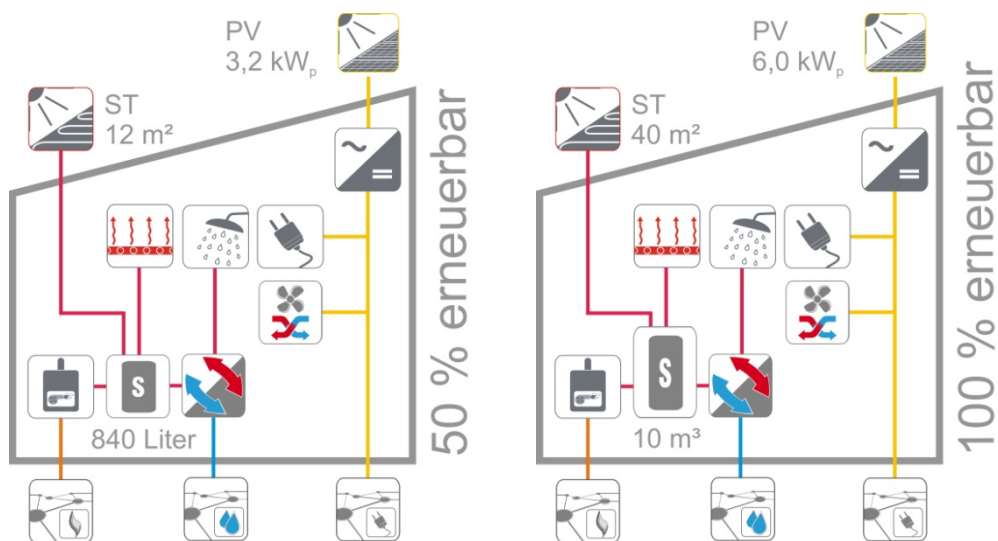


Bild 258 Variante 1 - Solarthermie-Anlage, Gasbrennwertkessel und PV-Anlage (EFH, Neubau)

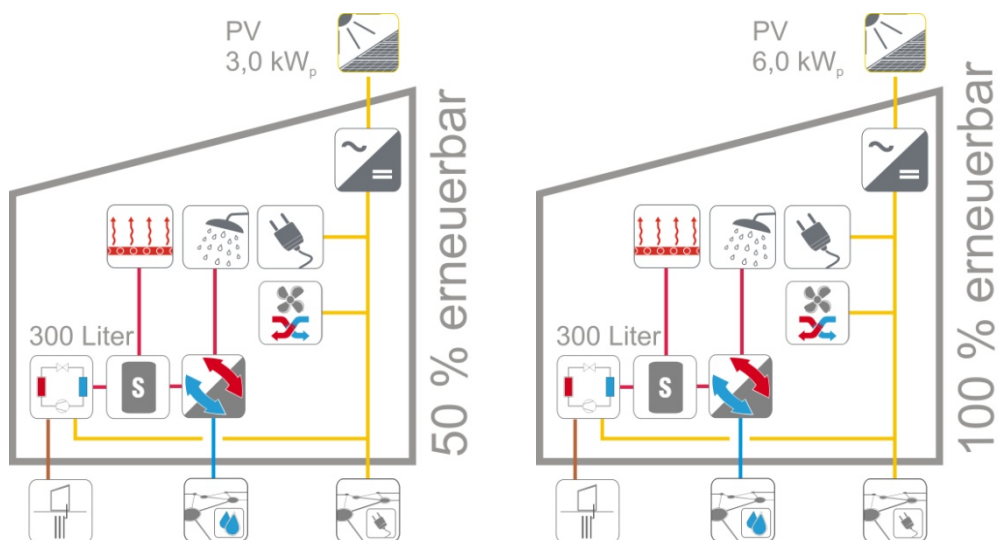


Bild 259 Variante 2 – Elektrische Wärmepumpe mit Erdsonden und PV-Anlage (EFH, Neubau)

Endenergiebilanz

Bei Systemvariante 1 wird der Wärmebedarf für Heizung und Trinkwassererwärmung zu ca. 30 % (Szenario 50 % EE) bzw. 70 % (Szenario 100 % EE) über die thermische Solaranlage bereitgestellt. Die Deckung des Restwärmebedarfs erfolgt über den Gaskessel. In Bezug auf die Photovoltaikanlage kann im Ein- und Mehrfamilienhaus der erzeugte Strom zwischen 20 bis 35 % selbst genutzt werden. 60 bis 70 % des erzeugten PV-Stroms müssen in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist werden.

Mit dem sogenannten „Nur-Stromhaus-Konzept“ (Systemvariante 2) erfolgt die Wärmebereitstellung zu 100 % über die elektrische Wärmepumpe. Durch den höheren Gesamtstrombedarf erhöht sich auch der Anteil der Eigenstromnutzung des durch die PV-Anlage erzeugten Stroms. Im Ein- und Mehrfamilienhaus liegt daher der Eigenstromnutzungsanteil zwischen 25 und 50 %. Der restliche PV-Strom (ca. 40 bis 70%) wird in das Versorgungsnetz eingespeist.

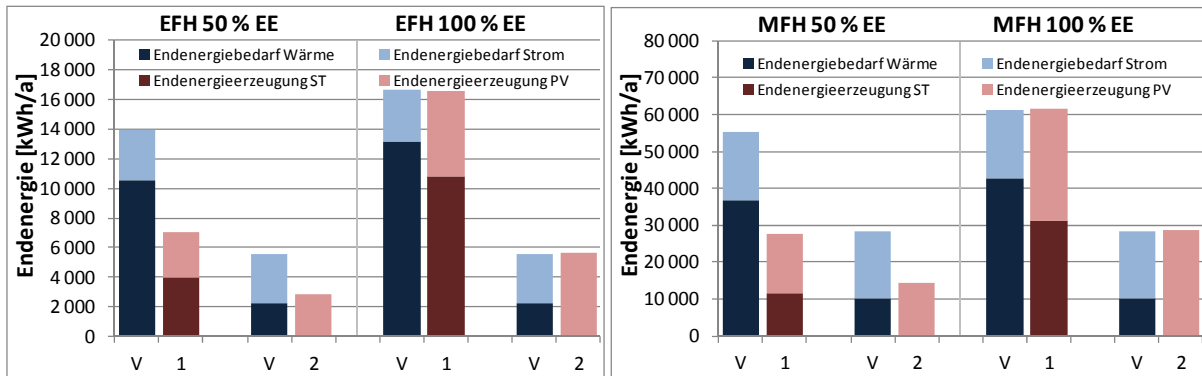


Bild 260 Jahresbilanz Endenergie EFH und MFH Neubau (50 und 100 %)

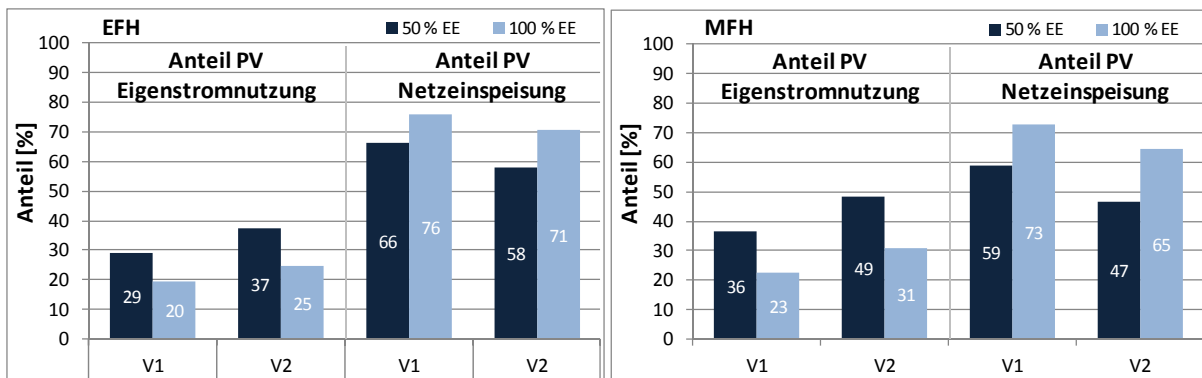


Bild 261 Anteile der Eigenstromnutzung sowie Netzeinspeisung der PV-Anlagen EFH und MFH Neubau (50 und 100 %)

Monatliche Bilanzierung

Die Zielsetzung einer „100% regenerativen Versorgung“ in der Jahresbilanz ist zwar erfüllt, die monatliche Bilanzierung zeigt jedoch, dass dies keine Voldeckung zu jeder Zeit bedeutet. So steigt der Strombedarf beim System „Wärmepumpe + PV“ im Winter deutlich an. Große Ausbauszenarien von Variante 2 erfordern deshalb dezentrale Strom- und Wärmespeicher („Power-to-Heat“) und ein intelligentes Strom-Lastmanagement zur Steigerung der Eigenstromnutzung sowie den Ausbau des öffentlichen Stromnetzes zum „Smart Grid“. Im Sommer wird bei beiden Varianten ca. 80 % des erzeugten PV-Stroms in das Stromnetz eingespeist.

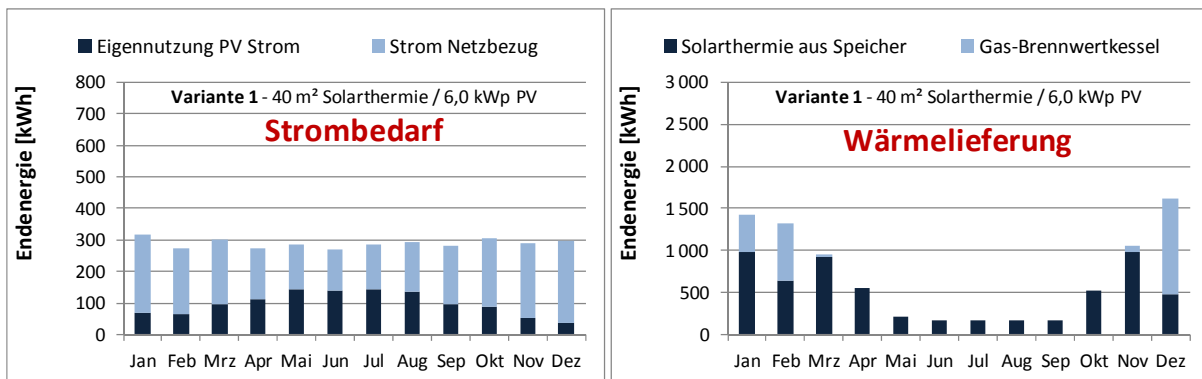


Bild 262 Monatliche Endenergiebilanzen Variante 1 EFH Neubau „100 % erneuerbar“

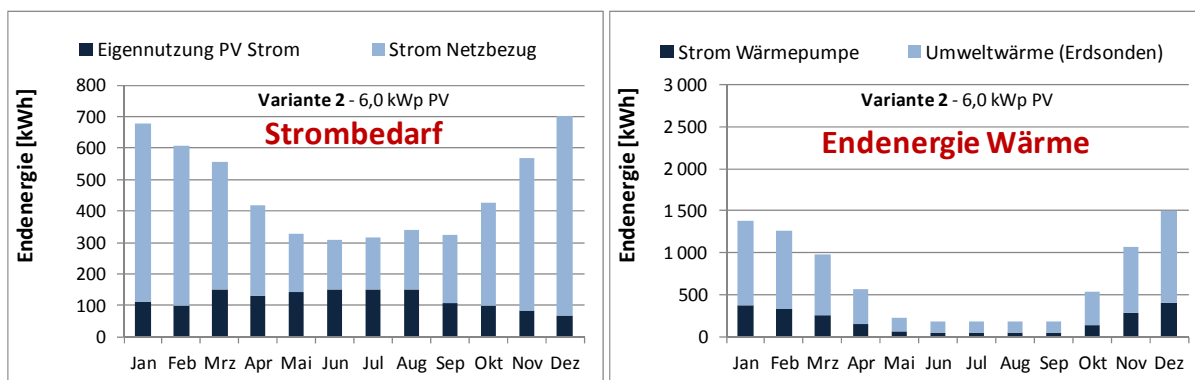


Bild 263 Monatliche Endenergiebilanzen Variante 2 EFH Neubau „100 % erneuerbar“

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für den ökonomischen Vergleich der Systemvarianten wurden die Investitions- und Betriebskosten der Anlagen zur Wärme- und Stromversorgung ermittelt. Das Verteil- und Wärmeübergabesystem ist dabei nicht berücksichtigt. Im Rahmen einer Kostenschätzung werden die Brutto-Investitionskosten über spezifische Systemkosten ermittelt. Für die PV-Anlagen wird ein spezifischer Preis von 2.140 €/kWp (Stand Anfang 2014) und für die Solarthermieanlagen 780 bis 830 €/m² (Systemkosten inkl. Speicher) angesetzt. Die Berechnung der jährlichen Kapitalkosten erfolgte nach der Annuitätenmethode (Zinssatz 3%, mittlere Nutzungsdauer 20 Jahre), die Ermittlung der Wartungs- und Instandhaltungskosten nach VDI 2067 Teil 1. Für die Energiekosten wurden im Projektteam entsprechende Tarife abgestimmt und angesetzt (Stand Anfang 2014):

- Strom: 0,253 €/kWh, Grundpreis 96 €/a
- Erdgas: 0,069 €/kWh, Grundpreis 84 €/a
- Einspeisevergütung PV- Strom: 0,130 €/kWh.

Die Ergebnisse der Investitionsbetrachtung der Einfamilienhäuser (Neubau) zeigen, dass bei 50 % Versorgung aus erneuerbaren Energien die Investitionskosten mit rd. 28.000 € (ca. 180 €/m²_{NGF}) beider Systemvarianten in etwa gleich groß sind. Dies trifft auch für die Jahresgesamtkosten zu, bei der sich ein spezifischer Kennwert von ca. 20 €/m²_{NGF} pro Jahr ergibt. Für größere EE-Anteile hat das System „Wärmepumpe + PV“ gegenüber Variante „Solarthermie + Gaskessel + PV“ nennenswerte Kostenvorteile. Diese würden noch deutlicher ausfallen, wenn anstatt der Wärmepumpe mit Erdsonden eine kostengünstigere Luft/Wasser-Wärmepumpe (trotz kleinerer Jahresarbeitszahl) für Variante 2 gewählt wird. Bei der Variante „Wärmepumpe + PV“ ergibt sich eine moderate Steigerung der Investitionskosten für den Zielwert „100 % EE“, die Jahresgesamtkosten sind aber im Vergleich zu „50 % EE“ annähernd gleich. Der Trend geht zu einer höheren Wirtschaftlichkeit der Variante „100 % EE“, wenn einerseits die PV-Systemkosten weiter sinken (ist in 2014 eingetreten, System-Bruttokosten bei kleinen PV-Anlagen rd. 1.800 €/kWp, größere für MFH unter 1.500 €/kWp) und sich die Steigerung der Strompreise weiter fortsetzt.

Die Untersuchungen der Variante Mehrfamilienhaus (Neubau) führt zu ähnlichen Ergebnissen: für den Zielwert „50 % EE“ liegen beide Systemlösungen etwa gleich auf (Investition rd. 165

bis 180 €/m²_{NGF}), Jahresgesamtkosten ca. 19 bis 21 €/m²_{NGFa}). Für den Zielwert „100 % EE“ ergeben sich wie beim EFH wirtschaftliche Vorteile für das „Nur-Stromhaus-Konzept“ (Variante 2).

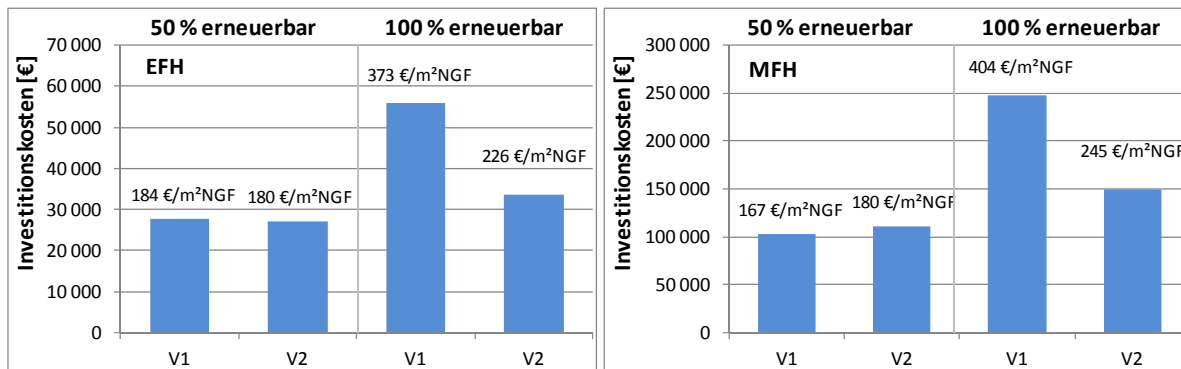


Bild 264 Investitionskosten EFH und MFH Neubau

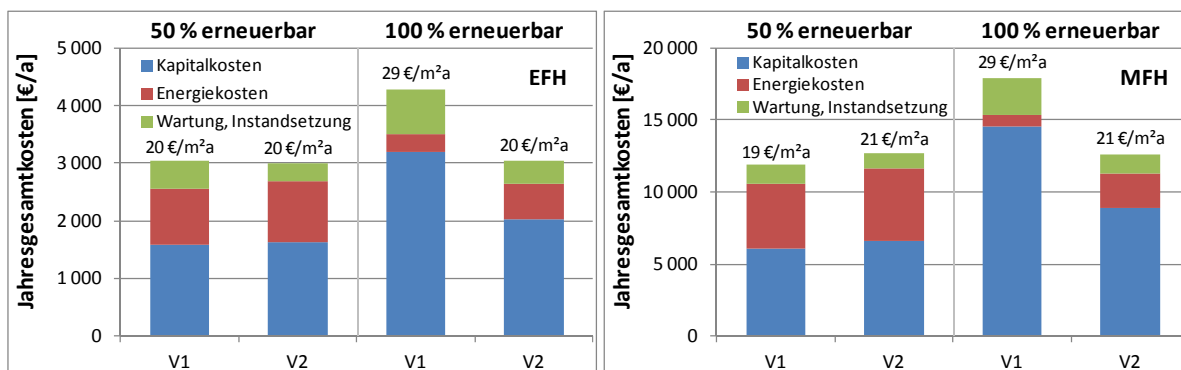


Bild 265 Jahresgesamtkosten EFH und MFH Neubau

Zusammenfassung Ergebnisse

Durch die Zielsetzung, 50 bzw. 100 % des jährlichen **Wärme-** und **Strombedarfs** (inkl. Beleuchtung und Haushaltsgeräte) lokal durch die Nutzung erneuerbarer Energien zu decken, war die Integration einer PV-Anlage mit entsprechender Leistung in allen untersuchten Systemvarianten zwingend notwendig. Die Ergebnisse für den Neubau zeigen, dass die Dachflächen der Ein- und Mehrfamilienhäuser zur Montage der Kollektoren und PV-Module für eine 50 %-ige Deckung prinzipiell ausreichen. Die Zielsetzung 100 % kann im EFH Bereich (Neubau) bei optimaler Ausrichtung der Dachfläche (Pultdach) mit beiden Systemvarianten erreicht werden, bei Satteldächern nur mit dem System „Wärmepumpe + PV“. In der Bestandssanierung von Mehrfamilienhäusern kann die 100 % regenerative Versorgung bei Erhalt der bestehenden Satteldachfläche aufgrund des durchschnittlich höheren solaraktiven Flächenbedarfs nicht erreicht werden.

Die Investitionskosten und Jahresgesamtkosten sind für die Zielsetzung „50 % EE“ für Variante 1 (Solarthermie + Gaskessel + PV) im Vergleich zur Variante 2 (Wärmepumpe + PV) annähernd gleich. Die Investitionskosten liegen bezogen auf die Nettogeschossfläche deutlich unter 200 €/m²_{NGF} und die jährlichen Gesamtkosten bei ca. 20 bis 22 €/m²_{NGFa}. Für die bilanzielle Deckung des jährlichen Gesamtenergiebedarfs von 100 % aus erneuerbaren Energien sind deutliche wirtschaftliche Vorteile der Variante „Wärmepumpe + PV“ festzustellen. Diese begrün-

den sich durch die überproportionale Erhöhung der Kollektorflächen und des Pufferspeichervolumens bei Variante 1 (Solarthermie + Gaskessel + PV) und damit der Investitionskosten. Im Vergleich zur Variante „50 % EE“ sind die Investitionskosten beim System „Wärmepumpe + PV“ um lediglich ca. 45 €/m²_{NGF} (EFH) bzw. rd. 65 €/m²_{NGF} höher. Die Jahresgesamtkosten sind im Vergleich zur Zielsetzung „50 % EE“ annähernd gleich, was sich durch die höheren Erlöse aus der Stromeinspeisung erklären lässt. Die Zielsetzung „100 % EE“ führt bei Variante „Solarthermie + Gaskessel + PV“ annähernd zur Verdopplung der Investitionskosten und damit zu erheblich höheren Jahresgesamtkosten sowohl im Vergleich zur Zielsetzung „50 % EE“ wie auch zum System „Wärmepumpe + PV“.

Fazit Ein- und Mehrfamilienhäuser

Beide Varianten sind Bausteine der Energiewende. Durch ihren Einsatz lassen sich die Ziele der Bundesregierung erreichen. Bis zu einem Anteil von 50 % EE am Gesamtenergiebedarf sind die Systemvarianten „Solarthermie + Gaskessel + PV“ und „Wärmepumpe + PV“ unter den hier getroffenen Annahmen für Ein- und Mehrfamilienhäuser im Neubau als auch in der Sanierung wirtschaftlich gleichwertig. Bei einer 100 %-Deckung aus EE des jährlichen Wärme- und Strombedarfs zeigt die Systemvariante „Wärmepumpe + PV“ deutliche wirtschaftliche Vorteile in allen untersuchten Bereichen. Bei einem starken Ausbau des Systems „Wärmepumpe + PV“ steigt jedoch der winterliche Strombedarf. Dies erfordert den dezentralen Einsatz von Strom- und Wärmespeichern („Power-to-Heat“), ein intelligentes Strom-Lastmanagement zur Steigerung der Eigenstromnutzung sowie den Ausbau des öffentlichen Stromnetzes zum „Smart Grid“.

13 Anlagen

13.1 Anlagenverzeichnis Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Die Berechnungsgrundlagen sowie die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind in den nachfolgend aufgelisteten Anlagen dokumentiert.

Anlage 1	Einfamilienhaus Neubau – Szenario 50 % erneuerbar
Anlage 2	Einfamilienhaus Neubau – Szenario 100 % erneuerbar
Anlage 3	Einfamilienhaus Bestandssanierung – Szenario 50 % erneuerbar
Anlage 4	Einfamilienhaus Bestandssanierung – Szenario 100 % erneuerbar
Anlage 5	Einfamilienhaus Neubau – Szenario 50 % erneuerbar
Anlage 6	Einfamilienhaus Neubau – Szenario 100 % erneuerbar
Anlage 7	Einfamilienhaus Bestandssanierung – Szenario 50 % erneuerbar
Anlage 8	Einfamilienhaus Bestandssanierung – Szenario 100 % erneuerbar
Anlage 9	Quartier Neubau
Anlage 10	Quartier Bestandssanierung

13.2 Veröffentlichungen

Die Ergebnisse des Projekts wurden entsprechend dem Bearbeitungsfortschritt bereits veröffentlicht, weitere Veröffentlichungen sind geplant.

Erfolgte Veröffentlichungen / Präsentationen

2012

13. bis 15. Juni 2012

Intersolar Europe 2012
ICM - Internationales Congress Center München
Solar Thermal Round Table "PV Heating-Threat or Option?"

Discussion round with
Dr.-Ing. Harald Drück: Leiter Forschungs- und Testzentrum für
Solaranlagen (TZS), Institut für Thermodynamik und Wärme-
technik (ITW), Universität Stuttgart

Univ. Prof. Dr. Norbert Fisch: Director, Technische Universität
Braunschweig, Institut für Gebäude- und Solartechnik

Gerhard Stryi-Hipp: Head of Energy Policy and Head of Group
Thermal Processes and Low Temperature Solar Thermal Ener-
gy, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE

Robin Welling: President, European Solar Thermal Industry
Federation ESTIF, Belgium

Philippe Welter: PHOTON Europe GmbH, Deutschland

Link zum TV Beitrag der Diskussionsrunde

<http://www.techcast.com/events/intersolar2012/13b-di01/>

09. bis 11. Juli 2012

SHC 2012 – International Conference on Solar Heating and
Cooling for Buildings and Industry;
San Francisco, USA, 10. Juli 2012
Vortrag „Solar Advanced Buildings and Solar Urban Planning“
Univ.-Prof. Dr. -Ing. Manfred Norbert Fisch

24. Oktober 2012

Branchenkonferenz 2012
Energieeffizienz in der Wohnungswirtschaft;
Berlin, Akademie der Immobilienwirtschaft e.V.
Vortrag „Fossile vs. erneuerbare Energiesysteme in Wohnge-
bäuden – Technisch - ökonomischer Vergleich“
Univ. Prof. Dr.-Ing. M. Norbert Fisch

11/2012

Innovation und Forschung
Jahresbericht 2012 zur Forschungsförderung im Bereich der
erneuerbaren Energien
Seite 49 – Kurzbeschreibung F+E Projekt futur:solar
Herausgeber: Bundesministerium Umwelt, Naturschutz und
Reaktorsicherheit (BMU), Referat Öffentlichkeitsarbeit
Druck Broschüre: März 2013

2013

30. bis 31. Januar 2013

3. Solarthermie-Technologiekonferenz
Technik & Innovation - der Beitrag der Solarwärme zur Ener-
giegewende
Session - Neue Entwicklungen und Anwendungen für
Solarthermiesysteme
Berlin, 31. Januar 2013
Posterpräsentation „future:solar – Systemanalyse zur solaren
Energieversorgung“,
Dipl.-Ing. Sven Reiser

24. bis 26. April 2013

OTTI: 23. Symposium Thermische Solarenergie –
Kloster Banz, Bad Staffelstein;
Posterpräsentation „*future:solar* - Systemanalyse zur solaren
Energieversorgung“; Tagungsband;
Dipl.-Ing. Sven Reiser

06/2013

PTJ Forschungsjahrbuch 2012
Forschungsprojekt: *future:solar* - Systemanalyse zur solaren
Energieversorgung (FKZ: 0325990A)

19. bis 21. Juni 2013

Intersolar Europe 2013
ICM - Internationales Congress Center München, Room 13 A
18. Juni 2013
Session - Solar Buildings
Vortrag „Future Solar - Feasibility Study Related to Solar Ener-
gy Supply“
Univ. Prof. Dr.-Ing. M. Norbert Fisch

2014

07. März 2014

1. Symposium AktivhausPlus im Rahmen der CEB 2014 – Clean Energy Building, 06.03 – 08.03.2014, Messe Stuttgart, Veranstalter REECO GmbH, Block IV B: Gebäude. Quartier. Mobilität. Mensch
Vortrag „*future:solar* – Systemanalyse zur solaren Energieversorgung“
Dipl.-Ing. Sven Reiser

13. März 2014

Expertenworkshop
EUREF-CAMPUS, Wasserturm, Berlin
„Solarthermie und / oder PV?“
im Rahmen des F+E-Projekts „*future:solar* - Systemanalyse zur solaren Energieversorgung“



04/2014

Zeitschrift Sonnenenergie,
Ausgabe 2/2014 – April-Mai,
Seite 46 - 47,
Artikel „*future:solar* – Systemanalyse zur solaren Energieversorgung“
Dipl.-Ing. Sven Reiser, Dipl.-Ing. Mathias Schlosser, Prof. Dr.-Ing. M. Norbert Fisch, B.Sc. Robert Kellner

04/2014

PTJ Forschungsjahrbuch 2013
Forschungsprojekt: *future:solar* - Systemanalyse zur solaren Energieversorgung (FKZ: 0325990A)

07.05. - 09.05.2014

OTTI: 24. Symposium Thermische Solarenergie –
Kloster Banz, Bad Staffelstein;
Posterpräsentation „*future:solar* - Systemanalyse zur solaren Energieversorgung“; Tagungsband;
Dipl.-Ing. Sven Reiser

2015

2. Februar 2015 BINE Newsletter
Artikel „ Solartechnik in Wohngebäuden wirtschaftlich einsetzen“
Prof. Dr.-Ing. M. Norbert Fisch, Dipl.-Ing. Mathias Schlosser,
B.Sc. Robert Kellner
27. Februar 2015 18. Fachtagung Gebäude energetisch optimieren - Architektur
und Energie, Stadthalle Eckernförde
Vortrag „Energiekonzepte im Quartier - Beispiele für Neubau
und Bestandssanierung“, Tagungsband
Dipl.-Ing. Mathias Schlosser
- 06/2015 Zeitschrift Sonnenenergie,
Ausgabe 3/2015 – Juni-Juli,
Seite 32 – 35
Artikel „SOLARTHERMIE UND / ODER PHOTOVOLTAIK? - EINE
KONZEPTENTSCHEIDUNG?“
Dipl.-Ing. Mathias Schlosser, B.Sc. Robert Kellner, Dipl.-Ing.
Arch. Thomas Wilken, Prof. Dr.-Ing. M. Norbert Fisch

13.3 Quellen und Literatur zum Projekt

- [BBSR, 2012] Bundesinstitut Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR),
BBSR-Analyse KOMPAKT 08/2012, Bestand und städtebauliche Bedeutung,
Broschüre „Neue Stadtquartiere“
Herausgeber:
Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR)
im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR)
Deichmanns Aue 31–37, 53179 Bonn,
ISSN 21935017 (Printversion), ISBN 9783879947041,
Bonn, März 2012
- [BMUB, 2014] Broschüre „Stromspiegel für Deutschland 2014“
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
(BMUB)
Stresemannstraße 128 – 130, 10117 Berlin
<http://www.bmub.bund.de/>
Stand: November 2014

- [BMVI, 2014] Richtlinie BMVBS (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) über die Vergabe von Zuwendungen für Modellprojekte im Effizienzhaus Plus-Standard, Jahr 2012;
Dokument „Wohnhäuser mit Energie Plus Niveau – Definition und Berechnungsmethode“

Herausgeber 2015: BMVI (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur), Invalidenstraße 44, 10115 Berlin,
http://www.bmvi.de/DE/EffizienzhausPlus/effizienzhaus-plus_node.html
- [BSW, 2012] BSW Solar, „Fahrplan Solarwärme - Strategie und Maßnahmen der Solarwärmebranchen für ein beschleunigtes Marktwachstum bis 2030“ Studie im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V., Berlin, 2012
http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/fahrplan_lanfassung.pdf
- [BWP, 2011] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V.; Bericht: „BWP-Branchenstudie 2011 - Szenarien und politische Handlungsempfehlungen“;
Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V., Französische Straße 47, 10117 Berlin; 2011, <http://www.waermepumpe.de>
- [CWS, 2012] Bertsch, F., et al., CWS – Verbundvorhaben chemische Wärmespeicherung mittels reversibler Feststoff-Gasreaktionen, Teilvorhaben Niedertemperatur-Wärmespeicherung, Abschlussbericht, 2012
- [CWS SHC, 2012] Henner Kerskes, Barbara Mette, Florian Bertsch, Sebastian Asenbeck, Harald Drück (2012): Chemical energy storage using reversible solid/gas-reactions (CWS) – results of the research project. In 1st International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry (SHC 2012, 9-11 July 2012, San Francisco, USA) 30 (0), pp. 294–304. Available online at <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212015512>
DOI: 10.1016/j.egypro.2012.11.035
- [DIN V 18599, 2011] DIN V 18599-10; Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 10: Nutzungsrandbedingungen, Klimadaten; Berlin, Dezember 2011

- [DIN 4708; 1994] DIN 4708 -2; Zentrale Wassererwärmungsanlagen; Regeln zur Ermittlung des Wärmebedarfs zur Erwärmung von Trinkwasser in Wohngebäuden;
Berlin, April 1994
- [DWD, 2011] Deutscher Wetterdienst (DWD) „Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse (TRY)“;
Deutscher Wetterdienst (DWD), Klima- und Umweltberatung
Frankfurter Straße 135, 63067 Offenbach;
<http://www.dwd.de/>
Ausgabe April 2011, Betrachtungszeitraum 1988 bis 2007
- [EEWärmeG, 2014] Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich
Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 07.August 2008 (BGBl. I S. 1658), zuletzt geändert durch Artikel 14 des Gesetzes vom 21.Juli 2014 (BGBl. I S.1066)
- [EINSTEIN, 2014] EU-Projekt: EINSTEIN - Effective Integration of seasonal energy storage systems in existing buildings,
Projektlaufzeit Januar 2012 bis Dezember 2015,
Homepage des Projekts: www.einstein-project.eu
- [EnErChem, 2013] Barbara Mette, Henner Kerskes, Harald Drück, Thomas Badenhop, Frank Salg, Roger Gläser, Thermochemical Energy Storage as an Element for the Energy Turnaround,
Presentations and Script,
8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition IRES, 18.-20.11.2013, Berlin, Germany
BMW Förderkennzeichen O3ESP402A
- [Energieberater, 2012] Energieberater 18599; Software für Energetische Planung und Bewertung von Wohn- und Nichtwohngebäuden nach aktueller EnEV. Bilanzierung wahlweise nach DIN 4108-6 und DIN 4701-10/12 oder nach DIN V 18599, automatische Erzeugung des Referenzgebäudes. Neubau Nachweis, Energiebedarfsausweise für Neubau und Bestand.
Hottgenroth Software GmbH & Co. KG, Von-Hünefeld-Straße 3, 50829 Köln, www.hottgenroth.de
- [EnEV, 2009] EnEV 2009 - Energieeinsparverordnung für Gebäude,
Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV 2009)
Bonn, 30.04.2009

- [eceee, 2014] European Council for an Energy Efficient Economy, Working Document on a Draft COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) No .../. of XXX supplementing Directive 2010/30/EU of the European Parliament and of the Council with regard to energy labelling of water heaters, hot water storage tanks and packages of water heater and solar-only system.
http://www.eceee.org/ecodesign/products/water_heaters/WD_Energy%20Labelling%20Water%20Heater-2-2-12.pdf
- [EVA-MAP, 2011] Bericht „Evaluierung des Marktanzreizprogramms für erneuerbare Energien: Ergebnisse der Förderung für das Jahr 2010“, Ausarbeitung im Auftrag des BMU (Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), Projektkoordination Fichtner GmbH & Co. KG, Sarweystraße 3, 70191 Stuttgart, 70013 Stuttgart, Dezember 2011
- [Fisch, 2012]. M. Norbert Fisch, Thomas Wilken, Christina Stähr; EnergiePLUS: Gebäude- und Quartier als erneuerbare Energiequelle; 1. Auflage; 18. September 2012; ISBN-10: 3000391673; ISBN-13: 978-3000391675
- [Gemis, 2013] Computerprogramm GEMIS (**G**lobales **E**missions-**M**odell **i**ntegrierter **S**ysteme) Version 4.8
Excel Datei „Ergebnisdaten Energie- und Umweltbilanzen“; IINAS GmbH – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien, Frankensteiner Str. 55, 64297 Darmstadt;
<http://www.iinas.org/gemis-de.html>; 2013
- [IWU, 2011] Tobias Loga, Nikolaus Diefenbach, Rolf Born; Bericht „Deutsche Gebäudetypologie – Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden“; ISBN-Nr.: 978-3-941140-21-9, 18.11.2011
Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Rheinstraße 65, 64295 Darmstadt, <http://www.iwu.de>
- [Kerskes, 2011] Kerskes, H., Drück, H., „Saisonale solarthermische Wärmespeicherung im Ein- und Mehrfamilienhaus – eine energetische und ökonomische Bewertung“ -, Tagungsband zum 21. Symposium Thermische Solarenergie, S. 104 – 113, 2011. Otti-Technologie-Kolleg, Regensburg, ISBN 978-3-941785-57-1

- [Kerskes, 2012] Kerskes, H., Drück, H., Artikel „Thermische Energiespeicher im Gebäude: Eine Überblick über neue Technologien“,
erneuerbare energie – Zeitschrift für eine nachhaltige Energiezukunft, 2012-1, Herausgeber AEE, Österreich
http://www.aee.at/aee/index.php?option=com_content&view=article&id=154&Itemid=113
- [Leibfried, 2012] Leibfried, U., Drück, H., „Modulares Speichersystem für solarthermische Kombianlagen (ModSto)“,
Forschungsbericht,
Projekt im Rahmen des Förderprogramms „BWPLUS“ des Landes Baden-Württemberg“ (Programm Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung),
Förderkennzeichen BWE28001, Jahr 2012,
- [Mangold, 2011] Mangold, D., et al., Solare Nahwärme mit saisonaler Wärmespeicherung – Stand der Technik 2010 und Perspektiven bis 2020,
OTTI: 21. Symposium Thermische Solarenergie – Kloster Banz, Bad Staffelstein; Mai 2011
- [MonoSorp, 2007] Kerskes, H., et al., MonoSorp – Integrales Konzept zur solarthermischen Gebäudeheizung mit Sorptionswärmespeicher,
Abschlussbericht,
Projekt im Rahmen des Förderprogramms „BWPLUS“ des Landes Baden-Württemberg“ (Programm Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung),
Förderkennzeichen BWK25006, Jahr 2007
- [PV*SOL, 2012] PV Sol; Dynamisches Simulationsprogramm zur Auslegung und Optimierung von netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen. Photovoltaik Planungssoftware mit Speicherung in Batteriesystemen;
Valentin Software GmbH, Stralauer Platz 34, 10243 Berlin,
www.valentin-software.com, 2012
- [SketchUp, 2012] SketchUp
Software zur Erstellung von dreidimensionalen Modellen im Architekturbereich; Mit einem entsprechenden Plug-in können die Modelle nach TRNSYS 17 konvertiert werden.
Hersteller: Trimble Navigation Ltd.
Download unter: <http://www.sketchup.com/de>
- [SolSpaces, 2014] Kerskes, H., et al., SolSpaces - Entwicklung und Erprobung einer autarken solaren Wärmeversorgung für energieeffiziente Kompaktgebäude, Forschungsprojekt März 2012 bis Februar 2015
BMW Förderkennzeichen 0325984A

- [TRNSYS 17, 2010] TRaNsient SYstem Simulation program, Version 17
Programm zur instationären Systemsimulation von Gebäuden und Anlagen; entwickelt 1975 an der Universität von Wisconsin
Vertrieb in Deutschland über Transsolar Energietechnik GmbH,
Curiestraße 2, 70563 Stuttgart www.transsolar.com, 2010
- [T*SOL, 2012] T*Sol; Dynamisches Simulationsprogramm zur Auslegung und Optimierung von solarthermischen Anlagen. Berechnung von Ertrag und Kosten thermischer Solaranlagen;
Valentin Software GmbH, Stralauer Platz 34, 10243 Berlin,
www.valentin-software.com, 2012
- [TU Chemnitz, 2013] Software „Load profile generator“ Version 1.1.4 (April 2013)
The Load Profile Generator is a small tool for MS Windows to generate load profiles for households for electricity, gas and hot and cold water. It generates CSV-files in a customizable time resolution which can be used for the simulation of energy systems of all kinds.
Download unter: <http://www.loadprofilegenerator.de>
Herausgeber:
Prof. Dr.-Ing. habil. Bernd Platzer
Professur Technische Thermodynamik
Reichenhainer Straße, 09126 Chemnitz
- [VDI 2067-1, 2012] VDI Richtlinie 2067, Blatt 1: „Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen: Grundlagen und Kostenberechnung“,
September 2012
- [VDI 2067-12, 2013] VDI Richtlinie 2067, Blatt 12: „Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Nutzenergiebedarf für die Trinkwassererwärmung“,
Düsseldorf, Juni 2000
- [VDI 3807-4, 2008] VDI-Richtlinie 3807, Blatt 4: „Energie- und Wasserverbrauchskennwerte für Gebäude“,
Düsseldorf, Jahr 2008
- [WP-Monitor, 2014] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Abschlussbericht „WP Monitor - Feldmessung von Wärmepumpenanlagen“,
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE,
Bereich Thermische Anlagen und Gebäudetechnik,
Abteilung Solares Bauen, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg,
<https://wp-monitor.ise.fraunhofer.de/german/index/index.html>
Jahr 2014