

SolSys

Analyse und Optimierung solarer Energieversorgungssysteme (Wärme/Strom) für Gebäude

Teilprojekte:

- Experimentelle und theoretische Systemuntersuchungen und Bewertung (ISE/SWT)
- Entwicklungspfade und Optimierungspotentiale (IGS)

Gemeinschaftlicher Abschlussbericht

Förderung

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen

0325558A/B

Laufzeit

September 2015 bis Dezember 2018

Stand

31.07.2019 (Abschlussbericht)

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 0325558A/B gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Das Forschungsprojekt SolSys wird als Verbundprojekt vom Fraunhofer ISE, der TU Braunschweig Institut für Gebäude- und Solartechnik (IGS) und Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (SWT) gemeinsam durchgeführt. Dieser Bericht beinhaltet eine Beschreibung der Arbeiten und Ergebnisse aller drei Verbundprojektpartner. Für Abschnitte, die durch einen entsprechenden Zusatz in der Überschrift direkt einem der Verbundprojektpartner zuzuordnen sind, ist redaktionell und inhaltlich ausschließlich der jeweilige Projektpartner verantwortlich.



Projektpartner:

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Koordination Verbundprojekt)
Institut für Gebäude- und Solartechnik der Technischen Universität Braunschweig (Projektverbund)
Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (SWT) (im Unterauftrag vom Fraunhofer ISE)

Koordinator und Ansprechpartner:

Dipl.-Ing. Axel Oliva
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstr. 2
79110 Freiburg
Tel: 0761-4588-5698
E-Mail: axel.oliva@ise.fraunhofer.de

Bearbeitung

Dipl.-Ing. Axel Oliva | Fraunhofer ISE (Projektleitung ISE)
Dipl.-Ing. Franziska Bockelmann | IGS Braunschweig (Projektleitung IGS)
Dipl.-Ing. Markus Peter | IGS Braunschweig
Dipl.-Ing. Dominik Bestenlehner | SWT Stuttgart (Projektleitung SWT)
Dr. - Ing. Harald Drück | SWT Stuttgart (Leiter SWT)

Ansprechpartner

Dipl.-Ing. Axel Oliva

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstr. 2
79110 Freiburg
Tel.: 0761 / 4588 5698
E-Mail: axel.oliva@ise.fraunhofer.de

Dipl.-Ing. Franziska Bockelmann und Dipl.-Ing. Markus Peter

Institut für Gebäude- und Solartechnik an der Technischen Universität Braunschweig
Mühlenpfordtstrasse 23
38106 Braunschweig
Tel.: 0531 / 391 3557
E-Mail: bockelmann@igs.tu-bs.de

Dr.-Ing. Harald Drück und Dipl.-Ing. Dominik Bestenlehner

Solar- und Wärmetechnik Stuttgart
Pfaffenwaldring 6
70550 Stuttgart
Tel.: 0711 / 685 63553
E-Mail: drueck@swt-stuttgart.de, bestenlehner@swt-stuttgart.de

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	6
1 Kurzfassung	8
2 Projektvorstellung	11
2.1 Motivation und Projektziele	11
2.2 Aufbau und Methodik des Forschungsvorhabens	13
3 Status und Entwicklungspfade solarer Energieversorgungssysteme	18
3.1 Technologieübersicht – Strom.....	21
3.2 Technologieübersicht – Wärme.....	24
3.3 Technologieübersicht – Regelung	27
3.4 Übersicht Anlagenkonzepte.....	28
3.5 Planungsmethoden	32
3.6 Motivationen und Hemmnisse zur Umsetzung von Solarthermie und PV-Anlagen zur solaren Energieversorgung	36
3.7 Definition Referenzsysteme und Systemvarianten	46
4 Bewertungskriterien	50
4.1 Technisch-energetische Bewertungskriterien	51
4.2 Wirtschaftliche Bewertungskriterien.....	52
4.3 Ökologische Bewertungskriterien.....	60
4.4 Soziologische Bewertungskriterien	61
5 Theoretische Systemuntersuchung	65
5.1 Modellbildung	65
5.2 Sensitivitätsanalyse.....	85
6 Experimentelle / messtechnische Systemuntersuchung	89
6.1 MFH – Konstanz (KON).....	91
6.2 MFH – Frankfurt a. M. (FFM).....	99
6.3 EFH – Döhlau (Hof) (DOE)	109
6.4 EFH – Heilbronn-Neckergartach (HNN)	117
6.5 EFH – Katlenburg (KAT).....	125
6.6 EFH – Umkirch (UMK).....	133
6.7 Weitere Untersuchungen: Wärmeverluste Warmwasserspeicher	142
7 Ganzheitliche Bewertung und Konzeptvergleich	144
7.1 Monitoringgebäude	144
7.2 Variable vs. konstante Primärenergie und CO ₂ -Faktoren	159
7.3 Simulationsstudie	168
7.4 Soziologische Betrachtung und Umfrage.....	189
8 Optimierungspotentiale solar versorgter Gebäude	193
8.1 Planung und Umsetzung (Energiekonzept)	193
8.2 Komponenten und Dimensionierung - Abhängigkeiten	196

8.3	Regelung und Hydraulik	198
8.4	Wirtschaftliche Potentiale	202
8.5	Betriebsoptimierung	202
9	Geschäftsmodelle für Mehrfamilienhäuser.....	204
9.1	Begriffsdefinitionen	205
9.2	Rechtliche Voraussetzungen und Pflichten	206
9.3	Pflichten als Elektrizitätsversorgungsunternehmen	207
9.4	Messkonzepte	208
9.5	Mieterstrom- und Betreibermodelle	210
9.6	Kapitalflüsse	218
9.7	Kritik und Lösungsansätze	220
1 0	Öffentlichkeitsarbeit.....	222
10.1	Veröffentlichungen	222
10.2	Wikipedia	225
10.3	Planungsleitfaden solar versorgte Gebäude	227
1 1	Zusammenfassung und Ausblick.....	228
11.1	Forschungsergebnisse.....	228
11.2	Ausblick – Handlungsempfehlungen	231
1 2	Literaturverzeichnis.....	235
A	Technologieübersicht – Strom	240
A.1	Photovoltaik(module)	240
A.2	Modulvergleich und Gegenüberstellung.....	242
A.3	PVT-Hybridkollektoren.....	243
A.4	Wechselrichter und Laderegler.....	247
A.5	Batteriespeicher	253
A.6	Technologien mit steigender Relevanz	260
A.7	Photovoltaik in der Fassade – BIPV (buliding-integrated photovoltaic).....	261
A.8	Organische Photovoltaik.....	263
A.9	Passivated Emitter und Rear Cell Photovoltaik	264
A.10	Second-life-Konzept für Batterien	266
A.11	Power to Heat.....	266
A.12	Power to Gas	267
A.13	Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC).....	267
A.14	Brennstoffzellen	268
B	Technologieübersicht – Wärme	271
B.1	Solarthermie	271
B.2	Wärmespeicher	272
B.3	Wärmepumpe.....	277
B.4	Biogene Wärmequelle	278
B.5	Fossile Wärmequelle.....	279
B.6	Motor-BHKW.....	280

B.7	Brennstoffzellen-BHKW	281
C	Technologieübersicht – Regelung	283
D	Leistungsphasen der Planungsmethoden	289
E	Steckbriefe der im Monitoring untersuchten Gebäude	301
E.1	MFH Konstanz (KON)	302
E.2	MFH Frankfurt a.M. (FFM)	304
E.3	EFH Döhlau (DOE)	307
E.4	EFH Heilbronn-Neckargartach (HNN)	309
E.5	EFH Katlenburg (KAT).....	311
E.6	EFH Umkirch (UMK)	313
F	Detailangaben zu den im Monitoring untersuchten Gebäude	315
F.1	MFH Konstanz (KON)	315
F.2	MFH Frankfurt a.M. (FFM)	317
F.3	EFH Döhlau (DOE)	319
F.4	EFH Heilbronn-Neckargartach (HNN)	320
F.5	EFH Katlenburg (KAT).....	321
F.6	EFH Umkirch (UMK)	322
G	Arbeitsdiagramme	324
G.1	Sensitivitätsanalyse	324
G.1.1.	Solare Deckungsanteile in Abhängigkeit des spezifischen Speichervolumens	324
G.2	Parameterstudie	327
G.2.1.	Solare Deckungsanteile	327
G.2.2.	CO ₂ -Emissionen	338
G.2.3.	Primärenergiebedarf.....	342
G.2.4.	Jahresgesamtkosten	346
G.2.5.	Gestehungskosten	353
H	Berichte zur soziologischen Betrachtung und Umfrage.....	359
I	Planungsleitfaden	360

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Abschaltverordnung (Verordnung zu abschaltbaren Lasten)
AP	Arbeitspaket
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BMWi	Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
BOS	Balance of system
CEN	Europäisches Komitee für Normung
DL	Dienstleister
DOE	Döhlau
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EES	Elektrischer Energiespeicher
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EFH	Einfamilienhaus
EN	Eigennutzung
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EQM	Energie- und Qualitätsmanagement
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EZ	Zähler für elektrische Energie
FBH	Fußbodenheizung
FFM	Frankfurt a. M.
F&E	Forschung und Entwicklung
GiPV (BIPV)	Gebäudeintegrierte Photovoltaik
HH	Haushalt
HNN	Heilbronn Neckergartach
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
HT	Hochtemperatur
KAT	Katlenburg
KON	Konstanz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
IGS	Institut für Gebäude- und Solartechnik der TU Braunschweig
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
LOHC	Liquid organic hydrogen carriers
MEZ	Mitteuropäische Zeit
MFH	Mehrfamilienhaus
MPPT	Maximum power point tracking
MZR	Messzeitraum
NT	Niedertemperatur
OPV	Organische Photovoltaik
PERC	Passivated emitter and rear cell
PID	Proportional-integral-derivative controller
PP	Projektpartner
PV	Photovoltaik
PV-T	Photovoltaik-thermisch
QM	Qualitätsmanagement
RH	Raumheizung
RLT	Raumlufttechnik

SEWE	Solar-elektrische Wärmeerzeugung
SLK	Solar-Luft-Kollektor
SMA	System Mess- und Anlagentechnik
ST	Solarthermie
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
STWE	Solar-thermische Wärmeerzeugung
SWT	Solar- und Wärmetechnik Stuttgart
TOC	Total cost of ownership
TES	Thermischer Energiespeicher
TNK	Technik
TPB	Theorie of planned behavior
TWW	Trinkwarmwasser
UMK	Umkirch
UBA	Umweltbundesamt
VM	Vermieter
WE	Wohneinheiten
WMZ	Wärmemengenzähler
WOZ	Wahre Ortszeit
WP	Wärmepumpe
WRG	Wärmerückgewinnung
ZWE	Zusatzwärmeerzeuger

Hinweis: Im vorliegenden Bericht werden die Begriffe Gaskessel, Gasbrennwertgerät, Gasbrennwertkessel und Gas synonym für das Gasbrennwertgerät verwendet.

1 Kurzfassung

Gegenwärtig wird die Wärme- und Stromversorgung von Gebäuden in den weitaus meisten Fällen noch getrennt voneinander geplant und realisiert. Auch bei der Nutzung regenerativer Energien verfolgen Energiekonzepte in der Regel getrennte Ansätze. Dabei lassen sich bei der Einbindung von Solarenergie wärme- und strombasierte Konzepte unterscheiden, die zumeist getrennt und praktisch unabhängig voneinander agieren. Mit wenigen Ausnahmen dienen thermische Solaranlagen seit jeher der direkten Versorgung eines meist in unmittelbarer Nähe liegenden Nutzers. Dem gegenüber wurden in der Vergangenheit Photovoltaikanlagen installiert, die hinsichtlich der erzeugten Energie nahezu unabhängig von der Liegenschaft, auf der sie installiert sind, geplant und betrieben werden. Diese Photovoltaikanlagen sind netzgekoppelt installiert und können in das öffentliche Stromnetz einspeisen. Mit sinkender Einspeisevergütung für elektrische Energie aus Photovoltaikanlagen wurde und wird die direkte Nutzung des innerhalb einer Liegenschaft erzeugten Stromes zur „Eigenstromnutzung“ zunehmend auch wirtschaftlich interessant.

Die oftmals neu entstehenden strombasierten Konzepte nutzen PV-Strom zunehmend auch zur Wärmebereitstellung. Wurden PV-Anlagen auf bzw. an Gebäuden bis vor wenigen Jahren fast ausschließlich zur Netzeinspeisung und zunehmend zur Deckung des Haushalts- und Betriebsstrombedarfs der Gebäude verwendet, ist gegenwärtig die Nutzung von PV-Strom zur Wärmebereitstellung - meist in Verbindung mit einer Wärmepumpe - ein zunehmender Trend. Diese Entwicklung kann bei oberflächlicher Betrachtung fälschlicherweise dahingehend interpretiert werden, dass Solarthermie durch eine verstärkte Nutzung von Photovoltaik obsolet wird. Solarthermie und Photovoltaik sind jedoch keineswegs sich gegenseitig ausschließende Technologien. Dieser dennoch beobachtbaren Meinung und Tendenz bei der Nutzung der einen oder anderen Technik entgegen zu wirken sowie die Notwendigkeit Grundlagen und Handlungsempfehlungen für ganzheitliche Systemlösungen zur ökologisch und ökonomisch sinnvollen solarbasierten Wärme- und Stromversorgung für Wohngebäude zu erarbeiten, waren zentrale Ziele des Forschungsvorhabens SolSys.

Im Forschungsprojekt SolSys wurden u. a. vier Ein- und zwei Mehrfamilienhäuser über einen Zeitraum von zwei Jahren messtechnisch untersucht. Mittels numerischer Simulationen wurden für diese Gebäude unterschiedliche realisierbare Energieversorgungssysteme mit hohen Anteilen von Solarenergie in Form von Solarthermie und Photovoltaik entwickelt und analysiert. Auf Grundlage der Erkenntnisse aus den Messungen und Simulationen sowie theoretischer Zusammenhänge wurden dann Empfehlungen für ökologisch und ökonomisch zukunftsfähige solarbasierte Wärme- und Stromversorgungskonzepte für Wohngebäude erarbeitet.

Die Untersuchungen des Forschungsprojektes SolSys zeigten, dass bei einer Kombination von solarthermischem und solarelektrischem Wärmeerzeugern die solarthermischen Deckungsanteile für die EFH im Allgemeinen über 50 % bis zu 70 % liegen. Für die MFH, deren Wärmeversorgung ausschließlich durch solarelektrische Wärmeerzeuger erfolgt, liegen deshalb die solarthermischen Deckungsanteile mit etwa 20 % deutlich niedriger. Der solarelektrische Deckungsanteil liegt bei den untersuchten Gebäuden in einem Bereich von ca. 30 % bis zu fast 80 %. Insbesondere bei den MFH wirken sich das im Vergleich zu EFH geringere Verhältnis der Dachfläche und der damit verbundenen solaraktiven Flächen zu den Wohnflächen negativ aus. Weiterhin zeigte sich, dass ein Teil des elektrischen Energiebedarfs des Gebäudes kostengünstig mit einer innerhalb der Liegenschaft installierten PV Anlage erzeugt werden kann. Soll dieser Anteil gesteigert werden, ist dies in signifikantem Umfang nur mit dem Einsatz von elektrischen Energiespeichern möglich, deren Einsatz sich bei den hier vorgenommenen Betrachtungen jedoch weder ökologisch noch ökonomisch positiv bewerten lässt. Bezogen auf die Dachfläche sind solarthermische Anlagen deutlich effizienter, als die Konversion von elektrischer Energie aus einer PV Anlage zur Wärmeversorgung. Weiter-

hin kann ein solarthermischer Wärmeerzeuger konventionelle Energieträger effektiver substituieren, da die ökologischen Aspekte des Einsatzes einer Wärmepumpe oder eines el. Heizstabes an das Netz und den jeweils vorliegenden Strommix gekoppelt sind, eine Solarthermieanlage demgegenüber das Stromnetz jedoch direkt entlasten kann. Den damit einhergehenden ökologischen Vorteilen des solarthermischen Wärmeerzeugers stehen zurzeit jedoch höhere Jahresgesamtkosten entgegen.

Die Ergebnisse des Projektes „SolSys“ belegen, dass sowohl die Nutzung von Solarenergie durch thermische Sonnenkollektoren als auch Photovoltaikanlagen wesentliche Bausteine darstellen, um das durch die Bundesregierung definierte Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Die Einbindung von Sonnenenergie in die Energieversorgung ist weit über den Bereich der im Rahmen von SolSys betrachteten Wohngebäude darstellbar, wobei die beiden diskutierten Technologien als komplementäre Schlüsseltechnologien angesehen werden können.

Abstract

At present, the heat and power supply of buildings is still planned and implemented separately in the vast majority of cases. Energy concepts also generally pursue separate approaches in the use of regenerative energies. In the integration of solar energy, a distinction can be made between heat and power based concepts, which usually operate separately and practically independently of each other. With a few exceptions, solar thermal systems have always been used for the direct supply of a user who is usually located in the immediate vicinity. In contrast, photovoltaic systems have been installed in the past which are planned and operated almost independently of the property on which they are installed. These photovoltaic systems are grid-connected and can be fed into the public power grid. With falling feed-in tariffs for electrical energy from photovoltaic systems, the direct use of the electricity generated within a property for "own electricity use" has become and continues to become increasingly economically interesting.

The often newly emerging electricity-based concepts are increasingly using PV electricity to provide heat as well. Until a few years ago, PV systems on buildings were used almost exclusively to feed electricity into the grid and increasingly to cover the household and operating electricity requirements of buildings. On a superficial glance, this development can be misinterpreted as solar thermal becoming obsolete due to the increased use of photovoltaics. However, solar thermal and photovoltaics are by no means mutually exclusive technologies. The central objectives of the SolSys research project were to counteract the observable opinion and tendency in the use of one or the other technology as well as the necessity to draw up basic principles and recommendations for action for holistic system solutions for ecologically and economically sensible solar based heat and power supply for residential buildings.

In the SolSys research project, four single-family houses and two multi-family houses were investigated over a period of two years. By means of numerical simulations, different realisable energy supply systems with a high proportion of solar energy in the form of solar thermal energy and photovoltaics were developed and analysed for these buildings. On the basis of the findings from the measurements and simulations as well as theoretical contexts, recommendations for ecologically and economically sustainable solar based heat and power supply concepts for residential buildings were developed.

The investigations of the research project SolSys showed that with a combination of solar thermal and solar electric heat generators the solar thermal fractions for the EFH are generally over 50 % up to 70 %. For the MFH, whose heat is supplied exclusively by solar electric heat generators, the solar thermal fractions are therefore significantly lower at around 20 %. The solar electric fraction

of the buildings investigated ranges from approx. 30 % to almost 80 %. In the case of MFHs in particular, the lower ratio of roof area and the associated solar active areas to living space compared with EFH has a negative effect. It was also found that part of the building's electrical energy requirements can be generated cost-effectively with a PV system installed within the home. If this proportion is to be increased, this is only possible to a significant extent with the use of electrical energy storage devices, the use of which, however, cannot be assessed as either ecologically or economically positive in the considerations made here. In relation to the roof area, solar thermal systems are significantly more efficient than the conversion of electrical energy from a PV system for heat supply. Furthermore, a solar thermal heat generator can more effectively substitute conventional energy sources, since the ecological aspects of using a heat pump or an electric heating rod are linked to the grid and the respective electricity mix, but a solar thermal system can directly relieve the load on the grid. The associated ecological advantages of the solar thermal heat generator, however, are currently linked to higher total annual costs.

The results of the "SolSys" project prove that both the use of solar energy through thermal solar collectors and photovoltaic systems are essential building blocks in order to achieve the goal defined by the federal government of an almost climate-neutral building stock by 2050.

The integration of solar energy into the energy supply can be presented far beyond the area of residential buildings considered within the framework of SolSys, where the two technologies discussed can be regarded as complementary key technologies.

2 Projektvorstellung

Über ein Viertel des Endenergieverbrauchs in Deutschland wird im Gebäudesektor umgesetzt. Die hierfür erforderlichen Ressourcen können zu großen Teilen durch solare Versorgungskomponenten am Gebäude selbst erzeugt werden. Bei aktuell am Markt realisierten Versorgungskonzepten werden jedoch Lösungen für Strom und Wärme in der Regel separat voneinander betrachtet. Versorgungskomponenten für Strom (z. B. Photovoltaik) treten dabei kaum in Wechselwirkung mit am Gebäude installierten thermisch aktiven Komponenten (z. B. therm. Sonnenkollektoren). Solare Potentiale zur Energieversorgung von Gebäuden werden selten unter einer ganzheitlichen Betrachtung des Wärme- und Strombedarfs genutzt. Auch mit Blick auf den derzeit massiven Ausbau von Photovoltaik ist eine detailliertere ganzheitliche Betrachtung der elektrischen und thermischen Energieströme auf Gebäudeebene geboten.

Darüber hinaus werden die Beschreibungen und Bewertungen möglicher Konfigurationen und Betriebszustände mit solaren Versorgungskomponenten durch aktuell vorhandene Methoden nur unzureichend abgebildet. Diese sind als Ziel- und Optimierungsgrößen jedoch die Grundlage für ein Lastmanagement im Gebäude sowie zur Bestimmung optimal angepasster solarer Erträge. Ganzheitliches Vorgehen erfordert eine Abbildung des thermodynamischen und elektrischen Verhaltens aller energieerzeugenden und -speichernden Komponenten sowie der sich im Gebäude befindlichen Wärmesenken und Stromverbraucher.

Im Projekt SolSys sollen auf Solarenergie basierende versorgungstechnische Systeme für Wohngebäude unter einer integralen Betrachtung von Strom und Wärme analysiert und auf deren Zukunftsfähigkeit hin untersucht werden. Relevante, marktverfügbare Systeme aus den Bereichen der Strom- und Wärmeversorgung werden im ersten Schritt in einer Technologiematrix strukturiert, um in einem weiteren Schritt auch zukünftig relevante Technologieoptionen abzuleiten. Weiterhin werden für die Analyse sechs Wohngebäude einem intensiven Monitoring unterzogen. Auf der Basis von Referenzsystemen werden umfassende Sensitivitätsanalysen und Parameterstudien anhand von Systemsimulationen durchgeführt. Die simulierten Systeme werden gemäß den im Projekt erarbeiteten technisch-energetischen, ökonomischen, ökologischen sowie soziologischen Bewertungsmustern evaluiert.

2.1 Motivation und Projektziele

Auf Solarenergie (Solarthermie und Photovoltaik) basierende Versorgungskonzepte für Wohngebäude erfreuen sich einer steigenden Beliebtheit. Dies gilt sowohl für Ein- als auch für Mehrfamilienwohngebäude. Aktuell findet am Markt eine sehr dynamische Entwicklung statt. Es treten dabei kontinuierlich neue Technologien in Erscheinung, die eine regenerative Energieerzeugung ermöglichen. Für die Bauherren sind diese jedoch nur unzureichend bewertbar und der Mehrwert von neuen Technologien nicht immer eindeutig erkennbar. Insbesondere durch die zunehmende Verschmelzung der Märkte für Strom und Wärme werden Bauherren vor eine sehr große Auswahl an verfügbaren Technologien gestellt. Die Zusammenstellung von Komponenten zu ganzheitlich aufeinander abgestimmten Systemen erfolgt in der Regel nicht durch die Hersteller oder Systemlieferanten, so dass auf sich allein gestellte Bauherren mit der Situation häufig überfordert sind. Komplettlösungen, die aktuell am Markt verfügbar sind, stellen oft Sonderfälle dar und haben meist keine große Verbreitung. [[1] bis [4]].

Ein sehr ähnliches Bild ergibt sich für Installationsbetriebe und Fachplaner. So hat sich im F&E-Projekt HeizSolar [5] gezeigt, dass einige Fachplaner mit der sehr speziellen Thematik von Sonnenhäusern durchaus sehr gut umgehen können, jedoch keine umfassende Planung mit dem Ziel gleichzeitig hoher solarer Anteile an der elektrischen Energieversorgung anzubieten vermögen. Voraussetzung hierfür scheinen einfache Paketlösungen, die sowohl das Strom- als auch das Wärmeversorgungskonzept abdecken.

Für einen Erfolg der Energiewende ist es sehr entscheidend, den verfügbaren Technologien auch die richtigen Anwendungen zuzuordnen. Dies kann nur durch eine umfassende und integrale Betrachtung und Bewertung des Strom- und Wärmebedarfs eines Gebäudes erfolgen. Hierzu wurden im vom BMWi geförderten F&E-Projekt future:solar [8] wichtige Berechnungs- und Bewertungsgrundlagen ausgearbeitet, die in der Jahresbilanz eine 50 % oder 100 % regenerative Deckung von Ein- und Mehrfamilienhäusern ermöglichen. Diese bilden jedoch künftige Entwicklungen im Strom- und Wärmemarkt nur zu einem Bruchteil ab und müssen daher weiter ausgearbeitet werden.

Schwachstellen und Konfliktpunkte bei Paketlösungen und ganzheitlichen Konzepten sind u. a.:

- Aus Sicht der Bauherren spielen vorrangig die wirtschaftlichen Randbedingungen zur Umsetzung und Nutzung der einzelnen Technologien die entscheidende Rolle.
- Aktuell erscheinen am Markt zunehmend elektrische Wärmeversorgungskonzepte. Diese Systeme führen dazu, dass Solarthermie als Technologie zur Wärmeversorgung an Präsenz abnimmt.
- Werden jedoch zukünftige Szenarien der Energiewirtschaft [5] betrachtet, muss auch Solarthermie einen wichtigen Beitrag leisten. Die Ergebnisse aus dem Projekt future:solar [8] zeigen, dass Solarthermie und Photovoltaik Bausteine der Energiewende sind, - nicht nur energetisch sondern auch wirtschaftlich.
- In Forschungsprojekten wurden bisher nur theoretische Anlagenkonzepte untersucht. Für eine praxistaugliche Bewertung müssen zusätzlich am Markt befindliche Systeme betrachtet und die den Systemsimulationen zu Grunde liegenden Parameter durch messtechnische Untersuchungen plausibilisiert werden.

Neben technologischen und planerischen Fragestellungen wird eine Verbreitung von solarbasierten Versorgungskonzepten mit einer hohen Eigenverbrauchsrate (ein hoher Anteil der Vor-Ort produzierten Energie soll im Gebäude selber verbraucht werden) insbesondere für Mehrfamilienhäuser durch nicht vorhandene oder nur unzureichend ausgearbeitete Geschäftsmodelle gehemmt. Für die Nutzung von PV-Strom im Mehrfamilienhaus existieren derzeit keine einfachen Modelle, die Mieter an einer Eigenstromnutzung finanziell zu beteiligen. Hier gibt es neben den technischen Herausforderungen vor allem rechtliche Barrieren und Hemmnisse.

Mit dem Projekt SolSys soll der Markt für solar basierte Versorgungskonzepte für Wohngebäude einen deutlichen Anschlag erhalten. Betrachtet werden dabei die Spezifika von Ein- und Mehrfamilienhäusern. Mehrfamilienhäuser sind für eine breite und damit effektvolle Umsetzung von solaren Versorgungskonzepten besonders interessant. Die zu erarbeitenden Konzepte sollen zukunftstauglich sein und aufeinander abgestimmte sowie einfach zu implementierende Paketlösungen darstellen.

2.2 Aufbau und Methodik des Forschungsvorhabens

Das F+E-Vorhaben gliedert sich in sechs Arbeitspakete (Abbildung 2-1), die gemeinsam oder aufgeteilt auf die Projektpartner bearbeitet werden (Abbildung 2-2). In das Projekt wird in Zusammenarbeit zwischen dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) und dem Institut für Gebäude- und Solartechnik (IGS) der TU Braunschweig als Unterauftragnehmer das Büro Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (SWT) Stuttgart involviert.

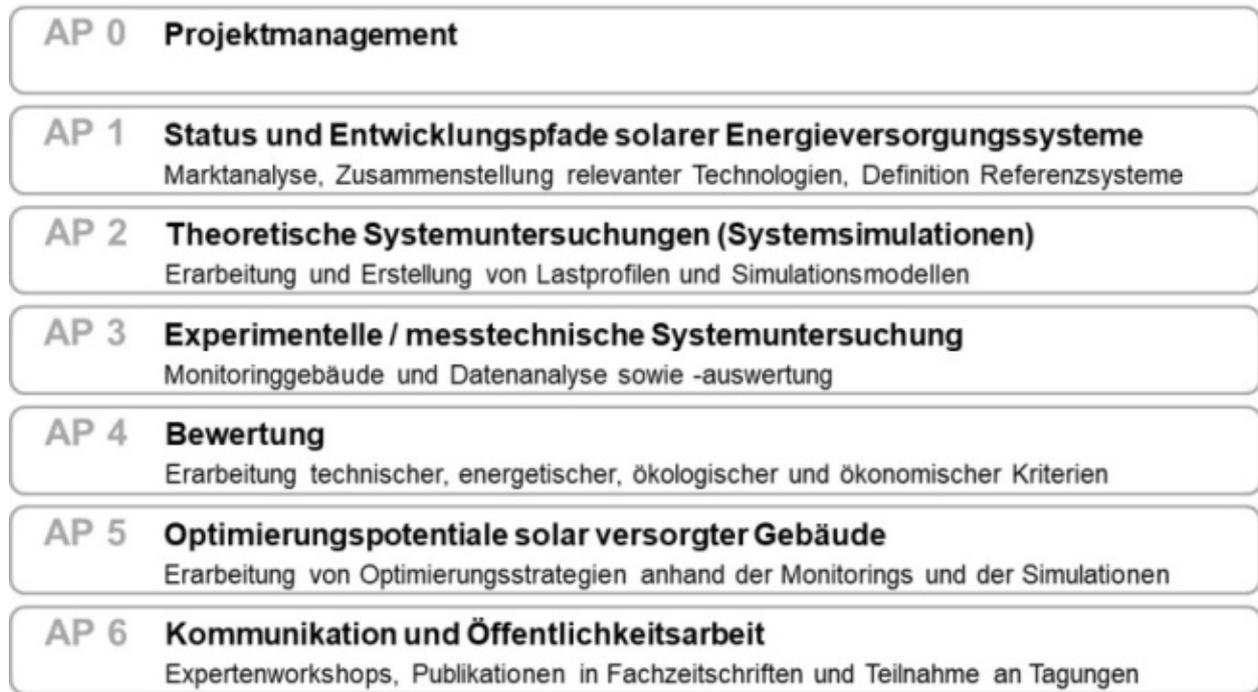


Abbildung 2-1: Arbeitspakete

	ISE	IGS	SWT
Arbeitspakete / Aufwand	Beschreibung Teilaufgaben und Zuständigkeiten		
AP 0 Projektmanagement (ISE)	x		
AP 1 Status und Entwicklungspfade für solare Energieversorgungssysteme			
AP 1.1 bis AP 1.4	Konzeptrecherche zu		
	Regelung	Technologien/ Versorgungskonzepte Strom	Technologien/ Versorgungskonzepte Wärme
AP 1.5 Aktuelle Umsetzungspfade und Hemmnisse für zukünftig relevante Technologien		x	
AP 1.6 Definition Referenzsysteme	x	x	x
AP 2 Theoretische Systemuntersuchung	jeder PP für die jeweils betreuten Gebäude		
AP 3 Experimentelle / messtechnische Systemuntersuchung	- jeder PP für die jeweils betreuten Gebäude - ISE erstellt und leitet die Web Präsentation		
AP 4 Bewertung			
AP 4.1 Erarbeitung technisch-energetischer Bewertungskriterien		x	
AP 4.2 Erarbeitung wirtschaftlicher Bewertungskriterien	x		
AP 4.3 Erarbeitung ökologischer Bewertungskriterien			x
AP 4.4 Erarbeitung soziologischer Bewertungskriterien		Unterauftrag durch IGS	
AP 4.5 Zusammenfassend, ganzheitliche Bewertung	- IGS und ISE reagieren auf Wechselwirkungen und lassen diese in finale Bewertungsmatrix mit einfließen - SWT finalisiert Bewertung der untersuchten Versorgungskonzepte		
AP 5 Optimierungspotenziale solare versorgter Gebäude			
AP 5.1 bis AP 5.5 Analyse und Optimierung	jeder PP für die jeweils betreuten Gebäude		
AP 5.6 Entwicklung Geschäftsmodelle		x	
AP 6 Kommunikation / Öffentlichkeitsarbeit			
AP 6.1 Expertenworkshops (2 Stück)	x		
AP 6.2 Veröffentlichungen Fachzeitschriften	x	x	x
AP 6.3 Bereitstellung Basisinfos in Wikipedia	x (maßgeblicher Bearbeiter)	x	x
AP 6.4 Teilnahme Tagungen	x	x	x
AP 6.5 Planungsleitfaden solare Gebäude	x (maßgeblicher Bearbeiter)	x	x

Abbildung 2-2: Arbeitsplan der Projektpartner

2.2.1 AP 1: Status und Entwicklungspfade für solare Energieversorgungssysteme

Im Arbeitspaket 1 wird der Status von solaren Energieversorgungssystemen systematisch erfasst. Weiterhin werden Technologieoptionen dargestellt, die sich in der Entwicklung oder aktuell in der Umsetzung befinden. Die Grundlage für das gesamte Projekt stellt eine breite Erhebung von Daten dar. Dabei werden Daten über hydraulische, elektrische und regelungstechnische Konzepte erhoben, die aktuell am Markt angeboten werden oder sich noch in der Entwicklung befinden. Die erfassten Daten werden analysiert, systematisiert und in eine Technologiematrix überführt.

Neben der Erstellung von Technologiematrixen wird auf folgende Punkte eingegangen:

- Status Planungsmethoden und Umsetzungspfade
Aufbauend auf den erarbeiteten Versorgungskonzepten werden die für deren Umsetzung angewendeten Planungsmethoden zusammenfassend systematisch dargestellt. Hierzu wird der Planungsprozess mit allen beteiligten Instanzen und den einzusetzenden Methoden/Berechnungsvorschriften mittels eines Ablaufdiagrammes dargestellt. Schwerpunktmäßig werden die Interaktionen unterschiedlicher Gewerke in der Planungs- und Umsetzungsphase herausgearbeitet, nicht eindeutig abgebildete Passagen verdeutlicht und fehlende Schnittstellen aufgezeigt.
- Motivationen und Hemmnisse für zukünftig relevante Technologien
Es werden aktuelle und insbesondere in Zukunft zu erwartende Motivationen und Hemmnisse herausgearbeitet.
- Definition Referenzsysteme
Die für die Simulationsstudien benötigten Referenzsysteme werden unter Einbindung von in der Wissenschaft aktuell allgemein anerkannten Referenzsystemen und deren Parameterräumen umgesetzt und diskutiert. Aus den Betrachtungen werden finale Referenzsysteme für die Simulationsstudien definiert.

2.2.2 AP 2: Theoretische Systemuntersuchung

Im Rahmen der Simulationsstudien werden im ersten Schritt die messtechnisch untersuchten Gebäude mit ihren Versorgungskonzepten abgebildet. Die Gebäudemodelle werden mit allen erforderlichen bauphysikalischen Randbedingungen und Einzelheiten in TRNSYS 17 erstellt. Die Simulationsmodelle werden an Hand von aufbereiteten Messdaten kalibriert.

Im Rahmen jeder Modellerstellung erfolgt:

- die Modellierung des Gebäudes:
Neben dem thermischen Verhalten der unterschiedlichen Gebäudemassen werden auch passive solare Gewinne in das Modell integriert.
- die Modellierung des Nutzerverhaltens:
Zur Berücksichtigung des Stromverbrauches und des Bedarfs an erwärmtem Trinkwasser werden Stromlast- und Trinkwarmwasserprofile definiert und in die Simulationen implementiert.
- die Modellierung der thermischen Systeme:
die Konzepte zur Wärmeversorgung, inkl. Systeme zur Wärmeerzeugung, -speicherung, -verteilung und -übergabe im Gebäude werden abgebildet.

- die Modellierung der elektrischen Systeme:
die elektrischen Systeme berücksichtigen alle Komponenten zur Versorgung (PV-Module, Wechselrichter und Batteriesystem) sowie Verbraucher, in denen Elektrizität verbraucht und/oder gespeichert wird.
- die Modellierung des versorgungstechnischen Gesamtsystems:
Unter Berücksichtigung der regelungstechnischen Algorithmen der messtechnisch untersuchten Gebäude werden die versorgungstechnischen Komponenten für Wärme und Strom zusammengeführt.

Mit den Simulationsmodellen werden umfangreiche Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Dabei werden die für die folgenden Arbeiten relevanten, kritischen Parameter identifiziert.

Kernpunkt dieses Arbeitspaketes sind Parameterstudien mit zuvor definierten Energie- und Versorgungskonzepten.

2.2.3 AP 3: Experimentelle / messtechnische Systemuntersuchung

Die messtechnische Untersuchung stellt die Grundlage für die Analyse der im Projekt adressierten Versorgungskonzepte dar. Es werden sechs Wohngebäude (vier Ein- und zwei Mehrfamilienhäuser) einem intensiven Monitoring der hydraulischen und elektrischen Energieströme unterzogen. Im Zuge des Monitorings wird eine Evaluierung und energetische Optimierung umgesetzter Konzepte vorgenommen. U. a. zählen dazu die Ableitung von praxistauglichen Informationen über solare Versorgungskonzepte bezüglich Planung, Umsetzung und Betrieb sowie die Bestimmung der Leistungsfähigkeit der einzelnen Komponenten und regenerative Deckungsanteile der Gesamtsysteme

Im Rahmen des Forschungsprojektes wird eine Projektpräsentation mit den messtechnisch untersuchten Objekten für das Internet erstellt

2.2.4 AP 4: Bewertung

Die im Projekt untersuchten Versorgungskonzepte lassen sich mit den aktuell gängigen Methoden nicht oder nur unzureichend bewerten. Derzeit zur Verfügung stehende Methoden werden kritisch beleuchtet. Adäquate Kriterien und Kennzahlen für eine umfassende Betrachtung hinsichtlich des Einsatzes von Strom und Wärme werden für folgende Schwerpunkte erarbeitet:

- technisch-energetische Konzeptansätze
- wirtschaftliche Bedingungen (unterschiedliche wirtschaftliche Szenarien mit ihren Randbedingungen für die Phasen der Investition und des Betriebs der Anlagen)
- ökologische Aspekte (u. a. gesamter Lebenszyklus)
- soziologische Gesichtspunkte (Akzeptanzverhalten der Nutzer, Akzeptanzindikatoren)

Die erstellten Bewertungsgrößen werden zusammengeführt. Auftretende Wechselwirkungen werden analysiert und durch ganzheitliche Bewertungskriterien zum Ausdruck gebracht. Die Bewertungsgrößen werden auf die messtechnisch untersuchten Anlagen sowie die Simulationsergebnisse zu den Versorgungskonzepten angewendet.

2.2.5 AP 5: Optimierungspotentiale solar versorgter Gebäude

Basierend auf den im Verlauf des Projektes gesammelten Erfahrungen zu den Themen Planung, Umsetzung und Betrieb der messtechnisch untersuchten Anlagen werden realistische und zeitnah umzusetzende Optimierungsempfehlungen entwickelt. Es handelt sich dabei um generelle Empfehlungen, die über allgemeine Aussagen zu den einzelnen messtechnisch untersuchten Objekten hinausgehen. Aus den Erkenntnissen werden technische Möglichkeiten und Potentiale für einen wirtschaftlichen Erfolg herausgearbeitet.

Aus den Messdaten der Monitoringgebäude und den simulierten Versorgungskonzepten der Referenzsysteme werden charakteristische Betriebsmuster abgeleitet und klassifiziert. Weiterhin werden sog. „Bottlenecks“ in den untersuchten Versorgungskonzepten herausgearbeitet. Insbesondere wird auf hydraulische Verschaltungen der Komponenten, deren Dimensionierung sowie die der Anlage hinterlegten regelungstechnischen Algorithmen eingegangen.

Entwicklung von Geschäftsmodellen

Ein großes Hindernis für die Verbreitung von solaren Energieversorgungskonzepten stellen insbesondere bei Mehrfamilienwohngebäuden fehlende Geschäftsmodelle dar. Für Investoren und auch Betreiber ist es im Geschosswohnungsbau in der Regel nicht wirtschaftlich, auf einen hohen Anteil solarer Versorgung zu setzen. In den hier vorgestellten Untersuchungen werden auch Optionen für förderpolitische Maßnahmen diskutiert.

2.2.6 AP 6: Kommunikation / Öffentlichkeitsarbeit

Die grundlegenden Informationen in Bezug auf das Projekt SolSys und die im Rahmen des Projektes untersuchten solarbasierten Versorgungssysteme werden in Wikipedia auf deren Sachlichkeit überprüft, ggf. überarbeitet und mit Referenzen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, aufbereitet. Weiterhin werden neue Artikel eingestellt und abgeschlossene Forschungsvorhaben in den Referenzen berücksichtigt.

Neben der Wikipedia-Aufbereitung werden die Projektergebnisse mittels eines Planungsleitfaden in einfacher und komprimierter Form einem fachlich versierten Publikum zugänglich gemacht. Die Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt werden zur Unterstützung der Auswahl von geeigneten Versorgungskonzepten sowie deren Dimensionierung in branchentypische Auslegungshilfen überführt.

3 Status und Entwicklungspfade solarer Energieversorgungssysteme

Der Markt bezüglich versorgungstechnischer Systeme für Gebäude ist aktuell im Umbruch. Regenerative Energiequellen spielen zunehmend eine tragende Rolle in den angebotenen Versorgungskonzepten. Damit ergeben sich Systeme mit einem hohen Integrationsanteil für die unterschiedlichen Energieerzeuger. Die marktverfügbaren Systeme erreichen damit aber auch einen immer höheren Komplexitätsgrad. Die wissenschaftlichen Arbeiten der letzten Jahre haben einen wesentlichen Beitrag geleistet, diese Entwicklung hin zu einer großen Systemvielfalt anzustoßen.

Zur direkten Nutzung der Sonnenenergie kommen derzeit Techniken und Produkte zum Einsatz, die einerseits auf dem photo-elektrischen Effekt oder andererseits auf dem photo-thermischen Effekt basieren. Im ersten Konversationsschritt werden zum einen solarthermische Kollektoren eingesetzt, um Wärme zu gewinnen, und zum anderen Photovoltaik-Module zur Erzeugung von elektrischem Strom. Beide Technologien bedienen derzeit jeweils ein abgeschlossenes Segment in der Gebäudeenergieversorgung. Eine Ausnahme stellen Kombinationen aus beiden Systemen in Form von PV-T Kollektoren dar. Darüber hinaus kann Strom durch den Einsatz von Wärmepumpen oder Heizstäben auch für Wärmeanwendungen nutzbar gemacht werden. Im nachfolgenden Abschnitt werden die allgemeine Marktsituation, die aktuellen Forschungsaktivitäten, und der Stand der Technik dargestellt.

Wärmeerzeugung in Wohngebäuden

Die Wärmeerzeugung / -bereitstellung für Wohngebäude kann in die Energieträger Gas, Öl, Fernwärme, Wärmepumpe, Holz/Pellets und Strom sowie andere (Solarthermie, etc.) unterteilt werden. Die Anteile der unterschiedlichen Energieträger an der Wärmebereitstellung haben sich in den letzten Jahren dahingehend geändert, dass das Öl größtenteils verdrängt wurde und auch das Gas einen geringeren Anteil annimmt. Die Anteile wurden durch die Nutzung von Wärmepumpen übernommen. In den letzten 7-8 Jahren hat sich jedoch kaum eine Veränderung zu den erneuerbaren Energien herausgestellt. Die Anteile der Energieträger hat sich nur minimal verändert. (Abbildung 3-1)

Auch anhand der Entwicklung des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte in Deutschland in Abbildung 3-2 kann gezeigt werden, dass der Anteil der erneuerbaren Energien immer noch einen geringen Anteil an den Verbrauchswerten einnimmt. Die Deckung über Solarthermie oder einer Wärmepumpe geht in den Anteilen der Gaserzeugung unter oder wird nicht einmal separat erfasst.

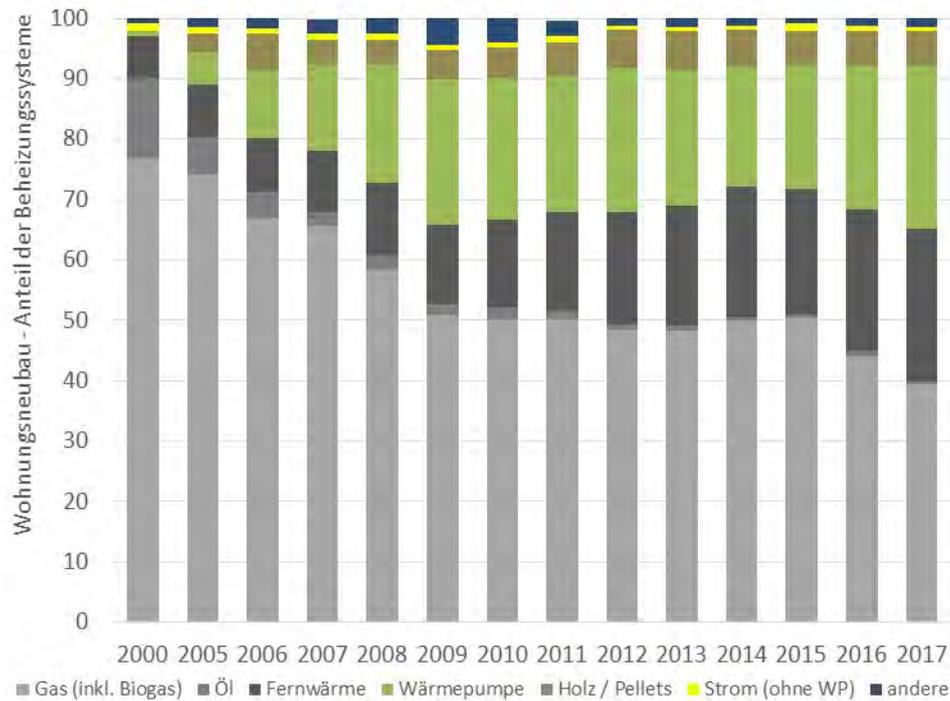
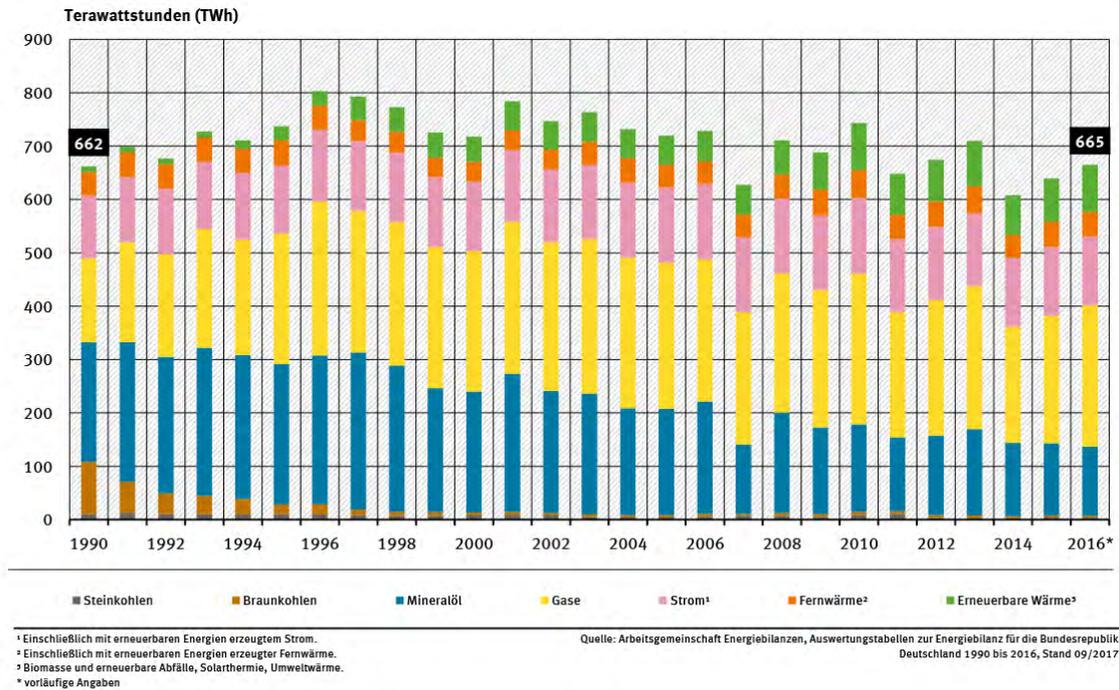


Abbildung 3-1: Heizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2017 [BDEW]



¹ Einschließlich mit erneuerbaren Energien erzeugtem Strom.
 ² Einschließlich mit erneuerbaren Energien erzeugter Fernwärme.
 ³ Biomasse und erneuerbare Abfälle, Solarthermie, Umweltwärme.
 * vorläufige Angaben
 Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2016, Stand 09/2017

Abbildung 3-2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2016 [UBA]

Im Laufe der letzten Jahrzehnte entwickelte sich die Solarwärme von einer energetischen Randerscheinung zu einer zuverlässigen Technik zur Trinkwassererwärmung und Gebäudeheizung. Wurden die ersten thermischen Solaranlagen fast ausschließlich zur Unterstützung bei der Erwärmung von Trinkwasser eingesetzt, konnten sich in den 2000er Jahren sogenannte Kombianlagen zur zusätzlichen Heizungsunterstützung immer weiter durchsetzen und erreichen mittlerweile einen

Marktanteil von über 50 % des Solarwärmemarkts. Dies ist einerseits auf die Weiterentwicklung und Einführung von Innovationen im Bereich der Einzelkomponenten wie Kombispeicher, Sonnenkollektoren, Sicherheitsgruppe und der Regelung zurückzuführen. So werden mittlerweile sehr gute Erträge in den Wintermonaten und eine hohe Betriebssicherheit auch in Zeiten von häufigen Stagnationsphasen erreicht. Andererseits wurden wichtige Schritte hin zu vorgefertigten Gesamtpaketen seitens der Hersteller gemacht, sodass eine einfachere und zuverlässigere Installation der Produkte im Vergleich zu den bisher üblichen einzeln zusammengestellten Anlagen ermöglicht wurde.

Kurz bis mittelfristig ist jedoch das Ziel weg von einem solar-unterstützten fossilen Heizsystem zu einem regenerativ unterstützten Solarheizsystem zu kommen. Hierzu wurden bezüglich der Versorgung von Gebäuden mit thermischer Energie große Fortschritte durch das Konzept des SolarAktivHauses erreicht.

Die Einteilung der sich am Markt für Solarthermie etablierten Systeme erfolgt dabei nach dem Verwendungszweck, Temperaturniveau und Anwendungsbereich. Unter Berücksichtigung, dass die solare Prozesswärmebereitstellung im Wohnbereich eine untergeordnete Rolle spielt, ergeben sich die nachfolgend aufgelisteten Felder für den Bereich der Solarthermie:

Mit dem Gebäudekonzept des SolarAktivHauses, auch Sonnenhaus oder Solarhaus 50+ genannt, soll der Ausbau der solaren Wärmeversorgung weiter vorangetrieben werden. Angestrebt wird dabei, nicht nur die Verbreitung von Solarthermie im Allgemeinen, sondern insbesondere auch Konzepte mit hohen solarthermischen Deckungsanteilen zu realisieren. Fokus ist eine Entwicklung im Gebäudebereich mit dem Ziel hin zu einer vollständig solaren Wärmeversorgung. 50+ steht für Gebäude, die deutlich mehr als 50 % ihres Wärmebedarfs durch Solarenergie decken. Am Markt werden derzeit diese Systeme für den Ein- und Mehrfamilienhausbereich angeboten. Dieses System kann ebenfalls in den Bestand integriert werden, wobei architektonische Eingriffe und eine deutliche Verbesserung der Gebäudehülle berücksichtigt werden müssen.

Im Bereich der photovoltaischen Energiegewinnung wurden in den letzten Jahren signifikante Fortschritte in Bezug auf Kostenreduktion der Photovoltaikmodule, Vereinheitlichung der Steckverbindungen und Steigerung der Effizienz erzielt. Somit konnte im Jahr 2013 die Netzparität im Haushaltsbereich erreicht werden. Aufgrund dieser Entwicklungen und der geänderten Förderpolitik gewann die Nutzung der elektrischen Energie zur Deckung des Wärmebedarfs immer mehr an Bedeutung. Eine Form davon ist die Nutzung der elektrischen Energie als Antriebsenergie für eine Wärmepumpe. Darüber hinaus sind jedoch die Probleme der solar-elektrischen Energiegewinnung in Bezug auf Speicherung nach wie vor ungelöst und nur in Ansätzen vorhanden.

Derzeit sind die Märkte für elektrische und thermische Energie im Begriff immer weiter zusammenzuwachsen, als Beispiel seien hierzu die vermehrte Nutzung und verstärkte Förderung von kombinierten Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung genannt. Es ist zu erwarten, dass sich dieser Trend nicht nur fortsetzen, sondern sich zukünftig weiter verstärken wird. Deshalb ist die logische Konsequenz, dass sich dieses Zusammenwachsen der beiden Energieformen auch auf der Verbraucherseite etablieren wird und kombinierte Lösungen zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs immer wichtiger werden.

Grundlage der zu erstellenden Technologiematrix bildet eine Datenerhebung und Recherche zu den folgenden Schwerpunkten:

- aktuell am Markt vertretene und etablierte Produkte
- potentielle „Massenprodukte“
- in der Entwicklung / Forschung befindliche Produkte
- zukünftig relevante Produkte

Die im Folgenden zusammengetragenen Angaben und Informationen beruhen u.a. auf die Abgaben und Informationen von repräsentativen Herstellern und Anbietern und weiteren in der Literatur

vorzufindenden Studien. Die Recherche dient als repräsentativer Überblick und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Wesentliche Kennwerte der einzelnen Komponenten und Systeme werden analysiert und systematisiert sowie in einer tabellarischen Technologiematrix zusammengestellt.

Im Anhang A bis C sind die Ergebnisse der Recherche zusammenfassend für die einzelnen Komponenten dargestellt. Die Bearbeitung umfasst die spezifischen Kenngrößen, Kosten und Anwendungsmöglichkeiten.

3.1 Technologieübersicht – Strom

Im Hinblick auf die energetischen Ziele Deutschlands und Europas bieten sich Photovoltaikanlagen aber auch die Nutzung anderer regenerativer Energien als Möglichkeiten zur Mitgestaltung der Energiewende und Verringerung der Abhängigkeit von nicht regenerativen Energieträgern an.

Eine Marktrecherche zur Erzeugung, Speicherung und Verteilung sowie Bereitstellung von elektrischer Energie aus Photovoltaik bildet die Grundlage zur Ableitung diesbezüglicher energetischer Kennwerte und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen. Die Kennwerte und Rahmenbedingungen ermöglichen eine Bewertung der betreffenden Systeme und Komponenten. (siehe Anhang A)

Im Einzelnen werden Daten für

- Photovoltaik(module),
- Wechselrichter und/oder Laderegler und
- Batteriespeicher

zusammengestellt.

Tabelle 3-1: Technologiemarkt der elektrischer Systemkomponenten / Teil 1

Technik-Komponente	Kurzbeschreibung	Effizienz / technische Kenngröße	Durchschnittliche spez. Investitionskosten ohne MwSt. (netto)
Alle Angaben in der Matrix entsprechen dem Durchschnitt der Marktrecherche der für den aktuellen Markt vorhandenen Komponenten.			
Photovoltaikmodule			
Photovoltaik (kristallin)	Siliziumzellen	$\eta \approx 15 - 22 \%$	500 - 600 €/kW _p
Photovoltaik (amorph)	Siliziumzellen (auch bezeichnet als Dünnschichtmodule)	$\eta \approx 5 - 9 \%$	350 €/kW _p
Photovoltaik (CIS)	Kupfer-Indium (CIS), Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) und Cadmium-Tellurid (CdTe) (auch bezeichnet als Dünnschichtmodule)	$\eta \approx 13 - 15 \%$	600 €/kW _p
Photovoltaik (organisch)	Biologisch gezüchtete Zelle auf flexiblem Trägermaterial	$\eta \approx 3 - 8 \%$	-
Photovoltaik (PERC-Zellen)	Siliziumzellen, Erhöhung des Wirkungsgrades durch neuartige Kontaktierungs- und Fertigungstechnik	$\eta \approx 22 \%$	-
Sondermodule / Kombi-Module			
PVT-Kollektor	Kombinationskollektor aus Solarthermie und Photovoltaik; erzeugt sowohl Wärme als auch Strom	η thermisch $\approx 65 \%$ η elektrisch $\approx 17 \%$	500 - 600 €/m ²
Wechselrichter			
<i>String-</i>	Wechselrichter werden zwischen den Photovoltaikmodulen und den/die elektrischen Verbraucher oder das angeschlossene Stromnetz installiert. Wechselrichter wandelt den von den Photovoltaikmodulen erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom, um ihn für entsprechende elektrische Verbraucher im Haushalt oder zur Einspeisung in das öffentliche Stromnetz anzupassen.	η bis zu 98,5 %	60 - 500 €/kW _p
<i>Zentral-</i>			50 - 200 €/kW _p
<i>Modul-</i>			200 - 900 €/kW _p
Speicher-System			
Pb/Säure-Akkumulator	Akkumulator mit Blei als Elektrode und Schwefelsäure als Elektrolyt	$\eta \approx 70 - 80 \%$	150 - 1.500 €/kWh _{nutz} Mittel ~ 800 €/kWh _{nutz}
Li-Ion-Akkumulator	alle Phasen des Akkumulators bestehen aus Lithium-Verbindungen	$\eta \approx 90 - 95 \%$	500 - 6.000 €/kWh _{nutz} Mittel ~ 1.800 €/kWh _{nutz}
Redox-Flow- Akkumulator	Speicherung in flüssigen Elektrolyten	$\eta \approx 65 - 90 \%$	k. A.
NaS-Akkumulator	festes Elektrolyt und flüssige Elektrode. Betriebstemperaturen bis 350 °C	$\eta \approx 80 \%$	k. A.

Tabelle 3-2 Technologiemarkt der elektrischer Systemkomponenten / Teil 2

Technik-Komponente	Schnittstellen - Planer / Architekt - Gewerke - Ausführendes Gewerbe	Anmerkungen	Betrieb und Nutzung
Alle Angaben in der Matrix entsprechen dem Durchschnitt der Marktrecherche der für den aktuellen Markt vorhandenen Komponenten.			Wartung- und Instandhaltung, Betriebs-/ Nutzungsdauer
Photovoltaikmodule			
Photovoltaik (kristallin)	Architekt, TGA-Planer, Dachdecker, Elektrotechniker, Landschaftsgärtner (bei Freiflächenanlagen)	fertig installierte Photovoltaikanlagen ca. 1.200 €/kW _p (netto) Durchschnittsmodulpreis 450 €/kW _p	jährlichen Betriebskosten (Versicherung, Wartung, Instandhaltung, Reparatur, ...) 1% der Investitionskosten Lebensdauer 20 - 30 Jahre
Photovoltaik (amorph)			
Photovoltaik (Si)			
Photovoltaik (organisch)			kurze Lebensdauer
Photovoltaik (PERC-Zellen)			k.A., bisher in der Forschungsphase
Sondermodule / Kombi-Module			
PVT-Kollektor	Dachdecker, Elektrotechniker, Heizunginstallateur	am Markt zurzeit eine untergeordnete Rolle	
Wechselrichter			
String-	PV-Installateur, Elektrotechniker	Dimensionierung beachten: Berechnung nach erwartetem Ertrag statt nach Peak-Leistung	Lebensdauer 10 - 15 Jahre
Zentral-			
Modul-			
Speicher-System			
Pb/Säure-Akkumulator	Elektrotechniker, TGA-Planer (Lüftung-Elektro)	teilweise externer Batterie-Wechselrichter notwendig	Lebensdauer 5 - 15 Jahre
Li-Ion-Akkumulator			Lebensdauer 5 - 20 Jahre
Redox-Flow-Akkumulator			Lebensdauer 10 - 20 Jahre
NaS-Akkumulator		hohe Betriebstemperaturen beachten, Abwärme u. Brandgefahr	Lebensdauer 15 - 20 Jahre

3.2 Technologieübersicht – Wärme

In diesem Kapitel sind die Ergebnisse der durchgeführten Marktrecherche zu Technologien und Produkten zur Erzeugung und Nutzung von Wärme in Gebäuden dargestellt. Auch hier wurden wirtschaftlich Daten, teilweise leistungsbezogen, sowie Lebensdauern und Effizienzkennwerte aufgenommen. Es wurde die folgende Unterteilung der recherchierten Technologien vorgenommen:

- Solarthermie
- Thermische Speicher
- Wärmepumpen
- Biogene Wärmequellen
- Fossile Wärmequellen
- BHKW

Die einzelnen Technologien sind im Anhang B näher beschrieben, eine übersichtliche Darstellung erfolgt in der Technologiematrix auf den folgenden Seiten.

Tabelle 3-3: Technologiematrix der thermischen Systemkomponenten / Teil 1

Technik-Komponente	Kurzbeschreibung	Effizienz / technische Kenngröße	Durchschnittliche spezifische Kosten ohne. USt. (netto)
¹⁾ bezogen auf $\Delta T = 50 \text{ K}$ ²⁾ perspektivischer Preis			
Solarthermie			
Flachkollektor (FK)		$\eta \approx 80 - 85 \%$	240 €/kW _p
Vakuumröhrenkollektor (VRK)		$\eta \approx 69 \%$	604 €/m ²
Zweifach verglaster Flachkollektor		$\eta \approx 78 \%$	360 €/kW
Vakuumflachkollektor (VFK)		$\eta \approx 76 \%$	600 €/kW _p ²⁾
Sondermodule / Kombi-Module			
PVT-Kollektor	Kombinationskollektor aus Solarthermie und Photovoltaik. Erzeugt sowohl Wärme als auch Strom	η thermisch $\approx 65 \%$	709 €/m ²
		η elektrisch $\approx 17 \%$	4.200 €/kW _p
Speicher			
Warmwasserspeicher (fühlbare Wärme)	Konventionelle Warmwasserspeicher	$C_{\text{therm}} = 60 \text{ kWh/m}^3$ ¹⁾	200 - 400 €/100L
Phasenwechselspeicher (latente Wärme)	Als Eisspeicher kommerziell erhältlich	$C_{\text{therm}} = 100 - 150 \text{ kWh/m}^3$	400 - 800 €/m ³
Thermochemische Speicher (Sorption)	vergleichsweise hohe Speicherdichte (Faktor 4 ggü. Wasser)	$C_{\text{therm}} = 200 - 250 \text{ kWh/m}^3$	nicht marktverfügbar
Wärmepumpe			
Luft-Wasser	WP mit Wärmequelle Luft	COP = 1,5 - 3	1470-800 €/kW _{th}
Sole-Wasser	WP mit Wärmequelle Erdreich, Eisspeicher, ST, etc.	COP = 2,5 - 5	1740-1030 €/kW _{th}
Biogene Wärmequellen			
Pelletkessel		η thermisch $\approx 92 \%$	712 €/kW _{th}
Hackschnitzelkessel			290-680 €/kW _{th}
Scheitholzessel		η thermisch $\approx 87 \%$	460
Fossile Wärmequellen			
Gastherme	Als Brennwertgerät	η thermisch $\approx 98 \%$	170-320 €/kW _{th}
Ölkessel	Als Brennwertgerät	η thermisch $\approx 97 \%$	100-150 €/kW _{th}
BHKW			
Motor-BHKW	zwischen 50 kW und 500 kW	η thermisch $\approx 57 \%$ η elektrisch $\approx 34 \%$	1300-2750 €/kW _{el}
Brennstoffzellen-BHKW	zwischen 1,5 kW und 5 kW	η gesamt $\approx 96 \%$	6000-16600

Tabelle 3-4: Technologiematrix der thermischen Systemkomponenten / Teil 2

Technik-Komponente	Schnittstellen - Planer / Architekt - Gewerke - Ausführendes Gewerbe	Bemerkungen	Betrieb und Nutzung
			Wartung- und Instandhaltung, Betriebs- und Nutzungsdauer
Solarthermie			
Flachkollektor (FK)	Dachdecker, Zimmermann, Heizungsinstallateur	Als Komplettpaket (Kollektor, Verrohrung, Dachbefestigung, Solarstation, Regelung, Wärmeträger, MAG, Speicher) 440 €/kWp	1.5 % des Invests p.a. 20 Jahre
Vakuumröhrenkollektor (VRK)		Ab einer Kollektorfläche von 20m ²	1.5 % des Invests p.a. 20 Jahre
Zweifach verglaster Flachkollektor		sehr geringer Marktanteil in Deutschland	1.5 % des Invests p.a. 20 Jahre
Vakuumflachkollektor (VFK)			1.5 % des Invests p.a. 20 Jahre
Sondermodule / Kombi-Module			
PVT-Kollektor	Dachdecker, Zimmermann, Heizungsinstallateur, Elektriker		2.5 % des Invests p.a. 20 Jahre
Speicher			
Warmwasserspeicher (fühlbare Wärme)	Heizungsinstallateur		20 Jahre, große gebäudeintegrierte Speicher: 50 Jahre
Phasenwechselspeicher (latente Wärme)			20 Jahre
Thermochemische Speicher (Sorption)			k.A.
Wärmepumpe			
Luft-Wasser	Heizungsinstallateur, Elektriker	starke Leistungsabhängigkeit	15 Jahre
Sole-Wasser		starke Leistungsabhängigkeit	15 Jahre
Biogene Wärmequellen			
Pelletkessel	Heizungsinstallateur	nur ein Hersteller mit einem Produkt als Brennwertgerät am Markt	20 Jahre
Hackschnitzelkessel			20 Jahre
Scheitholzessel			20 Jahre
Fossile Wärmequellen			
Gastherme	Heizungsinstallateur	sehr hoher Marktanteil in Deutschland , oft auch als Ergänzung zu ST	20 Jahre
Ölkessel			20 Jahre
BHKW			
Motor-BHKW	Heizungsinstallateur, Elektriker	geringer Marktanteil in Deutschland	
Brennstoffzellen-BHKW		sehr geringer Marktanteil in Deutschland	

3.3 Technologieübersicht – Regelung

Regelungstechnische Verfahren lassen sich in zwei grundlegende Konzepte unterscheiden. Die adaptiven Konzepte stellen dabei Methoden bereit, mit denen eine automatisierte Optimierung der angewendeten regelungstechnischen Verfahren erfolgt. Das Optimum kann dabei durch eine Vielzahl an Kenngrößen definiert werden. Nicht-adaptive Konzepte werden in ihrer Logik und Parametrisierung einmal aufgesetzt und dann generell nicht mehr verändert. Im Laufe der Inbetriebnahme-phase sollte für diesen Fall jedoch noch eine händisch ausgeführte Optimierung durch den Betreiber oder Installateur erfolgen.

Bei den adaptiven Konzepten wird die Parametrierung und ggf. auch die Struktur der regelungstechnischen Verfahren verändert. Voraussetzung ist es, eine Zielfunktion zu definieren, mit der die zu bewertenden Parameter automatisiert erfasst werden und die Zielgröße gebildet werden kann. Adaptive Konzepte können sich damit auf die individuellen Betriebsbedingungen, die sich für eine gleich dimensionierte und konfigurierte Anlagen unter unterschiedlichen Randbedingungen wie Standort, Nutzungsverhalten etc. ergeben einstellen. Des Weiteren können diese Konzepte flexibel auf sich ändernde Randbedingungen im Laufe des Betriebes reagieren. Hierzu gehören Änderungen die gleichen Randbedingungen in den Lastgängen oder auch eine Änderung der Leistungscharakteristik durch einen Drift bzw. durch Verschleiß von Anlagenkomponenten. Die adaptiven Konzepte können in prädiktive und selbstlernende Verfahren unterteilt werden

In der folgenden Abbildung sind die betrachteten regelungstechnischen Verfahren strukturiert dargestellt und werden im weiteren Verlauf näher dargestellt. Eine Zusammenfassung zu den betrachteten Komponenten findet sich im Anhang Teil C.

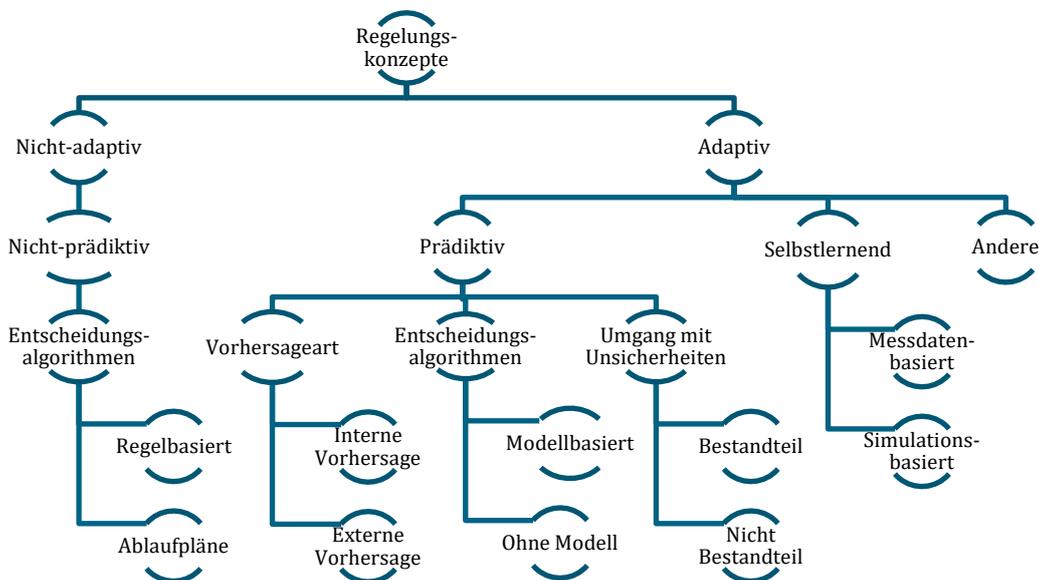


Abbildung 3-3: Strukturierung für Konzepte zur Regelung von Haustechnischen Anlagen

Aktuell werden im Markt vorwiegend nicht-adaptive Systeme, die auf Entscheidungsalgorithmen basieren angeboten. Dabei werden meist regelbasierte Verfahren mit z.B. zeitlich fixierten Ablaufplänen kombiniert. Jedes in einem Versorgungssystem integrierte Gerät hat dabei seinen eigenen Regler und ist damit sehr flexibel hinsichtlich der Einbindung in ein System. Dies ist aus Sicht der Hersteller wichtig, da damit gewährleistet werden kann, dass das angebotene Gerät auch in sehr vielen Gebäuden eingesetzt werden kann. Die Regler bestehen aus einem analogen Eingangsbereich, in dem die Sensoren für Temperatur, Druck, Volumenstrom, etc. angeschlossen werden. Die

Sensoren liefern dabei typischerweise ein analoges, proportionales Signal, welches der gemessenen Größe folgt. Der Regler ist in der Lage, dieses Signal zu interpretieren und in die Algorithmen einzubinden. Häufig wird der Regler dabei über Relais eingebunden, so dass Spannungsschwankungen auf der Seite der Anlage den Regler in seiner Funktion nicht beeinträchtigen können. Die Ausgabe des Reglers erfolgt ebenfalls über analoge Schnittstellen, über die z. B. ein potentialfreier Kontakt geschaltet werden kann. Mit diesen Verfahren kann z.B. die gemessene Vorlauftemperatur im Heizkreis mit der Temperatur der Außenluft über eine im Regler parametrisierte Heizkurve zur Sollwertbestimmung verrechnet, die Regelabweichung bestimmt und das Vorgehen für vom Regler versorgte Aktor bestimmt werden. Diese werden entweder direkt mit einer Versorgungsspannung angesteuert oder über ein vom Regler ausgegebenes analoges Steuersignal angesteuert. Damit wird dann z. B. eine Pumpe auch modulierend betrieben. Die Mehrzahl der Regler gibt mittlerweile keine Versorgungsspannung mehr aus, da die Ansteuerung von z. B. Hocheffizienzpumpen in deren Elektronikschaltung integriert ist und diese damit über einen eigenen Anschluss für Netzspannung verfügen. Für eine Parametrierung und zur Datenspeicherung sind die marktgängigen Produkte heute oft mit Schnittstellen versehen. Einige wenige Regler lassen sich über diese Schnittstellen auch kontinuierlich fernparametrieren, so dass ein wesentlicher Schritt hin zu einem Systemregler damit ermöglicht wird. Oft werden die Regler jedoch ausschließlich auf Komponentenebene betrieben und nicht miteinander vernetzt. Alle Abläufe, die für die bestimmungsgemäße Funktion eines Systems erforderlich sind, können auf Komponentenebene abgebildet werden.

Ein erster Schritt hin zu einem Systemregler erfolgt durch den Einsatz von Systemen zum Monitoring, die in der Lage sind, die Daten der einzelnen Komponentenregler zusammenzufassen und einheitlich zu strukturieren und auch zu visualisieren. Für diese Aufgabe ist es erforderlich, dass diese Systeme über eine Vielzahl an Schnittstellen verfügen über die Daten aus den Komponentenreglern eingelesen werden können. Hintergrund ist, dass es nicht einen standardisierten Kommunikationsstandard für die Datenausgabe von Komponentenreglern gibt. Eine übergeordnete Systemregelung verbindet verschiedene Systemregler z.B. auf Quartiersebene oder auch virtuell in einem Pool aus mehreren Anlagen. Hier ist insbesondere die strommarktorientierte Betriebsführung von Wärmepumpen zu nennen, die mit dem SmartGridReady Standard ausgeführt sind.

Eine Beschreibung der Produkte für die hier skizzierten Typen von Reglern werden im Anhang Teil C dargestellt.

3.4 Übersicht Anlagenkonzepte

Die derzeit am häufigsten im Markt vertretenen solaren Energiekonzepte können meist entweder zu den strombasierten oder den wärmebasierten Konzepten gezählt werden. Eine weitere Variante ist die Ergänzung einer fossilen Wärmeerzeugung basierend auf Erdgas mit einer solarthermischen Anlage zur Trinkwassererwärmung und einer kleinen Photovoltaikanlage für die anteilige Deckung des Haushaltsstrombedarfs. Auf der Nutzerseite wird in der Regel eine Flächenheizung verbaut, die Trinkwassererwärmung erfolgt entweder durch eine Frischwasserstation oder durch ein Tank-in-Tank-System.

Im Folgenden werden die am häufigsten umgesetzten Konzepte näher vorgestellt und erläutert. Hierzu werden in den schematischen Abbildungen die folgenden Symbole verwendet:

	Photovoltaikanlage		Elektrisches Managementsystem, Schnittstelle zum Stromnetz, interne Regelung
	Solarthermieanlage		Elektrischer Energiespeicher
	Umgebungsluft		Thermischer Energiespeicher
	Öffentliches Stromnetz		Trinkwasserbedarf
	Wärmepumpe		Raumheizung, ausgeführt als Flächenheizung
	Kaminofen mit Wassertasche		Haushaltstrombedarf
	(fossile) Zusatzheizung		
	(hier Gasbrennwertgerät)		

3.4.1 Strombasiertes Energieversorgungskonzept

Das strombasierte Energieversorgungskonzept beinhaltet eine Photovoltaikanlage und eine Wärmepumpe. Aus Kostengründen werden in der Regel Luft-Wasser-Wärmepumpen den effizienteren Varianten wie z. B. erdgekoppelten Systemen vorgezogen. Abbildung 3-4 zeigt die schematische Darstellung eines strombasierten Energieversorgungskonzepts.

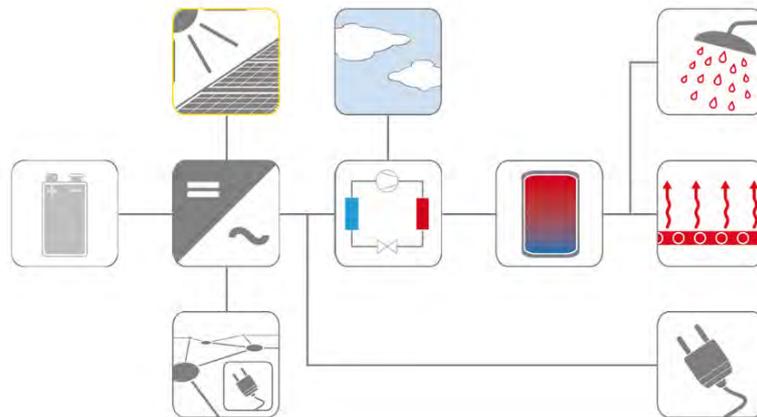


Abbildung 3-4: Schema für ein strombasiertes Energieversorgungskonzept mit optionalem elektrischem Energiespeicher

Mittlerweile wird dieses Konzept vermehrt mit einem elektrischen Energiespeicher ergänzt. Allerdings verhindern auch hierbei die hohen Kosten für einen solchen Speicher bisher noch dessen tiefere Marktdurchdringung. Um einen signifikanten Anteil der notwendigen elektrischen Energie zur Gebäudebeheizung und Trinkwassererwärmung mittels PV-Strom zu decken, sind sehr große PV-Anlagen notwendig. Diese können für ein EFH (MFH) typischerweise durchaus in der Größe von bis zu 80 m² (größer als 240 m²) bzw. 10 kW_p (größer als 30 kW_p) liegen. Wird dieses System mit ei-

nem elektrischen Energiespeicher ergänzt, ist eine weitere Erhöhung der Eigenstromnutzung möglich.

Besonderes Augenmerk ist bei strombasierten Konzepten auf die Regelung zu legen. Die PV-Anlage sollte zunächst den Strombedarf für den Haushalt decken. Zu Zeiten mit weiterem Stromangebot aus der PV-Anlage ist die Wärmepumpe zu betreiben (Power-2-Heat). Der verbleibende Strom kann dann noch in einem evtl. vorhandenen elektrischen Energiespeicher gespeichert werden. Sollte dieser bereits vollständig geladen sein, muss der Strom ins Netz eingespeist werden. Darüber hinaus sollte versucht werden, die Wärmepumpe ausschließlich mit dem PV-Strom zu betreiben.

3.4.2 Wärmebasiertes Energieversorgungskonzept

Das wärmebasierte Energieversorgungskonzept zielt auf einen möglichst hohen solarthermischen Anteil zur Deckung des Wärmebedarfs des Gebäudes ab. Hierzu werden z.B. für ein typisches EFH (MFH) sehr große Solarthermieanlagen mit bis zu 40 m² (über 100 m²) bzw. 28 kW_{th}, (über 70 kW_{th}) in Verbindung mit großen Warmwasserspeichern verbaut. Diese Warmwasserspeicher können bis zu 10 m³ Speichervolumen beinhalten. Ergänzt wird dieses System mit einer biogenen Zusatzheizung, meist ein im Wohnraum aufgestellter Kaminofen mit Wassertasche für Scheitholz oder Holzpellets. Zur Deckung des Haushaltstrombedarfs kommt eine deutlich kleinere PV-Anlage als beim strombasierten Energieversorgungskonzept zum Einsatz. Abbildung 3-5 zeigt eine schematische Darstellung eines solchen Konzepts.

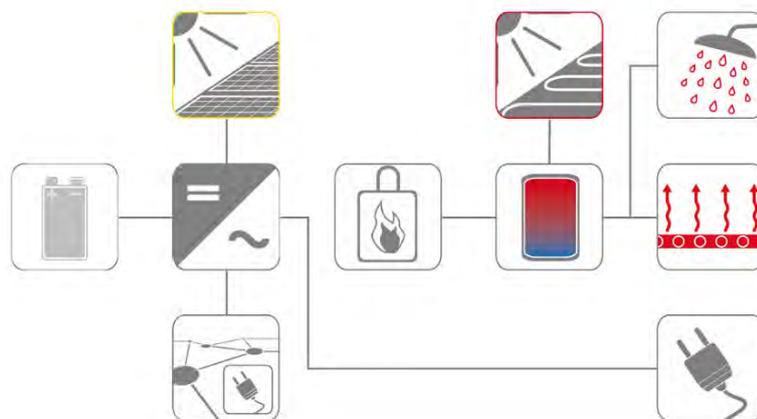


Abbildung 3-5: Schema für ein wärmebasiertes Energieversorgungskonzept mit optionalem elektrischem Energiespeicher

Auch ein wärmebasiertes Energieversorgungskonzept kann mit einem zusätzlichen elektrischen Energiespeicher ausgerüstet werden.

Zur Regelung eines wärmebasierten Energieversorgungssystems gibt es unterschiedliche Ansätze. Wichtig ist jedoch auch hier, dass die Wärme aus der thermischen Solaranlage immer Vorrang vor der aus anderen Energiequellen hat. Nur so ist einerseits ein effizienter Betrieb der Solaranlage und andererseits eine merkliche Erhöhung des solarthermischen Deckungsanteils möglich.

3.4.3 Auf fossilen Energieträgern basierendes, solares Energieversorgungskonzept

Das Energieversorgungskonzept entwickelte sich in den letzten Jahrzehnten aus den rein fossilen Energieversorgungskonzepten. Eine Erdgas- oder Ölheizung wurde bei einer Erneuerung mit einer solarthermischen Anlage zur Trinkwassererwärmung kombiniert. Das Gasgerät bzw. der Ölkessel wurde dann in der Regel als Brennwertgerät ausgeführt, was niedrigere Heizungs-vorlauftemperaturen notwendig machte. Die solarthermische Anlage zur Trinkwassererwärmung wurde nur zur Deckung des Wärmebedarfs in den Sommermonaten ausgelegt. So kann das fossile Heizgerät in dieser Zeit ausgeschaltet und fossile Energie eingespart werden. Typischerweise wird eine Regelung mit Komfortschaltung eingesetzt, bei der eine Mindest-Solltemperatur im Warmwasserspeicher vorgehalten werden soll. Bezogen jedoch auf den gesamten Wärmebedarf lag diese Einsparung nur bei etwa 10 %. Beim Betrieb einer solchen Anlage ist es wichtig, dass die Wärme der solarthermischen Anlage vorrangig behandelt und in den Speicher geladen wird. Dies erfordert, dass die fossile Heizung den Trinkwasserspeicher nicht vollständig belädt und auf der geforderten Temperatur von meist 60 °C hält. Die solarthermische Anlage könnte in diesem Fall nur sehr wenig Wärme noch in den Speicher einbringen. Ergänzt wurde dieses Konzept noch mit einer Photovoltaikanlage zur teilweisen Deckung des Haushaltsstrombedarfs. Abbildung 3-6 stellt beispielhaft ein solares Energieversorgungskonzept mit fossilen Energieträgern dar. Dieses kann ebenfalls mit einem elektrischen Energiespeicher zur Erhöhung des Eigenstromanteils am Haushaltsstrombedarf ergänzt werden.

Da bei diesem Konzept eine fossile Zusatzheizung eingesetzt wird, ist die Maximierung des solaren Deckungsanteils und damit eine gut abgestimmte und funktionierende Regelung besonders wichtig. Häufig wird jedoch in den umgesetzten Anlagen die Regelung nicht mit der notwendigen Sorgfalt implementiert und umgesetzt. Vielmehr steht der Komfortanspruch des Nutzers und damit die ständige Verfügbarkeit von ausreichend Wärme im Vordergrund. Eine solche Betriebsweise resultiert sowohl in einem überhöhten Primärenergiebedarf wie auch in einem erhöhten globalen Erwärmungspotenzial.

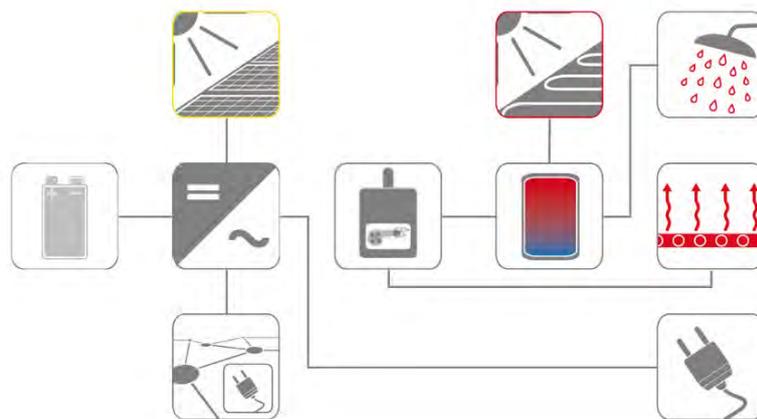


Abbildung 3-6: Schema für ein auf fossilen Energieträgern basierendes, solares Energieversorgungskonzept, optional auch mit elektrischem Energiespeicher möglich

3.5 Planungsmethoden

Im Zuge des Arbeitspaketes sollen schwerpunktmäßig die Interaktionen der verschiedenen Planungsprozesse und -abläufe bei der Umsetzung von solarenergetisch versorgten Ein- und Mehrfamilienhäusern herausgearbeitet, Arbeitsschritte verdeutlicht und erforderliche Schnittstellen aufgezeigt werden.

3.5.1 Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI)

Die gesamten Planungsleistungen sowie der -prozess eines Ein- oder Mehrfamilienhauses, von der Idee über den Entwurf zur Detailplanung und von der Auftragsausschreibung über die Vergabe bis zur Objektüberwachung und -betreuung, werden an Hand der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI) [43] festgelegt bzw. vorgegeben. In der HOAI sind neun Leistungsphasen definiert, die in Abbildung 3-7 aufgeführt und im Anschluss kurz beschrieben werden.

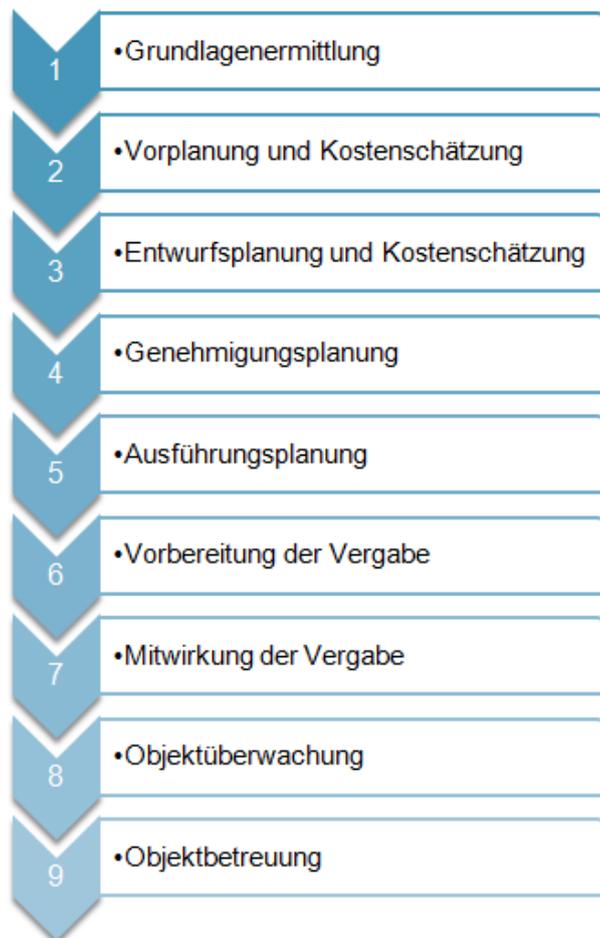


Abbildung 3-7: Leistungsphasen der HOAI

Grundlagenermittlung

Ermittlung der Voraussetzungen zur Lösung der Bauaufgabe durch die Planung.

Zu Beginn eines Bauvorhabens müssen Vorüberlegungen zum Vorhaben angestellt werden. Zwischen dem Bauherrn und den Planern und/oder Architekten finden klärende Gespräche zu den Erwartungen und allen erforderlichen Maßnahmen rund um das Bauvorhaben statt. Gegebenenfalls wird eine Standortanalyse durchgeführt.

Vorplanung und Kostenschätzung (Projekt- und Planungsvorbereitung)

Erarbeitung der wesentlichen Teile einer Lösung der Planungsaufgabe.

Die Genehmigungswürdigkeit eines Bauvorhabens wird anhand erster Skizzen des Vorhabens eingeschätzt. In dieser Leistungsphase findet meist eine grobe Kostenschätzung statt. Dazu müssen generelle Gebäudeeigenschaften wie Geometrie und Flächen sowie die grundsätzliche Ausstattung festgelegt werden.

Entwurfsplanung und Kostenschätzung (System- und Integrationsplanung)

Erarbeitung der endgültigen Lösung der Planungsaufgabe.

Zusammen mit dem Bauherrn (und Architekten) wird ein allumfassendes Planungskonzept inklusiv aller wesentlicher Komponenten aufgestellt. Das Konzept berücksichtigt die Koordination aller Gewerke, die sich ggf. gegenseitig beeinträchtigen oder voneinander abhängig sind. Es erfolgt die Ausarbeitung der Baupläne und Kostenberechnung nach DIN 276.

Genehmigungsplanung

Erarbeiten und Einreichen der Vorlagen für die erforderlichen Genehmigungen oder Zustimmungen.

In der Genehmigungsplanung werden alle relevanten Daten, Nachweise und Pläne zusammengestellt, die für eine Baugenehmigung notwendig sind. Dazu gehören z. B. ein Nachweis zur Standsicherheit (Statik), der Wärmeschutznachweis sowie Grundrisse und Schnitte.

Ausführungsplanung

Erarbeiten und Darstellen der ausführungsfähigen Planungslösung.

Ziel der Ausführungsplanung ist die Erstellung von Plänen zur genauen Bauausführung in größeren Maßstäben für die Baubeteiligten vor Ort. Die Ausführungsplanung erfolgt in Abstimmung der Fachingenieure mit den Architekten. Inhalte sind z. B. genaue Maße, Abstände, Materialien und Produkte. Einbauorte für spezielle Bauteile werden definiert.

Vorbereitung der Vergabe

Ermitteln der Mengen und Aufstellen von Leistungsverzeichnissen.

Zu Beginn der Vergabephase werden die Bauteile aller Gewerke auf der Grundlage der Ausführungspläne in Stück und Material erfasst und Leistungsbeschreibungen oder Leistungsverzeichnisse erstellt. Zu erbringende Wartungsleistungen werden festgelegt. Mittels der Leistungsverzeichnisse werden die Kosten der anfänglichen Einschätzung kontrolliert und abgeglichen. An Hand eines

Bauterminplanes werden die Vergaben und der zeitliche Einsatz der einzelnen Gewerke koordiniert. Ziel ist die plangemäÙe Bauabfolge sicher zu stellen. Am Ende dieser Phase steht die Zusammenstellung der gesamten Vergabeunterlagen.

Mitwirkung bei der Vergabe (und dem Kostenanschlag)

Ermitteln der Kosten und Mitwirkung bei der Auftragsvergabe.

Mittels Ausschreibungen werden genaue Kosten angefragt und ein Preisspiegel erstellt. Ziel sind die Ermittlung von Referenzkosten und die Erstellung einer Datenbasis für kurzfristige Leistungsänderungen. Auf der Grundlage eines Leistungs- und Kostenvergleiches erfolgt die Durchführung von Vergabegesprächen mit potentiellen Unternehmen zur Ausführung der ausgeschriebenen Leistungen. Zuletzt erfolgt die Zusammenstellung der Vertragsunterlagen und Beauftragung der ausführenden Firmen.

Objektüberwachung (Bauüberwachung) und Kostenfeststellung)

Überwachen der Ausführung des Objekts.

In erster Linie wird die handwerklich korrekte Bauausführung und die Übereinstimmung der Arbeiten mit der Ausführungsplanung sowie die Einhaltung des Zeitplans überwacht. Der Zeitplan wird fortlaufend aktualisiert und dem Bauablauf ggf. angepasst. Die Zusammenarbeit der unterschiedlichen Gewerke und Firmen und erforderliche Baufreiheiten werden koordiniert. In dieser Phase erfolgt die Feststellung und Kontrolle der Kosten und eine Dokumentation der Vollständigkeit der Unterlagen und geleisteten Tätigkeiten (Abgabeprotokolle). Es erfolgen Stichproben und Abnahmen vor Ort, die Auflistung von Fristen zur Mängelbeseitigung und Ergebniszusammenstellungen.

Objektbetreuung und Dokumentation

Feststellung und Überwachung der Beseitigung von Mängeln und Dokumentation des Gesamtergebnisses.

Kernpunkt der Leistungsphase ist die Feststellung und Überprüfung / Überwachung der Beseitigung von Mängeln, die innerhalb der Verjährungsfristen auftreten sowie die Dokumentation des Gesamtergebnisses durch eine systematische Zusammenstellung der zeichnerischen Darstellungen und rechnerischen Ergebnisse des Objektes.

3.5.2 Randbedingungen und mögliche Mängel bei solarenergetischen Versorgungskonzepten

Zur Gestaltung und Umsetzung der Ablaufpläne werden die Randbedingungen und mögliche Mängel analysiert, die bei der Planung und dem Bau von solarenergetischen Versorgungskonzepten zu beachten sind.

Die nachfolgenden Inhalte und Erfahrungen beruhen unter anderem auf dem Workshop „Akteure“, der im Rahmen des Projektes abgehalten wurde. Die Rückmeldungen der betroffenen Akteure wurden in die Ablaufpläne integriert.

Zur Ergänzung und weiteren Bearbeitung sowie zur Festlegung der Randbedingungen ist festzustellen, dass

- ein Wandel von Solarthermie zur vorrangigen PV-Nutzung stattfindet. Grundsätzlich erhöht sich der Bedarf an elektrischer Energie in Wohngebäuden, u. a. durch eine intensivere Nutzung von Medientechnik und IT. Der erhöhte elektrische Energiebedarf und damit der Hausstrom darf in der Projektierung und Auslegung nicht vernachlässigt werden.
- die Speicherung von Energie, sowohl für Solarthermie (ST) als auch Photovoltaik (PV), von zentraler Bedeutung ist. Vor allem vor dem Hintergrund des jahres- und tageszeitlich schwankenden Angebots von Solarenergie sind Lösungen zur Speicherung von thermischer und elektrischer Energie notwendig. Mittels Speicherung können Zeiten, in denen Angebot und Nachfrage weder gleichzeitig noch in gleicher Menge vorliegen, überbrückt werden. Thermische und elektrische Speicher müssen ein festes Element bei der Konzeptfindung sein.
- die Leistungsphasen der HOAI erweitert werden müssen, um den Bauprozess ganzheitlich zu betrachten und abzudecken. Es bedarf unter anderem einer Fokussierung und Ergänzung einer Leistungsphase 0, in der Randbedingungen und Zielwerte definiert und fixiert werden, die im laufenden Planungs- und Ausführungsprozess als Grundlagen und Richtwerte dienen.
- das Energie- und Qualitätsmanagement (EQM) sowie eine Konzeptplanung zwingend erforderlich sind und in der HOAI Berücksichtigung finden müssen.
- Energieberater und Fachplaner generell auch in den Planungs- und Bauprozess von Ein- und Mehrfamilienhäusern eingebunden werden müssen, da Architekten insbesondere mit innovativen Energiekonzept vielfach entweder überfordert sind oder die Wichtigkeit und Relevanz von Energiekonzepten nicht vollständig durchdringen.
- im Rahmen der Schul- und Berufsausbildung das Thema Solarenergie nicht hinreichend behandelt wird. Zurzeit besteht grundsätzlich ein Mangel an Wissen bei Architekten, Planern und Installateuren. Das Thema erneuerbare Energien im Allgemeinen und Solarenergie im Besonderen sowie deren Einbindung in Gebäude werden nicht ausführlich genug vermittelt.

3.5.3 Methodik und Aufbau der Ablaufpläne

Aufbauend auf den Leistungsphasen der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI) und den Ergebnissen des im Rahmen des Projektes durchgeführten „Akteur-Workshops“, werden die erforderlichen Methoden, Maßnahmen und Berechnungsverfahren sowie Handlungsempfehlungen zur Umsetzung und Betreuung/Überwachung sowie auch zum Monitoring von solarenergetischen Versorgungskonzepten für Ein- oder Mehrfamilienhäuser dargestellt. Um das Planungskonzept und die Abläufe zu vervollständigen und eine an ganzheitlichen Gesichtspunkten ausgerichtete Projektdurchführung zu erreichen, werden die Leistungsphasen der HOAI um die „Leistungsphase 0 - *Idee des Bauvorhabens*“ und die „Leistungsphase 10 - *Monitoring*“ ergänzt.

In den Ablaufplänen werden den einzelnen Leistungsphasen die Akteure, Schnittstellen, die Planungsleistungen sowie deren Zeitpunkte der Einbindung im Projekt zugeordnet.

Bei der Durchführung eines Bauvorhabens handelt es sich im Wesentlichen um folgende Akteure:

- - Bauherr
- - EQM / prozessüberwachende Person
- - Architekt
- - TGA Fachplaner:
 - o HLS – Heizung, Lüftung, Sanitär

- Elektroinstallation
- MSR – Messen, Steuern, Regeln
- Energieberater
- - Statiker
- - Ausführende Firmen:
 - Hochbau (Maurer, Stahlbeton- / Stahlbau)
 - Zimmermann / Dachdecker
 - Elektroinstallateur / PV- und ST-Installateur
 - Heizungs- und Sanitärinstallateur
- - Netzbetreiber
- - Landschaftsplaner
- - Auftragnehmer von Sonderbauleistungen
- - Sonstige Akteure (z. B. Feuerwehr / Brandschutz, Schornsteinfeger)

Die Ablaufpläne sind so aufgebaut und strukturiert, dass alle notwendigen Schnittstellen, Planungsleistungen und Zeitpunkte der Einbindung sowie mögliche „Bottlenecks“ aufgeführt und den Phasen zugewiesen sind. In den einzelnen „Check-Listen“ ist zu erkennen, welche Akteure, Gewerke und Normen oder Richtlinien in der entsprechenden Phase involviert und beachtet werden müssen. Die Akteure sind dabei

- hauptverantwortlich (durchgezogene Linie),
- direkt beteiligt (gestrichelt) oder
- indirekt beteiligt (gepunktete Linie)

in der jeweiligen Leistungsphase eingebunden.

Zur besseren Übersicht werden neben den Akteuren zusätzlich die Berechnungsmethoden und Regelwerke sowie Faustformeln zur groben Vordimensionierung von Bauteilen und Anlagenkomponenten o. ä. in den einzelnen Phasen aufgeführt.

Unter dem Punkt „Konfliktursache“ werden Positionen aufgelistet, die in dieser Leistungsphase in der bisherigen Baupraxis häufig aufgetreten sind und zu Fehler, Mängeln oder Streitfragen geführt haben. Die Konfliktursachen sollten daher rechtzeitig beachtet, überprüft und / oder behandelt werden.

Die Arbeitsblätter zu den einzelnen Leistungsphasen sind dem Anhang D zu entnehmen.

3.6 Motivationen und Hemmnisse zur Umsetzung von Solarthermie und PV-Anlagen zur solaren Energieversorgung

Umsetzungsstrategien, Technologien und Konzepte für eine regenerative Energieversorgung zur Erreichung der deutschen und europäischen Umwelt- und Klimaschutzziele sind vielfach verfügbar und mehrheitlich auch in der Umsetzung und Anwendung.

Bei der Umsetzung und Anwendung von innovativen Technologien ist deren Wirtschaftlichkeit oft ein einschränkender Faktor. Aber nicht nur die Investitions- und Betriebskosten oder deren Reduktion sind entscheidend. Auch die Standfestigkeit und Beständigkeit neuer Produkte gegen äußere Einflüsse sowie mechanische und thermische Belastungen sind wichtige Entscheidungskriterien für oder gegen eine neue Technologie. Neben der Behebung technischer Probleme durch Weiterentwicklungen, gehören auch Kostenreduzierungen zum Entwicklungsprozess.

Im Rahmen des Arbeitspaketes werden Hemmnisse und Motivationsgrundlagen erarbeitet, die u. a. Investitionsmuster und Anlagenbewertungen darstellen. Schwerpunkte stellen dabei die für eine Investitionsentscheidung relevanten Randbedingungen dar. Dabei werden aktuelle und insbesondere in Zukunft zu erwartende Hemmnisse und Motivationen herausgearbeitet.

In einem ersten Schritt erfolgte eine Einteilung der Akteure in Typologien und Interessensgruppen. Die Zuweisung der Motivationen und Hemmnisse zur solarelektrischen und solarthermischen Energieversorgung und deren Komponenten erfolgt anhand von fünf Interessensgruppen. (Abbildung 3-8)

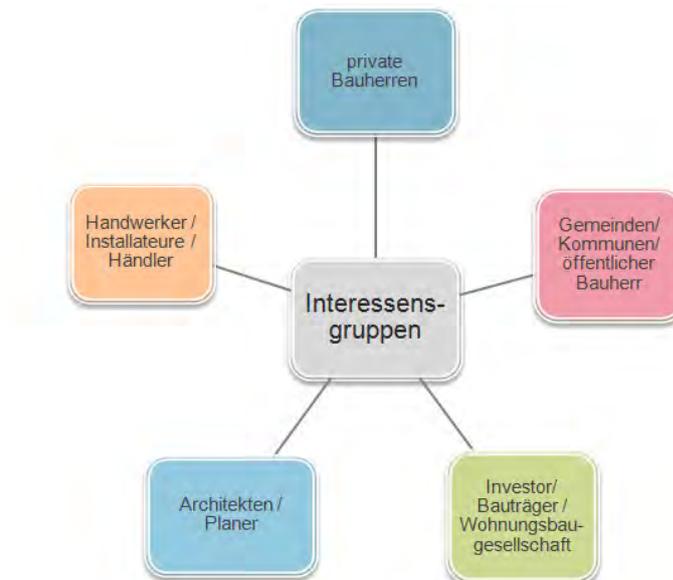


Abbildung 3-8: Einteilung der Interessensgruppen

Die Hemmnisse und Motivationen der einzelnen Interessensgruppen werden in die vier Aspekte

- Wirtschaftlichkeit,
- Ökologie,
- Soziologie und
- technisch und architektonische Aspekte

unterteilt.

In Abbildung 3-10 bis Abbildung 3-17 werden die erfassten Aspekte den Interessensgruppen zugeordnet. Architekten und Planer werden als Interessensgruppe nur bei den Hemmnissen aufgenommen, da sich die Motivationen größtenteils auf den Bauherren beziehen und ein Architekt und/oder Planer im Fall eines positiv gegenüber Solartechnik eingestellten Bauherren lediglich unterstützende Argumente zusteuern sollte. Bezüglich der Hemmnisse und somit der aufgebrachten Gegenargumente gibt es bei den Architekten und Planern noch andere Sichtweisen als bei den Bauherren und werden daher als Interessensgruppe hinzugefügt.

Die Zuordnung der Motivationen und Hemmnisse erfolgt über die Tortenstücke. Die Farbe des Tortenstücks zeigt an, auf welche Interessensgruppe der betrachtete Aspekt zutrifft.



Abbildung 3-9: Zuordnung der Interessensgruppen bei den betrachteten Aspekten

An der Auswertung und Gegenüberstellung ist zu erkennen, dass Kernaspekte in den Motivationen als auch in den Hemmnissen die Punkte

- Wissensstand über die Technologie und deren Funktion; Informationsgrad des Käufers; nicht ausreichende Beratungstätigkeit und/oder -qualität durch den ausführenden Handwerksbetrieb
- Wirtschaftlichkeit; Investitions- und/oder Betriebskosten; Amortisation
- Nutzungs- / Lebensdauer; Betriebssicherheit; mechanische und thermische Belastungen
- staatlicher Steuer- und Fördermechanismen; Förderkonzepte; weitere Marktanzreize
- Stromeinspeisegesetz; EEG-Umlage; Einspeisevergütung

betreffen und diese sowohl als Hindernis(se) wie auch als Antrieb(e) für den Einsatz von Solartechnik gesehen werden können.

Eine detailliertere Auswertung und Aufbereitung der Entscheidungsmuster und Verhaltensindikatoren von Bauherren oder Berteibern wird in der soziologischen Bewertung in Kapitel 7.4 behandelt.

3.6.1 Wirtschaftliche Aspekte

Motivationen

Wirtschaftliche Überlegungen stellen bei privaten Bauherren ebenso wie bei Investoren häufig die Hauptmotivation für die Investition in solarenergetische Versorgungskonzepte dar. Auch die Systemerweiterung um einen Batteriespeicher zur Erhöhung des Eigennutzungsanteils am regenerativ erzeugten Strom ist in der Regel ökonomisch orientiert. *Einspeisevergütung*, *Strompreissteigerung* und *Netzparität* sind einige Schlagworte, die die wirtschaftlichen Hintergründe des Photovoltaikmarktes in Deutschland und die wesentliche Kaufmotivation beziehungsweise Hemmnissen gegen den Kauf einer Photovoltaikanlage begleiten. Hinzu kommen Überlegungen zu Finanzierungsmöglichkeiten und Förderungen einer Anlage und den laufenden Kosten für die Wartung, Instandhaltung (inkl. Reinigungsmaßnahmen) und Versicherung. Im Allgemeinen werden Amortisationszeit für das Gesamtsystem von maximal zehn Jahren akzeptiert, so dass die solaren Anlagen als Einahmequelle und Kapitalanlage angesehen werden können.

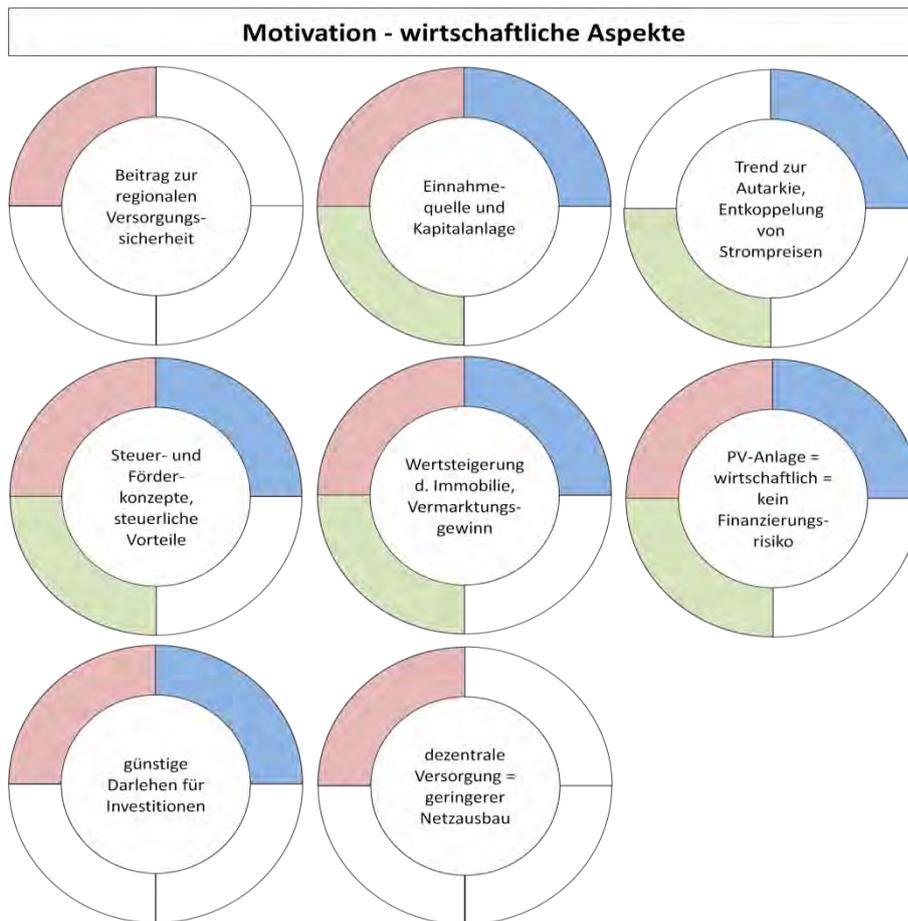


Abbildung 3-10: Wirtschaftliche Motivationen

Hemmnisse

Die finanziellen Hemmnisse aufgrund fehlender Investitionsmittel oder zu gering empfundener Vergütung für den eingespeisten Strom sind in allen Interessensgruppen ähnlich. Die Argumentation gegen eine solare Energieversorgung durch private Investoren und Bauherren, die sich z. B. auf die Volatilität des solaren Angebotes und den damit verbundenen schwankenden Erträgen bezieht, findet sich auch in Gemeinden und Kommunen wieder. Derartige Argumente beeinflussen insbesondere Interessensgruppen mit einem erhöhten Bedürfnis nach Versorgungssicherheit.

Durch die sinkende Einspeisevergütung haben sich die Amortisationszeiten von PV-Anlage, trotz fallender Systempreise, erhöht, was einer Kaufentscheidung meist entgegenwirkt. Während in der Vergangenheit eine Anlage zur Volleinspeisung betrieben wurde und gute Renditen erzielt werden konnten, ist ein solches Geschäftsmodell bei der gegenwärtigen Einspeisevergütung und spätestens seit dem Zeitpunkt der Netzparität nicht mehr gegeben. Seit der Netzparität wird erhöht auf einen Eigennutzungsanteil ausgelegt. Insbesondere bei kleinen netzgekoppelten Anlagen sind vielen Privatleuten mittlerweile die Wartungs- und Betriebskosten sowie der durch eine Anmeldung beim Netzbetreiber und der durch die Abrechnung entstehende verwaltungstechnische Aufwand im Verhältnis zu dem entstehenden Nutzen zu groß. Insgesamt wird durch die wirtschaftlichen Aspekte keine Kostensicherheit gewährleistet. Darüber hinaus sind die Energiekosten aus fossilen Energieträgern und Kernenergie derzeit günstiger als solaren Anlagen.

Als besonderes Hemmnis für die Integration von Solaranlagen, sowohl im Mietwohnungsbau als auch bei Eigentumsmaßnahmen, sind die teilweise komplizierten Eigentumsverhältnisse und Ab-

rechnungsmodalitäten zu nennen. Ein in diesem Zusammenhang besonderes Problem für Vermieter von Immobilien mit Photovoltaikanlagen und/oder die Anlagenbetreiber ist die Tatsache, dass jeder Mieter/Verbraucher nach § 20 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) das Recht auf freie Anbieterwahl bei seiner Elektrizitätsversorgung hat und nicht verpflichtet werden kann, den in einer Liegenschaft regenerativ erzeugten PV-Strom abzunehmen. Daraus resultieren finanzielle Unsicherheiten für den Anlagenbetreiber. Da die Erstellung einer Photovoltaikanlage insbesondere größeren Maßstabs mit erheblichen Kosten verbunden ist und das EEG für solche Anlagen nur eine verringerte Einspeisevergütung vorsieht, sind die meisten Anlagenbetreiber bestrebt, den regenerativ produzierten Strom nicht ins öffentliche Stromnetz einzuspeisen, sondern erzeugungsnah, direkt an den Endkunden zu liefern.

Als ein weiteres wirtschaftliches Hemmnis wird die Tatsache gesehen, dass aufgrund einer steigenden Anzahl an Firmeninsolvenzen immer mehr Wartungs- und Ansprechpartner fehlen. Das Risiko, eine Anlage ohne fachkundigen Kontakt zu bauen oder zu betreiben, wird von den Interessensgruppen nicht eingegangen. Hinzu kommt, dass im Allgemeinen zumindest zur Inbetriebnahme von netzgekoppelten Anlagen seitens der Netzbetreiber ein entsprechend „konzessioniertes Gewerbe“ eingebunden werden muss.

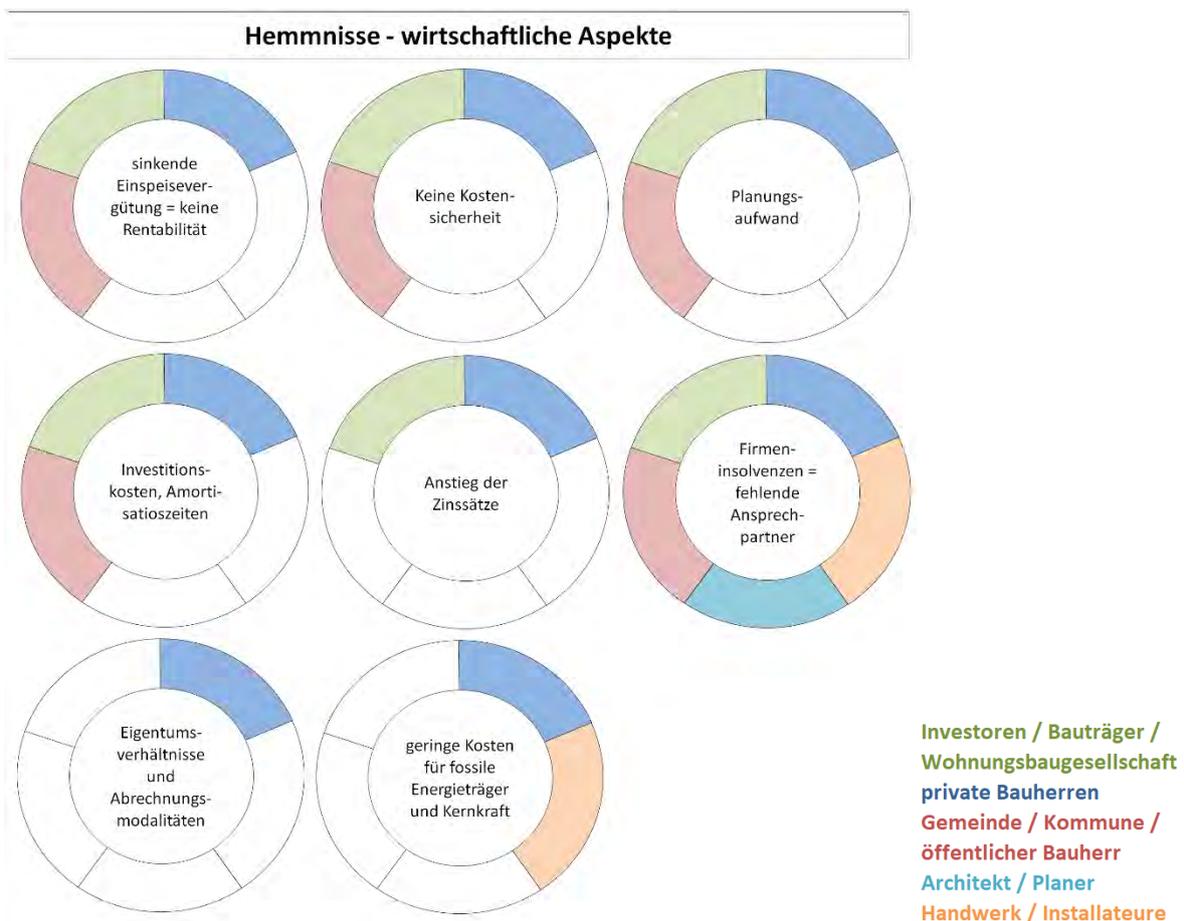


Abbildung 3-11: Wirtschaftliche Hemmnisse

3.6.2 Ökologische Aspekte

Motivationen

Ein Gesichtspunkt für den Kauf von solarenergetischen Anlagen ist die angestrebte Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern, die teilweise durch eine gewünschte Entkoppelung des eigenen Energiebedarfs von zum Beispiel schwankenden Strompreisen und Strompreisteigerungen motiviert ist. Viele Käufer von solaren Anlagen sind zudem sehr aufgeschlossen gegenüber erneuerbaren Energien, deren Technologien und Komponenten. Bei einigen Interessensgruppen kommen ein (gesteigertes) Umweltbewusstsein und das Empfinden einer ökologischen und sozioökonomischen Verantwortung hinzu. Die Personen wollen auf diese Weise aktiv zum Klimaschutz beitragen, eine abgasfreie Energieversorgung haben oder an der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesrepublik Deutschland mitwirken.

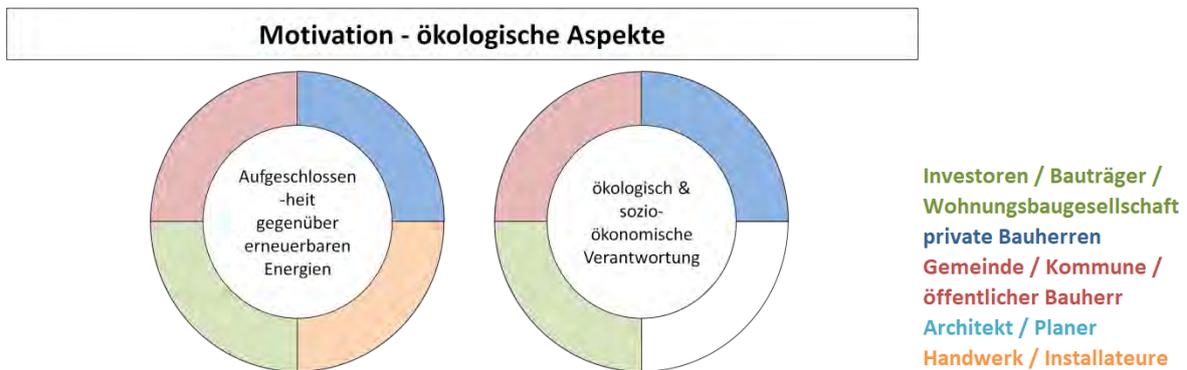


Abbildung 3-12: Ökologische Motivationen

Hemmnisse

Die (ökologischen) Hemmnisse seitens der Interessensgruppen sind sehr ähnlich. Hier spielen die Volatilität der Energiequelle Sonne und der Einfluss vom Standort sowie mögliche zu nutzende Flächen (Norden oder Süden, ...) eine wichtige Rolle. Ferne ist bei vielen Anlagen und Komponenten nicht geklärt, wie deren Entsorgung aussieht bzw. was mit den Komponenten nach der Betriebszeit passiert.

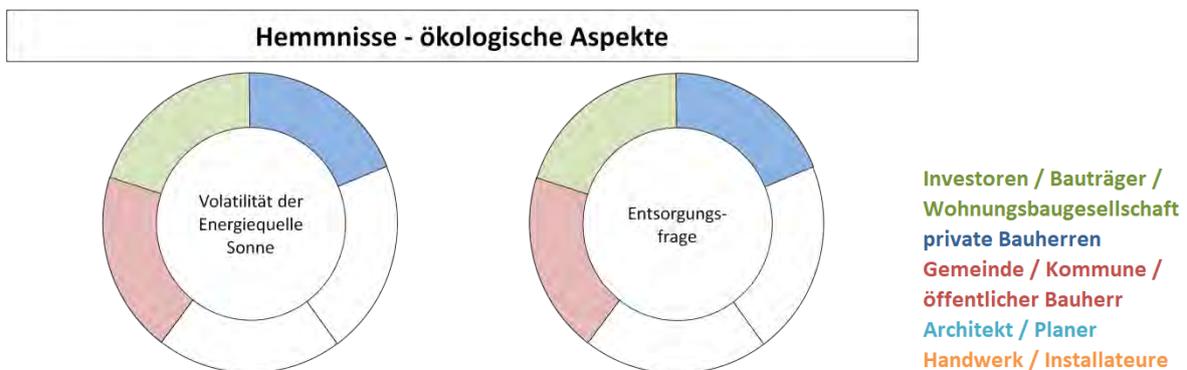


Abbildung 3-13: Ökologische Hemmnisse

3.6.3 Soziologische Aspekte

Motivationen

Der Aspekt einer Vorbildrolle wird neben einer positiven und nachhaltigen Außenwirkung auf andere meistens von Gemeinden und Kommunen sowie privaten Bauherren hoch eingeschätzt. Zusammen mit einem Imagegewinn können auch die Schaffung von Arbeitsplätzen und die Wertschöpfung in der Region entscheidende Kriterien für die Umsetzung einer solaren Energieversorgung sein. Kommunen übernehmen gerne die Rolle des Vorreiters in Sachen Nachhaltigkeit und Klimaschutz in den Regionen und sehen sich damit in einer Vorbildfunktion.

Ebenso kann eine solare Energieversorgung ein Statusymbol darstellen.

Die solare Energieerzeugung und Einbindung in Energiekonzepten kann auch als rechtliche Bauvorschriften aufbereitet werden. Diese Pflichten können auf Landesebene durch Verordnungen auf der Grundlage von Landesenergiegesetzen oder auf kommunaler Ebene durch Bebauungspläne, örtliche Bauvorschriften oder durch städtebauliche Verträge umgesetzt werden.

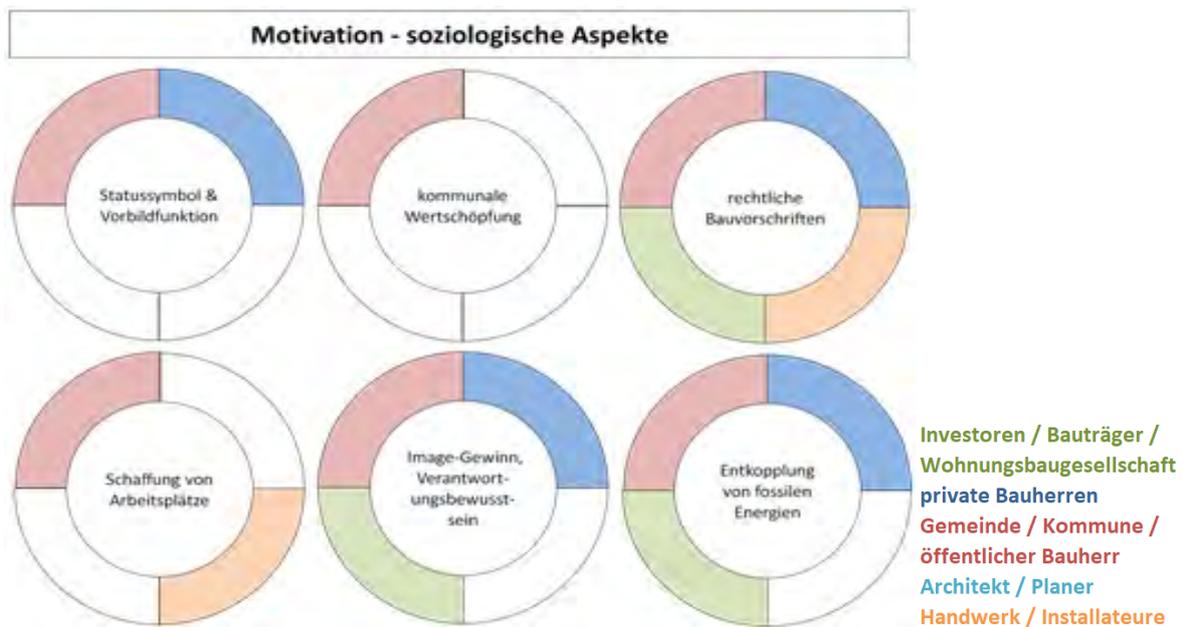


Abbildung 3-14: Soziologische Motivationen

Hemmnisse

Soziologische Aspekte die gegen eine PV- oder Solarthermie-Anlage sprechen sind vielschichtig. Häufig liegt ein Mangel an willigen Bauherren oder an ausreichendem (Fach-)Wissen bezüglich der Technologien, deren Funktion, Potenzialen oder Förderungsmöglichkeiten vor. Die zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien und deren Komponenten werden in den Interessensgruppen als schwer abschätzbar und ungewiss bewertet. Das Zurückgreifen auf Altbewährtes und Erprobtes ist in den Augen vieler der sicherere Weg. Ein zusätzlicher Hinderungsgrund ist der als hoch angesehene bürokratische Verwaltungsaufwand. So sind öffentliche Bauträger beispielsweise dazu verpflichtet, ein Ausschreibungsverfahren durchführen zu lassen, wodurch die für einige Unternehmen die Wettbewerbsfähigkeit eingeschränkt wird, da sie meist nicht alle Vorgaben und Regularien einhalten können. Als Hemmnis bei Gemeinden, Bauherren und Investoren in Bezug auf netzgekopp-

pelte Photovoltaikanlagen gilt der Verwaltungsaufwand bei der Anmeldung beim Netzbetreiber sowie bei der Abrechnung.

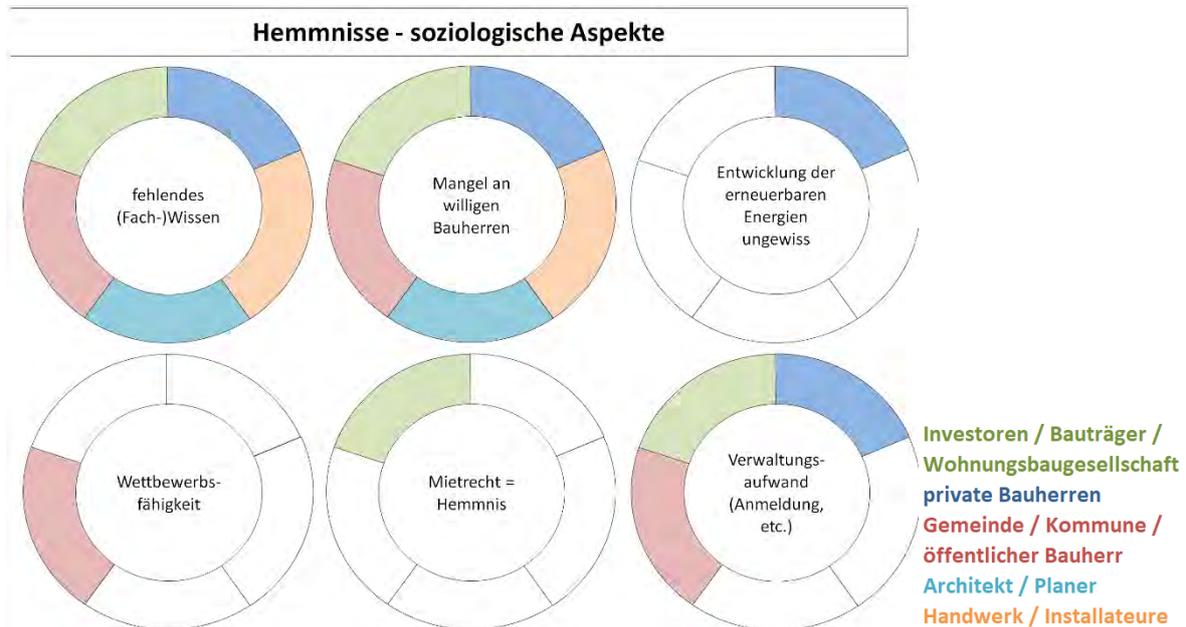


Abbildung 3-15: Soziologische Hemmnisse

3.6.4 Technisch und architektonische Aspekte

Motivationen

Der heutige Technologiestand für eine solare Energieversorgung wird als ausgereift und die Lebenserwartung der Komponenten als hoch angesehen. Zudem beurteilen viele der Interessensgruppen die Technologien als sehr einfach zu installieren, sodass Elektroinstallateure meist keine zusätzliche Weiterbildung zum Anbieten von PV-Anlagen in Anspruch nehmen. Dies sollte jedoch vermieden werden und eine fachkundige Einweisung und Schulung erfolgen. Der technische Wartungsaufwand sowie die Betriebskosten werden als verhältnismäßig gering angesehen.

Aus architektonischer Sicht bieten Anlagen zur solaren Energieversorgung ebenfalls vielseitige Möglichkeiten zur Integration, etwa durch unterschiedliche Modulfarben und/oder Installationsmöglichkeiten, etwa an der Fassade. Dies kann zu einer Steigerung der Ästhetik und Aussagekraft des Gebäudes führen.

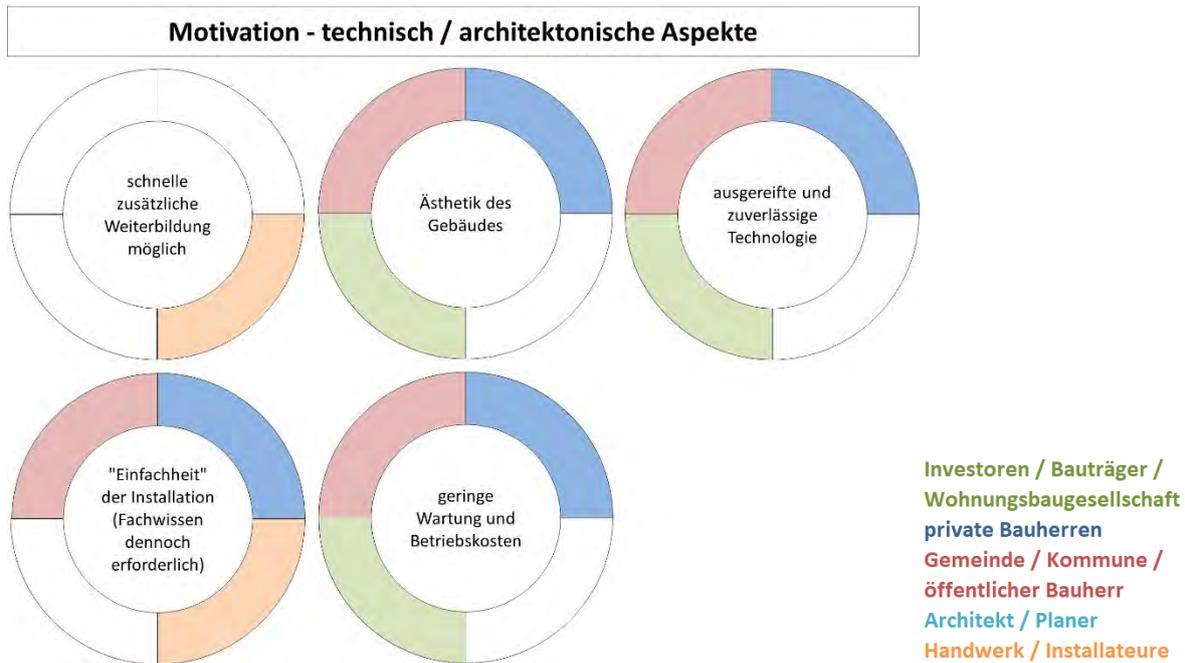


Abbildung 3-16: Technisch/architektonische Motivationen

Hemmnisse

Die Ästhetik und Optik einer Anlage kann Motivation und Hemmnis zugleich sein. Trotz vielseitiger Installationsmöglichkeiten und Modulgestaltung wollen viele Bauherren und Architekten keine Solaranlagen, da sie diese als optisch nicht ansprechend empfinden. Die Akzeptanz oder Ablehnung von Nachbarn und/oder Bekannten als auch die anderer Interessensgruppen kann die Bauentscheidung beeinflussen. Dies gilt auch für Landschaftsbildveränderungen durch Freiflächenanlagen oder Auf- bzw. Anbauten an Gebäuden.

Für Architekten und Planer spielt zudem das Format von PV-Module und Solarkollektoren eine wesentliche Rolle. Die Module oder Kollektoren sind meist nicht im „Normmaß“ vorhanden und passen dementsprechend nicht mittypischen Maurermaßen eines Gebäudes überein.

Eine Integration von solaren Energiekomponenten ist nach Meinung einigen Interessensgruppen nur in einen Neubau und nicht in einen Bestandsgebäude möglich. Dachdecker benötigen eine zusätzliche Genehmigung, wenn sie solare Anlagen installieren wollen.

Bautechnische Hemmnisse die den Bau einer Solaranlage nicht ermöglichen oder eingeschränkten, sind häufig auch die örtlichen Gegebenheiten. So haben etwa eine geringe solare Einstrahlung, eine mögliche Verschattung, die Dachausrichtung und die Dachgröße sowie der Platzbedarf für Speicher einen großen Einfluss auf die Umsetzbarkeit. Durch derartige Einflüsse können auch ein gesteigerter Wartungsaufwand und/oder erhöhte Betriebskosten entstehen. Nicht zuletzt spielen Einschränkungen in Bebauungspläne eine wichtige Rolle, da diese zum Beispiel eine *Solarisierung* nicht zulassen, wenn für ein Baugebiet der Anschluss an Fernwärme vorgeschrieben wird. Auch aufgrund wechselnder politischer Rahmenbedingungen ist eine Planungssicherheit oftmals nicht gewährleistet.

Der direkte, zeitgleiche Verbrauch des erzeugten Stroms bzw. regenerativ erzeugter Wärme im Gebäude ist nicht immer möglich, weshalb in Bezug auf Photovoltaik eine Netzkopplung oder für beide Technologien Speicherung als Grundvoraussetzung angesehen wird. Diese verursacht zusätzliche Planungsleistungen und Investitionskosten. Mangelnde Informationsverfügbarkeit und/oder

Ausbildung bezüglich Speicher- und solaren Technologien oder Umsetzung von solarbasierten Energieversorgungskonzepten in Bauobjekten stellen ebenfalls Hemmnisse dar.

Weitere Aspekte die zu Hemmnissen werden können sind Fragen rund um Gewährleistungen sowie den Brandschutz.

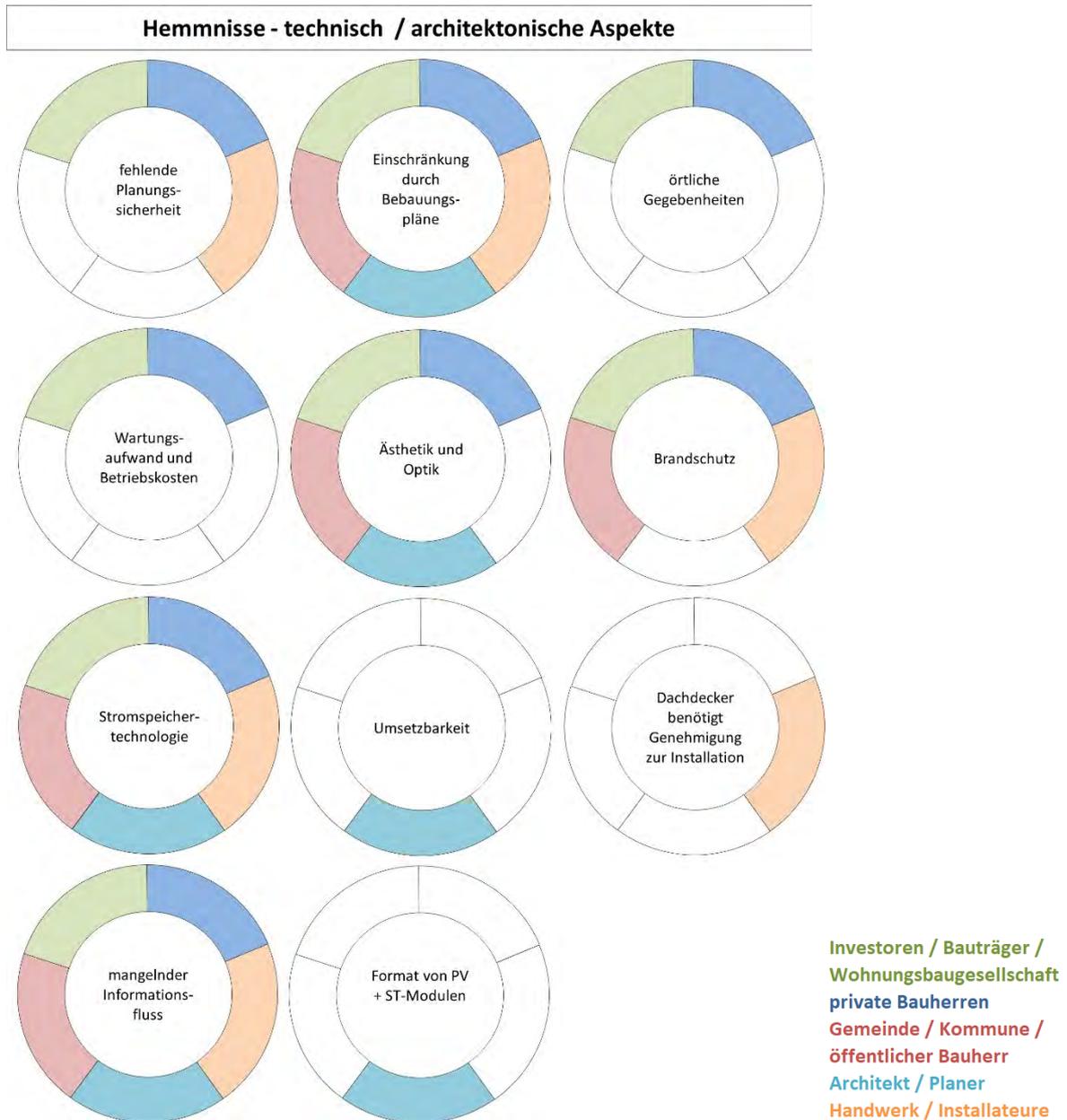


Abbildung 3-17: Technisch/architektonische Hemmnisse

3.7 Definition Referenzsysteme und Systemvarianten

Die nachfolgend erläuterten Systemvarianten werden im Zusammenhang mit dem Arbeitspunkt „theoretische Systemuntersuchung“ erstellt und angewendet. Die vorgeschlagenen Varianten orientieren sich an derzeit marktrelevanten Technologien und repräsentieren große Marktanteile.

Es werden auf Solarenergie basierende Energieversorgungskonzepte und -systeme für Wohngebäude unter einer ganzheitlichen Betrachtung von Wärme und Strom analysiert und die Zukunftsfähigkeit oder auch Hindernisse bei der Einführung und Umsetzung unterschiedlicher Ansätze untersucht. Für die Systemsimulationen werden unterschiedliche Varianten zur Versorgung der Gebäude mit Wärme und Strom definiert.

3.7.1 Variante 0 (Referenzsystem)

Die im Monitoring untersuchten Gebäude werden als Grundlage verwendet und im IST-Zustand des Gebäudes mit den definierten Referenz- und Randbedingungen (siehe Abschnitt 5.1.2) berechnet. Als Referenz der untersuchten Varianten dient das mittels Messdaten plausibilisierte Simulationsmodell. Dieses bildet den IST-Zustand des jeweiligen Gebäudes inklusive dessen Anlagentechnik ab.

3.7.2 Variante 1 bis 3

Die Simulationen, Parameterstudien und Sensitivitätsanalysen betrachten unterschiedliche bauliche Anteile von solarthermischen Anlagen mit entsprechenden Wärmespeichern und dazu parallel betriebene Photovoltaiksysteme. Dabei werden die Anteile der unterschiedlichen Technologien bei der Belegung der Dachfläche variiert. Die insgesamt solar nutzbare Dachfläche orientiert sich an den realen Gebäuden.

Für die Varianten wurden von den sechs im Monitoring erfassten Gebäuden die thermischen Eigenschaften, die jeweilige Kubatur, die Hülle sowie die Ausrichtung übernommen. Ebenso unverändert bleiben die Systeme zur Verteilung und Übergabe der Heizwärme und des erwärmten Trinkwassers.

Die Varianten unterscheiden sich von der jeweiligen Referenz in Bezug auf die Anlagentechnik und das Nutzerverhalten. Das Nutzerverhalten setzt sich in den Simulationsstudien aus dem Trinkwarmwasserprofil und dem Strombedarfsprofil zusammen. Für die Abbildung des Trinkwarmwasserbedarfs wurde auf ein standardisiertes Lastprofil aus den „European Tapping Cycles“ zurückgegriffen. Für den Strombedarf wurde ein Lastprofil für den Haushaltsstrom synthetisch erzeugt. Näheres dazu im folgenden Kapitel 5.1.

Aufbauend auf der jeweiligen Referenz wurden drei alternative Versorgungsvarianten mit unterschiedlichen thermischen und elektrischen Speicherkapazitäten sowie einer Variante ohne elektrischen Energiespeicher untersucht. Die grundsätzlichen Konzepte sind (siehe Abbildung 3-18):

1. Solarthermie- und Photovoltaikanlage mit Gasbrennwertgerät
2. Solarthermie- und Photovoltaikanlage mit Luft-Wasser-Wärmepumpe
3. Solarthermie- und Photovoltaikanlage mit elektrischem Heizstab

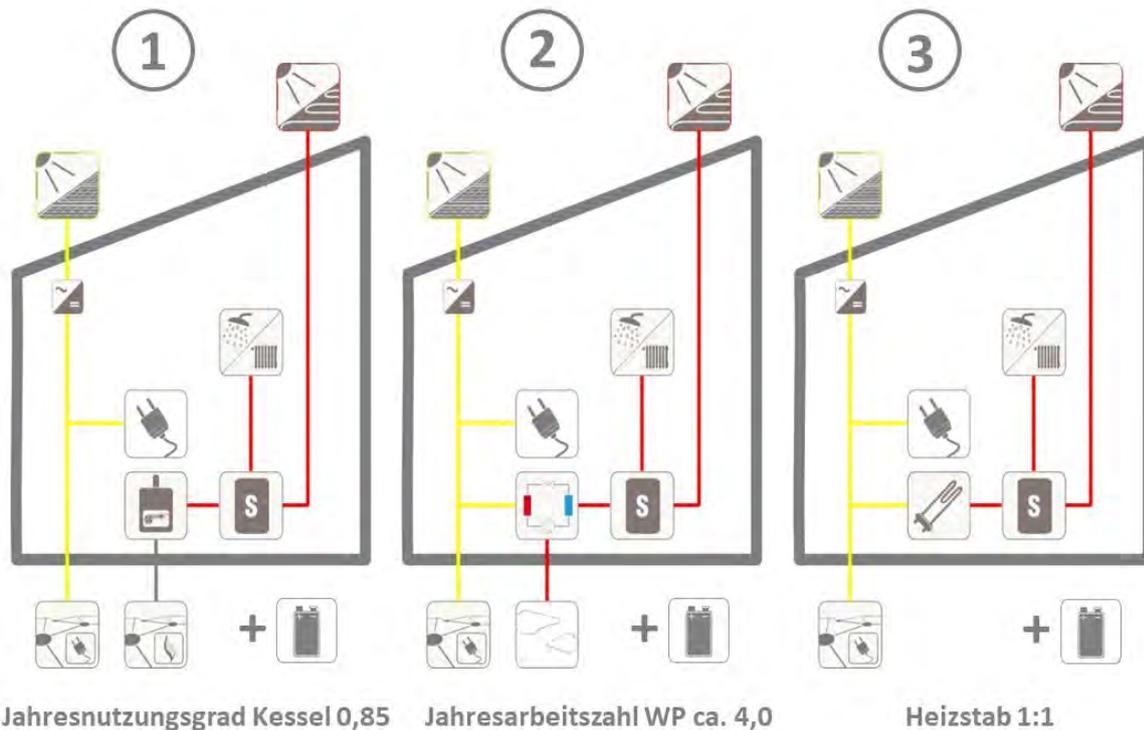


Abbildung 3-18: Varianten der Energieversorgungskonzepte mit Solarthermie und Photovoltaik sowie unterschiedlichen Wärmeerzeugersystemen, mit und ohne elektrischem Speicher

Für die Variation der Größen der Solarthermie und der Photovoltaikanlage wurde die solar verfügbare Dachfläche des jeweiligen Gebäudes zwischen der thermischen und der elektrischen Solaranlage aufgeteilt und dieses Verhältnis zueinander in 10 %-Schritten variiert. Die erste Variante wurde mit einer PV-Anlage in der Größe von 100 % der verfügbaren Dachfläche und ohne Solarthermie simuliert. In 10 %-Schritten wurde die Photovoltaikanlage verkleinert und komplementär dazu die Solarthermieanlage vergrößert bis zur Variante mit einer thermischen Solaranlage, die die gesamte solar verfügbare Dachfläche einnimmt, und ohne Photovoltaikanlage.

In Abhängigkeit der Sonnenkollektorfläche (Bezugsgröße ist die Aperturfläche) wird die Speichergröße ebenfalls variiert. Hier wurden die spezifischen Speichervolumina $50 \text{ l/m}^3_{\text{Aperturfl.}}$, $100 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl.}}$ und $150 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl.}}$ simuliert. Bei der Einbindung des elektrischer Energiespeichers wurde dessen Speicherkapazität ebenfalls in Abhängigkeit der Größe der Photovoltaikanlage variiert. Hier wurden die spezifischen Speicherkapazitäten $0,5 \text{ kWh/kW}_{\text{peak}}$, $1,0 \text{ kWh/kW}_{\text{peak}}$, $1,5 \text{ kWh/kW}_{\text{peak}}$ und $2, \text{ kWh/kW}_{\text{peak}}$ untersucht.

Die Regelung der Nachheizung für Raumwärme und erwärmtes Trinkwasser erfolgt als sogenannte Bedarfsregelung. Das heißt, dass unabhängig von der Tageszeit sowie während des gesamten Jahres die Nachheizung in Betrieb geht, wenn die Raumtemperatur unter den Sollwert von 21 °C fällt und/oder die Solltemperatur des erwärmten Trinkwassers oder des bei externer Trinkwassererwärmung zur Trinkwassererwärmung bereitgehaltene Heizungswasser unterschritten wird. Die Nachheizung erfolgt im Bedarfsfall durch den Zusatzwärmeerzeuger. Im Fall der Wärmepumpen und des Heizstabes, verfügen beide Erzeuger über eine Standardregelung und keinen speziellen Regelalgorithmus zur Erhöhung der Eigenstromnutzung.

In Tabelle 5-3 sind die untersuchten Anlagenkonzepte mit den variierten Parametern übersichtlich dargestellt.

Tabelle 3-5: Zusammenfassung der simulierten Varianten

Zusatzwärmeerzeuger	Solaranlage ST/PV:	Speicher	
		Thermischer Speicher	Elektrischer Speicher
Gasbrennwertgerät	0 %/100 % bis 100 %/0 % in 10 %-Schritten der verfügbaren Dachfläche	50 l/m ² _{Aperturfl} 100 l/m ² _{Aperturfl} 150 l/m ² _{Aperturfl}	0,5 kWh/kW _{peak}
Luft-Wasser-Wärmepumpe			1,0 kWh/kW _{peak} ,
Elektr. Heizstab			1,5 kWh/kW _{peak} 2,0 kWh/kW _{peak}

4 Bewertungskriterien

Im Rahmen des Forschungsprojektes werden die untersuchten solaren Versorgungskonzepte aus dem Monitoring sowie der Systemsimulationen u. a. hinsichtlich der in Abbildung 4-1 dargestellten technisch-energetischen, ökologischen und ökonomischen Bewertungskriterien analysiert und vergleichend gegenübergestellt.

Um aussagefähige Vergleiche der einzelnen Anlagen, Techniken oder auch Komponenten zu ermöglichen, werden einheitliche Bewertungsgrößen erzeugt. Bei der Bewertung wird von einem bestimmungsgemäßen Betrieb sowie einer fachlich korrekten und fehlerfreien Installation ausgegangen.



Abbildung 4-1: Im Forschungsprojekt SolSys untersuchte Bewertungskriterien und -größen

Bei der Festlegung der Bewertungsgrößen wurde darauf geachtet, welche Kennwerte und -größen für die einzelnen Anlagenkomponenten und Systeme relevant sind und welche zudem über die vorhandene Messtechnik an den untersuchten Gebäuden ermittelt werden können.

Ein zusätzlicher Fokus liegt darauf, die Bewertungsgrößen in Anlehnung an und in Vergleichbarkeit mit früheren Projekten zu wählen. Im Rahmen von SolSys sollen keine neuen Kenngrößen definiert werden, es sollen vielmehr die vorhandenen Bewertungs- und Kenngrößen Anwendung finden und umgesetzt werden. Ziel ist es auch, dass vorhandene Kenngrößen auf ihre Anwendung und Aussagefähigkeit hin überprüft und beurteilt werden.

Für alle Bewertungsgrößen und -kriterien soll die Bilanzgrenze auf das gesamte Gebäude bezogen werden. Gemäß Abbildung 4-2 werden neben den Energien zur Wärmebereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser auch die Energien für die Haushaltsgeräte und weitere Verbraucher im Gebäude in die Bilanz mit aufgenommen.

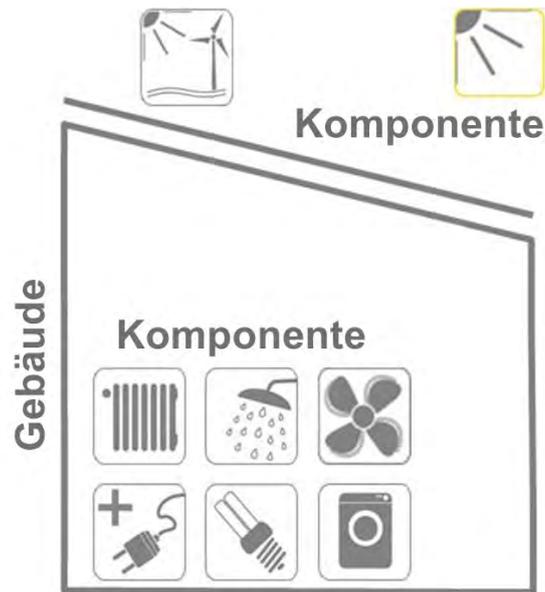


Abbildung 4-2: Bilanzraum und Komponenten für die im Projekt umgesetzten und angewendeten Bewertungsgrößen

4.1 Technisch-energetische Bewertungskriterien

Die Bewertung der technisch-energetischen Eigenschaften beruht auf der Bilanzierung der Energiebereitstellung und -verbräuche sowie der Bildung spezifischer Kenngrößen, die sowohl den Betrieb als auch das Verhalten der Anlagen und der technischen Komponenten charakterisieren.

Im Zuge der Bewertung wird zunächst zwischen einer solarthermischen und einer solarelektrischen Wärmeerzeugung unterschieden. Dabei wird für beide Prozesse der gleiche Bilanzraum angesetzt.

1. Die solarthermische Wärmeerzeugung (STWE) erfolgt durch einen thermischen Kollektor. Die mit der Solarflüssigkeit über den Solarkreis transportierte Wärme ($Q_{sol,STWE}$) wird mittels Wärmeübertrager an Wasser in einem Trinkwarmwasserspeicher oder einem Heizungspufferspeicher übertragen.
2. Bei der auf einer Photovoltaikanlage basierenden solarelektrischen Wärmeerzeugung (SEWE) wird der gesamte Prozess einschließlich der von einem Heizstab oder einer Wärmepumpe an das Trink- oder Heizungswasser gelieferten Wärme ($Q_{sol,SEWE}$) beschrieben.

Mittels solarer Strahlung kann in der Regel nicht der gesamte Nutzwärmebedarf eines Gebäudes gedeckt werden. Es bedarf meist eines zusätzlichen Wärmeerzeugers (ZWE), der formal entsprechend der solaren Wärmeerzeuger beschrieben werden kann. An die Stelle der Solarstrahlung tritt dann ein anderer, oftmals fossiler Energieträger. Handelt es sich bei dem Zusatzwärmeerzeuger um eine Wärmepumpe, wird das Verhältnis der wesentlichen vom Wärmeerzeuger aufgenommenen Energieströme abgebildet. Bei einem Wärmepumpensystem erfolgt eine Unterteilung des Bezugs an elektrischer Energie zur Wärmeerzeugung in einen am Gebäude erzeugten solaren Anteil und einen Anteil, der über das Stromnetz bezogen wird.

Als ein Bewertungskriterium für solare Energieversorgungssysteme wird der Kennwert „solarthermischer Deckungsanteil ($f_{sol,th}$)“ gebildet. In Erweiterung der üblichen Definition des solaren Deckungsanteils, wird dieser Kennwert aus den Deckungsanteilen für die solare Wärmeerzeugung mittels solarthermischem Wärmeerzeuger ($f_{sol,th,STWE}$) und solarelektrischem Wärmeerzeuger ($f_{sol,th,SEWE}$) zu-

sammengesetzt. Es ist zu beachten, dass diese Kenngröße lediglich den Deckungsanteil der solar erzeugten Nutzwärme ($Q_{sol,nutz}$) am Gesamtwärmebedarf beschreibt. Sie enthält keine Aussagekraft bezüglich der Anlageneffizienz.

$$f_{sol,th} = \frac{\text{solar erzeugte Nutzwärme}}{\text{Gesamtwärmebedarf}} = f_{sol,th,STWE} + f_{sol,th,SEWE} \quad (1)$$

Neben dem solarthermischen Deckungsanteil wird der „solarelektrische Deckungsanteil“ definiert. Er gibt den am Gesamtstrombedarf (W_{ges}) gedeckten solaren Anteil wieder. Dabei ist entscheidend, dass die elektrisch erzeugte Energie (W_{sol}) nicht den Bilanzraum des Gebäudes verlässt.

$$f_{sol,el} = \frac{\text{solar erzeugter und selbst genutzter Strom}}{\text{Gesamtstrombedarf}} = \frac{W_{sol}}{W_{ges}} \quad (2)$$

Um die Kombination und die ganzheitliche Betrachtung einer solaren Energieversorgung von Gebäuden mit Wärme und Strom darzustellen, wird der Kennwert „gesamt solarer Deckungsanteil f_{sol} “ eingeführt. Dieser Deckungsanteil stellt den solaren Anteil an der Energieversorgung für das Gebäude bezüglich Wärme und Strom (Technik und Haushalt) dar.

$$\begin{aligned} f_{sol} &= \frac{\text{selber genutzter PV – Strom} + \text{solarthermische Nutzwärme}}{\text{selbst genutzter PV – Strom} + \text{Netz – Strom} + \text{solarth. Nutzwärme} + \text{Zusatzwärmeerzeuger}} \\ &= \frac{Q_{STWE} + E_{EN}}{E_{EN} + E_{Netz} + Q_{STWE} + Q_{ZWE}} \end{aligned} \quad (3)$$

Neben den aufgeführten Hauptbewertungskriterien werden im Rahmen des Monitorings als auch der Simulationsstudie ebenfalls die herkömmlichen Bewertungsgrößen wie u. a.

- Nutzungsgrade (PV, Solarthermie, Batterie)
- Aufwandzahlen (JAZ)
- Speicher- und Wärmeverluste
- Temperaturen
- ...

betrachtet und ggf. Optimierungs- und Änderungspotentiale den Bauherren mitgeteilt oder in den Simulationen entsprechend eingebunden.

4.2 Wirtschaftliche Bewertungskriterien

Bei der wirtschaftlichen Bewertung werden die spezifischen Kosten der verschiedenen Versorgungsvarianten betrachtet. So werden z. B. für die Installationskosten die thermischen Solaranlagen oder auch den solarelektrischen Systemen berücksichtigt. Die Systeme und Gebäudeübergabesysteme werden nicht betrachtet, da diese in allen Varianten identisch sind. Der Vergleich erfolgt dabei auf Basis der technologischen Varianten und Dachbelegung für die solaraktiven Systeme.

Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die Investitionskosten sowie verbrauchsgebundene und wartungsgebundene Kosten berücksichtigt, die beim Kauf und Betrieb des Wärmeerzeugers (Wärmepumpe / Gasbrennwertgerät / Heizstab), der Solarthermie- und PV-Anlage sowie dem Warmwasserspeicher und der Batterie entstehen. Die Betrachtung bezieht sich nur auf die Wärme- und Stromerzeugung, die Verteilung oder das Gebäude selbst werden nicht berücksichtigt.

Bei der Ermittlung der Jahresgesamtkosten wird eine Eispeisevergütung berücksichtigt. Da sich diese aber zukünftig ändern oder ganz entfallen kann, wird darauf hingewiesen, dass die genannten Werte nur den zurzeit aktuellen Stand darstellen. Die angesetzten Kosten und Randbedingungen zur wirtschaftlichen Bewertung sind in Tabelle 4-3 zusammengestellt.

4.2.1 Kenngrößen und Berechnungsverfahren

Die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit erfolgt über die **Annuitätenmethode**.

Jahresgesamtkosten

Die Jahresgesamtkosten setzen sich aus kapitalgebundenen, betriebsgebundenen sowie den verbrauchsgebundenen Kosten und den Wartungskosten zusammen.

Kapitalgebundene Kosten

Die kapitalgebundenen Kosten sind in jährliche Kosten umgerechnete Investitionskosten. Die Annuitätenmethode ist eine anerkannte und weit verbreitete Methode der dynamischen Investitionsrechnung und ermöglicht die Betrachtung aller Kapitalflüsse über einen definierten Zeitraum inklusive der Verteilung der Investitionskosten auf die einzelnen Jahre des Betrachtungszeitraums. Es können auch ggf. nötige Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden, wenn die Nutzungsdauer einer Komponente kürzer ist, als der Betrachtungszeitraum. Darüber hinaus können Restwerte ausgegeben und in eine Bewertung einbezogen werden, wenn die Nutzungsdauer einer Komponente länger ist, als der Betrachtungszeitraum.

Bei der Annuitätenmethode werden die Jahresgesamtkosten einer Investition berechnet. Dies Kosten werden basierend auf der Richtlinie VDI 2067 Blatt 1 (Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen) ermittelt.

Die Annuität (a) wird nach Gleichung (4) berechnet.

$$a = C_0 * ANF_{n,i} \quad (4)$$

Dabei ist C_0 der Kapitalwert und $ANF_{n,i}$ der Annuitätenfaktor, berechnet nach Gleichung (5).

$$ANF_{n,i} = \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1} \quad (5)$$

Dabei ist i der angenommene Zinssatz und n die Nutzungsdauer einer bestimmten Anlage/ Investition.

Der Annuitätenfaktor sowie die Annuität werden für jede Investition separat berechnet. Aufsummiert ergeben die Annuitäten die jährlichen kapitalgebundenen Kosten. In der hier angestellten Betrachtung wird keine Inflation berücksichtigt.

Verbrauchsgebundene Kosten

Die verbrauchsgebundenen Kosten umfassen alle Brennstoff- und andere Energiekosten.

In Tabelle 4-1 sind die in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angesetzten verbrauchsgebundenen Kosten (Basisjahr 2018) und die angenommene Energiepreiserhöhung zusammengestellt. Zu den

Kosten in Tabelle 4-1 kommen weitere betriebsgebundene Kosten, z. B. der Hilfsenergieverbrauch des Systems (s. unten).

Tabelle 4-1: Annahmen zu den verbrauchsgebundenen Kosten. Alle Preisangaben exkl. Umsatzsteuer

Energieträger	Kosten im Basisjahr in €/kWh	Jährliche Preissteigerungsrate in %/a
Erdgas	0,06	2
Strom für Haushalt	0,25	2
Strom für Wärmepumpe	0,25	2

Die zugrunde gelegte Einspeisevergütung einer PV-Anlagen richtet sich nach der Anlagenart und dem Datum der Inbetriebnahme. In der hier angestellten Berechnung wird eine Vergütung von 12 €/kWh angesetzt.

Betriebsgebundene Kosten

Die betriebsgebundenen Kosten setzen sich aus den Kosten für die Bedienung und Wartung sowie mit dem Betrieb verbundene Personalkosten zusammen. Den größten Anteil an den Betriebskosten haben die Wartungskosten.

4.2.2 Bilanzraum und -parameter

Untersuchungsrahmen

Im Rahmen des Projektes stehen solarthermische und solarelektrische Energieversorgungssysteme im Vordergrund. Daher liegt auch der Fokus der wirtschaftlichen Bewertung auf diesen Systemen inklusive deren Regelung und Steuerung. Die Wärmeverteilung im Gebäude und -übergabe an die Räume (Systeme hinter den thermischen und elektrischen Speichern), sowie Maßnahmen an der Gebäudehülle, werden nicht betrachtet.

Basisdaten für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Zu den allgemeinen Rahmendaten für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit verschiedener Systeme gehören insbesondere die folgenden Parameter:

- Inflationsrate β (allgemeine Preissteigerungsrate)
- Steigerung der Brennstoffpreise
- kalkulatorischer Zins i (nominell und real)
- Betrachtungszeitraum

Steigerung der Brennstoffpreise:

Für die eingesetzten Brennstoffe/ Energieträger wird eine mittlere Preissteigerung über den gesamten Betrachtungszeitraum ermittelt. Die in diesem Projekt angesetzten Preissteigerungsraten basieren auf Angaben des Statistischen Bundesamtes aus dem Jahr 2016.

Kalkulatorischer Zins:

Der kalkulatorische Zins wird zur Abzinsung von Zahlungsströmen verwendet und dient der Berechnung des Wertes von zukünftigen Zahlungen. Der Zinsfuß des kalkulatorischen Zinses wird für

verschiedene Methoden der dynamischen Investitionsrechnung benötigt. Im Rahmen dieses Projekts wird ein kalkulatorischer Zins von 2,1 % angesetzt.

Betrachtungszeitraum:

Im Rahmen des Projektes wird der gesamte Lebenszyklus solarer Energieversorgungssysteme für Gebäude bewertet. Der Betrachtungszeitraum richtet sich daher nach der Nutzungszeit von baulichen Maßnahmen, nach VDI-Richtlinie 2067-Blatt 1 beträgt dieser 20 Jahre.

Technikbezogene Parameter für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Nutzungsdauer

Eine wichtige Größe zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Anlagen ist die Nutzungsdauer der einzelnen Komponenten und Teilsysteme, welche in Tabelle 4-2 und Tabelle 4-3 angegeben ist. Ist der gewählte Betrachtungszeitraum größer als die Nutzungsdauer, müssen entsprechende Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden.

Tabelle 4-2: Nutzungsdauer von Komponenten eines Gebäudeenergiesystems nach VDI 2067 Blatt 1 und eigene Annahmen (*

	Nutzungsdauer in Jahren
Wärmeerzeuger	
Gasbrennwertgerät	20
elektrische Luft-Wärmepumpe	18
Heizstab	20
Thermische Kollektoranlage (Kollektorfläche inkl. Unterkonstruktion, Hydraulik Kollektor- und Solarkreis, Funktionsgruppe solar, Regelung)	20
Wärmespeicher inkl. Wärmedämmung	20
sonstige bauliche Anwendungen: Hausanschluss Gas	50
sonstige bauliche Anwendungen: Abgasanlage	50
Elektrizität	
PV-Anlage (ohne Wechselrichter und inkl. Unterkonstruktion)	25
Wechselrichter	10 (*)
elektrischer Energiespeicher	10 (*)
Hydraulische, elektrische Anbindung sowie System Messung, Steuerung, Regelung	
hydraulische Anlage Heizraum - Zusatz Material und Arbeitszeit bei hoher Fläche solarthermisches System	15 (*)
Elektroinstallation Heizraum - Zusatz Material und Arbeitszeit bei elektrischen Energiespeicher	10 (*)

Spezifische Investitionskosten, Wartungskosten und sonstige Kosten:

Die im Folgenden aufgestellte Tabelle enthält die gleichen Komponenten, wie die eben eingeführte zu den Nutzungsdauern und verbindet diese mit den Investitionskosten, den Wartungs- und sonstigen Kosten.

Tabelle 4-3: Spezifische Investitionskosten, Wartungskosten und sonstige Kosten (Steuern, Versicherungen etc.) der betrachteten Komponenten. Quellen: eigene Annahmen aus Technologiematrix (*

		Preis	Quelle
Wärmeerzeuger (inkl. Installation)			
Gasbrennwertgerät	€/kW	250	nach MAP / Vaillant 170 - 320 €/kW
elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe	€/kW	1088	future:heatpump (Forschungsprojekt)
Heizstab	€	150	unabhängig von der Leistung
Thermische Kollektoranlage (Kollektorfläche inkl. Unterkonstruktion, Hydraulik Kollektor- und Solarkreis, Funktionsgruppe solar, Regelung)	€/m ²	400	(*)
Wärmespeicher inkl. Wärmedämmung	€/l	3	-(*)
sonstige bauliche Anwendungen: Hausanschluss Gas	€	2000	-(*)
sonstige bauliche Anwendungen: Abgasanlage	€	3500	-(*)
Elektrizität			
PV-Anlage (ohne Wechselrichter und inkl. Unterkonstruktion)	€/kWp	950	(*)
Wechselrichter	€/kWp	250	(*)
elektrischer Energiespeicher	€/kWh	1000	
Hydraulische, elektrische Anbindung sowie System Messung, Steuerung, Regelung			
hydraulische Anlage Heizraum - Zusatz Material und Arbeitszeit bei hoher Fläche solarthermisches System		15%	Kennwerte aus HeizSolar [5]
Elektroinstallation Heizraum - Zusatz Material und Arbeitszeit bei elektrischen Energiespeicher		15%	
Planungen Versorgung Wärme in % der Investitionskosten		5%EFH / 10% MFH	
Planungen Versorgung Elektrizität in % der Investitionskosten		5%EFH / 10% MFH	

4.2.3 Wärme- und Stromgestehungskosten (LCOH und LCOE)

Die Wärme- und Stromgestehungskosten (LCOH) und Stromgestehungskosten (LCOE) werden mit dem im Folgenden dargestellten Vorgehen berechnet. Grundlage stellen hierfür die Gleichungen (10) und (11) dar. Die Gestehungskosten zeigen auf, wie hoch die Gesamtkosten über eine bestimmte Zeitspanne, dem Betrachtungshorizont, für eine Einheit an Wärme oder entsprechend auch Strom pro Jahr liegen. Es werden dabei die jeweils entstehenden Kosten und Energiebedarfe ins Verhältnis gesetzt. Damit ergibt sich eine Kennzahl, mit der sich bewerten lässt, zu welchen Kosten eine Versorgung mit Wärme oder elektrischer Energie erfolgt.

Für die Zuordnung der annualisierten Kostenanteile auf die Nutzung von Wärme und Elektrizität wird die im Folgenden erläuterte Aufteilung vorgenommen. Im ersten Schritt werden den energetischen Anwendungen im Gebäude für Wärme und Elektrizität die entsprechenden Kostenanteile zugeordnet. Wird ein Energiestrom nicht nur für eine Anwendung umgesetzt, so wird dieser aufgeteilt in die jeweiligen Energieanteile. Dies gilt beispielhaft für die elektrische Energie, die von der PV-Anlage erzeugt und zum Einen zur Nutzung als Haushaltsstrom oder / und zum Anderen zur Wärmebereitstellung in einer Wärmepumpe verwendet werden. Bei dieser Betrachtung werden die jährlichen elektrischen Energieströme, welche von der PV-Anlage am Gebäude erzeugt werden, herangezogen. Diese Energie teilt sich auf in:

- direkt genutzte oder über einen elektrischen Energiespeicher zur späteren Nutzung bereitgehaltene elektrische Energie (hier: Haushaltsstrom $E_{PV,HH}$ und Technikstrom $E_{PV,TE}$),
- für eine Wärmeanwendung direkt genutzte oder über einen elektrischen Energiespeicher zur späteren Nutzung im Rahmen einer Wärmeanwendung bereitgehaltene elektrische Energie (hier: Wärmepumpenstrom $E_{PV,WP}$ und Heizstabstrom $E_{PV,HST}$) sowie
- der eingespeisten elektrischen Energie ($E_{PV,Netz}$).

Für die energetische Bilanz der von der PV-Anlage sowie dem elektrischen Energiespeicher bereitgestellten nutzbaren Energien ohne Berücksichtigung von Verlusten des elektrischen Energiespeichers gilt:

$$E_{PV} = E_{PV,Netz} + E_{PV,HH} + E_{PV,TE} + E_{PV,WP} + E_{PV,HST} \quad (6)$$

Der im Gebäude selbst erzeugte und für eine Wärmeanwendung genutzte elektrische Energieanteil EN_Q berechnet sich zu:

$$EN_Q = \frac{E_{PV,WP} + E_{PV,HST}}{E_{PV,HH} + E_{PV,TE} + E_{PV,WP} + E_{PV,HST}} \quad (7)$$

Der im Gebäude selbst erzeugte und für eine elektrische Anwendung im Haushalt genutzte elektrische Energieanteil EN_E berechnet sich zu:

$$EN_E = \frac{E_{PV,HH} + E_{PV,TE}}{E_{PV,HH} + E_{PV,TE} + E_{PV,WP} + E_{PV,HST}} \quad (8)$$

Zu beachten ist, dass die eingespeiste elektrische Energie $E_{PV,Netz}$ bei diesen Quotienten zunächst nicht berücksichtigt wird. Es werden ausschließlich die im Gebäude genutzten Energie herangezogen. Dieses Verfahren ist daher nur dann anwendbar, wenn am Gebäude erzeugte elektrische Energie zumindest zu einem gewissen Anteil innerhalb des Gebäudes genutzt wird.

Für diese Betrachtung gilt:

$$EN_E + EN_Q = 1 \quad (9)$$

Im nächsten Schritt wird diese Aufteilung der Energieanteile auf die annualisierten Kosten für Investition, Betrieb und den Verbrauch übertragen. Dabei werden z. B. die Kapitalkosten für die PV-Anlage gemäß den Faktoren EN_Q und EN_E für Wärme und Elektrizität zugeordnet. Damit können die Kosten berechnet werden, die über eine Jahresbilanz am Gebäude jeweils einer elektrischen Anwendung- oder einer Wärmeanwendung zuzuordnen sind. Die einzelnen Kostenstellen werden

mit den Faktoren gewichtet und (vollständig) aufgeteilt. Damit werden z. B. alle investiven und betriebsgebundenen Kosten einer Wärmepumpe der Wärmeanwendung zugeordnet. Wird keine von der PV-Anlage erzeugte Energie in einer Wärmeanwendung umgesetzt, so werden alle mit der PV-Anlage verbundenen Kosten auf die Elektrizitätsanwendung umgelegt.

Wichtig dabei ist, dass unabhängig vom jeweiligen Betriebszustand des Systems und der damit verbundenen Auslastung eines ggf. vorhandenen elektrischen Energiespeichers eine bilanzielle Aufteilung über ein Jahr erfolgt.

Die Vergütung für eingespeisten PV-Strom kommt auch der Bewertung der Wärmeanwendung zu Gute. Es wird davon ausgegangen, dass die für die Wärmeanwendung installierten elektrischen Systemkomponenten und die über diese umgesetzte elektrische Energie im Gebäude im gleichen Maße von der eingespeisten Energie profitieren.

Die im Gebäude selbst genutzte elektrische Energie der PV-Anlage wird nicht mit zusätzlichen Kosten belegt.

In diesem Fall erfolgt die Berechnung der LCOH gemäß:

$$\begin{aligned}
 & \text{LCOH} && (10) \\
 & = \frac{\text{für Wärmeanwendung annualisierte Kosten für Investition, Betrieb und Verbrauch}_1}{\text{Nutzwärme Raumheizung} + \text{Nutzwärme Trinkwasser}} \\
 & = \frac{\text{für Wärmeanwendung annualisierte Kosten für Investition, Betrieb und Verbrauch}}{\text{Nutzwärme Raumheizung} + \text{Nutzwärme Trinkwasser}}
 \end{aligned}$$

Die Berechnung der LCOE erfolgt gemäß:

$$\begin{aligned}
 & \text{LCOE} && (11) \\
 & = \frac{\text{für Elektrizitätsanwendung annualisierte Kosten für Investition, Betrieb und Verbrauch}}{\text{Nutzenergie Haushalt} + \text{Nutzenergie Technik}}
 \end{aligned}$$

Eine Veranschaulichung der Vorgehensweise zeigt die folgende Abbildung 4-3.

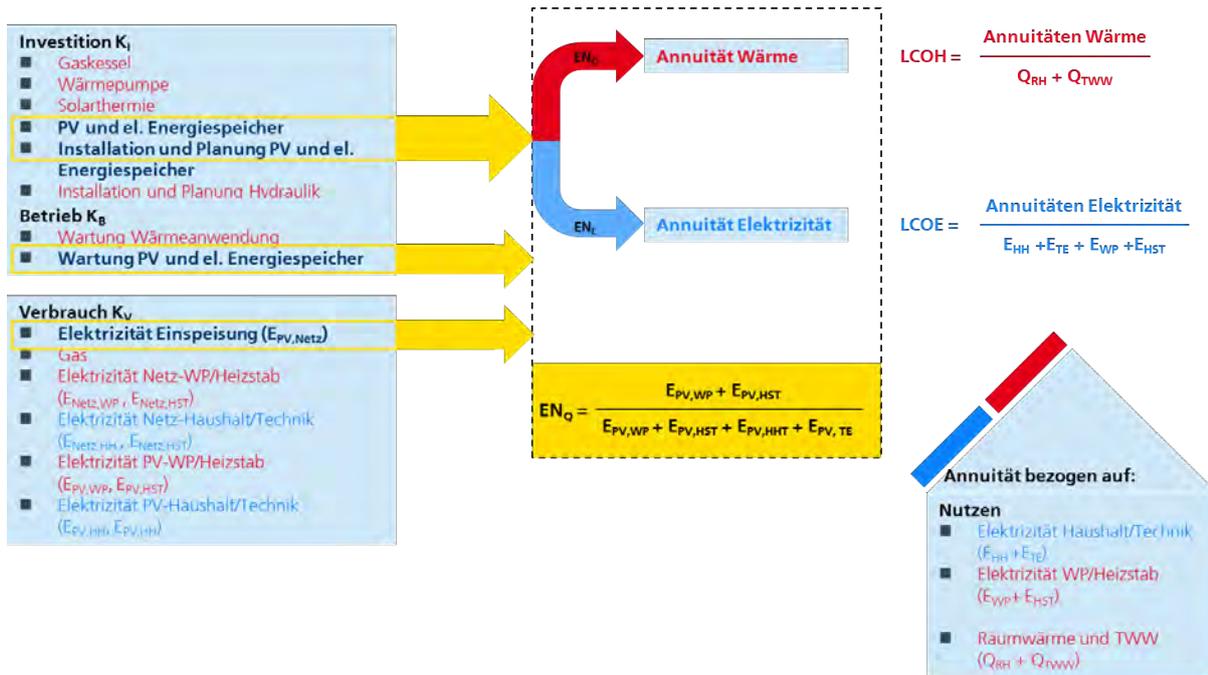


Abbildung 4-3: Energetische Gewichtung der annualisierten Kosten unter Berücksichtigung einer kombinierten Anwendung von Elektrizität und Wärme

4.3 Ökologische Bewertungskriterien

Neben den solaren Deckungsanteilen werden die Varianten und Konzepte in Bezug auf den Primärenergiebedarf sowie ihre CO₂-Emissionen analysiert und bewertet.

Die Auswertung erfolgt für zwei Annahmen. Zum einen, dass der nicht im Haus genutzte Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann. Zum anderen, dass der solare Überschussstrom nicht in das Netz eingespeist wird und somit auch nicht weiter genutzt wird. Durch diese Annahme wird der Aspekt berücksichtigt, dass bereits heute PV-Anlagen aufgrund von Stromüberschüssen abgeregelt werden müssen. Im Fall der Netzeinspeisung erfolgt eine primärenergetische und CO₂-Emissionsgutschrift des eingespeisten Stroms.

Für die Gutschriften werden die Primärenergiefaktoren nach EnEV 2016 und die CO₂-Äquivalente nach Gemis-Werten vom IINAS (Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien) herangezogen.

Hinweis: Mittlerweile gilt für den Verdrängungsstrommix ebenfalls ein Primärenergiefaktor von 1,8. Da jedoch über die gesamte Projektlaufzeit unter konstanten und damit vergleichbaren Bedingungen gerechnet und bewertet werden soll, wurde der Primärenergiefaktor des Verdrängungsstroms nicht den aktuellen Vorgaben angepasst.

Tabelle 4-4: Primärenergiefaktoren und CO₂-Äquivalente (EnEV 2016 und Gemis)

	Primärenergie	CO ₂ -Äquivalent
Strombezug - Strommix	1,8	527 g/kWh
Verdrängungsstrom (Stromeinspeisung)	2,8	527 g/kWh
Gas	1,1	241 g/kWh

Die Ermittlung des Primärenergiebedarfs sowie der CO₂-Emissionen bezieht sich auf den Betrieb der Anlagen und die damit verbundenen zusätzlich zu erwerbenden Betriebsmittel Gas und Strom sowie die Verrechnung des eingespeisten Stroms in das öffentliche Stromnetz.

Zusätzlich zur Betrachtung des Primärenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen während des Betriebs der Gebäude wird noch eine Lebenszyklusanalyse durchgeführt. Hierzu wird ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gewählt. Alle Aufwendungen zur Herstellung der Produkte und Halbzeuge sowie deren Recycling oder Endverwertung fließen in die Lebenszyklusanalyse mit ein.

Hierzu wird auf die kontinuierlich aktualisierte Datenbank ÖKOBAUDAT [7] zurückgegriffen. Hier sind fast alle Produkte und Technologien des Bausektors aufgenommen und in ausreichender Detailtiefe zur Bilanzierung des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs (PENRT) sowie des globalen Erwärmungspotenzials (GWP) hinterlegt. Analog zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind auch bei der Lebenszyklusanalyse notwendige Neuanschaffungen berücksichtigt. Dies betrifft alle Produkte, deren Nutzungsdauer kürzer ist, als der Betrachtungszeitraum. Sollten Produkte oder auch Teile davon nach dem Ende der Nutzungsdauer noch wiederverwertbar sein, wird dieser Anteil an Primärenergie bzw. CO₂-Emissionen dem gesamten Betrag wieder gutgeschrieben.

4.4 Soziologische Bewertungskriterien

Die soziologische Bewertung geht auf die objektiven und subjektiven Faktoren ein, die für die Nutzerakzeptanz, Investitionsintention und Kaufentscheidung von Solarenergie entscheidend sind. Im Weiteren werden die Faktoren als auch die im Fragebogen bei der Passantenumfrage angewendeten Fragen aufgelistet.

Neben den in Tabelle 4-5 aufgeführten Kriterien werden auch allgemeine demographische Daten wie

- das Alter,
- das Geschlecht,
- den höchsten Bildungsabschluss,
- die Berufstätigkeit und
- die Wohnsituation sowie
- das monatliche Hausnettoeinkommen und
- Informationen zu Solarenergie (Informationsfluss und –beschaffung, wie über die Zeitung und Fachzeitschriften, über elektronische Medien, über persönliche Beratung)

abgefragt und in die Bewertung eingebunden.

Im Rahmen der Bewertung wird zunächst keine Vorhersagekraft in Bezug auf das Geschlecht für die Nutzung von Solarenergie erwartet. Dies liegt zum einen an den gegensätzlichen Theorien sowie daran, dass Entscheidungen bezüglich der Nutzung von Solarenergie häufig von Paaren gemeinsam getroffen werden. Zum Beitrag des Alters an der Varianzaufklärung gibt es verschiedene Theorien, die in unterschiedliche Richtungen gehen. Bei der Nutzung von Solarenergie wird jedoch davon ausgegangen, dass das Alter der Befragten zu keiner Varianzaufklärung über die untersuchten Variablen beiträgt.

Welche Faktoren für die Akzeptanz und Investitionsentscheidungen ausschlaggebend sind, ist mitunter abhängig von der Zielgruppe (z. B. Bauherren, Mieter/innen oder Betreiber/innen).

Im Rahmen der Fragebogenerhebungen besteht keine direkte Aussage und ein Ergebnis hinsichtlich des tatsächlichen zukünftigen Kaufverhaltens der Befragten. Über die Erhebung kann jedoch auf Verhaltensabsichten geschlossen werden. Die Intention und damit auch das Verhalten ist nach der Theory of Planned Behavior (TPB) [59] eine Funktion aus drei Determinanten (siehe Abbildung 4-4):

1. Persönliche Einstellung (d. h., wird das Verhalten positiv oder negativ bewertet?)
2. subjektive Norm (d. h., wie wird das Verhalten von meinem Umfeld bewertet?)
3. wahrgenommene Verhaltenskontrolle (d. h., sehe ich mich in der Lage durch meine Aktionen eine Veränderung zu erzielen?).

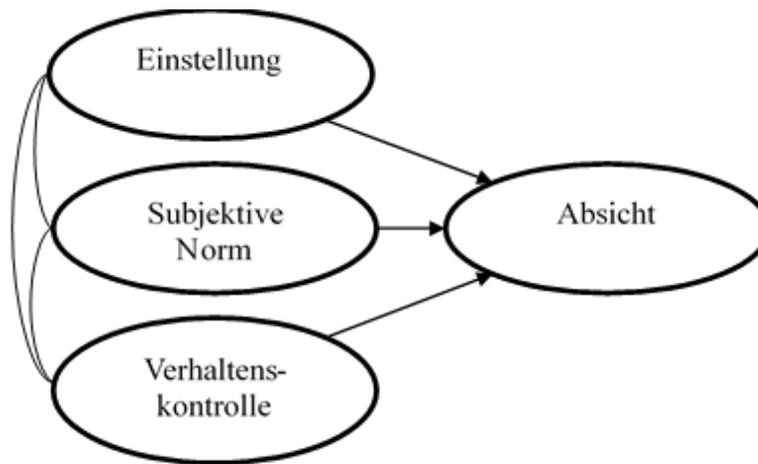


Abbildung 4-4: Determinanten gemäß Theory of Planned Behavior zur Ermittlung der Verhaltensabsichten

Tabelle 4-5: Psychologische und soziodemographische Determinanten für die Verhaltensvorhersage

Parameter / Befragungskriterien	Erläuterung
Verhaltensabsicht für die Investition in Solarenergie	Die TPB hat eine gute Vorhersagekraft für die Absicht in Solarenergie zu investieren. Besonders die subjektive Norm und die Einstellung wurden als wichtige Indikatoren für die Kaufabsicht gefunden.
Regulatorischer Fokus	<p>Die Theorie des regulatorischen Fokus besagt, dass Personen unterschiedliche Motivationssysteme haben, die die Wahrnehmung und Verarbeitung von Botschaften beeinflussen. Menschen streben unterschiedliche Zielzustände an und wenden zudem unterschiedliche Strategien an, um diese Zielzustände zu erreichen.</p> <p>Der regulatorische Fokus beschäftigt sich mit der Frage, wie auf unterschiedliche Weise Lust erzeugt und Unlust vermieden wird. Auch wenn die Ausprägung des regulatorischen Fokus als Eigenschaft eines Individuums aufgefasst wird, kann der Fokus durch die Situation, in der sich das Individuum befindet, kurzfristig verschoben bzw. induziert werden. Dies kann geschehen, indem entweder die Möglichkeit auf Gewinne – nicht-Gewinne (Promotion-Fokus) oder auf Verluste – nicht-Verluste (Prevention-Fokus) betont wird. Daher sollten die Botschaften so gestaltet werden, dass sie die motivationale Orientierung der Empfangenden treffen, um eine maximale Wirkung zu erzeugen.</p> <p>Auch wenn es inhaltlich um den gleichen Aspekt geht, können Promoter und Preventer von unterschiedlichen Herangehensweisen mehr oder weniger angesprochen werden.</p> <p>Es kann betont werden in erneuerbare Energie zu investieren (Promotionorientierte) oder CO₂-Ausstoß zu vermeiden (Preventionorientierte).</p>
Framing	Framing (Rahmung) ist eine Möglichkeit inhaltliche Aspekte einer Botschaft unterschiedlich darzustellen. Durch unterschiedliches Framing einer Botschaft kann sich die Wirkung der Botschaft ändern, obwohl die inhaltliche Aussage die gleiche bleibt. Häufig wird bei Framing zwischen Gewinn und Verlust bzw. zwischen positiven und negativen Auswirkungen unterschieden. <i>Gewinn-Framing</i> beschreibt das Eintreten oder Wegbleiben von positiven Konsequenzen (Gewinne) und <i>Verlust-Framing</i> das Eintreten oder Wegbleiben negativer Konsequenzen (Verluste).

Parameter / Befragungskriterien	Erläuterung	Hintergrund
Wahrgenommene Vorteile von Solarenergie	Sowohl vor als auch während der Nutzung neuer Technologien haben Nutzende Erwartungen an die Technologien. Diese Erwartungen können soziale, ökologische, gesellschaftliche und industrielle Vorteile einschließen und können im vorliegenden Fall Motivation sein, um in Solarenergie zu investieren.	Die wahrgenommenen Vorteile einer Technologie stehen in Verbindung mit der Verhaltensabsicht, diese Technologie einzusetzen. Damit können Angaben zu wahrgenommenen Vorteilen die Einstellung gegenüber Solarenergie voraussagen. Diese Einstellung ist wiederum ein Prädiktor für die Verhaltensabsicht und damit für das tatsächliche Verhalten.
Einstellung zu Solarenergie	Die Einstellung gegenüber einem Verhalten bildet sich aus der Überzeugung zu möglichen Auswirkungen dieses Verhaltens und beschreibt die individuelle positive oder negative Bewertung, ein bestimmtes Verhalten zu zeigen.	Die Einstellung stellt sich als stärkster Prädiktor für die Verhaltensabsicht in Solarenergie zu investieren dar. Hinzu kommen Aspekte, die ausschließlich von Anwendern zuverlässig beantwortet werden können.

Parameter / Befragungskriterien	Erläuterung	Hintergrund
Subjektive Norm	Die subjektive Norm gibt an, inwiefern ein sozialer Druck verspürt wird, ein bestimmtes Verhalten zu zeigen oder nicht zu zeigen. Die Stärke der Norm hängt dabei von der Wichtigkeit der Bezugsgruppe ab.	Es zeigt sich, dass das Verhalten bezüglich der Nutzung von Solarenergie von Mitgliedern einer Gemeinde eine Auswirkung auf das Verhalten der anderen Mitglieder hat und Installationen von solarbasierten Anlagen zu weiteren Installationen führen.
Kosten und finanzielle Vorteile	Finanzielle Anreize gehören für potentielle Nutzer/innen zu den maßgeblichen Faktoren, wenn es darum geht, sich für oder gegen eine Technologie zu entscheiden. Negativ auf die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie wirken sich die Sorgen der Bauherren hinsichtlich der entstehenden Kosten und die finanziellen Aspekte aus. Allgemein zeigt sich, dass in vielen Dingen bei Investitionen ein solch ausgeprägtes Sicherheitsbedürfnis entsteht, dass der wahrgenommene Nutzen die erwarteten Kosten deutlich übersteigen muss, bevor in neue Technologien oder „Nicht-Statusobjekte“ investiert wird.	Kosten und finanzielle Aspekte werden teilweise als Vorstufe der Einstellung und teilweise als direkter Einfluss auf die Kaufabsicht aufgefasst.

Umweltbewusstsein	Umweltbewusstsein umfasst das Wissen darüber, welchen Einfluss das eigene Handeln auf die Umwelt hat und die Bereitschaft diesen, vor allem negativen Einfluss, zu minimieren.	Es besteht derzeit eine Kluft (Gap) zwischen dem eigenen Umweltbewusstsein und umweltfreundlichem Verhalten. Das Umweltbewusstsein an sich führt somit nicht direkt zu einem entsprechenden Verhalten. Es zeigt sich jedoch, dass die Sorge um die Umwelt, neben Technikaffinität, der beste Indikator für die Nutzung von Solarenergie ist.
Fördernde Rahmenbedingungen	Fördernde Rahmenbedingungen (Subventionen) können sogar einen negativen Effekt auf das Kaufverhalten haben. Dies lässt sich dadurch erklären, dass niedrige finanzielle Anreize signalisieren, dass das, was belohnt werden muss, mit Nachteilen behaftet ist.	Die Fragestellung lautet damit: Stellen staatliche Förderungen (z. B. KfW oder Bafa) relevante Anreize dar und wird Solarenergie als finanzielle Investition wahrgenommen?
Technikaffinität	Technische Affinität beschreibt, inwiefern Personen grundsätzlich bereit sind neue Technologien auszuprobieren. Technikbegeisterung und die Freude, sich mit technischen Aspekten auseinanderzusetzen, kann dazu führen, dass die Motivation steigt, die Technologie zu nutzen.	
Nutzung von Solarenergie		Nutzen die Befragten bereits Solarenergie (Photovoltaik und/oder Solarthermie)?
Gründe für/gegen die Investition in Solarenergie	Neben jenen Aspekten, die ausschließlich von Anwendern zuverlässig beantwortet werden können, bilden wahrgenommene Vorteile von einem Verhalten das erneuerbare Energie unterstützt, die größte Varianz in der Einstellung und Kaufabsicht.	Welche weiteren Gründe (unabhängig von den abgefragten Faktoren im Fragebogen) nennen die Befragten für und gegen Solarenergie?

5 Theoretische Systemuntersuchung

Die theoretischen Systemuntersuchungen wurden in mehreren Schritten durchgeführt. Diese Schritte spiegeln auch den Aufbau dieses Kapitels wider. Zunächst wurden für alle messtechnisch untersuchten Gebäude Simulationsmodelle erstellt. Diese wurden anhand der Messdaten plausibilisiert und anschließend als Referenz definiert. Mit diesen Simulationsmodellen wurden zunächst Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Näher betrachtet wurden das spezifische Speichervolumen bezogen auf die Aperturfläche des thermischen Sonnenkollektors, die spezifische Kapazität des elektrischen Energiespeichers bezogen auf die maximale Spitzenleistung der PV-Anlage, die Neigung sowie der Anstellwinkel der PV-Anlage. (siehe Abschnitt 5.2)

Bezüglich des spezifischen Volumens des Warmwasserspeichers ergibt die Sensitivitätsanalyse einen Wert von $150 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl}}$ für EFH, für MFH liegt dieser Wert etwas darunter bei $100 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl}}$.

Bei der Betrachtung der Kapazität des elektrischen Energiespeichers wurden $0,5 \text{ kWh/kW}_p$ als unterste umgesetzte Kapazität und $2,0 \text{ kWh/kW}_p$ als obere Kapazität betrachtet. Da jedoch ein Einsatz eines elektrischen Energiespeichers keinesfalls die Regel ist, wurden zusätzlich die Varianten auch ohne elektrischen Energiespeicher untersucht. Hierbei zeigte sich, dass die gängige Kapazität von $0,5$ bis $1,0 \text{ kWh/kW}_p$ bereits einen merklichen Einfluss auf das Gesamtsystem hat und der solar-elektrische Deckungsanteil vergrößert werden kann, deutlich größeren Einfluss hat die Kapazität von $2,0 \text{ kWh/kW}_p$, jedoch steigt der finanzielle Aufwand ebenfalls signifikant.

Die Variation des Anstellwinkels ergab bei 35° bis 40° ein spezifisches Maximum des Ertrages, allerdings wird sowohl die Wärme aus der solarthermischen Anlage wie auch der Strom aus der PV-Anlage für die Wärmepumpe hauptsächlich in der Übergangszeit und im Winter zur Gebäudebeheizung benötigt. Deshalb wurde bei den MFH (hier sind Flachdächer umgesetzt) ein Anstellwinkel von 65° gewählt, da so die Erträge im Winterhalbjahr maximiert werden können. Die EFH wurden mit der Dachneigung der messtechnisch untersuchten Gebäude simuliert.

Abschließend werden in Kapitel 7.3 die Ergebnisse der Parameterstudie gezeigt.

5.1 Modellbildung

Im Kapitel Modellbildung werden einerseits die Modellierung der Gebäude und Anlagen sowie die Plausibilisierung derer Simulationsmodelle beschrieben, andererseits wird in Abschnitt 5.1.2 auf die Randbedingungen der Simulation eingegangen. Hierzu werden die verwendeten Wetterdaten, die Zapfprofile und ähnliches sowie die für die Simulation eingesetzten Types beschrieben.

5.1.1 Modellierung und Plausibilisierung

Die theoretischen Systemuntersuchungen basieren auf Modellen, die anhand der Daten der messtechnisch untersuchten Gebäude validiert werden sollten. Ein solches Vorgehen hat den Vorteil, dass einerseits Gebäudemodelle zur Verfügung stehen, die plausible und vergleichbare Simulationsergebnisse liefern, andererseits aber auch der Bezug zum realen Gebäude gegeben ist.

Zu Beginn des Projekts stellte sich heraus, dass die in den Gebäuden verbaute Messtechnik nicht geeignet ist, um detaillierte Simulationsmodelle umfangreich zu validieren. Hierzu wäre zum einen eine deutlich detailliertere Vermessung der Gebäude notwendig gewesen. Dies hätte sehr viel mehr

und auch teurere Messtechnik erforderlich gemacht, als zur Verfügung stand. Darüber hinaus wäre eine signifikant umfangreichere Datenerfassung, d.h. höhere Auflösung der Messwerte und zuverlässigere Datenerfassung und –übertragung, erforderlich gewesen. Im Rahmen von SolSys wurden die Simulationsmodelle daher nur auf Plausibilität überprüft.

Zur Plausibilisierung der Simulationsmodelle wurden sowohl die Ein- wie auch die Mehrfamilienhäuser detailliert in einem ganzheitlichen Gebäude- und Anlagenmodell mit ihren gebäudespezifischen Konfigurationen mittels der Simulationssoftware TRNSYS in Version 17 abgebildet. Die Räumlichkeiten der Gebäude werden entsprechend ihrer thermischen Randbedingungen und Konditionierung in Zonen zusammengefasst und entsprechend ihrer bauphysikalischen Eigenschaften eingepflegt. Wichtige Randbedingungen zur Heizung, Kühlung und Lüftung sowie den internen Lasten, etc. werden ebenfalls je Zone hinterlegt. Als Ausgangspunkt dienten die vorhandenen EnEV-Nachweise der Gebäude sowie die Ausführungsplanungen der Architekten.

In Abbildung 5-1 sind beispielhaft die mittels Google SketchUp erstellten 3D-Zeichnungen des Gebäudemodells des Wohngebäudes HNN zur Übernahme der Gebäudegeometrien und thermischen Zonen in TRNBuild (Zusatzprogramm für TRNSYS) dargestellt.

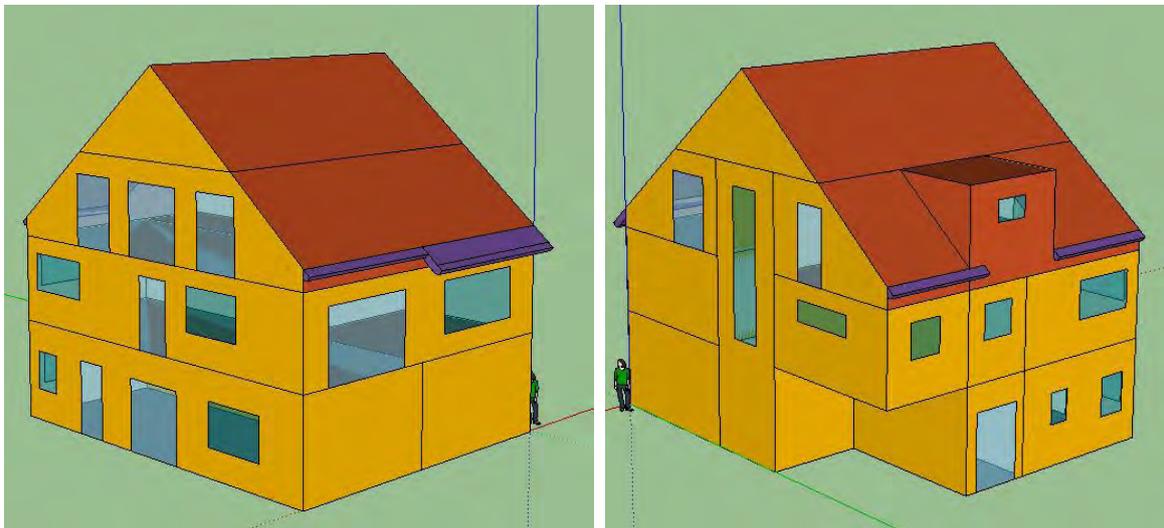


Abbildung 5-1: Zeichnung des Gebäudemodells HNN, Ansichten Süd-West (links) und Nord-Ost (rechts)

Um eine einheitliche Basis für die Simulation der Gebäude- und Systemtechnik sowie deren Varianten zu erzielen, wurden die in den Simulationsmodellen verwendeten Types (Rechenmodelle) definiert und festgelegt. Diese sowie die Randbedingungen der Simulationen werden näher in Abschnitt 5.1.2 beschrieben.

Anhand der Ergebnisse aus den Simulationen sowie den Messergebnissen an den Gebäuden wurden die Modelle überprüft. Die Modelle wurden anschließend entsprechend der Abweichungen zwischen den Ergebnissen angepasst. Dies wurde in der Detailtiefe durchgeführt, die die jeweiligen Messergebnisse aus dem Gebäudemonitoring zuließen. Anschließend wurden Sensitivitätsanalysen zu den einzelnen Parametern, siehe Kapitel 5.2 durchgeführt.

5.1.2 Referenz- und Randbedingungen der Simulationen

In diesem Kapitel sind die abgestimmten und festgelegten Referenz- und Randbedingungen zur Durchführung der Systemsimulationen mit dem Programmpaket TRNSYS [67] dokumentiert.

Für die Simulationen der Ein- und Mehrfamilienhäuser wird das Programmpaket TRNSYS in der Version 17 (Version 17.02.0004) [67] verwendet. Zur Erstellung der Gebäudebeschreibungen für die Verwendung in TRNSYS wird das Zusatzprogramm TRNBuild 2.0 genutzt. Bei der Erstellung von TRNSYS-Steuerdateien, zur Bedienung des Programms und für die Programmsteuerung findet das zum Programmpaket TRNSYS gehörende Simulation Studio in der Version 5.4.0.0 Verwendung.

Simulationsschrittweite und -zeitraum

Die Zeitschrittweite für die Berechnungen wird für alle Simulationen auf 3 Minuten festgelegt.

Der Simulationszeitraum (Zeitraum für den ein System simuliert wird) wird in Abhängigkeit des betreffenden Systems gewählt. Er ist insbesondere von den thermischen Kapazitäten (Zeitkonstanten) der simulierten Komponenten abhängig. Beispielsweise haben Gebäude und Warmwasserspeicher eine vergleichsweise große thermische Kapazität. Übliche Simulationszeiträume betragen 2 Jahre, der minimale Simulationszeitraum ist 13 Monate.

Die Auswertungen umfassen 12 Monate einer Simulation. Grundsätzlich kann eine Simulation am Ende des für die Auswertung gewählten Zeitintervalls beendet werden. Um die Heizzeit (etwa Oktober bis April) darzustellen, wird für die Auswertungen das Intervall vom 1. Juli bis 30. Juni des darauffolgenden Jahres festgelegt. Damit beträgt der übliche Simulationszeitraum einer zum 1. Januar beginnenden Simulation mindestens eineinhalb Jahre. Bei Systemen, bei denen sog. „eingeschwungene Bedingungen“ erst nach mehreren Jahren erreicht werden, müssen entsprechend verlängerte Zeiträume simuliert werden.

Wetterdaten

Im Zusammenhang mit numerischen Simulationen zum Wärmebedarf von Gebäuden repräsentieren Wetterdaten wesentliche Rand- und Referenzbedingungen, die das thermische Verhalten von Bauwerken maßgeblich beeinflussen können. Sind die simulierten Gebäude darüber hinaus mit Haustechnik ausgestattet, die in direkter Verbindung mit den örtlichen Witterungsbedingungen steht, z. B. thermische oder photovoltaische Solarsysteme oder Wärmepumpen die als Niedertemperaturwärmequelle die Umgebungsluft, solare Einstrahlung oder das umliegende Erdreich oberflächennah nutzen, haben Wetterdaten -in der Praxis *das Wetter*- Einfluss auf wesentliche Energieströme des Gesamtsystems.

Zur Bearbeitung klimaabhängiger Fragestellungen ist die Bundesrepublik Deutschland in 15 Klimaregionen eingeteilt, siehe Abbildung 5-2. Die typischen Klimaverhältnisse jeder Klimaregion werden durch zugehörige Repräsentanzstationen mit eindeutig definierten Standortdaten repräsentiert.

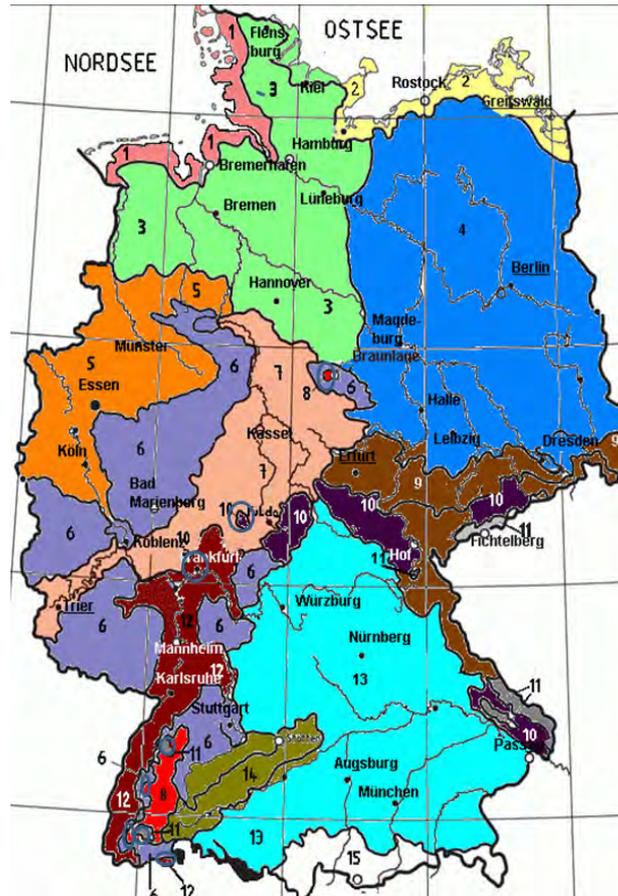


Abbildung 5-2: Referenzklimaregionen der Bundesrepublik Deutschland, Quelle: Deutscher Wetterdienst, modifiziert

Zur Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarf sowie des Jahres-Heizwärmebedarf gemäß gültiger Energieeinsparverordnung (EnEV 2014/16) ist das Klima nach DIN V 18599-10: 2011-12, Abschnitt 7.1 (Region Potsdam) zu verwenden. Zur verbindlichen Definition und Festlegung der klimatischen Bedingungen und Wetterdaten für die Simulationen im Rahmen von SolSys war geplant, das vom Deutschen Wetterdienst (DWD) für die Region Potsdam herausgegebene Testreferenzjahre zu verwenden und damit wesentlichen für Deutschland gültigen Standards zu genügen. Die Verwendung von Testreferenzjahren bei klima- und wetterabhängigen Fragestellungen ist über Verordnungen und Richtlinien hinaus sowohl in der Wissenschaft und Forschung als auch im Bereich der Normung und Wirtschaft ein übliches Vorgehen.

Infolge von Inkonsistenzen bei den Strahlungsdaten sind die Testreferenzjahre 2011 (Datenbezeichnung TRY2010_xx) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für das Projekt SolSys jedoch nicht uneingeschränkt verwendbar. Durch die Vermischung von Stundenmittelwerten und Momentanwerten sowie uneinheitliche Bezugszeiten der Wetterdaten (MEZ und/oder WOZ) kommt es zu physikalisch unsinnigen und vielfach widersprüchlichen Strahlungswerten. Bei dem für die Simulationen verwendeten Programm TRNSYS (**TR**Ansient **S**ystem **S**imulation Program) [67] sind uneinheitliche Bezugszeiten kaum zu berücksichtigen und die daraus resultierenden fehlerhaften Strahlungswerte praktisch nicht zu korrigieren. Die das Problem betreffenden Aussagen im zugehörigen Handbuch des DWD sind zudem nicht eindeutig und unklar formuliert. Darüber hinaus sind die Wetterdaten gemäß Handbuch (Ausgabe September 2014) für „...die Berechnung solarer Gewinne mittels solarthermischer Kollektorsimulationen“ nicht geeignet. Die genannten, für eine Nutzung der Wetterda-

ten des DWD entscheidenden Zusammenhänge, wurden auch im Rahmen der Forschungsprojekte *future:heatpump - Energetische und wirtschaftliche Bewertung von Wärmequellen für Wärmepumpen* (FKZ 03ET1273A) vom Institut für Gebäude- und Solartechnik (IGS) der Technische Universität Braunschweig und im Rahmen des Projektes *DEZENTRAL - Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie* (FKZ 03ET1039C) vom Büro Solites aus Stuttgart festgestellt und in zugehörigen Forschungsberichten dokumentiert.

Für die Fortführung des Projektes SolSys ergab sich daher die Notwendigkeit, vom vorgesehenen Testreferenzjahr Potsdam des Deutschen Wetterdienstes auf eine alternative Datenbasis zu wechseln. Diese Datenbasis sollte bezüglich Reputation und wissenschaftlicher Akzeptanz dem Testreferenzjahr des DWD nicht nachsteht. Da die Klimaregion und die zugehörige Repräsentanzstation beibehalten werden sollte, wurde mittels *Meteonorm® 7.1.10* [68] für die Repräsentanzstation Potsdam ein „Testreferenzjahr“ generiert und dieses zur Übernahme der Daten in die Simulationen in das Format der DWD-Testreferenzjahre konvertiert. Zur Generierung von Wetterdaten gilt das Programm *Meteonorm®* im Rahmen von Forschungsprojekten aber auch im Bereich Normung und bei der Erstellung von Richtlinien sowie für kommerzielle Anwendungen als anerkannter Standard. Die meteorologischen Größen und der Aufbau des *neuen Testreferenzjahres* entsprechen dem Testreferenzjahr des Deutschen Wetterdienstes.

Das mittels *Meteonorm®* für die Repräsentanzstation Potsdam erstellten Testreferenzjahr zeigt im Bereich der Strahlungsdaten jedoch nur marginale Unterschiede zu dem fehlerhaften Testreferenzjahr des Deutschen Wetterdienstes, siehe Abbildung 5-3. Die entscheidende Ursache ist, dass *Meteonorm®* auf die Daten des DWD zurückgreift und damit die Inkonsistenzen bei den Strahlungswerten übernimmt.

Aus diesem Grund wurden in einem zweiten Ansatz mittels *Meteonorm®* Wetterdaten für den geographischen Standort der Repräsentanzstation Potsdam und damit stellvertretend für diese Testreferenzjahr-Klimaregion des Deutschen Wetterdienstes generiert. Wie zuvor wurden diese Daten zur Übernahme in die Simulationen in das Format der DWD-Testreferenzjahre konvertiert und die Wetterdaten nach eingehender Prüfung anstelle des Testreferenzjahres dieser Klimaregion als Referenzwetter für SolSys festgelegt. Die Strahlungssummen und der Temperaturverlauf sowie der Jahresmittelwert der Außentemperatur der Wetterdaten entsprechen in etwa denen des entsprechenden *Testreferenzjahres 2010* des Deutschen Wetterdienstes. Die Inkonsistenzen bei den Strahlungsdaten des DWD-Testreferenzjahres bestehen nicht mehr. Die Solarstrahlung und Strahlungsverteilung können als realistisch angesehen werden, siehe Abbildung 5-3.

Die mittels *Meteonorm®* generierte Wetterdaten werden als Referenzwetterdaten bei den Simulationen der unterschiedlichen Gebäude, Variationen der haustechnischen Anlagen und solaraktiven Flächen sowie zu sämtlichen Parameterstudien und Sensitivitätsanalysen verwendet.

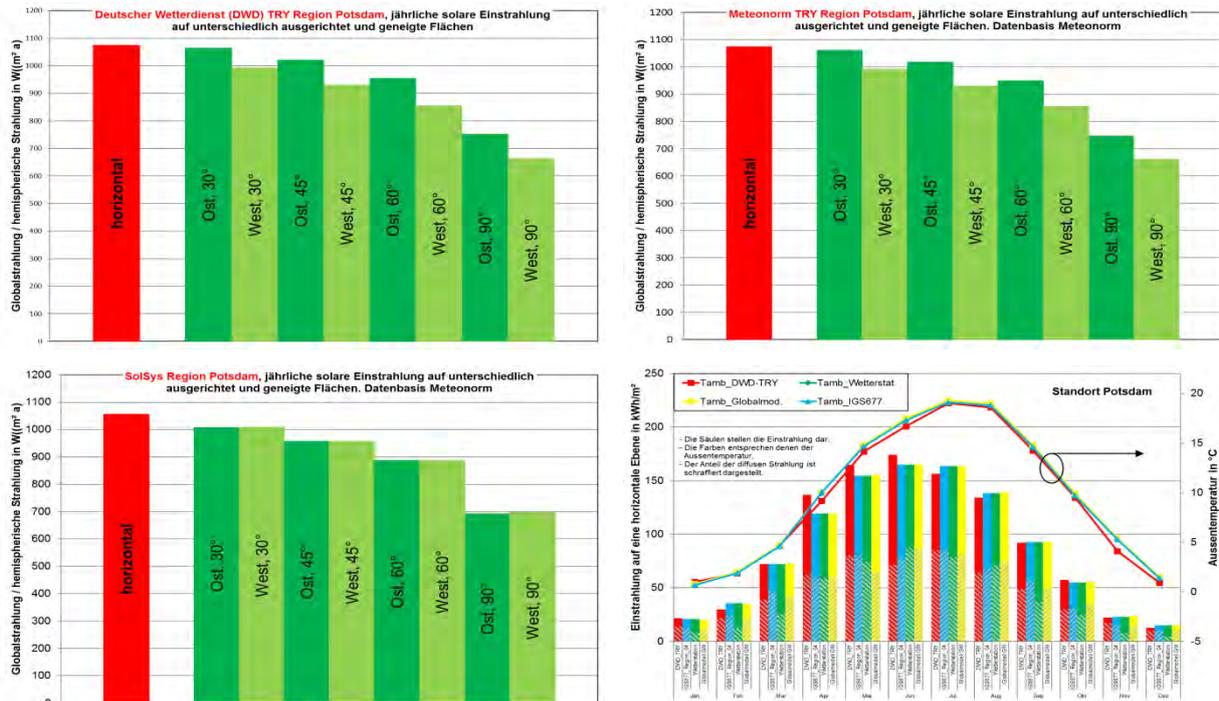


Abbildung 5-3: Globalstrahlung der Testreferenzjahre für Potsdam a) des Deutschen Wetterdienstes (oben, links) und b) mittels Meteonorm® für dieselben Klimaregionen generiert (oben, rechts) sowie mittels Meteonorm® als Referenzwetterdaten für SolSys generierte Wetterdaten (unten, links) und Monatssummen der solaren Einstrahlung auf eine horizontale Ebene und Mittelwerte der Außentemperaturen diverser mittels Meteonorm® generierten Wetterdaten (unten, rechts)

Im Zusammenhang mit der Erstellung der Referenzwetterdaten mittels Meteonorm® wurden sämtliche vom Programm angebotenen Optionen und Grundlagen zur Generierung von Wetterdaten geprüft. Einen Vergleich von generierten Daten mit den entsprechenden Werten des verworfenen Testreferenzjahres des Deutschen Wetterdienstes für die Klimaregion 4, Repräsentanzstation Potsdam, ist in Abbildung 5-3 (unten rechts) dargestellt. Die Farbe Blau repräsentiert die im Rahmen des Projektes verwendeten Referenzwetterdaten. Die blauen Säulen (IGS677_Region_04) zeigen die Einstrahlung auf eine horizontale Ebene in kWh/m² und die blauen Linien (Tamb_IGS677) die Außentemperatur (Umgebungstemperatur) in °C.

Bezogen auf die entsprechenden Werte des verworfenen Testreferenzjahres des DWD betragen die Abweichungen der aus den mittels Meteonorm® generierten Wetterdaten berechneten jährlichen Globalstrahlungen -1,75 % und die des Jahresmittels der Umgebungstemperatur +0,34 °C.

Für die Systemsimulationen werden diverse meteorologische Größen benötigt. Abweichend zu dem sonst üblichen Vorgehen Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes zu nutzen, werden für die Simulationen in SolSys mittels Meteonorm®, Version 7.1.10.25939 (vom 28.07.2016) Referenzwetterdaten für den Zeitraum von einem Jahr als Stundenwerte generiert. Die Referenzwetterdaten werden für den Standort der Wetterstation Potsdam erstellt, zur Nutzung mit TRNSYS aufbereitet und in einer von der Datenleser-Solarstrahlungsprozessor-Kombination (Type99) lesbaren Datei hinterlegt. Die in den mittels Meteonorm® erzeugten Referenzwetterdaten enthalten meteorologischen Größen entsprechen denen der Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes.

Die Zeitreihen der in stündlicher Auflösung generierten und für die Simulationen in SolSys festgeschriebenen Wetterdaten beinhalteten die folgenden Größen:

- direkte solare Strahlung auf eine horizontale Fläche (Ebene) in W/m^2 (wird von TRNSYS in $kJ/(h \cdot m^2)$ umgerechnet)
- diffuse solare Strahlung auf eine horizontale Fläche (Ebene) in W/m^2 (wird von TRNSYS in $kJ/(h \cdot m^2)$ umgerechnet)
- Umgebungstemperatur (Außentemperatur) in $^{\circ}C$
- relative Luftfeuchtigkeit in %
- Windgeschwindigkeit in m/s
- Windrichtung in $^{\circ}$
- Luftdruck in hPa
- Bedeckungsgrad (Bewölkungsgrad) in Achtel

Von einzelnen Rechenmodellen innerhalb der Simulationen ggf. speziell benötigte Größen werden im Rahmen der Simulationen aus den Referenzwetterdaten abgeleitet bzw. berechnet. Zur Verwendung durch einzelne Rechenmodelle sind dies z. B.:

- Strahlungsdaten auf unterschiedlich ausgerichtete und geneigte Flächen in W/m^2
- Taupunkttemperatur in $^{\circ}C$
- Himmelstemperatur in $^{\circ}C$
- Temperatur des Erdreichs in definierten Tiefen in $^{\circ}C$

Um eine einheitliche Basis bei der Nutzung und Verarbeitung der Wetterdaten zu gewährleisten, wird für alle Simulationen im Projekt SolSys ein mittels des Simulation Studios erstelltes Blockdiagramm zur Erzeugung einer TRNSYS-Steuerdatei zum einlesen, aufbereiten und zur Übergabe der Wetterdaten definiert. Das Blockdiagramm enthält im Wesentlichen die Datenleser-Solarstrahlungsprozessor-Kombination Type 99, eine Rechenroutine zur Bestimmung thermodynamischer Größen feuchter Luft, Type 33 und ein Rechenmodell zur Bestimmung der Himmelstemperatur, Type 69. Als zusätzliche Option wird dem Blockdiagramm ein Standard-Datenleser, Type 9 hinzugefügt. Außerdem eine Simulations-Zusammenfassung, Type 28, Online-Routinen zur graphischen Darstellung frei wählbarer Ausgabegrößen während der Simulation (Type 65) und Gleichungssysteme zur Modifikation von Ein- und Ausgaben für bzw. von einzelnen Rechenroutinen (sog. Equations). Zusammen mit den Referenzwetterdaten wird das Blockdiagramm als Standard für die Simulationen im Projekt SolSys festgelegt.

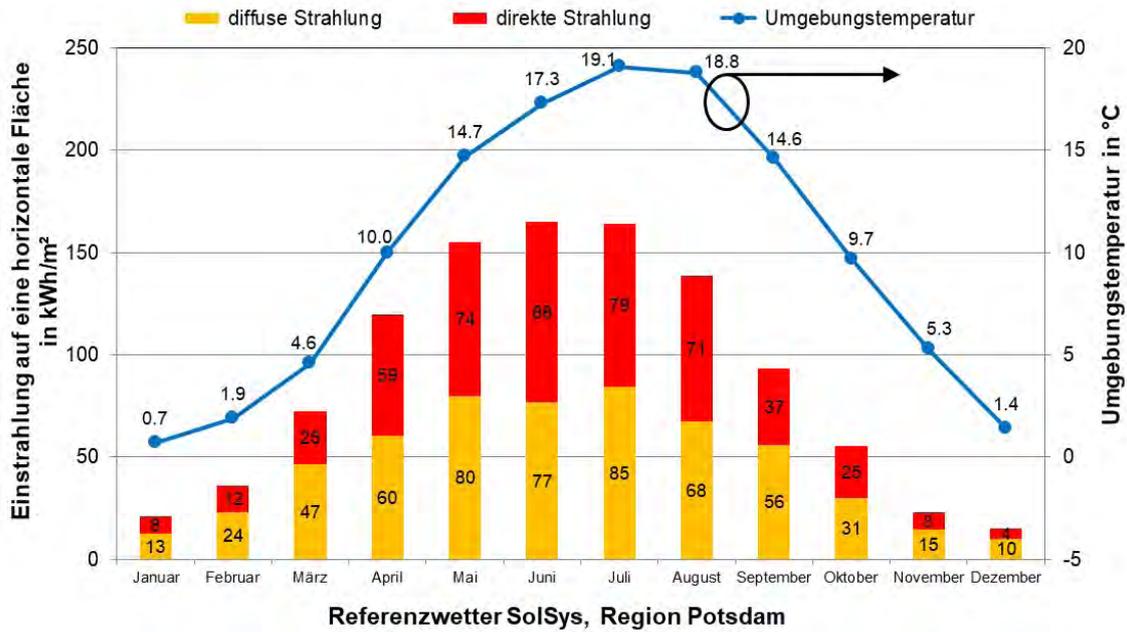


Abbildung 5-4: Monatssummen der Einstrahlung auf eine horizontale Fläche und Mittelwerte der Umgebungstemperatur, Referenzwetter Region Potsdam

Tabelle 5-1: Monatssummen der Einstrahlung auf eine horizontale Fläche und deren Jahressumme sowie Monats- und Jahresmittelwerte der Umgebungstemperatur, Referenzwetter Region Potsdam

Einstrahlung auf eine horizontale Fläche in kWh/m²													
Jan.	Feb.	März	Apr.	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Dez.		Summe
21	36	72	119	154	165	164	139	93	56	23	14		1056
Mittelwert der Umgebungstemperatur in °C													
Jan.	Feb.	März	Apr.	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Dez.		Jahresmittel
0,7	1,9	4,6	10,0	14,7	17,3	19,1	18,8	14,6	9,7	5,3	1,4		9,8

Bedarf und Entnahmen von erwärmtem Trinkwasser

Die Zapfprofile für erwärmtes Trinkwasser im Rahmen der Simulationen basieren auf den Trinkwasserzapfprofilen gemäß Mandat 324 der Council Directive 92/75/EEC an CEN und CENELEC. Diese Zapfprofile, sog. tapping cycles, wurden im Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 239 vom 6. September 2013 in den Schriftstücken.

- Delegierte Verordnung (EU) Nr. 811/2013 der Kommission vom 18.02.2013 zur Ergänzung der Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, Anhang VII, Tabelle 15,
- Delegierte Verordnung (EU) Nr. 812/2013 der Kommission vom 18.02.2013 zur Ergänzung der Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, Anhang VII, Tabelle 3.
- Verordnung (EU) Nr. 813/2013 der Kommission vom 02.08.2013 zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, Anhang III, Tabelle 7 und
- Verordnung (EU) Nr. 814/2013 der Kommission vom 02.08.2013 zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, Anhang III, Tabelle 1

als Lastprofile für unterschiedliche Anwendungszwecke und -bereiche veröffentlicht. Gegenüber vielen anderen gebräuchlichen Zapfprofilen zeichnen sich diese Zapfprofile für erwärmtes Trinkwasser insbesondere durch einen hohen Detaillierungsgrad aus.

Tabelle 5-2: Zapfprofil Typen für die Entnahmen von erwärmtem Trinkwasser gemäß dem Trinkwasserzaprofil des European Tapping Cycle

Zapfprofil Typ ¹⁾	Zapfungen pro Tag	täglich gezapfte Energie in kWh
3XS	23	0,345
XXS	20	2,100
XS	3	2,100
S	11	2,100
M	23	5,845
L	24	11,655
XL	30	19,07
XXL	30	24,53

¹⁾ Die Zapfprofile Type 3XS, XXS, XS und S gelten für Speicher-Warmwasserbereiter, bei denen das Speichervolumen im Fall von 3XS 7 Liter, für XXS und XS 15 Liter und für S 36 Liter nicht überschreitet. Diese Zapfprofile sind im Rahmen von SolSys nicht relevant. Zur Verwendung in SolSys stehen die **fett** gedruckten Zapfprofile Typ M, L, XL und XXL zur Disposition wobei das Profil M (grau hinterlegt) in Bezug auf die täglich gezapfte Energiemenge eine gute Basis für drei- bis vierköpfigen Haushalte darstellt und daher im Rahmen von SolSys einheitlich verwendet wird.

In Übereinstimmung mit den *European Tapping Cycles* hat das in die Trinkwasserspeicher oder eine externe Trinkwassererwärmung einströmende Kaltwasser während des gesamten Jahres die Temperatur von 10 °C.

Gemäß Festlegung zu den Simulationen beträgt die Zapftemperatur in den Wohnungen einheitlich 55 °C. Für das Projekt SolSys werden die *European Tapping Cycles* dementsprechend angepasst und zudem wie folgt skaliert:

- Für die Zapfmenge in den Einfamilienhäusern (EFH) wird von einer Belegung von vier Personen je Haushalt ausgegangen.
- Für die Zapfmenge in den Mehrfamilienhäusern (MFH) wird eine Belegung von einer Person je 46,5 m² Wohnfläche angesetzt¹.
- Je Person und Tag werden 35 Liter erwärmtes Trinkwasser bei 55 °C Zapftemperatur aus dem System entnommen. Das entspricht einer Energiemenge von 670 kWh pro Person und Jahr.

Die Verteilung der Zapfungen über einen Tag entspricht dem Zapfprofil „European Tapping Cycle Type M“. Die Zapfmengen werden entsprechend der zuvor gemachten Angaben an die jeweiligen Gebäude und Anzahl der Nutzer angepasst (skaliert). Die Zeitpunkte des Beginns der einzelnen Zapfungen entsprechen den in den *European Tapping Cycles* dokumentierten Zeiten.

Zur Nachsimulation der Gebäude unter Berücksichtigung gemessener Verbrauchswerte für Trinkwarmwasser (Variante 0) wird der gemäß des Trinkwarmwasserverbrauchs am besten passende *European Tapping Cycle* durch Verlängerung oder Verkürzung der Zapfzeiten an den gemessenen Verbrauch angepasst (skaliert). Da die Zapfzeiten aus den Messdaten nicht hervorgehen, entsprechen auch in diesen Fällen die Anfangszeiten der einzelnen Zapfungen den in den *European Tapping Cycles* dokumentierten Zeitpunkten.

Bereithaltung und Verteilung von erwärmtem Trinkwasser

Die im Rahmen der Simulationen in Verbindung mit thermischen Solaranlagen implementierten Speichergrößen betragen 50 l, 100 l und 150 l nutzbares Speichervolumen je Quadratmeter Aperturfläche des thermischen Kollektors.

Die Wärmeverlustraten der Warmwasserspeicher in Watt entsprechen den 1,5 fachen Werten der maximal zulässigen Wärmeverlustraten gemäß der Verordnung (EU) Nr. 811/2013 und 812/2013 der Kommission² für Warmwasserspeicher der Klasse B (auch in Verbindung mit Solaranlagen). Unter Berücksichtigung der Speichervolumen V in Liter berechnen sich die Wärmeverlustraten für die Referenztemperaturdifferenz von 45 K zu

$$1,5 * (12 + 5,93 * V^{0,4}) \quad [W]$$

Mit dem Faktor 1,5 werden die in der Praxis im Allgemeinen vorhandene zusätzliche Wärmeverluste, z. B. an Speicheranschlüssen, pauschal berücksichtigt.

Die Berücksichtigung von Wärmeverlusten der Warmwasserspeicher bei der Deckung des Heizwärmebedarfs entspricht den tatsächlichen Gegebenheiten in den messtechnisch untersuchten Gebäuden. Unabhängig von der Speichergröße werden Wärmeverluste bzw. -gewinne von Warmwasserspeichern zur Deckung des Heizwärmebedarfs nur dann berücksichtigt, wenn sich bereits in der

¹ Mittelwert für den deutschen Gebäudebestand, Quelle: www.umweltbundesamt.de, abgerufen 13.12.2017

² - Delegierte Verordnung (EU) Nr. 811/2013 der Kommission vom 18.02.2013 zur Ergänzung der Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, Anhang II, Tabelle 4,

- Delegierte Verordnung (EU) Nr. 812/2013 der Kommission vom 18.02.2013 zur Ergänzung der Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, Anhang II, Tabelle 2.

Referenzanlage (Ist-Zustand des Gebäudes, Variante 0) ein Speicher innerhalb der wärmege­däm­men Gebäudehülle befindet.

Zirkulation von erwärmtem Trinkwasser

Da die entsprechenden Größen im Rahmen des Monitorings nicht erfasst wurden, werden Wärmeverluste bzw. -gewinne für die Raumheizung durch eine Zirkulation von erwärmtem Trinkwasser nicht explizit berücksichtigt. Gleichwohl sind die jeweiligen Energiemengen bilanziell in den gemessenen Verbrauchsdaten der Liegenschaften enthalten und werden damit als „verdeckte Parameter“ bei der Modellerstellung für die Simulationen einbezogen.

Wärmedämmung/Wärmeverluste der Rohrleitungen

Da die Qualität der Wärmedämmung der Rohrleitungen im Rahmen des Projektes nicht detailliert untersucht werden kann, entspricht diese bei den Simulationen (TRNSYS-Type 31) den Vorgaben der Energieeinsparverordnung EnEV 2014/2016.³ Um die in der Praxis gegenüber diesen Anforderungen im Allgemeinen höheren Wärmeverluste, wie sie z. B. durch nicht vollständig wärmege-dämmte Armaturen auftreten zu berücksichtigen, werden die theoretisch berechneten Werte für die Wärmeverluste von Rohrleitungen im Rahmen der Simulationen um den Faktor 1,5 erhöht.

Raumheizung

Die Raumsolltemperatur beträgt 21 °C. Die Raumsolltemperatur wird durch die Kombination des Heizkörpermodells (TRNSYS-Type 362) mit dem als Heizkörperthermostat verwendeten PID Regler (TRNSYS-Type 320) realisiert. Durch die Anpassung der PID Parameter und weiterer Parameter des Type 320 wird die Raumsolltemperatur in Bezug auf die aktive Gebäudebeheizung auf $\pm 0,25$ °C konstant gehalten.

Das zur Simulation verwendete Heizkörpermodell (TRNSYS-Type 362) wird -nach entsprechender Parametrierung- auch zur Simulation von Fußbodenheizungen verwendet. Der in TRNBuild und in der Gebäuderoutine Type 56 zur Berücksichtigung thermisch aktiver Bauteile (z. B. einer Fußbodenheizung) implementierte „Aktive Layer“ findet keine Anwendung.

Bei der Regelung zur Raumheizung handelt es sich um eine sog. *Bedarfsregelung*, d. h. es wird keine Heizperiode festgelegt und die Möglichkeit zur Gebäudebeheizung besteht ganzjährig. Die Beheizung der Räume wird aktiviert, wenn deren Temperatur unterhalb des Sollwertes (21 °C) liegt. Energiegewinne und damit verbundene Temperaturerhöhungen im Inneren des Gebäudes durch solare Einstrahlung auf den Baukörper und/oder die Außentemperatur, auch über die Raumsolltemperatur hinaus, werden berücksichtigt. Wie bei den ausgeführten Gebäuden ist keine Raumkühlung vorhanden.

Als konventioneller Wärmeerzeuger mit fossilem Brennstoff wird ein Gaskessel mit einem Nutzungsgrad (konstantem Wirkungsgrad) von 85 % angesetzt [60]. Diese Wärmequelle wird nicht von einem TRNSYS-Rechenmodell (Type) repräsentiert, sondern mittels einer Gleichung (*Equation*) in die TRNSYS-Steuerdatei eingefügt.

Externe Wärmeübertrager, wie z. B. Plattenwärmeübertrager, werden für den jeweiligen Auslegungsfall (z. B. gemäß Übertragungsleistung oder Nennvolumenstrom) mit einer Temperaturdifferenz (Spreizung) zwischen Primär- und Sekundärseite von 5 K bemessen.

³ Energieeinsparverordnung 2014 mit Änderungen ab 2016

Elektrischer Energiebedarf

Ein Lastgang für elektrische Energie wurde vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) mit dem Programm synPRO erstellt [61]. Der Lastgang repräsentiert einen Haushalt mit vier Personen. Die zeitliche Auflösung beträgt drei Minuten. Elektrischer Energiebedarf für die Zirkulation von erwärmtem Trinkwasser und Elektromobilität, die beide standardmäßig in dem Lastgang vorhanden sind, wird in den Simulationen nicht berücksichtigt. Im Fall von Gebäuden mit einer von vier Personen abweichenden Belegung wird der Lastgang skaliert. Die Auswirkungen der Gleichzeitigkeiten in den Mehrfamilienhäusern wurden nicht berücksichtigt.

Umwälzpumpen

Die für Umwälzpumpen angesetzte elektrische Leistung ergibt sich aus Vorgaben der DIN EN 12977-5:2012-06 [62]. In dieser Norm finden sog. Hocheffizienzpumpen jedoch keine Berücksichtigung. Im Rahmen der Simulationen wird demgegenüber grundsätzlich von der Verwendung von Hocheffizienzpumpen ausgegangen. Um den Einfluss derartiger Pumpen auf die elektrische Hilfsenergie zu berücksichtigen, werden bei den Simulationen lediglich 25 % der gemäß DIN EN 12977-5:2012-06 maximal zulässigen elektrischen Gesamtleistung für die in den Berechnungen erfassten Pumpen angesetzt.

Solar aktive Flächen

Sowohl bei den thermischen Kollektoren als auch bei den Photovoltaikmodulen werden die Flächen von 0 % bis 100 % Belegung der möglichen Fläche in Schritten von jeweils 10 % variiert. Dabei werden rechnerisch ermittelte Größen verwendet und die maximal möglichen Flächen komplementär mit den beiden Technologien belegt. D. h., wenn z. B. die Fläche der thermischen Solaranlage um 10 % der möglichen Fläche erhöht wird, nimmt die Größe der Photovoltaikanlage um den entsprechenden Betrag ab – und vice versa. Ein Abgleich mit Größen am Markt verfügbarer Produkte erfolgt nicht.

Thermische Solaranlagen und für die Photovoltaikanlagen

Die Ausrichtungen der Gebäude und Dächer entsprechen denen der Ausführungszustände der Gebäude (Istzustand, Variante 0). Bei den Einfamilienhäusern entsprechen die Neigungswinkel der solar aktiven Flächen den Neigungswinkeln der Dächer. Bei den mit einem Neigungswinkel von 10° ausgeführten Dächern der Mehrfamilienhäuser in Frankfurt a. M. (FFM) und Konstanz (KON) wird wie folgt verfahren:

Maximale Belegung des jeweiligen Daches unter der Vorgabe, dass bei 1 m breiten Modulen und einem Anstellwinkel gegen die Horizontale von 65° am Mittag des 21. Dezembers keine Verschattung auftritt. Die Module sind stets quer montiert, sodass die Modulreihen bei einem fiktiven Anstellwinkel gegen die Horizontale von 90° genau 1 m hoch wären.

Thermische Kollektoren

Als Rechenmodell für den/die thermischen Kollektor(en) wird der Non-Standard Type 432 verwendet. Das Rechenmodell wird wie folgend parametrisiert:

- Konversionsfaktor η_0 0,8 [63]
- Einstrahlwinkelkorrekturfaktor für direkte solare Einstrahlung b_0 0,2 [64]
- Einstrahlwinkelkorrekturfaktor für diffuse solare Einstrahlung K_d 0,91 [65]
- Wärmedurchgangskoeffizient a_1 3,69 W/(m²K) [64]
- temperaturabhängiger Wärmedurchgangskoeffizient a_2 0,007 W/(m²K²) [64]
- flächenbezogene Wärmekapazität c 8,0 kJ/(m²K) [65]

Als Bezugsfläche wird die Aperturfläche definiert.

Die Eingabewerte für das Rechenmodell für den/die thermischen Kollektor(en) während der Simulation sind:

- Fluid-Eintrittstemperatur, Startwert 0,0 °C; in der Simulation berechnete Werte
- Fluid-Massenstrom, Startwert 0,0 kg/h; in der Simulation berechnete Werte
- Umgebungstemperatur des Kollektors, Startwert 0,0 °C; in der Simulation (auf Grundlage der Wetterdaten) berechnete Werte
- Globalstrahlung (auf die Horizontale), Startwert 0,0 kJ/(h·m²); in der Simulation (auf Grundlage der Wetterdaten) berechnete Werte
- hemisphärische Strahlung (in Kollektorebene), Startwert 0,0 kJ/(h·m²); in der Simulation (auf Grundlage der Wetterdaten) berechnete Werte
- diffuse Solarstrahlung auf den Kollektor, Startwert 0,0 kJ/(h·m²); in der Simulation (auf Grundlage der Wetterdaten) berechnete Werte
- Einstrahlwinkel für direkte Strahlung auf den Kollektor, Startwert 0,0°; in der Simulation berechnete Werte
- Windgeschwindigkeit, Startwert 0,0 m/s; fortlaufende Werte aus Wetterdaten
- langwellige Himmelsstrahlung, Festwert 0,0 kJ/(h·m²)
- transversaler Einstrahlwinkel auf den Kollektor, Startwert 0,0°; in der Simulation berechnete Werte
- longitudinaler Einstrahlwinkel auf den Kollektor Startwert 0,0°; in der Simulation berechnete Werte

Regelung einer thermischen Solaranlage

Die Schalthysterese des für eine thermische Solaranlage installierten Ein/Aus Reglers (TRNSYS-Type 2) beträgt für die Einfamilienhäuser 4 K und für die Mehrfamilienhäuser 5 K. Bei den Einfamilienhäusern wird der Kollektorkreis ab einer Übertemperatur des Kollektors gegenüber der Temperatur im unteren Bereich des Speichers von 7 K betrieben. Der Betrieb wird beendet, wenn die Übertemperatur des Kollektors auf weniger als 3 K sinkt. Infolge der vergleichsweise langen Kollektorkreisverrohrung wird der Kollektorkreis bei den Mehrfamilienhäusern ab einer Übertemperatur des Kollektors gegenüber der Temperatur im unteren Bereich des Speichers von 10 K in Betrieb genommen. Der Betrieb wird beendet, wenn die Übertemperatur des Kollektors auf weniger als 5 K gesunken ist.

Photovoltaikmodule

Als Rechenmodell für die Photovoltaikmodule wird das im Lieferumfang von TRNSYS 17 enthalten Photovoltaikmodul, Type 562e verwendet. Das Rechenmodell wird wie folgend parametrisiert:

- PV Efficiency Mode 1
- Cover mode 0
- Area variable m²
- Back resistance 1,0 (h·m²·K)/kJ
- Top emissivity 0
- Back emissivity 0
- Absorptance 1,0
- PV efficiency 0,161

Im Parameter „PV efficiency“ ist der Gesamtwirkungsgrad des PV-Moduls zusammengefasst.

Die Eingabewerte für das Rechenmodell für die Photovoltaikmodule während der Simulation sind:

- Umgebungstemperatur der Module, Startwert 10,0 °C; in der Simulation (auf Grundlage der Wetterdaten) berechnete Werte
- Himmelstemperatur, Startwert 10,0 °C; berechnete Werte aus Simulation
- Temperatur der Luft an der Rückseite der PV-Module, Festwert 25,0 °C
- Temperatur Strahlungsaustausch Rückseite der PV-Module, Festwert 20,0 °C
- Wärmeübergangskoeffizient an der Frontseite der PV-Module, Festwert 25,0 (kJ/(h·m²·K)
- Wärmeübergangskoeffizient an Rückseite der PV-Module, Festwert 11,0 (kJ/(h·m²·K)
- hemisphärische Strahlung auf die PV-Module, Startwert 0 kJ/(h·m²); in der Simulation (auf Grundlage der Wetterdaten) berechnete Werte

Elektrischer Speicher

Der Wirkungsgrad der Batterieladung wird auf 92.5 % festgesetzt. (Batterie, TRNSYS-Type47a, Parameter 5 – Charging efficiency: 0.925)

Die Wirkungsgrade der PV-Regler/Wechselrichterkombination werden auf 99.5 % für den Regler und 97.5 % für den Wechselrichter festgelegt. (PV-Regler/Wechselrichterkombination, TRNSYS-Type48b, Parameter 2 – Regulator efficiency: 0.995; Parameter 3 – Inverter efficiency: 0.975)

Die Abfolge der Priorität bei der Verwendung von elektrischer Energie aus einer Photovoltaikanlage ist

1. Direktnutzung, d. h. zeitgleiche Nutzung der erzeugten elektrischen Energie. (Verwendung der elektrischen Energie zur instantanen Deckung des Haushaltstrombedarfs.)
2. Einspeisung in einen ggf. vorhandenen Energiespeicher für elektrische Energie (Akkumulator)
3. Einspeisung in das öffentliche Stromnetz

In jedem Fall wird die Eigenstromnutzung maximiert.

TRNSYS Types

In der folgenden Tabelle sind die wesentlichen Rechenmodelle (TRNSYS Types) aufgeführt, mit denen die Simulationen durchgeführt werden. Im ersten Abschnitt beinhaltet die Tabelle Types aus dem Standardlieferungsumfang von TRNSYS 17. Im nachfolgenden Abschnitt sogenannte Non-Standard-Types, die z. B. im Rahmen von Forschungsprojekten entwickelt oder aus Standardtypes weiterentwickelt worden sind und die in SolSys verwendet werden.

Tabelle 5-3: Verwendete Rechenmodelle (TRNSYS Types)

Verwendete TRNSYS Types (Rechenmodelle) aus dem Lieferumfang von TRNSYS 17		
Komponente	verwendeter Type	Bemerkungen
Ein/Aus Regler	Type 2	2-Punkt Regler, z. B. für Temperaturdifferenzregelungen
Warmwasserspeicher mit Schichtung	Type 4	nur in Ausnahmefällen verwendet, Type 340 wird bevorzugt

Verwendete TRNSYS Types (Rechenmodelle) aus dem Lieferumfang von TRNSYS 17		
Komponente	verwendeter Type	Bemerkungen
Wärmeübertrager und Luft-Wasser-Wärmeübertrager	Type 5	Gegenstrom/Gleichstrom/Kreuzstrom-Wärmeübertrager Übertragungsleistung als Nutzereingabe
Datenleser	Type 9	z. B. Wetterdaten oder Messdaten
T-Stück, Verteiler, Mischer und Temperierventil	Type 11	Komponente mit drei hydraulischen Anschlüssen
Funktion zur Eingabe zeitabhängiger Größen	Type 14	z. B. Lastprofile oder zeitlich transiente Randbedingungen
Integrator	Type 24	Integration beliebiger Größen
Drucker	Type 25	Ausgabe von Momentanwerten oder aufbereiteter Daten in eine Ausgabedatei
Simulations-Zusammenfassung	Type 28	Ausgabe aufbereiteter Daten in eine Ausgabedatei
Rohrleitung	Type 31	Rohrleitung und Wärmedämmung der Rohrleitung in beliebiger Dimension; siehe Hinweise im Text
thermodynamische Größen von feuchter Luft	Type 33	z. B. zur Eingabe in das Gebäudemodell Type 56
bauliche Verschattung	Type 34	z. B. für das Gebäudemodell Type 56
Speicher für elektrische Energie, Akkumulator	Type 47b	z. B. im Zusammenwirken mit dem Photovoltaikmodul Type 562e und der PV-Regler/Wechselrichterkombination Type 48c
PV-Regler/Wechselrichterkombination	Type 48c	z. B. im Zusammenwirken mit dem Photovoltaikmodul Type 562e und dem Akkumulator (Batterie) Type 47b
Gebäudemodell	Type 56	Hauptkomponente einer thermischen Gebäudesimulation
Online, graphische Ausgabe	Type 65	Visualisierung von Simulationsgrößen während der Simulation
effektive Himmelstemperatur	Type 69	z. B. Eingabe für das Gebäudemodell Type 56
Erdreichtemperatur	Type 77	z. B. Eingabe für das Gebäudemodell Type 56
Schrittmacher / Tempomacher	Type 82	Steuerung (Verlangsamung) der Simulationsgeschwindigkeit zur Identifizierung von Details

Verwendete TRNSYS Types (Rechenmodelle) aus dem Lieferumfang von TRNSYS 17		
Komponente	verwendeter Type	Bemerkungen
Datenleser-Solarstrahlungsprozessorkombination	Type 99	inkl. Himmelsmodell für diffuse Strahlung Perez, Modell 1999
Photovoltaikmodul	Type 562e	z. B. im Zusammenwirken mit der PV-Regler/Wechselrichterkombination Type 48c und dem Akkumulator (Batterie) Type 47b
Frischwasserstation	Type 298	Erwärmung von Trinkwasser auf eine Zieltemperatur im Durchlaufprinzip; Heizmedium: Heizungswasser
PID Regler	Type 320	z. B. als Heizkörperthermostat für Heizkörpermodell Type 362
Luftbehandlungseinheit	Type 334	keine
Warmwasserspeicher mit frei konfigurierbaren Anschlüssen und internen Wärmeübertragern	Type 340	als Alternative zu Type 340 wird in Ausnahmefällen Type 4 verwendet
Heizkörper, dynamisch	Type 362	Verwendung vorzugsweise in Verbindung mit dem PID Regler, Type 320
Wärmepumpe	Type 401	Rechenmodell zur Nutzung für jede Wärmepumpenvariante, z. B. Luft-Wasser-WP oder WP mit Erdsonden
thermischer Sonnenkollektor	Type 432	alternativ: Type 132 oder Type 832 (selbe Rechenroutinen wie Type 432)

Zusätzlich zu den aufgeführten Types sind im Dynamic Link Library *TRNDll.dll*, das für jede Simulation erforderlich ist, Grund- und Standardroutinen von TRNSYS zusammengefasst. Die Routinen stehen damit bei jeder Simulation zur Verfügung. Details können der Dokumentation zu TRNSYS [67] entnommen werden. Sämtliche Simulationen eines Projektpartners werden mit ein und derselben *TRNDll.dll* durchgeführt.

Weitere von den Projektpartnern verwendete Types, z. B. zur Datenaufbereitung und/oder Auswertung, werden in individuellen Typelisten von den Projektpartnern dokumentiert und sind diesem Dokument beigelegt.

Zur Modifikation von Ein- und Ausgaben im Rahmen der Simulationen werden Gleichungssysteme in sog. *Equations*, einem trnsysspezifischen Format, formuliert.

Stoffwerte

Wasser: Mittelwerte über den gesamten Bereich der Trinkwassererwärmung und Raumheizung in modernen Heizungsanlagen und Haushalten (10 °C bis 60 °C).

- $c_{p_{H_2O}} = 4,181 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$
- $\rho_{H_2O} = 992,42 \text{ kg}/\text{m}^3$

Gemisch aus Wasser und Propylenglykol (30 %), z. B. zur Nutzung in Kollektorkreisläufen. Mittlere Werte für den wesentlichen Betriebsbereich eines Flachkollektors (30 °C bis 80 °C).

- $c_{p_{H_2O/PG}} = 3,750 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$
- $\rho_{H_2O/PG} = 1,046 \text{ kg}/\text{m}^3$

Luft: Mittelwerte über den im Rahmen der Simulationen relevanten (Betriebs)bereich.

- $c_{p_{Luft}} = 1,012 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$
- $\rho_{Luft} = 1,204 \text{ kg}/\text{m}^3$

Technische und energetische Größen zur Auswertung und Dokumentation der einzelnen Simulationen

Zu den Auswertungen und zur Erstellung von aussagekräftigen Graphiken werden sämtliche Größen auf Zeitintervalle wie Tage, Woche, Monate und ein Jahr bezogen.

Grundsätzlich werden Energien und mittlere Leistungen für Zeitintervalle von einer Stunde dokumentiert. Aus diesem Grund basieren die Auswertungen und die graphische Aufbereitung der Simulationsergebnisse auf Stundenwerten. Zu Sonderuntersuchungen werden davon abweichende Zeitintervalle gewählt.

Zur Auswertung herangezogen werden:

- die relevanten meteorologischen Größen: solare Einstrahlung, Temperaturen und relative Luftfeuchtigkeit in kWh, °C bzw. %.
- die relevanten Flächen der thermischen Solaranlage und/oder der Photovoltaikanlage in Quadratmeter.⁴
- die Kennwerte der thermischen Solaranlage
- die Kennwerte der Photovoltaikanlage
- die Leistung des therm. Kollektors in kW, flächenbezogene Kollektorleistung: $0,7 \text{ kW}_{\text{therm}}$ [66]
- die Leistung der Photovoltaikanlage in kWp
- der Energiebedarf in Form von erwärmtem Trinkwasser in kWh
- der Raumwärmebedarf in kWh
- der Energiebedarf zur Erwärmung von Trinkwasser in kWh
- der Energiebedarf zur Bereitstellung von Raumwärme in kWh
- der gesamte elektrische Energiebedarf gemäß Lastdatei in kWh
- der elektrische Energiebedarf einer ggf. vorhandenen Wärmepumpe in kWh
- der elektrische Energiebedarf eines ggf. installierten elektrischen Heizstabes in kWh

⁴ Hinweis: Wird die Dachfläche direkt mit thermischen Kollektoren oder Photovoltaikmodulen belegt, werden 90 % der vorhandenen Dachfläche als nutzbar angesetzt. Wiederum 90 % der Kollektor- oder Modulfläche wird als „wirksame Solarfläche“ definiert, sodass bei den theoretischen Untersuchungen im Rahmen des Projektes bei allen direkt auf der Dachfläche verbauten thermischen Kollektoren oder PV-Modulen **81 %** der zur Verfügung stehenden Dachfläche für die thermischen Kollektoren als Aperturfläche bzw. für die Photovoltaikanlagen als aktive Photovoltaikfläche angesetzt werden. Die Größen der aufgeständerten Systeme (bei den Mehrfamilienhäusern) richtet sich nach den bereits erläuterten Bedingungen.

Unter Berücksichtigung der Gebäude-Bezugsfläche A_N gemäß ENEC 2014/2016 werden dazu die folgenden Ausgaben aus den Simulationen vereinbart

- auf den thermischen Kollektor eingestrahlte Solarenergie in kWh und kWh/m² (Bezugsfläche: Apertur)
- vom Kollektor gelieferte Energie (Q_{Kol}) in kWh und kWh/m² (Bezugsfläche: Apertur)
- vom Kollektorkreis gelieferte Energie ($Q_{Kol,nutz}$) in kWh und kWh/m² (Bezugsfläche: Apertur)
- an den Wärmespeicher gelieferte (thermische) Energie ($Q_{Spei,in}$) in kWh (aufgeteilt nach den vorhandenen Wärmequellen)
- vom Wärmespeicher gelieferte (thermische) Energie ($Q_{Spei,aus}$) in kWh
- Wärmeverluste des/der Wärmespeicher(s) ($Q_{Spei,Verl}$) in kWh
- Energiebedarf für Raumheizung (Q_{RH}) in kWh und kWh bezogen auf A_N
- Energiebedarf für Lüftung (Q_{Lueft}) in kWh und kWh bezogen auf A_N
- Energiebedarf für die Trinkwassererwärmung (Q_{TWW}) in kWh und kWh bezogen auf A_N
- Energiebezug aus einer Niedertemperaturwärmequelle zur Nutzung durch eine Wärmepumpe ($Q_{NT,WPin}$) in kWh
- Energie aus einer weiteren Wärmequelle ($Q_{Zusatz,1}$) in kWh und kWh bezogen auf A_N
- Energie aus einer weiteren Wärmequelle ($Q_{Zusatz,2}$) in kWh und kWh bezogen auf A_N
- ggf. weitere Energielieferung/bezug ($Q_{Zusatz,X}$) in kWh und kWh bezogen auf A_N
- vom Heizkreis an das Gebäude gelieferte Energie (Q_{HK}) in kWh und kWh bezogen auf A_N (wenn sich der Speicher außerhalb der beheizten Hülle befindet, entspricht Q_{HK} dem Energiebedarf für Raumheizung Q_{RH})
- für die Raumheizung genutzte Verluste des Wärmespeichers ($Q_{Sp,Abw,nutz}$) in kWh (wenn sich der Speicher außerhalb der beheizten Hülle befindet ist $Q_{Sp,Abw,nutz} = 0$)
- auf die Photovoltaikmodule eingestrahlte Solarenergie ($G_{PV,sol}$) in kWh und kWh/m² (Bezugsfläche: aktive Modulfläche)
- von der Photovoltaikanlage gelieferte elektrische Energie ($E_{PV,nutz}$) in kWh und kWh/m² (Bezugsfläche aktive Modulfläche)
- in einen elektrischen Energiespeicher eingespeiste (elektrische) Energie ($E_{Bat,in}$) in kWh
- aus einem elektrischen Energiespeicher entnommene (elektrische) Energie ($E_{Bat,out}$) in kWh
- Eigennutzung von elektrischer Energie aus der Photovoltaikanlage für die Wärmepumpe ($E_{PV,Wp}$) in kWh
- Eigennutzung von elektrischer Energie aus der Photovoltaikanlage ohne Wärmepumpe ($E_{PV,oWP}$) in kWh
- in das öffentliche Netz eingespeiste elektrische Energie aus der Photovoltaikanlage ($E_{PV,Netz}$)
- Endenergiebezug, Brennstoff ($Q_{Brennstoff}$) in kWh und kWh bezogen auf A_N
- Endenergiebezug, elektrische Energie für die Wärmepumpe ($E_{el,Wp}$) in kWh und kWh bezogen auf A_N
- Endenergiebezug, elektrische Energie für den Heizstab ($E_{el,HStab}$) in kWh und kWh bezogen auf A_N
- Endenergiebezug, elektrische Energie außer Wärmepumpe ($E_{el,oWP}$) und/oder elektrischem Heizstab ($Q_{el,HStab}$) in kWh und kWh bezogen auf A_N

Zusätzliche Angaben

- direkt genutzte elektrische Energie aus der Photovoltaikanlage kWh (instantane Deckung eines Haushaltstrombedarfs)
- direkt genutzte elektrischer Energie aus der Photovoltaikanlage bei Anlagen mit Stromspeicher in kWh (instantane Deckung eines Haushaltstrombedarfs)

Betriebsstunden (Volllaststunden) in h für den/die

- Solarkreis
- Kollektorkreis (bzw. Speicherladekreis)
- Wärmepumpe
- Raumheizung
- Frischwasserstation

sowie

- Stagnationszeit des thermischen Kollektors (Stag,Sol) in Stunden, für Speichertemperaturen > maximaler Speichertemperatur (95°C) und solarer Einstrahlung auf die Kollektorfläche $\geq 100 \text{ W/m}^2$
- stündliche, mittlere Speichertemperatur ($T_{\text{Spei,mittel}}$) in °C

5.2 Sensitivitätsanalyse

Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen wurden Analysen durchgeführt, die aufzeigen sollen, welche Parameter für die Variantenstudie relevant sind.

Mit den Simulationsmodellen wurden verschiedene Parameter isoliert variiert und Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Dies hatte zum Ziel aufzuzeigen, welche Parameter für die folgenden Analysen zu variieren sind. Dabei hat sich gezeigt, dass die größte Sensitivität für die folgenden Parameter vorliegt:

- Thermische Kapazität (Volumen) der Warmwasserspeicher
- Elektrische Kapazität der elektrischen Energiespeicher
- Neigungswinkel der Sonnenkollektoren bzw. PV-Module

Im Folgenden wird auf die genannten Parameter näher eingegangen.

5.2.1 Verhältnis der thermischen Speichergröße zur Aperturfläche bei Ein- und Mehrfamilienhäusern

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der thermischen Speichergröße für die Wohngebäude wurde festgestellt, dass eine Unterscheidung zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern sinnvoll erscheint. Für die Einfamilienhäuser wurde die spezifische Speichergröße zwischen $50 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl}}$ und $350 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl}}$ in $50 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl}}$ -Schritten variiert, zusätzlich wurde noch eine Variante mit $500 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl}}$ betrachtet. Die Untersuchung zeigt, dass mit einer Erhöhung des spezifischen Speichervolumens von mehr als $150 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl}}$ bei Einfamilienhäusern keine weitere signifikante Erhöhung der Deckungsanteile zu erzielen ist, siehe Abbildung 5-5. Daher wird im weiteren Verlauf der Untersuchungen der Varianten für die EFH ein spezifisches Volumen von $150 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl}}$ angesetzt.

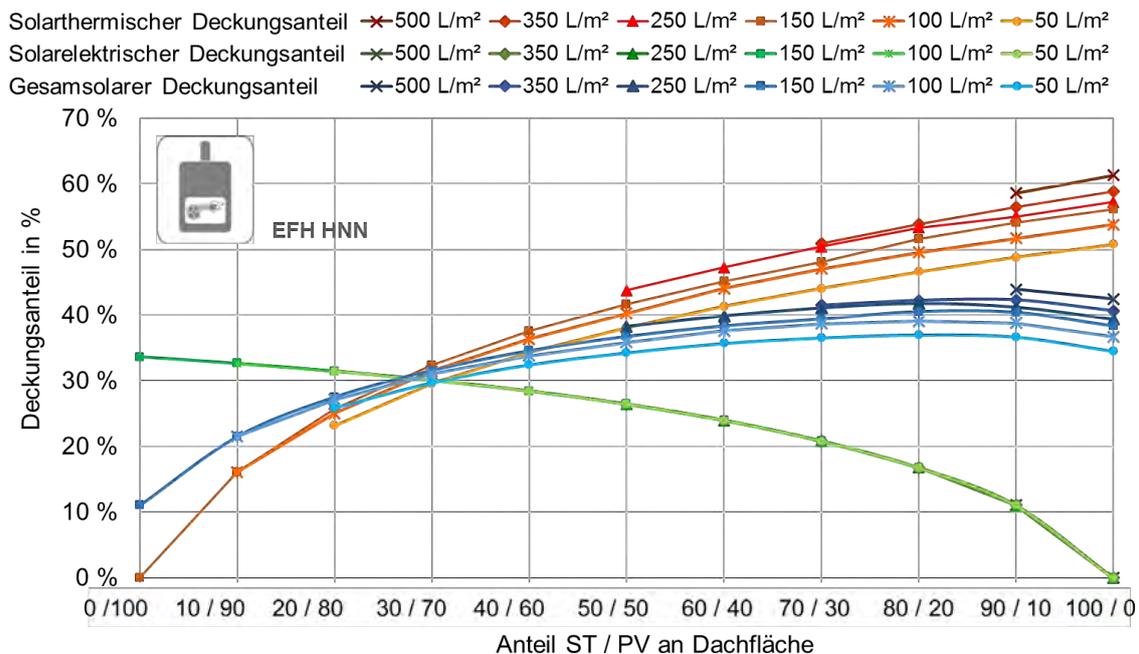


Abbildung 5-5: Solare Deckungsanteile für das EFH in HNN in Abhängigkeit der thermischen Speichergröße, Variante mit Gasbrennwertgerät

Für Mehrfamilienhäuser zeigt sich, dass ein spezifisches Speichervolumen von $100 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl.}}$ einen guten Ansatz zur Auslegung des thermischen Speichers darstellt. Ein spezifisches Speichervolumen von mehr als $100 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl.}}$ führt zu keiner wesentlichen Steigerung der solarthermischen Deckungsanteile. Ein Volumen von $50 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl.}}$ verringert den solarthermischen Deckungsanteil gegenüber den Anlagen mit $100 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl.}}$ um etwa 5 Prozentpunkte.

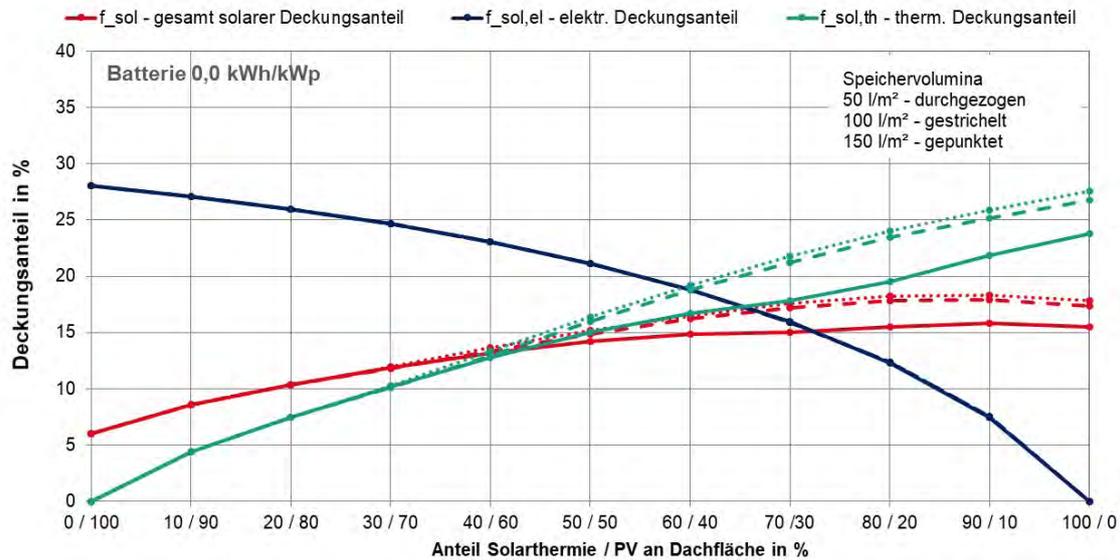


Abbildung 5-6: Einfluss des Verhältnisses von thermischer Speichergröße zur Aperturfläche auf den solaren Deckungsanteil beim Mehrfamilienhaus

5.2.2 Kapazität der elektrischen Energiespeicher

Im Rahmen der messtechnischen Untersuchung hat sich gezeigt, dass eine spezifische elektrische Speicherkapazität von $0,5 \text{ kWh/kW}_p$ bis $1,0 \text{ kWh/kW}_p$ sehr oft umgesetzt wird. Daher wurde auch dieser Punkt als eine Stützstelle in der Sensitivitätsanalyse verwendet. Nach oben wird die Dimensionierung durch eine spezifische Speicherkapazität abgebildet, die mit 2 kWh/kW_p um den Faktor 4 größer ist. Eine weitere Stützstelle wird mit Systemen dargestellt, die ohne elektrischen Energiespeicher ausgeführt sind.

5.2.3 Neigung und Anstellwinkel von Photovoltaikmodulen

Für die Simulationen der Einfamilienhäuser wurden sowohl die Neigung wie auch der Azimut der thermischen und elektrischen Solaranlage gemäß den realen Bedingungen des jeweiligen Gebäudes gewählt. Somit entsprechen die beiden Winkel der Ausrichtung des Daches der untersuchten Gebäude.

Bei den Mehrfamilienhäusern wurde die maximale Belegung des jeweiligen Daches unter der Vorgabe, dass bei 1 m breiten Modulen (b) und einem Anstellwinkel gegen die Horizontale (β) von 65° am Mittag des 21. Dezember keine Verschattung auftritt, bestimmt. Die Module sind dabei quer montiert, sodass die Modulreihen bei einem Anstellwinkel gegen die Horizontale von 90° maximal 1 m hoch sind.

Bezüglich der Variation der Flächen der thermischen und elektrischen Solaranlage wurden bei den Einfamilien- wie auch bei den Mehrfamilienhäusern sowohl bei den thermischen Kollektoren als

auch bei den Photovoltaikmodulen die Flächen von 0 % bis 100 % der möglichen Flächenbelegung in Schritten von jeweils 10 % variiert. Dabei wurden rechnerisch ermittelte Größen verwendet und die maximal möglichen solaren Flächen komplementär mit den beiden Technologien belegt. D. h., wenn z. B. die Fläche der thermischen Anlage um 10 % erhöht wurde, nahm die Größe der Photovoltaikanlage um den entsprechenden Betrag ab – und vice versa. Ein Abgleich mit den Größen am Markt verfügbarer Produkte erfolgte nicht. Somit ergibt sich für die simulierten Varianten $d_1 = 3.58 \text{ m}$ und $d = 4 \text{ m}$.

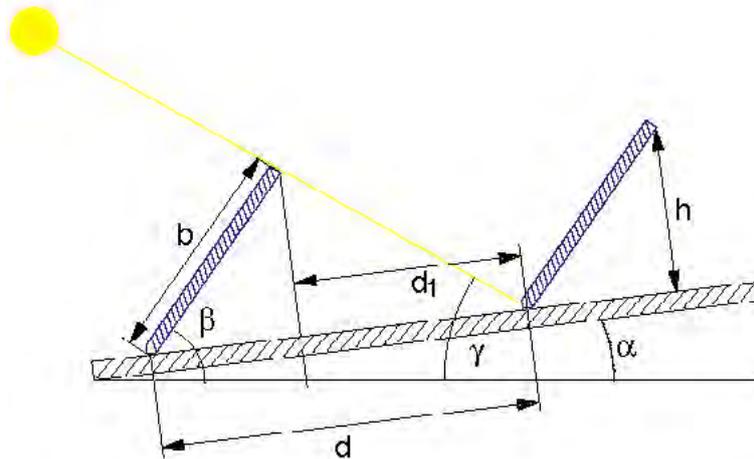


Abbildung 5-7: Schematische Darstellung der Aufstellung der Photovoltaikmodule

Bei heizungsunterstützten thermischen Solaranlagen - ohne saisonalen Speicher - liegen die Anstellwinkel über 60° , um den Ertrag in der Übergangszeit und im Winter zu maximieren. Im Gegensatz dazu tritt der größte spezifische Ertrag sowohl bei einer PV-Anlage wie auch bei einer ST-Anlage bei einem Anstellwinkel von $35 - 40^\circ$ auf (siehe Abbildung 5-8)

Da aus architektonischer Sicht die PV-Anlage und die solarthermische Anlage den selben Anstellwinkel bekommen sollen, wird im Projekt für die Simulationen der Anstellwinkel auf 65° gesetzt, um so die direkten solarthermischen Gewinne, erzielt durch die ST-Anlage, wie auch die indirekten Gewinne, erzielt über die PV-Anlage in Kombination mit der Wärmepumpe, zu maximieren.

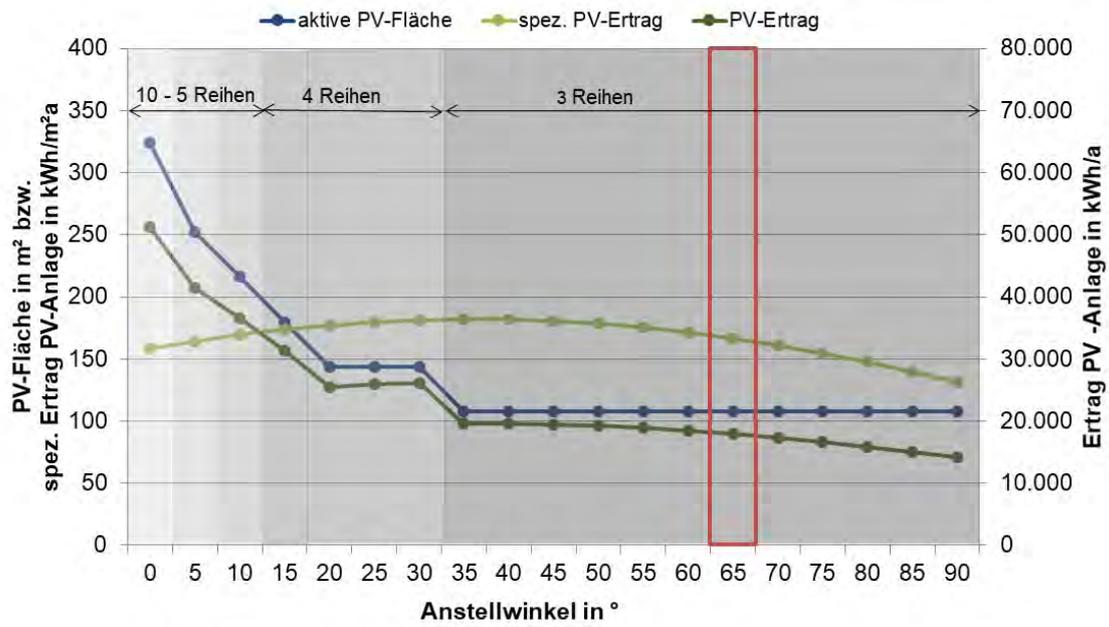


Abbildung 5-8: Mögliche PV-Fläche, spez. und absoluter Ertrag der PV-Anlage in Abhängigkeit des Anstellwinkels der PV-Module

6 Experimentelle / messtechnische Systemuntersuchung

Alle im Rahmen des Monitorings untersuchten Ein- und Mehrfamilienhäuser wurden in der Zeit von 2015 bis 2016 fertiggestellt. Die Neubauten befinden sich an unterschiedlichen Standorten in Deutschland. (Abbildung 6-1)

Die Energiekonzepte in den unterschiedlichen Wohngebäuden beruhen auf einer Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpe in Verbindung mit thermischen Solaranlagen (nur bei den Einfamilienhäusern). Die erzeugte Wärme wird in Heizungspufferspeichern eingelagert und an die Niedertemperaturheizsysteme abgegeben. Das Trinkwasser wird über Frischwasserstationen oder Speicherladesysteme erwärmt. In einigen Gebäuden ist zusätzlich ein elektrischer Heizstab in den Speicher integriert. In den Mehrfamilienhäusern sorgen dezentrale Abluftanlagen oder zentrale Lüftungsanlagen für einen stetigen Luftwechsel. Natürliche Lüftung über die Fenster ist in allen messtechnisch untersuchten Objekten möglich.

Zur Deckung des elektrischen Energiebedarfs der Anlagentechnik und der angeschlossenen Haushalte sind Photovoltaikanlagen installiert. Die Anlagentechnik der Monitoringgebäude ist auf eine direkte Nutzung der Photovoltaikerträge, die sog. „Eigenstromnutzung“, ausgerichtet. Dazu sind vier der sechs Gebäude mit einem elektrischen Energiespeicher, einem Akkumulator (Batterie) ausgestattet. Elektrische Energie aus den PV-Anlagen, die nicht direkt verbraucht wird oder gespeichert werden kann, wird in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist.

Im Anhang E sind zu allen sechs untersuchten Gebäuden Steckbriefe sowie in Anhang F weitere Beschreibungen zur angewendeten Versorgungstechnik und den Komponenten zu finden.



Abbildung 6-1: Übersicht der Standorte der im Projekt untersuchten Gebäude (inkl. der für die Untersuchungen zuständigen Institution)

Tabelle 6-1: Übersicht zu den bauphysikalischen Eigenschaften und der Systemtechnik der messtechnisch untersuchten Gebäude

Ort/Akronym	A_N m ²	Heizwärme bedarf kWh/(m ² a)	Systemtechnologien
Frankfurt a. M. FFM	2.400	19	ALW (85 m ²), PV (99 kW _p), WP _{s/w} , TES (98 m ³ Eisspeicher), EES (60 kWh)
Konstanz KON	2x57 0	58	PV (59,2 kW _p), WP _{s/w} , TES (2 x 2 x 1 m ³), EES (30 kWh)
Heilbronn- Neckargartach HNN	284	25	ST (15 m ² / 10,5 kW _p), PV (9,4 kW _p) WP _{l/w} , TES (4,7 m ³), Kaminofen (15 kW)
Döhlau (Hof) DOE	290	25	ST (40 m ² / 28 kW _p), PV (4,8 kW _p) WP _{l/w} , TES (1 m ³ / 10 m ³), EES (10 kWh), Kaminofen
Katlenburg (Göttingen) KAT	433	20	ST (29 m ² / 20,3 kW _p), PV (9,95 kW _p), WP _{al/w} , TES (6 m ³), EES (6.2 kWh)
Umkirch (Freiburg i.Br.) UMK	194	29	ST (20 m ² / 14 kW _p), PV (5,0 kW _p), Kaminofen (13 kW), TES (1,1 m ³), EES (3,7 kWh)

Abk.: A_N ...Gebäudenutzfläche, ST...Solarthermie-, PV...Photovoltaik-Anlage,
ALW...Außenluftwärmeübertrager, WP...Wärmepumpe, l/w...Luft-Wasser, al/w...Abluft-Wasser, s/w...Sole-
Wasser, TES...thermischer Energiespeicher, EES...elektrischer Energiespeicher

6.1 MFH – Konstanz (KON)

Nordwestlich von Konstanz entstanden 2016 zwei Gebäudeblöcke in Massivbauweise mit jeweils 3 Vollgeschossen und sechs Wohneinheiten. Die interne Erschließung erfolgt je Gebäude über ein innenliegendes Treppenhaus. (Abbildung 6-3) Verbunden werden die beiden Mehrfamilienhäuser durch eine Tiefgarage, welche das Kellergeschoss darstellt. Dort befinden sich auch die Lager- und Technikräume.



Abbildung 6-2: MFH KON – Gebäudeansicht der vier Mehrfamilienhäuser [Quelle WOBAK]



Abbildung 6-3: MFH KON - Grundrissdarstellung der Häuser 1 und 2

6.1.1 Versorgungskonzept

Die Wärmeversorgung der beiden Häuser erfolgt über zwei erdgekoppelte Wärmepumpen. Eine Wärmepumpe bedient den Heizkreislauf im Niedertemperaturbereich (Fußbodenheizung) und die

zweite sorgt als Hochtemperatur-Wärmepumpe für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser für Bad und Küche. Für jede Wärmepumpe sind zwei separate Pufferspeicher installiert.

Als Niedertemperaturwärmequelle für die Wärmepumpen dienen neun Erdwärmesonden mit jeweils 100 m Länge. Eine dezentrale mechanische Abluftanlage steigert den Wohnkomfort. Die natürliche Lüftung über die Fenster ist jederzeit möglich. (Abbildung 6-4)

Zur Unterstützung der Stromversorgung ist eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 59,2 kW_p und eine Lithium-Ionen Batterie mit einer Nennkapazität von 30 kWh vorgesehen. Der Restbedarf an Strom für Haushalt und Technik wird über das öffentliche Stromnetz bezogen.

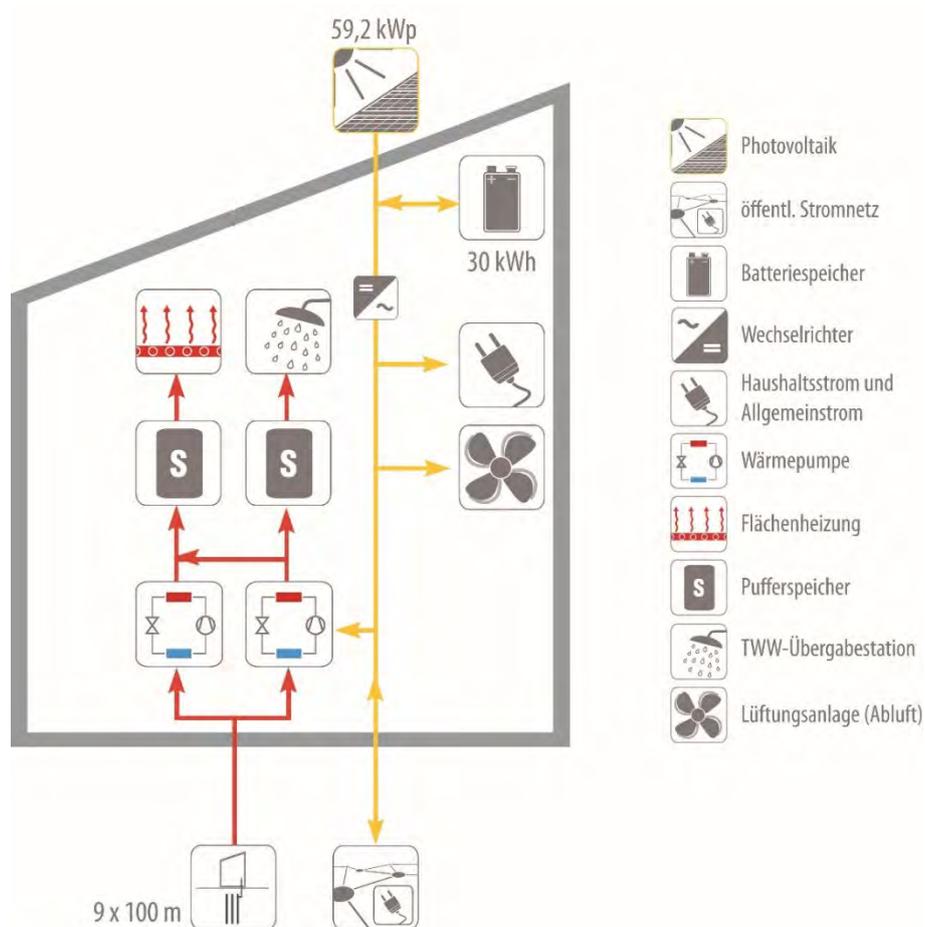


Abbildung 6-4: MFH KON Energiekonzept

6.1.2 Monitoringauswertung

Die beiden Gebäude sind im August 2016 bezogen worden. Die Datenerfassung erfolgt seit September 2016.

Im Rahmen des Forschungsprojektes erfolgt eine jährliche Auswertung in den Messzeiträumen Juli bis Juni. Für 2018 wird zusätzlich der Messzeitraum Juli – Dezember ausgegeben.

Wärmebereitstellung und -verbrauch

In Abbildung 6-5 bis Abbildung 6-8 sowie in Tabelle 6-2 ist die monatliche und jährliche Wärmebereitstellung und der Wärmeverbrauch dargestellt. Die Auswertungen zeigen die Anteile des Wärmeverbrauchs für das Gebäude, aufgeschlüsselt nach Wärmeübergabe für Raumheizung und Trinkwarmwasser sowie der Wärmebereitstellung, getrennt / gedeckt über einen solarelektrischen Anteil (Q_{SEWE}) und Strom aus dem Netz (Q_{ZWE}).

In den Messzeiträumen werden im Durchschnitt 73.000 kWh/a ($64,0 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{AN} \text{ a})$) Wärme für Raumheizung und 24.000 kWh/a ($21,0 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{AN} \text{ a})$) Wärme für Trinkwarmwasser verbraucht. Die Wärmepumpen stellen dafür im Mittel 95.000 kWh/a ($83,3 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{AN} \text{ a})$) bereit. (Tabelle 6-2)

Im Mehrfamilienhaus können zwischen 3 – 50 % der monatlichen Wärmebereitstellung auf der Basis solarer Erträge aus der Photovoltaikanlage gedeckt werden. (Abbildung 6-7) Der jährliche solarthermische Deckungsanteil liegt bei rund 15 %.

PV-Überschüsse werden in Bezug auf die Betriebsweise der Wärmepumpe regelungstechnisch nicht berücksichtigt. Unabhängig vom Energieangebot aus der PV-Anlage geht die Wärmepumpe nur in Betrieb, wenn das Einschaltkriterium infolge der Speichertemperatur besteht.

Da in Konstanz keine Solarthermieanlage verbaut wurde, sind die Deckungsanteile $f_{sol,th,SEWE}$ und $f_{sol,th}$ identisch.

Tabelle 6-2: MFH KON Wärmeverbrauchs- und bereitstellungswerte innerhalb der Messzeiträume

		Raumheizung	TWW	WP mit PV-Strom	WP mit Netzbezug	Solarthermie
MZR 16/17	kWh/a	73.137	22.048	15.086	87.192	-
	kWh/($\text{m}^2_{AN} \text{ a}$)	64,2	19,3	13,2	76,5	-
MZR 17/18	kWh/a	70.762	25.591	18.110	91.240	-
	kWh/($\text{m}^2_{AN} \text{ a}$)	62,1	22,5	15,9	80,0	-
MZR 18/19	kWh/a	38.437	13.576	5.391	36.033	-
	kWh/($\text{m}^2_{AN} \text{ a}$)	33,7	11,9	4,7	31,6	-

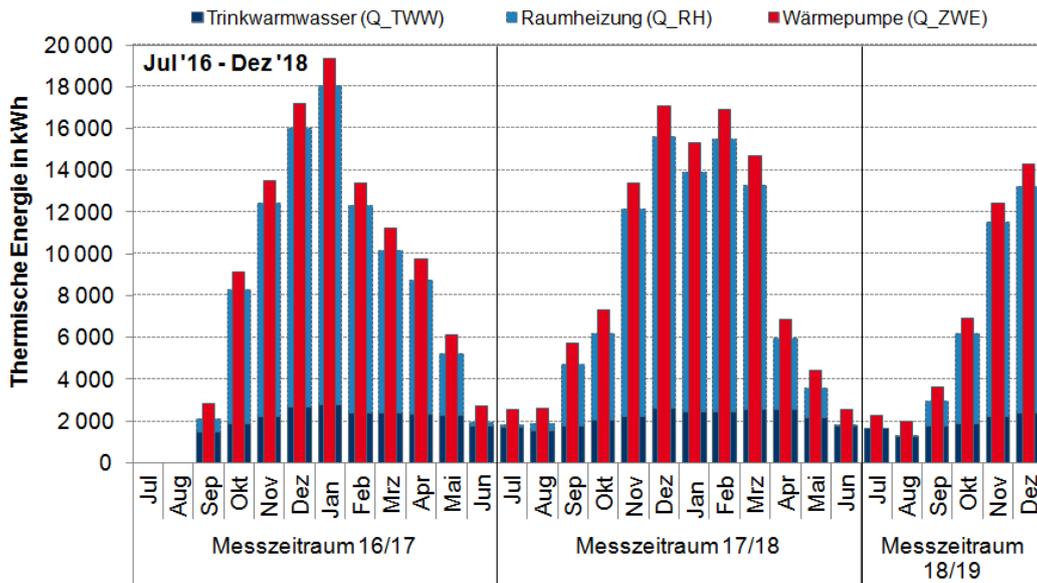


Abbildung 6-5: MFH KON: Monatlicher Wärmeverbrauch Heizung und Trinkwarmwasser

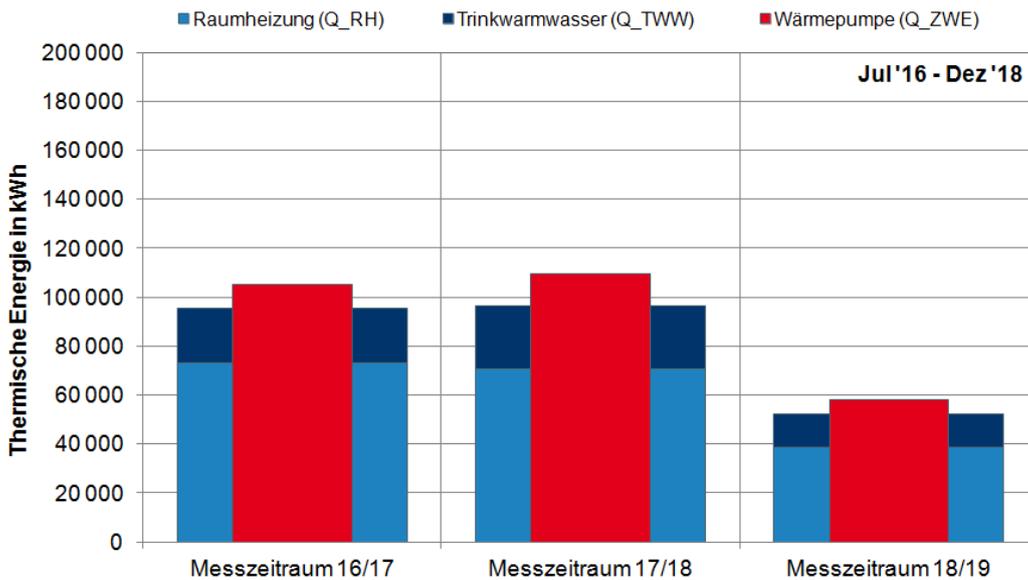


Abbildung 6-6: MFH KON: Jahreswärmeverbrauch Heizung und Trinkwarmwasser und Wärmebereitstellung der Wärmepumpen

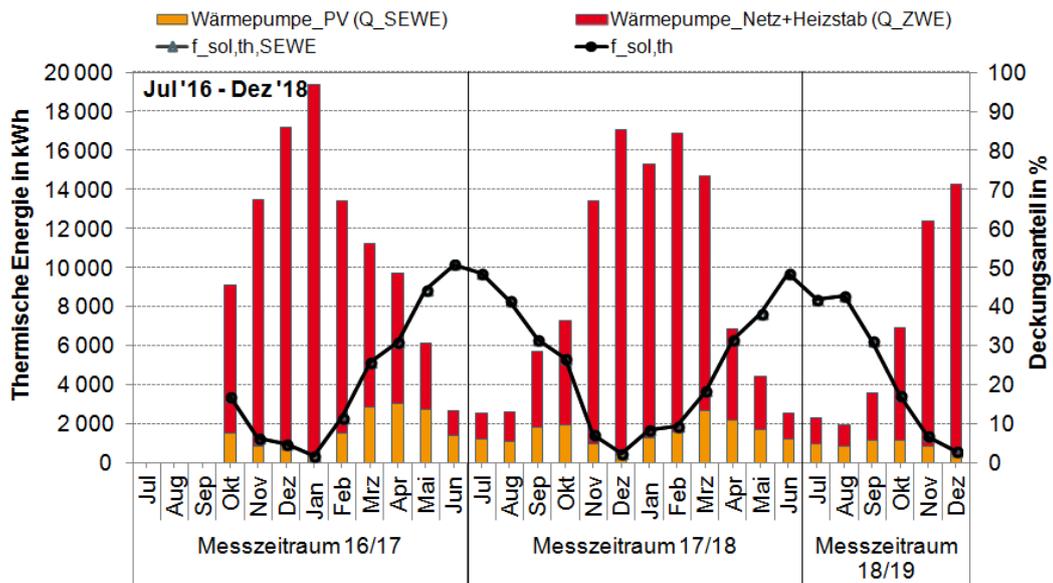


Abbildung 6-7: MFH KON: Monatliche Wärmebereitstellung über die Wärmepumpe – Anteile regenerative Erzeugung

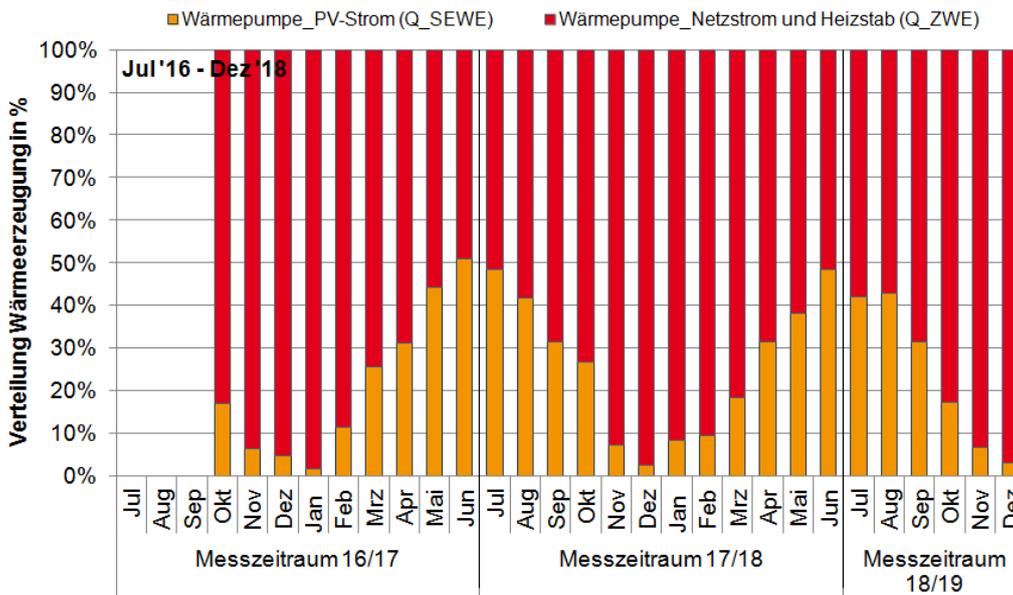


Abbildung 6-8: MFH KON: Monatliche Deckungsanteile der Wärmeerzeugung

Strombereitstellung und -verbrauch

Die Gebäudetechnik als auch der Haushaltstrom sehen vorrangig die direkte Nutzung der solaren Erträge aus der Photovoltaikanlage vor. Überschüsse, die nicht in der Batterie gespeichert werden können, werden in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist.

Abbildung 6-9 bis Abbildung 6-11 und Tabelle 6-3 zeigen die monatlichen und jährlichen Stromverbräuche, PV-Erträge, die Strommengen zur Eigenstromnutzung sowie den Eigenstromnutzungsanteil und den solarelektrischen Deckungsanteil für das Mehrfamilienhaus.

In den Messzeiträumen werden im Durchschnitt 31.500 kWh/a (27,6 kWh/(m²_{AN} a)) Strom für die Haushalte und 30.000 kWh/a (26,3 kWh/(m²_{AN} a)) Strom für die Anlagentechnik verbraucht. (Tabelle 6-3)

In den Messzeiträumen wurde im Mittel 50.000 kWh/a Strom über die PV-Anlage produziert. Der solarelektrische Deckungsanteil am Gesamtstromverbrauch liegt monatlich zwischen 5 und 60 %. Der Eigennutzungsanteil liegt zwischen 20 und 90 %. (Abbildung 6-11) Es wird deutlich, dass die Eigenstromnutzung im jahreszeitlichen Verlauf entgegengesetzt dem regenerativen Ertrag im Sommer prozentual abnimmt und in den Wintermonaten zunimmt.

Tabelle 6-3: MFH KON Stromverbrauchs- und bereitstellungswerte innerhalb der Messzeiträume

		Haushalt	Technik	PV-Produktion	Eigennutzung	Netzbezug
MZR 16/17	kWh/a	28.715	30.507	43.714	20.220	39.003
	kWh/(m ² _{AN} a)	25,2	26,8	38,4	17,7	34,2
MZR 17/18	kWh/a	31.584	33.433	55.829	19.805	45.212
	kWh/(m ² _{AN} a)	27,7	29,3	49,0	17,4	39,7
MZR 18/19	kWh/a	16.806	12.795	24.597	9.507	18.354
	kWh/(m ² _{AN} a)	14,7	11,2	21,6	8,3	16,1

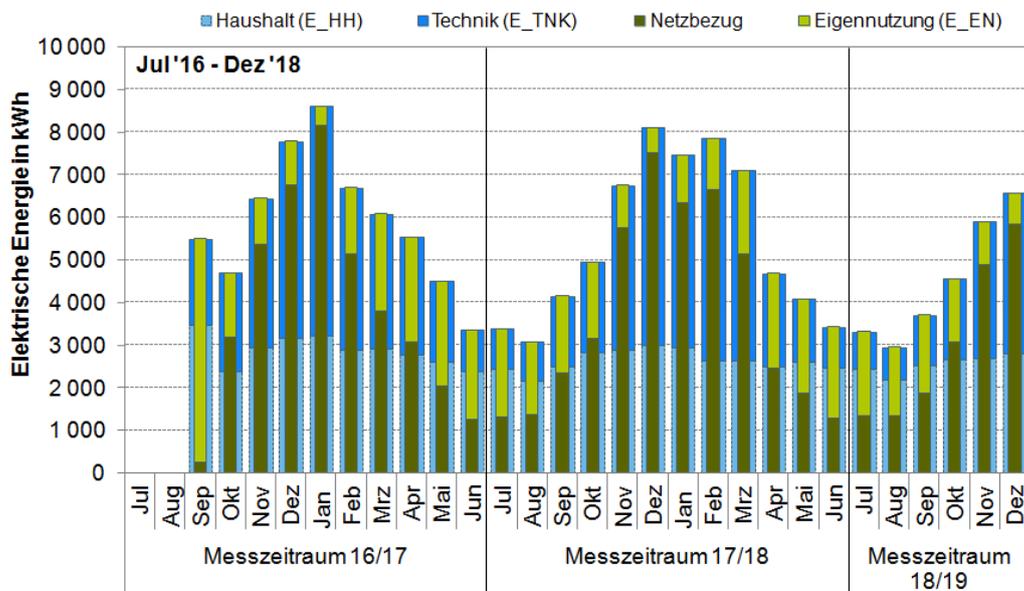


Abbildung 6-9: MFH KON: Monatlicher Stromverbrauch

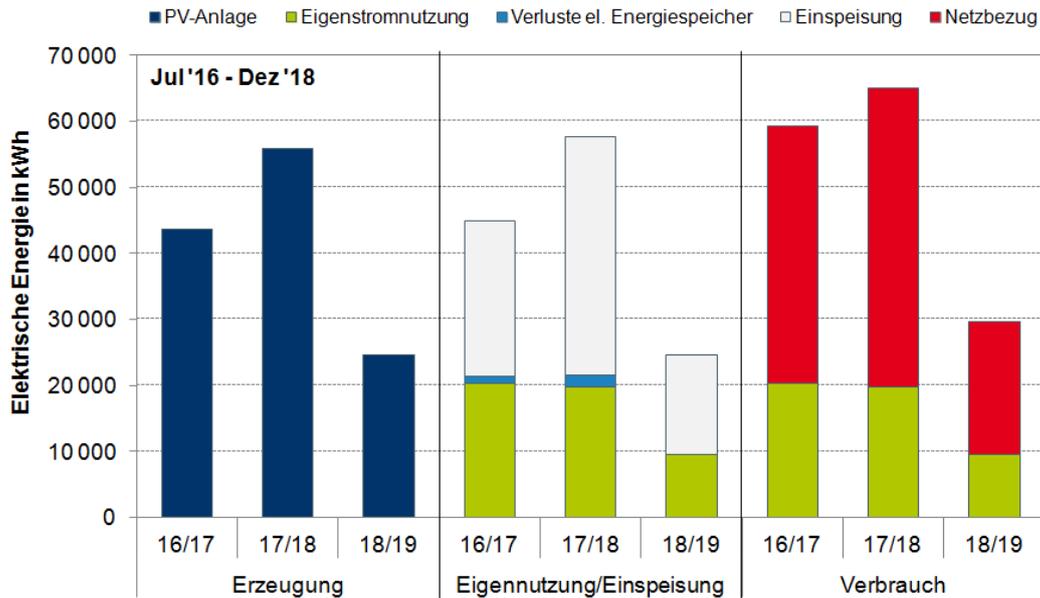


Abbildung 6-10: MFH KON: Jährlicher Stromverbrauch, Erzeugung und Verteilung

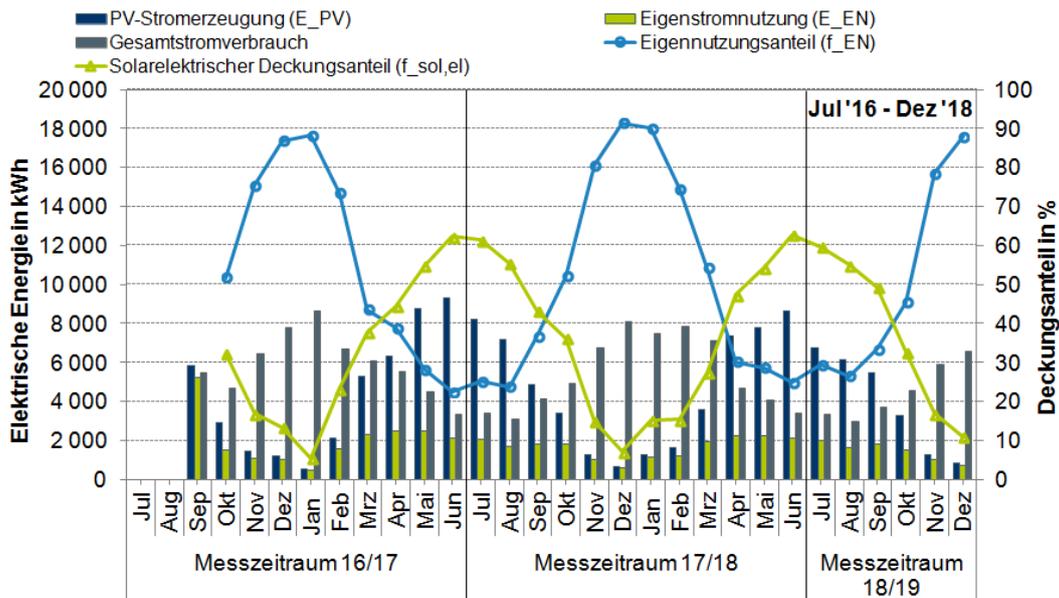


Abbildung 6-11: MFH KON: Monatliche Stromproduktion und -verbrauch

Solare Deckungsanteile

Im Rahmen des Monitorings können für das Mehrfamilienhaus in Konstanz mit dem umgesetzten Energiekonzept monatliche solare Deckungsanteile für den gesamtsolaren Anteil von bis zu 80 % erzielt werden.

Im jährlichen Verlauf wird der elektrische Energieverbrauch für Haushalt und Technik zu 5 – 60 % solar gedeckt. Der solarthermische Anteil an der Wärmebereitstellung über die Wärmepumpe beträgt 2 – 50 %.

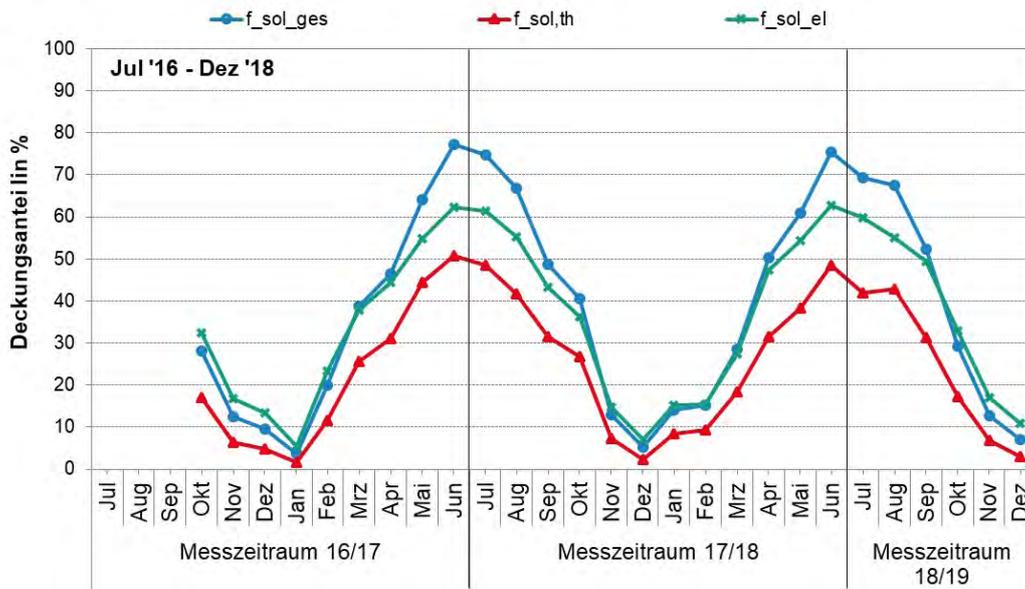


Abbildung 6-12: MFH KON: Monatliche solare Deckungsanteile

6.2 MFH – Frankfurt a. M. (FFM)

2015 wird das Mehrfamilienhaus in Frankfurt a.M. im Stadtteil Riedberg mit vier Vollgeschossen plus Dachgeschoss und 17 Wohneinheiten (1.600 m² Gesamtwohnfläche) von der Nassauische Heimstätte Wohnungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH errichtet. Im Gebäude sind Zwei- bis Fünfstückerwohnungen entstanden. Erschlossen werden die Geschosse durch ein innenliegendes Treppenhaus (siehe Abbildung 6-14). Im Kellergeschoss befindet sich eine Tiefgarage, die Technik- sowie Lagerräume.



Abbildung 6-13: MFH FFM Gebäudeansicht [Quelle EGS Plan]



Abbildung 6-14: MFH FFM Grundriss

6.2.1 Versorgungskonzept

Aufgeteilt auf das Dach und die Süd-Fassade wurde eine Photovoltaikanlage mit einer installierten Leistung von 99 kW_p installiert. Über den PV-Überschussstrom kann eine Lithium-Eisen Phosphat Batterie geladen werden, die eine Nennkapazität von 60 kWh aufweist. Die Deckung des zusätzlichen Strombedarfs für Haushalt und Technik wird über einen Netzanschluss an das öffentliche Stromnetz gewährleistet.

Ergänzt wird die Nutzung von Solarenergie um eine solarthermische Anlage in Form von Solar-Luft-Absorbern mit einer Fläche von 85 m^2 , der unter den PV-Modulen installiert wurde. Die Bereitstellung von Wärme für das Niedertemperatur-Fußbodenheizungssystem und die Warmwasserbereitung (Wohnungsübergabestationen je Wohnung) erfolgt über eine Sole-Wasser-Wärmepumpe. Als Quelle für die Wärmepumpe dienen ein Eisspeicher sowie der Solar-Luft-Absorber auf dem Dach. (Abbildung 6-15) Auftretende Lüftungswärmeverluste im Winter sollen durch eine zentrale mechanische Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung reduziert und der Wohnkomfort über die Anlage gesteigert werden. Die Möglichkeit einer natürlichen Lüftung ist jederzeit gegeben.

Im Gebäude wird der PV-Strom zusätzlich für die Elektromobilität verwendet. Zur Vergleichbarkeit mit den anderen Gebäuden im Projekt, wird diese im Weiteren jedoch nicht mehr in den Bilanzen berücksichtigt.

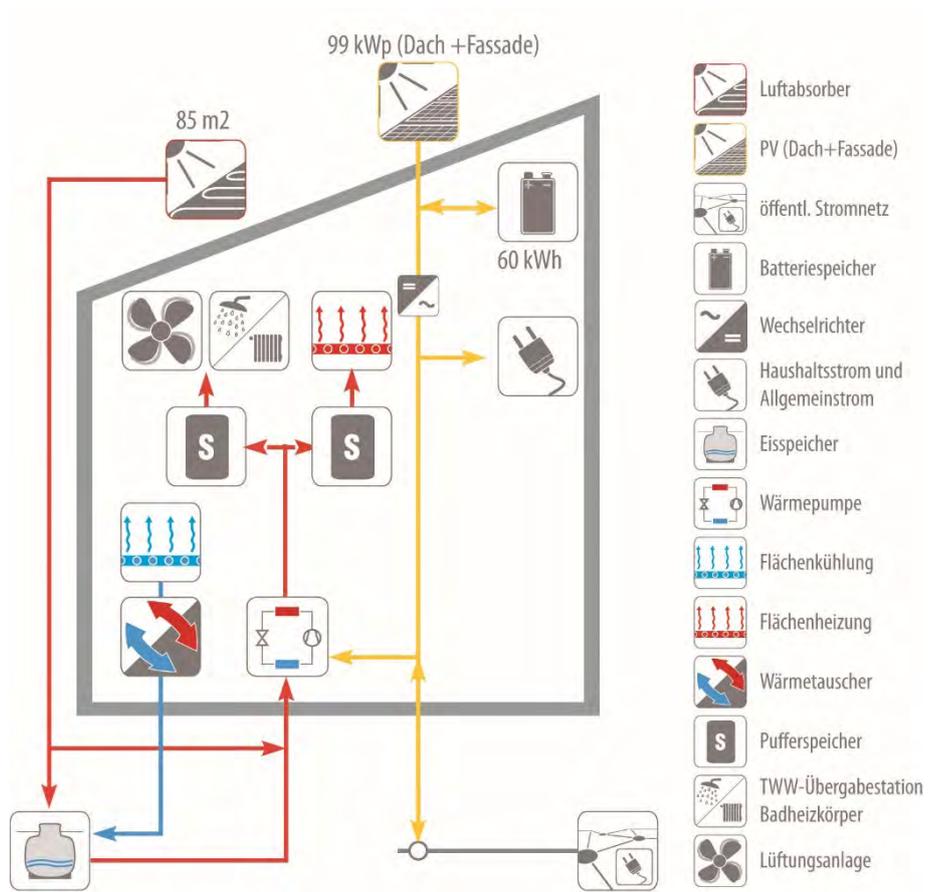


Abbildung 6-15: MFH FFM Energiekonzept

6.2.2 Monitoringauswertung

Das Mehrfamilienhaus ist seit August 2015 bezogen und in Betrieb. Aufgrund von Umbaumaßnahmen und der Behebung von Hydraulikfehlern zu Beginn des Jahres 2016, werden die Messdaten bezüglich des Wärmeverbrauchs und der Wärmebereitstellung erst seit Juni 2016 ausgewertet.

Im Rahmen des Forschungsprojektes erfolgt eine Auswertung in den Messzeiträumen Juli bis Juni. Für 2018 wird zusätzlich der Messzeitraum Juli – Dezember ausgegeben.

Wärmebereitstellung und -verbrauch

Die Umbaumaßnahmen sowie hohe Wärmeverbräuche führten dazu, dass der Eisspeicher Ende 2017 frühzeitig durchfror und nicht, wie geplant, während der gesamten Heizperiode als Niedertemperaturwärmequelle für die Wärmepumpe zur Verfügung stand. Im Messzeitraum Januar bis März 2017 musste die Wärmebereitstellung über zusätzlich installierte Durchlauferhitzer gewährleistet werden. Durch die Erfahrungen in der Heizperiode 2016/2017 wurden Ende 2017 zusätzliche Durchlauferhitzer in das Energiekonzept integriert und nun planmäßig bei niedrigen Außentemperaturen bzw. hohen Heizlasten genutzt.

In Abbildung 6-16 bis Abbildung 6-19 sowie Tabelle 6-4 ist die monatliche und jährliche Wärmebereitstellung und der Wärmeverbrauch dargestellt. Die Auswertungen zeigen die Anteile des Wärmeverbrauchs für das Gebäude, aufgeschlüsselt nach Wärmeübergabe für Raumheizung sowie Lüftung und Trinkwarmwasser sowie der Bereitstellung, getrennt / gedeckt über einen solarelektrischen Anteil (Q_{SEWE}) und dem Strombezug aus dem Netz (Q_{ZWE}) als auch die Durchlauferhitzer (Q_{ZWE2}).

In den Messzeiträumen werden im Durchschnitt 55.000 kWh/a ($22,9 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{AN} \text{ a})$) Wärme für Heizung (Raumheizung und Lüftung) und 23.000 kWh/a ($9,6 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{AN} \text{ a})$) Wärme für Trinkwarmwasser verbraucht. Die Wärmepumpe stellt dafür im Mittel 98.000 kWh/a ($40,7 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{AN} \text{ a})$) bereit. (Tabelle 6-4)

Im Mehrfamilienhaus können zwischen 5 – 70 % der monatlichen Wärmebereitstellung auf der Basis solarer Erträge aus der Photovoltaikanlage gedeckt werden. Der jährliche solar thermische Deckungsanteil liegt bei rund 24 %.

PV-Überschüsse werden in Bezug auf die Betriebsweise der Wärmepumpe regelungstechnisch nicht berücksichtigt. Unabhängig vom Energieangebot aus der PV-Anlage geht die Wärmepumpe nur in Betrieb, wenn das Einschaltkriterium infolge der Speichertemperatur besteht.

Wie in Konstanz ist auch in Frankfurt a. M. keine Solarthermieanlage installiert, so dass $f_{sol,th,SEWE}$ und $f_{sol,th}$ identisch verlaufen.

Tabelle 6-4: MFH FFM Wärmeverbrauchs- und bereitstellungswerte innerhalb der Messzeiträume

		Raumheizung (inkl. Lüftung)	TWW	WP mit PV-Strom	WP mit Netzbezug (inkl. Durchlauferhitzer)	Solarthermie
MZR 16/17	kWh/a	71.398	31.587	21.158	87.365	-
	kWh/(m ² _{AN} a)	29,7	13,1	8,8	36,3	-
MZR 17/18	kWh/a	56.936	53.085	27.564	87.632	-
	kWh/(m ² _{AN} a)	23,6	22,1	11,5	36,4	-
MZR 18/19	kWh/a	19.420	30.244	10.942	35.049	-
	kWh/(m ² _{AN} a)	8,1	12,6	4,5	14,6	-

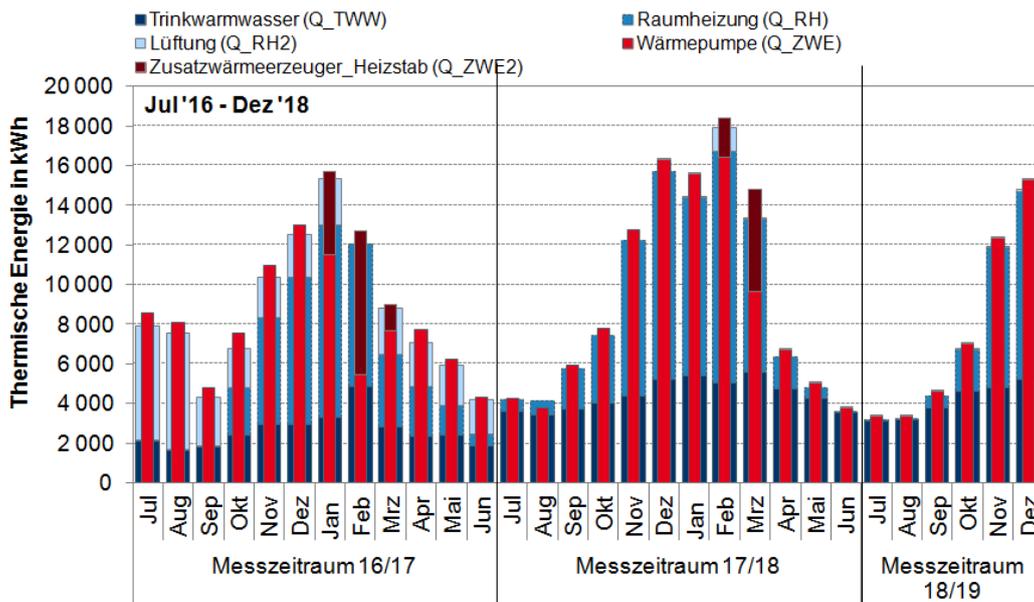


Abbildung 6-16: MFH FFM: Monatlicher Wärmeverbrauch Heizung und Trinkwarmwasser

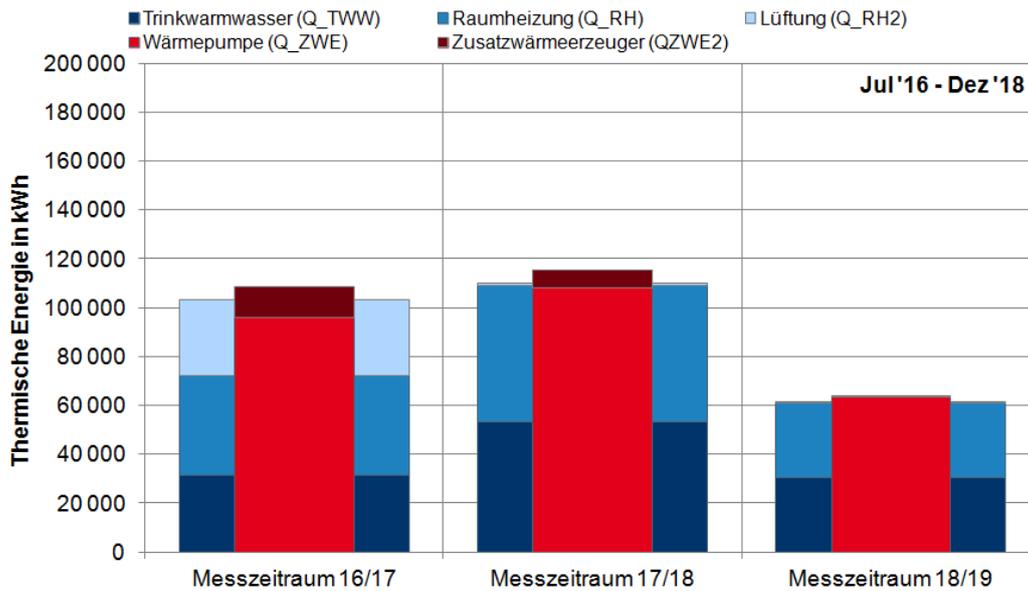


Abbildung 6-17: MFH FFM: Jahreswärmeverbrauch Heizung und Trinkwarmwasser und Wärmebereitstellung der Wärmepumpen

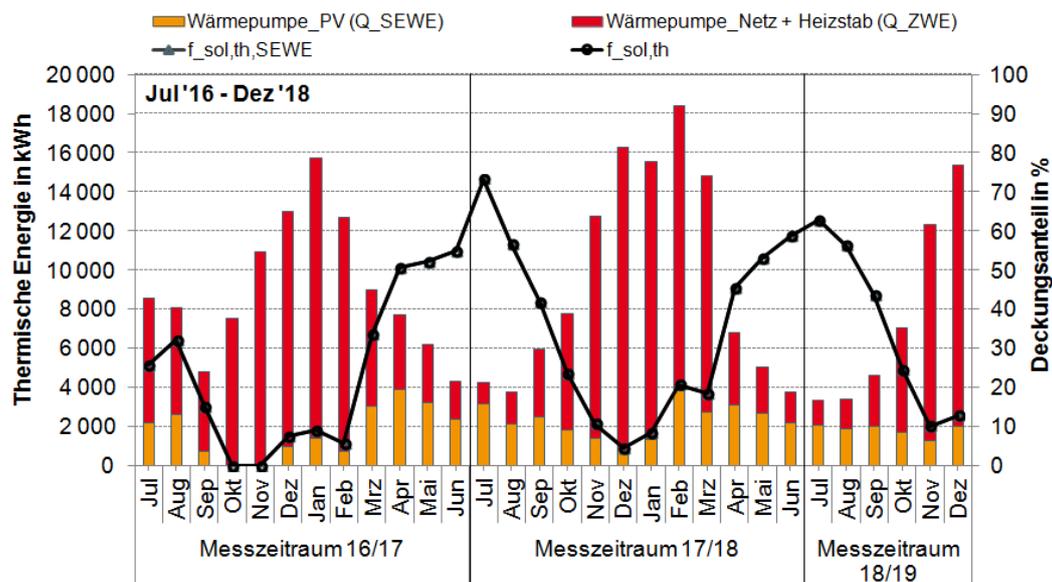


Abbildung 6-18: MFH FFM: Monatliche Wärmebereitstellung über die Wärmepumpe – Anteile regenerative Erzeugung

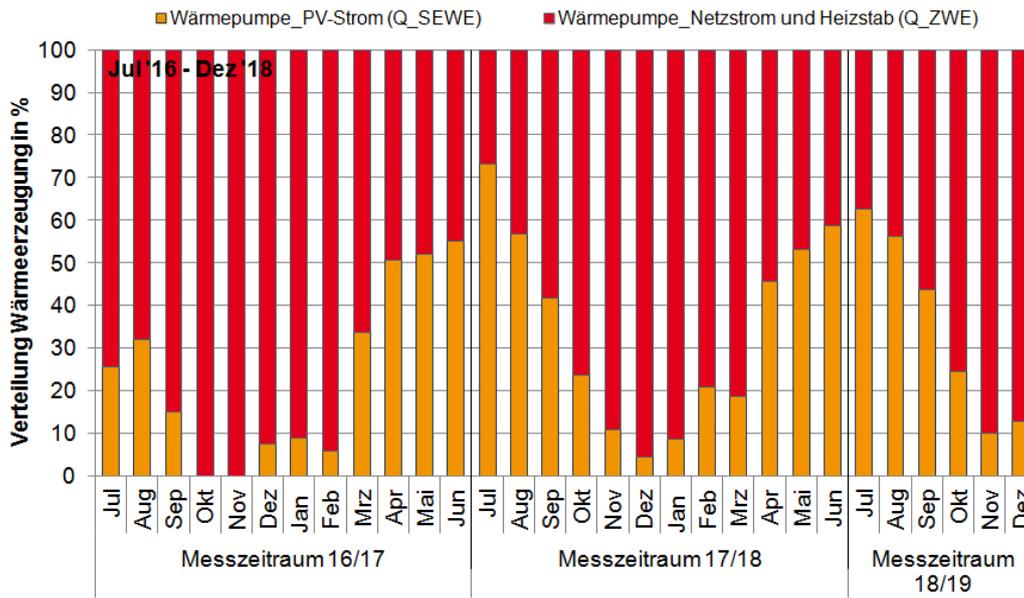


Abbildung 6-19: MFH FFM: Monatliche Deckungsanteile der Wärmeerzeugung

Strombereitstellung und- verbrauch

Wie auch im Mehrfamilienhaus Konstanz ist die Anlagentechnik im Mehrfamilienhaus Frankfurt a. M. auf eine direkte Nutzung der PV-Erträge ausgerichtet. Nur Überschüsse, die nicht gespeichert werden können, werden in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist.

Tabelle 6-5 sowie Abbildung 6-20 bis Abbildung 6-23 zeigen die monatlichen und jährlichen Stromverbräuche, PV-Ertrag, die Strommengen zur Eigenstromnutzung sowie den Eigenstromnutzungsanteil und den solarelektrischen Deckungsanteil.

In den Messzeiträumen werden im Durchschnitt 57.000 kWh/a (23,7 kWh/(m²_{AN} a)) Strom für die Haushalte und 63.000 kWh/a (26,2 kWh/(m²_{AN} a)) Strom für die Anlagentechnik verbraucht. In den Messzeiträumen wurde im Mittel 97.000 kWh/a Strom über die PV-Anlage produziert.

Der solarelektrische Deckungsanteil am Gesamtstromverbrauch liegt monatlich zwischen 10 und 80 %. Der Eigennutzungsanteil liegt zwischen 40 und 95 %.

Es wird deutlich, dass die Eigenstromnutzung im jahreszeitlichen Verlauf entgegengesetzt dem regenerativen Ertrag im Sommer prozentual abnimmt und in den Wintermonaten zunimmt.

Tabelle 6-5: MFH FFM Stromverbrauchs- und bereitstellungswerte innerhalb der Messzeiträume

		Haushalt	Technik	PV-Produktion	Eigennutzung	Netzbezug
MZR 16/17	kWh/a	62.602	62.462	98.267	55.475	73.685
	kWh/(m ² _{AN} a)	26,0	26,0	40,8	23,0	30,6
MZR 17/18	kWh/a	54.627	68.509	96.825	51.339	72.297
	kWh/(m ² _{AN} a)	22,7	28,5	40,2	21,3	30,0
MZR 18/19	kWh/a	28.290	29.250	48.722	23.793	33.747
	kWh/(m ² _{AN} a)	11,7	12,1	20,2	9,9	14,0

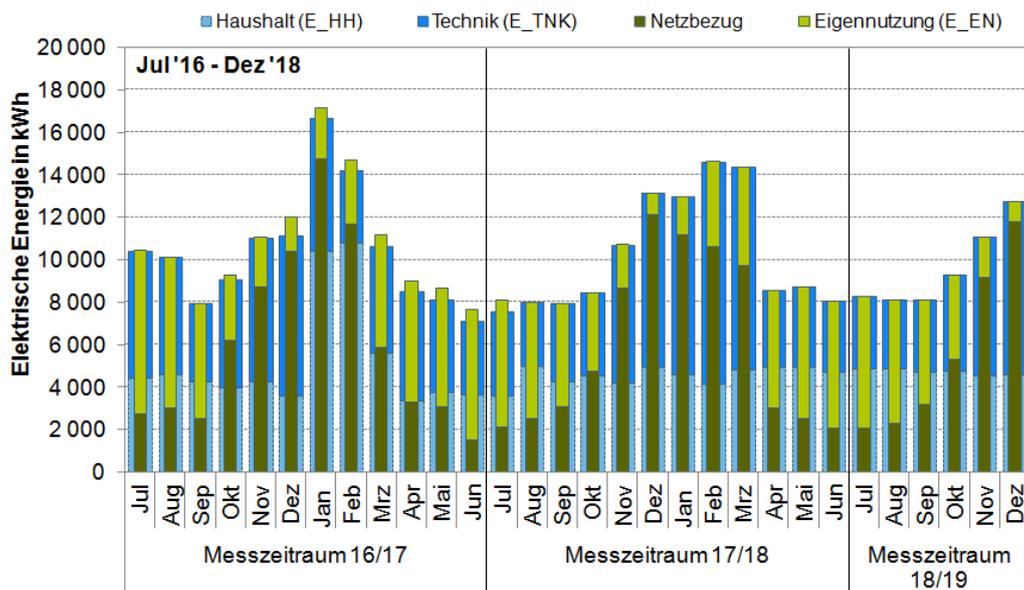


Abbildung 6-20: MFH FFM: Monatlicher Stromverbrauch

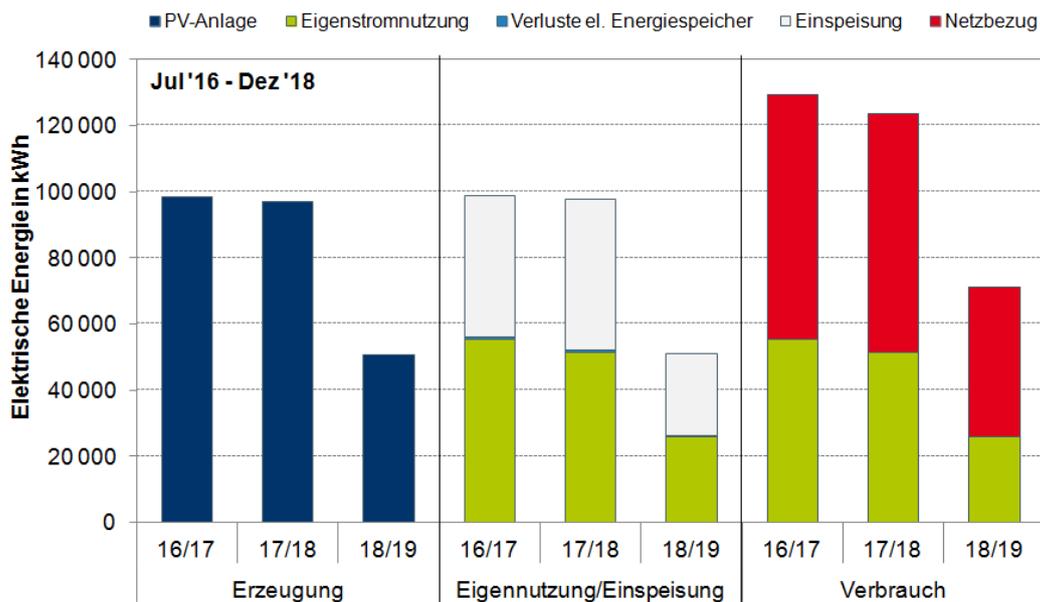


Abbildung 6-21: MFH FFM: Jährlicher Stromverbrauch, Erzeugung und Verteilung

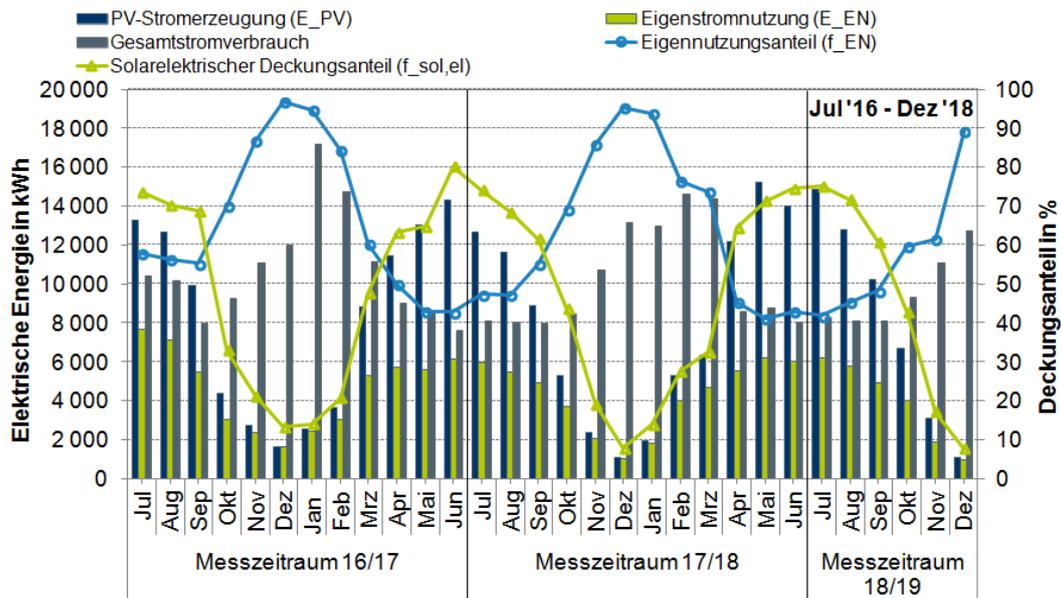


Abbildung 6-22: MFH FFM: Monatliche Stromproduktion und -verbrauch

Solare Deckungsanteile

Im Rahmen des Monitorings können für das Mehrfamilienhaus in Frankfurt mit dem umgesetzten Energiekonzept monatliche solare Deckungsanteile für den gesamtsolaren Anteil von bis zu 90 % erzielt werden.

Im jährlichen Verlauf wird der elektrische Energieverbrauch für Haushalt und Technik zu 8 – 80 % solar gedeckt. Der solarthermische Anteil an der Wärmebereitstellung über die Wärmepumpe beträgt 0 – 75 %.

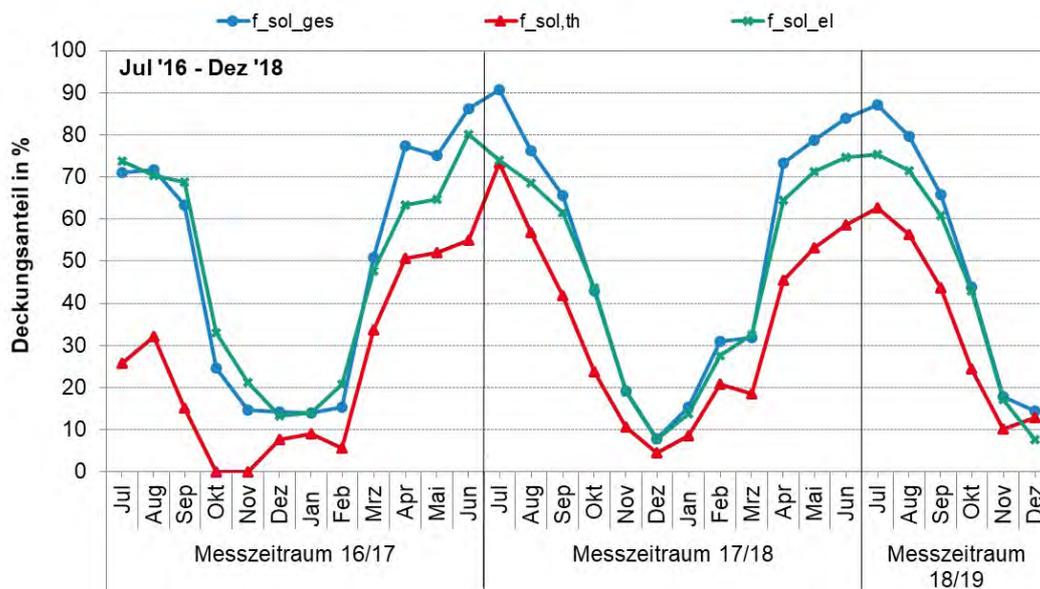


Abbildung 6-23: MFH FFM: Monatliche solare Deckungsanteile

6.3 EFH – Döhlau (Hof) (DOE)

Die Gemeinde Döhlau befindet sich in südwestlich von Hof. Das Klima unterliegt bereits einer deutlichen kontinentalen Prägung, d.h. vergleichsweise kalte und schneereiche Winter und warme bis heiße Sommer. Das Messobjekt, ein Einfamilienhaus (EFH) mit knapp 235 m² Wohnfläche in Massivbauweise ohne Vollwärmeschutz, wurde im Jahre 2015 bezogen.



Abbildung 6-24: Messtechnisch untersuchtes Gebäude in Döhlau (DOE) Quelle: Gemeinhardt AG

6.3.1 Versorgungskonzept

Das Energieversorgungskonzept des Einfamilienhauses in Döhlau wurde von der Firma Gemeinhardt AG entwickelt und bereits in einigen anderen Projekten teilweise realisiert. Erstmals vollständig umgesetzt wurde das Konzept in dem zu untersuchenden Objekt.

Die Energieversorgung basiert sowohl auf thermischer wie auch auf elektrischer Solarenergie. Zur Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasserbereitung) wird einerseits direkt Solarthermie verwendet. Hierzu sind ca. 40 m² Flachkollektoren in das nach Süden orientierte Dach unter einer Neigung von 49° integriert. Andererseits wird bei verfügbarer elektrischer Energie durch die PV-Anlage oder aus dem elektrischen Energiespeicher eine Luft/Wasser-Wärmepumpe zur Trinkwassererwärmung eingesetzt.

Zentrales Element der thermischen Energieversorgung ist ein primärer Warmwasserspeicher mit 1,0 m³ Nennvolumen in Verbindung mit einem Frischwassermodul. Zu Zeiten mit vollständig geladenem Warmwasserspeicher wird die zusätzliche Wärme vom Kollektorfeld in einen erdvergrabenen 10 m³ großen sekundären Wasserspeicher eingebracht. Dieser Speicher kann über den Primärspeicher oder auch direkt in das Wärmeverteilsystem entladen werden.

Das Wärmeverteilsystem ist als Niedertemperatur-Fußbodenheizung und Niedertemperatur-Wandheizung ausgeführt. Zusätzlich sind ein Wäschetrockner und ein Wasserbett an das Heizungssystem angeschlossen. Darüber hinaus sind dezentrale Raumlüftungsgeräte mit Wärmerückgewinnung installiert. Der verfügbare PV-Strom wird vorrangig zur Eigenstromdeckung eingesetzt. Zu Zeiten

mit vollständiger Deckung des Eigenstrombedarfs wird der zusätzliche PV-Strom in einen elektrischen Energiespeicher mit Lithium-Ionen-Technik und einer Kapazität von 10 kWh eingespeichert. Nachrangig wird der überschüssige Strom ins Netz eingespeist. Der Eigenstrombedarf setzt sich zusammen aus den Bedarfen zur Deckung des konventionellen Haushaltstroms, des Hilfstroms und des Betriebs der Wärmepumpe sowie des Betriebs einer Ladestation für Elektrofahrzeuge.

Die Messtechnik des Gebäudes basiert auf einer umfangreichen Gebäudeleittechnik, die bereits bis auf ein Messgerät zur Erfassung der hemisphärischen Bestrahlungsstärke und evtl. einiger Durchflussmesser vollständig ist.

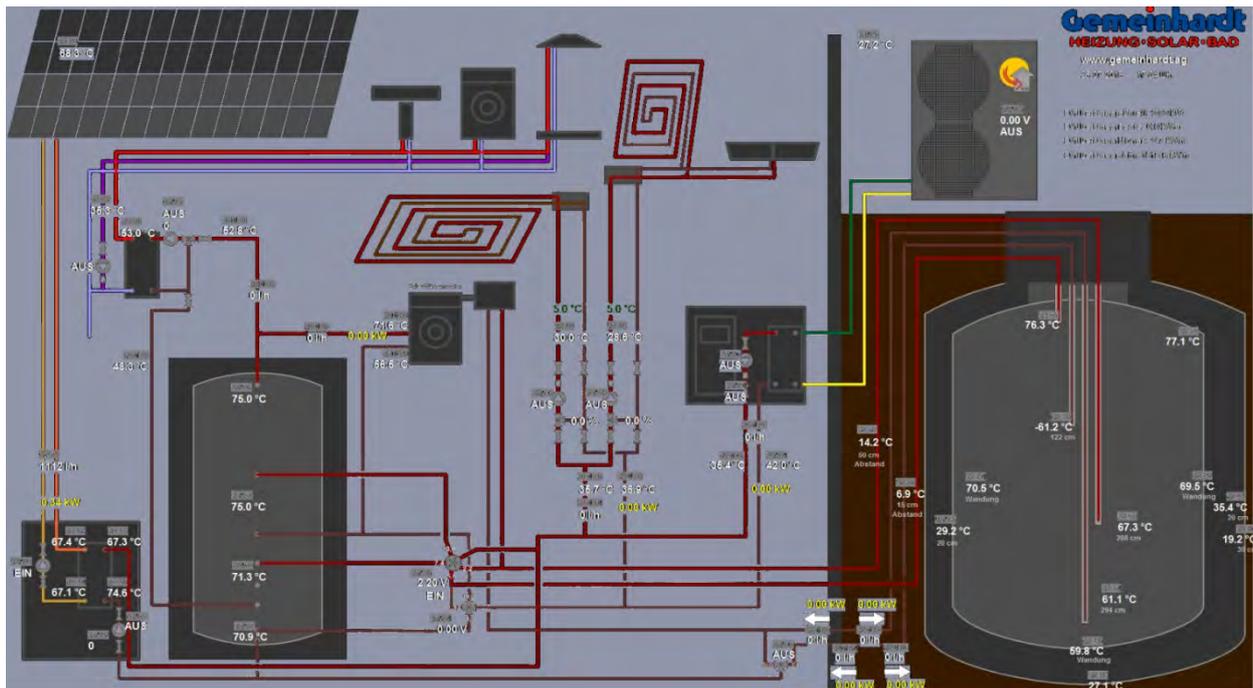


Abbildung 6-25: Energiekonzept des Gebäudes in Döhlau

6.3.2 Monitoringauswertung

Im Folgenden sind die Ergebnisse des Monitorings des EFH in Döhlau dargestellt, aufgeteilt in die Untersuchung der Wärmebereitstellung und des Wärmeverbrauchs, sowie in die Untersuchung der Stromversorgung und des Stromverbrauchs.

Wärmebereitstellung und -verbrauch

In Tabelle 6-6 sind die Werte der Wärmebereitstellung und des Wärmeverbrauchs der Messperioden 2016/2017 und 2017/2018 dargestellt.

Tabelle 6-6: EFH DOE Wärmebereitstellung- und -verbrauchswerte innerhalb der Messzeiträume

		Raumheizung (inkl. Lüftung)	TWW	WP mit PV-Strom	WP mit Netzbezug (inkl. Heizstab)	Solarthermie
MZR 16/17	kWh/a	9.252	2.729	0	8.627	8.684
	kWh/(m ² _{AN} a)	31,9	9,4	0,0	29,8	29,9
MZR 17/18	kWh/a	14.998	2.575	0	10.578	11.268
	kWh/(m ² _{AN} a)	51,7	8,9	0,0	36,5	38,9

Abbildung 6-27 zeigt die monatlich aufgelösten Energiebilanzen bzgl. der Wärmeversorgung des EFH in Döhlau. Gut zu erkennen sind die signifikanten Differenzen zwischen erzeugter und verbrauchter Wärme. Die erzeugte Wärme ist in den Monaten November bis Januar deutlich mehr als die verbrauchte, ein gegenteiliges Verhältnis liegt im Februar vor. Teilweise kann dies mit der Beladung, bzw. im Februar mit der Entladung des 10 m³ großen, erdvergrabenen Warmwasserspeichers erklärt werden, allerdings weder in diesem hohen Maße noch der Rückgang des Heizwärmeverbrauchs im Januar. Vielmehr liegt dies an Problemen mit der Messtechnik zu Beginn der Datenaufzeichnung. Diese konnten jedoch im Laufe der ersten Messperiode behoben werden.

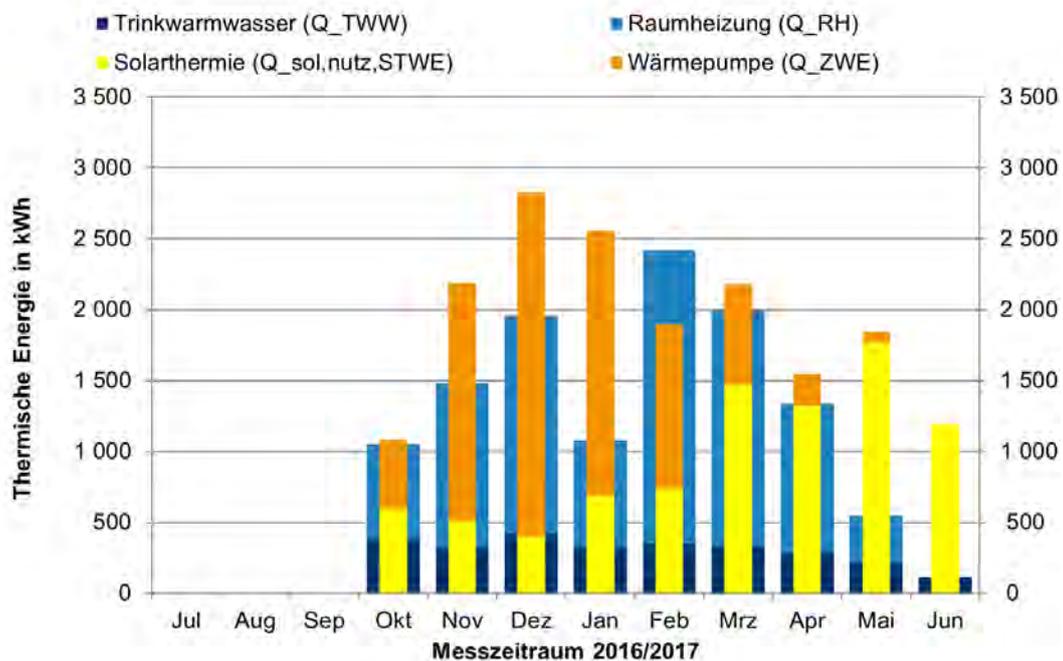


Abbildung 6-26: Monatliche Energiebilanzen für den Messzeitraum 2016/2017 des Gebäudes in Döhlau

Abbildung 6-27 zeigt die monatlichen Wärmebilanzen der Messperiode 2017/2018. Hier ist deutlich die bessere Übereinstimmung der erzeugten und verbrauchten Wärme ersichtlich. Dennoch ist

in dieser Messperiode der höhere Heizwärmeverbrauch im Vergleich zur erzeugten Wärme auffallend. Hier kann die Wärme, die in den Monaten Mai und Juni der vorangegangenen Messperiode in den erdvergrabenen Warmwasserspeicher eingebracht wurde, genutzt und zur Deckung des Wärmeverbrauchs verwendet werden.

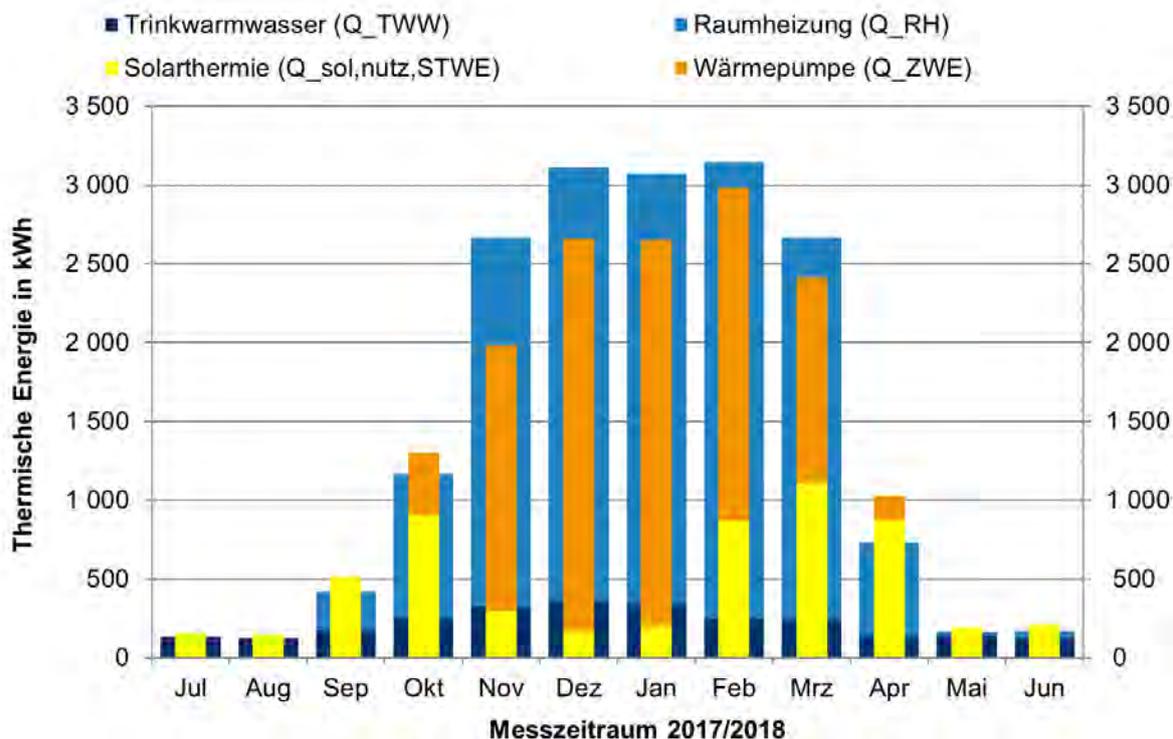


Abbildung 6-27: Monatliche Energiebilanzen für den Messzeitraum 2017/2018 des Gebäudes in Döhlau

Abbildung 6-28 zeigt die monatliche Aufteilung der solaren Wärmeerzeuger sowie des Zusatzwärmeerzeugers für die Messperiode 2016/2017. Zusätzlich sind die Deckungsanteile des solarthermischen und des solarelektrischen Wärmeerzeugers, sowie der gesamtsolare Deckungsanteil aufgetragen.

Da der Haushaltsstromverbrauch des Gebäudes in Döhlau im Vergleich zur Größe der PV-Anlage sehr hoch ist, steht zu Zeiten, in denen die Wärmepumpe betrieben wird, kein PV-Strom zu deren Betrieb zur Verfügung. Somit ist der gesamtsolare Deckungsanteil gleich dem solarthermischen Deckungsanteil.

Dies ändert sich auch nicht für die Messperiode 2017/2018, Abbildung 6-29.

Abbildung 6-30 zeigt die Anteile der Wärmeerzeuger am monatlichen Wärmeverbrauch. Gut zu erkennen ist die alleinige Aufteilung der Wärmeerzeugung zwischen der thermischen Solaranlage und dem Zusatzwärmeerzeuger.

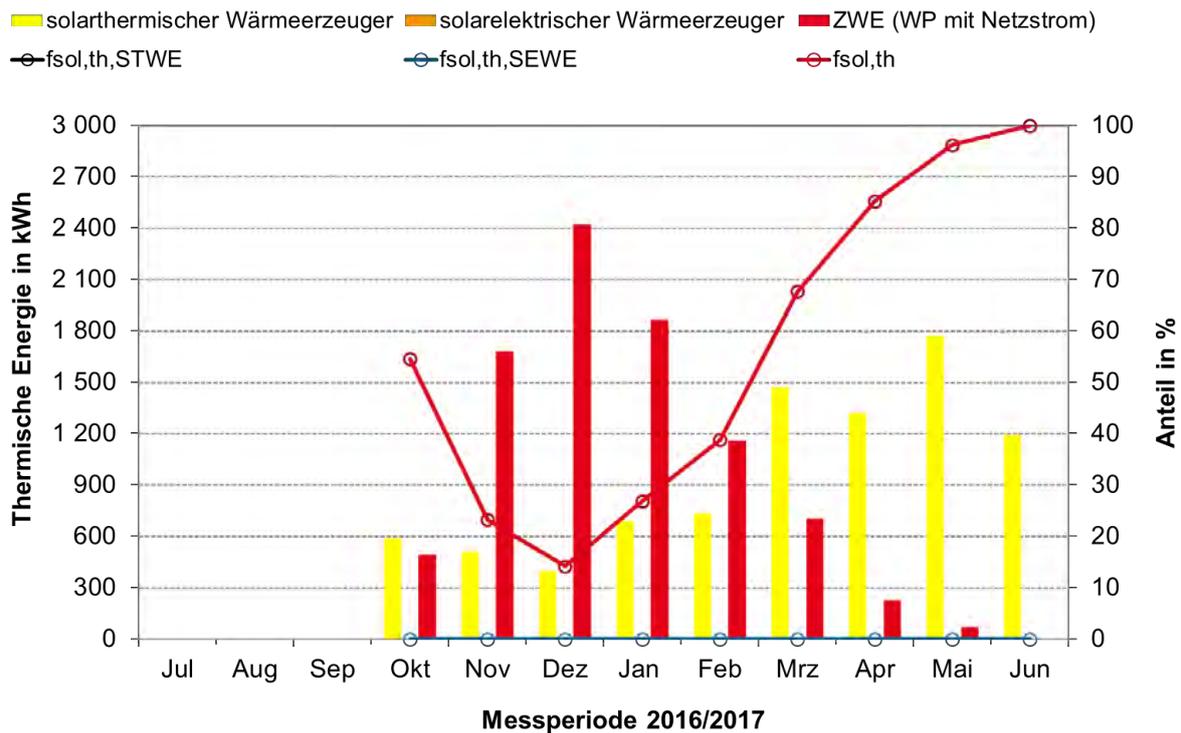


Abbildung 6-28: Monatliche Wärmeerzeugung nach Wärmequellen sowie die solarthermischen Deckungsanteile für den Messzeitraum 2016/2017 des Gebäudes in Döhlau

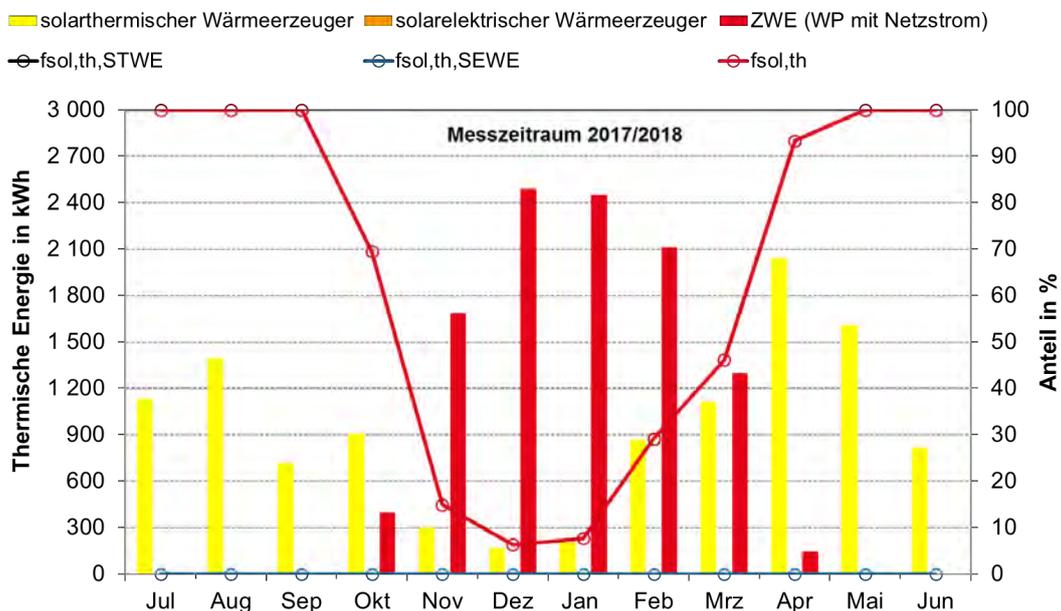


Abbildung 6-29: Monatliche Wärmeerzeugung nach Wärmequellen sowie die solarthermischen Deckungsanteile für den Messzeitraum 2017/2018 des Gebäudes in Döhlau

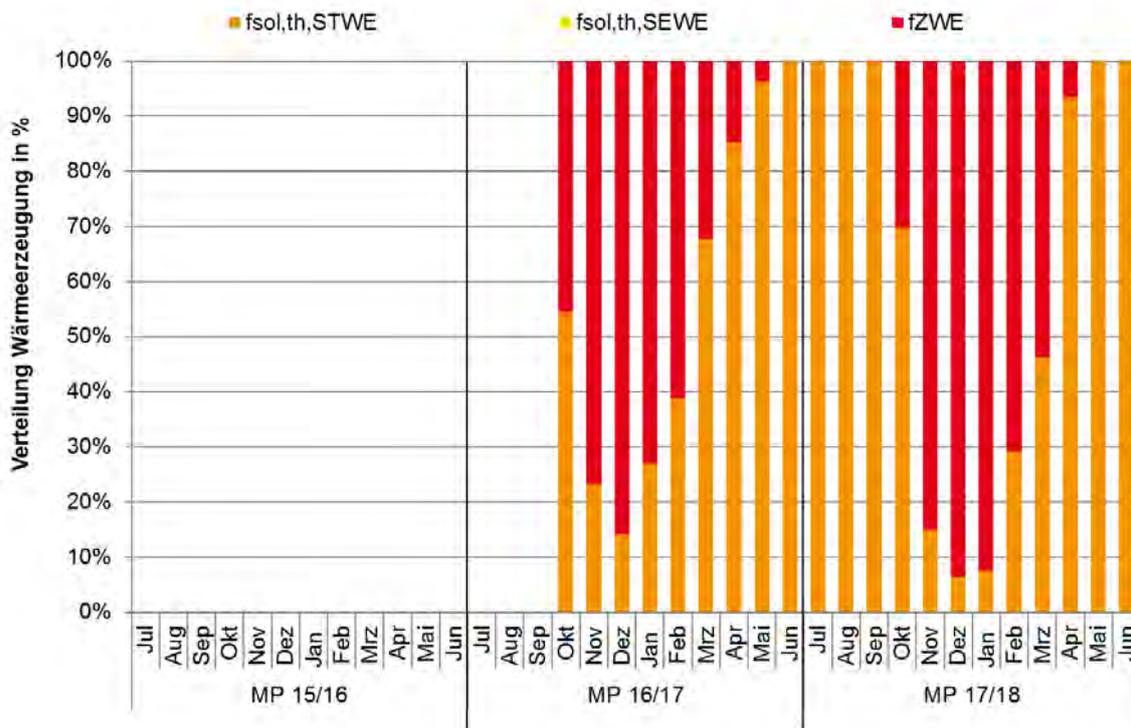


Abbildung 6-30: Anteile der monatlichen Wärmeerzeugung nach Wärmequellen für den Messzeitraum 2016/2017 und 2017/2018 des Gebäudes in Döhlau

Strombereitstellung und –verbrauch

In Tabelle 6-7 sind die Werte der Strombereitstellung und des Stromverbrauchs der Messperioden 2016/2017 und 2017/2018 dargestellt.

Tabelle 6-7: EFH DOE Strombereitstellungs- und -verbrauchswerte innerhalb der Messzeiträume

		PV-Produktion	Eigennutzung	Netzbezug
MZR 16/17	kWh/a	6.179	4.856	4.338
	kWh/(m ² _{AN} a)	21,3	16,7	15,0
MZR 17/18	kWh/a	5.931	4.631	4.170
	kWh/(m ² _{AN} a)	20,5	16,0	14,4

Abbildung 6-31 und Abbildung 6-32 zeigen den monatlichen PV-Ertrag und sowie den Eigennutzungsanteil und den solarelektrischen Deckungsanteil. Gut zu erkennen ist die typische Gegenläufigkeit des Eigennutzungsanteils und des solarelektrischen Deckungsanteils. In den Wintermonaten sinkt der solarelektrische Deckungsanteil, im Gegensatz dazu steigt der Eigennutzungsanteil. Auffällig

lig ist, dass trotz des vergleichsweise großen elektrischen Energiespeichers auch in den Wintermonaten der Eigennutzungsanteil nicht auf 100 % gesteigert werden kann. Dies trifft für beide Messperioden zu.

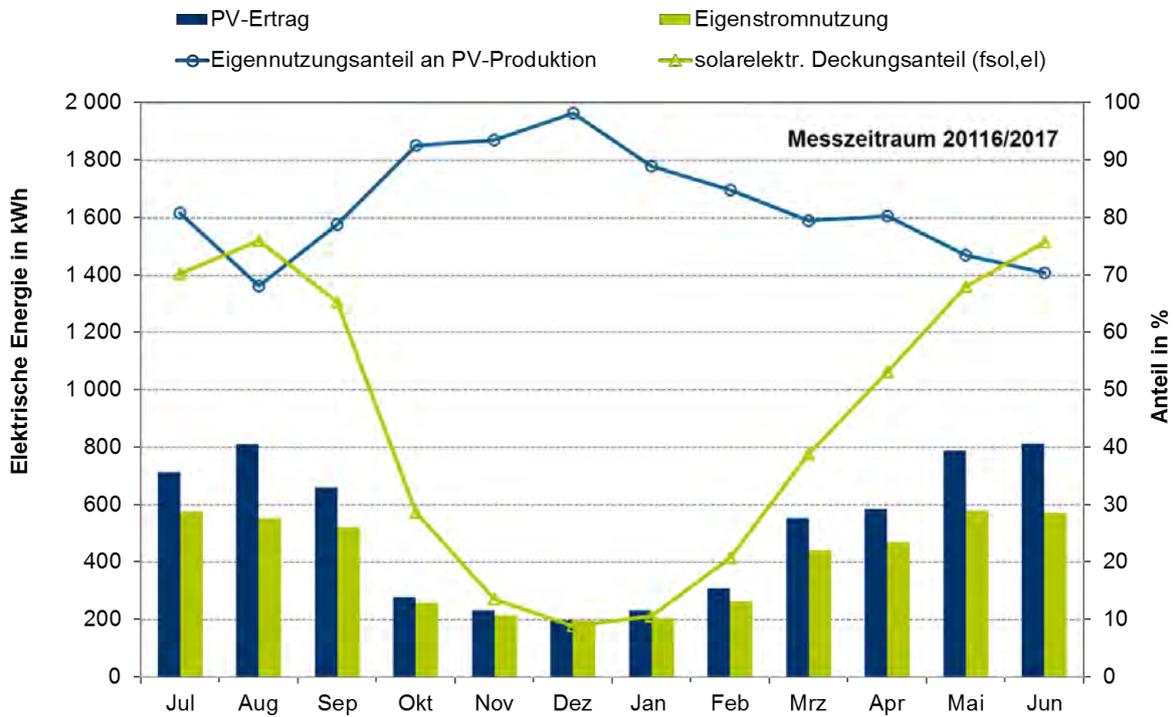


Abbildung 6-31: Monatlicher PV-Ertrag und sowie der Eigennutzungsanteil und der solarelektrische Deckungsanteil für den Messzeitraum 2016/2017 des Gebäudes in Döhlau

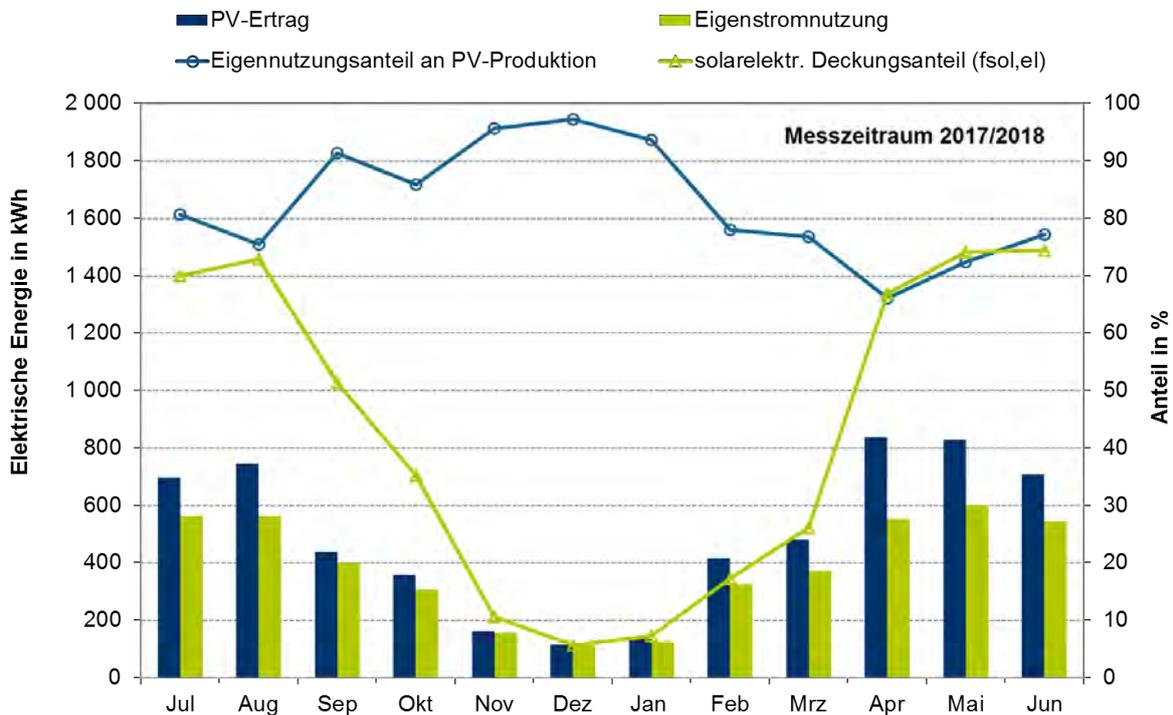


Abbildung 6-32: Monatlicher PV-Ertrag und sowie der Eigennutzungsanteil und der solarelektrische Deckungsanteil für den Messzeitraum 2017/2018 des Gebäudes in Döhlau

6.4 EFH – Heilbronn-Neckergartach (HNN)

Der Heilbronner Teilort Neckergartach befindet sich etwa 5 km nordwestlich von Heilbron. Es herrscht ein typisch süddeutsches Klima vor, teilweise heiße Sommer in Verbindung mit vergleichsweise milden Wintern. Diese milden Winter sind auch auf den in unmittelbarer Nähe vorbeifließenden Neckar zurückzuführen. Das Messobjekt, ein Einfamilienhaus (EFH) mit knapp 300 m² Wohnfläche in Massivbauweise ohne Vollwärmeschutz, wurde im Jahre 2015 bezogen.



Abbildung 6-33: Messtechnisch untersuchtes Gebäude in Heilbronn-Neckergartach (HNN) Quelle: Marco Jens, KHB-Creativ Wohnbau GmbH

6.4.1 Versorgungskonzept

Das Energieversorgungskonzept des Einfamiliengebäudes in Heilbronn-Neckergartach wurde vom Ingenieurbüro für Energieeffizienz aus Zwiesel, durch die KHB-Creativ Wohnbau GmbH aus Heilbronn und Nitsch Regelungstechnik entwickelt und umgesetzt.

Die Energieversorgung basiert sowohl auf thermischer wie auch auf elektrischer Solarenergie. Zur Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasserbereitung) wird einerseits direkt Solarthermie verwendet. Hierzu sind ca. 15 m² Flachkollektoren in das nach Süden orientierte Dach (10°) unter einer Neigung von 38° integriert. Andererseits wird bei verfügbarer elektrischer Energie durch die PV-Anlage eine Luft/Wasser-Wärmepumpe zur Trinkwassererwärmung eingesetzt. Darüber hinaus wird der Restwärmebedarf über einen wassergeführten Kachelofeneinsatz mit ca. 15 kW Leistung gedeckt.

Zentrales Element der thermischen Energieversorgung ist ein Warmwasserspeicher mit 4,7 m³ Nennvolumen in Verbindung mit einem Frischwassermodul. Eine 62 m² große PV-Anlage versorgt eine Luft/Wasserwärmepumpe, die als weitere Wärmequelle dient. Innerhalb der thermischen Hülle steht ein mit Scheitholz betriebener wassergeführter Ofen mit 15 kW Leistung und belädt ebenfalls den Warmwasserspeicher. Das Wärmeverteilsystem ist als Niedertemperatur-Fußbodenheizung ausgeführt.

Der verfügbare PV-Strom wird vorrangig zur Eigenstromdeckung eingesetzt. Der Eigenstrombedarf setzt sich zusammen aus den Bedarfen zur Deckung des konventionellen Haushaltstroms, des Hilfsstroms und des Betriebs der Wärmepumpe. Nachrangig wird der überschüssige Strom ins Netz eingespeist.

Die umfangreiche Messtechnik des Gebäudes dient vorrangig zur Regelung der einzelnen Energieerzeuger, kann aber vollständig für das Monitoring verwendet werden. Die Messtechnik ist bereits bis auf ein Messgerät zur Erfassung der hemisphärischen Bestrahlungsstärke und evtl. einiger Durchflussmesser vollständig.

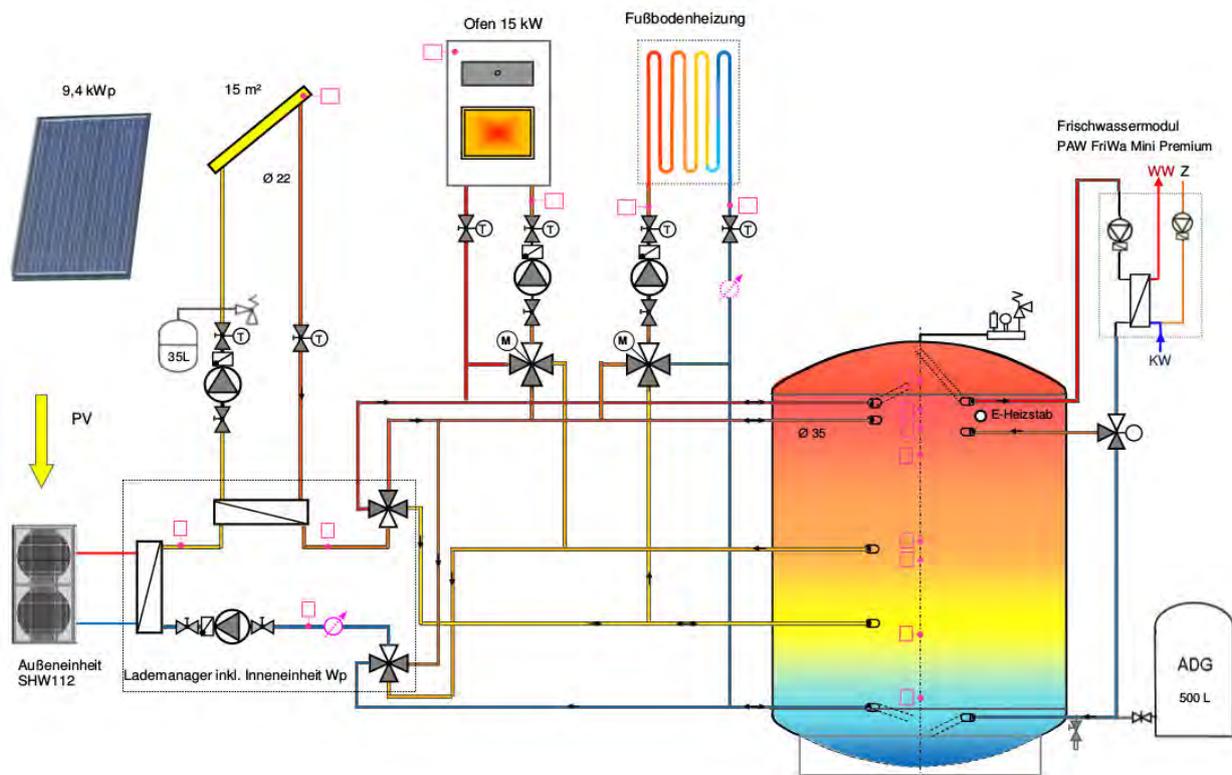


Abbildung 6-34: Energiekonzept des Gebäudes in Heilbronn-Neckargartach

6.4.2 Monitoringauswertung

Im Folgenden sind die Ergebnisse des Monitorings des EFH in Heilbronn-Neckargartach dargestellt, aufgeteilt in die Untersuchung der Wärmebereitstellung und des Wärmeverbrauchs, sowie in die Untersuchung der Stromversorgung und des Stromverbrauchs.

Wärmebereitstellung und –verbrauch

In Tabelle 6-8 sind die Werte der Wärmebereitstellung und des Wärmeverbrauchs der Messperioden 2016/2017 und 2017/2018 dargestellt.

Tabelle 6-8: EFH HNN Wärmeverbrauchs- und bereitstellungswerte innerhalb der Messzeiträume

		Raumheizung (inkl. Lüftung)	TWW	WP mit PV-Strom	WP mit Netzbezug (inkl. Heizstab)	Solarthermie
MZR 16/17	kWh/a	8.778	1.248	3.120	891	3.567
	kWh/(m ² _{AN} a)	30,1	4,4	11,0	3,1	12,6
MZR 17/18	kWh/a	14.973	2.306	5.735	3.837	6.447
	kWh/(m ² _{AN} a)	52,7	8,1	20,2	13,5	22,7
MZR 18/19	kWh/a	11.871	2.547	3.004	5.877	5.133
	kWh/(m ² _{AN} a)	41,8	9,0	10,6	20,7	18,1

Abbildung 6-35 zeigt die monatlichen Energiebilanzen der Wärmeerzeugung und des Wärmeverbrauchs. Es ist ersichtlich, dass in den Sommermonaten die thermische Solaranlage den kompletten Wärmeverbrauch decken kann. Im Herbst und Winter wird der Wärmeverbrauch durch die Wärmepumpe und den wasserführenden Kaminofen im Wohnzimmer gedeckt. Im Frühjahr wird der Kaminofen nicht mehr benötigt, da die Wärmepumpe und die thermische Solaranlage ausreichen.

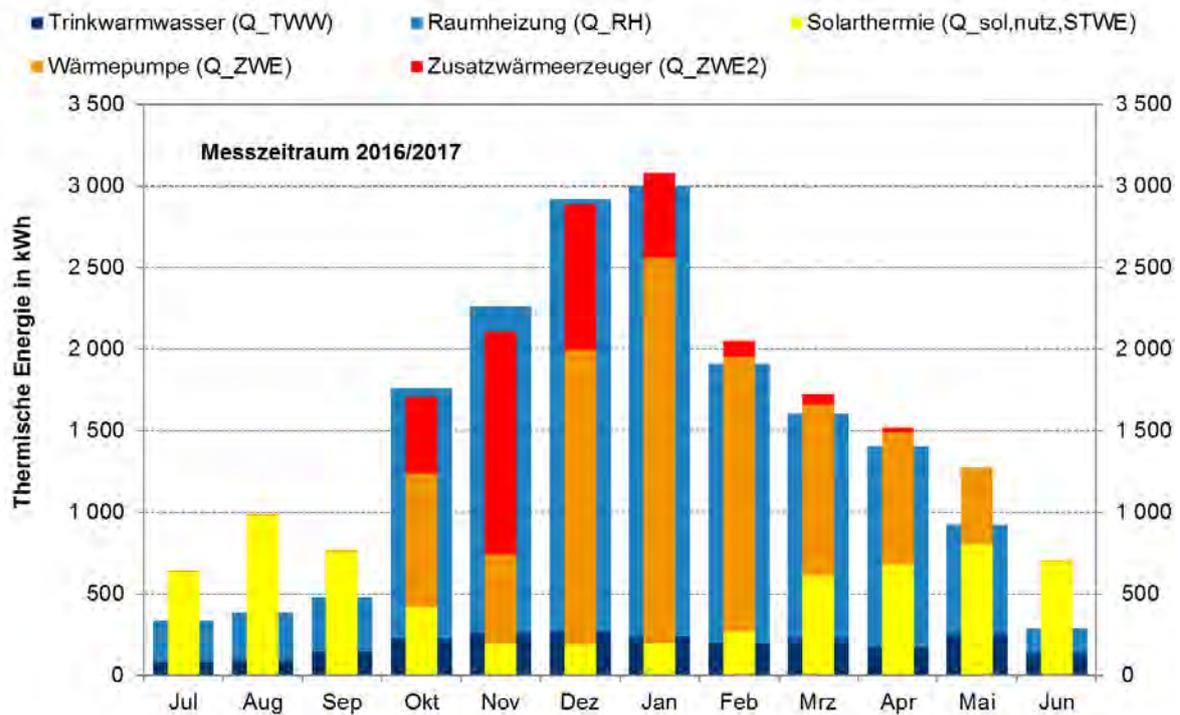


Abbildung 6-35: Monatliche Energiebilanzen für den Messzeitraum 2016/2017 des Gebäudes in Heilbronn-Neckargartach

Die Werte der scheinbar mehr erzeugten Solarwärme in den Sommermonaten sind nur teilweise plausibel. Dies liegt an anfänglichen Problemen mit der Messdatenerfassung. Allerdings konnte ein Teil der Solarwärme in den 4,7 m³ großen Warmwasserspeicher eingespeichert werden.

Für die Messperiode 2017/2018 ergibt sich ein ähnliches Bild, jedoch mit dem Unterschied, dass der Speicher bereits im Juni vollständig beladen ist und diese Wärme dann im November dem Speicher entnommen wurde. Zusätzlich ist auffällig, dass der Kaminofen deutlich weniger Wärme erzeugt als in der vorherigen Messperiode. Dies liegt jedoch am veränderten Nutzverhalten der Bewohner.

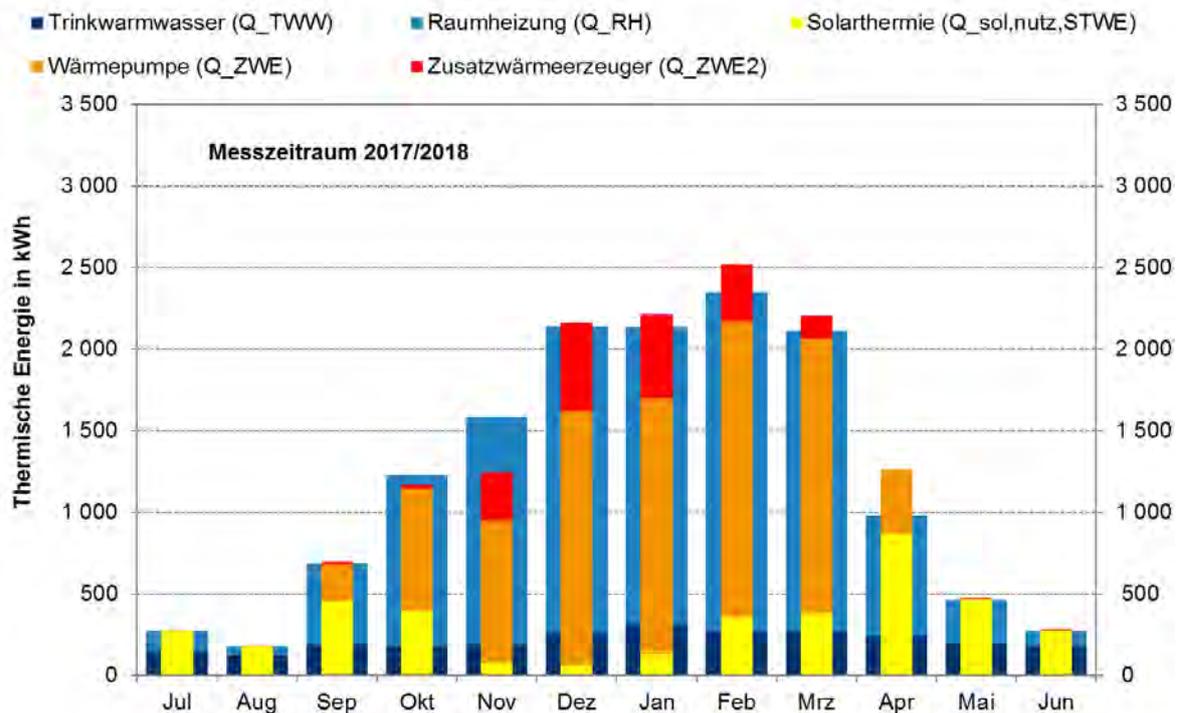


Abbildung 6-36: Monatliche Energiebilanzen für den Messzeitraum 2017/2018 des Gebäudes in Heilbronn-Neckargartach

Abbildung 6-37 und Abbildung 6-38 zeigen die erzeugten Energiemengen des solarthermischen und des solarelektrischen Wärmeerzeugers. Zusätzlich ist noch die erzeugte Wärme des Kaminofens zu erkennen, der Heizstab trägt nichts zur Deckung des Wärmeverbrauchs bei, ist jedoch im System als Notheizung verbaut. Darüber hinaus ist der solarthermische Deckungsanteil in schwarzer, der solarelektrische in blauer und der gesamt solare Deckungsanteil in roter Farbe eingetragen. Die thermische Solaranlage kann in den Sommermonaten den Wärmeverbrauch vollständig decken, in der Übergangszeit trägt der solarelektrische Wärmeerzeuger (WP mit PV-Strom) den Großteil zur Deckung des Wärmeverbrauchs bei. Die spiegelt sich auch in den Verläufen der jeweiligen Deckungsanteile wider.

Abbildung 6-37 zeigt die Anteile der Wärmeerzeuger am monatlichen Wärmeverbrauch. Gut zu erkennen ist die Aufteilung der Wärmeerzeugung zwischen der thermischen Solaranlage, der PV-Wärmepumpenkombination und dem Kaminofen. Auffällig ist, dass in der Messperiode 2017/2018 in den Wintermonaten die thermische Solaranlage keinen Beitrag zur Deckung des Wärmeverbrauchs liefert.

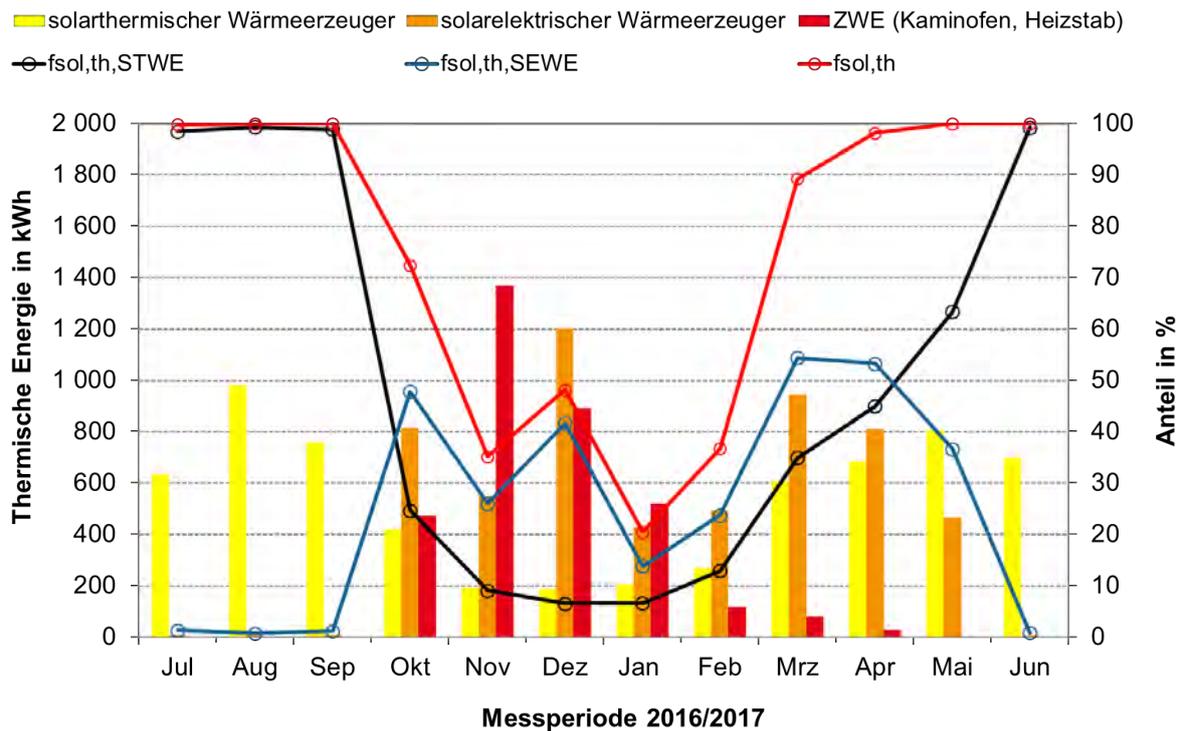


Abbildung 6-37: Monatliche Wärmeerzeugung nach Wärmequellen sowie die solarthermischen Deckungsanteile für den Messzeitraum 2016/2017 des Gebäudes in Heilbronn-Neckargartach

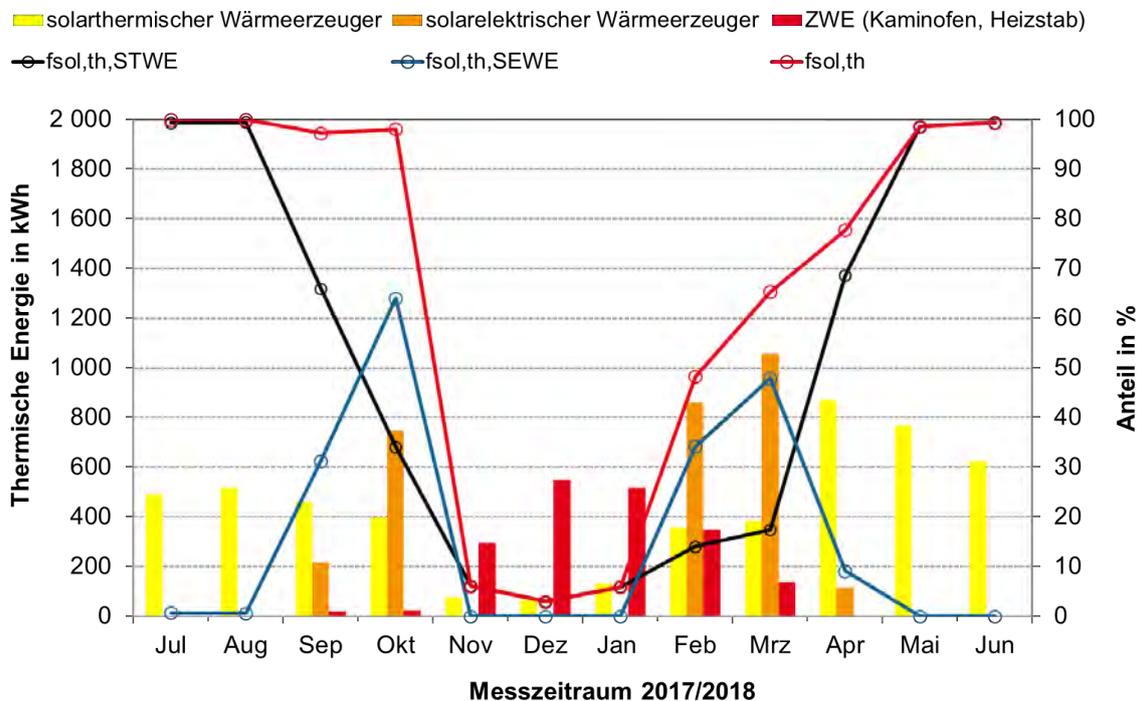


Abbildung 6-38: Monatliche Wärmeerzeugung nach Wärmequellen sowie die solarthermischen Deckungsanteile für den Messzeitraum 2017/2018 des Gebäudes in Heilbronn-Neckargartach

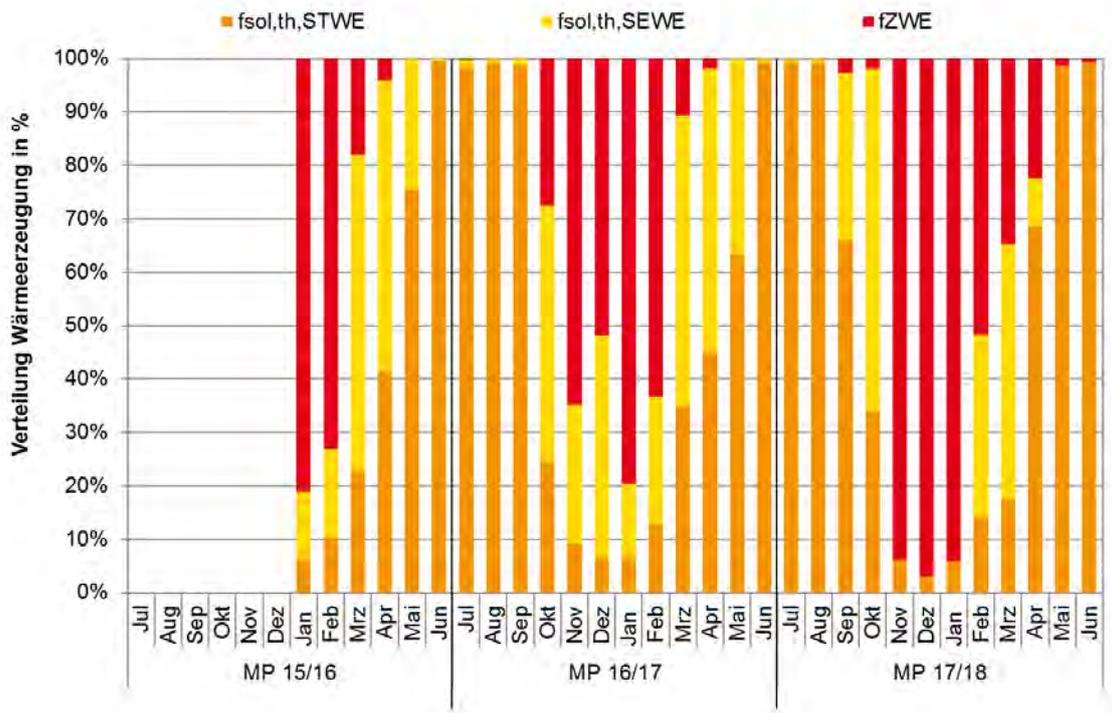


Abbildung 6-39: Anteile der monatlichen Wärmeerzeugung nach Wärmequellen für den Messzeitraum 2016/2017 und 2017/2018 des Gebäudes in Heilbronn-Neckargartach

Strombereitstellung und -verbrauch

Tabelle 6-9: EFH HNN Stromverbrauchs- und bereitstellungswerte innerhalb der Messzeiträume

		PV-Produktion	Eigennutzung	Netzbezug
MZR 16/17	kWh/a	9.558	3.806	1.032
	kWh/(m ² _{AN} a)	33,7	13,4	3,6
MZR 17/18	kWh/a	8.405	2.797	1.795
	kWh/(m ² _{AN} a)	29,6	9,8	6,3

Abbildung 6-40 und Abbildung 6-41 zeigen die konsequente Nutzung des PV-Stroms. Die Wärmepumpe wird fast ausschließlich mit PV-Strom betrieben, so kann die Eigenstromnutzung wie auch der solarelektrische Deckungsanteil maximiert werden, während der acht Sommermonate liegt der solarelektrische Deckungsanteil sogar bei 100 %. Den umgekehrten Verlauf nimmt der Eigenstromnutzungsanteil an. In den Wintermonaten liegt dieser ebenfalls bei 100 %.

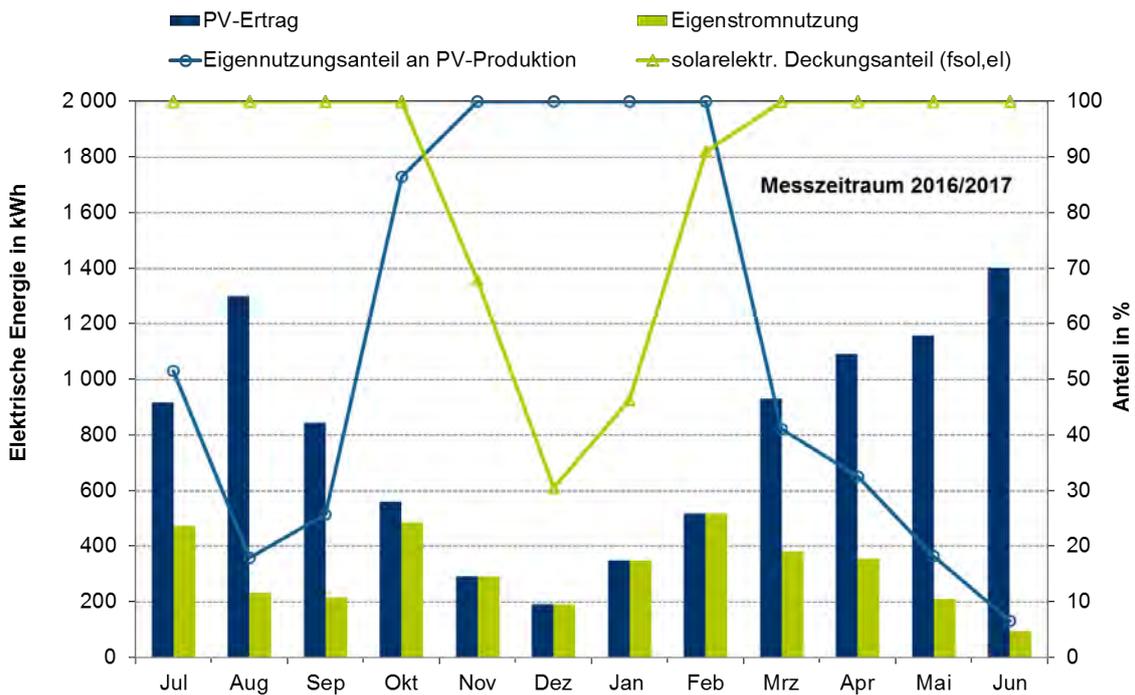


Abbildung 6-40: Monatlicher PV-Ertrag und sowie der Eigennutzungsanteil und der solarelektrische Deckungsanteil für den Messzeitraum 2016/2017 des Gebäudes HNN

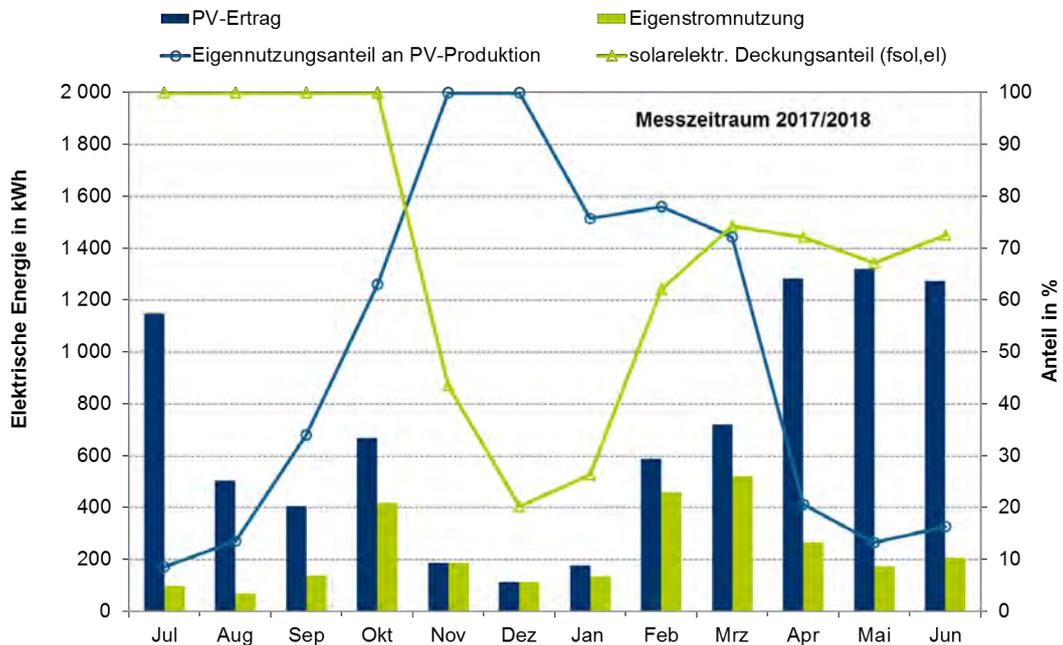


Abbildung 6-41: Monatlicher PV-Ertrag und sowie der Eigennutzungsanteil und der solarelektrische Deckungsanteil für den Messzeitraum 2017/2018 des Gebäudes HNN

6.5 EFH – Katlenburg (KAT)

Das Einfamilienhaus befindet sich in einer ländlich geprägten Ortsrandlage in Katlenburg-Lindau in ca. 30 km Entfernung nord-östlich von Göttingen. Mit einer Nutzfläche nach EnEV von 433 m² entspricht es einen typischen Einfamiliengebäude im ländlich geprägten Raum. Das Gebäude ist in massiver Bauweise mit Neopor Schalsteine mit Betonverfüllung sowie ISOfloor in der Deckenkonstruktion in Passivhausbauweise ausgeführt. Das versetzte Satteldach bemisst sich mit der direkt nach Süden ausgerichteten Fläche auf 217 m² und ist mit 25° angestellt. In Abbildung 6-42 ist das Gebäude mit seiner Südansicht dargestellt.



Abbildung 6-42: Durch das Fraunhofer ISE messtechnisch untersuchte Gebäude in Katlenburg (KAT)

6.5.1 Versorgungskonzept

Zentrales Element stellt der Warmwasserspeicher dar, der von der Bodenplatte bis an den unteren Teil des versetzten Satteldaches reicht. Dieser verfügt mit ca. 6 m³ Nennvolumen über eine sehr große Wärmekapazität. Die sehr effektive Wärmedämmung ist in einer Kombination aus einer Schüttung mit Styroporpartikeln sowie mit 5 cm aluminiumkaschierter Mineralwolle, die direkt am Speicher anliegt, umgesetzt. Der Speicher wird über zwei innenliegende Wellrohr-Wärmeübertrager mit jeweils 5 m² Umfassungsfläche von dem mit 30 m³ Bruttokollektorfläche bemessenen Kollektorfeld aus direkt durchströmten Vakuumröhrenkollektoren als einzige Wärmequelle beladen. Das Trinkwasser wird ebenfalls über zwei innenliegende Wellrohr-Wärmeübertrager mit 2.5 m² und 5 m² im Durchfluss erwärmt. Eine Nacherwärmung auf die Solltemperatur erfolgt durch einen in Serie verschalteten, elektronisch geregelten E-Durchlauferhitzer. Die Heizwärme wird entweder durch eine Abluftwärmepumpe generiert oder aus dem Warmwasserspeicher in den Heizkreis übertragen. Dabei erfolgt auch hier eine Nacherwärmung durch einen seriell verschalteten Heizstab. Der am Gebäude erzeugte PV Strom wird vorrangig in der Anlagentechnik und im Haushalt verbraucht dabei erzeugte Überschüsse werden in einer Batterie zwischengespeichert bzw. in das Netz abgegeben.

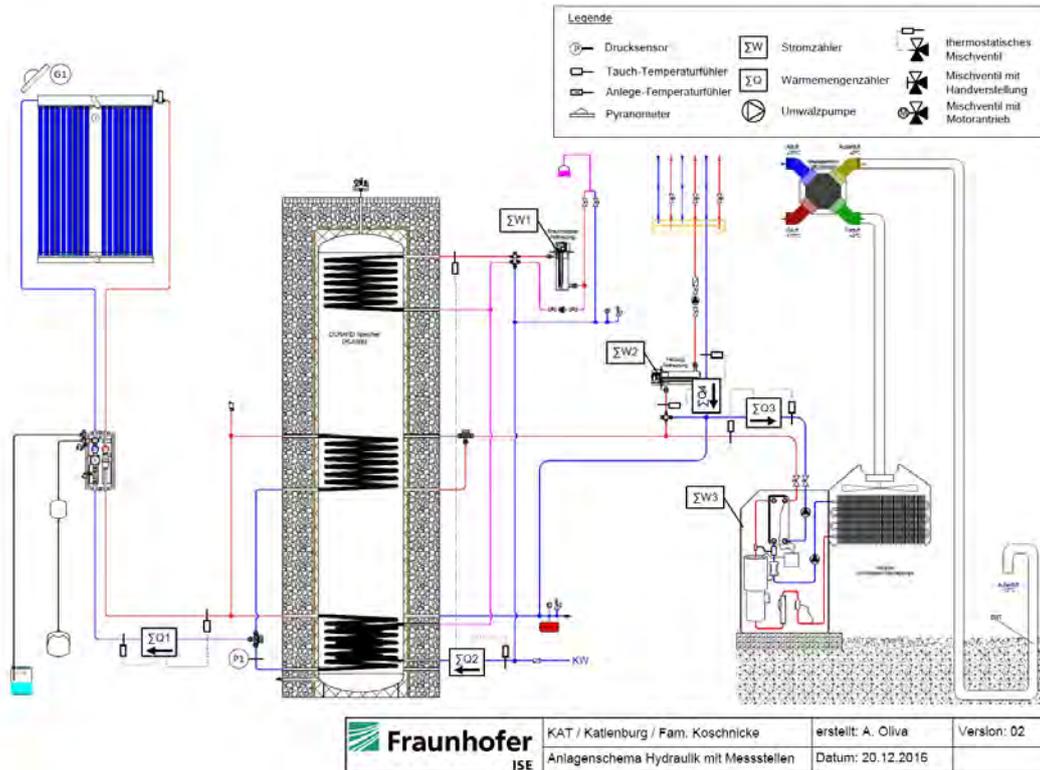


Abbildung 6-43: Energiekonzept der in Katlenburg

6.5.2 Monitoringauswertung

Für das Gebäude liegen ab April 2017 vollumfassend Messdaten vor.

Wärmebereitstellung und -verbrauch

Tabelle 6-10: EFH KAT Wärmeverbrauchs- und bereitstellungswerte innerhalb der Messzeiträume

		Raumheizung (inkl. Lüftung)	TWW	WP mit PV-Strom	WP mit Netzbezug (inkl. Heizstab)	Solarthermie
MZR 16/17	kWh/a	124	357	5	0	471
	kWh/(m ² _{AN} a)	0.29	0.83	0.01	0.00	1.09
MZR 17/18	kWh/a	2485	1431	683	726	2517
	kWh/(m ² _{AN} a)	5.74	3.31	1.58	1.68	5.81
MZR 18/19	kWh/a	748	722	282	237	491
	kWh/(m ² _{AN} a)	1.73	1.67	0.65	0.55	1.13

Basierend auf den berechneten Wärmeverlusten des Warmwasserspeichers lassen sich nun die nutzbaren Wärmemengen des solarthermischen Wärmerezeugers berechnen. Diese sind in der folgenden Abbildung 6-44 dargestellt.

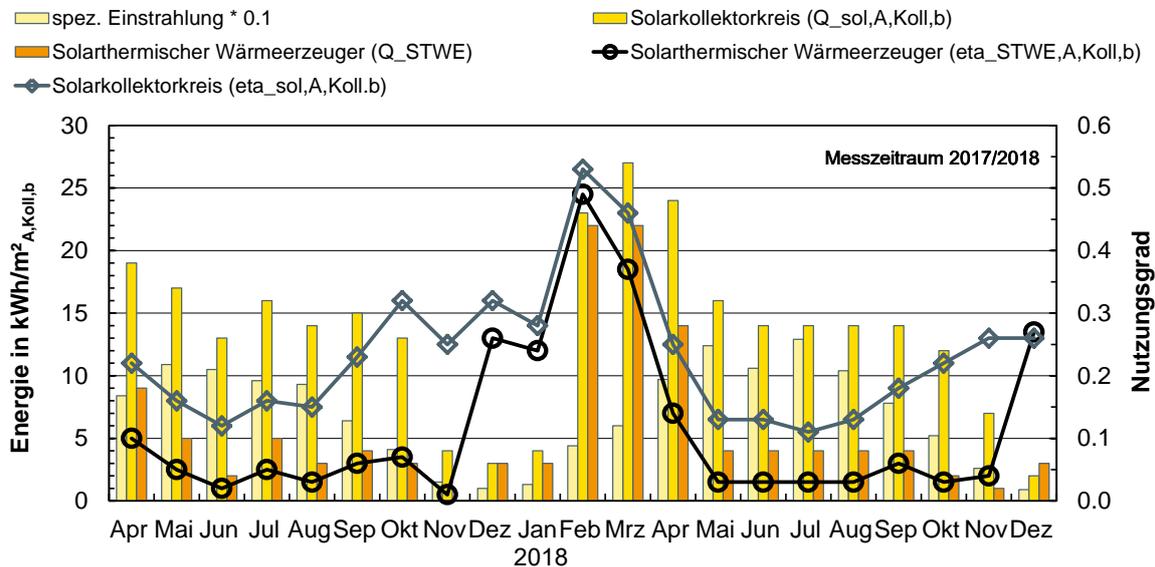


Abbildung 6-44: Aperturflächenspezifische Einstrahlung sowie die im Kollektorkreis erzeugte Wärme bezüglich dem tatsächlich nutzbaren solarthermischen Ertrag und den daraus resultierenden Nutzungsgraden für den Kollektorkreis und den solarthermischen Wärmerezeuger.

Es zeigt sich dabei sehr deutlich, dass die nutzbare solarthermisch erzeugte Wärme im Sommer sehr gering ist. Im Winter hingegen läuft der Nutzungsgrad des solarthermischen Wärmerezeugers gegen den des Kollektorkreises so dass fast die gesamte erzeugte Wärme auch zur Beheizung des Gebäudes und der Erwärmung von Trinkwasser genutzt werden kann.

In der folgenden Abbildung 6-45 und Abbildung 6-45 werden die monatlichen Wärmemengen für alle Erzeuger zusammenfassend dargestellt. Es zeigt sich, dass über alle Monate hinweg ein sehr geringer Restenergiebedarf durch die elektrisch basierten Wärmerezeuger gedeckt werden muss.

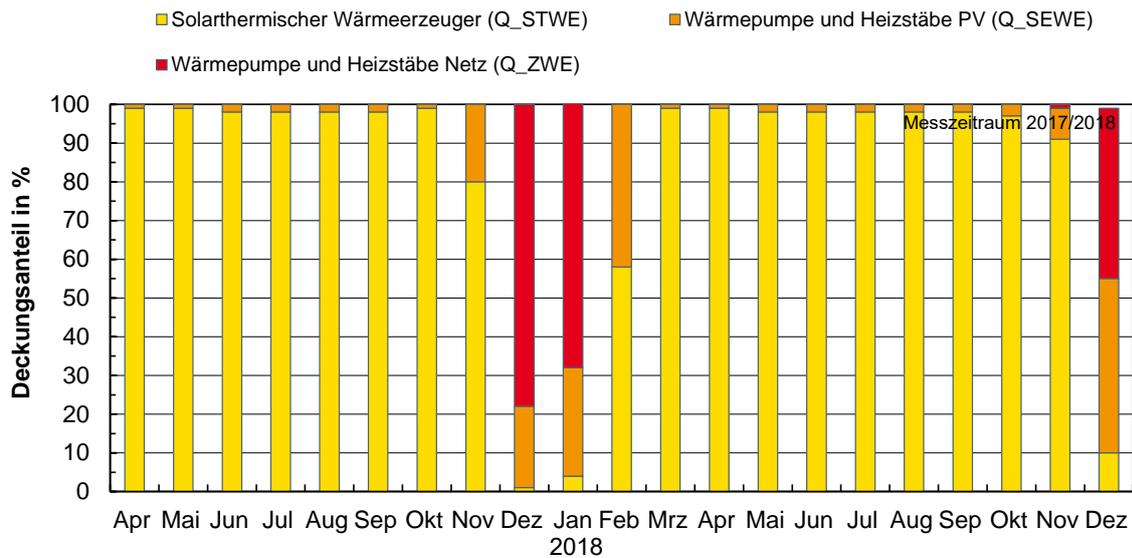


Abbildung 6-45: Anteile der installierten Wärmeerzeuger an der Versorgung des Gebäudes über die gesamte Messperiode

Die in den folgenden Abbildung 6-46 und Abbildung 6-47 dargestellten Energiemengen geben die erzeugten Wärmemengen der eingesetzten Wärmeerzeuger wieder. Bezüglich der aufgetretenen Verbräuche lassen sich die dargestellten unterschiedlichen solaren Deckungsanteile für die einzelnen Erzeuger berechnen.

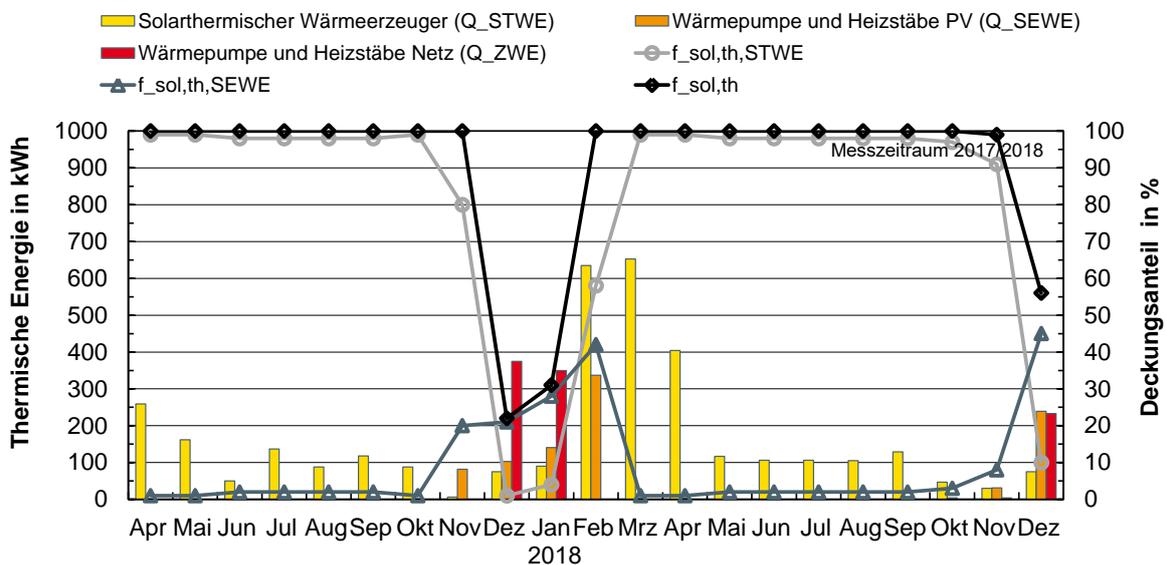


Abbildung 6-46: Erzeugte Wärmemengen der einzelnen Wärmeerzeuger sowie die daraus resultierenden Deckungsbeiträge über die gesamte Messperiode

In der folgenden Abbildung 6-47 sowie Abbildung 6-47 sind die Messdaten für die Messperiode 07/2017 – 06/2018 sowie die gesamten analysierten Daten dargestellt. Dabei wird im hinteren Teil der Abbildungen in Verbräuche und im vorderen Teil in nutzbare erzeugte Wärmemengen unterschieden.

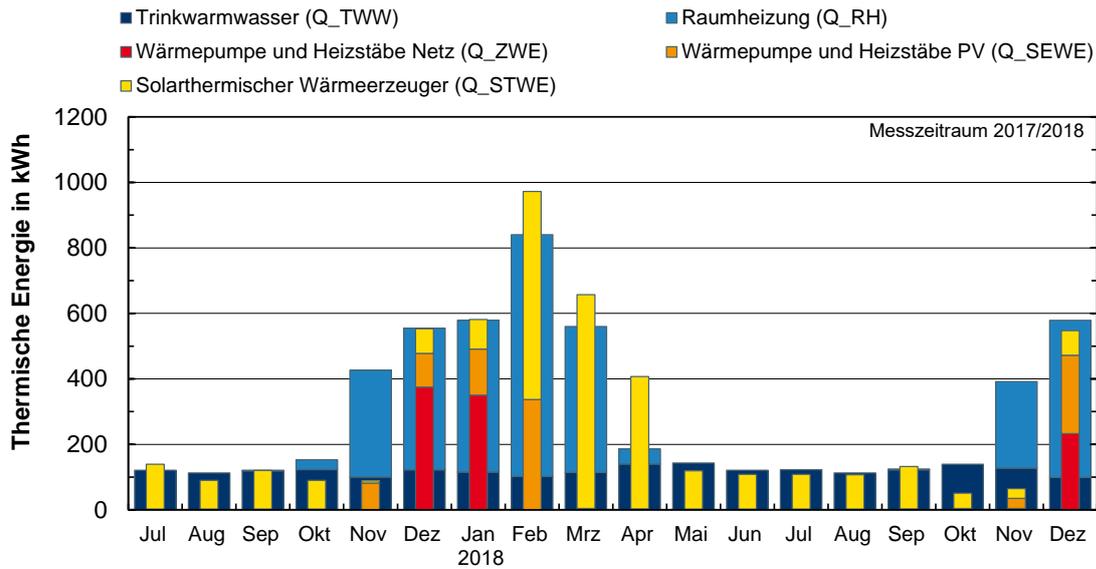


Abbildung 6-47: Monatliche Messdaten für die Wärmeversorgung aus dem gesamten messtechnisch untersuchten Zeitraum

Mittels der Bilanzen zeigt sich dabei deutlich, wie der Wärmespeicher im Spätherbst beladen und über die Kernwinterzeit dann entladen wird. Über die Sommerzeit wird die Wärmeversorgung im Wesentlichen durch den solarthermischen Wärmeerzeuger bereitgestellt, wobei die nutzbaren Wärmemengen dann auch relativ gering sind.

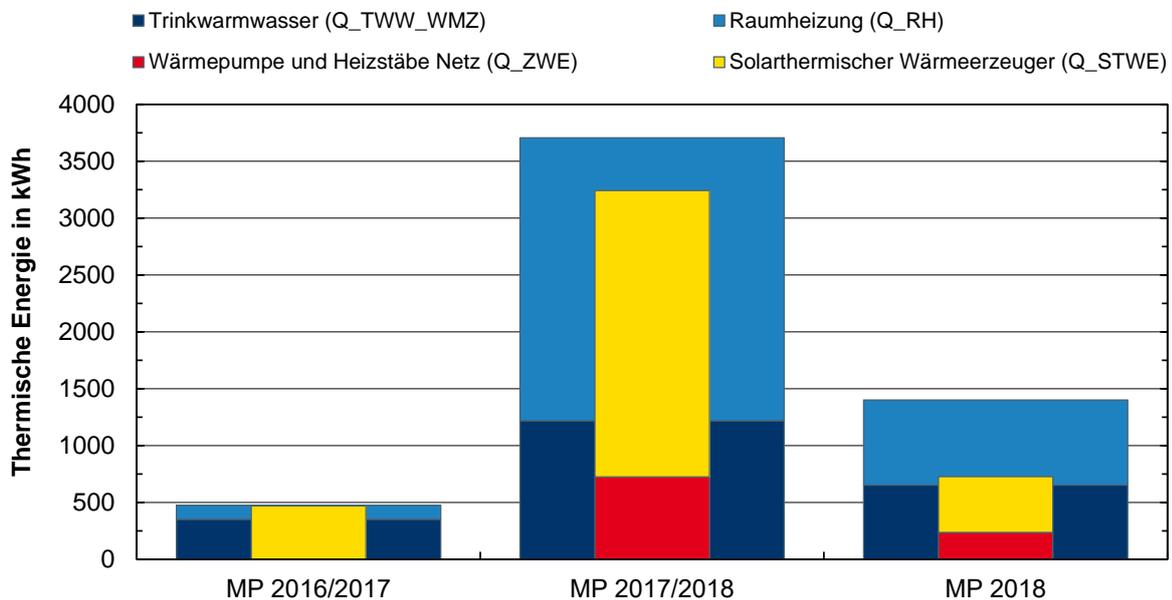


Abbildung 6-48: Jährliche Messdaten für die Wärmeversorgung

Strombereitstellung und -verbrauch

Tabelle 6-11: EFH KAT Stromverbrauchs- und bereitstellungswerte innerhalb der Messzeiträume

		PV-Produktion	Eigennutzung	Netzbezug
MZR 16/17	kWh/a	9892	3544.18	2025
	kWh/(m ² _{AN} a)	22.85	8.19	4.68
MZR 17/18	kWh/a	9714	3310.95	2904
	kWh/(m ² _{AN} a)	22.44	7.65	6.71
MZR 18/19	kWh/a	5090	1561.51	1179
	kWh/(m ² _{AN} a)	11.76	3.61	2.72

Die elektrischen Bilanzen werden entgegen den thermischen in der monatlichen Darstellung immer geschlossen, da hier keine Speicherung über längere Zeiträume stattfindet. Der Bezug an elektrischer Energie durch das Gebäude erfolgt bedingt durch den Heizwärmebedarf maßgeblich sehr scharf in der Winterzeit. Dieser Zusammenhang wird in den beiden folgenden Abbildung 6-49 und Abbildung 6-50 noch einmal deutlicher aufgezeigt.

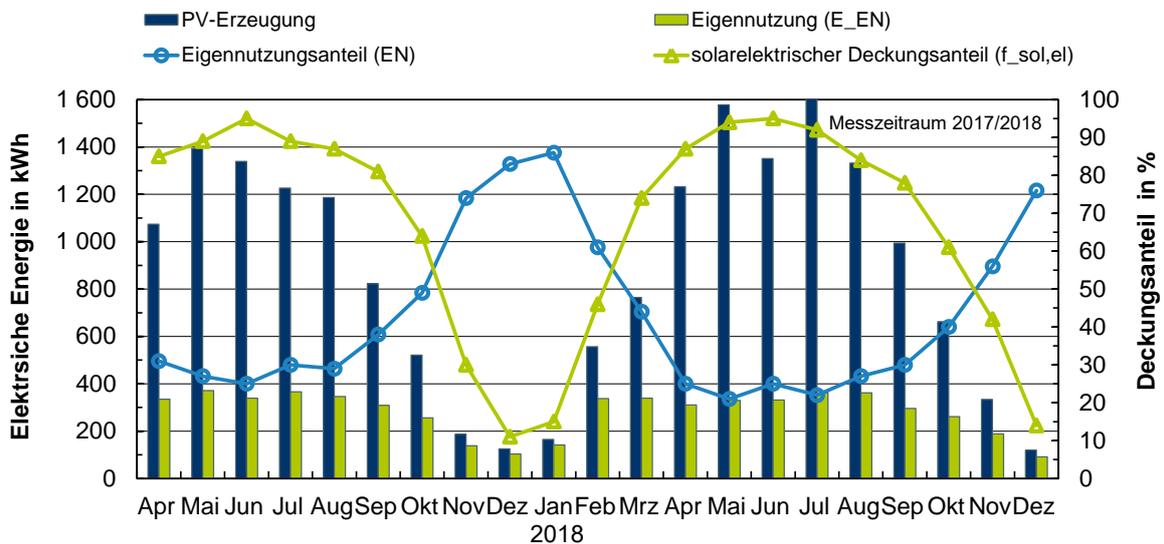


Abbildung 6-49: Monatliche Messdaten für die Elektrizitätsversorgung über den gesamten Messzeitraum

Es zeigt sich dabei, wie stark das Gebäude – trotz der installierten solaren Technik am Bezug von Elektroenergie vom Stromnetz abhängig ist. Der solarelektrische Deckungsanteil liegt in der Winterzeit bei ca. 10 % und über den Sommer bei gut 90 %. Demgegenüber nimmt der Eigennutzungsanteil in der Winterzeit seine höchsten Werte von bis zu 90 % an – in der Sommerzeit liegt dieser Anteil jedoch nur bei ca. 25 %.

Entsprechend den dargestellten Bilanzen für Wärme werden in den folgenden Abbildung 6-50 und Abbildung 6-51 diese für Elektrizität aufgezeigt. Im Hintergrund der Balken sind die Verbräuche und im Vordergrund die Erzeugung dargestellt.

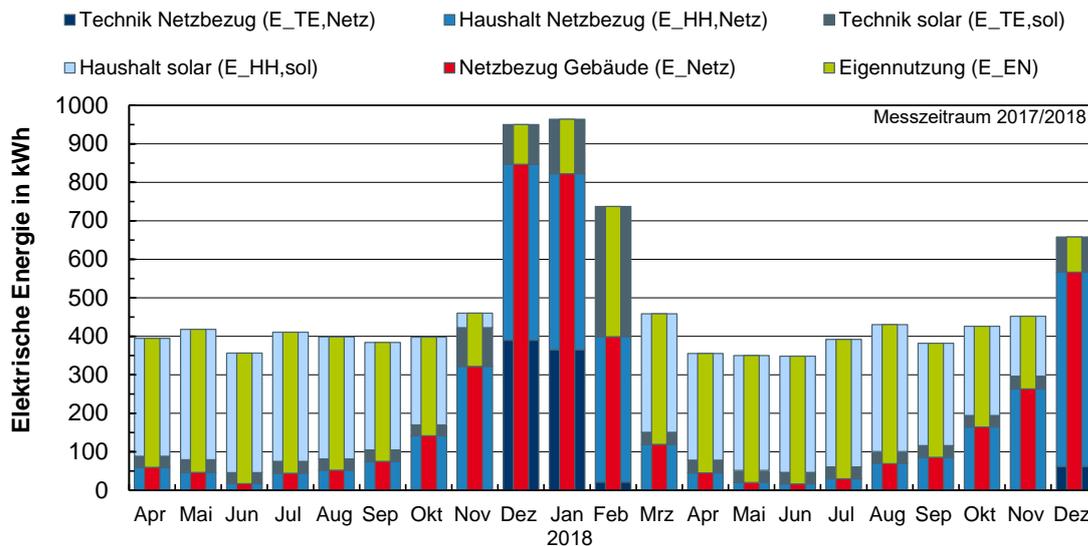


Abbildung 6-50: Monatliche Messdaten für die Elektrizitätsversorgung aus dem gesamten messtechnisch untersuchten Zeitraum

Es zeigt sich, dass das Gebäude in Katlenburg sehr hohe solare Deckungsanteile erreicht. Die solarthermische Anlage deckt über die Sommerzeit im Wesentlichen alle Wärmeverbräuche und die elektrischen werden ebenfalls über die PV-Anlage abgedeckt. Im Spätherbst kommt der große Wärmespeicher zum Tragen und stellt fehlende Wärmemengen bereit, die in dieser Zeit nicht mehr über den solarthermischen Wärmeerzeuger generiert werden können. Ab Januar ist jedoch der Wärmeinhalt aufgebraucht, so dass kein solarthermischer Deckungsanteil vorliegt. Der Speicher wird durch die im Frühjahr einsetzende Einstrahlung sehr schnell wieder auf seinen vollen Ladezustand gebracht und steht dann über den Sommer auf einem hohen Temperaturniveau, auf dem dann auch die solarthermische Anlage betreiben wird. Es kann dabei in den Messperiode 2017/18 ein solarthermischer Deckungsanteil (als Summe von solarthermischer Wärmeerzeuger wie auch solarelektrischer Wärmeerzeuger) von ca. 80 % abgeleitet werden. Der elektrische Deckungsanteil der PV-Anlage liegt in diesem Zeitraum bei ca. 53 %.

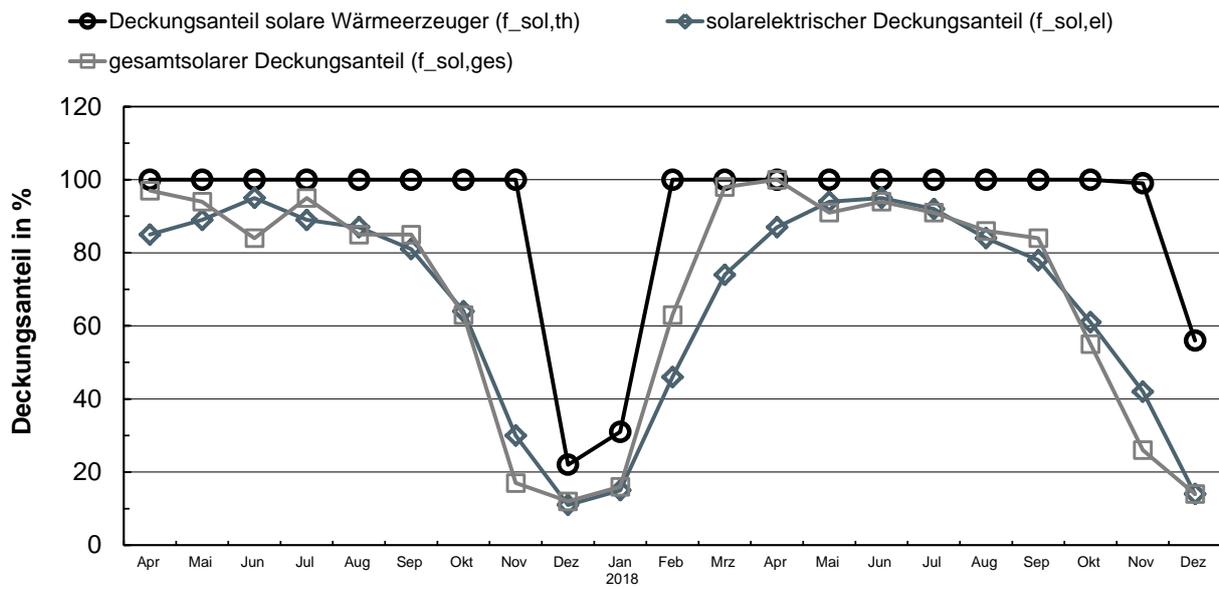


Abbildung 6-51: EFH KAT: Monatliche solare Deckungsanteile

6.6 EFH – Umkirch (UMK)

Die Gemeinde Umkirch befindet sich in westlicher Richtung in unmittelbarer Nachbarschaft zur Stadt Freiburg i.Br. Es liegt hier eine typische Stadtrandbebauung vor. Diese zeigt sich durch einen existierenden, historischen Stadtkern, um den sich eine hoch verdichtete Bebauung von Einfamilienwohngebäude, kleineren Mehrfamilienwohngebäuden sowie einzelne konzentrierte Bereiche an Hochhäusern anordnen. Das Klima unterliegt durch die Lage im Rheingraben den sehr milden Luftmassen, welche sich zur größten Zeit des Jahres durch die süd-westlich gelegene Burgundische Pforte aus dem Mittelmeerraum heraus bewegen. Die Ortschaft verfügt seit Kurzem über einen neuen Anschluss an den Autobahnzubringer an dem auch ein neues Baugebiet erschlossen wurde. In der folgenden Abbildung ist das messtechnisch untersuchte Gebäude aus der südlichen Perspektive dargestellt.



Abbildung 6-52: Ansicht des Gebäudes aus der südlichen Richtung

In diesem Baugebiet befindet sich das Messobjekt, welches im Jahre 2014 als Fertighaus der Marke WeberHaus errichtet wurde. Es handelt sich dabei um eine in Holzständerbauweise aufgebaute Konstruktion mit einem Wandaufbau aus einer WeberHaus ÖvoNaturTherm Außenwand. Das Gebäude entspricht dabei dem KfW-Effizienzhaus 40 Standard nach EnEV 2014. In der folgenden Abbildung sind der Grundriss über der Bodenplatte sowie ein Längsriss entlang der mittleren Achse des Gebäudes dargestellt.

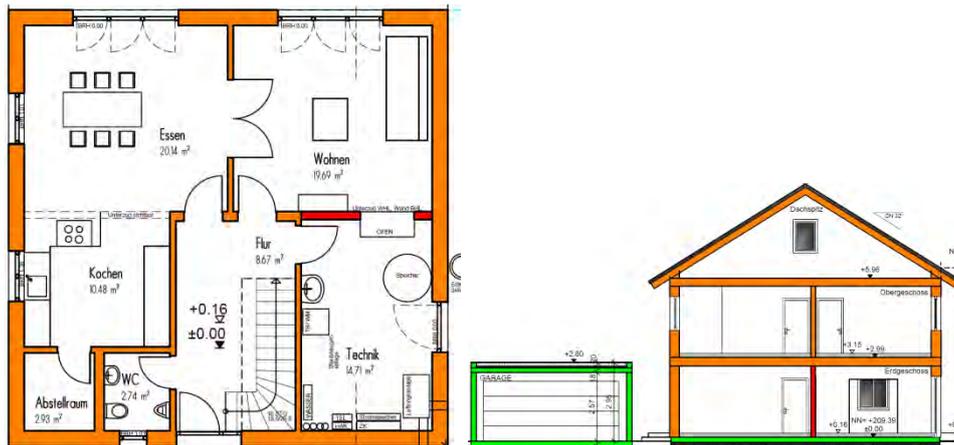


Abbildung 6-53: Grundriss und Längsschnitt des Gebäudes und der daneben befindlichen Garage. (Bauteile aus Beton sind grün, gemauerte Teile in rot und andere Materialien in orange dargestellt).

6.6.1 Versorgungskonzept

Die Anlagentechnik ist maßgeblich durch das Konzept des SonnenEnergieHouses® geprägt, welches von der ReSys AG aus Freiburg in Verbindung mit dem Fertighaushersteller Weberhaus entwickelt wurde. Die Nutzung von Sonnenenergie zur Deckung des Wärme- und Strombedarfes steht dabei im Fokus. Auf Seiten der Wärmeversorgung spielt der mit 1.1 m³ Nennvolumen bemessene Warmwasserspeicher eine zentrale Rolle. Dieser fungiert als hydraulische Weiche zwischen allen Wärmeerzeugern und -verbrauchern. Solarwärme wird durch die vier direkt mit Heizungswasser durchströmten Vakuum-Röhrenkollektoren vom Typ Aqua Plasma 19/50 erzeugt. Zusätzliche Wärme wird durch einen im Wohnraum aufgestellten Pellets-Ofen, welcher händisch gezündet und dann über eine motorisch betriebene Förderschnecke mit Brennstoff versorgt wird. Der Pellets-Ofen ist über eine Wassertasche an den Speicher angeschlossen. Zusätzlich ist ein Heizstab am Speicher angebracht, der primär über den Batteriespeicher und nachrangig auch durch händisches zuschalten über Netzstrom betrieben werden. Am Speicher ist eine Frischwasserstation angebracht. Die Heizkreise sind als Niedertemperatur-Flächenheizkreise ausgeführt und werden nach Außentemperatur geregelt. Der Luftwechsel wird mechanisch über eine zentrale Anlage mit Wärmerückgewinnung geführt. Die Photovoltaikanlage besteht aus 20 multikristallinen Modulen und wird mit einer Gesamtleistung von 5.2 kWp ausgewiesen. Die Photovoltaikmodule sind über ein Wechselrichter System der Firma SMA mit dem Laderegler verbunden. Dieser Laderegler arbeitet auf ein Batteriemanagementsystem. Darüber werden die Lithium-Ionen Batterien (LiFePo4) geladen. Der durch die PV-Anlage erzeugte Batteriestrom wird mittels eines bidirektionalen Stromzählers an den Anschluss angelegt. Dadurch können alle elektrischen Verbraucher im Gebäude erreicht werden.

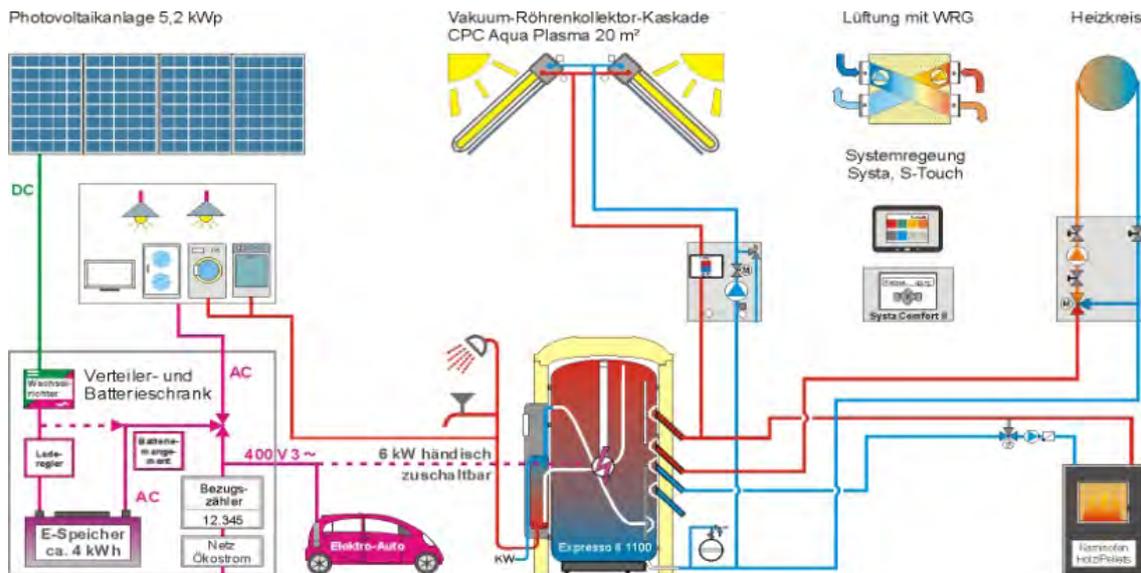


Abbildung 6-54: Energiekonzept des Gebäudes UMK

6.6.2 Monitoringauswertung

Für das Gebäude liegen ab Oktober 2016 vollumfassend Messdaten vor. Basierend auf einem Modell wurden die Wärmeverluste des Warmwasserspeichers mittels der Messdaten berechnet.

Wärmebereitstellung und -verbrauch

Tabelle 6-12: EFH UMK Wärmeverbrauchs- und bereitstellungswerte innerhalb der Messzeiträume

		Raumheizung (inkl. Lüftung)	TWW	WP mit PV-Strom	WP mit Netzbezug (inkl. Heizstab)	Solarthermie
MZR 16/17	kWh/a	4389	1003	0	1730	3673
	kWh/(m ² _{AN} a)	22.58	5.16	0.00	8.90	18.89
MZR 17/18	kWh/a	7046	1800	0	3390	4995
	kWh/(m ² _{AN} a)	36.24	9.26	0.00	17.44	25.69
MZR 18/19	kWh/a	2543	696	0	1494	1793
	kWh/(m ² _{AN} a)	13.08	3.58	0.00	7.69	9.22

Unter Berücksichtigung eines Gewichtungsfaktors für die berechneten Wärmeverluste des Warmwasserspeichers lassen sich nun die nutzbaren Wärmemengen des solarthermischen Wärmereizgers darstellen. Diese sind in der folgenden Abbildung 6-55 und Abbildung 6-56 aufgetragen.

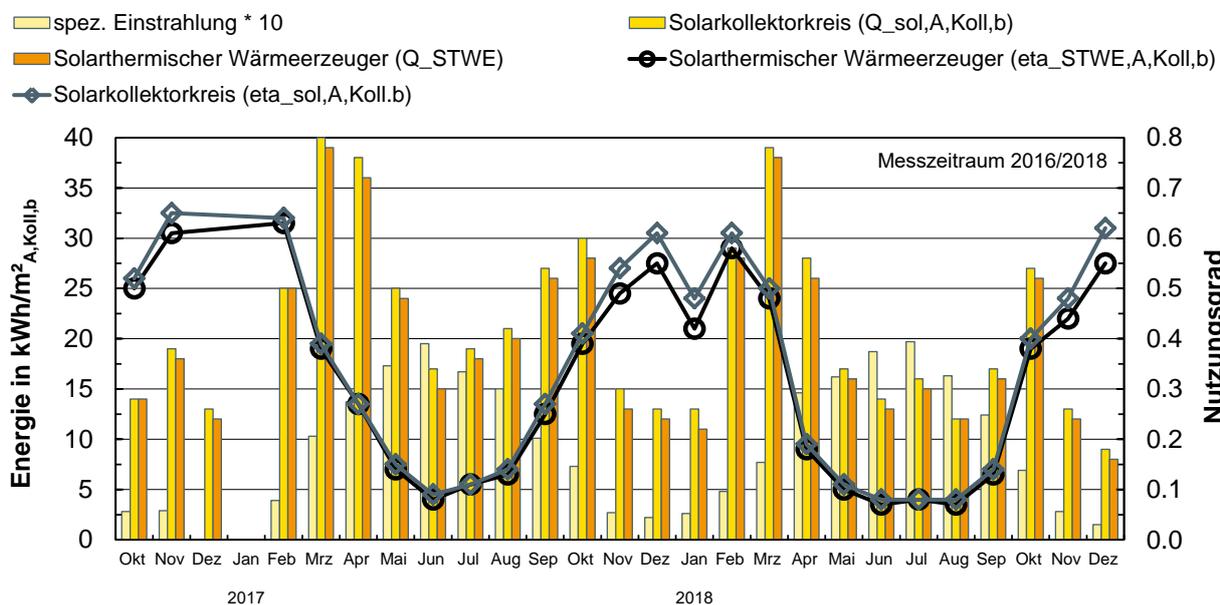


Abbildung 6-55: Aperturflächenspezifische Einstrahlung sowie die im Kollektorkreis erzeugte Wärme bezüglich dem tatsächlich nutzbaren solarthermischen Ertrag und den daraus resultierenden Nutzungsgraden für den Kollektorkreis und den solarthermischen Wärmereizger.

Es zeigt sich dabei, dass die nutzbare solarthermisch erzeugte Wärme im Winter deutlich geringer als im Sommer ist. Im Winter hingegen läuft der Nutzungsgrad des solarthermischen Wärmereizgers etwas weiter von dem des Kollektorkreises weg, so dass hier höhere Verluste im System vorliegen. Da hier eigentlich ein höherer Nutzungsgrad als im Sommer erwartet wird, kann davon ausgegangen werden, dass das Modell zur Berechnung der effektiven Wärmeverluste des Speichers mit den zur Verfügung stehenden Messdaten nicht hinreichend genau justiert werden konnte. In der Winterzeit liegen Nutzungsgrade von ca. 60 % vor, was in etwa dem maximal erreichbaren Nutzungsgrad des Kollektorsystems entspricht.

In der folgenden Abbildung 6-56 und Abbildung 6-57 werden die monatlichen Wärmemengen für alle Erzeuger zusammenfassend dargestellt. Es zeigt sich, dass ausschließlich über die Winterzeit ein Restenergiebedarf durch die zusätzlichen Wärmereizger gedeckt werden muss.

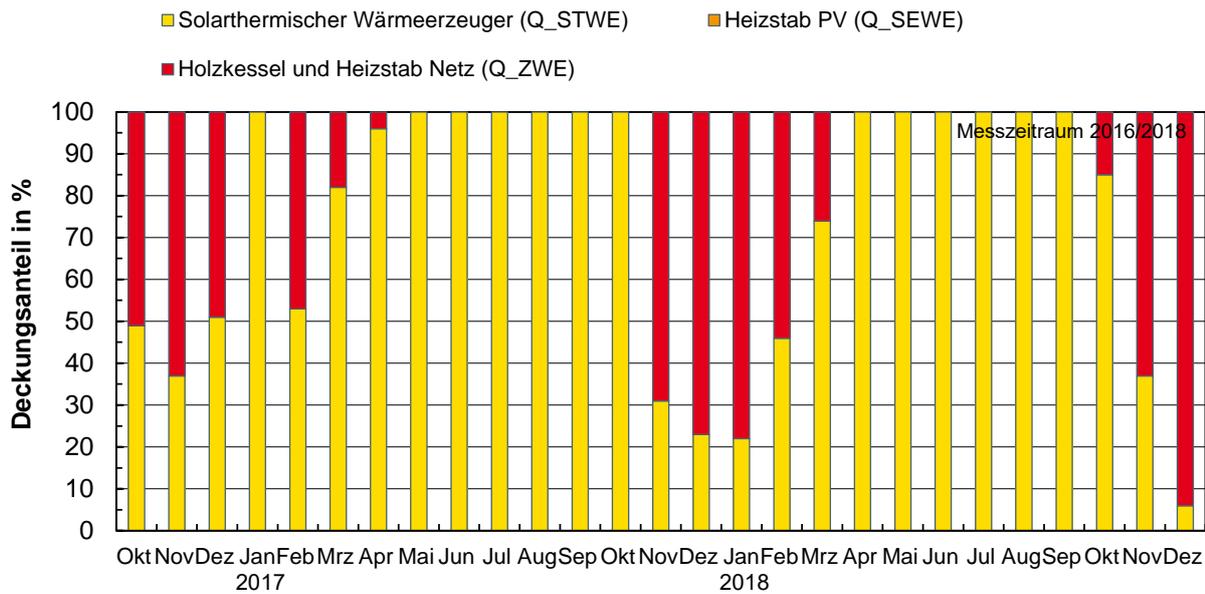


Abbildung 6-56: Anteile der installierten Wärmeerzeuger an der Versorgung des Gebäudes über die gesamte Messperiode

Die in den folgenden Abbildung 6-57 und Abbildung 6-58 dargestellten Energiemengen geben die erzeugten Wärmemengen der eingesetzten Wärmeerzeuger wieder. Bezüglich der aufgetretenen Verbräuche lassen sich die dargestellten unterschiedlichen solarthermischen Deckungsanteile für die einzelnen Erzeuger berechnen. Der Heizstab ist in der betrachteten Periode als ein solar-elektrischer Wärmeerzeuger oder auch konventionell nicht zum Einsatz gekommen.

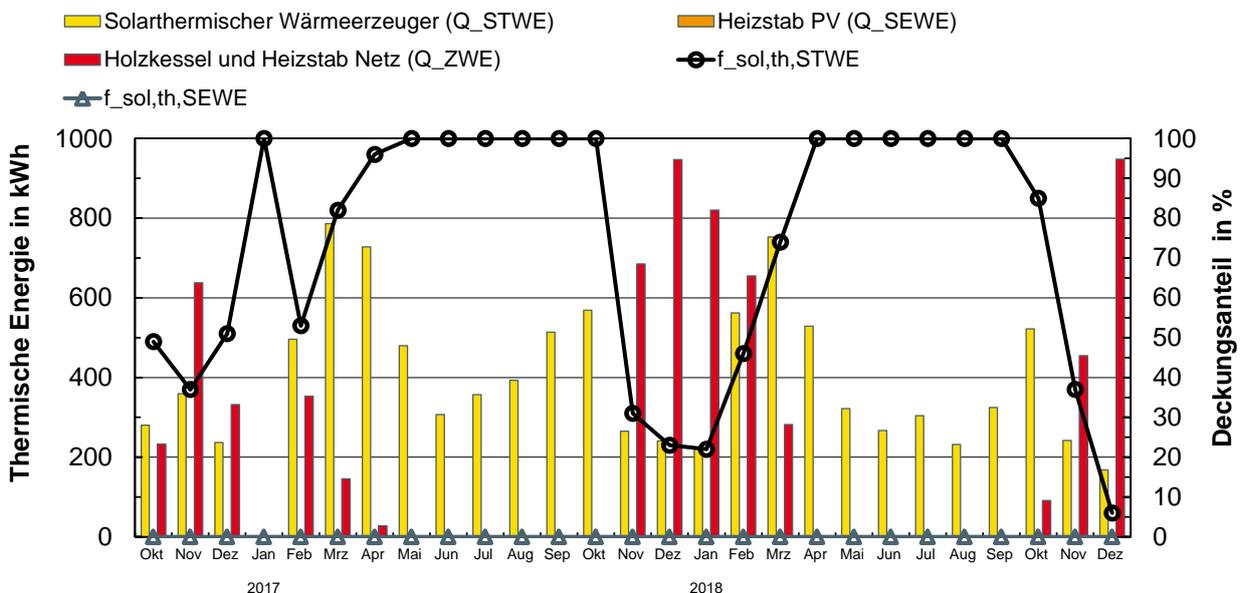


Abbildung 6-57: Erzeugte Wärmemengen der einzelnen Wärmeerzeuger sowie die daraus resultierenden Deckungsbeiträge über die gesamte Messperiode

Es wird deutlich, dass insbesondere über die Sommerzeit eine vollständig solarthermische Bereitstellung von Wärme erfolgt. Während der Winterzeit können immer noch Deckungsanteile von ca. 20 % erzielt werden.

In der folgenden Abbildung 6-58 sowie Abbildung 6-59 sind die Messdaten für die Messperiode 07/2017 – 06/2018 sowie die gesamten analysierten Daten dargestellt. Dabei wird im hinteren Teil der Abbildungen in Verbräuche und im vorderen Teil in nutzbare erzeugte Wärmemengen unterschieden.

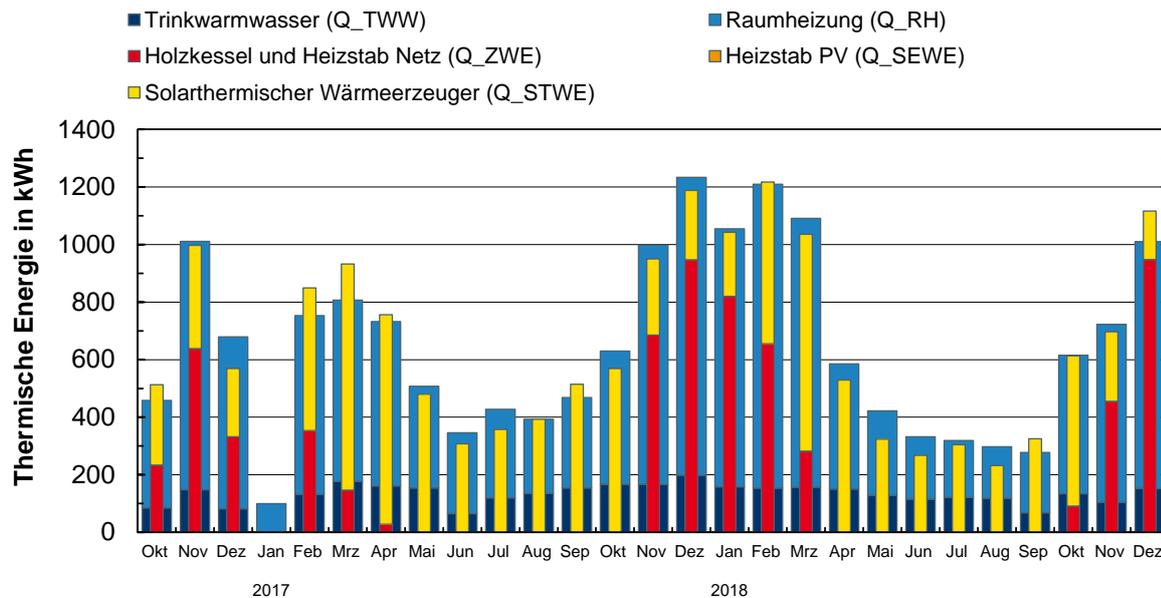


Abbildung 6-58: Monatliche Messdaten für die Wärmeversorgung aus dem gesamten messtechnisch untersuchten Zeitraum

Mittels der Bilanzen auf Monatsbasis kann keine Pufferung von Wärme über längere Zeiträume mit dem eingesetzten Warmwasserspeicher gezeigt werden. Die Bilanzen sind sehr ausgeglichen. Über die Sommerzeit wird die Wärmeversorgung im Wesentlichen durch den solarthermischen Wärmeerzeuger bereitgestellt, wobei die nutzbaren Wärmemengen bezüglich der eingestrahlten Energie dann entsprechend auch relativ gering sind.

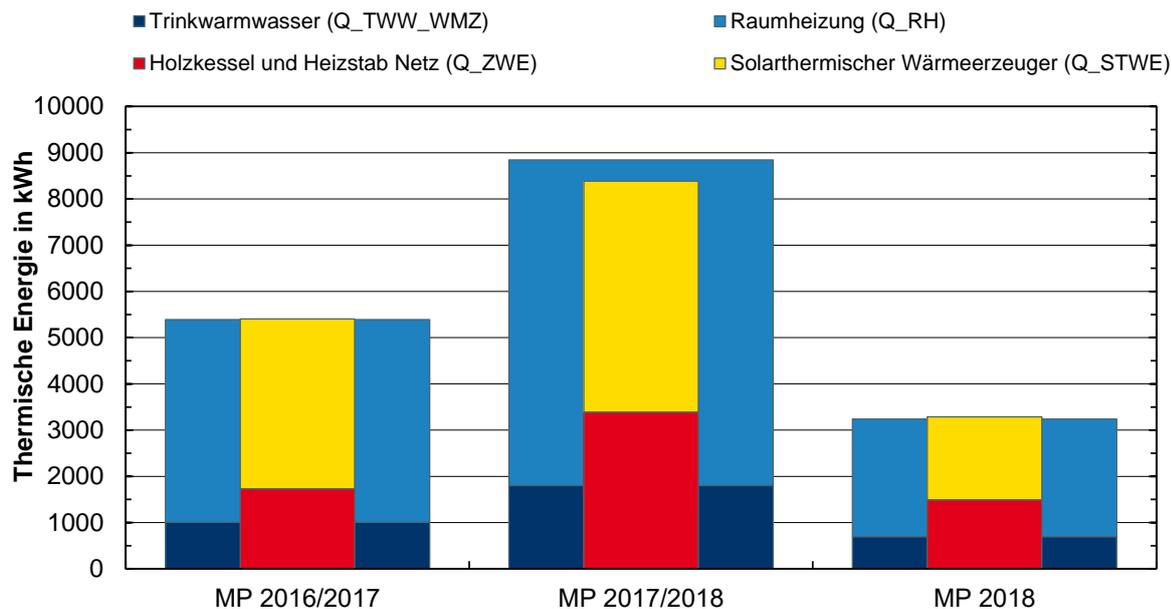


Abbildung 6-59: Jährliche Messdaten für die Wärmeversorgung aus messtechnisch untersuchten Zeiträumen

Strombereitstellung und -verbrauch

Tabelle 6-13: EFH KAT Stromverbrauchs- und bereitstellungswerte innerhalb der Messzeiträume

		PV-Produktion	Eigennutzung	Netzbezug
MZR 16/17	kWh/a	6286	2079.21	582
	kWh/(m ² _{AN} a)	32.33	10.70	2.99
MZR 17/18	kWh/a	6074	2204.61	791
	kWh/(m ² _{AN} a)	31.24	11.34	4.07
MZR 18/19	kWh/a	3068	1090.62	489
	kWh/(m ² _{AN} a)			

Die elektrischen Bilanzen werden entgegen den thermischen in der monatlichen Darstellung immer geschlossen, da hier keine Speicherung über längere Zeiträume stattfindet. In den beiden folgenden Abbildung 6-60 und Abbildung 6-61 werden die erzeugten und verbrauchten solaren Energiemengen aufgezeigt.

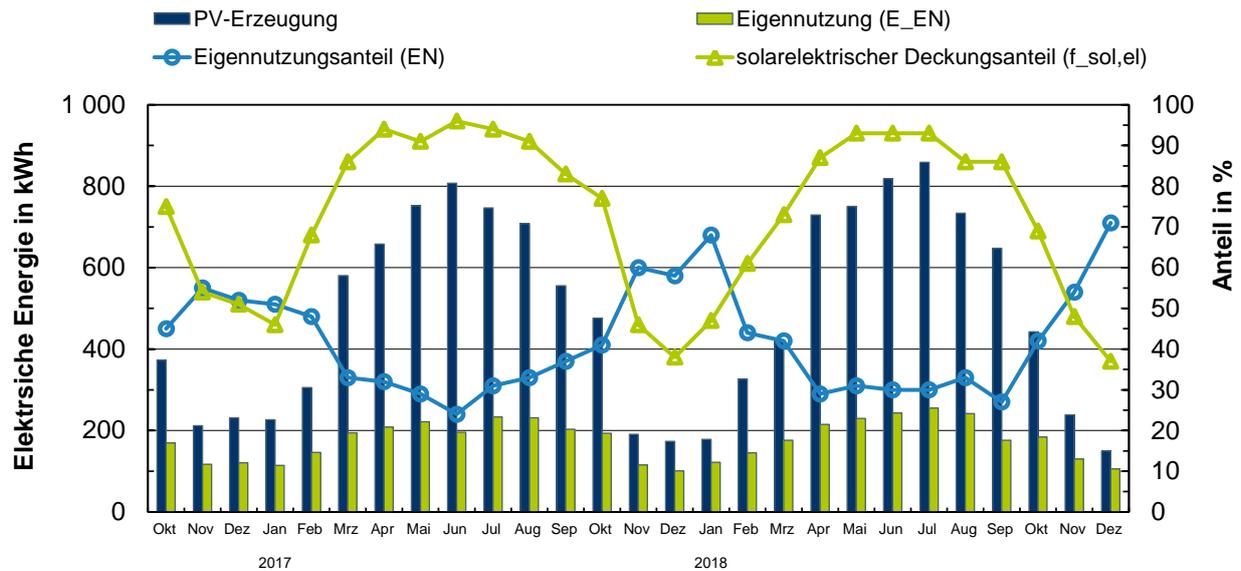


Abbildung 6-60: Monatliche Messdaten für die Elektrizitätsversorgung über den gesamten Messzeitraum

Es zeigt sich dabei, dass das Gebäude – mit der installierten solaren Technik relativ wenig vom Bezug von Elektroenergie vom Stromnetz abhängig ist. Der solarelektrische Deckungsanteil liegt in der Winterzeit bei ca. 40 % und über den Sommer bei gut 95 %. Demgegenüber nimmt der Eigennutzungsanteil in der Winterzeit seine höchsten Werte von bis zu 70 % an – in der Sommerzeit liegt dieser Anteil jedoch nur bei ca. 30 %.

Entsprechend den dargestellten Bilanzen für Wärme wird in den folgenden Abbildung 6-61 diese für Elektrizität aufgezeigt. Im Hintergrund der Balken sind die Verbräuche und im Vordergrund die Erzeugung dargestellt.

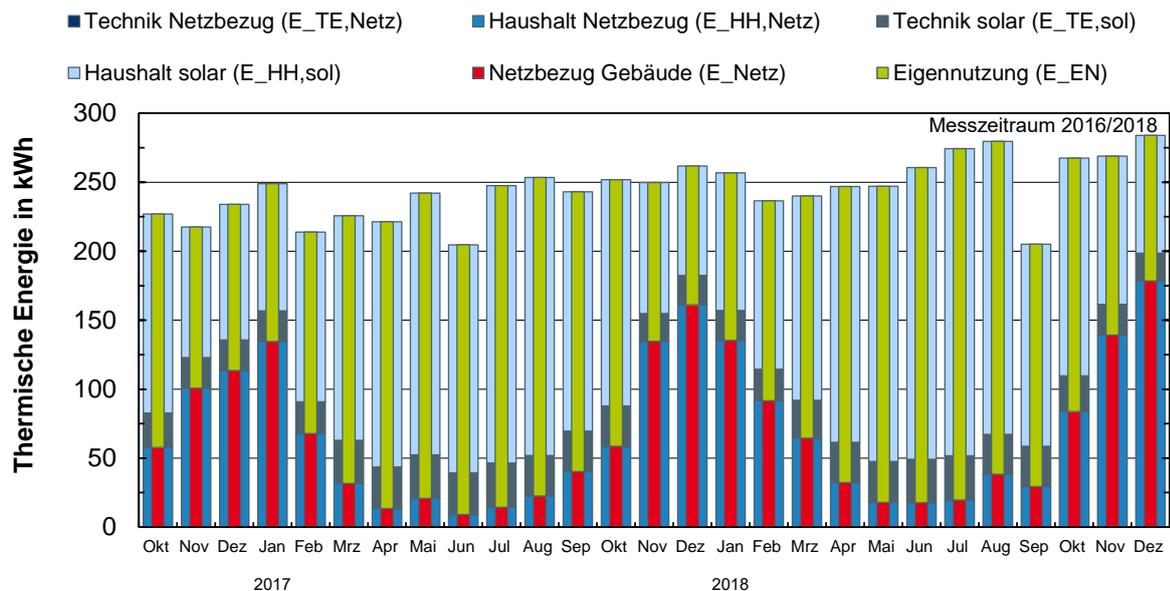


Abbildung 6-61: Monatliche Messdaten für die Elektrizitätsversorgung aus dem gesamten messtechnisch untersuchten Zeitraum

Es wird dabei deutlich, dass der Netzbezug an elektrischer Energie in etwa in der monatlichen Betrachtung um einen Faktor von 25 schwankt. Dies lässt jedoch keine weiteren Aussagen über die erforderlichen Leistungsspitzen am Anschlusspunkt zu.

Es zeigt sich, dass das Gebäude in Umkirch sehr hohe solare Deckungsanteile erreicht. Die solarthermische Anlage deckt über die Sommerzeit im Wesentlichen alle Wärmeverbräuche und die elektrischen werden ebenfalls über die PV-Anlage abgedeckt. Im Spätherbst kommt die sehr effiziente solarthermische Anlage zum Tragen und stellt weiterhin einen großen Anteil der erforderlichen Wärmemengen bereit. Auch über die Winterzeit liefert der solarthermische Wärmerezeuger in allen Monaten einen Beitrag von mindestens 20 %. Der Speicher wird durch die im Frühjahr einsetzende Einstrahlung sehr schnell wieder auf seinen vollen Ladezustand gebracht und steht dann über den Sommer auf einem hohen Temperaturniveau, auf dem dann auch die solarthermische Anlage betreiben wird. Es kann dabei in den Messperiode 2017/18 ein solarthermischer Deckungsanteil von ca. 60 % und für die folgende Periode ein Anteil von 75 % abgeleitet werden. Der elektrische Deckungsanteil der PV-Anlage liegt in diesem Zeitraum bei ca. 74 % bzw. 78 %.

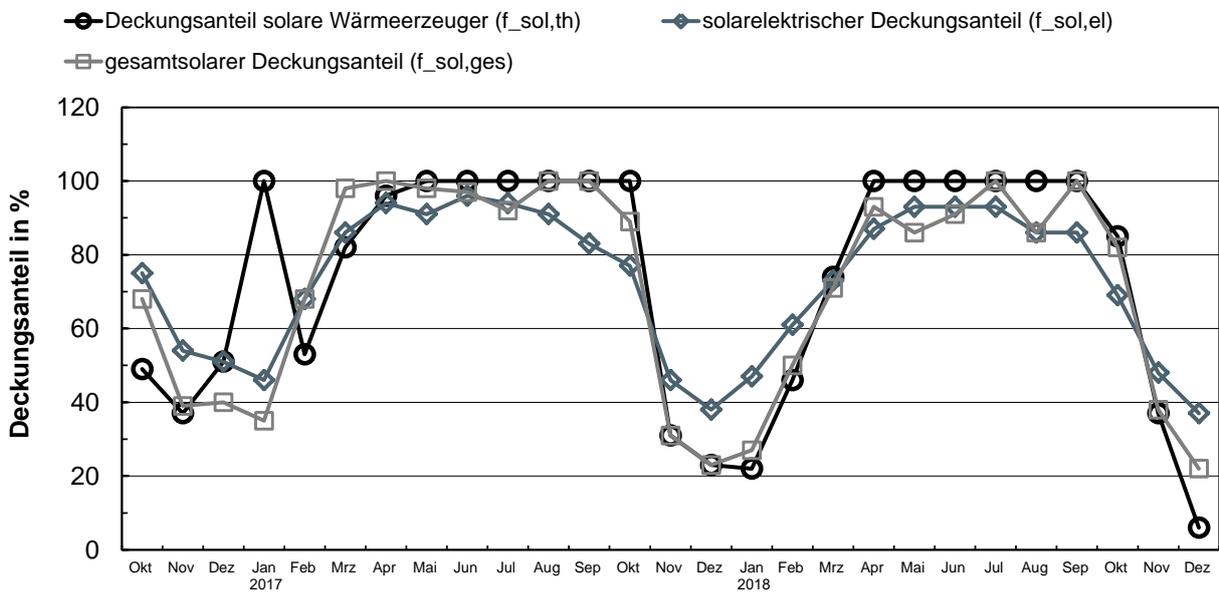


Abbildung 6-62: EFH UNK: Monatliche solare Deckungsanteile

6.7 Weitere Untersuchungen: Wärmeverluste Warmwasserspeicher

Die Wärmeverluste der Anlagentechnik stellen einen Anteil an der Raumheizung in den Gebäuden dar. Ziel ist es, die für die Beheizung der Gebäude nutzbaren Wärmeverluste der Anlagentechnik basierend auf den Messdaten aus den hydraulischen Kreisen zu berechnen. Damit können die realen Heizwärmeverbräuche der Gebäude, insbesondere bei großen, im Gebäude integrierten Warmwasserspeichern, genauer ausgegeben werden.

Im Folgenden wird anhand eines Beispiels kurz aufgezeigt, wie die Wärmeverluste von großen Warmwasserspeichern berechnet werden.

In der folgenden Abbildung sind die messtechnisch erfassten Temperaturen am Warmwasserspeicher in KAT dargestellt. Basierend darauf wird die mittlere Temperatur berechnet und mit der messtechnisch erfassten, hydraulischen Bilanz sowie den modellbasiert ermittelten Wärmeverlusten abgeglichen. Mit Hilfe eines iterativen Verfahrens wird der UA-Wert der Wärmedämmung in dem Modell justiert, so dass die berechnete mittlere Temperatur des Speichers und die aus den Messdaten abgeleitete mittlere Temperatur des Speichers möglichst für alle Zeitpunkte eine geringe Abweichung voneinander aufweisen.

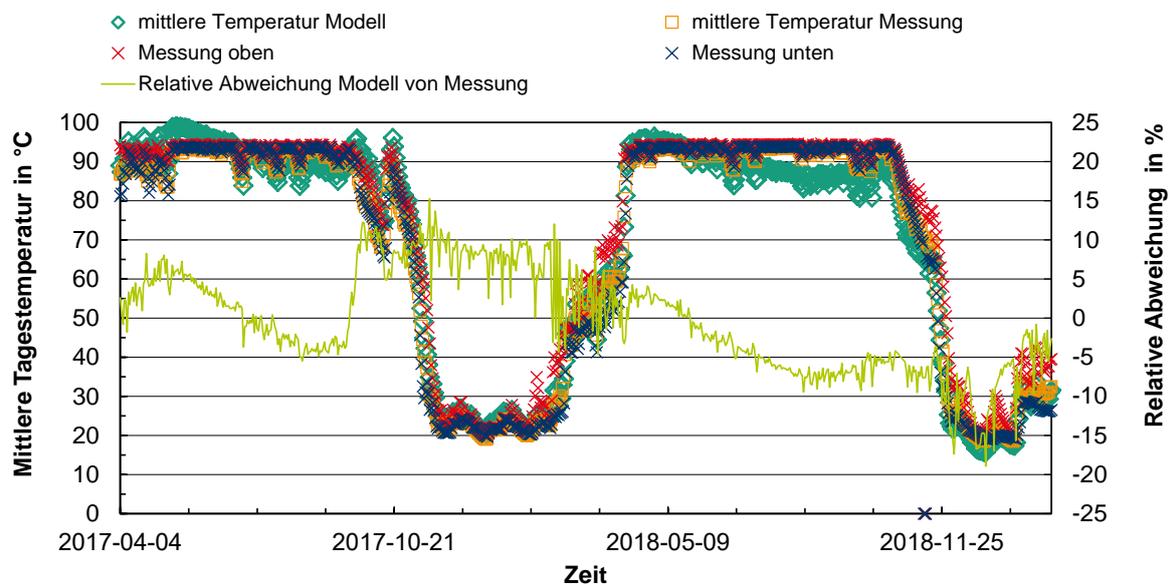


Abbildung 6-63: Temperaturverlauf in der obersten und untersten messtechnisch erfassten Zone des Warmwasserspeichers sowie die auf den Messdaten basierende und modellierte mittlere Tagestemperatur des Warmwasserspeichers im Gebäude Katlenburg

In Abbildung 6-64 wird der Modellfehler mit einer Standardabweichung von ca. 0.98 graphisch dargestellt. Es zeigt sich dabei, dass mit dem abgeleiteten Modell die mittlere Temperatur des Speichers im betrachteten Zeitraum sehr gut abgebildet werden kann.

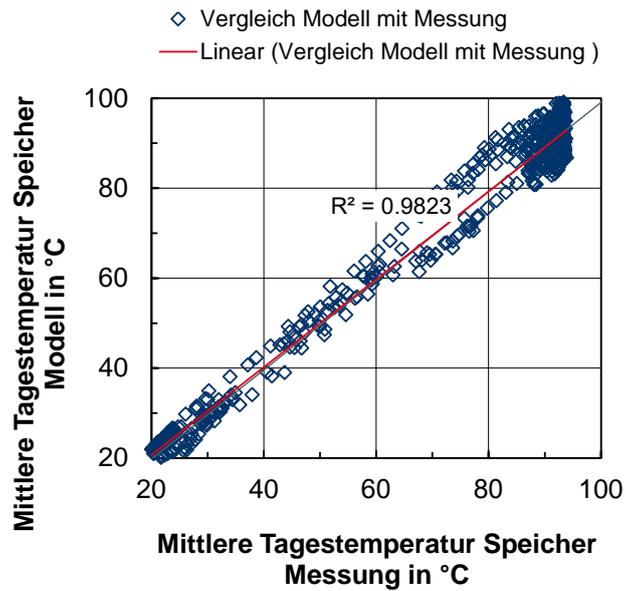


Abbildung 6-64: Vergleich der auf Messdaten basierenden mittleren Speichertemperaturen mit den modellierten Werten

Als Ergebnis wurde ein UA-Wert von ca. 6.2 W/k für den ca. 6 m³ großen Warmwasserspeicher berechnet, was einen sehr effizienten Wert entspricht und der wärmedämmtechnischen Ausführungsvariante auch Rechnung trägt.

7 Ganzheitliche Bewertung und Konzeptvergleich

Im Rahmen von diesem Abschnitt werden die analysierten Gebäude gegenübergestellt und grundlegende Schlussfolgerungen getroffen.

7.1 Monitoringgebäude

In diesem Abschnitt wird ein Vergleich der messtechnisch analysierten Gebäude angestellt. Diese wurden im vorangegangenen Kapitel 6 mit ihrer Anlagentechnik und Gebäudekonzeption vorgestellt. In Abbildung 7-1 werden die Gebäude noch einmal hinsichtlich ihrer solaren Komponenten zusammenfassend gegenübergestellt. Dabei ist auf der x-Achse die prozentuale Aufteilung der solar belegten Dachfläche mit Sonnenkollektoren und PV Modulen für jedes Gebäude ersichtlich. Weiterhin werden in der Farbe Rot die spezifische thermische Speicherkapazität in l/m² Bruttofläche sowie in der Farbe Blau die elektrische Speicherkapazität in kWh/kWp aufgetragen. Auf der rechten y-Achse wird weiterhin der prozentuale Anteil der mit Solartechnik belegten Dachfläche dargestellt. Im Beispiel des MFH FFM ergeben sich durch die Integration von PV-Modulen in der Fassaden Angaben von mehr als 100 %. Es zeigt sich, dass für die EFH sehr hohe spezifische thermische Kapazitäten (mittel 192 l/m²) umgesetzt worden sind. Die elektrischen Kapazitäten ergeben sich zu ca. 0,6 kWh/kWp.

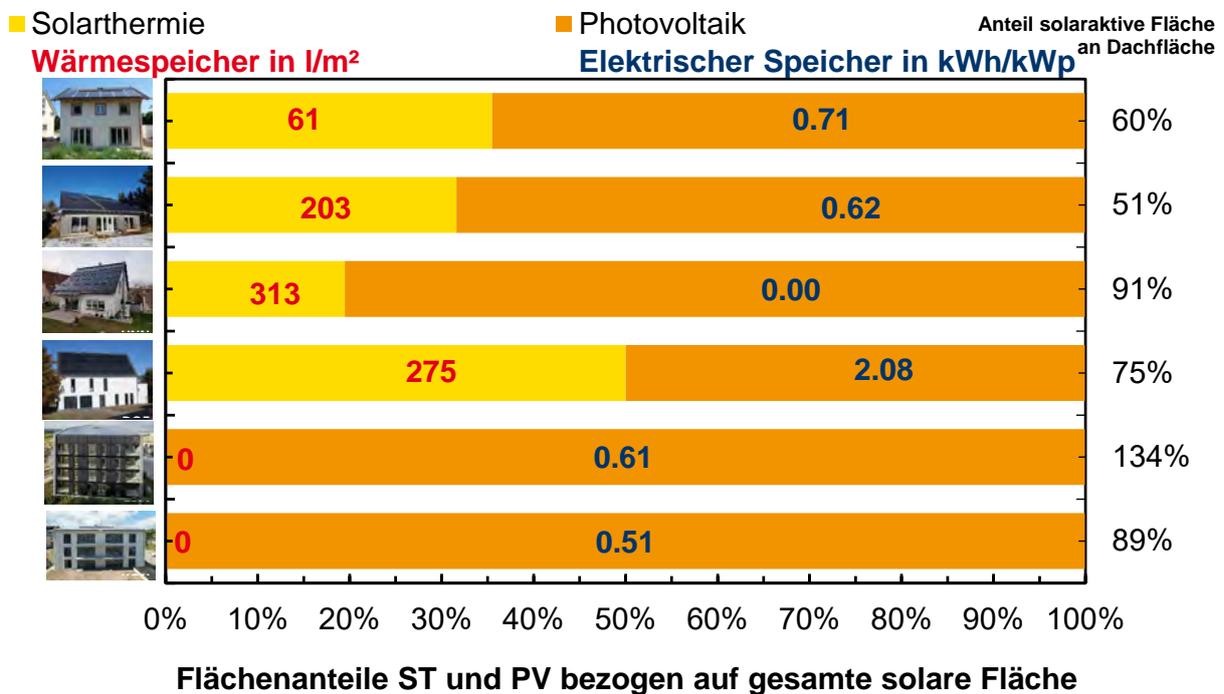


Abbildung 7-1: Dimensionierung der Anlagentechnik in den untersuchten Gebäuden.

Für die Gebäude liegen wie in der Tabelle 7-1 dargestellt Messdaten vor:

Tabelle 7-1: Zeiträume mit vollständig vorliegenden Messdaten aus den Monitoringgebäuden

Gebäude	Umfassende und konsistente Daten
FFM	06/2016 bis 12/2018
KON	09/2016 bis 12/2018
DOE	03/2017 bis 12/2018
HNN	01/2016 bis 12/2018
KAT	03/2017 bis 12/2018
UMK	10/2016 bis 12/2018

Im Folgenden werden für die Gebäude deren projektierte Bedarfswerte den gemessenen Verbrauchsdaten gegenübergestellt. Für alle Gebäude wurde ein Trinkwarmwasserbedarf von 12,5 kWh/m²_{AN} angesetzt. Der hier dargestellte Raumwärmebedarf gibt den aus den Berechnungen, die in dem jeweiligen Energieeinsparnachweis für die einzelnen Gebäude hinterlegt sind, wieder.

Es wird dabei ersichtlich, dass der Trinkwarmwasserverbrauch bei den MFH tendenziell über den Plangrößen und bei den EFH unter den geplanten Größen liegt. Das EFH KAT hat eine relativ hohe Gebäudenutzfläche, so dass hier der flächenspezifische Verbrauch einen sehr geringen Wert einnimmt.

Tabelle 7-2: Gegenüberstellung der Bedarfe und Verbräuche

	Messzeitraum	MFH		EFH			
		FFM	KON	DOE	HNN	KAT	UMK
TWW in kWh/m²_{AN}							
Bedarf		12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
Verbrauch	2016/2017	19	13	9	9	-	7
	2017/2018	22	23	5	9	3	9
Raumwärmebedarf in kWh/m²_{AN}							
Bedarf		46	6	13	13	8	16
Verbrauch	2016/2017	64	30	32	48	-	23
	2017/2018	62	23	22	42	6	36

Die tabellarisch aufgetragenen Daten sind in der Abbildung 7-2 noch einmal grafisch dargestellt. Hierbei wird insbesondere die hohen Abweichungen der Verbrauchs- von den Bedarfsgrößen deutlich.

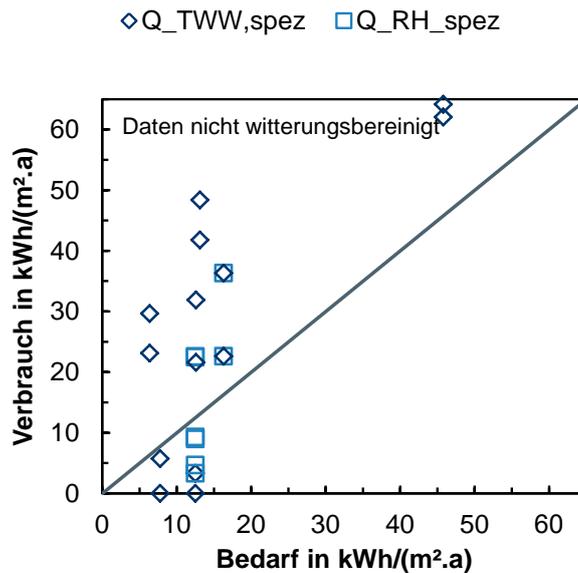


Abbildung 7-2: Gegenüberstellung des Trinkwarmwasserverbrauches sowie des Raumwärmeverbrauches mit den in der Planung hinterlegten Größen, Messzeitraum 16/17 und 17/18

7.1.1 Deckungsanteile

Die im Abschnitt 4.1 definierten solaren Deckungsanteile werden in der Abbildung 7-3 auf die messtechnisch analysierten Gebäude angewendet. Es zeigt sich dabei grundsätzlich, dass die MFH auf Grund der geringeren Dachflächen in Verhältnis zu den Wohnflächen geringere solare Deckungsanteile erreichen können, als wie dies für die EFH der Fall ist. Der solarthermische Deckungsanteil, der den solarthermischen sowie den solarelektrischen Wärmeerzeuger beinhaltet, liegt für die MFH in einer Größenordnung von ca. 12 % - ca. 25 %. Die EFH erreichen solarthermische Deckungsanteile $f_{sol,th}$ in einer Größenordnung von ca. 50 % bis zu 100 %.

Der solarelektrische Wärmeerzeuger (hier eine Wärmepumpe, die mit PV-Strom betrieben wird) erzielt im Vergleich zu den anderen Gebäuden im EFH HNN mit einem $f_{sol,th,SEWE}$ von ca. 35 % die höchsten Anteile an der Wärmeversorgung. Im EFH KAT sowie den MFH werden nicht mehr als 20 % Deckungsanteil für den solarelektrischen Wärmeerzeuger erreicht. Der Deckungsanteil des solarthermischen Wärmeerzeugers $f_{sol,th,STWE}$ dominiert mit einem Deckungsanteil von über 50 % mit Ausnahme des EFH HNN die Versorgung in allen EFH.

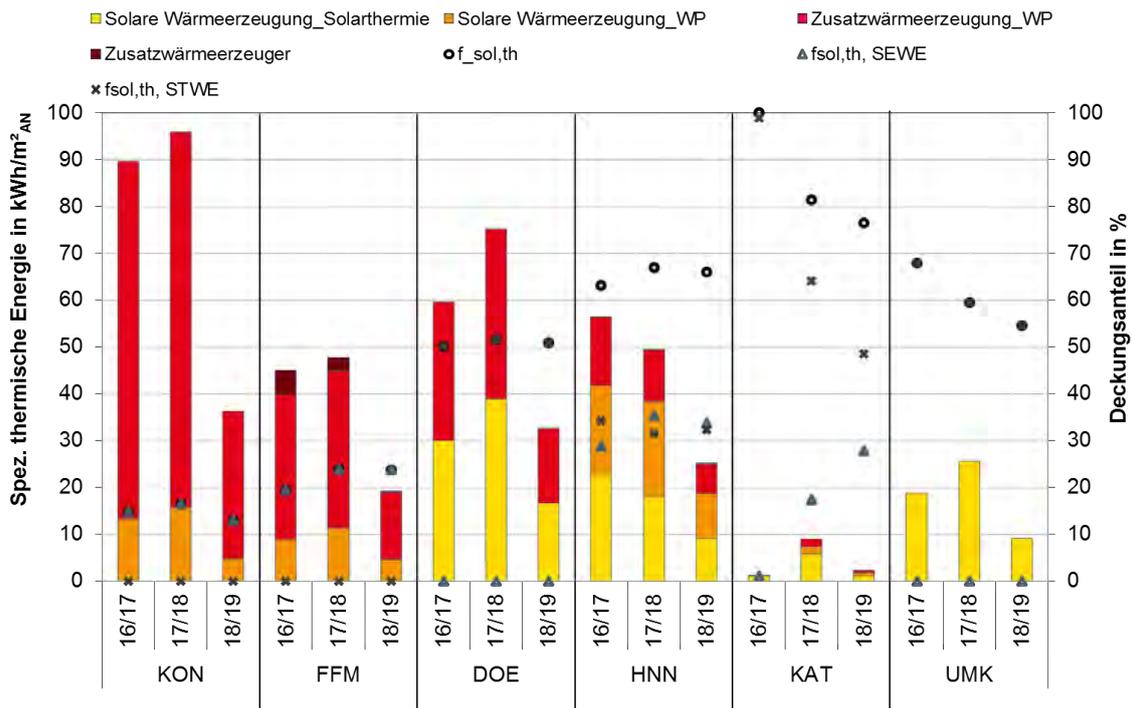


Abbildung 7-3: Anteile der solaren und konventionell bereit gestellten Wärmeversorgung sowie die Deckungsanteile des solarthermischen Wärmeerzeugers $f_{\text{sol,th,STWE}}$ und des solarelektischen Wärmeerzeugers $f_{\text{sol,th,SEWE}}$ sowie der solarthermische Deckungsanteil $f_{\text{sol,th}}$ als Summe dieser beiden Anteile

Neben dem solarthermischen Deckungsanteil wurden für die Bewertung im Abschnitt 4.1 der solarelektische Deckungsanteil $f_{\text{sol,el}}$ sowie der gesamt solare Deckungsanteil f_{sol} definiert. Diese beiden Kenngrößen werden in Abbildung 7-4 ebenfalls auf die Messdaten angewendet und dem solarthermischen Deckungsanteil gegenübergestellt. Auch hier wird deutlich, dass die MFH gegenüber den EFH deutlich geringere solarelektische Deckungsanteile von ca. 13 % bis ca. 25 % erreichen. Bei den EFH liegen die solarelektischen Deckungsanteile oft deutlich über 50 %. Mit der in Abschnitt 4.1 getroffenen Definition stellen sich die in Abbildung 7-4 berechneten Kennzahlen dar. Demnach werden die MFH zu ca. 30 % solarbasiert mit Wärme und elektrischer Energie versorgt. Bei den EFH liegt dieser Anteil mit ca. 50 % bis 80 % deutlich höher.

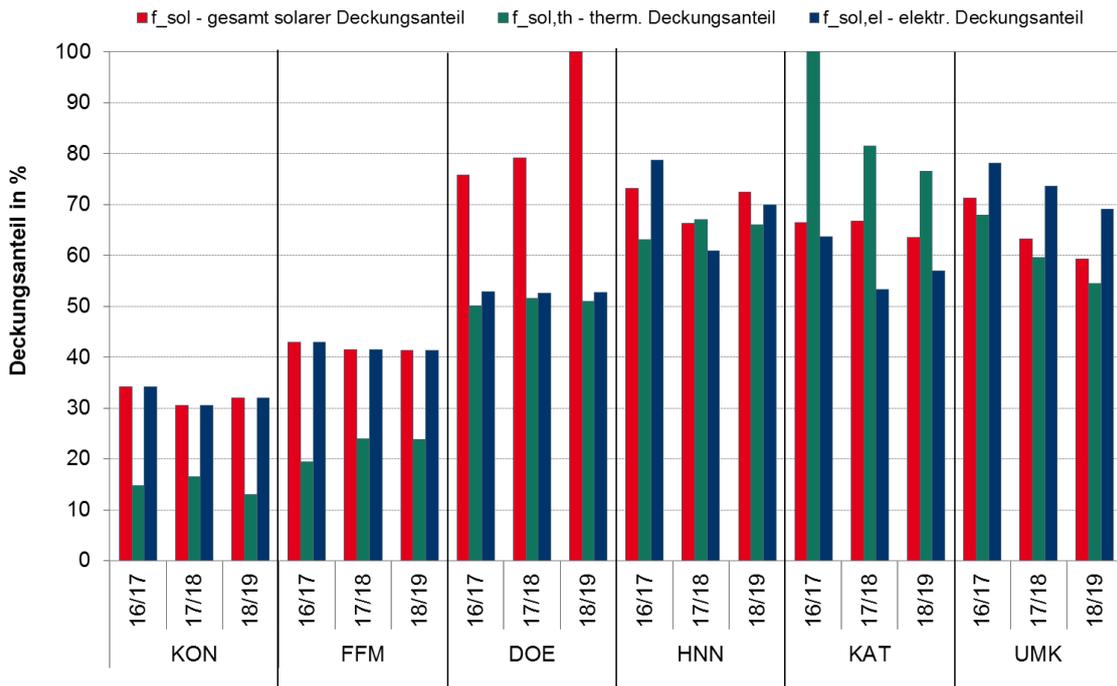


Abbildung 7-4: Gegenüberstellung der einzelnen solaren Deckungsanteile für alle messtechnisch untersuchten Gebäude. Einige Kennzahlen beziehen sich dabei auf Zeiträume mit nicht vollständig vorliegenden Messdaten

In Abbildung 7-5 wird der solarthermische Deckungsanteil $f_{sol,th}$ dargestellt. Dabei erfolgt eine Auftragung über das Verhältnis von solaraktiver Fläche der Gebäude bezüglich der jeweiligen Gebäudenutzfläche. Es ist festzustellen, dass Gebäude mit einer verhältnismäßig hohen solaraktiven Fläche nicht gleichzeitig auch einen hohen solarthermischen Deckungsanteil haben. Beispielhaft sei hier das MFH KON genannt, welches keinen solarthermischen Wärmeerzeuger besitzt und ausschließlich solar über die Wärmepumpe mit Wärme versorgt wird. Auch mit geringen spezifischen solaraktiven Flächen bezüglich der Gebäudenutzfläche lassen sich hohe solarthermische Deckungsanteile erreichen. Hier sei beispielhaft das EFH KAT genannt, welches einen sehr groß dimensionierten solarthermischen Wärmeerzeuger hat.

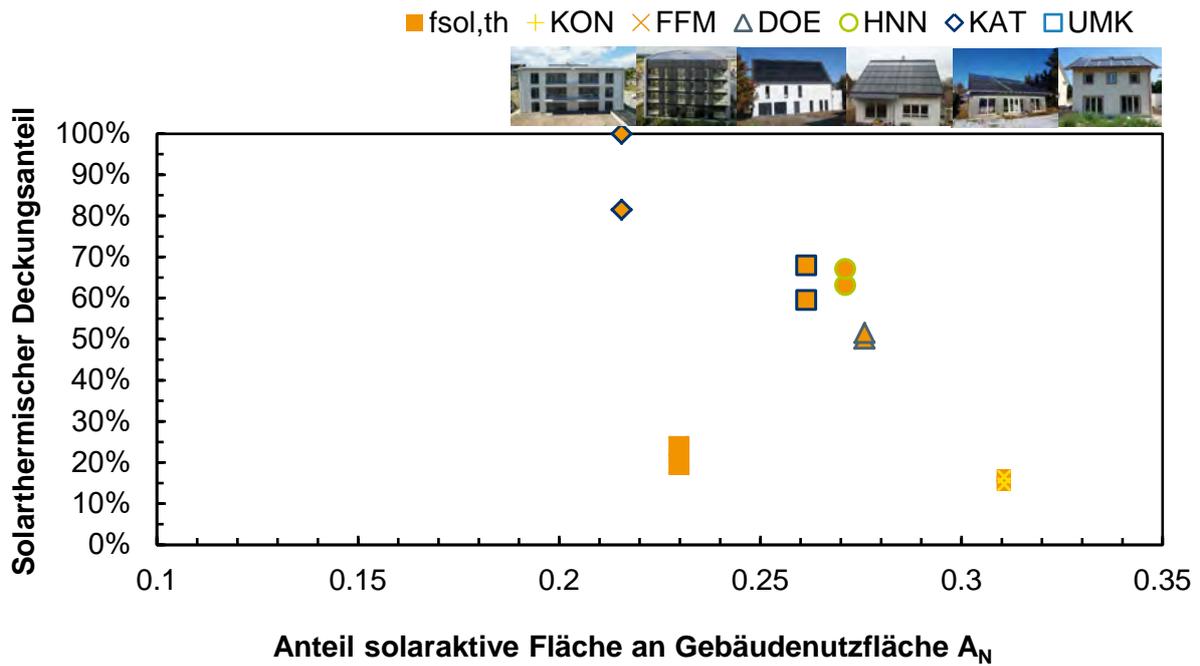


Abbildung 7-5: Solarthermischer Deckungsanteil $f_{sol,th}$ in den messtechnisch untersuchten Gebäuden, Messzeitraum 16/17 und 17/18

Der solarelektrische Deckungsanteil $f_{sol,el}$ wird in Abbildung 7-6 dargestellt. Dabei wird auf der x-Achse der Anteil der PV Fläche an der Gebäudenutzfläche angegeben. Hier zeigt sich, dass ebenfalls für das MFH KON ein hoher PV Anteil nicht unbedingt zu einem hohen Deckungsanteil führen muss. Das EFH UMK weist die geringste PV Fläche pro Gebäudenutzfläche auf und erreicht trotzdem sehr hohe solarelektrische Deckungsanteile.

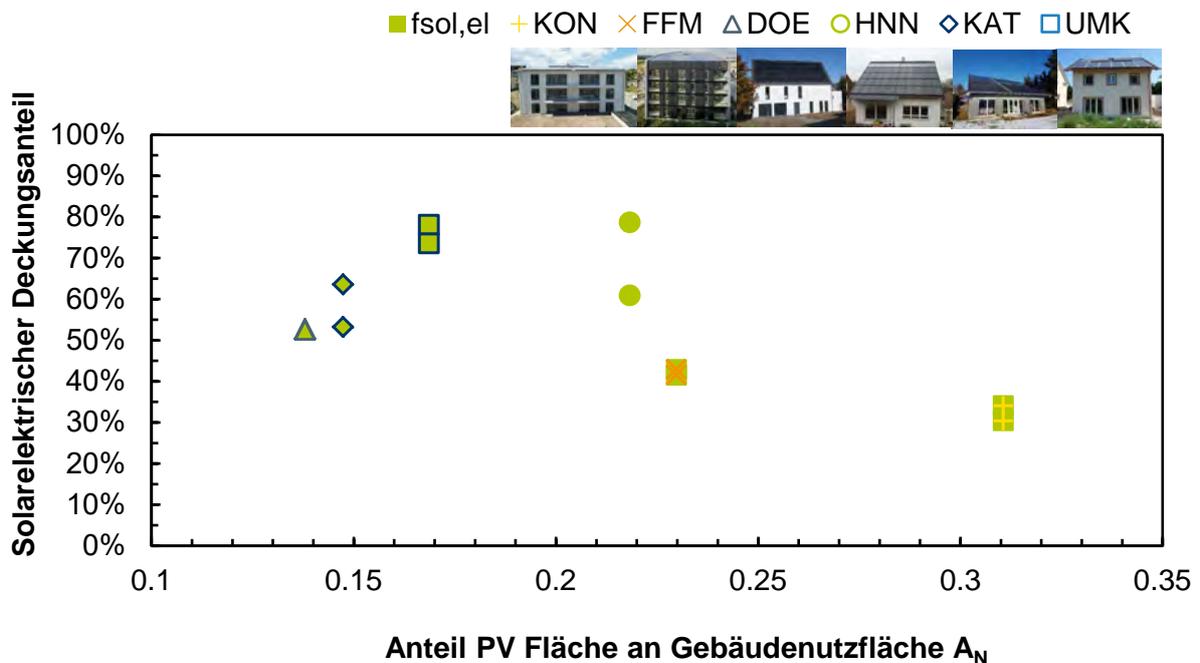


Abbildung 7-6: Solarelekttrischer Deckungsanteil in den messtechnisch untersuchten Gebäuden, Messzeitraum 16/17 und 17/18

Der gesamtsolare Deckungsanteil f_{sol} wird in Abbildung 7-7 wiedergegeben. Dabei wird auf der x-Achse die gesamt solaraktive Fläche bezüglich der Gebäudenutzfläche aufgetragen. Es wird deutlich, dass die EFH höhere Anteile erreichen können, als wie dies für die untersuchten MFH der Fall ist. Ein Zusammenhang aus solaraktiver Fläche und dem erreichten Deckungsanteil lässt sich nicht ableiten.

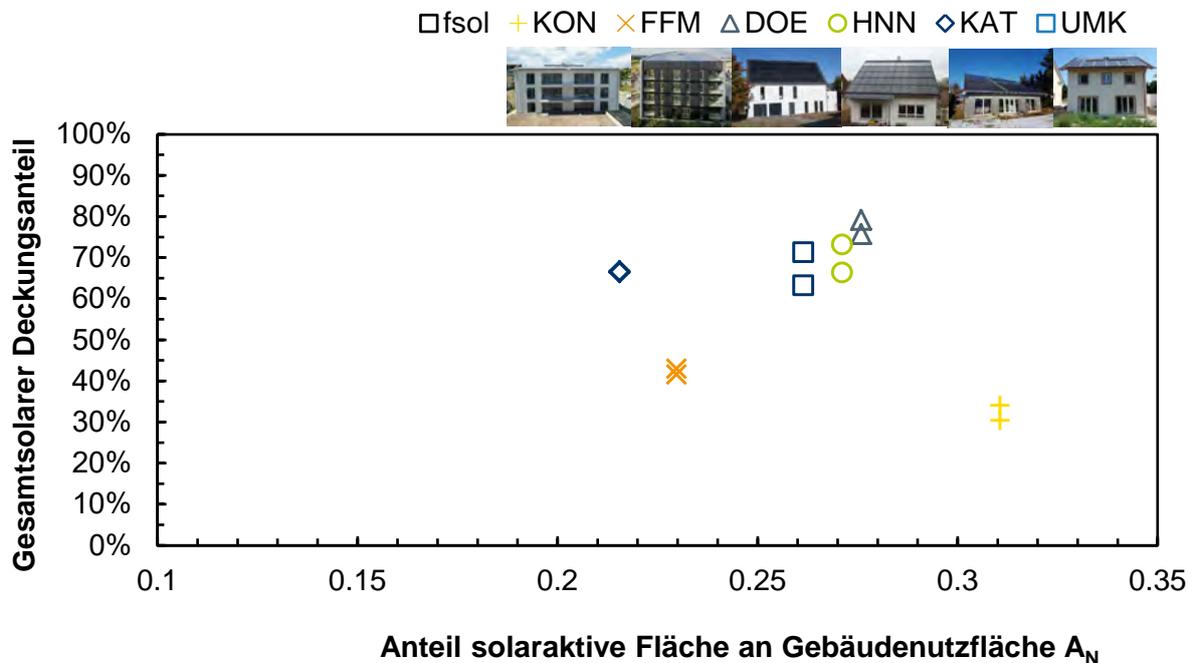


Abbildung 7-7: Gesamtsolarer Deckungsanteil in den messtechnisch untersuchten Gebäuden, Messzeitraum 16/17 und 17/18

Mit Abbildung 7-8 wird die Seite der elektrischen Energieversorgung noch einmal dahingehend vertieft, in dem der eigengenutzte Anteil an der PV Erzeugung der eingespeisten Energie gegenübergestellt wird. Auf der x-Achse wird dabei der Eigennutzungsanteil E_{EN} ersichtlich. Dieser liegt im Mittel bei ca. 30 % für die EFH und bei den MFH bei rund 50 %. Es ist anzunehmen, dass hier das ausgewogenere Verbrauchsprofil hinsichtlich Leistungsspitzen sowie der Grundlast eine tragende Rolle spielt. Im EFH DOE, in dem ein sehr groß dimensionierter elektrischer Energiespeicher zum Einsatz kommt, wird dieser mit ca. 80 % deutlich höher berechnet.

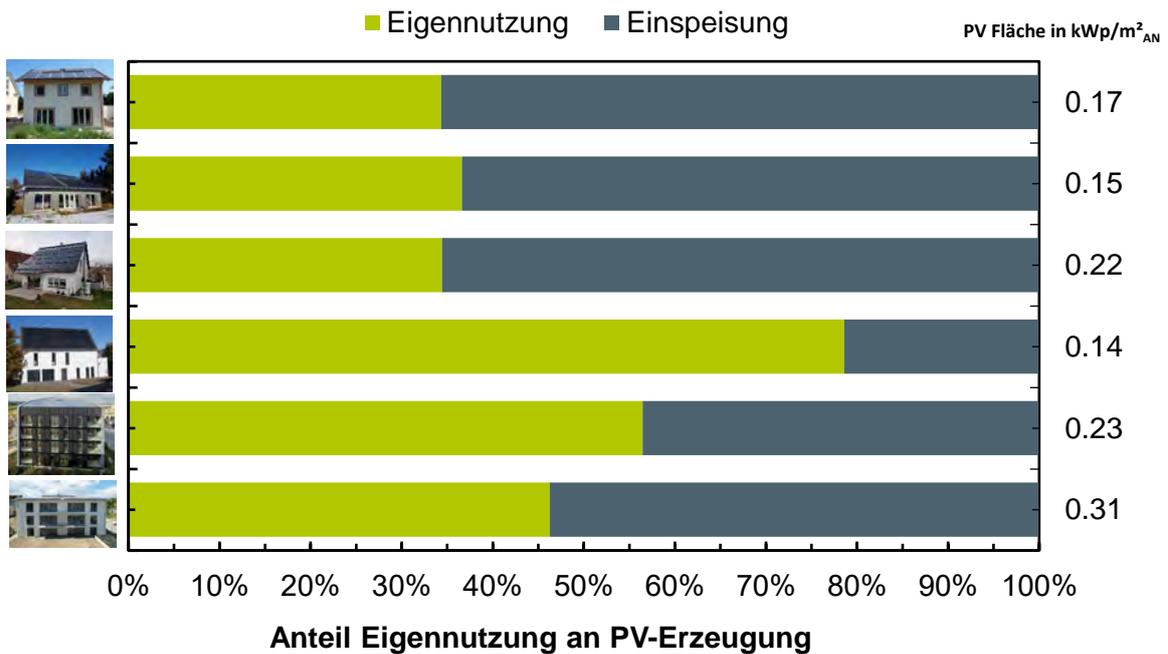


Abbildung 7-8: Gegenüberstellung der Messdaten aus dem Messzeitraum 2016/2017 von eigen genutzter Energie aus der PV Anlage E_{EN} sowie dem eingespeisten Anteil. Weiterhin ist die installierte Leistung der PV Anlagen in kW_p über die Gebäudenutzfläche A_N dargestellt.

Ebenfalls eine Zusammenstellung von erzeugter PV Energie sowie dem Anteil der eigengenutzten Energie stellt die Abbildung 7-9 her. Dabei werden zusätzlich noch der Eigennutzungsanteil f_{EN} sowie der solarelektrische Deckungsanteil $f_{sol,el}$ aufgetragen. Bezogen auf die Gebäudenutzfläche erzeugen die MFH gegenüber den EFH am meisten PV Strom.

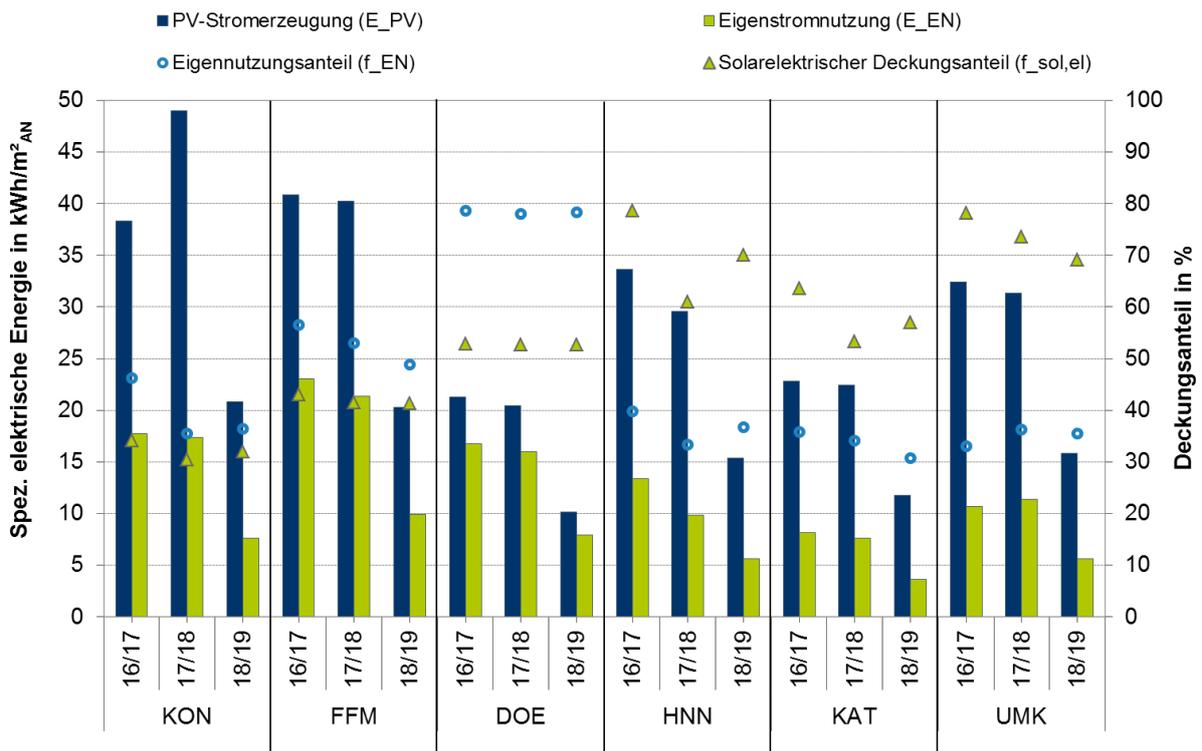


Abbildung 7-9: Detailliertere Betrachtung der Erzeugung von elektrischer Energie über die PV Anlagen E_{PV} , der Eigennutzung E_{EN} sowie den daraus resultierenden Kenngrößen zum Eigennutzungsanteil f_{EN} sowie dem solarelektrischen Deckungsanteil $f_{sol,el}$

7.1.2 Solare Nutzenergie

In Abbildung 7-10 ist die solare Nutzwärmeerzeugung der solarthermischen Wärmeerzeuger dargestellt. Dabei wird der spezifische Wert angegeben, der sich bezüglich der Bruttokollektorfläche berechnen lässt. Auf der x-Achse wird die Bruttokollektorfläche als Anteil der Gebäudenutzfläche A_{AN} für die jeweiligen Gebäude angegeben. Die MFH sind mit keinem solarthermischen Wärmeerzeuger ausgestattet und daher in der Abbildung nicht aufgeführt. Für das EFH HNN ergeben sich die höchsten spezifischen Erträge in Höhe von ca. 350 kWh/(m² a) bis ca. 430 kWh/(m² a). Im EFH KAT können die geringsten spezifischen Erträge in einer Größenordnung von ca. 30 kWh/(m² a) bis zu 100 kWh/(m² a) generiert werden. Im Mittel liegt die spezifische solarthermisch erzeugte Nutzwärme bei 230 kWh/m².

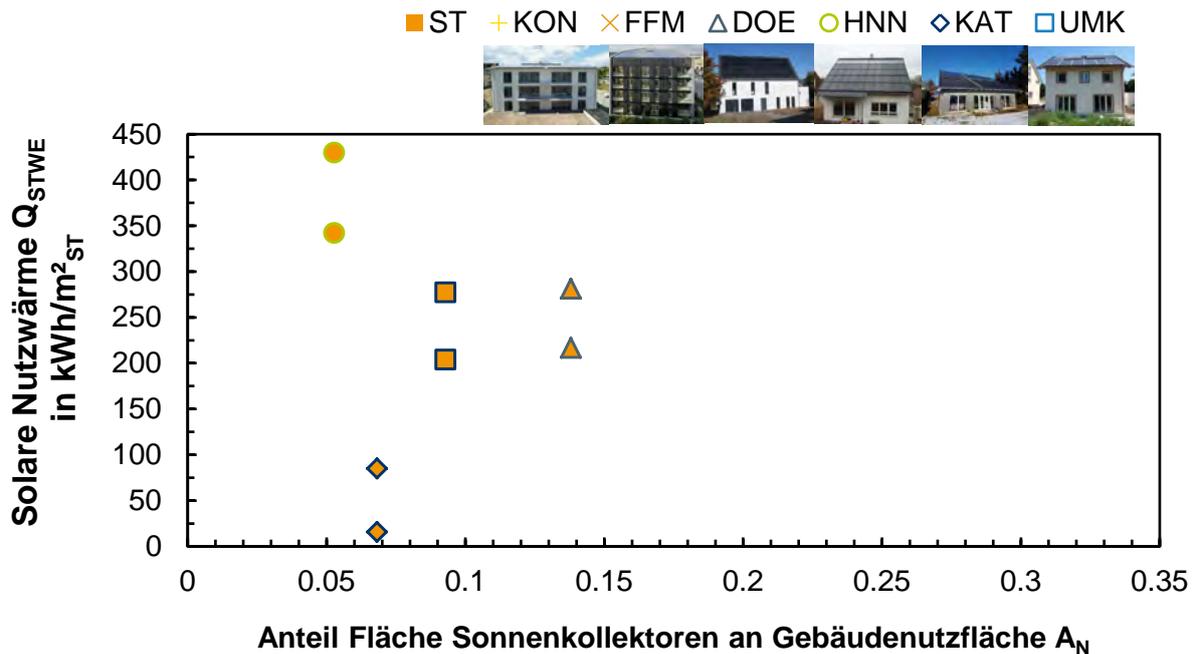


Abbildung 7-10: Spezifische Erträge der solarthermischen Wärmeerzeuger Q_{STWE} über dem Anteil der Bruttokollektorfläche an der Gebäudenutzfläche A_N , Messzeitraum 16/17 und 17/18

In Abbildung 7-11 werden die spezifischen solaren erzeugten Nutzwärmemengen hinsichtlich einer solarelektrischen Erzeugung dargestellt. Die spezifischen Erträge beziehen sich hier auf die Bruttomodulfläche der PV Anlage. Auf der x-Achse wird der Anteil der PV Fläche bezüglich der Gebäudenutzfläche A_{AN} dargestellt. Im EFH UMK ist kein solarelektrischer Wärmeerzeuger in Betrieb. In den anderen Gebäuden werden jeweils Wärmepumpen eingesetzt. Bei den betrachteten Gebäuden wird eine maximale spezifische solar erzeugte Nutzwärme von rund 100 kWh/(m²_{PV} a) erzielt. Im Mittel konnten in den beiden Messzeiträumen spezifische solarelektrisch erzeugte Nutzwärmeenergie-mengen von 31 kWh/m² erzeugt werden.

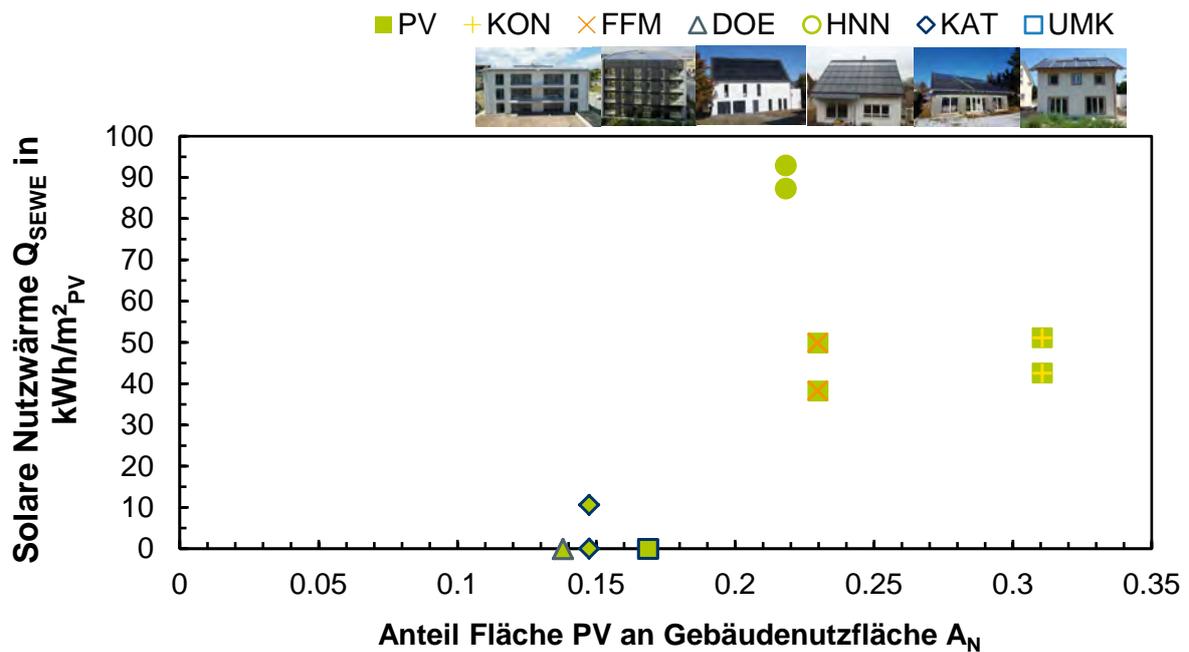


Abbildung 7-11: Spezifische Erträge der solarelektrischen Wärmeerzeuger Q_{SEWE} über dem Anteil der Bruttomodulfläche an der Gebäudenutzfläche A_N , Messzeitraum 16/17 und 17/18

Die Eigennutzung von über die PV Anlagen erzeugter Energie ist in Abbildung 7-12 dargestellt. Es ist anzumerken, dass auch hier im Term E_{EN} elektrische Energie, die für die Wärmeanwendung im Gebäude nutzbar gemacht wird, enthalten ist. Es zeigt sich dabei, dass bezogen auf die PV Flächen maximal ca. 120 kWh/(m²_{PV} a) im Gebäude selbst genutzt werden. Im Durchschnitt liegt der Wert bei 74 kWh/(m²_{PV} a).

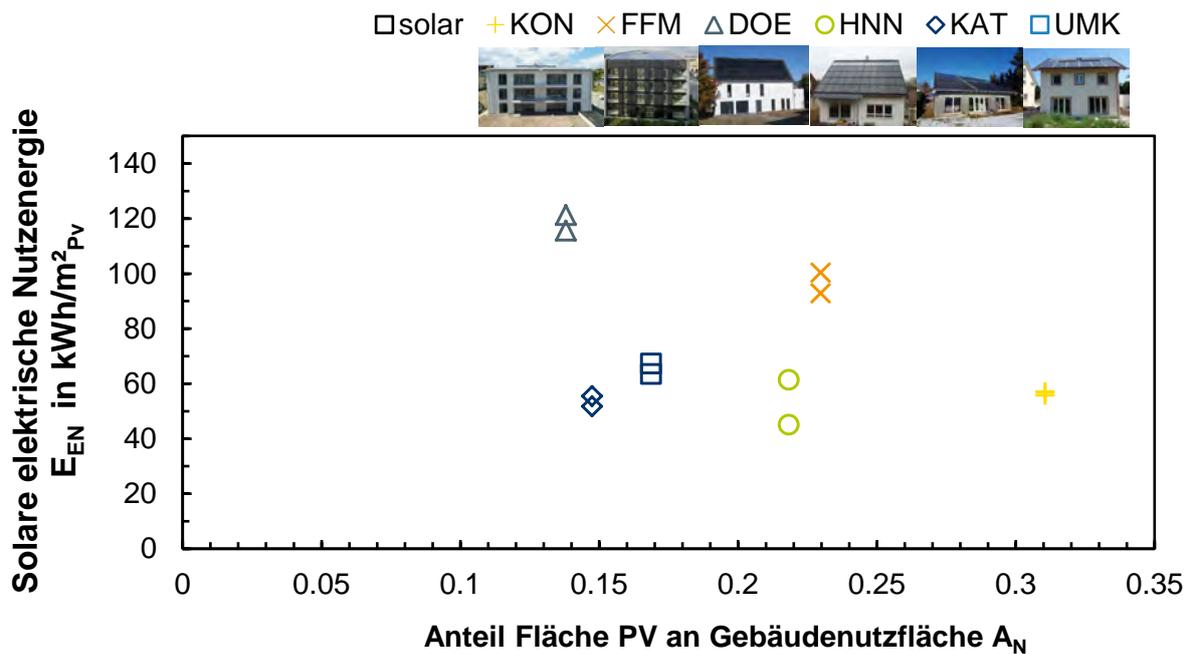


Abbildung 7-12: Spezifische selbstgenutzte elektrische Erträge der PV Anlage E_{EN} über dem Anteil der Bruttomodulfläche an der Gebäudenutzfläche A_N , Messzeitraum 16/17 und 17/18

Die gesamte solarbasierte Nutzenergie in Form von Wärme und Elektrizität ist als spezifische Größe der gesamtsolaren Fläche in Abbildung 7-13 dargestellt. Auf der x-Achse wird die solaraktive Fläche (Solarthermie und PV) bezüglich der Gebäudenutzfläche A_N eingesetzt. Es wird dabei deutlich, dass bei allen Gebäuden nicht mehr als 200 kWh/(m²_{ST+PV} a) dem Gebäude zugeführt werden konnte. Für das EFH KAT wirken sich die sehr geringen spezifischen solarthermischen Erträge hier deutlich aus. Im Mittel konnten in den beiden Messzeiträumen spezifische gesamte solare Nutzenergiemengen von 137 kWh/m² umgesetzt werden

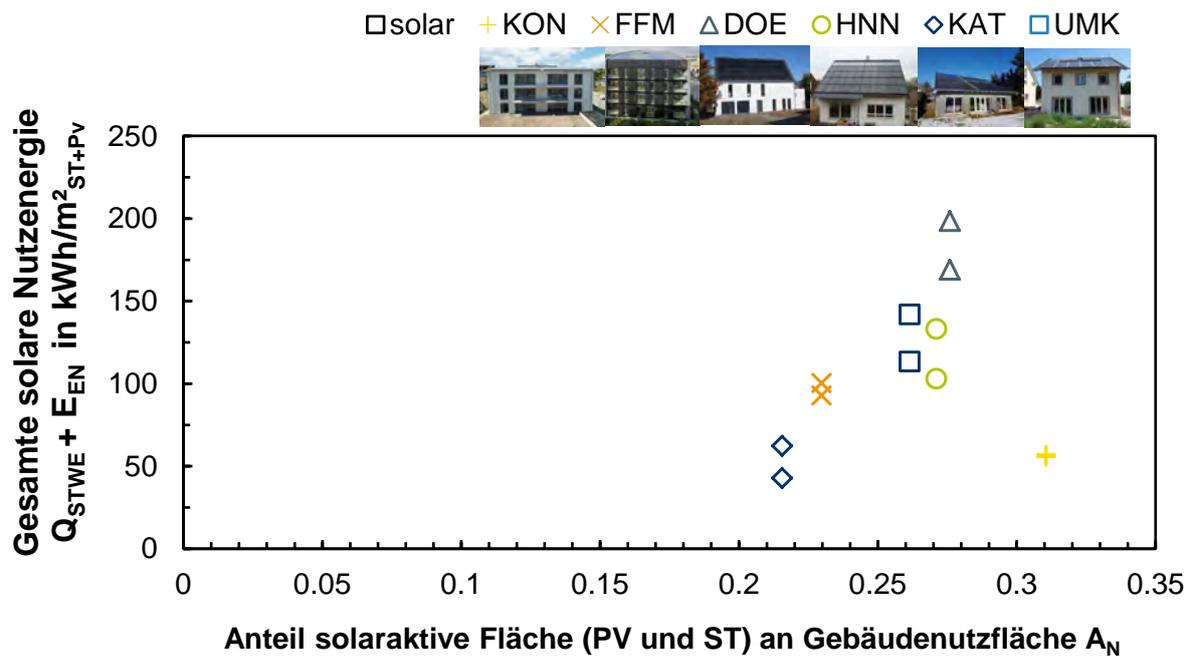


Abbildung 7-13: Gesamtsolare Nutzenergie aus dem solarthermischen Wärmeerzeuger Q_{STWE} sowie der eigengenutzten elektrischen Energie aus der PV Anlage über dem Anteil der gesamtsolaren Flächen an der Gebäudenutzfläche A_N , Messzeitraum 16/17 und 17/18

7.1.3 Gesamtversorgung

Mit Abbildung 7-14 wird die gesamte Versorgung der Gebäude hinsichtlich einer solaren Energienutzung für die Messperiode 2017/2018 aufgetragen. Auf der x-Achse wird dabei der gesamtsolare Deckungsanteil f_{sol} , wie er bereits in Abbildung 7-4 dargestellt wurde, ersichtlich. An dieser Stelle wird noch einmal deutlich, dass sich die EFH mit deutlich mehr solarer Energie versorgen lassen, als dies für die MFH der Fall ist.

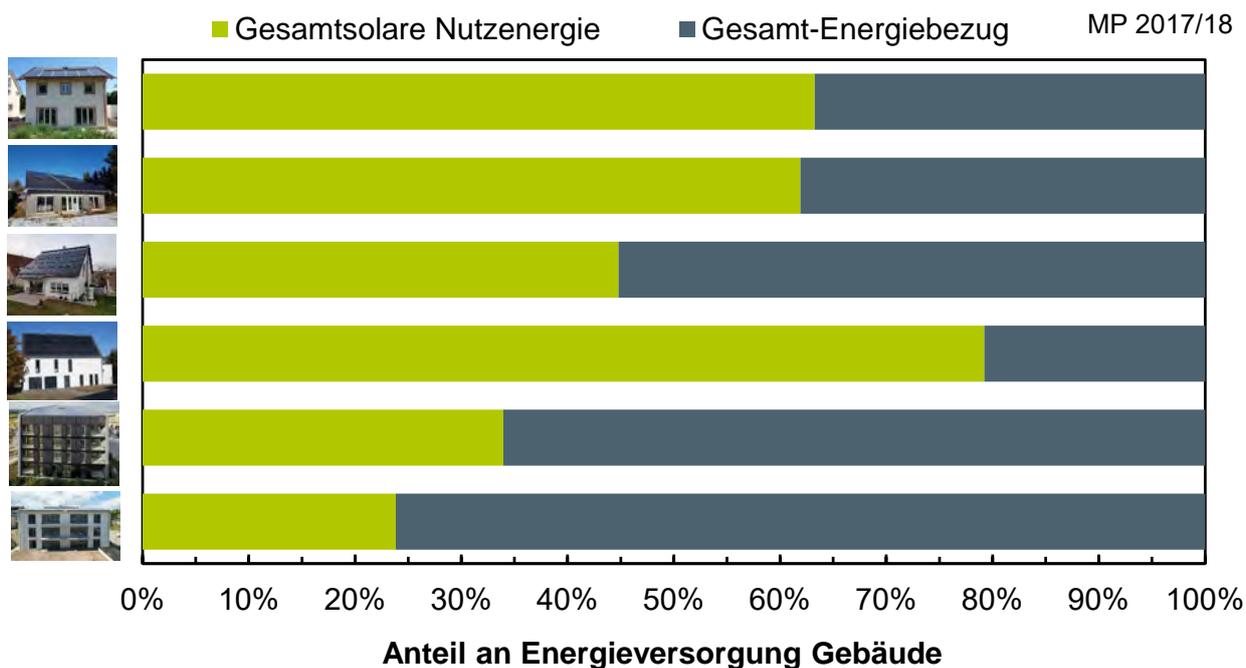


Abbildung 7-14: Aufteilung der Energieversorgung der Gebäude mit elektrischer Energie und Wärme in solar bereitgestellte Energie und extern bezogene Energie für den Messzeitraum 2017/2018.

Eine detailliertere Aufteilung nach Wärme und elektrischer Energie zeigt die Abbildung 7-15, wobei der solarthermische Wärmeerzeuger in der Versorgung der EFH eine wesentliche Rolle spielt. Der Beitrag des solarelektrischen Wärmeerzeugers (kein solarthermisches System vorhanden) spielt bei den MFH mit ca. 10 % kaum eine Rolle. Deutlich wird, dass es z.B. auch ein EFH mit einer groß dimensionierten PV Anlage wie KAT einen ähnlich hohen Bezug von elektrischer Energie aus dem Netz haben kann, wie dies für die MFH der Fall ist.

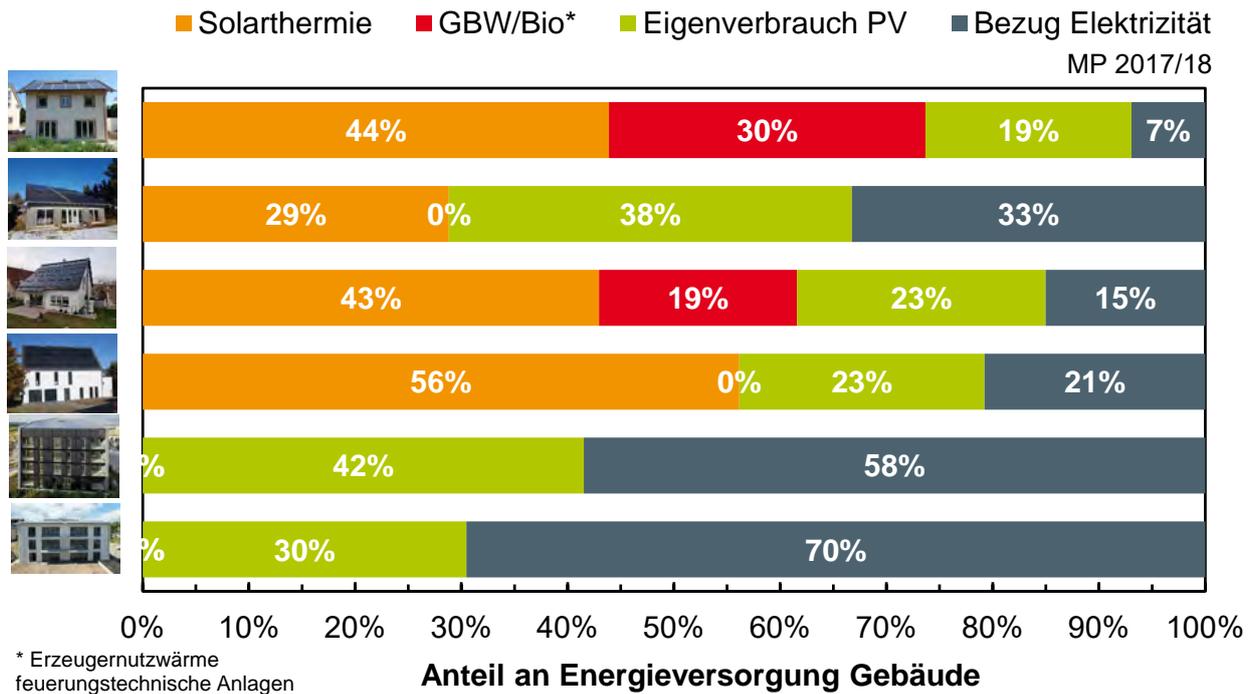


Abbildung 7-15: Detailliertere Aufteilung der Energieversorgung der Gebäude mit elektrischer Energie und Wärme in solar bereitgestellte Energie über den solarthermischen Wärmeerzeuger, dem Eigenverbrauch aus der PV Anlage und extern bezogener Energie zur Beheizung und Versorgung mit elektrischer Energie für den Messzeitraum 2017/18

7.2 Variable vs. konstante Primärenergie und CO₂-Faktoren

Eine weitere Fragestellung, die im Rahmen des Projektes zusätzlich betrachtet wurde, ist die Bewertung der Gebäude hinsichtlich konstanter oder variabler Faktoren für die primärenergetischen Aufwendungen und die CO₂-Emissionen, die betriebsgebunden mit der elektrischen Energieversorgung des Gebäudes und dessen Anlagentechnik verbunden sind. Diese Untersuchungen wurden für die messtechnisch analysierten Gebäude betrieben, so dass in diese Betrachtung reale Daten einfließen.

Betrachtet werden soll, inwieweit sich der Betrieb der Gebäude unter der volatilen Zusammensetzung der in Deutschland bereit gestellten elektrischen Energie mit zeitlich variablen Faktoren im Vergleich zu den gemäß EnEV und Gemis vorgegebenen konstanten Faktoren unterscheidet.

Grundlage für die variablen Faktoren bildet die Datengrundlage, welche das Fraunhofer ISE im Rahmen der „Energy-Charts“ (<https://www.energy-charts.de/>) [21] aufbereitet. Diese Daten wurden für die beiden im Rahmen des Projektes messtechnisch analysierten Zeiträume 01.07.2016 – 30.06.2017 sowie 01.07.2017 – 30.06.2018 erstellt. Die Ergebnisse werden mit den Ergebnissen der konstanten Faktoren verglichen.

7.2.1 Primärenergetische Betrachtung

Die primärenergetische Betrachtung für versorgungstechnische Anlagen wird für deren Betriebszeit im Rahmen der EnEV dargestellt. Für die beiden Messzeiträume lag die EnEV in der Fassung 2016 zu Grunde, so dass für die vom Gebäude bezogene elektrische Energie ein Primärenergiefaktor von 1,8 anzusetzen ist.

Primärenergiefaktoren für Deutschland

In Abbildung 7-16 wird der berechnete, variable Primärenergiefaktor in einer Auflösung von einer Stunde aufgetragen und dem konstanten Faktor aus der EnEV2016 gegenübergestellt. Weiterhin ist der für eine Woche berechnete, gleitende Mittelwert des variablen Primärenergiefaktors dargestellt, so dass sich daraus besser erkenntlich die Tendenzen visuell ableiten lässt.

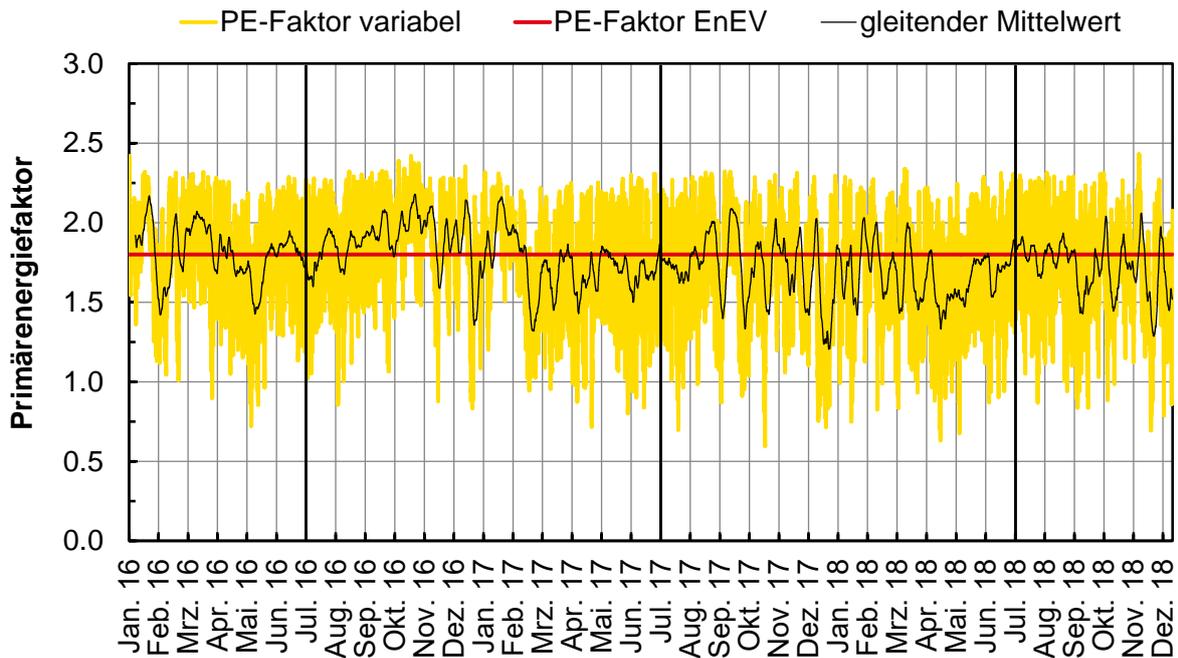


Abbildung 7-16: Vergleich der variablen Primärenergiefaktoren, basierend auf aufbereiteten Daten aus den EnergyCharts [21] im Vergleich mit dem konstanten Primärenergiefaktor nach EnEV 2016 für die Jahre 2016 – 2018

In Abbildung 7-17 wird noch einmal verdeutlicht, dass der variable Primärenergiefaktor relativ hohen Schwankungen unterworfen ist. Es zeigt sich auch, dass kein ausgeprägtes saisonales Verhalten vorliegt und die Schwankungen unabhängig von der Jahreszeit sind. Es wird aus dem Verlauf des variablen Faktors deutlich, dass über den Verlauf eines Jahres, der Photovoltaikanteil in der Sommerzeit ein in etwa gleich hoher Anteil an Windenergie über die Winterzeit gegenüberstehen muss. Über den hier betrachteten Zeitraum berechnet sich der Mittelwert des variablen PE-Faktors zu 1,755. Damit repräsentiert der in der EnEV2016 angegebene Wert von 1,8 für die Messzeiträume einen ähnlichen Verlauf.

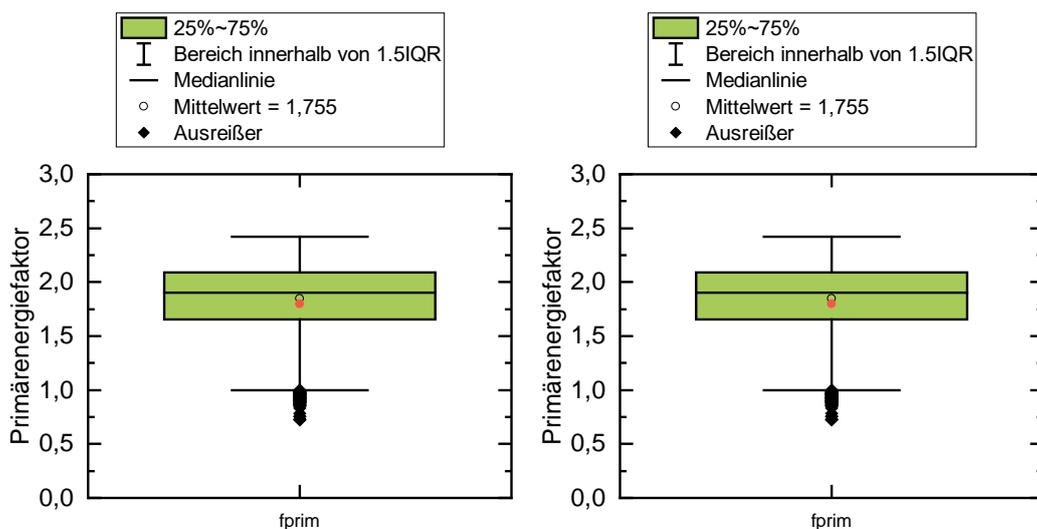


Abbildung 7-17: Boxplot über die variablen Primärenergiefaktoren für den Zeitraum 01.07.2016 – 30.06.2017 (links) und 01.07.2017 – 30.06.2018 (rechts) im Vergleich mit dem konstanten Faktor von 1,8 nach EnEV (roter Punkt)

Bewertung der messtechnisch untersuchten Gebäude

Im Folgenden werden nun die ermittelten variablen Primärenergiefaktoren auf die Messdaten angewendet. Grundlage für diese Betrachtung stellen die bezogenen elektrischen Energiemengen dar. Es werden dabei beispielhaft das EFH KAT sowie das MFH FFM vorgestellt. In den Darstellungen werden die stündlich aufgelösten Messdaten zu Monatswerten aggregiert.

Das EFH KAT weist mit seiner sehr groß dimensionierten solarthermischen Anlage einen geringen Heizwärmeverbrauch auf, der noch über den Zusatzwärmeerzeuger zu decken ist. Weiterhin stellt die PV Anlage im Sommer wesentlich mehr Energie her, als im Gebäude verbrauch werden kann. Es liegt somit grundsätzlich für die Sommerzeit ein sehr geringer Bezug von elektrischer Energie vor. In der Winterzeit kommen die Abluftwärmepumpe sowie die Heizstäbe zum Einsatz, so dass sich ein sehr saisonal ausgeprägtes Profil für den Bezug von Primärenergie ausbildet. Dem entgegen steht das MFH FFM, in dem keine solarthermische Anlage ausgeführt ist. Für das EFH KAT und das MFH FFM zeigt sich, dass eine Bewertung mit stündlich aufgelösten, variablen Primärenergiefaktoren im Vergleich zu einer Bewertung mit einem konstanten Faktor zu sehr ähnlichen Ergebnissen führt. (Abbildung 7-18 und Abbildung 7-19)

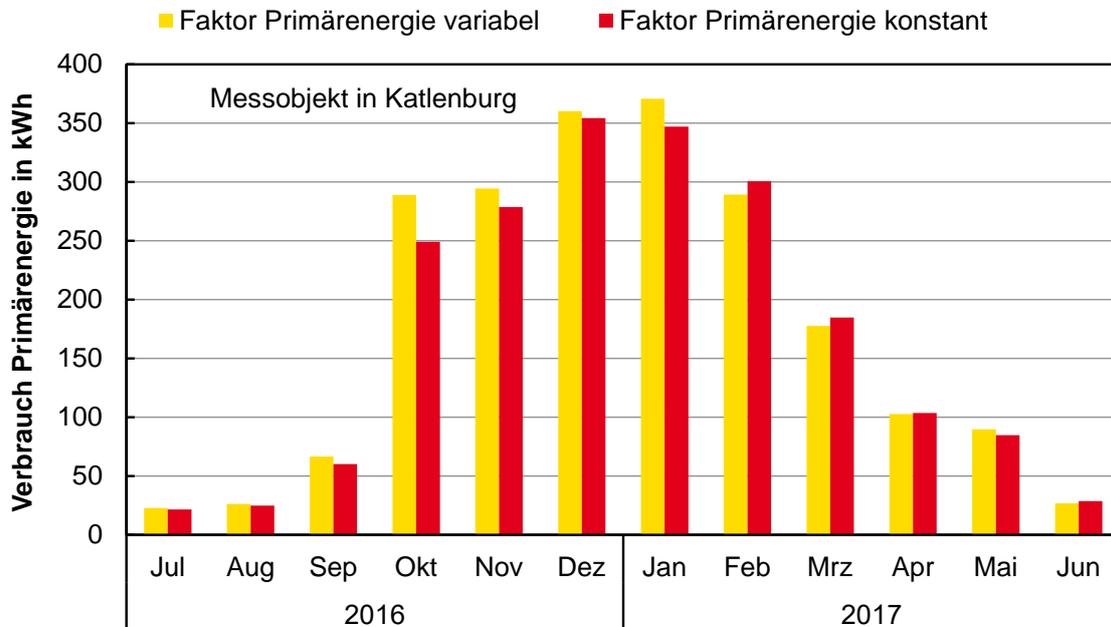


Abbildung 7-18: Verbrauch an Primärenergie für die elektrische Energieversorgung für das EFH KAT in dem Zeitraum 01.07.2016 – 30.06.2017 basierend auf stündlich aufgelösten Daten

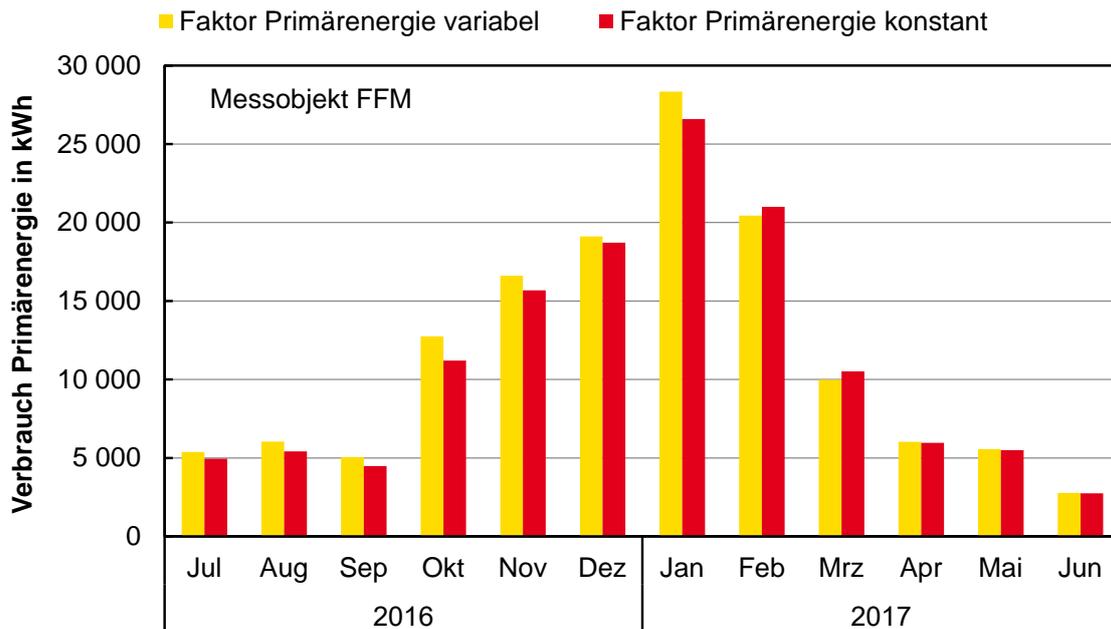


Abbildung 7-19: Verbrauch an Primärenergie für die elektrische Energieversorgung für das MFH FFM in dem Zeitraum 01.07.2016 – 30.06.2017 basierend auf stündlich aufgelösten Daten

7.2.1 CO₂ Emissionen

Für die Betrachtung der CO₂ Emissionen der versorgungstechnischen Anlagen, die an den Bezug von elektrischer Energie gebunden sind, wird für den festen Faktor die Datenbasis von Gemis herangezogen. Für die beiden betrachteten Messzeiträume wurde ein konstanter Faktor von 527 g/kWh_{el} für die vom Gebäude bezogene elektrische Energie angesetzt.

CO₂ Faktoren für Deutschland

In Abbildung 7-20 wird der berechnete, variable Faktor für CO₂ Emissionen in einer Auflösung von einer Stunde aufgetragen und dem konstanten Faktor aus Gemis gegenübergestellt. Weiterhin ist zur Verdeutlichung von Tendenzen des variablen Faktors der für eine Woche berechnete, gleitende Mittelwert des variablen Faktors dargestellt.

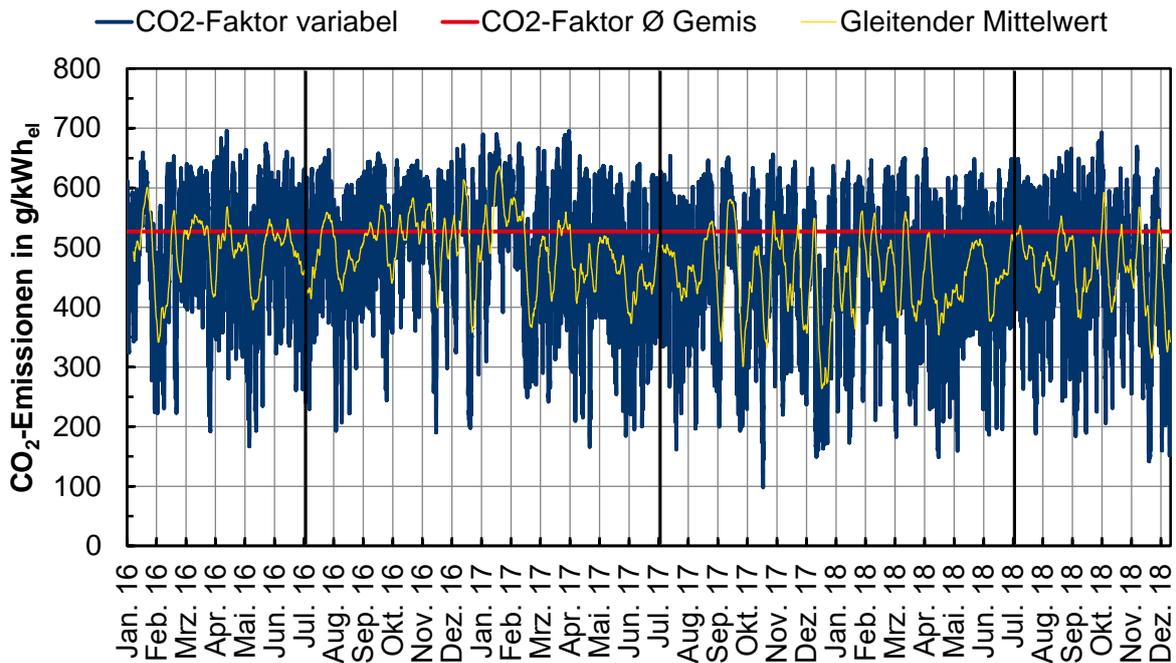


Abbildung 7-20: Vergleich der variablen CO₂ Faktoren, basierend auf aufbereiteten Daten aus den EnergyCharts [21] im Vergleich mit einem konstanten CO₂ Faktoren für die Jahre 2016 – 2018

Abbildung 7-21 verdeutlicht, dass der variable CO₂ Faktor relativ hohen Schwankungen unterworfen ist. Aus dem gleitenden Mittelwert wird deutlich, dass tendenziell die Emissionen mit einem konstanten Faktor eher etwas unterschätzt werden. Ein ausgeprägtes saisonales Verhalten ist auch hier nicht abzuleiten. Auch hier wird deutlich, dass über den Verlauf eines Jahres betrachtet, dem Photovoltaikanteil in der Sommerzeit ein in etwa gleich hoher Anteil an Windenergie über die Winterzeit gegenüberstehen muss. Über den hier betrachteten Zeitraum berechnet sich der Mittelwert zu 492 g/kWh_{el}. Damit repräsentiert der in Gemis hinterlegte Wert von 527 g/kWh_{el} im Mittel sehr gut diesen Verlauf.

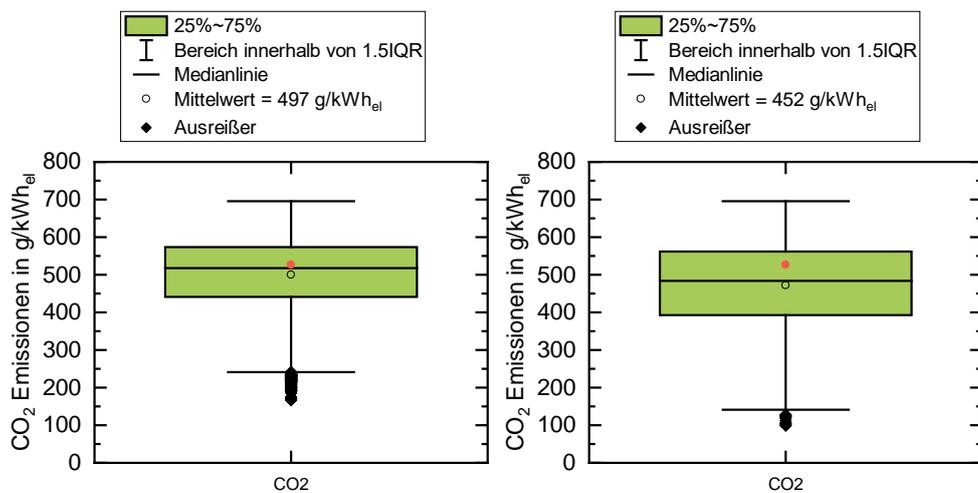


Abbildung 7-21: Boxplot über die variablen CO₂ Faktoren für den Zeitraum 01.07.2016 – 30.06.2017 (links) und 01.07.2017 – 30.06.2018 (rechts) im Vergleich mit dem konstanten Faktor von 527 g/kWh nach GEMIS (roter Punkt)

Bewertung der messtechnisch untersuchten Gebäude

Die variablen Faktoren für die CO₂ Emissionen werden auch hier auf die Messdaten angewendet. Grundlage für die Betrachtung stellen wieder die bezogenen elektrischen Energiemengen dar. Es werden dabei beispielhaft wieder die beiden EFH KAT und das MFH FFM vorgestellt.

Für das EFH KAT wie auch das MFH FFM zeigt sich dabei, dass eine Bewertung mit stündlich aufgelösten, variablen Faktoren für die CO₂ Emissionen im Vergleich zu einer Bewertung mit einem konstanten Faktor zu sehr ähnlichen Ergebnissen führt. Die Daten werden zur besseren Veranschaulichung auf Monatswerte aggregiert.

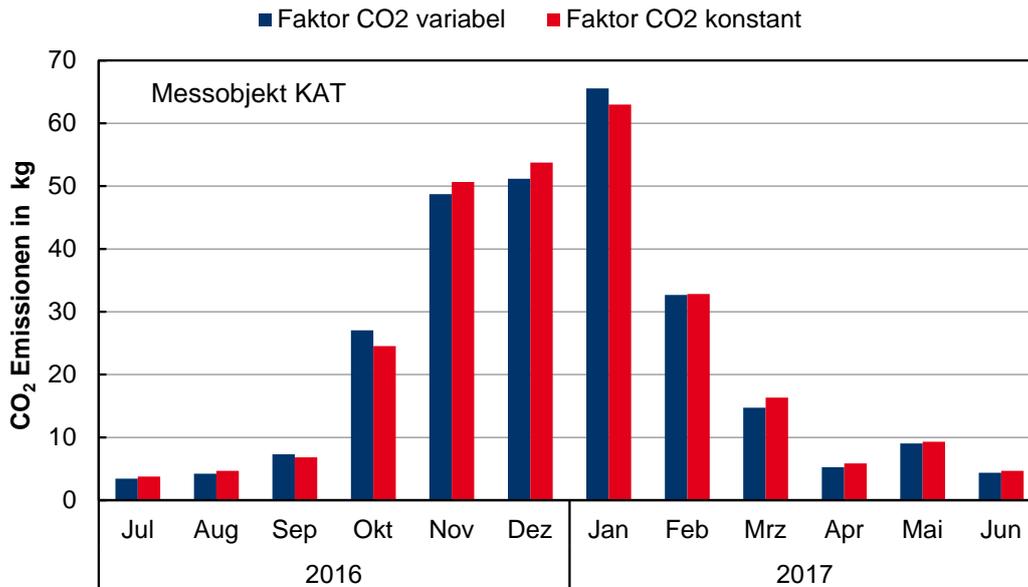


Abbildung 7-22: An den Bezug von elektrischer Energie gebundene CO₂ Emissionen für das EFH KAT in dem Zeitraum 01.07.2016 – 30.06.2017 basierend auf stündlich aufgelösten Daten

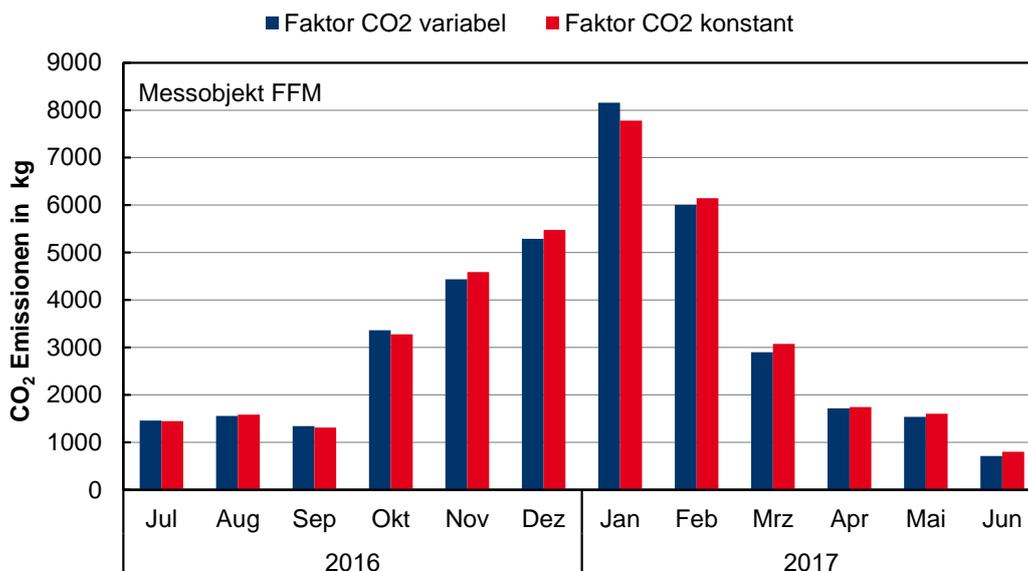


Abbildung 7-23: An den Bezug von elektrischer Energie gebundene CO₂ Emissionen für das MFH FFM in dem Zeitraum 01.07.2016 – 30.06.2017 basierend auf stündlich aufgelösten Daten

7.2.2 Zusammenfassung: Vergleich konstanter und variabler Faktoren für Primärenergie und CO₂ Emissionen

Im Folgenden wird zum einen ein Vergleich aufgestellt bei dem die zeitlich mit einer Stunde aufgelösten Messdaten der Gebäude mit den konstanten sowie den variablen Faktoren verrechnet werden. Im nächsten Schritt wird der Vergleich aufgestellt, bei dem die Jahreswerte der Messdaten mit konstanten Faktoren verrechnet werden und dann der variablen Berechnung gegenübergestellt werden.

Vergleich bei einer Berechnung mit Stundenwerten

In Tabelle 7-3 werden die stündlich aufgelösten Berechnungsgrößen zusammenfassend dargestellt. Es wird dabei deutlich, wie groß die minimalen und maximalen Abweichungen sind, die sich einstellen, wenn die Ergebnisse aus den konstanten Faktoren mit denen aus den variablen Faktoren gegenübergestellt werden.

Es wird ersichtlich, dass bei einer stündlichen Betrachtung Abweichungen in einem Bereich von ca. - 30 % bis ca. + 80 % auftreten. Werden die Mittelwerte betrachtet, so ist festzustellen, dass es kaum eine Rolle spielt, ob die zeitlich hoch aufgelösten Messdaten mit variablen Faktoren oder konstanten Faktoren verrechnet werden. Im Mittel ergibt sich eine Abweichung von -1 % bis 9 %.

Tabelle 7-3: Zusammenstellung der prozentualen Abweichungen für die Bewertung des Bezugs von elektrischer Energie mit konstanten oder variablen Faktoren für Primärenergie sowie die CO₂ Emissionen basierend auf den zu Grunde liegenden Messwerten in einer Auflösung von einer Stunde für den Zeitraum 01.07.2016 – 30.06.2017.

	EFH UMK		EFH KAT		MFH FFM		MFH KON	
	Primär-energie	CO ₂ Emis-sionen						
Min in %	-32	-34	-32	-34	-32	-34	-32	-34
Max in %	81	67	81	67	81	67	81	67
Mittel in %	7	-1	7	-1	9	2	8	1

Vergleich dynamischer Betrachtung mit statischer Betrachtung

In gängigen Auswertungen findet derzeit eine Bewertung der Konzepte mit Jahreswerten statt. Im Folgenden wird daher verglichen, welche Werte sich berechnen, wenn zum einen der Jahreswert mit einem konstanten Faktor verrechnet wird oder die zeitlich hochaufgelösten Daten mit variablen Faktoren verrechnet werden.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 7-4 zusammenfassend dargestellt. Es wird dabei ersichtlich, dass die beiden Verfahren bezüglich der primärenergetischen Bewertung sowohl für die MFH als auch die EFH relativ geringe Abweichungen von max. ±4 % ergeben. Für die Bewertung der CO₂ Emissionen sind die Abweichungen mit bis zu ca. -12 % im Zeitraum 2017/18 deutlich höher. Es zeigt sich zum einen, dass die Bewertung deutlich von wetterbedingten Randbedingungen abhängig ist (z. B. Einstrahlungsabhängigkeit der PV Anteile im Stromnetz) und das Berechnungsverfahren bzgl. den CO₂ Emissionen sensibler als bzgl. der Berechnung für den Primärenergieeinsatz reagiert.

Tabelle 7-4: Vergleich der Primärenergie sowie der CO₂ Emissionen für unterschiedliche Messzeiträume basierend auf den jährlich bezogenen elektrischen Energiemengen E_{Geb} unter Berechnung mit einem konstanten Faktor und unter Berechnung mit stündlich aufgelösten variablen Daten

	E_{Geb}	PE	CO ₂	PE	CO ₂	PE	CO ₂
		Faktor konstant		Faktor variabel		Abweichung	
		1.80	0.527				
	kWh	kWh	kg	kWh	kg		
FFM							
MZR 2016/17	73687	132637	38833	137966	38472	4.02%	-0.93%
MZR 2017/18	72287	130116	38095	125320	33359	-3.69%	-12.43%
KON							
MZR 2016/17	38752	69753	20422	72521	20405	3.97%	-0.09%
MZR 2017/18	45253	81455	23848	78440	20944	-3.70%	-12.18%
KAT							
MZR 2016/17	1132	2037	596	2115	587	3.83%	-1.51%
UMK							
MZR 2016/17	524	943	276	983	273	4.25%	-0.96%

7.3 Simulationsstudie

Im folgenden Kapitel werden die simulativ untersuchten Varianten anhand der in Kapitel 4 vorgestellten Bewertungsgrößen miteinander verglichen. In Tabelle 7-5 sind die Ergebnisse nochmals übersichtlich zusammengefasst.

Bei den Bewertungsgrößen handelt sich hierbei u. a. um die solaren Deckungsanteile, die CO₂-Emissionen sowie die Jahresgesamt- und Gestehungskosten. Zusätzlich werden der Primärenergiebedarf sowie die solaren Deckungsanteile an der Wärmebereitstellung und am Strombedarf untersucht und bewertet.

Die Auswertung erfolgt für zwei Annahmen: Zum einen, dass der nicht im Haus genutzte Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann (Gutschrift). Zum anderen, dass der solare Überschussstrom nicht in das Netz eingespeist und infolge dessen nicht genutzt wird (keine Gutschrift).

Die Eckdaten zu den untersuchten Ein- und Mehrfamilienhäusern und Kenngrößen für die Simulationen sind in Tabelle 7-5 zusammengestellt.

Tabelle 7-5: Eckdaten der Simulationsgebäude am Standort Potsdam

	KON	FFM	DOE	HNN	KAT	UMK
spez. Jahresheizenergiebedarf in kWh/(m ² a)	46	24	70	42	20	29
Temperaturniveau der Flächenheizung in °C	35 / 25	40 / 33	30 / 25	30 / 25	30 / 25	35 / 25
Verhältnis aktiver Solarfläche (Dach) zu Wohnfläche	0,09	0,05	0,22	0,23	0,42	0,43
Dachausrichtung	25° nach Süden ausgerichtet und um 65° gegen die Horizontale geneigt		Azimut 0°; Neigung 49° gegen die Horizontale	Azimut 0°; Neigung 38° gegen die Horizontale	Direkt nach Süden ausgerichtet und um 25° angestellt	45° nach Osten ausgerichtet und um 32° angestellt
Spezifisches Volumen des thermischen Speichers	100 l/m ² Aperturfl		150 l/m ² Aperturfl			

Im Zuge der Simulationsstudien wurde für die MFH auch eine EnEV-Variante betrachtet. Die EnEV-Variante repräsentiert den gemäß geforderten Maßnahmen und Anteilen an erneuerbare Energien zu erzielenden Deckungsanteil. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde die EnEV-Variante eingezeichnet (horizontale Linie). Mit dieser Linie wird kein Bezug auf die x-Achse genommen, vielmehr wird damit verdeutlicht, welcher solarthermische Deckungsanteil sich ergibt, wenn die Anforderungen der EnEV eingehalten werden bei Verwendung eines Heizstabes, eines Gasbrennwertgeräts oder einer Wärmepumpe. Bei der Wärmepumpe wird keine thermische Solaranlage benötigt, da die EnEV-Anforderungen bereits durch Nutzung der Umweltwärme eingehalten werden.

An dieser Stelle werden zur Verdeutlichung und Übersichtlichkeit der Ergebnisse jeweils die Auswertungen und Arbeitsdiagramme für ein Ein- und Mehrfamilienhaus aufgeführt. Alle erstellten

und zur Planung und Konzeptfindung aufgestellten Arbeitsdiagramme sind für die anderen vier Gebäude im Anhang G zusammengetragen.

Die Simulationsstudie zeigt, dass nicht ein Konzept das Beste ist, sondern vielmehr in Abhängigkeit der jeweiligen Bewertungsgröße unterschiedliche Varianten Vor- und Nachteile haben können. Des Weiteren steigt der gesamtsolare Deckungsanteil mit größeren Anteilen von Solarthermie, ein Mindestanteil von Photovoltaik sollte aber vorhanden sein, um zumindest anteilig den Haushaltstrom decken zu können. So können dann gesamtsolare Deckungsanteile von bis zu 40 % für die MFH und bis zu 60 % für das EFH erzielt werden.

Weiter zeigt sich, dass das Wärmepumpenkonzept ökologisch günstiger ist, das Konzept mit Gasbrennwertgerät ist ökonomisch am günstigsten. Mit einer gewissen Einschränkung bei der Anlagenvariante mit Heizstab, kann ein PV basiertes Konzept ökologisch und ökonomisch Vorteile bieten. Dabei ist der Einfluss eines ggf. installierten elektrischen Speichers zu beachten.

Mit einer gewissen Einschränkung bei der Anlagenvariante mit Heizstab, kann ein PV basiertes Konzept ökologisch und ökonomisch Vorteile bieten. Dabei ist der Einfluss eines ggf. installierten elektrischen Speichers zu beachten.

Der Einfluss der Netzeinspeisung von PV-Überschussstrom mit Vergrößerung der Solarthermieanlage sinkt, da weniger PV-Strom produziert und somit in das Netz eingespeist werden kann.

7.3.1 Solare Deckungsanteile

Gesamtsolarer Deckungsanteil

Wird der gesamtsolare Deckungsanteil der untersuchten Gebäude betrachtet, ergeben sich unterschiedlich große Deckungsanteile zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern. Was jedoch auffällt, ist die grundsätzliche Übereinstimmung des Verlaufs des Deckungsanteils bezogen auf die Aufteilung der solaraktiven Fläche zwischen PV und ST. Je größer die ST-Anlage dimensioniert wird, desto größer ist der gesamtsolare Deckungsanteil, mit einem Maximum bei einer Aufteilung von ST/PV zwischen 70/30 und 90/10. Dies gilt sowohl für MFH als auch für EFH wie auch für alle untersuchten Varianten der Zusatzwärmeerzeuger, jedoch ohne elektrischen Energiespeicher.

Gleichfalls steigt der gesamtsolare Deckungsanteil mit einer größer werdenden solaraktiven Fläche im Vergleich zur Wohnfläche.

Zur Verdeutlichung sind in den Abbildungen die gesamtsolaren Deckungsanteile des EFH UMK bzw. HNN sowie des MFH KON gegenübergestellt.

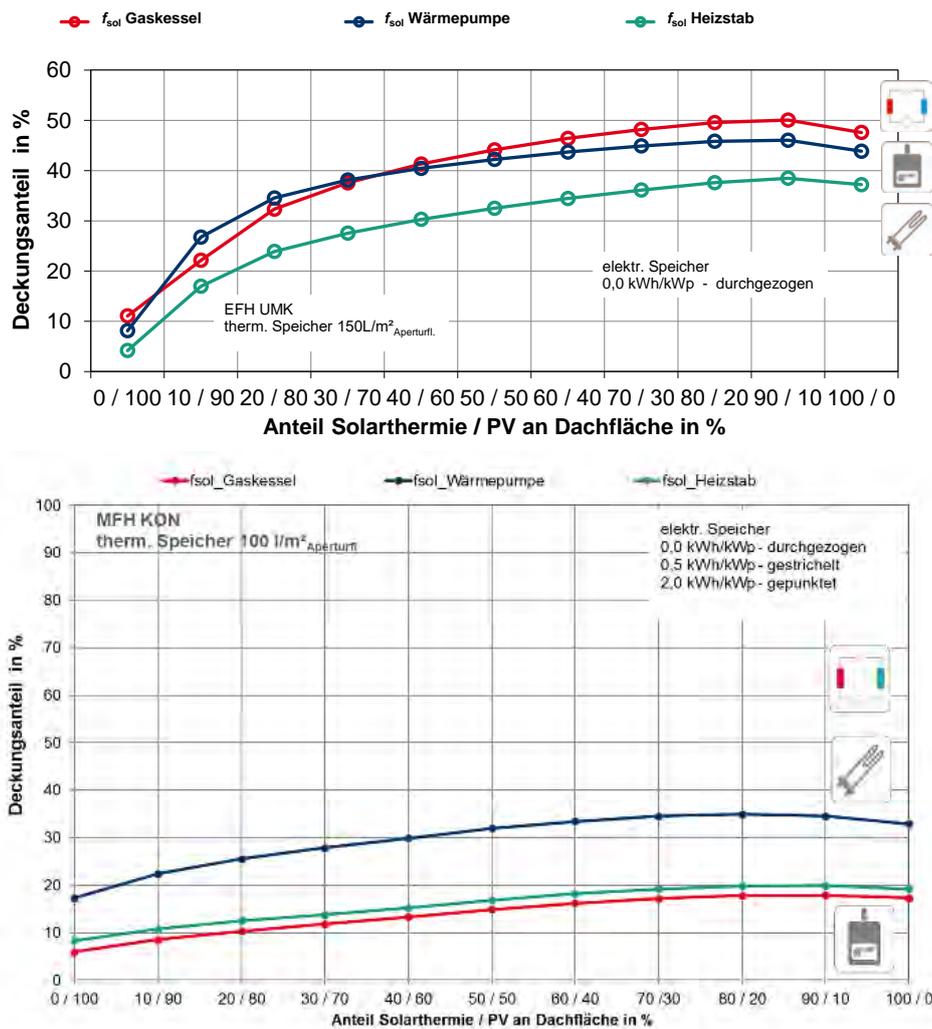


Abbildung 7-24: Vergleich der gesamtsolaren Deckungsanteile der EFH HNN und des MFH KON ohne elektrischem Energiespeicher

Auffällig ist jedoch, dass sich die Höhe der solaren Deckungsanteile der einzelnen Varianten unterscheiden und sich so eine andere Reihenfolge ergibt. So ist beim EFH die Variante mit dem Gasbrennwertgerät bei großen PV-Flächen die Variante mit dem geringsten, bei großen ST-Flächen hingegen die Variante mit dem höchsten gesamtsolaren Deckungsanteil, beim MFH ist dies über den gesamten Bereich der Flächenvariationen hingegen die Variante mit Wärmepumpe.

Im nächsten Schritt werden die Varianten um einen vergleichsweise großen elektrischen Energiespeicher von 2.0 kWh/kW_p erweitert und miteinander verglichen, Abbildung 7-25.

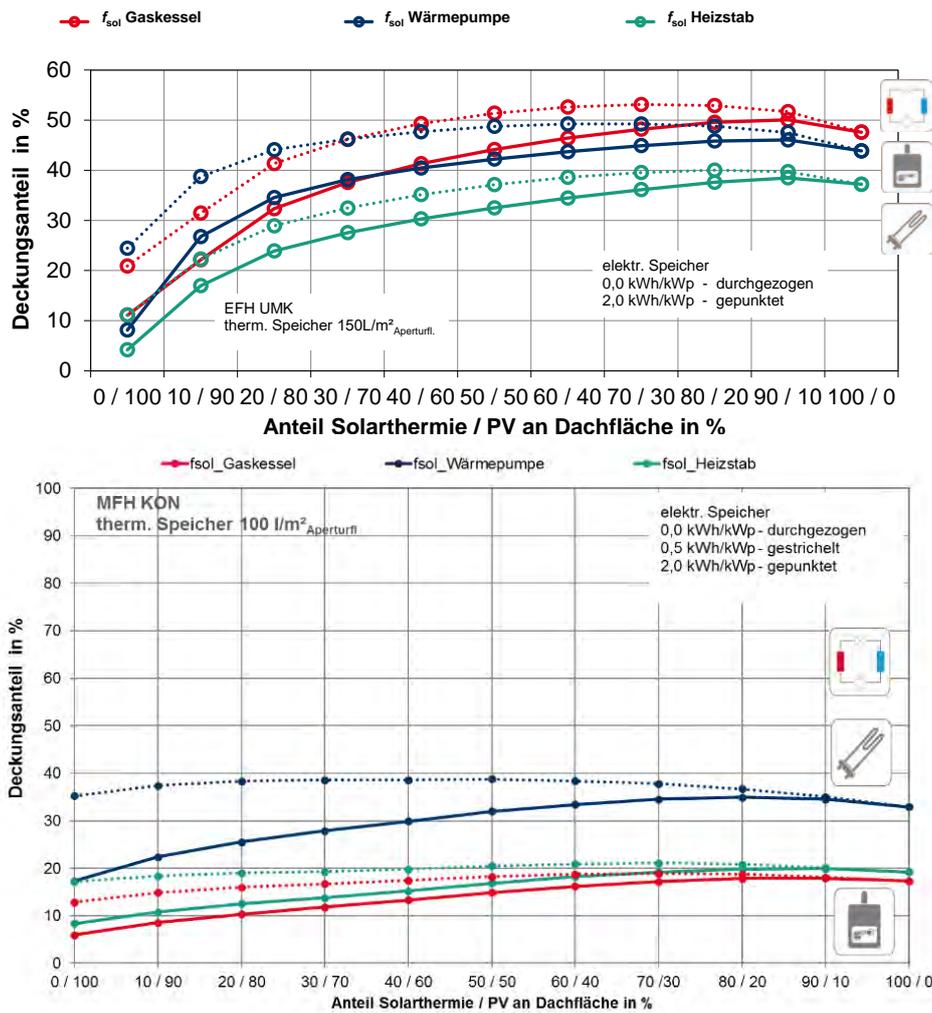


Abbildung 7-25: Vergleich der gesamtsonaren Deckungsanteile des EFH UMK und des MFH KON ohne und mit elektrischem Energiespeicher mit 2.0 kWh/kW_p

Der relativ große elektrische Energiespeicher trägt signifikant zur Erhöhung des gesamtsonaren Deckungsanteils bei, dies gilt vor allem für die Varianten mit stromorientierten Zusatzwärmeerzeuger. Vor allem das Wärmepumpenkonzept profitiert vom elektrischen Energiespeicher, sodass sich mit diesem Konzept im EHH fast ähnlich hohe gesamtsonare Deckungsanteile erreichen lassen wie für eine Gasbrennwertgerätkombination. Bei MFH reichen die Varianten mit den höchsten gesamtsonaren Deckungsanteilen von einem Verhältnis von ST/PV von etwa 20/80 bis zu 50/50.

Solarthermischer Deckungsanteil

Die solarthermischen Deckungsanteile der Varianten bei den EFH und den MFH liegen in der gleichen Reihenfolge vor. Jedoch liegen beim MFH die drei Varianten sehr eng beieinander, wohingegen die Varianten der EFH signifikante Unterschiede aufweisen, Abbildung 7-26.

Allgemein macht sich deutlich bemerkbar, dass die stromorientierten Zusatzwärmeerzeuger von der PV-Anlage profitieren und deshalb über der Variante mit Gasbrennwertgerät liegen. Mit kleiner werdender PV-Anlage reduziert sich dieser Vorteil der stromorientierten Konzepte. Da jedoch die ST diesen Effekt durch ihre größere Flächeneffizienz überkompensiert, steigt der solarthermische Deckungsanteil auf bis zu 70 % beim EFH und auf bis zu 30 % beim MFH.

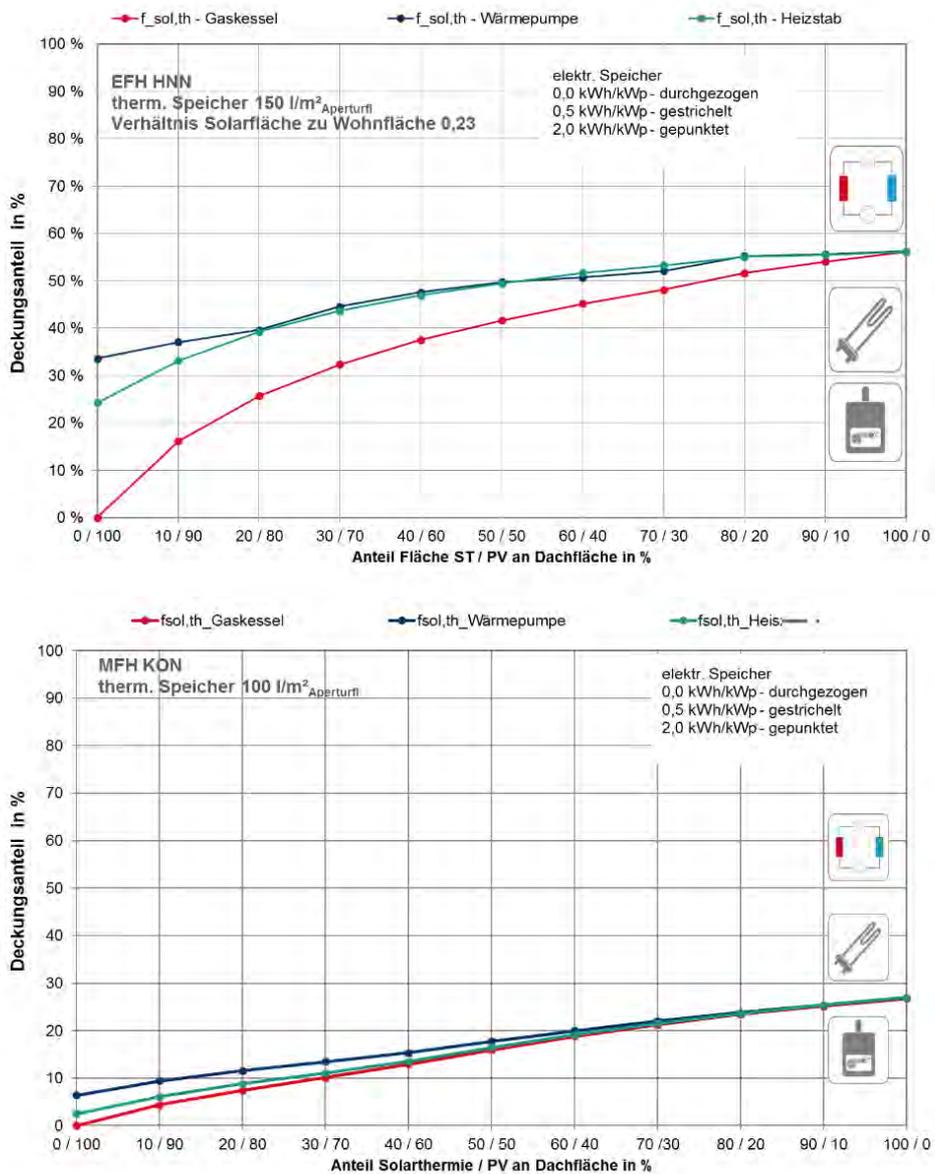


Abbildung 7-26: Vergleich der solarthermischen Deckungsanteile des EFH HNN und des MFH KON ohne elektrischem Energiespeicher

Wird der elektrische Energiespeicher integriert, können bei den EFH die Varianten mit Wärmepumpe und Heizstab bei großen PV-Anlagen deutlich den solarthermischen Deckungsanteil steigern, jedoch nicht höher als mit einer großen thermischen Solaranlage, siehe Abbildung 7-27. Bei den MFH ist dieser Unterschied jedoch bei weitem nicht so groß. Bei einer rein solarelektrischen Anlage können so für die EFH solarthermische Deckungsanteile von bis zu maximal 40 % erzielt, für die MFH maximal 15 % erreicht werden.

Ein Gasbrennwertgerät benötigt im Vergleich zu einer Wärmepumpe jedoch kaum elektrische Energie und bezieht somit auch keinen regenerativen Strom aus dem elektrischen Speicher. Im Fall eines Gasbrennwertgeräts wird deshalb praktisch kein für dessen Betrieb benötigter Strom durch die PV-Anlage geliefert.

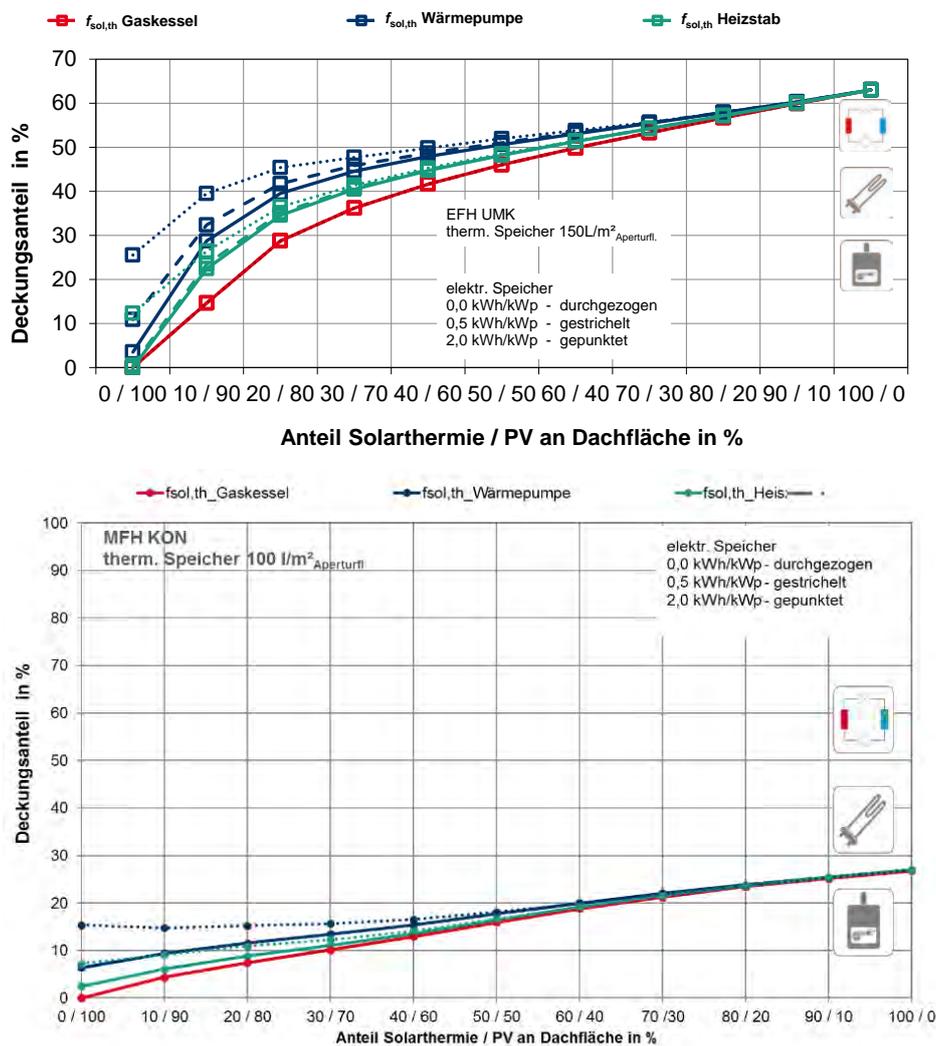


Abbildung 7-27: Vergleich der solarthermischen Deckungsanteile des EFH UMK und des MFH KON ohne und mit elektrischem Energiespeicher mit 2.0 kWh/kW_p

Solarelektrischer Deckungsanteil

Der solarelektrische Deckungsanteil verläuft bei den EFH und den MFH ähnlich. Da die Variante mit Gasbrennwertgerät nur marginal Strom für die Raumheizung benötigt, liegt deren solarelektrischer Deckungsanteil über denen der beiden anderen Varianten. Mit kleiner werdender PV-Fläche sinkt auch der solarelektrische Deckungsanteil, Abbildung 7-28. Je nach Konzept können bei den MFH 10 – 30 % des gesamten elektrischen Energiebedarfs über die PV-Anlage gedeckt werden, bei den EFH beläuft sich der Deckungsanteil auf 20 – 60 %.

Die Einbindung eines elektrischen Energiespeichers steigert in erheblichem Maße den solarelektrischen Deckungsanteil. Bei der Variante ohne ST-Anlage kann der Deckungsanteil von etwa 30 % sowohl bei den EFH wie auch bei den MFH verdoppelt werden. Mit kleiner werdender PV-Fläche reduziert sich dieser Effekt.

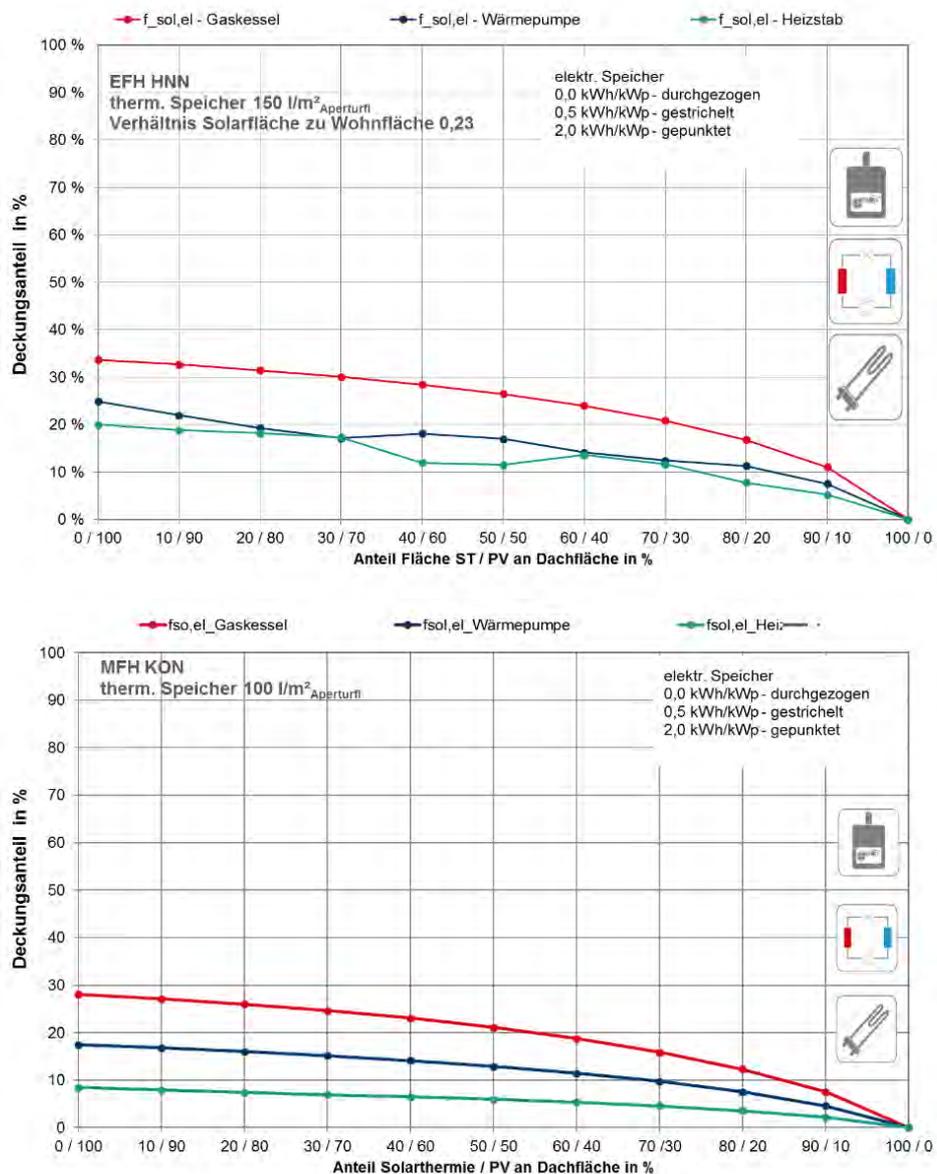


Abbildung 7-28: Vergleich der solarelektrischen Deckungsanteile des EFH HNN und des MFH KON ohne elektrischem Energiespeicher

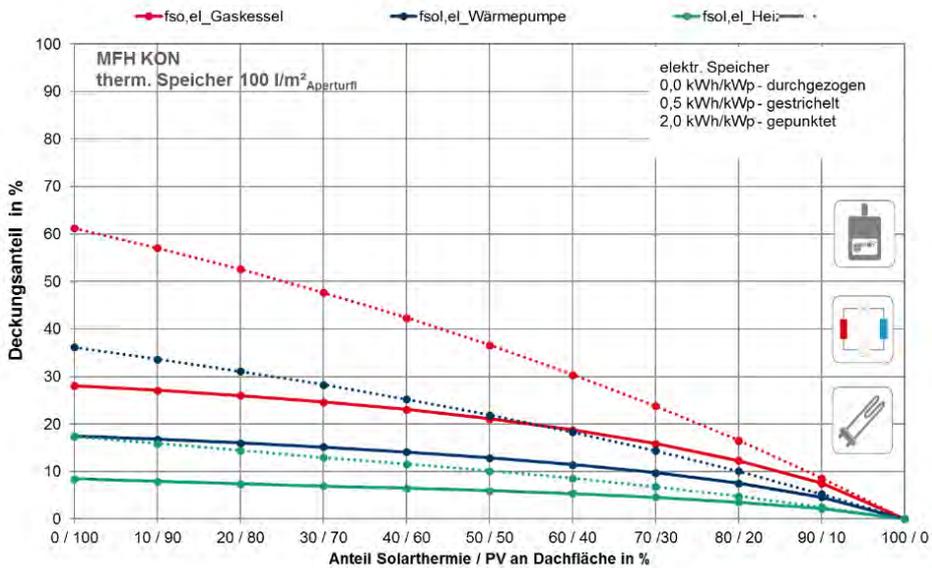
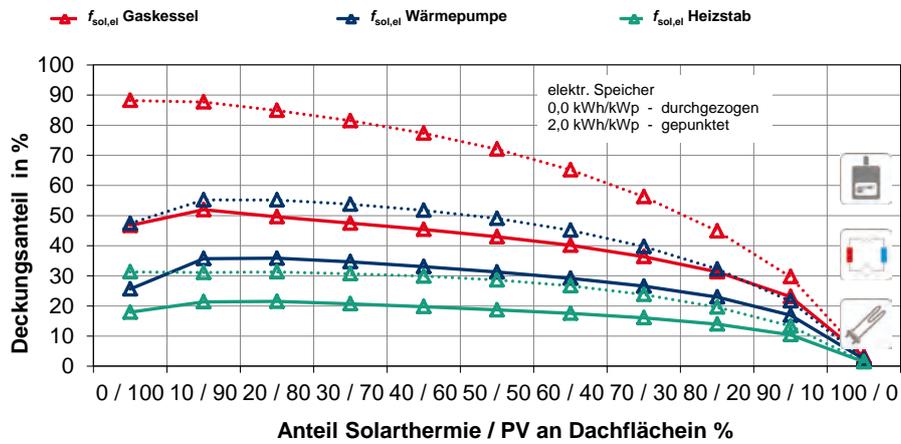


Abbildung 7-29: Vergleich der solarelektrischen Deckungsanteile des EFH UMK und des MFH KON ohne und mit elektrischem Energiespeicher mit 2.0 kWh/kW_p

7.3.2 CO₂ Emissionen

In Bezug auf das globale Erwärmungspotenzial, ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten, lässt sich eine vergleichsweise geringe Abhängigkeit von der Konfiguration der solaraktiven Fläche feststellen. Sowohl beim MFH wie beim EFH liegen die CO₂-Emissionen über die Dachflächenvariationen relativ ähnlich. Beim EFH gibt es ein etwas stärker ausgeprägtes Minimum im Verhältnis von ST/PV von 50/50 (Heizstab), bzw. von 40/60 bis 80/20 (Gasbrennwertgerät und Wärmepumpe). Die Wärmepumpenvariante zeigt jedoch bei einer ausschließlichen Belegung der Dachfläche mit PV ein absolutes Minimum für die Varianten mit elektrischem Energiespeicher. Für das MFH liegen die geringsten CO₂-Emissionen im Bereich des Verhältnisses ST/PV von 70/30. Grundsätzlich liegt aber für beide Gebäudetypen die Variante mit Heizstab deutlich über der mit Gasbrennwertgerät und der mit Wärmepumpe als Zusatzwärmeerzeuger.

Ohne Einspeisevergütung wirkt sich ein elektrischer Energiespeicher positiv auf die CO₂-Emissionen aus, da gespeicherter PV-Strom auch in den Nachtstunden zur Verfügung steht und somit weniger elektrische Energie aus dem Netz bezogen werden muss.

Grundsätzlich beeinflusst jedoch ein elektrischer Energiespeicher nur in Verbindung mit größeren PV-Flächenanteilen die CO₂-Bilanz. Mit Reduktion der PV-Fläche reduziert sich auch die absolute Kapazität des elektrischen Energiespeichers. Im Fall mit Gutschrift erhöhen sich die CO₂-Emissionen, da die Herstellung dann einen größeren Einfluss auf die Stromspeisung hat.

Abschließend zeigte sich, dass die CO₂-Emissionen bei allen Varianten in einer ganzheitlichen Betrachtung über den Lebenszyklus zu mehr als 80 % (abhängig von der Variante) während des Betriebs der Anlagen erzeugt werden. – Die Herstellung und das Recycling der Anlagenkomponenten nehmen bei allen Varianten den geringsten Anteil ein.

Werden nun Gutschriften für den eingespeisten Strom berücksichtigt, verschieben sich die Minima deutlich in Richtung großer PV-Anlagen. Die wenigsten CO₂-Emissionen sind bei einem Verhältnis von 0/100 bis 10/90 zu erwarten. Dieses Verhalten bestätigt sich beim MFH, wobei hier der Einfluss des elektrischen Energiespeichers weniger stark ausgeprägt ist.

Interessant ist die Tatsache, dass bei Berücksichtigung von CO₂-Gutschriften für den eingespeisten Strom sich ein elektrischer Energiespeicher auf die CO₂-Emissionen negativ auswirkt. Die produzierten CO₂-Emissionen während der Herstellung können während des Betriebs nicht mehr ausgeglichen werden, da weniger Strom zur Einspeisung zur Verfügung steht. Dies gilt jedoch nur so lange, wie der Strommix im deutschen Stromnetz die derzeitigen hohen CO₂-Emissionen erzeugt.

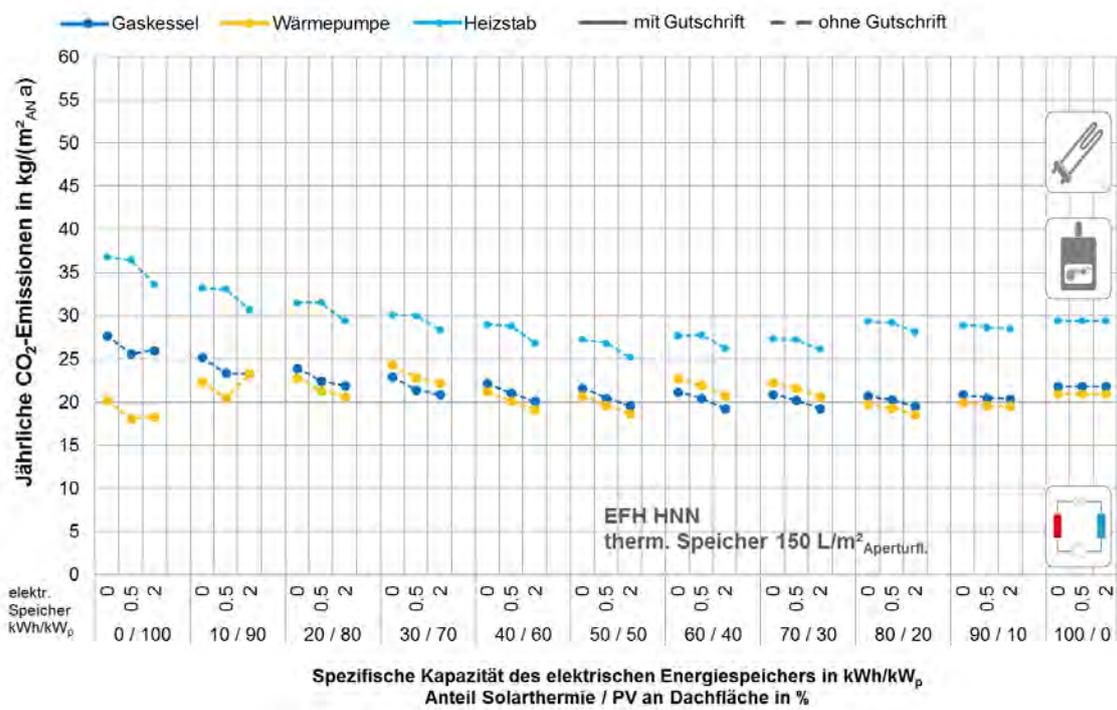
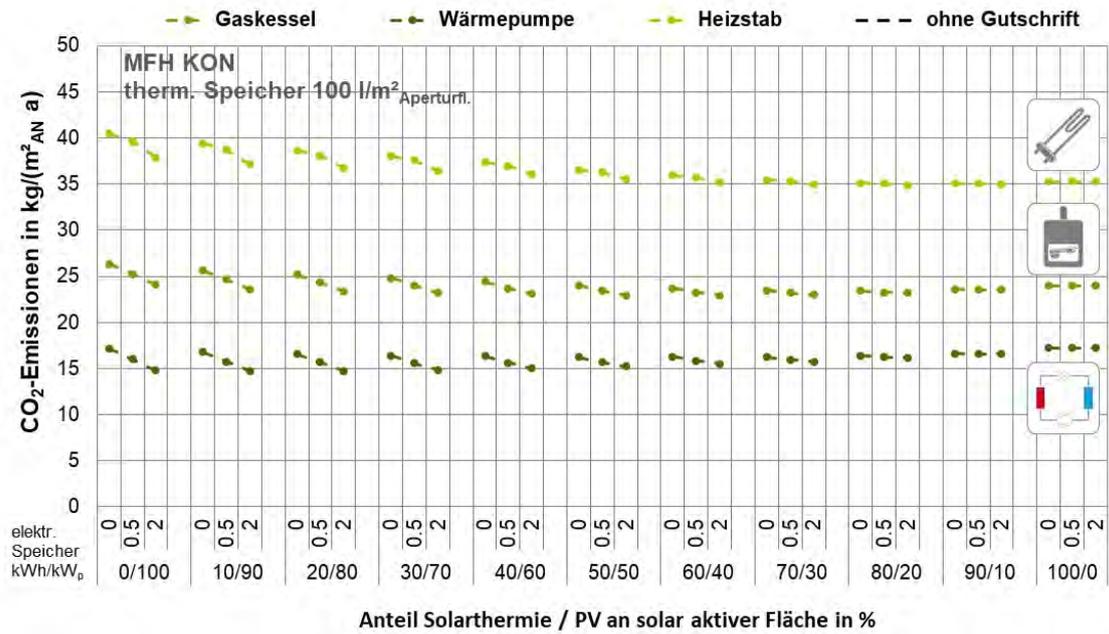


Abbildung 7-30: Vergleich der CO₂-Emissionen des EFH HNN und des MFH KON ohne Gutschrift für eingespeisten Strom

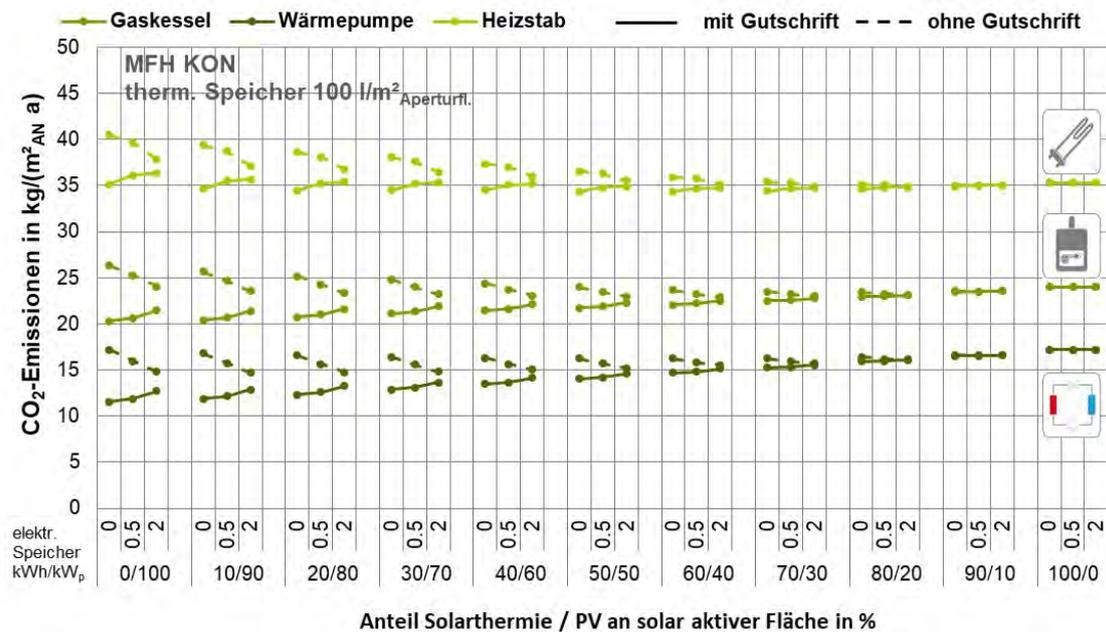
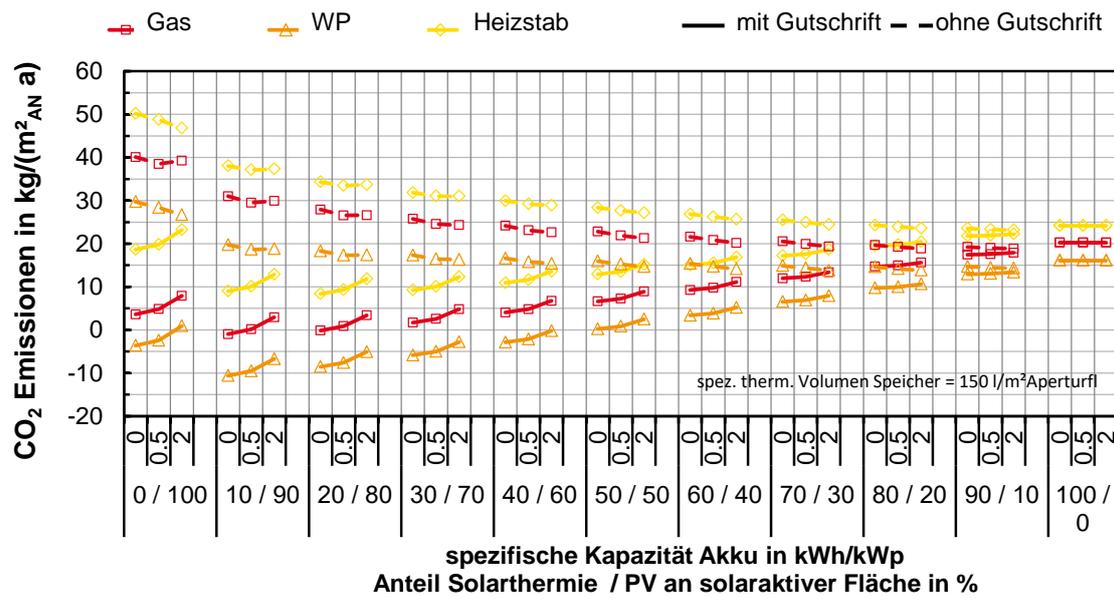


Abbildung 7-31: Vergleich der CO₂-Emissionen des EFH UMK und des MFH KON ohne und mit Gutschrift für eingespeisten Strom

7.3.3 Primärenergiebedarf

Der Primärenergiebedarf verhält sich analog zu den CO₂-Emissionen. Werden keine Gutschriften für den eingespeisten Strom berücksichtigt, so liegt das Minimum für die Varianten Heizstab und Gasbrennwertgerät beim Verhältnis ST/PV im Bereich zwischen 50/50 und 80/20. Nur für die Wärmepumpe ist dieses Minimum deutlich breiter zwischen 30/70 und 70/30 ausgeprägt.

Unter Berücksichtigung eines elektrischen Energiespeichers wird das Minimum wiederum bei der Wärmepumpenvariante deutlich flacher. Grundsätzlich lässt sich jedoch feststellen, dass die mit PV dominierten Anlagen deutlicher das Klima im Lebenszyklus belasten, als dies bei den solarthermisch dominierten Systemen der Fall ist.

Wird für den eingespeisten Strom eine Gutschrift berücksichtigt, ändern sich bei allen Varianten die Primärenergiebedarfe signifikant, beim EFH werden diese sogar für das Wärmepumpenkonzept mit großen PV-Anlagen (100 % bzw. 90 % der solaraktiven Fläche belegt mit PV) negativ. Allerdings liegt dies am Rechenverfahren bzw. den verwendeten Primärenergiefaktoren für Strom. Diese liegen gemäß EnEV 2013 für aus dem Netz bezogenen Strom bei 1,8, für ins Netz eingespeisten Strom bei 2,8.

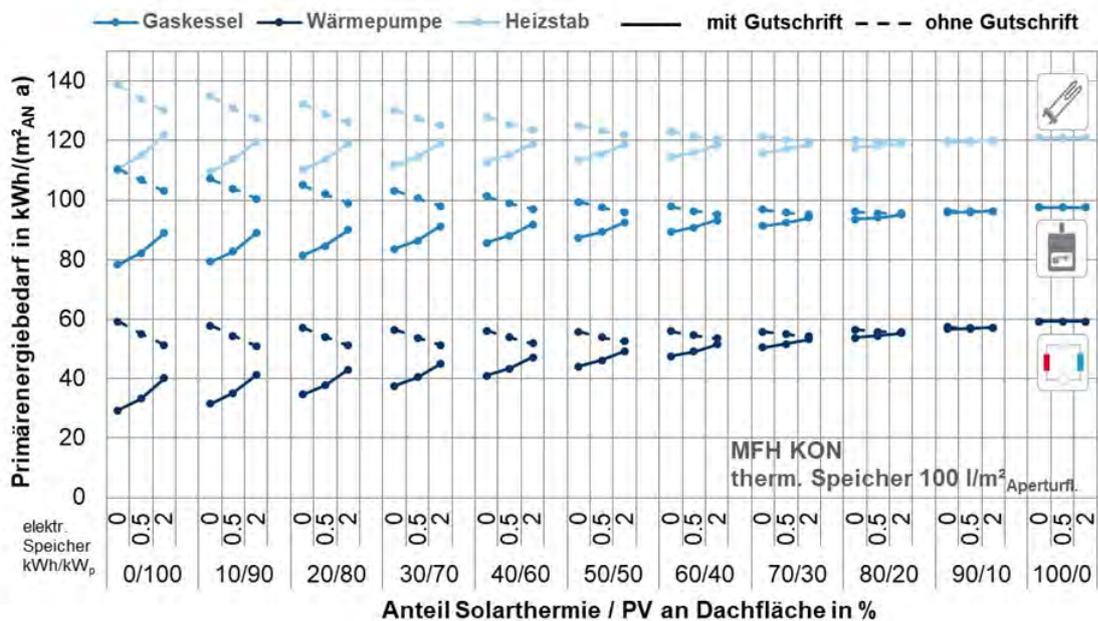
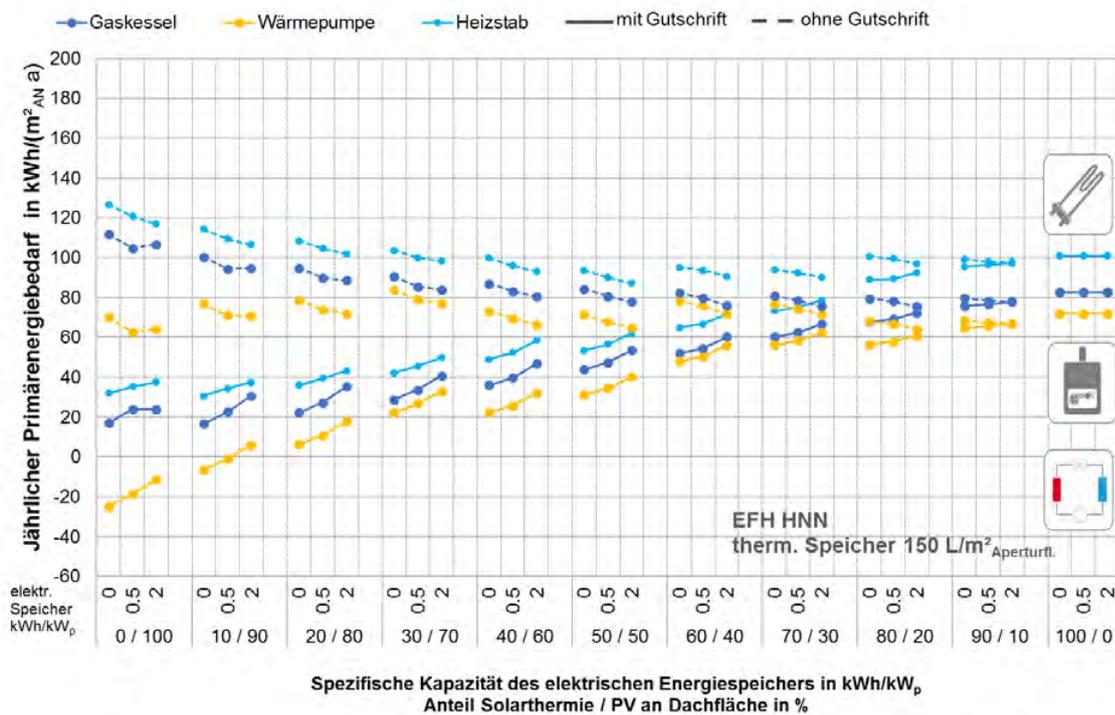


Abbildung 7-32: Vergleich des Primärenergiebedarfs des EFH HNN und des MFH KON ohne und mit Gutschrift für eingespeisten Strom

7.3.4 Jahresgesamt- sowie Strom- und Wärmegestehungskosten

Die Untersuchung der Jahresgesamtkosten zeigen, dass diese signifikant vom Einsatz eines elektrischen Energiespeichers abhängen. Mit größer dimensionierten elektrischen Energiespeichern steigen diese deutlich an. Jedoch ist eine Einbindung in ein solarbasiertes Energieversorgungskonzept derzeit nicht wirtschaftlich. – In Abhängigkeit der Speichergröße steigen die Jahresgesamtkosten deutlich an. Mehrkosten von bis zu 4 €/m²_{AN} sind bei den MFH und bis zu 15 €/m²_{AN} bei den EFH zu erwarten.

Weiter steigen die spezifischen Jahresgesamtkosten an, je größer der Anteil an Solarthermie wird. – Der Grund dafür ist u. a., dass die Größe des Zusatzwärmeerzeugers im Allgemeinen nicht verändert wird, das Gerät aber bei steigendem Anteil von Solarthermie weniger in Betrieb ist. Weiterhin wird die installierte solarthermische Kollektorfläche weniger stark genutzt – es stellt sich ein geringerer flächenspezifischer Ertrag ein. Dennoch liegen die Jahresgesamtkosten für eine solarthermisch orientierte Variante ähnlich hoch wie die einer PV dominierten Variante mit einer Wärmepumpe und einem elektrischen Energiespeicher.

Bzgl. der spezifischen Jahresgesamtkosten lässt sich feststellen, dass diese bei der Variante mit Gasbrennwertgerät am geringsten sind. Die verbrauchsgebundenen Kosten sind für den Betrieb von Anlagen mit Gas deutlich niedriger als der Strombezug für eine Wärmepumpe.

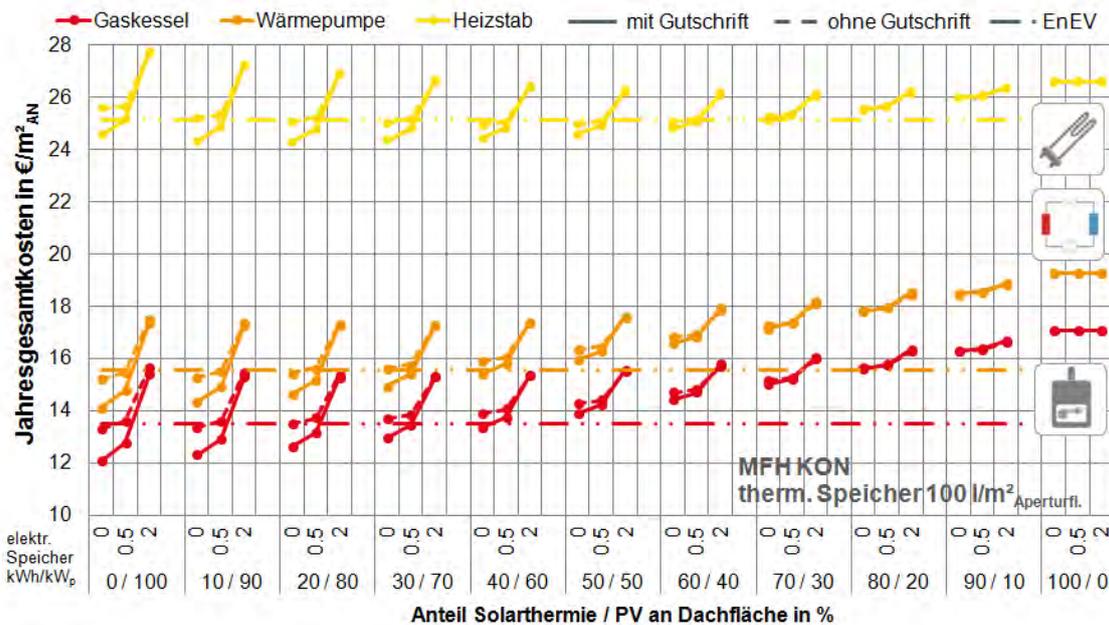


Abbildung 7-33: MFH KON: spez. Jahresgesamtkosten in Abhängigkeit der Konzeptvariante

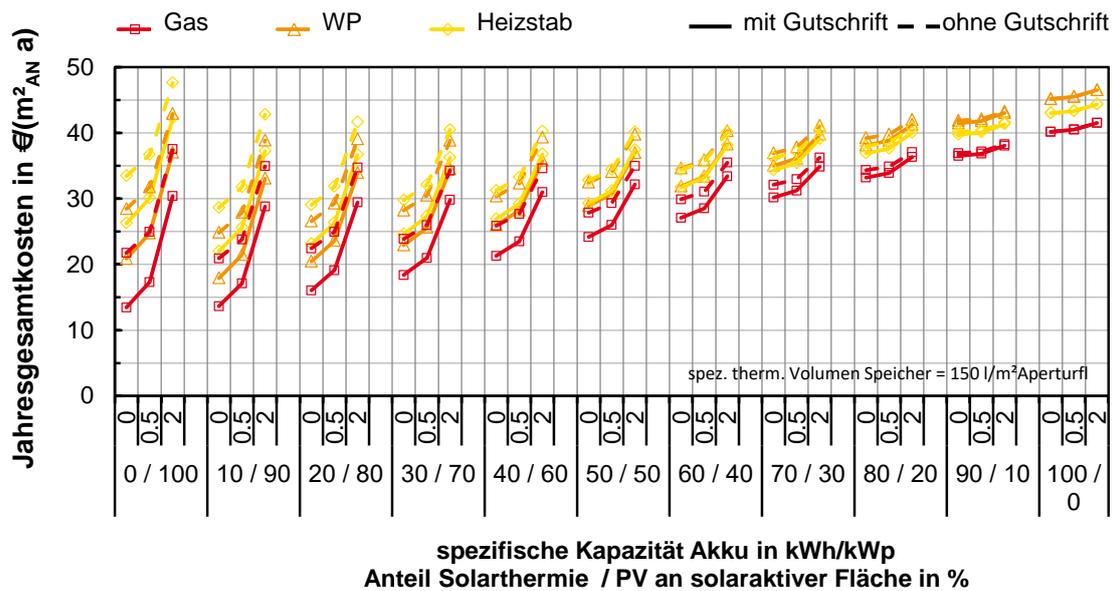


Abbildung 7-34: EFH UMK: spez. Jahresgesamtkosten in Abhängigkeit der Konzeptvariante

Wärmegestehungskosten

Auf die Gutschriften haben sowohl die Einspeisevergütung wie auch der elektrische Speicher nur einen marginalen bis keinen Einfluss auf die Wärmegestehungskosten.

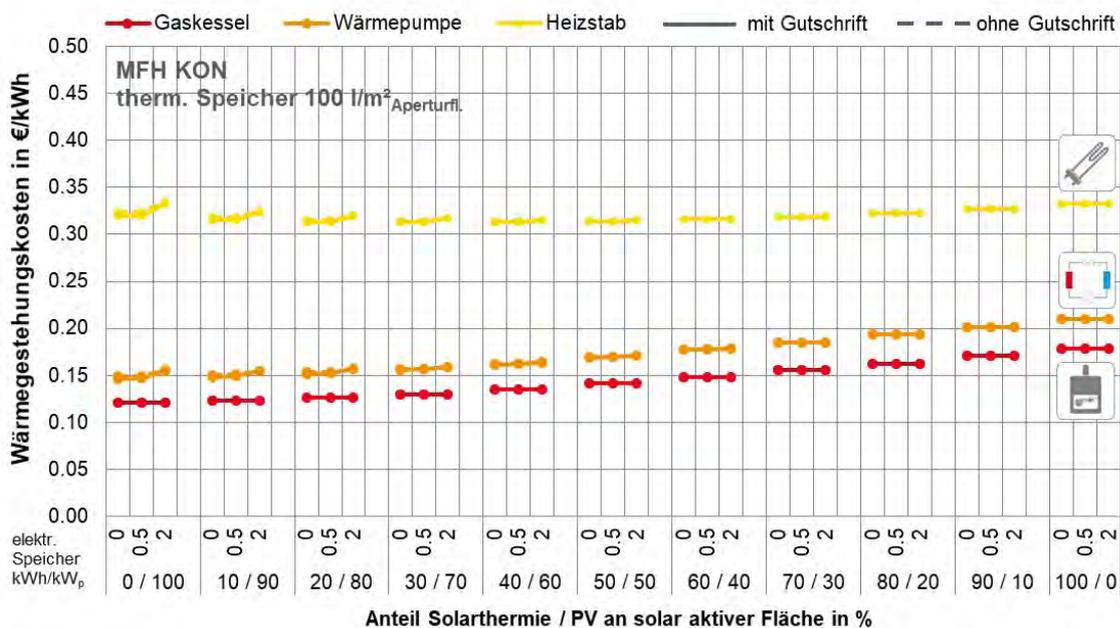


Abbildung 7-35: MFH KON: Gestehungskosten Wärme in Abhängigkeit der Konzeptvariante

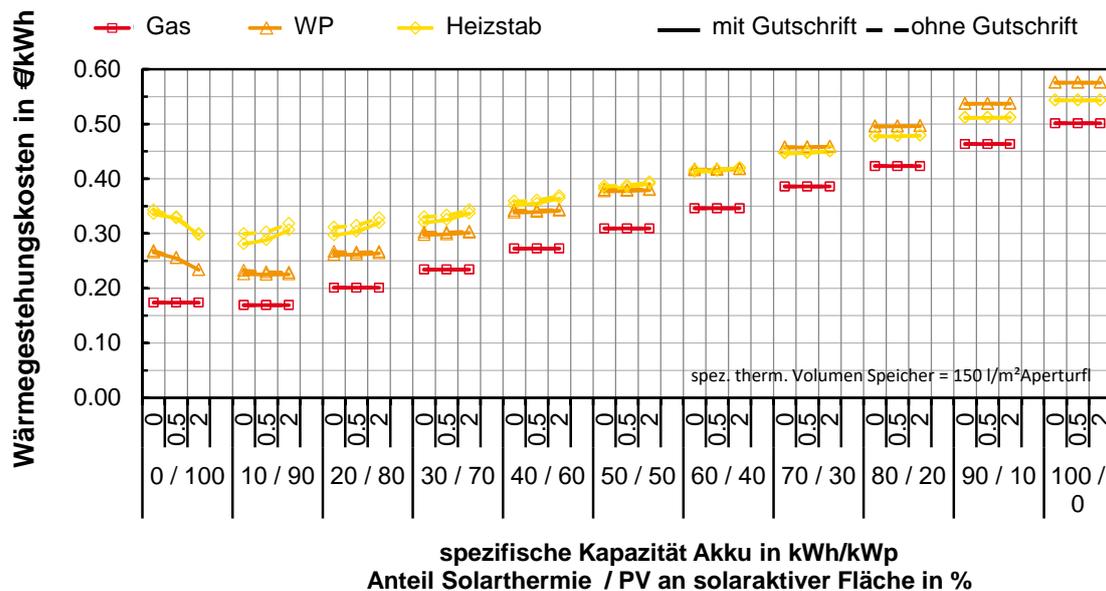


Abbildung 7-36: EFH UMK: Gestehungskosten Wärme in Abhängigkeit der Konzeptvariante

Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten reduzieren sich vom Gasbrennwertgerät über die Wärmepumpe hin zum Heizstab aufgrund der größeren Strombedarfe reduziert. Das Konzept mit Heizstab hat die geringsten Stromgestehungskosten. Im Vergleich dazu verbraucht das Konzept mit einem Gasbrennwertgerät deutlich weniger Strom. Die Investitionskosten für die PV-Anlage sind jedoch identisch.

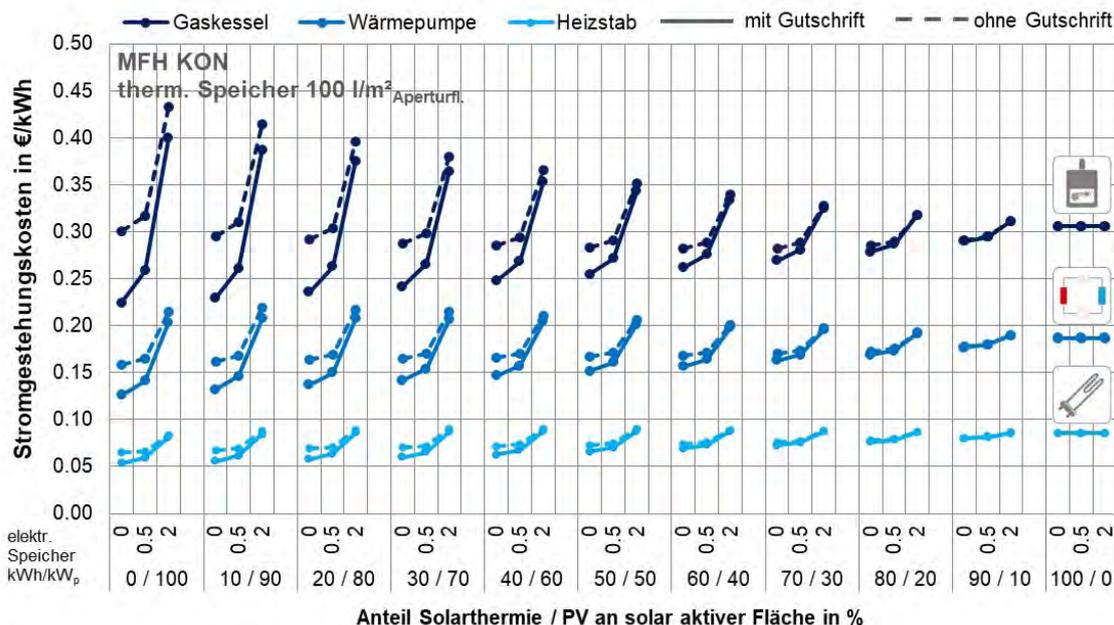


Abbildung 7-37: MFH KON: Gestehungskosten Strom in Abhängigkeit der Konzeptvariante

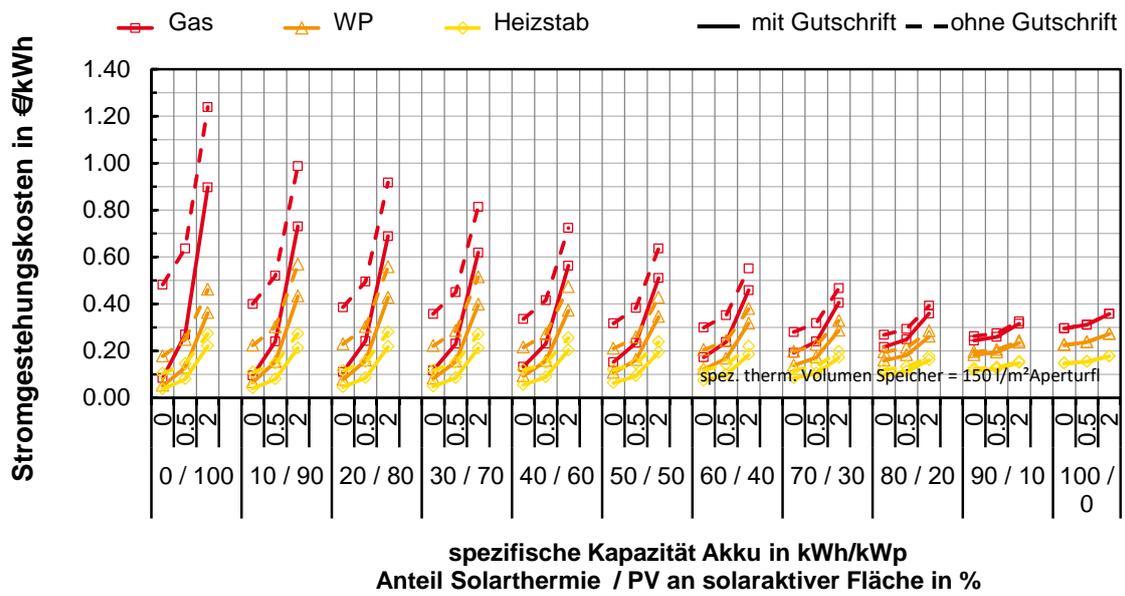


Abbildung 7-38: EFH UMK: Gestehungskosten Strom in Abhängigkeit der Konzeptvariante

7.3.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Je nach Schwerpunkt führt die Auswertung der Simulationsstudie zu unterschiedlichen Ergebnissen und Auslegungen der Anlagentechnik. So ergeben sich neben der Aufteilung der Flächen für Solarthermie und Photovoltaik auch unterschiedliche Volumina und Kapazitäten für die thermischen bzw. elektrischen Energiespeicher.

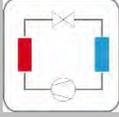
Tabelle 7-6 listet günstige Konzepte je Bewertungskriterium auf und fasst die Ergebnisse und ihre Spannweite zusammen.

Tabelle 7-6: Günstige Konzepte für die im Projekt untersuchten Ein- und Mehrfamilienhäuser unter Berücksichtigung einer Gutschrift für die Einspeisevergütung von PV-Strom (ST Solarthermie; PV Photovoltaik)

Bewertungskriterium	Konzeptlösung für die untersuchten	
	MFH	EFH
 gesamtsolar	Wärmepumpe mit elektrischem Speicher 2,0 kWh/kWp ST/PV-Aufteilung: 30/70 bis 70/30	Gasbrennwertgerät mit elektrischem Speicher 2,0 kWh/kWp ST/PV-Aufteilung: 80/20
 thermisch	Alle Varianten ohne elektrischen Speicher ST/PV-Aufteilung: 100 % ST	
 elektrisch	Gasbrennwertgerät mit elektrischem Speicher 2,0 kWh/kWp ST/PV-Aufteilung: 100 % PV	
 Betrieb Mit Gutschrift PV Einspeisung	Wärmepumpe ohne elektrischen Speicher ST/PV-Aufteilung: 100 % PV	Wärmepumpe ohne elektrischem Speicher ST/PV-Aufteilung: 10 % PV / 90 % ST
 Betrieb Ohne Gutschrift PV Einspeisung	Wärmepumpe ohne elektrischem Speicher ST/PV-Aufteilung: 100 % ST	
 Lebenszyklus	Wärmepumpe ohne elektrischem Speicher ST/PV-Aufteilung: 100 % PV	
 Betrieb Mit Gutschrift PV Einspeisung	Wärmepumpe ohne elektrischem Speicher ST/PV-Aufteilung: 100 % PV	Wärmepumpe ohne elektrischem Speicher ST/PV-Aufteilung: 10 % PV / 90 % ST
 Betrieb ohne Gutschrift PV Einspeisung	Wärmepumpe ohne elektrischem Speicher ST/PV-Aufteilung: 100 % ST	
 Lebenszyklus	Wärmepumpe ohne elektrischem Speicher ST/PV-Aufteilung: 100 % PV	

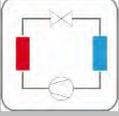
Bewertungskriterium	Konzeptlösung für die untersuchten	
	MFH	EFH
 Jahresgesamtkosten	Gasbrennwertgerät ohne elektrischem Speicher ST/PV-Aufteilung: 100 % PV	
 Gestehungskosten	Wärme: Gasbrennwertgerät ohne elektrischem Speicher ST/PV-Aufteilung: 100 % PV Strom: Heizstab ohne elektrischem Speicher ST/PV-Aufteilung: 100 % PV	

Tabelle 7-7: Ergebnisse der Simulationsstudie für die Bewertungsgrößen der im Projekt untersuchten Gebäude (abhängig von der Gebäudekubatur, Aufteilung Solarthermie/Photovoltaik und der elektrischen Speicherkapazität)

Bewertungskriterium						
	MFH	EFH	MFH	EFH	MFH	EFH
 gesamtsolar	5 – 18 (20) %	10 – 58 (63) %	15 – 35 (39) %	5 – 53 (58) %	8 – 20 (21) %	5 – 45 (48) %
 thermisch	0 – 30 %	0 – 65 %	7 – 30 %	15 – 65 %	3 – 30 %	5 – 65 %
 elektrisch	0 – 28 (61) %	0 – 58 (98) %	0 – 18 (36) %	0 – 40 (60) %	0 – 8 (17) %	0 – 20 (35) %
 über den Lebenszyklus mit Gutschrift	19 – 25 kg/(m ² _{AN} a)	-10 – 23 kg/(m ² _{AN} a)	10 – 17 kg/(m ² _{AN} a)	-20 – 21 kg/(m ² _{AN} a)	24 – 35 kg/(m ² _{AN} a)	-5 – 30 kg/(m ² _{AN} a)
 über den Lebenszyklus ohne Gutschrift	17 – 25 kg/(m ² _{AN} a)	10 – 40 kg/(m ² _{AN} a)	12 – 16 kg/(m ² _{AN} a)	8 – 30 kg/(m ² _{AN} a)	24 – 39 kg/(m ² _{AN} a)	14 – 50 kg/(m ² _{AN} a)
 über den Lebenszyklus mit Gutschrift	60 – 95 kWh/(m ² _{AN} a)	-70 – 100 kWh/(m ² _{AN} a)	25 – 55 kWh/(m ² _{AN} a)	-130 – 90 kWh/(m ² _{AN} a)	80 – 120 kWh/(m ² _{AN} a)	-70 – 125 kWh/(m ² _{AN} a)
 über den Lebenszyklus ohne Gutschrift	70 - 105 kWh/(m ² _{AN} a)	50 – 170 kWh/(m ² _{AN} a)	40 – 60 kWh/(m ² _{AN} a)	30 - 100 kWh/(m ² _{AN} a)	80 – 135 kWh/(m ² _{AN} a)	50 – 180 kWh/(m ² _{AN} a)

Werte in Klammern für Variante mit elektrischem Energiespeicher mit 2,0 kWh/kW_p

Tabelle 7-8: Ergebnisse der Simulationsstudie für die Bewertungsgrößen für die im Projekt untersuchten Gebäude (abhängig von der Gebäudekubatur, Aufteilung Solarthermie/Photovoltaik und der elektrischen Speicherkapazität), fortgesetzt

Bewertungskriterium						
	MFH	EFH	MFH	EFH	MFH	EFH
€ Jahresgesamtkosten mit Gutschrift	8,50 – 17,00 €/m ² _{AN} a)	5,00 – 40,00 €/m ² _{AN} a)	9,50 – 19,50 €/m ² _{AN} a)	10,00 – 45,00 €/m ² _{AN} a)	16,00 – 28,00 €/m ² _{AN} a)	15,00 – 45,00 €/m ² _{AN} a)
€ Jahresgesamtkosten ohne Gutschrift	9,00 – 17,00 €/m ² _{AN} a)	15,00 – 40,00 €/m ² _{AN} a)	10,00 – 19,50 €/m ² _{AN} a)	15,00 – 45,00 €/m ² _{AN} a)	16,50 – 27,00 €/m ² _{AN} a)	25,00 – 50,00 €/m ² _{AN} a)
€ Gestehungskosten	Wärme: 0,11 – 0,18 €/kWh _{th} Strom: 0,22 – 0,43 €/kWh _{el}	Wärme: 0,11 – 0,55 €/kWh _{th} Strom: 0,10 – 2,60 €/kWh _{el}	Wärme: 0,13 – 0,21 €/kWh _{th} Strom: 0,13 – 0,23 €/kWh _{el}	Wärme: 0,15 – 0,60 €/kWh _{th} Strom: -0,02 – 0,90 €/kWh _{el}	Wärme: 0,31 – 0,33 €/kWh _{th} Strom: 0,05 – 0,13 €/kWh _{el}	Wärme: 0,28 – 0,65 €/kWh _{th} Strom: 0,05 – 0,55 €/kWh _{el}

7.4 Soziologische Betrachtung und Umfrage

Der folgende Abschnitt stellt eine Zusammenfassung der Berichte zur soziologischen Untersuchung, durchgeführt vom Institut für Psychologie, Lehrstuhl für Arbeits-, Organisations- und Sozialpsychologie, der Technische Universität Braunschweig und von 4A-SIDE GmbH, Prof. Dr. Kauffeld & Lorenzo dar. Die detaillierten Berichte sind diesem Bericht als Anlage beigefügt.

Soziodemographische und psychologische Indikatoren zur Steigerung der Nutzung und Investitionsbereitschaft in Solarenergie

Das Ziel des ersten Bearbeitungsteils (siehe „Bericht – Identifikation der relevanten psychologischen Faktoren zur Steigerung der Akzeptanz und Nutzung von Solarenergie“) ist die Identifikation von objektiven und subjektiven Faktoren, die für die Nutzerakzeptanz, Investitionsintention und Kaufentscheidung von solarbasierten Energieversorgungsanlagen entscheidend sind. Die Bearbeitung basiert auf bestehende Theorien und Forschungsergebnissen auf dem Gebiet der Solarenergie und deren Anwendung. In der zweiten Phase wird anschließend eine Auswahl der identifizierten Faktoren durch eine Passantenbefragung in vier deutschen Städten (Braunschweig, Soest, Stuttgart und Freiburg) empirisch auf ihre Zusammenhänge zur Nutzung und Investition in Solarenergie überprüft (siehe „Ergebnisbericht - Soziodemographische und psychologische Indikatoren zur Steigerung der Nutzung und Investitionsbereitschaft von Solarenergie: Ergebnisse einer empirischen Studie“). Im Rahmen der ersten Recherche fand eine Unterteilung in relevante objektive und subjektive Faktoren statt. Zu den *objektiven Faktoren* zählen

- Vorgaben der Politik,
- ökonomische Anreize,
- technische Faktoren und
- demographische Daten (Alter, Geschlecht, Einkommen und Bildung).

Die objektiven Faktoren stellen Rahmenbedingungen dar und bieten (politischen) Entscheidungsträger/innen einen direkten Ansatz, Einfluss auf das Nutzerverhalten zu nehmen. Dies umfasst bspw. die Bereitstellung von Informationen über Solarenergie oder staatliche Förderungen. Basierend auf bisherigen Forschungsergebnissen kann angenommen werden, dass soziodemographische Daten die Nutzung und Investitionsbereitschaft in Solaranlagen vorhersagen.

Daran anschließend wird aufgezeigt, wie individuelle Charakteristika (z. B. Wahrnehmung und soziales Umfeld) die Akzeptanz und die Investitionsbereitschaft in Solarenergie beeinflussen. Auf der Basis unterschiedlicher theoretischer Ansätze wurden subjektive Indikatoren abgeleitet. Dazu zählen

- wahrgenommene Vorteile von Solarenergie,
- Technikaffinität,
- wahrgenommene Systemqualität,
- subjektive Normen,
- Umweltbewusstsein und
- der regulatorische Fokus (siehe Tabelle 4-5 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Die bestehende Empirie zu den einzelnen Indikatoren ist teilweise unzureichend oder widersprüchlich, was beides für eine weitere Prüfung dieser Indikatoren spricht.

Es wird darauf hingewiesen, dass die objektiven und subjektiven Faktoren interagieren bzw. schwer voneinander abzugrenzen sind. Als Schlussfolgerung aus der Analyse der gesichteten Literatur zeigt sich, dass die zuvor identifizierten Indikatoren anhand eines Fragebogens zu überprüfen sind. Diese Datenerhebung dient der Verifizierung, ob die Indikatoren, wie sie in der bisherigen Forschung definiert sind, auch auf den spezifischen Kontext des Forschungsprojektes „SolSys“ übertragen werden können.

Vorhandenen theoretisch fundierte Instrumente zur Messung der identifizierten objektiven und subjektiven Indikatoren wurden zusammengetragen und ein Fragebogen mit diesen Instrumenten erstellt.

Bei der Erstellung des Fragebogens wurde darauf geachtet, diesen auf die Fragestellungen des Projektes „SolSys“ anzupassen und möglichst sowohl objektive als auch subjektive Indikatoren abzufragen.

Die Skalen des Fragebogens wurden an allgemein gültigen Skalen von Fragebögen angelehnt. Neben einer rein deskriptiven Befragung, wurde die Fragebogenerhebung auch zur experimentellen Überprüfung der adressatengerechten Ansprache genutzt. Beispielweise können den Teilnehmenden bestimmte Botschaftsformulierungen (auch Framing genannt) vorgelegt werden die es ermöglichen zu überprüfen, ob bestimmte Personen in Abhängigkeit individueller Merkmale (z. B. in Bezug auf einen regulatorischen Fokus) unterschiedlich auf diese Botschaften reagieren. (siehe Tabelle 4-5)

Der Fokus des Fragebogens liegt auf der Vorhersage der Nutzung von Solarenergie sowie der Investitionsabsicht. Auf die allgemeine Akzeptanz von Solarenergie wurde nicht weiter eingegangen. Bedingt durch die Länge (Zeitaufwand) der Umfrage wurden mit dem Fragebogen nicht alle objektiven und subjektiven Indikatoren erhoben, sondern nur eine Auswahl unterschiedlicher Indikatoren berücksichtigt.

Um Aussagen darüber zu treffen, welche Merkmale Personen besitzen, die bereits Solarenergie nutzen, wurden mittels des Fragebogens soziodemografische Daten der Befragten erhoben. Dabei wurden die Variablen Geschlecht, Alter, Einkommen sowie Bildung beleuchtet. Es sollte überprüft werden, welche dieser Variablen zur Vorhersagekraft der Nutzung von Solarenergie beitragen.

Ergebnisse der Fragebogenerhebung

Zur Auswertung der Fragebögen lagen 369 Datensätze vor (97 Datensätze aus Braunschweig, 99 Datensätze aus Soest, 70 Datensätze aus Freiburg und 103 Datensätze aus Stuttgart).

Ein Ergebnis zeigt (Abbildung 7-39), dass sich unter den soziodemographischen Aspekten lediglich das monatliche Haushaltseinkommen als Prädiktor für die Nutzung von Solarenergie eignet. Hier ist festzustellen, dass besonders Personen mit hohem Einkommen zur Nutzergruppe gehören. Marketing-Strategien, die das Ziel verfolgen neue Solarenergie-Nutzer anzusprechen, können sich demnach besonders effektiv an diese Zielgruppe richten und eine Sprache wählen, von der sich diese Nutzergruppe besonders angesprochen fühlt.

Des Weiteren wurde die Annahme untersucht, ob an Standorten mit mehr Sonnenstunden eine höhere Investitionsabsicht besteht. Diese konnte nicht bestätigt werden. Im Vergleich zu den nördlichen Städten wurde in Freiburg eine höhere Investitionsabsicht festgestellt, diese spiegelt sich aber in Stuttgart nicht wieder. Objektive Faktoren sind nicht zwangsläufig ausschlaggebend – abgesehen von dem Einkommen. Es scheint als würden regionale Faktoren, wie Einflüsse der politischen Orientierung, Werbekampagnen, Förderungen durch Kommunen, finanzielle Aspekte und auch die Gebäudeeigenschaften eher dazu beitragen, dass sich Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie unterscheiden.

Die psychologischen Variablen, die als Prädiktoren für die Nutzung von Solarenergie überprüft wurden, waren subjektive Normen, Umweltbewusstsein und Technikaffinität. Darüber hinaus wurde der Einfluss der Wahrnehmung von Förderungen auf die Nutzung abgefragt. Unter den genannten Faktoren hat sich lediglich die subjektive Norm als valider Prädiktor für die Nutzung von Solarenergie herauskristallisiert. Nutzende von Solarenergie geben eine höhere subjektive Norm (sozialer Druck hinsichtlich der Nutzung von Solarenergie) an. Für eine geeignete Ansprache potentieller Kunden für Solarenergie wäre es wahrscheinlich sinnvoll, in einer Kundenanalyse zu erfassen, wie stark die betreffende subjektive Norm des Kunden/der Kundin ist. Personen mit einer hohen subjektiven Norm in Bezug auf die Nutzung von Solarenergie würden dann idealerweise Informationen erhalten, die betonen, dass andere für sie wichtige Personen von ihr erwarten Solarenergie zu nutzen.

Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass Nutzende mehr Unterstützung bei Fragen und Problemen sowie der Fördermöglichkeiten von Solarenergiesystemen wahrnehmen, als Nicht-Nutzende. Hieraus ergibt sich als weiterer Ansatzpunkt die Betonung von Fördermaßnahmen bei der Nutzung von Solarenergie. Es könnte sinnvoll sein, jene Unterstützungs- und Fördermöglichkeiten bei der Ansprache potenzieller Kunden und Kundinnen in den Vordergrund zu rücken, um wirtschaftliche Vorbehalte gegen Solarenergie zu entkräften.

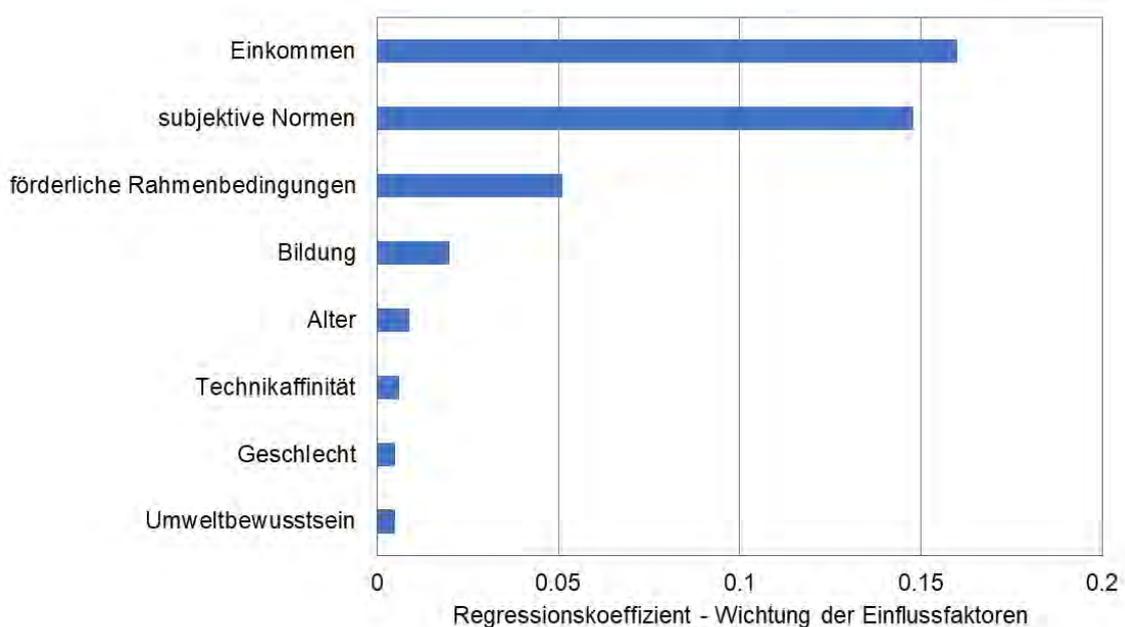


Abbildung 7-39: Übersicht über die Stärke der Prädiktoren für die Nutzung von Solarenergie

Neben der Erfassung der genannten Indikatoren, wurde im Rahmen der Befragung eine experimentelle Manipulation durchgeführt. Die Teilnehmenden erhielten in randomisierter Reihenfolge zu Beginn der Befragung zwei Arten von Fragen, die implizit Informationen zu Solarenergie enthielten. Die Fragen unterscheiden sich dahingehend, wie sie „geframed“ waren.

Die vorliegende Studie zeigt, dass unterschiedliches Framing von Informationen zu Solarenergie an sich keinen Unterschied in den Investitionsabsichten bezüglich Solarenergie erzielt. Das heißt, es gibt nicht eine Form von Framing (Promotion oder Prevention) die per se besser geeignet ist die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie zu erhöhen, als eine andere. Interessant ist das Ergebnis, dass unter Einbeziehung des regulatorischen Fokus (eigene Motivation) als Unterscheidungskriteri-

um zwischen Individuen, bei gleichem Typ von regulatorischem Fokus und dem Framing (Manipulation) – beide Punkte Promoter oder Preventer – es zu einer Erhöhung der Zustimmung kommt. (Abbildung 7-40) Eine Aussage wird eher angenommen als bei unterschiedlicher Zuordnung.

In der Praxis sollten die Erkenntnisse und das Wissen genutzt werden, dass eine unterschiedliche Präsentation der gleichen Tatsachen (in diesem Fall unterschiedliche Präsentation von Information zu Solarenergie) bei Individuen unterschiedlich stark wirkt. Dies ist besonders interessant, wenn das Ziel ist den Ausbau von Solarenergie voranzutreiben und zu diesem Zwecke neue Marketingstrategien zu entwickeln sind. Aus den Ergebnissen dieser Studie kann abgeleitet werden, dass die Ansprache neuer Kunden und Kundinnen von Solarenergie noch individueller ausgerichtet und angepasst sein muss. Zur genauen Bestimmung darüber, wie Informationen über Solarenergie potenziellen Kunden und Kundinnen präsentiert werden sollten, um erfolgreich die Investitionsabsicht zu stärken, scheint eine Kundenanalyse notwendig. Im Zuge dieser Kundenanalyse könnte unter anderem personengebundenen Motivation (regulatorischer Fokus) erfasst werden.

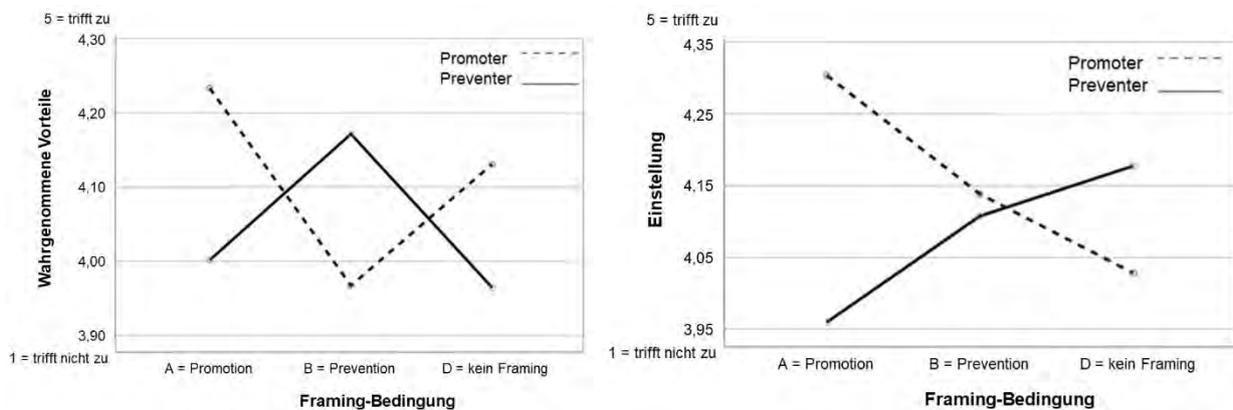


Abbildung 7-40: Mittelwerte Auswertung hinsichtlich der Variable „wahrgenommene Vorteile“ (links) und „Einstellung“ (rechts) getrennt für Promoter und Preventer bei unterschiedlichen Framingvarianten verglichen mit der Kontrollgruppe (kein Framing)

Mit dieser Studie ist ein Ansatz gefunden worden, um die Nutzung und Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie zu erhöhen. Damit kann ein erster Teil dazu beigetragen werden, die private Nutzung von erneuerbarer Energie auszubauen. Durch weitere Forschung und Nutzung dieses Ansatzes kann der menschliche Einfluss zum Klimawandel in der Zukunft gemindert werden.

8 Optimierungspotentiale solar versorgter Gebäude

Im Forschungsprojekt konnten im Zuge des Monitorings und der Simulationsmodellerstellung Optimierungsmaßnahmen, Empfehlungen sowie Bottlenecks bezüglich der Planung, Ausführung und des Betriebes der Anlagentechnik und der Komponenten bestimmt werden. Ebenfalls fließen in die Darstellung die Quervergleich der Gebäude und weitere Recherchen zu Problemen und Randbedingungen hinsichtlich Komponenten, Systemumsetzungen und Kombination mit ein.

Die folgenden Kapitel beziehen sich auf generelle Optimierungen und Ansätze, die für die Gebäude direkt anwendbar sind und / oder bei zukünftigen Konzepten beachtet und umgesetzt werden sollten.

Ziel ist es, dass Empfehlungen dargestellt werden sollen, mittels denen die technischen und vor allem auch die energetischen und ökologischen Potentiale in Zusammenhang mit den wirtschaftlichen Auswirkungen einhergehen.

8.1 Planung und Umsetzung (Energiekonzept)

Bereits in der Planung von Energiekonzepten muss darauf geachtet werden, dass sich diese auch praxis- und betriebstauglich darstellen. Die Komplexität und Vielfältigkeit von Verknüpfungen in der Regelung als auch in den angewendeten Komponenten sollte soweit möglich minimiert werden. Die Konzepte müssen übersichtlich und für jedermann verständlich darstellbar sein.

Betrachtungspunkt	Ursache / Hintergrund	Optimierungsmaßnahme
Definition der Aufgabenstellung	<p>Zur Definition und Hilfestellung der Aufgabe stehen den Bauherren meist Architekten sowie Fachplaner für erste Beratungen zur Verfügung. Den Bauherren ist die Aufgabenstellung häufig noch nicht ganz klar bzw. schlüssig, wie das Gebäude und die Technik umgesetzt werden sollen.</p> <p>U.a. über Medien werden viele Begriffe und Anforderungen publiziert, mit denen ein Bauherr nichts anfangen kann oder ihm eine große Auswahl an Möglichkeiten genannt wird.</p>	<p>Architekt und Planer muss dem Bauherren zur Seite stehen und ihn unterstützend beraten sowie die Angaben sortieren und daraus eine sinnvolle Aufgabenstellung erstellen.</p> <p>Es sind u. a. zu klären und abzustimmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - erforderliche Flächen - welcher Wärmeschutz und Wärmeerzeugungstechnik sind prinzipiell denkbar / machbar, was ist ggf. auszuschließen (Mindestanforderungen) - welche Energieträger sind vor Ort verfügbar (bei Verwendung von Sonnenenergie ist die Ausrichtung und Lage der Dachfläche entscheidend) - finanzielle Mittel

Betrachtungspunkt	Ursache / Hintergrund	Optimierungsmaßnahme
<p>Komplexität und Vielseitigkeit „as simple as possible“</p>	<p>Bei der Konzeptionierung und Realisierung von Wärmeversorgungskonzepten kommt es oft zu fehlerhaften und/oder nicht problemlos zu realisieren hydraulischen und/oder regelungstechnischen Verschaltungen.</p>	<p>Energiekonzepte sollten einfach und übersichtlich gehalten werden. Die Zahl der eingebundenen Wärmeerzeuger sollte entsprechend dem jeweiligen Projekt angemessen sein. Weniger ist hier oft mehr, so dass die Anlagen so einfach wie möglich und nicht komplexer als nötig konzeptioniert werden.</p> <p>Es gilt zu beachten, dass einzelne Komponenten miteinander kommunizieren müssen.</p> <p>Aus Bauherrensicht sollten nur realistische Varianten (finanzielle, organisatorische, technische Grenzen) betrachtet werden.</p> <p>Bereits im Vorfeld sollte in einem gewissen Maß die technische Umsetzbarkeit geklärt sein.</p>
<p>Berücksichtigung weitere Wärmeerzeuger, insbesondere Ofen (z. B. für Pellets oder Stückholz) bei der Heizwärmebedarfsdeckung</p>	<p>Ein Ofen wird im Rahmen der Heizwärmebedarfsberechnung bzw. in der Verbrauchserfassung nicht vollständig oder korrekt erfasst. In vielen Fällen werden Öfen aber auch anfänglich in das Konzept eingebunden, im späteren Betrieb - oft erst nach einigen Heizperioden - jedoch nur für „Komfort-Effekte“ genutzt.</p> <p>Dies hat zur Folge, dass der Verbrauch an fossilen Energieträgern und/oder der Anteil des aus dem Netz entnommen Stroms steigt.</p>	<p>Ein in ein Energiekonzept eingebundener Ofen hat in vielen Fällen erheblichen Einfluss auf die Gesamteffizienz des Heizsystems. Diese Tatsache muss dem Betreiber der Anlage eindeutig und eindringlich erläutert werden. Geschieht das nicht oder ist sich der Betreiber über die Situation nicht bewusst, kann diese Art der Wärmeerzeugung nicht vollwertig in das Energiekonzept des betreffenden Gebäudes eingeplant werden. Wenn bei Wegfall der Heizleistung eines Ofens die berechnete Heizlast nicht mehr gedeckt werden kann, müssen zusätzliche Wärmequellen oder eine entsprechende „Überdimensionierung“ der übrigen Heiztechnik vorgesehen werden. Dabei sind die Vorgaben an das Energiekonzept, z. B. an dessen Kennwerte, zu berücksichtigen.</p>
<p>Wärme- und Strombereitstellung und -bedarf</p>	<p>Die Erzeugung, Bereitstellung und der Bedarf von Wärme und Strom müssen koordiniert und aufeinander abgestimmt werden.</p> <p>(siehe auch Dimensionierung und Komponenten)</p>	<p>Eine ganzheitliche Auslegung und Planung hinsichtlich Wärme und Strom kann</p> <ul style="list-style-type: none"> - durch Festlegung der Baukörper Geometrien zur Reduktion der Gebäudewärmeverluste führen. - hinsichtlich der Verschattung, Besonnung, Flächenverbrauch und

Betrachtungspunkt	Ursache / Hintergrund	Optimierungsmaßnahme
		<p>Dachformen als auch Neigung eine Optimierung zur Positionierung und Ausrichtung der Gebäude beinhalten.</p> <ul style="list-style-type: none"> - günstige Rahmenbedingungen für die Integration von solaren Anlagen schaffen. - konkrete Zielgrößen für die Anteile erneuerbarer Energie an der Wärme und Stromversorgung definieren.
Nutzereinfluss	In den meisten Fällen stellen die Nutzer eines Gebäudes die am wenigsten genau berechenbare Randbedingung mit erheblichem Einfluss dar.	Die Nutzer von Gebäuden oder zumindest die Personen, die innerhalb einer Liegenschaft in die Energieversorgung und –verteilung involviert sind, müssen bezüglich des geplanten und bestimmungsgemäßen Betriebes der Anlage umfassend informiert sein. Grundsätzlich sind Anlagenkomponenten und Wärmeerzeuger zu wählen, die den Anforderungen und Änderungen im Bedarf oder Verbrauchsverhalten gerecht werden können. Zudem müssen bereits bei der Aufgabenstellung die Randbedingungen hinsichtlich z. B. Raumtemperaturen, etc. abgestimmt werden.
QM – Qualitätsmanagement / Überwachung bei Installation und Betrieb	<p>Ohne eine Betreuung und Kontrolle während der Bauphase und Umsetzung kann es dazu kommen, dass der vorgesehene Betrieb nicht umsetzbar ist, da das geplante Energiekonzept und/oder Dimensionierungen und Komponenten nicht ausreichen oder fehlerhaft sind.</p> <p>Anforderungen / Randbedingungen können oder haben sich nach der Planungsphase geändert und wurden nicht weiter beachtet</p>	Unter der Voraussetzung, dass die Planung inkl. Dimensionierung und Auswahl der Anlagenbauteile fachgerecht erfolgt, muss darauf geachtet werden, dass (insbesondere in Mehrfamilienhäusern) das geplante Energiekonzept mit den entsprechenden Dimensionierungen und Komponenten auch umgesetzt wird. Änderungen in den Anforderungen und Rahmenbedingungen müssen kundgetan und Dimensionierungen angepasst werden.
Fehlerhafte Messtechnik	<p>Es ist festzustellen, dass sehr häufig fehlerhafte, nicht richtig dimensionierte oder unzureichend installierte Messtechnik in den Gebäuden verbaut ist.</p> <p>Werden entsprechende Messgrößen für die Regelung bzw. den Betrieb</p>	<p>Überprüfung der Messtechnik und Kenndaten vor dem Einbau und Kontrolle des Einbaus (z. B. richtige Anordnung der Temperaturfühler, Durchflussrichtung des Volumenstromsensors, ...).</p> <p>Insbesondere für wissenschaftliche Untersuchungen aber auch zur Erfüllung</p>

Betrachtungspunkt	Ursache / Hintergrund	Optimierungsmaßnahme
	der Anlage benötigt, so führt das zu Fehlfunktionen der gesamten Anlage	gesetzlicher Vorgaben zur Abrechnungszwecken ist der absolut korrekte Einbau eine Grundvoraussetzung. Der fachgerechte und korrekte Einbau von Messtechnik ist vor der Inbetriebnahme der Anlage unbedingt zu prüfen und zu dokumentieren. Besondere Anforderungen an Messtechnik und deren Einbau zu Abrechnungs- und Regelungszwecken sind zu beachten.

8.2 Komponenten und Dimensionierung - Abhängigkeiten

Bei der Auslegung und Dimensionierung der einzelnen Komponenten muss bereits in der ersten Planungsphase auch Wechselwirkungen und gegenseitige Beeinflussungen berücksichtigt werden. Bestimmte Technologien sind nicht in allen Größen sinnvoll einsetzbar. Grundsätzlich muss im Vorfeld geklärt werden, welches System die Deckung der Grundlast übernimmt und welches zur Abdeckung von Spitzenlasten geeignet ist. Je nach Anlagengröße sollte / muss die Spitzlastabdeckung über konventionelle Technik erfolgen.

In der nachfolgenden Tabelle sind die wichtigsten Dimensionierungsgrundlagen zusammengestellt. Zudem wird aufgeführt, auf welche Beeinflussungen oder Wechselwirkungen mit anderen Anlagenkomponenten geachtet werden muss.

Generell bildet die Ermittlung der Größe und der zeitliche Verlauf des Wärme- und Strombedarfes für die Gebäudeheizung und die Warmwasserbereitung sowie weitere Verbraucher die Voraussetzung für die Anlagenauslegung, Wirtschaftlichkeit und Energieeffizienz der Energieversorgung. Eine Überdimensionierung der Anlage verursacht neben erhöhten Investitions- und Betriebskosten zusätzliche Wärmeverluste. Darüber hinaus führt ein vermehrter Teillastbetrieb von Wärmeerzeugern und Pumpen zu geringeren Wirkungsgraden und höheren Emissionen. Grundlage der Bedarfsermittlung ist die Erstellung einer Energiebilanz der Gebäude, bei der die während eines Jahres den Gebäuden zugeführten und austretenden Energieströme bestimmt werden. Hierbei ist es besonders wichtig, dass in möglichst hoher Auflösung gerechnet wird. Empfehlenswert ist hier auf Basis von Tagen oder Wochen.

Des Weiteren muss in der Planung des Gebäudes und der Grundrisse daran gedacht werden, dass ausreichender Platzbedarf für die Heizzentrale, mögliche Brennstofflager und Brennstoffanlieferung sowie Stellfläche für Speicher eingeplant werden.

Betrachtungspunkt	Dimensionierung und möglich Wechselwirkungen / Einflüsse
Solarthermieanlage	Derzeit am Markt übliche thermische Solaranlagen decken in der Regel nur einen Anteil von 10 bis 30% des Gesamtwärmebedarfs eines Gebäudes. Die Dimensionierung erfolgt üblicherweise so, dass im Sommer bei guter Witterung der Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung vollständig solar gedeckt wird. Durch eine etwas größer dimensionierte Anlage, eine entsprechende Ausrichtung und Neigung der Kollektoren kann in den jahreszeitlichen Übergangsmo-

Betrachtungspunkt	Dimensionierung und möglich Wechselwirkungen / Einflüsse
	<p>naten, sowie auch im Winter in Abhängigkeit des Wärmebedarfs zusätzlich ein merklicher Beitrag zur Heizungsunterstützung geleistet und so der solare Deckungsanteil auf bis zu 60 % bis 80 % erhöht werden.</p> <p>Neben dem zeitlichen Verlauf und der Größe des Wärmebedarfes sind für die Planung und Auslegung einer Solaranlage die klimatischen Bedingungen am Standort sowie die Bauart der Kollektoren entscheidend. Weiterhin sind die architektonischen Randbedingungen mit Größe und Ausrichtung der für die Installation der Kollektoren zur Verfügung stehenden Fassaden- und Dachflächen zu beachten. Verschattung und Reflexion nehmen ebenfalls Einfluss auf die bauliche Integration. Im Endeffekt beeinflusst auch die Betriebsweise, Speichergöße, Regelstrategie sowie die Rücklauftemperatur den nutzbaren Ertrag der Solaranlage.</p>
Verhältnis der Fläche thermischer Solarkollektoren zu Volumen des Wärmespeichers	<p>Bei der Auslegung des thermischen Speichers sollten die effektiv zu erwartenden solaren Erträge und Verbräuche beachtet werden. Zudem ist eine Stagnation der Anlage mit einzukalkulieren.</p> <p>Im Rahmen von SolSys hat sich gezeigt, dass ein spezifisches Speichervolumen von $100 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl}}$ für Mehrfamilienhäuser und von $150 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl}}$ sinnvoll ist</p>
Thermischer Speicher (Arten)	<p><u>Kurzzeitspeicher</u></p> <p>Anlagen mit Kurzzeitspeicher werden meist auf die Deckung von etwa 50% des Wärmebedarfes für Warmwasserbereitung und Wärmeverluste des Nahwärmnetzes ausgelegt.</p> <p>Eine erste Abschätzung der Anlagengröße kann für Anlagen zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung in Wohngebäuden erfolgen</p> <p>Hierbei ist zu beachten, ob der Speicher ausschließlich als Trinkwasserspeicher ausgeführt werden soll oder ein sogenannter Kombispeicher zum Einsatz kommen soll. Solche Kombispeicher bieten die Möglichkeit der Einbindung unterschiedlicher Energiequellen wie Solarthermie, Wärmepumpe, Gas-, Pellets- oder allg. Holzkessel. Hier muss bei der Regelung der einzelnen Komponenten eine gegenseitige Beeinflussung zwingend berücksichtigt werden.</p> <p><u>Mehrtagespeicher</u></p> <p>Mit einem Mehrtagespeicher und einer entsprechend größeren Kollektorfläche werden auch einige Tage schlechter Witterung im Sommer bzw. in der Übergangszeit überbrückt. Die Solarsysteme sind dementsprechend für den Sommerfall überdimensioniert und gehen daher zeitweise in Stagnation. Das spezifische Speichervolumen liegt in der Regel zwischen $150 \text{ bis } 200 \text{ l/m}^2_{\text{Aperturfl}}$.</p>
Photovoltaikanlage	<p>Hinsichtlich der Nutzung und Bewertung gibt es verschiedene Ansätze, die PV-Anlage zu dimensionieren:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Auslegung auf Stromverbrauch des Gebäudes erreicht nicht das wirtschaft-

Betrachtungspunkt	Dimensionierung und möglich Wechselwirkungen / Einflüsse
	<p>liche Optimum unter Berücksichtigung der Gutschrift. Die Wirtschaftlichkeit ist bei kleinen PV-Anlagen vor allem bei niedrigem Stromverbrauch gering.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Große Anlagen erzielen meist hohe Renditen und maximal mögliche finanzielle Einsparungen, da viel auch in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann
Verhältnis Kapazität eines elektrischen Speichers zur zugehörigen PV-Anlage	<p>Bei der Auslegung des elektrischen Speichers sollten die effektiv zu erwartenden solaren Erträge und Verbräuche beachten werden. Zudem muss vorab geklärt werden, wie hoch der Deckungs- und Eigennutzungsanteil ausfallen soll. Ein elektrischer Speicher kann diese Anteile erhöhen.</p> <p>Ein Richtwert von ungefähr 1 kWh Nutzspeicherkapazität zu 1kWp installierter Leistung kann bei der Auslegung bei Wohngebäuden als sinnvoll angenommen werden (jährlichen PV-Ertrag von 900 bis 1.100 kWh/kWp).</p>

8.3 Regelung und Hydraulik

Hinsichtlich der Hydraulik und der damit verbundenen Regelung und Steuerung sowie den Betriebszuständen sollte bei der Auslegung und Planung von solarbasierten Versorgungskonzepten u. a. darauf geachtet werden, dass

- Hydraulikprobleme durch eine planmäßige und geprüfte Verschaltung vermieden werden
- die Regelung und die Regelstrategie auf die einzelnen Komponenten und Wünsche des Bauherren angepasst sind.

Die nachfolgende Tabelle führt alle grundlegenden Punkte auf, die zwingend Berücksichtigung finden müssen.

Für einen effizienten Betrieb sollte generell immer eine Inbetriebnahme stattfinden. Die Inbetriebnahme ist ein wesentlicher Bestandteil der Gesamtkonzeption. Hierfür werden das notwendige Hintergrundwissen sowie die praktischen Fertigkeiten einer Inbetriebnahme der Heizanlage vom Anlagenerrichter und Planer benötigt. Die Inbetriebnahme besteht aus mehreren Aufgabenteilen, wie der Druckprüfung, dem Spülen, dem Einregulieren der Anlage sowie der Abnahme, Einweisung und Übergabe. Hierbei müssen gültige gesetzliche Vorgaben und Richtlinien zum Stand der Technik beachtet und eingehalten werden. Die Abnahme, Einweisung und Übergabe der Heizungsanlage umfassten eine Reihe von Aufgaben und relevanten Einstellungen zur Konfiguration und Parametrierung:

- vollständige Prüfung des Materials und der Einhaltung technischer und behördlicher Vorschriften
- Parametrierung der Regelung bzgl. der Heizkreise bzw. des Nahwärmenetzes, Brauchwasserspeicher, Solarsystem mit Solarpufferspeicher, Stellventile und Antriebe, Temperaturfühler, etc.

- Parametrierung der Regelung bzgl. der Verbrennungstechnik, d.h. Einstellung der Luftstufen in Abhängigkeit der Materialmenge, Abgasmesstechnik, Abgasanalyse (je nach Wärmeerzeugungssystem)
- Funktionsprüfung der gesamten Anlage mit Sicherheitseinrichtungen, Wärmeerzeugern, Heizflächen, Schalt- und Regeleinrichtungen im Rahmen eines Probetriebs
- Einweisung und Übergabe an den Betreiber mit Überreichen von Prüf- und Herstellerbescheinigungen, Wartungs- und Bedienungsanleitungen, Anlagenschemata und Protokolle.
- Check der Vollständigkeit aller Dokumentationen

Betrachtungspunkt	Ursache / Hintergrund	Optimierungsmaßnahme
Hydraulischer Abgleich	Ein hydraulischer Abgleich muss generell umgesetzt werden. Die Folge wären zu hohe Rücklauftemperaturen des Heizkreises, somit geringere Effizienz von Wärmeerzeugern, bei denen die Effizienz vom Temperaturniveau der bereitgestellten Wärme abhängt, wie dies z. B. bei WP und ST der Fall ist.	Das anschließende Einregulieren der Anlage (hydraulischer Abgleich) ist nach DIN 18380 so durchzuführen, dass alle Wärmeverbraucher entsprechend ihrem Wärmebedarf versorgt werden.
Hydraulische Einbindung		Der Wärmeerzeuger speichert in Abhängigkeit anderer eingesetzter Wärmeerzeuger in den Wärmespeicher ein. Zur Einhaltung von Betriebsrelevanten Temperaturen sind Bypässe zur Rücklaufanhebung (Pelletkessel) oder zur Erhöhung der Vorlauftemperatur (Solarthermie) vorzusehen. Zur Trinkwassererwärmung wird Heizwasser aus dem oberen Teil des Speichers entnommen und in einer Frischwasserstation auf die entsprechende Vorlauftemperatur geregelt.
Heiz- und Kühlkurven sowie die erforderliche Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf ungünstig	Nicht dem Gebäude angepasste Heiz- und Kühlkurven können die Effizienz einzelner Anlagenkomponenten und der gesamten Versorgung reduzieren. Im Weiteren können sie die Nutzung solarer Erträge mindern und zu vielerlei Störungen innerhalb der gesamten Anlage führen.	Heiz- und Kühlkurven müssen an das Gebäude angepasst und im Rahmen der Inbetriebnahme geprüft und dokumentiert werden. Das Einregulieren ist für die Abnahme vorzunehmen, wobei die endgültige Einstellung regelungsspezifischer Werte (z. B. Vorlauftemperatur und Heizkurve) erst am Ende der ersten Heizperiode nach Fertigstellung des Gebäudes erfolgen kann.
Temperaturniveaus	Wärmepumpe und Solarthermie	Solarthermieanlagen und Wärmepum-

Betrachtungspunkt	Ursache / Hintergrund	Optimierungsmaßnahme
		pen können bei niedrigen Rücklauftemperaturen die höchste Effizienz erreichen. Hierzu muss die Regelung entsprechend eingestellt sein und die einzelnen Wärmeerzeuger priorisieren.
Betriebszeiten	<ol style="list-style-type: none"> 1. Anforderung von Wärme (Wärmebedarf) 2. Nutzerkomfort / Nutzerwünsche 3. Solares Angebot und Wärmebedarf 	Das Angebot und der Bedarf (die Nutzung) der innerhalb eines Energiekonzeptes umgesetzten Energiequellen und -senken sind unter ökologischen und ökonomischen Bedingungen aufeinander abzustimmen.
Betriebsmuster	Takten WP	Takten vermeiden durch Mindestlaufzeiten als auch Mindeststandzeiten; Einstellungen in der Wärmepumpe Und in der Regelung erforderlich.
	Takten therm. Solarkreis beim Anfahren	Sollte durch Bypassregelung vermieden werden
Lastmanagement	Wärmeverteilung	Stagnation, immer Speicherung möglich
	Stromverteilung	Vorrangschaltung zur Deckung der im Gebäude / Haushalt benötigten Energien (Eigenstromdeckung)
Beladung und Entladung des elektrischen Speichers	Peak-Shaving und Netzdienlichkeit sind einige der Punkte, die die Be- und Entladung des elektrischen Speichers bestimmen können.	<p>Ladestrategien;</p> <p>Erhaltungsladung der elektrischen Speicher,</p> <p>Steigerung des Eigennutzungsanteils an elektrischer Energie aus einer Photovoltaikanlage bis zu 20%.</p>
Beladung und Entladung des thermischen Speichers	<ol style="list-style-type: none"> 1. PV- Betrieb: Peak-Shaving und PV-Übersteuerung (Lastmanagement) sind u. a. Punkte, die die Be- und Entladung des thermischen Speichers bestimmen können. 2. Solarthermie-Betrieb 	PV gesteuerter Betrieb der Wärmeerzeuger mit Pufferung der Wärme, z. B. nach dem Ansatz „Power-to-Heat“
Komfort-Regelung	In den meisten Fällen stellen die Nutzer eines Gebäudes nicht vollständig	Umfassende Recherche der Nutzungsbedingungen und Nutzeransprüche

Betrachtungspunkt	Ursache / Hintergrund	Optimierungsmaßnahme
	zu berücksichtigende Randbedingungen dar. „Der Nutzer als nicht kalkulierbare Einheit.“	sowie Berücksichtigung veränderten Nutzerverhaltens bei der Planung und Dimensionierung.

8.4 Wirtschaftliche Potentiale

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit erfolgt im Planungsprozesses eine Abwägung und ein Vergleich der technischen Varianten. Es geht neben den Investitionskosten auch um die daraus resultierende ökologische Wirkung, der praktischen Umsetzung und des praktischen Betriebs, die wiederum Kosten verursachen können, die zuvor ggf. nicht beachtet / berücksichtigt werden.

Betrachtungspunkt	Ursache / Hintergrund	Optimierungsmaßnahme
Günstigste Umsetzung		Simulation zur Dimensionierung und Abstimmung der einzelnen Komponenten aufeinander
Platzbedarf	Umbauter Raum, der zur Verfügung stehen muss	Bei der Integration einer Wärmezentrale sind jeweils die Anforderungen zu prüfen. Die Kapazität für eine Heizzentrale und ein Brennstofflager sind zu untersuchen. Auch sollte eine gewisse Raumhöhe zur Aufstellung größerer Wärmeerzeuger und -speicher vorhanden sein. Wird eine Wärmezentrale neu errichtet, sollte sie jederzeit von außen zugänglich sein. Durch die Anforderungen an die Heizzentrale geht ggf. Wohnraum verloren.
Gebäudeausrichtung	Höchstmöglicher Ertrag solarer Energieerzeuger	Zur Maximierung des Ertrags solarer Energieerzeuger zu Zeiten mit hohem Bedarf (Winter, Übergangszeiten) ist es notwendig, rechtzeitig im Planungsprozess dies bei der Planung der Gebäudekubatur zu berücksichtigen. Dies wirkt sich signifikant auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage aus.
Wartung	Die Integration von solaren Anlagen sollte frühzeitig in der Planung berücksichtigt werden. Die Zugänglichkeit der Komponenten muss berücksichtigt werden, um die Wartung zu ermöglichen.	

8.5 Betriebsoptimierung

Auch nach der Fertigstellung sollten die Anlagen und Komponenten kontinuierlich überprüft und wenn nötig angepasst werden. Für den dauerhaften und sicheren Betrieb ist eine regelmäßige Wartung durch einen Fachbetrieb erforderlich. Überprüft und kontrolliert werden sollten die Qualität

des Heizwassers, Frostschutzzusätze bei thermischen Solarsystemen, Druckhaltung sowie die Funktionsfähigkeit von Pumpen, Stell- und Regulierventilen. Um in der Betriebsphase Fehler und falsch eingestellte Anlagenparameter zu identifizieren, bieten sich eine Messdatenerfassung an. Die Auswertung gibt dem Betreiber und Planer der Anlagen eine Übersicht über das Betriebsverhalten der Wärmeversorgungsanlagen. Mit den Ergebnissen können die kritischen Anlagenteile erkannt werden, die entscheidend für die Verbesserung des Betriebsverhaltens sind. Die Daten sind in der Regel erst nach der Anlaufphase repräsentativ. Nicht gedämmte Anlagenteile, nachträglich eingebaute Wärmemengenzähler, fehlende Einregulierung und später angeschlossene Gebäudeteile oder Wohngebiete verfälschen die Energiebilanzen aus der Startphase. Eigentliches Ziel dieses Monitorings ist ein optimaler Betrieb der bestehenden Anlagen und die Anwendung von Erkenntnissen aus den Messungen bei der Planung von neuen CO₂-neutralen Wärmeversorgungsanlagen.

Es zeigt sich, dass sich in folgenden Punkten die meisten Fehler einstellen bzw. die wirkungsvollsten Optimierungen vorgenommen werden können.

Betrachtungspunkt	Optimierung
Heizkurven und Vorlauf-temperaturen	<p>Während des Betriebes müssen bzw. werden die Heizkurven als auch Vorlauf-temperaturen an das Wohlbefinden der Nutzer angepasst. In diesem Fall ist aber auch darauf zu achten, dass die Bilanzen kontrolliert werden und ggf. an den Versorgungskomponenten ebenfalls Einstellungen geändert werden müssen.</p> <p>Kontinuierliche Überprüfung der Einstellungen und Grenzwerte.</p>
Zeitprogramme	<p>Während des Betriebes müssen bzw. werden die Zeitprogramme an das Wohlbefinden der Nutzer angepasst bzw. herausgenommen und auf Hand-Modus betrieben. In diesem Fall ist darauf zu achten, dass die Bilanzen kontrolliert werden und ggf. an den Versorgungskomponenten ebenfalls Einstellungen geändert werden müssen.</p> <p>Kontinuierliche Überprüfung der Einstellungen.</p>
Messtechnik - Monitoring	<p>Die Daten sind in der Regel erst nach der Anlaufphase repräsentativ.</p> <p>Nicht gedämmte Anlagenteile, nachträglich eingebaute Wärmemengenzähler, fehlende Einregulierung und später angeschlossene Gebäudeteile oder Wohngebiete verfälschen die Energiebilanzen aus der Startphase. Eigentliches Ziel des Monitorings ist ein optimaler Betrieb der bestehenden Anlagen und die Anwendung von Erkenntnissen aus den Messungen bei der Planung von neuen CO₂-neutralen Wärmeversorgungsanlagen.</p>

9 Geschäftsmodelle für Mehrfamilienhäuser

Durch Mieterstrommodelle soll Bewohnern von Mietwohnungen die Möglichkeit geben werden, direkt mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen versorgt zu werden und an der Energiewende teilzuhaben. Der Strom stammt z. B. von einer PV-Anlage vom Dach oder einer KWK-Anlage aus dem Keller des Hauses, die vom Vermieter oder einem Dienstleister betrieben werden.

Vor Inkrafttreten des „Mieterstromgesetzes“ vom 25. Juli 2017 war dieser Versorgungsweg unwirtschaftlich, da gegenüber der Einspeisung in das öffentliche Stromnetz für den Anbieter zusätzlicher Aufwand für den Vertrieb, das Messwesen und die Abrechnung bestand. Durch das Mieterstromgesetz soll diese Wirtschaftslücke geschlossen werden, indem für direkt gelieferten Strom ein Mieterstromzuschlag an den Anbieter gezahlt wird.

Ein weiterer Vorteil von Mieterstrom liegt in der Möglichkeit, Strompreisbestandteile einzusparen, die bei herkömmlichen Stromprodukten anfallen. Da der Strom nicht durch ein öffentliches Stromnetz geleitet wird und es sich üblicherweise um Anlagen unter 2 MWp handelt, entfallen für diese Mengen Netzentgelte, weitere netzgebundene Abgaben und Umlagen sowie die Stromsteuer.

Mieter profitieren damit unter anderem von nachhaltigem, „sauberem“, lokalerzeugtem Strom, der günstiger angeboten werden muss als Strom des Grundversorgers. Der Vermieter bzw. die Immobilienwirtschaft kann die Attraktivität sowie den Wert der Immobilien steigern und Zusatzerlöse generieren. Zudem besteht für ihn kein Risiko, wenn er seinen Strom direkt an Mieter abgibt.

Im Sinne der Energiewende und dem Wunsch des Ausbaus von erneuerbaren Energien, sollen bislang weitgehend ungenutzte Potentiale – in Form von Dachflächen in Städten – erschlossen und Ausbauziele in der Solarenergie erreicht werden.

Mieterstrom- und Betreibermodelle sollen eine sichere und lukrative Vermarktung von PV-Strom sicherstellen. Dazu sind verschiedene Szenarien möglich, wobei das passende oft auf der Basis der Wirtschaftlichkeit für den Betreiber gewählt wird. Die Umsetzung der Modelle ist jedoch teilweise kompliziert und von mehreren Faktoren und Akteuren abhängig. In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit und Anwendbarkeit eines Modells spielen nicht zuletzt rechtliche Rahmenbedingungen eine entscheidende Rolle. Um einen Einblick in verschiedene Betreibermodelle sowie deren Vor- und Nachteile zu ermöglichen und auftretende Probleme zu erläutern, wurde eine diesbezügliche Recherche durchgeführt und eine Übersicht zu umgesetzten Modellen zur Mieterstromversorgung erarbeitet, die die unterschiedlichen Einbindungen und Funktionen des Objekteigentümers bis hin zum Energieversorger und Dienstleister abbildet.

Im Mittelpunkt der Modelle steht jeweils der Mieterstromlieferant (Abbildung 9-1), der gegenüber den Mieterstromkunden als Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) auftritt und somit zur Vollversorgung verpflichtet ist (siehe Kapitel 9.3). Mit den teilnehmenden Mietern schließt der Mieterstromlieferant einen Liefervertrag ab.

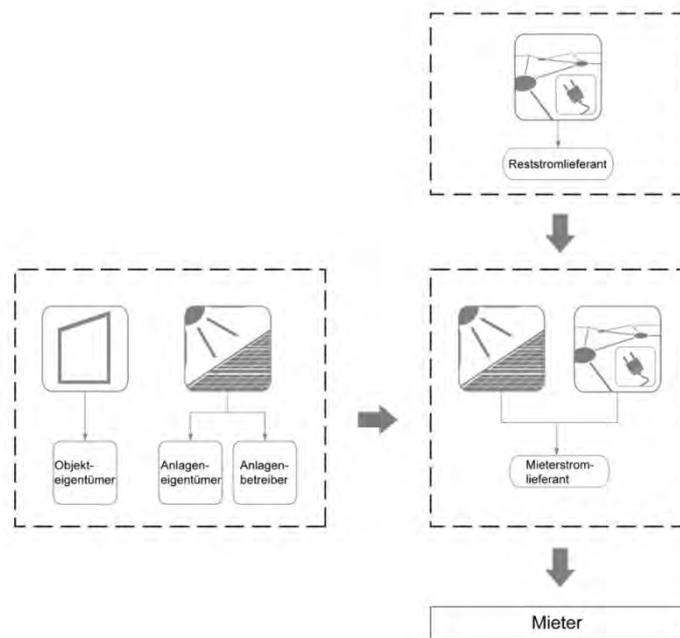


Abbildung 9-1: Hauptfunktionen zur Versorgung von Mieterstromkunden

9.1 Begriffsdefinitionen

Für die weitere Bearbeitung und Verständlichkeit der Modelle und deren Umsetzung werden folgende Begriffe verwendet:

Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber ist die Person, die die tatsächliche Herrschaft über die Anlage ausübt, ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und das wirtschaftliche Risiko trägt. Häufig, jedoch nicht zwingend, ausgeübt vom Anlageneigentümer. Auch in Konstellationen, wie Miet- oder Pachtverhältnissen, in denen der Mieter oder Pächter kein Eigentum, sondern ein Nutzungsrecht an der Anlage hat, kann dieser nach den genannten Kriterien der Betreiber sein.
Anlageneigentümer	Eigentümer der PV-Anlage, kann gleichzeitig Anlagenbetreiber sein oder die Nutzungsrechte (die Betreibereigenschaft) an der Anlage an einen Dritten abgeben.
Dienstleister	Alle Akteure, die dem Mieterstromlieferanten bei der Umsetzung von Mieterstromprojekten behilflich sind: Stadtwerke, örtlicher Energieversorger, allgemeines EVU, ...
Energieversorgungsunternehmen (EVU)	Ein Unternehmen, welches elektrische Energie an Letztverbraucher liefert. Das Unternehmen muss nicht unbedingt an der Erzeugung beteiligt sein.
Letztverbraucher	Personen, die Strom zum Eigenverbrauch kaufen und nicht weiterveräußern.
Mieterstromanbieter/-lieferant	Gegenüber an Mieterstrom teilnehmenden Mietern ist der Mieterstromlieferant der Elektrizitätsversorger. Dieser ist zur Vollversorgung verpflichtet.
Mieterstromkunde	Am jeweiligen Mieterstromprojekt teilnehmende Mieter des

Reststromlieferant	Mietobjektes. Ist im Liefervertragsverhältnis mit dem Mieterstromlieferanten. Verkauft Reststrom zur Vollversorgung der Mieterstromkunden.
Übertragungsnetzbetreiber	Betreiben die Höchstspannungsnetze in Deutschland, die den Strom über große Entfernungen transportieren. An den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber ist die EEG-Umlage abzugeben und die Einspeisevergütung wird von diesem gezahlt.
Verteilnetzbetreiber	Betreiben Stromnetze im Nieder- und Mittelspannungsbereich und sind für die Belieferung der Endkunden zuständig. Der Mieterstromzuschlag sowie die Marktprämie bzw. Einspeisevergütung wird durch den Verteilnetzbetreiber gezahlt. Die Bundesnetzagentur bietet auf der Internetseite eine Übersicht über die zuständigen Stromnetzbetreiber an.

9.2 Rechtliche Voraussetzungen und Pflichten

Um das Angebot für Mieterstrom sowohl für die Anbieter wie Energieversorger und Genossenschaften als auch für die Mieter attraktiver und einfacher gestalten zu können, wurde im Juli 2017 das „Mieterstromgesetz“ verabschiedet.

Das Mieterstromgesetz (Gesetz zur Förderung von Mieterstrom, in Kraft getreten am 25.07.2017) regelt die staatliche Förderung von Mieterstrom und ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verankert, indem dieses geändert und ergänzt wurde. In diesem Zusammenhang wurden auch weitere Gesetze, z. B. das Energiewirtschaftsgesetz, angepasst.

Das Mieterstromgesetz zielt darauf ab, dass dezentral erzeugter Strom vorzugsweise vor Ort genutzt wird, anstatt in das öffentliche Stromnetz eingespeist zu werden. Zu diesem Zweck wird dem Anbieter von Mieterstrom für direkt gelieferten Strom ein Zuschlag gewährt (Mieterstromzuschlag). [45]

Im Mieterstromgesetz werden folgende Aspekte geregelt:

- Die Voraussetzungen zur Gewährung des Mieterstromzuschlags
- Die Grenzen der Gewährung des Mieterstromzuschlags
- Die Berechnung der Höhe des Mieterstromzuschlags
- Genehmigungs- und Anzeigevorgaben
- Vorgaben zu Mieterstromverträgen
- Der durch die Bundesregierung zu erstellende Mieterstrombericht

Voraussetzungen zur Förderung von Mieterstrom

Der Anspruch auf die Zahlung des Mieterstromzuschlages besteht dann, wenn [50] [52] [53]

- zwischen Stromerzeuger und Letztverbraucher keine Personenidentität besteht,
- die installierte Leistung auf dem betrachteten Gebäude < 100 kWp ist,
- die PV-Anlage auf, an oder in einem Wohngebäude installiert ist (mehr als 40 % der Nutzfläche wird für Wohnen genutzt (gilt auch für Alten- und Pflegeheime)),
- keine Durchleitung durch ein öffentliches Stromnetz (vgl. § 3 Nr. 17 EnWG, § 5 Nr. 35 EEG) besteht,

- an einen Letztverbraucher (private Haushalte oder Gewerbeeinrichtungen (solange es sich bei dem Gebäude selbst um ein Wohngebäude handelt)) geliefert wird und von diesen innerhalb des Gebäudes oder in Wohngebäuden oder Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit diesem Gebäude verbraucht wird (§ 21 Abs. 3 Satz 1 EEG).

Zudem muss

- der Betreiber für seine Anlage(n) gegenüber dem Netzbetreiber die Veräußerungsform des Mieterstromzuschlags und zugleich für die Überschusseinspeisung aus seinen Anlagen eine weitere Veräußerungsform (Direktvermarktung oder Einspeisevergütung) wählen,
- die PV-Anlage nach dem 24. Juli 2017 in Betrieb genommen worden und im Marktstammdatenregister registriert sein,
- eine Registrierung der Mieterstromlieferung im Marktstammdatenregister (§ 23b Abs. 2 Nr. 2 EEG) vorliegen und
- die in diesem Zusammenhang installierte PV-Anlagenleistung für das Jahr des Anspruchsbeginns unterhalb der gesetzlich vorgesehenen Leistungsgrenze von 500 MW liegen.

Höhe des Mieterstromzuschlags

Die Höhe des Mieterstromzuschlags orientiert sich an die Einspeisevergütung für Solarstrom. Allerdings entspricht der Mieterstromzuschlag nicht der Einspeisevergütung, da der Mieterstromanbieter zusätzlich zum Mieterstromzuschlag den Erlös aus dem Verkauf des Mieterstroms erhält.

Die Förderung von Strom, der aus PV-Anlagen unter 100 kWp in das Netz eingespeist wird, ist abhängig von

- der Größe der PV-Anlage
- dem gesamten Zubau der installierten Leistung in Deutschland im Bemessungszeitraum

Der Mieterstromzuschlag berechnet sich aus der Einspeisevergütung für Solarstrom abzüglich 8,5 Cent/kWh (Stand 2018).

Die aktuellen EEG-Förderhöhen und -bedingungen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden.

Kopplung von Mietvertrag und Mieterstromvertrag

Jeder Mieter hat das Recht, den Stromlieferanten frei zu wählen, sodass mit wenigen Ausnahmen keine Kopplung des Mieterstromvertrags an den Mietvertrag stattfinden darf. [56]

Der Mieterstromvertrag darf jedoch Bestandteil eines Mietvertrages sein, wenn der Wohnraum

- nur zum vorübergehenden Gebrauch gemietet wird (z. B. Ferienwohnungen),
- als möblierte Untervermietung nur zum vorübergehenden Gebrauch gemietet wird oder
- sich in einem Alters-/Pflegeheim oder Studenten- und Lehrlingsheim befindet.

9.3 Pflichten als Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Ein Mieterstromanbieter wird durch die Stromlieferung an Letztverbraucher im Sinne des EEG zu einem „Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ und hat alle damit verbundenen Pflichten nach dem

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zu erfüllen. Hierfür kann er gegebenenfalls Hilfe von Dienstleistern beziehen.

Maßgebliche Verpflichtungen sind:

Registrierung

Wer neu als Energieversorger auftritt, muss sich in der jeweiligen Regelzone beim Übertragungsnetzbetreiber registrieren. Formulare hierzu sind im Internet (www.netztransparenz.de) zu finden. Anschließend sind Prognosewerte für den an die Kunden gelieferten Solarstrom für jeden Monat anzugeben. Auf dieser Basis werden Abschlagsrechnungen für die monatlich zu zahlende EEG-Umlage errechnet. [46]

Meldepflichten

Um den Mieterstromzuschlag zu erhalten, muss der Betreiber der Anlage bis zum 28. Februar des Folgejahres dem zuständigen Netzbetreiber u. a. folgende Daten übermitteln: [47]

- Menge der in das Netz eingespeisten elektrischen Energie
- Menge der als Direktstrom vor Ort verbrauchten elektrischen Energie
- Menge der aus dem Netz bezogenen elektrischen Energie

Zahlung der EEG-Umlage

Der Stromlieferant ist zur Zahlung der EEG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet.

Pflicht zur Vollversorgung

Der Anbieter von Mieterstrom ist u. a. zu einer umfassenden Stromversorgung des Letztverbrauchers verpflichtet. Er muss dafür garantieren, dass der Letztverbraucher auch dann mit Strom versorgt wird, wenn kein eigenproduzierter Strom vorhanden ist. (EnWG § 42a Abs. 2 Satz 6)

Hierfür kann der Mieterstromlieferant den Reststrom von einem Stromhändler, einem anderen Energielieferanten oder eigenständig an der Strombörse beziehen. [58]

Stromkennzeichnung

Die Stromlieferungen aus den unterschiedlichen Quellen (PV-Anlage und Netz) müssen messtechnisch erfasst und abgerechnet werden. Die Zusammensetzung des gelieferten Stroms wird durch die Stromkennzeichnung auf der Abrechnung ausgewiesen. [50]

9.4 Messkonzepte

Mieterstrom kombiniert lokal erzeugten Strom und Strom aus dem öffentlichen Netz. Die genauen Anteile im jeweiligen Projekt hängen vom Energiebedarf der Mieterstrom-Kunden und den genutzten Energieerzeugungsanlagen ab. Um den Strombezug und seine Zusammensetzung pro Mieter abzurechnen, werden komplexe Messkonzepte und Abrechnungsmodelle eingesetzt.

Die Auswahl des Messkonzeptes liegt grundsätzlich beim Anlagenbetreiber. Der Netzbetreiber hat die Pflicht, das gewählte Messkonzept insbesondere auf die Konformität mit dem EEG, KWKG und den technischen Anschlussbedingungen zu prüfen.

Für Mieterstrommodelle ergeben sich im Wesentlichen zwei Messkonzepte. Dabei ist zu beachten, dass die Bundesnetzagentur einen viertelstündlichen Nachweis der Erzeugung, Bezüge und Eigenverbräuche verlangt. Eine Erfassungsstruktur, die mindestens alle 15-Minuten die Werte erfasst und abgleicht, ist somit Voraussetzung. [54]

1. Doppelte Sammelschiene

Bei der *doppelten Sammelschiene* werden die Nutzer des Mieterstroms physikalisch von Fremdstromkunden getrennt, indem in der Niederspannungshauptverteilung neben der üblichen Sammelschiene eine zweite Sammelschiene installiert wird. Die eine Schiene (Schiene 1) ist direkt mit dem Hausanschluss verbunden und die andere (Schiene 2) ist hinter den Anschluss des Anlagenbetreibers geschaltet. Die Wohnungszähler an der Sammelschiene 1 können sich von jedem beliebigen Stromlieferanten an ihrem Anschluss in üblicher Weise beliefern lassen. Die verbrauchte Strommenge wird über das Netznutzungsentgelt verrechnet. Die an die Sammelschiene 2 angeschlossenen Zähler sind nur Unterzähler und aus Sicht des Netzbetreibers nicht existent. Netznutzungsentgelte fallen beim Anlagenbetreiber an, diese gibt er an seine Mieter weiter.

Das Sammelschienenmodell wird weniger angewendet, da bei Änderungen der Lieferkonstellationen (Mieterwechsel bzw. Anbieterwechsel) ein Umklemmen der einzelnen Wohneinheiten durch einen Elektriker erfolgen muss, was dauerhaft mit Aufwand und Kosten verbunden ist.

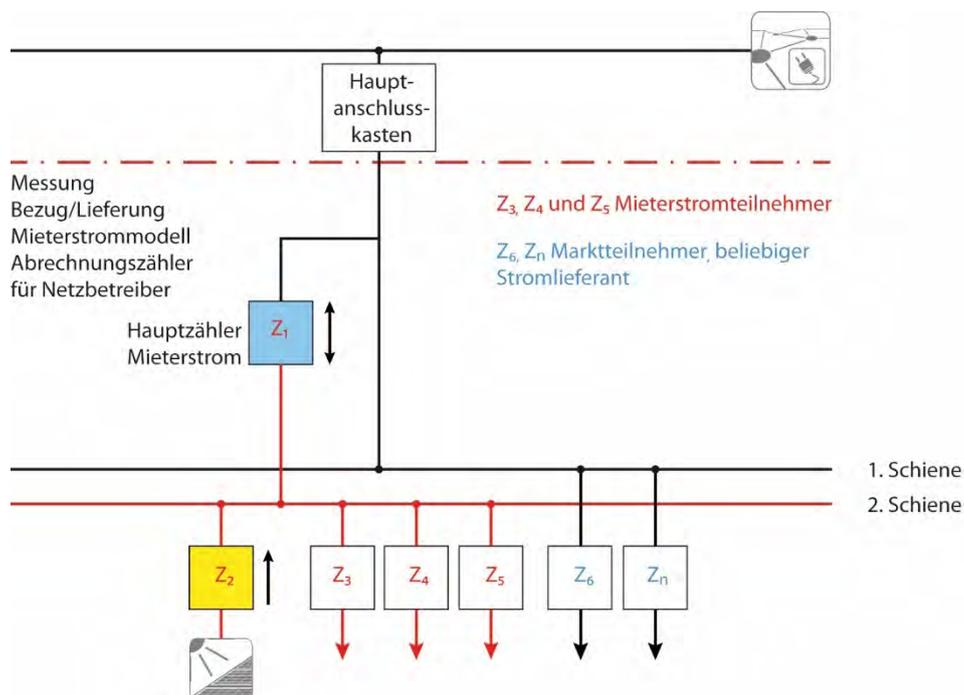


Abbildung 9-2: Messprinzip Doppelte Sammelschiene (nach [48])

2. Summenzählermodell mit konventioneller bzw. intelligenter Messtechnik

Beim Summenzählermodell erfolgt der Anschluss an das öffentliche Stromnetz allein über einen Zwei-Richtungszähler des Anlagenbetreibers. Die Verteilung und Abrechnung bezüglich der Mieter erfolgt über herkömmliche Unterzähler, die durch den Anlagenbetreiber unterhalten werden.

Die Abrechnung des zusätzlich aus dem öffentlichen Netz bezogenen Stroms erfolgt rechnerisch über die Differenz des Zählwertes am Hauptzähler und der Summe der einzelnen Unterzähler der Wohneinheiten mit Fremdlieferanten. Die „fremd“ versorgten Wohnungen rechnen ihren Stromverbrauch wie gewohnt mit ihrem Stromlieferanten ab. Die vom Anlagenbetreiber versorgten Wohneinheiten (PV-Stromnutzer) erhalten Rechnungen auf Basis der Zählwerte ihrer Unterzähler.

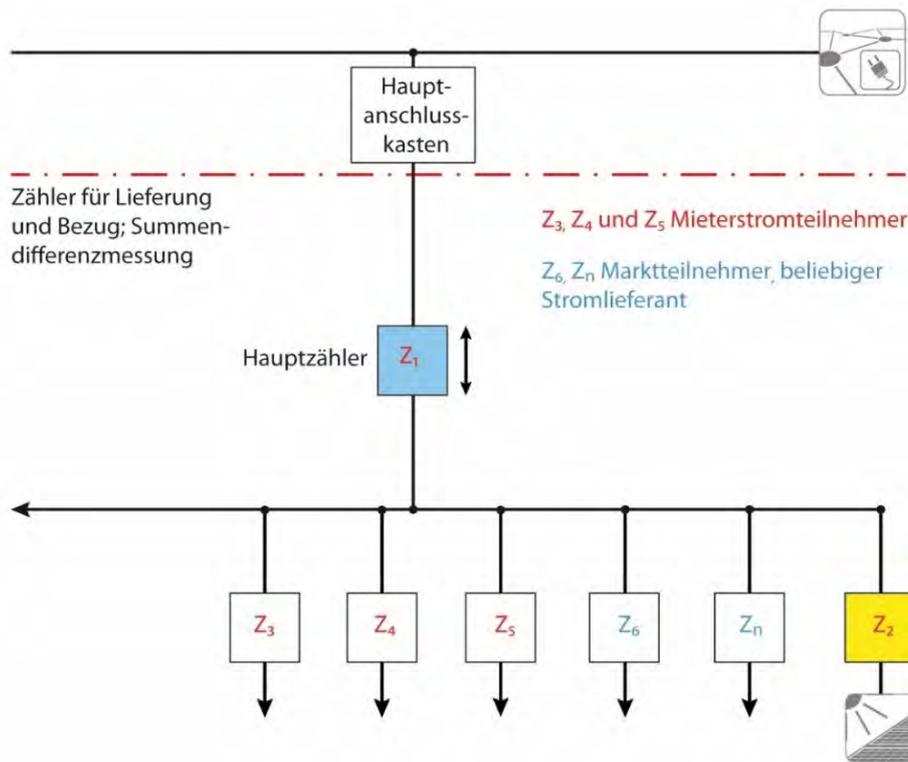


Abbildung 9-3: Messprinzip Summenzählermodell (nach [48])

In der Praxis kommt häufig das Summenzählermodell mit virtuellen Zählpunkten zur Anwendung. Der erzeugte Solarstrom wird durch einen Erzeugungszähler erfasst. Der Verbrauch des Solarstroms wird rechnerisch vollständig den Mieterstromkunden zugewiesen.

9.5 Mieterstrom- und Betreibermodelle

Für Objekteigentümer stehen verschiedene Möglichkeiten zur Realisierung von Mieterstromkonzepten zur Verfügung. Der maßgebliche Unterschied der einzelnen Möglichkeiten liegt im Grad der Integration des Objekteigentümers in die Aufgaben und Pflichten. Eine Unterteilung kann dabei in aktive und passive Teilnahme erfolgen.

Aktiv: Die Objekteigentümer werden selbst Betreiber. Meist erfolgt dies über gewerblich tätige Tochterfirmen oder über gewerblich aktive Schwesterunternehmen. (Modell 1 und 2)

Passiv: Der Objekteigentümer verpachtet Dachflächen und lässt die Anlage(n) durch Dritte betreiben. (Modell 3 und 4)

In Tabelle 9-1 sind für die vier Modelle und den zuständigen Personen die wichtigsten Funktionen im Rahmen der Modelle zugeordnet. Ausgehend von Modell 1, in dem der Vermieter

(=Objekteigentümer) alle Funktionen selbst übernimmt, werden bis zum Modell 4 die relevanten Eigenschaften schrittweise an ein oder mehrere Dienstleistungsunternehmen abgegeben.

Tabelle 9-1: Mieterstrommodelle

Mieterstrommodell	Objekt-eigentümer	Anlagen-eigentümer	Anlagen-betreiber	Strom-lieferant
1	Vermieter	Vermieter	Vermieter	Vermieter
2	Vermieter	Vermieter	Unterstützung durch Dienstleister	Vermieter
3	Vermieter	Vermieter	Dienstleister	Dienstleister
4	Vermieter	Dienstleister	Dienstleister	Dienstleister

In Tabelle 9-2 sind die Zuständigkeiten je Mieterstrommodell dargestellt. Neben den Aufgaben und Funktionen innerhalb der Mieterstrommodelle ist der Mieterstromlieferant oder der Eigentümer (abhängig von den Vertragsverhältnissen) zuständig für

- die Einlösung finanzieller Verpflichtungen (z. B. Kredite),
- die Beauftragung und Abwicklung von Handwerkerleistungen,
- den Abschluss und notwendige Aktualisierungen von Versicherungen,
- den Betrieb von Messstellen und
- die Erfüllung steuerrechtlicher Pflichten.

Tabelle 9-2: Zuständigkeiten innerhalb der Mieterstrommodelle (VM: Vermieter, DL: Dienstleister)

Modell	1	2	3	4
Investition	VM	VM	VM	DL
Planung	VM	VM (DL)	VM (DL)	DL
Bau und Inbetriebnahme	VM	VM (DL)	VM (DL)	DL
Anlagenbetrieb	VM	VM (DL)	DL	DL
Messung	VM	VM (DL)	DL	DL
Abrechnung	VM	VM (DL)	DL	DL
Verträge mit Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Verteilnetzbetreiber (VNB) und Reststromlieferant	VM	VM (DL)	DL	DL
Pflichten als Energieversorgungsunternehmen (EVU)	VM	VM (DL)	DL	DL
Kundenservice	VM	VM (DL)	DL	DL

*) VM (DL): Erfüllung der Aufgabe liegt beim Vermieter, dieser kann einen Dienstleister zur Beratung oder zur Durchführung hinzuziehen

Modell 1 – Selbstverwaltung

Beim Modell 1 - Selbstverwaltung übernimmt der Vermieter sämtliche Funktionen zur Versorgung mit Mieterstrom. Der Vermieter investiert selbst in eine Photovoltaikanlage auf seinem Gebäude und betreibt diese. Der Vermieter verkauft seinen eigenproduzierten Strom – nach Abschluss eines Liefervertrags – an die (teilnehmenden) Mieter im Mietobjekt und übernimmt damit die Rolle des Stromlieferanten.

Der Vermieter übernimmt die Messung und Abrechnung mit dem Mieter und dem Netzbetreiber und gewährleistet die Vollversorgung seiner Mieterstromkunden.

Zwischen dem Vermieter und dem Mieter kann ein umfassender Stromvertrag ausgearbeitet werden, der die Fälle Strom aus der PV-Anlage und Strom aus dem öffentlichen Netz abdeckt.

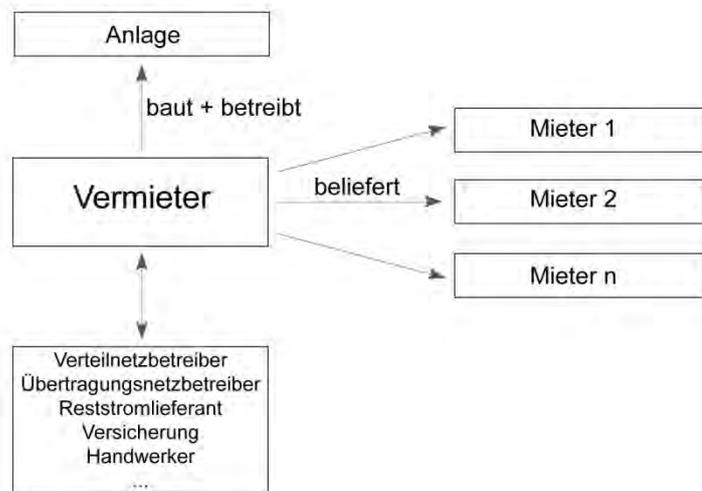


Abbildung 9-4: Modell 1 – Selbstverwaltung

Der Objekteigentümer wird damit in der Energiewirtschaft tätig und tritt als Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf. Aus der Eigenschaft als Energieversorger entstehen gemäß EnWG umfangreiche Rechte und Pflichten.

Vorteile Immobilienwirt	Nachteile Immobilienwirt
Entscheidungshoheit in allen Schritten Wertsteigerung der Immobilie Einnahmen aus Stromverkauf Erfüllung baulicher Auflagen aus EnEV	Kapitalaufwand/-bereitstellung Betreiberrisiko: Teilnahme der Mieter ungewiss (Hohe) Anforderungen an Abrechnungs-, Mess-, Informations- und Kennzeichnungspflichten Gefahr des Verlustes der Gewerbesteuerkürzung

Um nicht das Privileg der erweiterten Gewerbesteuerkürzung eines Immobilienunternehmens zu verlieren, besteht die Möglichkeit der Gründung einer gewerbesteuerpflichtigen Gesellschaft, die mindestens die Funktion „Stromlieferant“ übernimmt. In der Praxis bietet es sich an, alle mit dem Mieterstrom verbundenen Aufgaben an diese Gesellschaft abzugeben, um eine klare Trennung der Aufgaben aus Immobilien- und Energiewirtschaft zu erreichen.

EMPFEHLUNG: Das Modell 1 ist Vermietern zu empfehlen, die viele Objekte mit PV-Anlagen realisieren und somit ausreichende Kompetenzen im eigenen Unternehmen aufweisen.

Modell 2 – Selbstverwaltung mit Unterstützung durch Dienstleister

Bei Modell 2 verbleibt die Funktion des Stromlieferanten beim Vermieter. Rein formal ist dieser weiterhin Betreiber der Anlage (nach EnWG ist der Betreiber der Mieterstromlieferant).

Einzelne oder alle Aufgaben rund um die Belieferung der Mieterstromkunden werden in diesem Modell an einen oder mehrere Dienstleister abgeben. Der Vermieter wird also gegen ein Serviceentgelt bei beliebig vielen energiewirtschaftlichen Verpflichtungen unterstützt. In Einzelfällen sind die Serviceentgelte gegen die Stromeinnahmen abzuwägen, sodass das Gesamtprojekt rentabel bleibt. Da der Anlagenbetrieb und die Energieversorgung der Mieterstromkunden beim Vermieter bleiben, ist dieser weiterhin Vertragspartner mit den teilnehmenden Mietern. Daher bietet sich auch in Modell 2 die Gründung einer Gesellschaft zur Übernahme der Funktion als Energieversorger an (siehe Modell 1).

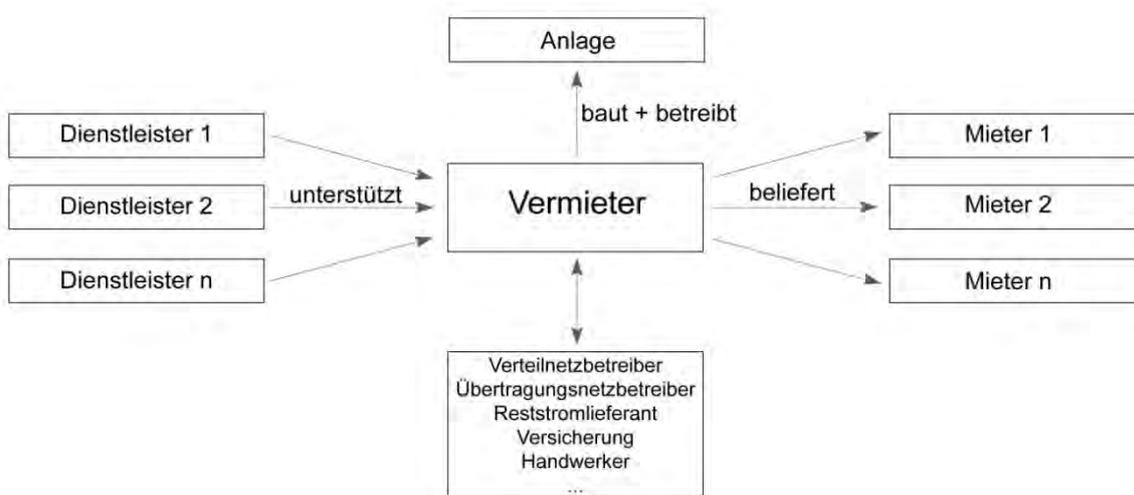


Abbildung 9-5: Modell 2 – Selbstverwaltung Unterstützung durch Dienstleister

Als Dienstleister kommen sämtliche Unternehmen oder Personen in Frage, die bei den anfallenden Aufgaben behilflich sein können, zum Beispiel:

- Unternehmen aus der Energiewirtschaft
- Finanzberater
- IT-Unternehmen
- etc.

Einige Unternehmen sind eigens auf die Beratung von Interessenten am Energiemarkt spezialisiert und bieten teilweise umfassende Beratungen an.

Zu den Themen können unter anderem gehören:

- Hilfe bei der Auswahl des richtigen Dienstleisters
- Beratung und Konzeption der PV-Anlagen und der Verträge
- Projektabwicklung (PV-Projekt-Entwicklung, Anlagenplanung, Baubegleitung)
- Errichten des erforderlichen Messkonzepts und der benötigten Zähler
- Energiewirtschaftliche Abwicklung (insbesondere Vertragswesen, Abrechnung, Kundeninformation und Meldepflichten, Abführen der EEG-Umlage)

- Vermarktung der Stromüberschüsse
- Bezug von Reststrom

Vorteile Immobilienwirt	Nachteile Immobilienwirt
Einnahmen aus Stromverkauf Höchste Entscheidungsflexibilität Risikoarmes Sammeln von Erfahrungen durch Hilfe von Experten Einstieg in die Energiewirtschaft → Kompetenzerweiterung des Unternehmens Erfüllung baulicher Auflagen aus EnEV	Zahlungen an Dienstleister Kapitalaufwand/-bereitstellung Betreiberrisiko: Teilnahme der Mieter ungewiss Gefahr des Verlustes der Gewerbesteuerkürzung

Durch die freie Gestaltung, an welchen Stellen Hilfe bezogen wird, bietet Modell 2 höchste Flexibilität. So können beispielsweise anfangs viele Aufgaben abgegeben werden, bis eigene Kompetenzen soweit aufgebaut sind, dass notwendige Schritte eigenständig durchgeführt werden können (Modell 1). Andererseits können bei auftretenden Schwierigkeiten zu jeder Zeit beliebig viele Dienstleister herangezogen werden, sodass auch eine völlige Abgabe der Aufgaben möglich ist (siehe Modell 3).

Modell 3 – Anlagenverpachtung

Die Anlagenverpachtung kommt für Objekteigentümer in Frage, die sich nicht mit Energiemarktanforderungen beschäftigen wollen oder können, aber dennoch einen Beitrag zur regenerativen Energieerzeugung leisten wollen.

Im Modell 3 erfolgt der Bau und somit die Investition in die PV-Anlage durch den Vermieter, der dadurch als Eigentümer der Anlage fungiert. Gegenüber dem Modell 2 hat der Vermieter jedoch keine energiewirtschaftlichen Verpflichtungen, diese gehen auf den Dienstleister über. Der Dienstleister übernimmt die Kernfunktion der Belieferung der Mieter mit Direktstrom aus der PV-Anlage und/oder Reststrom aus dem öffentlichen Netz und tritt damit als Anlagenbetreiber und Stromlieferant auf. Die Verpflichtungen des Energieversorgers gehen an den Dienstleister über, dieser wird Vertragspartner der Mieterstromkunden.

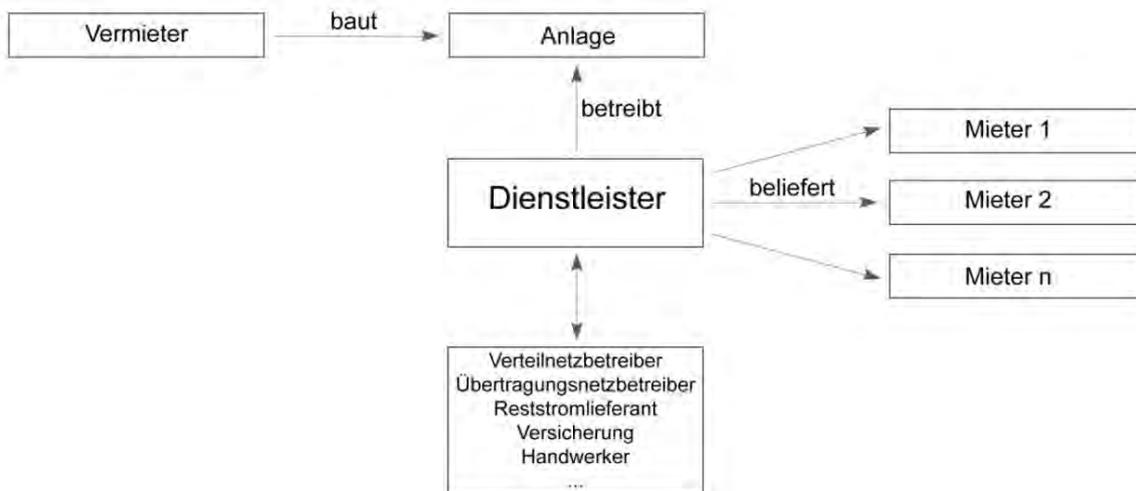


Abbildung 9-6: Modell 3 – Anlagenverpachtung

Für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Stadtwerke oder Ökostromanbieter besteht an dieser Stelle die Möglichkeit, neue Kunden zu gewinnen. Die nötigen Kompetenzen als Stromlieferant sind im Allgemeinen bereits vorhanden und die Belieferung mit Reststrom kann „aus eigenem Haus“ erfolgen.

Die Anlageneigentümereigenschaft kann weiterhin beim Vermieter liegen, indem mit dem Dienstleister ein Vertrag zur Nutzung der Anlage geschlossen wird (Pachtvertrag). Der Objekteigentümer erhält daraus regelmäßige Pachtzahlungen. Ein Vorteil der Eigentümerschaft liegt in der Möglichkeit, nach Auslaufen des Pachtvertrages den Betrieb der Anlage selbst zu übernehmen oder an einen anderen Dienstleister zu übergeben.

Vorteile Immobilienwirt	Nachteile Immobilienwirt
Einnahmen aus Verpachtung Entscheidungshoheit bezüglich der technischen Ausführung Keine Pflichten als Energieversorger Wertsteigerung der Immobilie Erfüllung baulicher Auflagen aus EnEV	Kapitalaufwand/-bereitstellung Keine Einnahmen aus Stromverkauf Gegebenenfalls negative Erfahrungen der Mieter mit dem Dienstleister

Der Umgang des Dienstleisters mit den Kunden – die gleichzeitig Kunden des Vermieters sind – kann in Bezug auf den Dienstleister nur begrenzt beeinflusst werden. Eine niedrige Servicequalität durch den Dienstleister kann einen negativen Blick auf den Vermieter erzeugen.

Vorteile Dienstleister	Nachteile Dienstleister
Gewinnung neuer Kunden Einnahmen aus Stromverkauf	Geringer Einfluss auf technische Ausführung der Anlage Zahlung der Anlagenpacht

Modell 4 – Dachverpachtung

Modell 4 kommt in Frage, wenn der Immobilienwirt sich nicht mit Energiemarktanforderungen beschäftigen kann/will und zusätzlich nicht selbst investieren möchte. Dafür stellt er die Dachfläche zum Aufbau einer Photovoltaikanlage durch Dritte zur Verfügung.

Der Objekteigentümer kann einem Dienstleister das Dach seines Gebäudes verpachten und das Recht gewähren, auf eigene Kosten eine PV-Anlage zu errichten und zu betreiben. Mit einer Mieterstromausschreibung kann ein weiterer Dienstleister beauftragt werden, der anschließend auch bei anderen vertraglichen Gestaltungen behilflich sein kann.

Betreiber der Anlage ist bei diesem Modell ein Dienstleistungsunternehmen, das gegenüber den Mietern als Stromlieferant auftritt. Wie bei Modell 3 bietet es sich an, wenn ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen dieser Dienstleister ist.

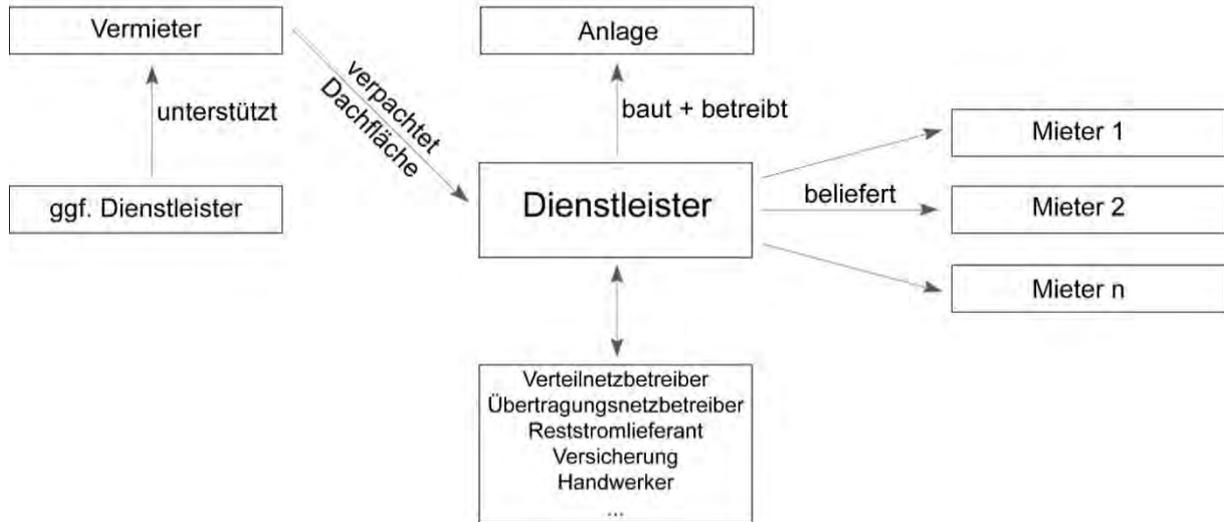


Abbildung 9-7: Modell 4 – Dachverpachtung

Die Investition in die Solaranlage muss bei Modell 4 weder vom Objekteigentümer, noch von den Bewohnern des Hauses finanziert werden. Auf der anderen Seite ist die Höhe der Pachtzahlungen selbstverständlich geringer als bei der Verpachtung einer Dachfläche mit einer bereits gebauten Photovoltaikanlage.

Vorteile Immobilienwirt	Nachteile Immobilienwirt
Einnahmen aus Dachflächenverpachtung Kaum Kapitalaufwand ggf. Wertsteigerung der Immobilie	Entscheidungsmacht – abgesehen von in der Ausschreibung festgelegten Bedingungen – bezüglich der technischen Ausführung an den Dienstleister abgegeben Keine Einnahmen aus Stromverkauf Gegebenenfalls negative Erfahrungen der Mieter mit dem Dienstleister

Vorteile Dienstleister	Nachteile Dienstleister
Gewinnung neuer Kunden Einnahmen aus Stromverkauf	Zahlung der Pacht für die Dachfläche

Zielmodell „Dezentrales Kraftwerk“

Ein weiteres Modell, das bilanziell das Netz der öffentlichen Versorgung nutzt, ist nach derzeitiger Gesetzeslage nicht anwendbar. Auch wenn theoretisch über dieses Modell viele Nachteile der anderen vorgestellten Modelle umgangen werden, wird diese Option im Mieterstromgesetz von der Zahlung des Mieterstromzuschlags ausgeschlossen.

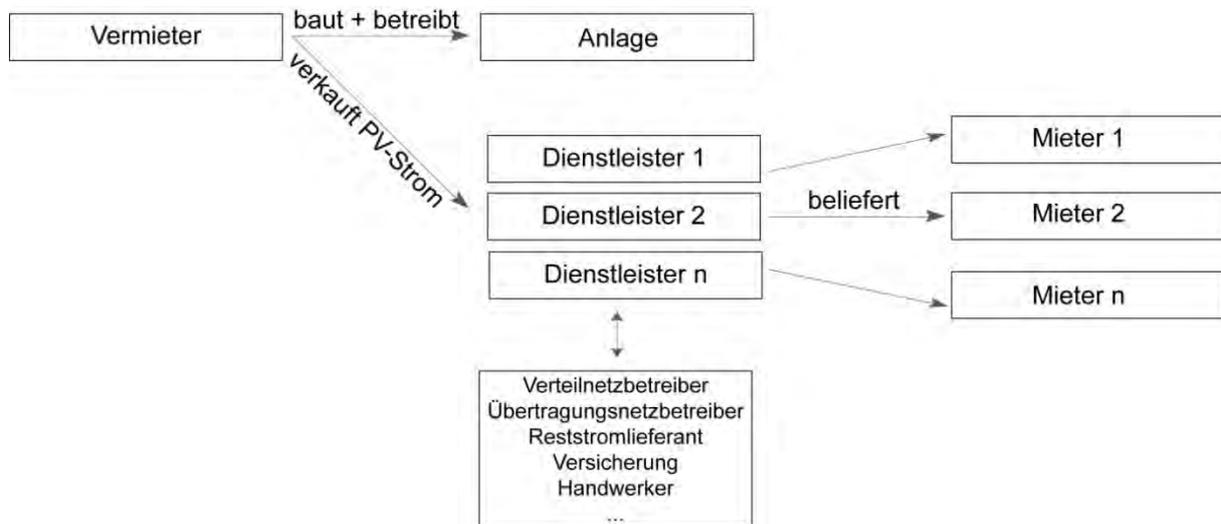


Abbildung 9-8: Modell „Dezentrales Kraftwerk“

Anstatt die Anlage oder das Dach zur Nutzung an einen Dienstleister zu verpachten, wird der Strom aus der PV-Anlage an einen Energieversorger verkauft, der gegenüber den Mietern als Stromlieferant auftritt. Für den Vermieter entfallen somit die Pflichten als Energieversorger.

Der Energieversorger (Dienstleister) kauft dem Anlagenbetreiber (Vermieter) den vor Ort erzeugten Strom ab und bietet genau diesen Strom, üblicherweise ergänzt um Netzstrom, den Bewohnern an. Physisch werden die Mieter zwar mit Direktstrom beliefert, theoretisch geht der Strom aus der Anlage aber über den Umweg des Energiedienstleisters. Da hierbei das Netz der öffentlichen Versorgung genutzt wird, kann nicht von den Privilegien des Mieterstroms profitiert werden (Mieterstromzuschlag wird nicht gezahlt, Stromsteuer und Netznutzungsentgelte müssen bezahlt werden). Stattdessen wird an den Vermieter nach derzeitigem Stand eine Einspeisevergütung gezahlt.

Eventuell wäre eine größere Verbreitung von Mieterstrom in Deutschland möglich, wenn dieser Versorgungsweg in das Gesetz integriert würde.

Die mit der Belieferung von Strom zusammenhängenden Verpflichtungen und Vorgaben wirken auf Laien bezüglich Energiewirtschaft oft abschreckend. Außerdem hängt der wirtschaftliche Erfolg von Mieterstromprojekten von vielen Faktoren ab, die im Vorfeld nicht eindeutig abzuschätzen sind. Hierzu gehört beispielsweise die Anzahl der teilnehmenden Mieter. Diese Unsicherheiten für interessierte Objekteigentümer könnten umgangen werden, indem die Photovoltaikanlage als dezentrales Kraftwerk in das Netz integriert wird, jedoch mit dem Vorrang der direkten Belieferung der Hausbewohner, statt der Einspeisung in das öffentliche Netz. Diese Option ist, wenn auch teilweise z. B. bezüglich der max. möglichen Einspeiseleistung reglementiert, für private Betreiber von PV-Anlagen, die ihren selbst erzeugten Strom vorzugsweise selbst nutzen und Überschussstrom ins öffentliche Netz einspeisen, möglich und wird zunehmend realisiert.

Für Vermieter eines Hauses wäre damit garantiert, dass alle Mieter (indirekt) zu Mieterstromkunden werden und der Anteil des Direktverbrauchs würde maximiert.

Der Betrieb der Anlage verbleibt beim Vermieter, sodass dieser für funktionierende Technik, einschließlich der Messung der Strommengen zuständig ist. Als Stromlieferant tritt jedoch ein externes Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf, das auch die Abrechnung mit den Kunden übernimmt. Welcher Stromanbieter den Strom abnimmt, ist für den Vermieter im Prinzip nicht relevant.

Der Vermieter steigert die Attraktivität seiner Immobilie, indem jedem Mieter günstiger, vor Ort erzeugter Strom zur Verfügung steht. Dafür ist weder ein Einstieg in die Energiewirtschaft nötig (Modell 1 und 2), noch müssen Verträge mit Dienstleistern geschlossen werden (Modell 3 und 4).

Unterschiedliche Strompreise für Mieter können einen Anreiz schaffen, Strom möglichst zu vorteilhaften Zeiten zu verbrauchen. Dadurch können Notwendigkeiten für einen Netzausbau entfallen, die sich wahrscheinlich in steigenden Stromtarifen widerspiegeln würden.

Vorteile Immobilienwirt	Nachteile Immobilienwirt
Keine Pflichten als Energieversorger Wertsteigerung der Immobilie Einnahmen durch Weitergabe des Stroms an EVU Gesicherte Abnahme des PV-Stroms Erfüllung baulicher Auflagen aus EnEV	Geringere Einnahmen als durch eigenständigen Stromverkauf an Mieter Kapitalaufwand/-bereitstellung Abhängigkeit von einem externen PV-Strom Lieferanten

Vorteile Dienstleister	Nachteile Dienstleister
Zugriff auf dezentrales Kraftwerk Gewinnung neuer Kunden Einnahmen aus Stromverkauf	

9.6 Kapitalflüsse

Mieterstrom setzt sich zusammen aus dem Strom, der vor Ort aus der Photovoltaikanlage gewonnen wird und dem Rest-Strom aus dem öffentlichen Stromnetz. Überschüssiger Strom aus der PV-Anlage kann in der Regel in das öffentliche Netz eingespeist werden. Für die unterschiedlichen Fälle ergeben sich eigene Zusammensetzungen der Kapitalströme.

Fall 1: Strompreis für Strom aus dem öffentlichen Stromnetz

Der Strompreis ist regional unterschiedlich, setzt sich aber aus den gleichen Komponenten zusammen. [55]

- Netznutzungsentgelt – Inanspruchnahme der öffentlichen Netze
- KWK-Umlage – Aufschlag auf die Netznutzungsentgelte zur Finanzierung der Förderung nach KWKG
- Konzessionsabgabe – Inanspruchnahme des Wegerechts
- Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV – Kompensation der teilweisen Befreiung großer Stromverbraucher von Netzentgelten
- Offshore Haftungsumlage – Deckung von Entschädigungszahlungen an die Betreiber von Offshore-Windparks
- Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 AbLaV – Deckung der Vergütung von Anspruchszahlungen von Großabnehmern, wenn in Lastspitzen der Stromverbrauch gesenkt wird
- Grund- und Arbeitspreis
- Stromsteuer
- Mehrwertsteuer
- EEG-Umlage (6,792 Cent/kWh für das Jahr 2018 [49])

Der Strompreis muss vom Vermieter an den Mieterstromlieferanten für den aus dem öffentlichen Netz bezogenen Anteil entrichtet werden. Der Strombezug aus dem Netz wird durch den Vermieter an den Mieter weitergegeben. Mieter ohne Mieterstrommodell beziehen den Strom und somit auch die Abrechnung direkt vom Stromlieferanten.

Fall 2: Mieterstrompreis – Strom aus der PV-Anlage

Der Strompreis für den eigenproduzierten Strom aus der PV-Anlage setzt sich zusammen aus:

- Beschaffungs-/Gestehungskosten
- Messstellenbetrieb
- Mehrwertsteuer
- EEG-Umlage

Gegenüber Netzstrom entfallen Netzentgelte und zusätzlichen Abgaben sowie Umlagen.

Der zu zahlende Strompreis für den Mieterstrom (PV-Strom) darf 90% des in dem jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarifs nicht überschreiten. [56]

Im Fall der „Direktnutzung“ erhält der Anlagenbetreiber vom Verteilnetzbetreiber für jede direkt genutzte kWh den Mieterstromzuschlag. Seine Höhe errechnet sich aus der aktuellen EEG-Einspeisevergütung abzüglich 8,5 Cent/kWh (Stand 2018).

Fall 3: Netzeinspeisung

Die EEG-Einspeisevergütung wird vom Übertragungsnetzbetreiber an den Anlagenbetreiber für in das Netz eingespeisten Strom, im Fall vor Mieterstromkonzepten „Überschussstrom“, gezahlt, wenn dieser die Veräußerungsform der Einspeisevergütung gewählt hat. Die Höhe der Vergütung ist abhängig von der Größe der PV-Anlage und der in dem Installationsjahr festgelegten Einspeisevergütung, die wiederum von der pro Jahr gesamt zugebauten PV-Leistung abhängt.

Im Rahmen der Kapitalflüsse werden folgende Punkte betrachtet und verrechnet:

EEG-Umlage

Die EEG-Umlage wird vom Anlagenbetreiber an den Übertragungsnetzbetreiber für den gesamten gelieferten Strom gezahlt. Die Höhe beträgt im Jahr 2018 6,792 Cent pro Kilowattstunde.

Mieterstrom

Der Preis für Mieterstrom, der von einem Mieter zu entrichten ist, setzt sich zusammen aus einem Grund- und einem Arbeitspreis für die bezogene elektrische Energie. Hierfür wird zwischen dem Mieterstromlieferanten und dem Mieter ein Liefervertrag abgeschlossen.

Für Reststrom (Strom aus dem Netz) zahlt der Mieter dem Mieterstromlieferanten gegebenenfalls einen anderen Arbeitspreis, als für den Direktstrom.

Den Reststrom bezieht der Mieterstromlieferant von einem Stromhändler, Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder selbstständig an der Strombörse. Einnahmen des Mieterstromlieferanten für Reststrom werden in der Regel gänzlich an den Lieferanten des Reststroms weitergereicht.

Pachtkosten

Finden die Modelle 3 oder 4 Anwendung, erhält der Objekteigentümer für die Nutzung des Daches und/oder die PV-Anlage durch einen Anlagenbetreiber Pachtzahlungen.

9.7 Kritik und Lösungsansätze

Das im Juli 2017 in Kraft getretene Mieterstromgesetz hat zum Zweck, die Attraktivität von Mieterstromprojekten zu erhöhen und den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben. Neben den förderpolitischen Rahmenbedingungen, die das Gesetz mit sich bringt, bestehen allerdings hemmende Faktoren, die eine vollständige Nutzung der vorhandenen Potentiale behindern.

Aufgrund der komplexen Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Gesetzeswerken, die sich mit dem Thema Mieterstrom befassen, sind die Einstiegshürden für potentielle Akteure oft sehr hoch.

Verlust einer bestehenden erweiterten Gewerbesteuerkürzung

Für Wohnungsunternehmen, die im Rahmen von Mieterstromprojekten als Energieversorger tätig werden wollen, stellt das Risiko des Verlustes der bestehenden erweiterten Gewerbesteuerkürzung ein besonderes Hemmnis dar. Eine Verringerung dieses Risikos, z. B. durch die Gründung einer Tochtergesellschaft, ist mit erheblichem Aufwand verbunden. [51]

Sobald die Aufnahme einer Tätigkeit als Mieterstromlieferant zum Verlust der Gewerbesteuerkürzung führen würde, wird ein Wohnungsunternehmen aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten von der Option Mieterstromlieferant zu werden Abstand nehmen. Die andernfalls entstehende, volle Gewerbesteuerpflicht, kann durch die zu erwartende Rendite aus der Mieterstromversorgung in der Regel nicht kompensiert werden. [57]

Zahlung der vollen EEG-Umlage auf Strom aus Solaranlagen

Die Pflicht zur Zahlung der vollen EEG-Umlage auf Strom aus Solaranlagen, der direkt an Mieter geliefert wird, beeinträchtigt die Wirtschaftlichkeit einer Mieterstromversorgung unmittelbar.

Während beim Eigenverbrauch nur eine reduzierte EEG-Umlage zu zahlen ist (40 %), muss die Umlage beim Mieterstrom in voller Höhe gezahlt werden. Dies führt trotz des gewährten Mieterstromzuschlags zu einer geringeren wirtschaftlichen Attraktivität von Mieterstrom im Vergleich zum Eigenverbrauch. [58]

Messung der gelieferten Strommengen

Der elektrotechnische und finanzielle Aufwand, der für die Messung der gelieferten Strommengen betrieben werden muss, wird in aller Regel durch den Betreiber übernommen.

Die Umsetzung eines tauglichen Messkonzeptes erfordert eine enge Abstimmung mit dem jeweils zuständigen Verteilnetzbetreiber.

Abrechnungs-, Informations- und Mitteilungspflichten

Mit den verschiedenen gesetzlichen Anforderungen verbunden sind viele Abrechnungs-, Informations- und Mitteilungspflichten. Sie fallen aufgrund der rechtlichen Einordnung für einen Energieversorger an und führen zu einem (erheblichen) personellen, zeitlichen und administrativen Aufwand.

Fehlender Anwendungsbereich im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Gebäude im Anwendungsbereich der diskutierten Gesetze müssen mindestens zu 40 % für Wohnzwecke genutzt werden. Daher sind Gebäude mit einer gewerblichen Nutzung über 60 % von der Mieterstromförderung ausgeschlossen.

Viele der aufgezeigten Probleme entstehen im Zusammenhang mit den Verpflichtungen als Energieversorger. Immobilienwirte, denen das Geschäftsfeld der Energiewirtschaft neu ist, können zur Bewältigung der Aufgaben jedoch Dienstleistungsunternehmen hinzuziehen (siehe Kapitel 9.5). Im Zuge der Energiewende sind eigens auf die Beratung von energiewirtschaftlichen Fragen spezialisierte Unternehmen entstanden.

Darüber hinaus bestehen allgemeine Probleme, die den Ausbau in Richtung dezentraler Energieversorgung hemmen und für deren Lösung gesetzliche Anpassungen nötig sind.

Änderungen und Verbesserungen müssen umgesetzt werden in den Bereichen:

- Die Zahlung der EEG-Umlage sollte auf das Niveau beim Eigenverbrauch angepasst werden, um an dieser Stelle konkurrierende Modelle auszuschließen.
- Die Reichweite der belieferbaren Kunden sollte erweitert werden, sodass Überschussstrom an Nachbarn im näheren Umfeld geliefert werden kann.
- Weitere Förderleistungen bei Erstinvestitionen können Hürden für Immobilienwirte abbauen und deren Einstieg in die Energiewirtschaft erleichtern. In diesem Zusammenhang ist auch die Förderung von Beratungsdienstleistungen denkbar.
- Verbreitung von Smart-Metern beschleunigen, um nötige Strommessungen und -abrechnungen zu vereinfachen.
- Eine Erweiterung der Mieterstromförderung auf gewerblich genutzte Gebäude würde das Potential von Mieterstrommodellen erhöhen.
- Eindeutige Klärungen rechtlicher Unsicherheiten und Vereinfachungen hinsichtlich der Pflichten als Energieversorger, speziell bei der Umsetzung von kleineren PV-Projekten.
- Hilfestellung innerhalb der Mieterstromanbieter, beispielsweise durch Verbreitung von Best-Practice-Modellen.

1 0 Öffentlichkeitsarbeit

10.1 Veröffentlichungen

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurden die in Tabelle 10-1 aufgelisteten Vorträge, Veröffentlichungen und Publikationen umgesetzt bzw. wurden eingereicht und in das Vortragsprogramm übernommen.

Zusätzlich wurde auf der Homepage des Institutes für Gebäude- und Solartechnik sowie dem Fraunhofer ISE das Projekt der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

<https://www.tu-braunschweig.de/igs/forschung/solsys>

<https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/solsys.html>

Mit Ende des Forschungsprojektes steht unter

<https://solare-energieversorgung.de/>

eine Projekthomepage zur Verfügung, auf der unter anderem die messtechnisch untersuchten Gebäude präsentiert werden.

Tabelle 10-1: Veröffentlichungen und Vorträge sowie Workshops

Datum / Ausgabe	Veranstaltung	Titel	Autoren	Art der Veröffentlichung
2016				
24.05.2016	RHC / ESTTP - Solar Thermal Energy for Europe 2020	Solar Active Houses: Examples for R&D-projects from Germany: Project HeizSolar and SolSys	Drück	Vortrag
11. – 14.10. 2016	11. ISES EuroSun Conference 2016	Solar heat and electricity supply concepts for Solar Energy Buildings	Bestenlehner, Oliva, Bockelmann, Peter	Vortrag und Paper
26. - 27.10. 2016	OTTI - 2. Fachforum Green Buildings - Innovative Gebäude und Quartiere mit erneuerbaren Energien	Solare Gebäude-Energieversorgungskonzepte - Status und Perspektiven	Bestenlehner, Drück, Oliva, Bockelmann, Peter	Vortrag und Paper
2017				
29.01.2017	PtJ	1 Kongress Energiewende-bauen	Projektkonsortium	Poster
10.-12.05. 2017	27. Symposium Thermische Solarenergie	Solare Energieversorgungskonzepte für Wohngebäude – Messtechnischen Analysen zum Betriebsverhalten und Bewertungsverfahren für die Strom- und Wärmeversorgung	Oliva, Bestenlehner, Drück, Bockelmann, Peter (Federführung ISE)	Vortrag + Paper
	Bd 68 (2017) Nr.11 HLH	Solare Energieversorgungskonzepte unter der Lupe	Bockelmann und Peter	Artikel Fachzeitschrift

Datum / Ausgabe	Veranstaltung	Titel	Autoren	Art der Veröffentlichung
-----------------	---------------	-------	---------	--------------------------

2018				
03/2018	GI	Mess- und simulationstechnische Analysen von solarbasierten Versorgungskonzepten	Oliva, Bockelmann, Peter (Federführung ISE)	Artikel Fachzeitschrift
04/2018	TAB	Solarthermie und Photovoltaik Konkurrenz oder sinnvoll kombinierbar?	Bockelmann, Peter, Oliva, Bestenlehner, Drück (Federführung IGS)	Artikel Fachzeitschrift
13. – 15.06. 2018	Symposium Solarthermie - Technik für die Energiewende	Solare Energieversorgung von Wohngebäuden – Vergleich unterschiedlicher Versorgungsvarianten	Bockelmann, Peter, Oliva, Bestenlehner, Drück (Federführung IGS)	Vortrag und Tagungsband
08/2018	IKZ	Energiekonzepte für Wohngebäude mit Solarthermie und Photovoltaik	Bockelmann, Peter, Bestenlehner, Drück (Federführung IGS)	Artikel Fachzeitschrift
10.-13.09. 2018	EuroSun, Rapperswil	Measurement- and Simulation-based Analysis of Solar Heat and Electricity Supply Concepts for Buildings	Projektkonsortium (Federführung ISE)	Vortrag
2019				
28.03.2019	22. Eckernförder Fachtagung 2019	Solare Energieversorgung von Wohngebäuden - Ergebnisse des Forschungsprojektes SolSys	Bockelmann und Peter	Vortrag und Tagungsband
21. – 23.05. 2019	Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme	Solare Wärme- und Stromversorgung von Wohngebäuden – Ergebnisse des Forschungsprojekts „SolSys“	Bestenlehner, Drück, Oliva, Bockelmann, Peter (Federführung SWT)	Vortrag und Tagungsband
07/2019	HLH	Solare Energieversorgung von Wohngebäuden – Solarthermie und Photovoltaik sinnvoll kombinieren	Bockelmann und Peter	Artikel Fachzeitschrift
22. – 23.11. 2019	Effizienztagung Bauen+Modernisieren	Solare Energieversorgung von Wohngebäuden – Vergleich verschiedener Versorgungskonzepte	Bockelmann und Peter	Vortrag und Tagungsband
28.10.2016		Expertenworkshop Frankfurt		
21.11.2018 und		Abschlussworkshop Berlin und Straubing		

Datum / Ausgabe	Veranstaltung	Titel	Autoren	Art der Veröffentlichung
24.11.2018				

10.2 Wikipedia

Für die Mitarbeit in der Wikipedia ist grundsätzlich jeder berechtigt und die Arbeiten können auch anonym ohne ein Benutzerkonto erfolgen. Wissenschaftliche Ausarbeitungen sind dabei ausdrücklich willkommen.⁵

Die im Rahmen von „SolSys“ umgesetzten Arbeiten fanden mit dem Benutzerkonto „AOL-ISE“ statt. Dabei wurden die betrachteten Artikel insbesondere auf die folgenden wissenschaftlichen-methodischen Kriterien hin überarbeitet:

- Sachlichkeit, fachgerechte Ausdrucksformen
- Verständlichkeit, Nachvollziehbarkeit auch für Laien
- Ausführliche Referenzen und Querverweise

Alle Änderungen erfolgen in einem Überarbeitungsmodus und werden in einer Historie abgelegt. Es gibt Artikel, die von anderen Nutzern beobachtet werden. Wenn an diesen Artikeln eine Änderung erfolgt, so müssen diese Änderungen zuerst freigegeben werden. Sie sind aber bereits in einer speziell als Arbeitsstand markierten Version für alle Benutzer sichtbar.

Im Folgenden wird beispielhaft für den Eintrag zum solaren Deckungsgrad aufgezeigt, in wie fern die Projektarbeit in die Wikipedia eingeflossen ist.

Solarer Deckungsgrad - geänderter Text:

Als solaren Deckungsgrad (auch solare Deckungsrate oder Solardeckungsgrad) wird typischerweise der Anteil an der in einem Gebäude oder auch Liegenschaft genutzten Energiemenge bezeichnet, der durch ein technisches Umwandeln von solarer Einstrahlung bereitgestellt wird. Die Umwandlung in nutzbare Energie kann dabei durch eine solarthermische Anlage in thermische Energie (Wärme) oder auch eine photovoltaische Anlage in elektrische Energie (Strom) erfolgen. Die thermische Energie kann dann z.B. zur Beheizung eines Gebäudes genutzt werden. Passive solare Erträge, die ebenfalls einen Teil der in einem Gebäude nutzbaren Energie darstellen, werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Der solare Deckungsanteil ist ein Bestandteil für eine typischerweise jährliche Bilanzierung der in einem Gebäude umgesetzten Energiemengen. Grundsätzlich gilt dabei: höhere Werte stehen für einen höheren Anteil an solar basierter Energie an der Versorgung eines Gebäudes mit Wärme und Strom und damit einem reduzierten Einsatz von weiteren Energiequellen, die typischerweise fossile Energieträger einsetzen.

⁵ https://de.wikipedia.org/wiki/Wikipedia:Unsere_Antworten_auf_Kritik



Abbildung 10-1: Beispielhafte Umsetzung an einem Text in Wikipedia für das Stichwort „Solarer Deckungsgrad“

Plusenergiehaus

Der überarbeitete Artikel zum Plusenergiehaus hat eine intensivere Überarbeitung erfahren und ist daher im Status „zu sichten“ und mit den vorgenommenen Änderungen über den Link direkt nicht erreichbar. Einen Auszug der Überarbeitungen ist mit der folgenden Abbildung beispielhaft dargestellt.



Abbildung 10-2: Beispielhafte Umsetzung an einem Text in Wikipedia für das Stichwort „Plusenergiehaus“ – die getroffenen Überarbeitungen waren zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichtes im Status „Sichtung“.

In der Tabelle 10-2 sind die gesamten bearbeiteten Stichworte zusammenfassend aufgetragen.

Tabelle 10-2: Stichwort und Link in der Wikipedia

Stichwort	Link	Arbeiten
Inselanlage	https://de.wikipedia.org/wiki/Inselanlage	Ergänzungen zur allgemeinen Definition sowie Abschnitt regenerativen Energien
Plusenergiehaus	https://de.wikipedia.org/wiki/Plusenergiehaus	Ergänzungen zur allgemeinen Definition sowie Abschnitt Deutschland
Energieautarkie von Gebäuden	https://de.wikipedia.org/wiki/Energieautarkie	Ergänzungen über den gesamten Artikel
Nullenergiehaus	https://de.wikipedia.org/wiki/Nullenergiehaus	Definitionen
Sonnenhaus	https://de.wikipedia.org/wiki/Sonnenhaus	Ausführungen im Text, Links zur Auslegung
Effizienzhaus	https://de.wikipedia.org/wiki/Niedrigenergiehaus	Definition erster Abschnitt, Ergänzungen Anforderungen
Thermische Solaranlage	https://de.wikipedia.org/wiki/Thermische_Solaranlage	Allgemeine Definition ergänzt
Passivhaus	https://de.wikipedia.org/wiki/Passivhaus	Ergänzungen zur allgemeinen Definition, Funktionsprinzip,
Niedrigenergiehaus	https://de.wikipedia.org/wiki/Niedrigenergiehaus	Ergänzungen zur allgemeinen Definition sowie Abschnitt Deutschland

10.3 Planungsleitfaden solar versorgte Gebäude

Der Planungsleitfaden liegt als separates Dokument im Anhang I vor.

1 1 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen des Forschungsprojektes „SolSys“ wurde solarbasierte Energieversorgungskonzepte systematisch betrachtet und mittels Simulationsstudien eine Vergleichbarkeit der untersuchten Varianten in Bezug auf technisch-energetische, ökologische und ökonomische Aspekte hergestellt. Ein weiteres Ziel war es, Entscheidungshilfen zur Technologieauswahl bei der Planung und Umsetzung solarbasierter Versorgungskonzepte zur Verfügung zu stellen.

11.1 Forschungsergebnisse

Zum Teil aus wirtschaftlicher Sicht, aber viel mehr auch aus mangelndem Interesse und Unkenntnis bei den an Bauvorhaben beteiligten Personen, lassen sich die im Projekt „SolSys“ untersuchten solarbasierten Energieversorgungskonzepte derzeit nur schwer umsetzen. Als wichtiger Baustein der Energiewende ist eine intensive Verbreitung der umfassenden Vorteile von solaren Energieversorgungskonzepten und deren Realisierung jedoch zwingend erforderlich. Es ist anzunehmen, dass auch zukünftige solare Energieversorgungskonzepte – sofern gesetzliche Vorgaben keine andere Lösung erzwingen – im Wesentlichen auf

- den Vorlieben und der Einstellung zu unterschiedlichen Technologien, wie z. B. Solarthermie und Photovoltaik,
- dem Umweltbewusstsein, d. h. ökologischen Aspekten,
- den finanziellen Mitteln, die ein Bauherr investieren möchte oder zu investieren bereit ist und
- der Wirtschaftlichkeit des gewählten Energiekonzepts

basieren werden.

Nach derzeitigem Kenntnis- und Sachstand sind die oben aufgeführten, im Wesentlichen subjektiven Beweggründe zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung, der Realisierung der Energiewende und vor allem der globalen Verpflichtung CO₂-Emissionen zu verringern, absolut nicht ausreichend

Technologieübersicht

Der Überblick über den Stand der Technik zeigt, dass die wesentlichen Komponenten für eine Umsetzung von solarbasierten Versorgungskonzepten verfügbar sind. Hierzu zählen Sonnenkollektoren, die über einen hydraulischen Kreislauf die von ihnen erzeugte Wärme an einen Warmwasserspeicher abgeben und mit weiteren regelungstechnischen und hydraulischen Komponenten eine geschlossene Einheit, den sogenannten „solarthermischen Wärmeerzeuger“ bilden. Im Rahmen des F&E Projektes HeizSolar [5] wurde dargelegt, dass diese Technologie auch für solarthermische Deckungsanteile von mehr als 50 % des projektierten Wärmebedarfs sehr gut funktioniert. Dies konnte mit den im Rahmen von SolSys durchgeführten messtechnischen Untersuchungen bestätigt werden.

Bezüglich der Versorgung mit elektrischer Energie sind Photovoltaikanlagen mit einem über ein Batteriemanagementsystem eingebundenen elektrischen Energiespeicher marktgängige Produkte und erreichen als integrale Systeme die projektierten Anteile am Stromverbrauch eines Gebäudes. Als netzgekoppelte Anlagen leisten diese Systeme in Verbindung mit Wärmepumpen, selten auch mit elektrischen Heizstäben, als solarelektrischer Wärmeerzeuger zunehmend einen Beitrag zur

solaren Wärmeversorgung. Die grundlegenden Mechanismen konnten mit den hier durchgeführten Analysen dargestellt und bestätigt werden.

Allerdings zeigt sich, dass zumindest teilweise standardisierte Konzepte zur integralen Versorgung von Wohngebäuden mit Wärme und Strom nur in sehr geringem Umfang vorhanden sind.

Besonders anspruchsvoll ist eine integrale Regelung, die eine optimale Verzahnung der Wärme- und Stromversorgung gewährleistet und damit einen wesentlichen Teil der Qualitätssicherung bei der Umsetzung eines Versorgungskonzeptes in der Praxis darstellt. Es hat sich auch gezeigt, dass der solarthermische Wärmeerzeuger bisher meist als eigenständiges System betrieben wird. Weiterhin werden thermische Kapazitäten im Gesamtsystem (z. B. Wärmespeicher und/oder Bauteilaktivierungen durch gezielte Solltemperaturüberschreitung) häufig nicht aktiv durch einen solar-elektrischen Wärmeerzeuger genutzt (Power2Heat). Die Kombination von solarthermischer und solarelektrischer Energieversorgung über PVT-Kollektoren (Bereitstellung von elektrischer Energie und Wärme durch eine Anlagenkomponente) wurde im Rahmen dieses Projektes nicht untersucht. Es konnte jedoch belegt werden, dass bei einer regelungstechnischen Verschränkung der Wärme- und Stromversorgung ein hohes Potential für einen effizienteren Betrieb der solaraktiven Flächen vorliegt

Bewertungskriterien

Im Rahmen des Vorhabens wurden Bewertungskriterien für vier Bereiche ausgearbeitet. Eine technisch-energetische Bewertung für Wärme muss hierbei insbesondere auch den über eine PV-Anlage am Gebäude erzeugten und selbst verbrauchten Strom berücksichtigen, der z.B. mittels einer Wärmepumpe in Wärme gewandelt wird. Die Definition für den solarthermischen Deckungsanteil $f_{sol,th}$ wurde dementsprechend als Summe aus den Beiträgen des solarthermischen Wärmeerzeugers und des solarelektrischen zur Wärmeerzeugung definiert. Der gesamtsolare Deckungsanteil $f_{sol,ges}$ berücksichtigt sowohl die solaren Deckungsbeiträge für die Wärmeversorgung als auch die für die Versorgung mit elektrischer Energie. In der hier zugrunde gelegten Berechnungsformel wurde ein Vorgehen gewählt, bei dem die Energieformen Wärme und Strom gleichwertig behandelt werden, was zwar in Bezug auf die unterschiedliche Exergie der beiden Energieformen fragwürdig, für die hier angestellten Betrachtungen jedoch durchaus sinnvoll ist.

Für die ökonomische Bewertung wurden neben den Jahresgesamtkosten, ebenfalls basierend auf der Annuitätenmethode, jährliche Kosten für die Wärme- und Stromversorgung mit den Kennzahlen levelized cost of heat (LCOH) und levelized cost of electricity (LCOE) errechnet.

In der ökologischen Betrachtung wurde der Primärenergieverbrauch über den gesamten Lebenszyklus sowie damit verbundene CO₂ Emissionen betrachtet.

Für eine soziologische Bewertung wurde eine Vielzahl von Kriterien herausgearbeitet und eine umfangreiche Befragung in vier deutschen Städten durchgeführt. Hervorzuheben ist insbesondere die sogenannte soziale Norm, die einen wesentlichen Einfluss auf die Akzeptanz und Umsetzung von solarbasierten Versorgungskonzepten hat.

Monitoring

Im Rahmen der Messkampagne wurden vier Ein- (EFH) und zwei Mehrfamilienwohngebäude (MFH) mit unterschiedlichen Konstellationen von Solarthermie- und/oder Photovoltaikanlagen detailliert untersucht. Dabei wurde deutlich, dass auf der einen Seite strombasierte Konzepte existieren, bei denen kein solarthermischer Wärmeerzeuger vorhanden ist und die Wärmeversorgung ausschließlich durch einen solarelektrischen Wärmeerzeuger, wie z. B. Wärmepumpen oder elektrische Heizstäbe realisiert wird. Auf der anderen Seite liegen wärmeorientierte Konzepte vor, bei denen der am Gebäude erzeugte Strom nicht zur Wärmeversorgung der Liegenschaft eingesetzt wird, sondern ausschließlich oder zumindest überwiegend zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs. Für die

Wärmeversorgung werden dabei großzünftig dimensionierte solarthermische Wärmeerzeuger eingesetzt.

Bei einer Kombination von solarthermischem und solarelektrischem Wärmeerzeugern liegen die solarthermischen Deckungsanteile für die EFH im Allgemeinen über 50 % bis zu 70 %. Für die MFH, deren Wärmeversorgung ausschließlich durch solarelektrische Wärmeerzeuger erfolgt, liegen deshalb die solarthermischen Deckungsanteile mit etwa 20 % deutlich niedriger.

Der solarelektrische Deckungsanteil liegt bei den untersuchten Gebäuden in einem Bereich von ca. 30 % bis zu fast 80 %. Insbesondere bei den MFH wirken sich das im Vergleich zu EFH geringere Verhältnis der Dachfläche und der damit verbundenen solaraktiven Flächen zu den Wohnflächen negativ aus. Positiv hervorzuheben ist der messtechnisch dokumentierte solarelektrische Deckungsanteil von ca. 50 % für das Gebäude HNN, obwohl in diesem Gebäude kein elektrischer Energiespeicher installiert ist.

Die innerhalb des Vorhabens durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass die jährliche Nutzwärme aus einer solarthermischen Anlage im Bereich von etwa 130 kWh/(m² a) bis 350 kWh/(m².a) liegt. Die solarelektrischen Systeme erreichen flächenspezifisch deutlich niedrigere Werte. Sie liegen in einem Bereich von ca. 40 kWh/(m² a) bis 90 kWh/(m² a) für Wärme und Strom. Bezogen auf die gleiche belegte Dachfläche kann die Wärmeversorgung über einen solarthermischen Wärmeerzeuger deutlich effizienter erfolgen.

Bei den messtechnisch untersuchten Gebäuden betrug der eigengenutzte Anteil an elektrischer Energie ca. 20 % bis 80 %. Es zeigt sich hierbei, dass insbesondere die ökonomisch optimierten Systeme auf eine möglichst hohe Einspeisung von elektrischer Energie ausgelegt sind. Ein hoher Eigennutzungsanteil ist nur durch den Einsatz von groß dimensionierten elektrischen Energiespeichern wie z. B. im Gebäude DOE, und/oder einem konsequent angepassten Nutzerverhalten möglich.

Simulationsstudie

Für eine generische Betrachtung von solarbasierten Versorgungskonzepten wurden Simulationsmodelle erstellt. Die Modelle spiegeln im Wesentlichen die messtechnisch untersuchten Gebäude wider und wurden mit den vorliegenden Messdaten abgeglichen. In einem ersten Schritt wurden die Sensitivitäten der Systeme untersucht. Im zweiten Schritt wurden Parametervariationen für die solaraktiven Flächen, die Kapazitäten der thermischen und elektrischen Energiespeicher sowie das System des Zusatzwärmeerzeugers durchgeführt. Hierzu wurde angenommen, dass die gesamte zur Verfügung stehende Dachfläche zur solaren Energieerzeugung genutzt wird, d. h. mit PV-Modulen und/oder Sonnenkollektoren belegt ist. Bei den durchgeführten Untersuchungen hat sich gezeigt, dass je höher der Anteil an Sonnenkollektoren an der gesamten solaraktiven Dachfläche ist, desto höher ist der gesamtsolare Deckungsanteil. Bei den betrachteten EFH nimmt der gesamtsolare Deckungsanteil bei einem sehr hohen Anteil thermischer Kollektoren an der Dachfläche jedoch wieder ab. Der solarthermische Deckungsanteil steigt für alle betrachteten Varianten mit zunehmenden Anteil an Sonnenkollektoren auf der Dachfläche. Bezüglich des solarelektrischen Deckungsanteils lässt sich feststellen, dass dieser insbesondere bei den EFH über einen weiten Bereich an unterschiedlichen PV Flächen an der Dachfläche sich nicht wesentlich verändert. Es liegt damit bereits mit einer klein dimensionierten PV Anlage ein gesättigter Bereich vor, wobei sich der solarelektrische Deckungsanteil nur durch den Einsatz von elektrischen Energiespeichern noch deutlich steigern lässt.

Die CO₂-Emissionen, wie auch der Primärenergiebedarf hängen sehr stark von der Bewertung des eingespeisten Stroms aus der PV-Anlage ab. Mit der Simulationsstudie konnte gezeigt werden, dass bei einer sehr groß dimensionierten PV-Fläche, die mit einem Gasbrennwertgerät verbundenen CO₂-Emissionen insbesondere bei einem EFH mehr als kompensiert werden können. Unter Berücksichtigung einer Netzeinspeisung liegen die CO₂-Emissionen bei den Einfamilienhäusern bezogen

auf die Gebäudenutzfläche und Jahr in einem Bereich von $-20 \text{ kg}/(\text{m}^2 \text{ a})$ bis $+30 \text{ kg}/(\text{m}^2 \text{ a})$, bei den MFH ergeben sich Emissionen von 10 bis $35 \text{ kg}/(\text{m}^2 \text{ a})$. Wird die mit der ins öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeisten elektrischen Energie kompensierte konventionell erzeugte elektrische Energie nicht berücksichtigt, so liegt dieser Wert bei den Varianten, die mit einem weiterhin fossil betriebenen Gasbrennwertgerät ausgestattet sind, bei minimal $10 \text{ kg}/(\text{m}^2 \text{ a})$ für ein EFH und $17 \text{ kg}/(\text{m}^2 \text{ a})$ für ein MFH.

Mit dem Einsatz eines elektrischen Speichers und unter Berücksichtigung der Gutschriften durch eingespeisten Strom steigen die CO_2 Emissionen tendenziell an. Ohne Gutschriften für den eingespeisten Strom kehrt sich dieser Effekt um. Damit amortisiert sich ein elektrischer Energiespeicher unter den aktuellen Randbedingungen unter ökologischen Gesichtspunkten nicht. Auch ökonomisch wirkt sich der Einsatz eines elektrischen Energiespeichers negativ aus. Unter den getroffenen Randbedingungen nehmen die Jahresgesamtkosten für alle hier untersuchten Varianten dann zu, wenn auch der elektrische Energiespeicher größer dimensioniert wird. Für EFH gilt zudem, dass ohne Berücksichtigung einer Einspeisevergütung ab einem Dachflächenanteil von ca. 60% Solarthermie sich ökologisch positiv zu bewertende Varianten einstellen. Wird bei den PV dominierten Varianten die Einspeisevergütung berücksichtigt, so liegen die Jahresgesamtkosten für die Varianten mit großen Solarthermieanlagen allerdings in etwa um den Faktor zwei über den rein PV dominierten Varianten. Ohne Berücksichtigung der Einspeisevergütung reduziert sich die Differenz auf etwa das etwa eineinhalbfache.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass neben der Ökologie auch die Jahresgesamtkosten von Anlagen mit hohen PV-Anteilen an der Dachfläche deutlich von der Bewertung der Einspeisung der elektrischen Energie abhängig sind. Die geringsten Jahresgesamtkosten berechnen sich unter Berücksichtigung der Einspeisevergütung bei einem EFH zu etwa $5 \text{ €/}(\text{m}^2 \text{ a})$. Beim MFH ergeben sich Gesamtkosten ab $9 \text{ €/}(\text{m}^2 \text{ a})$. Wird die Einspeisevergütung für den gleichen Auslegungspunkt jedoch nicht berücksichtigt, steigen die Kosten auf ca. $15 \text{ €/}(\text{m}^2 \text{ a})$ bzw. $17 \text{ €/}(\text{m}^2 \text{ a})$. Im Gegensatz dazu liegen die Kosten für solarthermisch dominierte Systeme zwischen $20 \text{ €/}(\text{m}^2 \text{ a})$ bzw. $28 \text{ €/}(\text{m}^2 \text{ a})$.

11.2 Ausblick – Handlungsempfehlungen

Die Ergebnisse des Projektes „SolSys“ belegen, dass sowohl die Nutzung von Solarenergie durch thermische Sonnenkollektoren als auch Photovoltaikanlagen wesentliche Bausteine darstellen, um das durch die Bundesregierung definierte Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Mittels thermischer Kollektoren vor Ort erzeugter Wärme aber auch durch elektrische Energie von vielfach innerhalb einer Liegenschaft installierten PV-Anlagen lassen sich die unterschiedlichen Wärme- und Strombedarfe vor Ort zu überwiegenden Teilen decken. Bei entsprechender Dimensionierung der Anlagen kann prinzipiell auch der gesamte Wärme- und Strombedarf solar gedeckt werden. Die Einbindung von Sonnenenergie in die Energieversorgung ist weit über den Bereich der im Rahmen von SolSys betrachteten Wohngebäude darstellbar, wobei die beiden diskutierten Technologien als komplementäre Schlüsseltechnologien angesehen werden können.

Unter ökologischen Aspekten sowie den derzeit herrschenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sollte photovoltaisch erzeugter Strom primär für die Deckung des Haushalts- und Betriebsstrombedarfs der Gebäude genutzt werden. Um die solarelektrischen Deckungsanteile zu steigern, können elektrische Energiespeicher eingesetzt werden.

Sollte darüber hinaus solar erzeugter Strom, z. B. zur Wärmeerzeugung zur Verfügung stehen, wird dieser entweder direkt mittels elektrischen Widerstandsheizern genutzt oder über einen Wärmepumpenprozess, der üblicherweise Umweltwärme als ebenfalls regenerative Wärmequelle nutzt, in

Nutzwärme gewandelt (Power to Heat). Darüber hinaus zur Verfügung stehender Strom aus einer Photovoltaikanlage kann -wenn möglich- in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Beide Ansätze, die direkte Nutzung von solarer Strahlungsenergie durch thermische Kollektoren als auch die Erzeugung von elektrischem Strom durch PV-Anlagen, entlasten die Umwelt, sparen fossile Energieressourcen und reduzieren die Emission von Treibhausgasen - vornehmlich von CO₂.

Auch wenn elektrischer Strom schon heute unverzichtbar ist und bereits kurzfristige Engpässe in der Versorgung verheerende Folgen haben können, wird die Abhängigkeit der Gesellschaft von Strom in Zukunft weiter zunehmen. Der geplante Ausbau der Elektromobilität, eine steigende Zahl von Wärmepumpen und die weitere Elektrifizierung vormals aus fossilen Energiequellen gespeister Prozesse resultieren in einem Mehrbedarf der auch durch eine sogenannte „Sektorenkopplung“ oder weitere Steigerung der Energieeffizienz kaum zu kompensieren ist.

Selbst bei zunehmend im Niedrigstenergiestandard erstellten Gebäuden verbleibt ein nicht unerheblicher Restbedarf an Heizenergie für Raumwärme. Selbst bei Gebäuden die praktisch keinen Heizenergiebedarf aufweisen (sog. Passivhäuser und Nullenergiehäuser), besteht die Notwendigkeit, Trinkwasser zu erwärmen. Um dem Klimaschutzziel für 2050 zumindest tendenziell näher zu kommen und vor dem Hintergrund einer schon seit Jahren zu verzeichnenden Sanierungsraten von nur etwa 1 % des Gebäudebestands, muss insbesondere die Wärme- und Stromversorgung von Wohngebäuden des Bestands auf regenerative Energiequellen, wie etwa Solarthermie und Photovoltaik, umgestellt werden.

Um den durch den Anstieg des Bedarfs an elektrischer Energie aber auch durch zunehmende Anteile regenerativen und zumeist volatilen Stromangebots befürchteten Versorgungsengpässen entgegen zu wirken, kann solarelektrisch erzeugte Wärme, z. B. aus Anwendungen wie „Power to Heat“, solarthermisch ersetzt und die gewünschte Energieform (Wärme) direkt bereitgestellt werden. Zudem können große Teile von Biomasse zur Beheizung von Gebäuden, Trinkwassererwärmung o. ä. durch thermische Solaranlagen substituiert werden.

Besonders vor dem Hintergrund des in Deutschland zukünftig geltenden „Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude“, kurz: GebäudeEnergieGesetz (GEG), in dem festgelegt wird, dass bei der Berechnung des Endenergiebedarfs von Gebäuden diejenigen Anteile nicht zu berücksichtigen sind, die durch in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang zum Gebäude gewonnenen solaren Strahlungsenergie gedeckt werden, kommt der dezentralen und lokalen Erzeugung und Nutzung von Solarenergie zur Wärme- und Stromversorgung eine entscheidende Bedeutung zu. Aus diesem Grund werden die im Projekt „SolSys“ erstmals wissenschaftlich untersuchten Konzepte zur kombinierten solarthermischen und solarelektrischen Energieversorgung von Gebäuden zukünftig deutlich an Bedeutung gewinnen.

Die nach wie vor im Bereich der Planung und Ausführung von Gebäuden fast ausschließlich getrennt voneinander betrachtete Versorgung mit Wärme und Strom gründet sich auf ein in der Praxis allenthalben festzustellendes Kenntnis- und Erfahrungsdefizit. Aber auch im Bereich der Wissenschaft und Forschung ist der Umfang gesicherter Erkenntnisse in Bezug auf ganzheitliche und liegenschaftsbezogene Versorgungskonzepte für Wärme und Strom noch eher niedrig. Um die möglichen Potentiale, die auch mit Blick auf die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erschließen sind, nutzbar zu machen, muss sowohl die Forschung als auch die Anwendung in diesem Bereich deutlich intensiviert werden.

Für eine seriöse Bewertung der Sinnhaftigkeit und Zukunftsfähigkeit einer parallelen Nutzung von thermischen Sonnenkollektoren und Photovoltaikmodulen müssen, wie auch bei der Kombination anderer, auch nicht regenerativer Wärme- und Stromquellen, alle relevanten Einflussgrößen gesamtheitlich betrachtet und bezüglich ihres Zusammenwirkens objektiv untersucht werden. Bei diesen Untersuchungen müssen ggf. vorhandene Möglichkeiten zur energetischen Koppelung unterschiedlicher Sektoren der Energiebereitstellung und -nutzung, auch über die Grenzen einer ein-

zelenen Liegenschaft hinaus, analysiert werden. Da infrastrukturelle Kosten, die z. B. für den Ausbau von Stromnetzen oder die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch den Bereitschaftsbetrieb fossiler Kraftwerke entstehen, von der Allgemeinheit zu tragen sind, muss die ökonomische Bewertung unterschiedlicher Technologien und Konzepte zur Wärme- und Stromversorgung sowohl aus der Perspektive der Anlagenbesitzer und/oder -betreiber aber auch der gesamten Volkswirtschaft erfolgen. Vor dem Hintergrund der Verknappung vieler Ressourcen sowie des Klima- und Landschaftsschutzes werden sowohl der thermischen als auch der photoelektrischen Nutzung solarer Strahlungsenergie in Zukunft andere regenerative Energiequellen, wie z. B. Wind, Geothermie oder die Nutzung von Biomasse zunehmend detaillierter und kritischer gegenübergestellt. Neben der Einsparung fossiler Energieträger und einer Reduktion der Emission von Treibhausgasen werden die Flexibilität, Zuverlässigkeit, die Abrufbereitschaft und wirtschaftliche Aspekte aber auch langfristig zu erwartende Technikfolgen und ökologische Belange bei der Entscheidung für oder gegen eine Energiequelle und damit deren Marktpräsenz von entscheidender Bedeutung sein.

Es kann erwartet werden, dass in Zukunft unterschiedliche regenerative Energien die Versorgung diverser Bereiche und Anteile am gesamten Energiebedarf abdecken. Unter der Berücksichtigung einer auch politisch geforderten Kopplung bisher weitgehend isolierter Erzeugungs- und Verbrauchssektoren müssen typische Anwendungsfälle der vorhandenen Energieversorgungstechnologien, wie etwa die Nutzung von Solarthermie und Photovoltaik im Gebäudebereich, in ihren wesentlichen Grundzügen und Kopplungsmöglichkeiten verstanden und in den Anwendungsmustern wo möglich standardisiert werden.

Zusammenfassend lassen sich aus den Ergebnissen des Projekts „SolSys“ folgende Handlungsempfehlungen ableiten:

- **Entwicklung, Realisierung und Erprobung standardisierter und integrierter Wärme- und Stromversorgungskonzepte für Einfamilien- und kleine Mehrfamilienhäuser im Bestand und bei Neubauten**

Hierdurch wird die Basis für eine breite Marktetablierung für die zukünftig durch das GEG induzierte Nachfrage nach kombinierten solarthermischen und solarelektrischen Energieversorgungskonzepten bereitet.

- **Elektromobilität bei zukünftigen Energieversorgungskonzepten für Gebäude berücksichtigen. Obligatorische Untersuchung von solarbasierten Konzepten für die Bereitstellung von Wärme und Strom.**

Der solarerzeugte Strom wird zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs, für die Ladung von Elektrofahrzeugen sowie ggf. für die Wärmeerzeugung genutzt.

Der elektrische Energiespeicher des Autos kann zusätzlich zur Bereitstellung von elektrischer Energie für das Gebäude genutzt werden.

Hinweis: Es wird erwartet, dass sich die zusätzliche Nutzung von PV-Strom für E-Mobilität steigernd auf den Einsatz von Solarthermie auswirkt, da hierdurch weniger Strom für Wärmeanwendungen zur Verfügung steht.

- **Untersuchung der volkswirtschaftlichen Kosten unterschiedlicher solarbasierter Energieversorgungskonzepte.**

Hintergrund: Die in „SolSys“ untersuchten solarbasierten Energieversorgungskonzepte haben gezeigt, dass die Aufteilung der Dachfläche für Solarthermie und Photovoltaik im Bereich von 80 % ST und 20 % PV sowie 20 % ST und 80 % PV sowohl unter ökonomischen als auch unter ökologischen Aspekten einen relativ geringen Einfluss hat. Allerdings erfolgte im Projekt SolSys die ökonomische Betrachtung ausschließlich aus Sicht des Investors bzw. Anlagenbetreibers.

Es wird erwartet, dass durch eine detaillierte volkswirtschaftliche Betrachtung neue Erkenntnisse gewonnen werden, da insbesondere PV basierte Gebäudeenergiekonzepte ohne oder mit relativ kleinen elektrischen Energiespeichern erhebliche negative Einflüsse auf das vorhandene Stromnetz haben können.

- **Vergleich der aktuellen volkswirtschaftlichen Kosten solarbasierter Energieversorgungskonzepte mit Alternativen auf der Basis anderer regenerativer Energien.**
Um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zumindest näherungsweise erreichen zu können, müssen neben Solarenergie auch alternative Quellen regenerativer Energien, wie z. B. Wind, Geothermie oder die Nutzung von Biomasse in die Energieversorgung, nicht nur von Gebäuden, integriert werden. Detaillierte Untersuchungen und die Gegenüberstellung der Nutzung unterschiedlicher regenerativer Energien in Bezug auf deren volkswirtschaftliche Kosten ermöglichen es, die für eine bestimmte Anwendung an einem bestimmten Ort geeignetste regenerative Energie zu identifizieren.
- **Identifizierung maximal ressourcen- und umweltschonender sowie gesamtwirtschaftlich günstiger Größenverhältnisse von Solarthermie- und Photovoltaikanlagen für Wohngebäude und Quartiere.**
Mit Blick auf zukunftsfähige Energieversorgungskonzepte für Wohngebäude und unter besonderer Berücksichtigung der Schwerpunkte Ressourcenverbrauch und Minimierung der Umwelteinflüsse (Emissionen, Landschaftsschutz) muss es das Ziel sein, einen möglichst „neutralen“ Gebäudebestand zu etablieren. Mit gleicher Notwendigkeit sind entsprechende Maßgaben und Ansätze sowohl für Neubauten als auch für den Gebäudebestand zu entwickeln. Die Entwicklung und Anwendung in diesem Sinn zukunftsfähiger Energieversorgungskonzepte sollte durch staatliche Maßnahmen gefördert und begünstigt werden.

Damit es gelingt den Ressourcenverbrauch und die CO₂-Emissionen von zukünftig neu errichteten Gebäuden und Quartieren zu minimieren sowie eine adäquate Sanierung von Bestandsgebäuden zu initiieren und zu realisieren, sollten die oben genannten Maßnahmen primär in weiteren Forschungs- und Entwicklungsprojekten umgesetzt werden.

1 2 Literaturverzeichnis

- [1] Storch, T.: "Konzept und erste energetische Bilanzierung von zwei energieautarken Häusern in Freiberg / Sachsen" in Gleisdorf SOLAR 2014, Gleisdorf, Österreich, 2014.
- [2] Erhorn, H., et al.: "Messtechnische und energetische Validierung des BMVBS-Effizienzhaus Plus in Berlin", Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP, Stuttgart, 2013.
- [3] Glembin, J., et al.: "Verbrauchen geht vor Speicher - Sonnenhäuser mit Bauteilaktivierung und kleinem Pufferspeicher" in 24. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014, Seite 028, ISBN: 978-3-943891-35-5.
- [4] Bockelmann F., et al.: "Netto-Plusenergie-Gebäude mit Stromlastmanagement und Elektromobilität", Institut für Gebäude- und Solartechnik, TU Braunschweig, SF-10.08.18.7-11.32 / I13-F20-10-1-068, Forschungsinitiative Zukunft Bau des Bundesinstitutes für Bau- Stadt- und Raumforschung, Braunschweig, 2013.
- [5] Stryi-Hipp, G., et al.: "HeizSolar - Untersuchung und simulationstechnische Optimierung von Wärmeversorgungs-konzepten für Wohngebäude, deren Gesamtwärmebedarf zu 50% bis 100% mit Solarwärme gedeckt wird und Vergleich mit anderen CO₂-reduzierten Wärmeversorgungs-konzepten", Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Förderkennzeichen 0325971A, Laufzeit 01.10.2010 bis 31.12.2014.
- [6] Henning, H.-M., Palzer, A.: "A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies—Part I: Methodology," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 30, pp. 1003-1018, 2014.
- [7] Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat, Berlin: ÖKOBAUDAT, Informationsportal nachhaltiges Bauen, verfügbar unter <https://www.oekobaudat.de/>, zuletzt zugegriffen am 30.6.2019
- [8] Fisch, M.N., Schlosser, M., Reiser, S., et. al.: "future:solar - Systemanalyse zur solaren Energieversorgung, Abschlussbericht" (BMWi, FKZ 0325990A), Mai 2015
- [9] Wirth, H.: "Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland", Fraunhofer ISE Fassung vom 14.06.2018, www.pv-fakten.de
- [10] "Photovoltaik-Preismonitor Deutschland", Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), EuPD Research: Ergebnisse 1. Quartal 2013; EX0091-059-2-3-01-1
- [11] www.photovoltaik.org/wissen/photovoltaik-wirkungsgrad, Stand 12.07.2016
- [12] "DCTI Green Guide- Photovoltaik & Stromspeicher 2016", Deutsches CleanTech Institut (DCTI), Band 4, ISBN 978-3-942292-24-5, Stand April 2016

- [13] Moshövel, J., Magnor, D., et. al.: "PV Nutzen, Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern", Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Ergebnisbericht, Dezember 2015
- [14] Wohlfahrt-Mehrens, M.: "Lithium-Batterien", Helmholtz Institute Ulm (HIU), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
- [15] Mähliß, J.: "Aufbau, Funktionsweise und Gefährdungspotenzial von Li-Ionen-Zellen", batteryuniversity.eu GmbH
- [16] Korthäuser, R. (Hrsg.), Treffer, F.: "Handbuch Lithium-Ionen-Batterien", Fachverband Transformatoren und Stromversorgungen im ZVEI, Springer Vieweg, Berlin Heidelberg 2013
- [17] enArgus, Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH, https://enargus.fit.fraunhofer.de/pub/bscw.cgi/d4840704-2/*/*Natrium-Schwefel-Batterie.html?op=Wiki.getwiki&search=Na/S%20Akku, Stand 18.08.2016
- [18] Kurzweil, P., Dietlmeier, O. K.: "Elektrochemische Speicher -Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Grundlage", Springer Vieweg, Wiesbaden 2015
- [19] www.solarstromerzeugung.de/photovoltaikanlage/komponenten-einer-photovoltaikanlage/solarmodule/cis-photovoltaikmodule/, Stand 05.09.2016
- [20] www.energieheld.de/solarthermie/kollektoren/hybridkollektor, Stand 05.09.2016
- [21] "Energy Charts", Fraunhofer ISE, https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm, Stand 24.08.2016
- [22] SMA Solar Technology AG, www.sma.de/produkte/batterie-wechselrichter/, Stand 06.09.2016
- [23] "Speicher Monitoring", Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA), www.speichermonitoring.de/ueber-pv-speicher/batterietechnologien.html, Stand 06.09.2016
- [24] www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/stromspeicher/bleiakku.html, Stand 05.09.2016
- [25] Fischer, P., Tübke, J., Pinkwart, K.: "Entwicklungen auf dem Gebiet der Redox-Flow Batterie", Fraunhofer – Institut für Chemische Technologie (ICT), Präsentation beim Energiespeicher Symposium in Stuttgart 2013
- [26] Hassmann, K., Luczak, A.: "Redox-Flow-Batterie, ein heißer Kandidat als Stromspeicher für die dezentrale Anwendung?", Cluster Energietechnik und Vanadis Power GmbH
- [27] Meier-Engel, K.: BFH-TI, <https://prof.ti.bfh.ch/fileadmin/home/mik1/Natrium-Batterien.pdf>, Stand 06.09.2016
- [28] www.freshytec.net/images/stories/articles/Blei-Akku-02-LR.png, Stand 06.09.2016
- [29] www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/solarmodule/hybridmodul.html, Stand 14.03.2016

- [30] Adam, M., Wirth H.P., Radosavljevic, R.: "Standardisierung und Normung von multifunktionalen PVT Solarkollektoren (PVT-Norm) Teilvorhaben: PVT-Systemanwendungen und Simulationen", Bericht zum Verbundprojekt Fachhochschule Düsseldorf Abteilung E²-Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, FKZ 01FS12037, 2014
- [31] www.ikz.de/nc/detail/news/detail/reduzierter-flaechenbedarf-und-hoehere-energieertraege-eine-kleine-marktuebersicht-zu-pvt-hybridkollek/ Stand 13.07.2018
- [32] www.enbausea.de/solarenergie/aktuelles/artikel/pvt-kollektoren-und-waermepumpe-sind-gutes-team-5352.html, Stand 13.06. 2017
- [33] "Faktenpapier – Stromgestehungskosten (LCOE) von Photovoltaik-Anlagen", Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen GmbH, April 2018
- [34] "Photovoltaics Report" Fraunhofer ISE, 19 June 2018
- [35] "Press Release", Heliatek GmbH, 2016
- [36] Forschungsprojektseite, www.solarstromforschung.de/helene/, Stand 19.06.2019
- [37] "Rekord: Solarzelle erreicht 22 Prozent Wirkungsgrad", BINE Informationsdienst, Themennews, 19.02.2016
- [38] "Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität (BuW): Ergebnispapier Nr. 18: Studie: Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen Analyse von Nachnutzungsanwendungen, ökonomischen und ökologischen Potenzialen", Februar 2016
- [39] Reid, G., Julve, J.: "Second Life Batterien als flexible Speicher für Erneuerbare Energien", Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbandes erneuerbare Energie e.V. und der Hannover Messe, April 2016
- [40] www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/12/2014-12-16-nicht-abschalten-sondern-umwandeln.html, Stand 12.10.2015
- [41] www.vdi-nachrichten.com/Technik-Finzen/Wasserstoff-sicher-transportieren-lagern, Stand 13.07.2018
- [42] "Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik) ", Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), Februar 2018 [1]
- [43] "HOAI - Honorarordnung für Architekten und Ingenieure", Bundesanzeiger Verlag GmbH, 2013
- [44] "Leitfaden zur Eigenversorgung", Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Juli 2016
- [45] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, www.bmwi.de., Stand 06.09.2018

- [46] <https://www.photovoltaikeforum.com/magazin/praxis/vom-stromerzeuger-zum-energieversorger-1746/>, Stand 04.09.2018
- [47] Immobilienverband IVD, www.ivd.net., Stand 06.09.2018
- [48] "Leitfaden Mieterstrom", solar-cluster Baden-Württemberg, Stand 10. Mai 2017
- [49] www.netztransparenz.de, Stand 06.09.2018
- [50] "Mieterstrom in der Praxis", Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 1. Auflage 2018
- [51] "Schlussbericht Mieterstrom", Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich, 17. Januar 2017
- [52] Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 17. Juli 2017
- [53] "Mieterstrom mit Solarenergie: Einführende Informationen für Interessenten. Sonne teilen Solarstrom für Mieter & Nachbarn", Bundesverband Solarwirtschaft, Deutsche Bundesstiftung Umwelt:
- [54] Behr, I., Großklos, M.: "Praxishandbuch Mieterstrom. Fakten, Argumente und Strategien", Springer Vieweg, ISBN 978-3-658-17539-9
- [55] Brodowski, C.: "Chancen und Risiken dezentraler Versorgung am Beispiel Eigenversorgung, Mieterstrom und Quartiersversorgung", Thüga AG, Hannover, 24. November 2017.
- [56] Will, H., Zuber, F.: "Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom", Urbane Energie GmbH, local energy markets, 2. aktualisierte Auflage, Juni 2017.
- [57] Fachverlag EUWIG – Europäischer Wirtschaftsdienst, www.euwid-energie.de, Stand 18.10.2018
- [58] Burghard F., et al.: "Zukunftsfeld Mieterstrommodelle. Potentiale von Mieterstrom in Deutschland auf verschiedenen Ebenen mit einem Fokus auf Bürgerenergie", 2018
- [59] Ajzen, I.: "The theory of planned behavior. Organizational Behavior and Human Decision Processes", 50, 179-221. doi:10.1016/0749-5978(91)90020-T, 1991
- [60] "Solar Heating Systems for Houses, A design Handbook for Solar Combisystems", Ergebnisse der IEA-SHC Task 26
- [61] www.elink.tools/elink-tools/synpro
- [62] DIN EN 12977-5:2012-06, unverändert im Entwurf DIN EN 12977-5:2016-08
- [63] Mauthner, F., Weiss, W., Spörk-Dür: "Solar Heat Worldwide 2014", IEA SHC, Mai 2016
- [64] "Price Reduction of Solar Thermal Systems, Reference solar domestic hot water system Germany", IEA-SHC Task 54task 54,
- [65] Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen (TZS), Stuttgart

- [66] European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF), www.estif.org, Stand 13.12.2017
- [67] TRNSYS 17, TRaNsient SYstem Simulationprogramm, Version 17.02.0004, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison
- [68] Meteonorm® 7, Global Meteorological Database for Engineers, Planners and Education, Version 7.1.10.25939, Meteotest, Bern (CH), 2015

A Technologieübersicht – Strom

Auf Basis der Angaben von Systemanbietern und Komponentenherstellern, stellt die folgende Recherche einen Überblick der am Markt zurzeit relevanten Anlagen und Komponenten hinsichtlich der Stromerzeugung und Speicherung dar. Die Recherche dient als repräsentativer Überblick und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

A.1 Photovoltaik(module)

Neben den Komponenten und der Anlagentechnik, sind das Strahlungsangebot sowie die Ausrichtung und Neigung einer Photovoltaikanlage für deren Ertrag ausschlaggebend. Unter der Voraussetzung einer optimalen Ausrichtung und Neigung der PV-Anlage, liegen in Deutschland die mittleren Erträge zwischen 800 und 1.100 kWh/kWp.[8]

Der Unterschied im Strahlungsangebot zwischen den verschiedenen klimatischen Regionen in Deutschland beträgt in etwa $\pm 10\%$ um den mittleren Wert. Wetterabhängige Schwankungen des jährlichen Strahlungsangebotes an einem Standort liegen in der gleichen Größenordnung. In einigen Fällen nehmen zudem z. B. topographische Besonderheiten signifikanten Einfluss auf das örtliche Strahlungsangebot. Diese und auf einem ggf. vorhandenen Mikroklima basierende Effekte müssen bei der Projektierung von Photovoltaikanlagen berücksichtigt werden.

Weltweit werden ca. 95 % (Stand 2013) der Photovoltaikzellen, die sog. *Wafer*, aus kristallinem Silizium hergestellt. [9] Dabei wird zwischen monokristallinen und polykristallinen Zellen unterschieden. Diese beiden Zellentypen besitzen ähnliche Marktanteile, die jeweils über 40 % bzw. über 50 % liegen. Den restlichen Anteil stellen amorphe Photovoltaikzellen dar, die derzeit im Wesentlichen in der Form von Dünnschichtzellen produziert werden. [10]

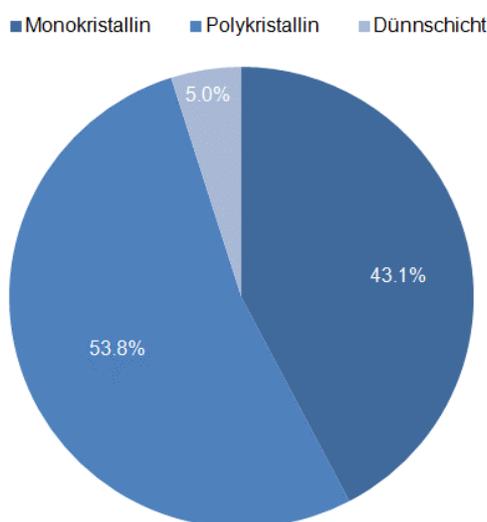


Abbildung A. 1: Weltweite Marktanteile der gebräuchlichsten Solarzellentypen (Stand 2013) [10]

Kristalline Photovoltaikzellen

Bei polykristallinen Zellen wird zur Herstellung der Rohstoff Silicium geschmolzen, in Blöcke gegossen und anschließend in Scheiben zersägt. Beim Abkühlen bilden sich unterschiedlich große Kristalle. Verunreinigungen und Kristallgrenzen führen zu einem geringeren Wirkungsgrad gegenüber

den monokristallinen Solarzellen, die bei der Herstellung als sogenannter "Einkristall" aus der Schmelze gezogen werden. Durch dieses Herstellungsverfahren entfallen die Einbußen an den Kristallgrenzen.

Zurzeit liegt der Wirkungsgrad von PV-Modulen mit monokristallinen Zellen bei etwa 22 % und darüber, bei solchen mit polykristallinen Wafern liegt er zwischen 15 % und 20 %. Im Vergleich dazu erreichen Module mit amorphen Solarzellen, auch Dünnschichtzellen genannt, aus Silizium etwa die Hälfte der Modulwerte mit polykristallinen Zellen. ([11][12])

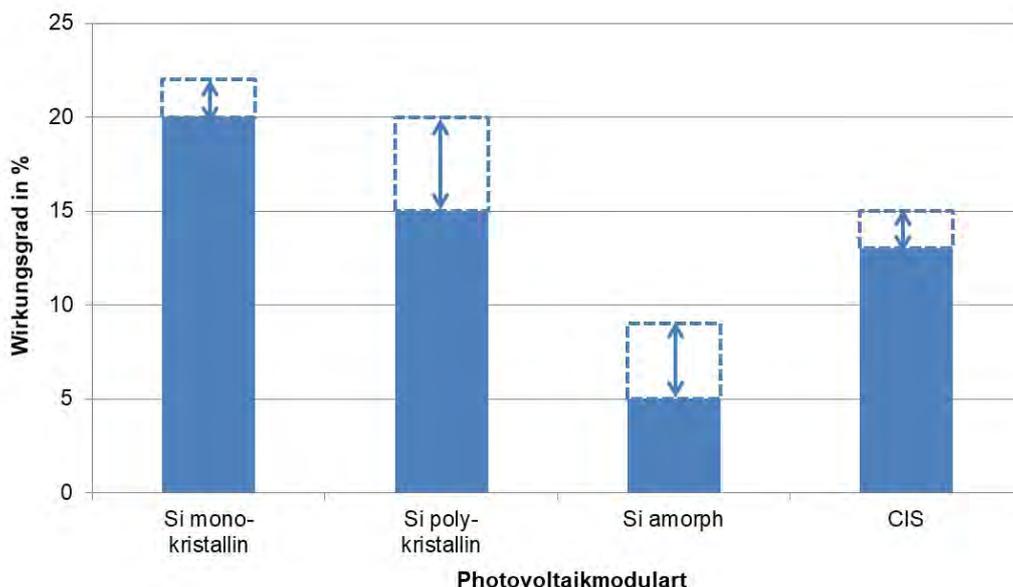


Abbildung A. 2: Modulwirkungsgrade bei Verwendung unterschiedlicher Solarzellen (Wafer)

Der mittlere Wirkungsgrad eines gesamten Photovoltaiksystems inklusive Leitungsverluste, Ertrags-einbußen durch Verschattung und Verschmutzung sowie durch die Umwandlung des Gleichstroms in Wechselstrom, wird als Systemwirkungsgrad bezeichnet. Dieser liegt bei PV-Anlagen mit mono-kristallinen oder polykristallinen Zellen in einem Bereich von 10 % bis 15 %.

Die aktuellen Entwicklungen und Fortschritte im Bereich der Photovoltaik betreffen im Wesentli-chen die Optimierung der Produktion, eine Vereinfachung der Montage und die Logistik. Die For-schung in Bezug auf eine effizientere Nutzung des photoelektrischen Effektes richtet sich haupt-sächlich nach neuen und mutmaßlich zukunftsfähigen Technologiefeldern, wie etwa Konzentratoren PV oder organischen Halbleitern aus.

Dünnschichtmodule - Amorphe und CIS Module

Im Vergleich zu den kristallinen Modulen werden bei den Dünnschichtmodulen keine Kristallblöcke zersägt, sondern das Material direkt, als dünne Schicht, auf das Trägermaterial/ Substrat (z. B. Glas) aufgebracht. Bei der Produktion von CIS-Modulen werden hauptsächlich die Stoffe Kupfer (Cu), Indium (In) und Selen (Se) verwendet.

Dünnschichtmodule sind bis zu 50-mal dünner als kristalline Solarzellen und insbesondere aufgrund des geringeren Materialeinsatzes auch kostengünstiger. [19]

Die am Markt am häufigsten vertretenen Modularten und zugleich einfachste Form unter den Dünnschichtmodulen sind die amorphen (a-Si) und die mikromorphen (μ-Si) Solarzellen. Des Weiter-

ren sind PV-Zellen aus Kupfer-Indium-Selen (CIS) oder Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) sowie Zellen aus Cadmium-Tellurid (CdTe) marktüblich. [11]

Die Wirkungsgrade der Dünnschichtmodule variieren abhängig von der jeweiligen Technologie. Marktübliche, amorphe PV-Module, erreichen einen Modulwirkungsgrad von etwa 5 % bis 9 %. Deutlich besser sind die CI(G)S-Module, bei denen die Modulwirkungsgrade bereits bei etwa 13 % bis 15 % liegen. [12] (siehe Abbildung A. 2)

Dünnschichtzellen haben gegenüber den kristallinen PV-Zellen den positiven Effekt, diffuses (indirektes) Licht effizienter nutzen zu können. Demnach sind sie besonders dann geeignet, wenn eine optimale Ausrichtung oder Neigung der Photovoltaikanlage, z. B. durch örtliche Einschränkungen, nicht möglich ist. Nachteilig ist dagegen das Recycling der CIS-Module, da dieses zum Teil sehr aufwändig ist und für das im Solarmodul befindliche, giftige Selen, besondere Verfahren notwendig sind.

Die im Bereich der Dünnschichtzellen verfügbaren Neuentwicklungen und Sonderbauformen stellen für die im Projekt SolSys betrachteten Anwendungen von Photovoltaik keine relevanten Alternativen dar und werden daher an dieser Stelle nicht weiter diskutiert.

A.2 Modulvergleich und Gegenüberstellung

Je nach Anlagengröße und -typ belaufen sich die Investitionskosten (netto) für fertig installierte Photovoltaikanlagen derzeit auf etwa 1.000 bis 1.500 €/kWp (Stand 2017). [9] Die Anlagenkosten sind in den vergangenen Jahren deutlich gesunken, siehe Abbildung A. 3. Für eine fertig installierte Photovoltaikanlage kann heutzutage als Gesamtpreis von dem doppelten des Modulpreises ausgegangen werden. Die BOS-Kosten (balance of system) belaufen sich auf rund 53% der Investitionskosten von fertig installierten Aufdachanlagen. Die BOS-Kosten beinhalten u.a. die Wechselrichter (~11 %), das Montagesystem (~7,5 %) sowie die Netzanbindung (~6 %). [33]

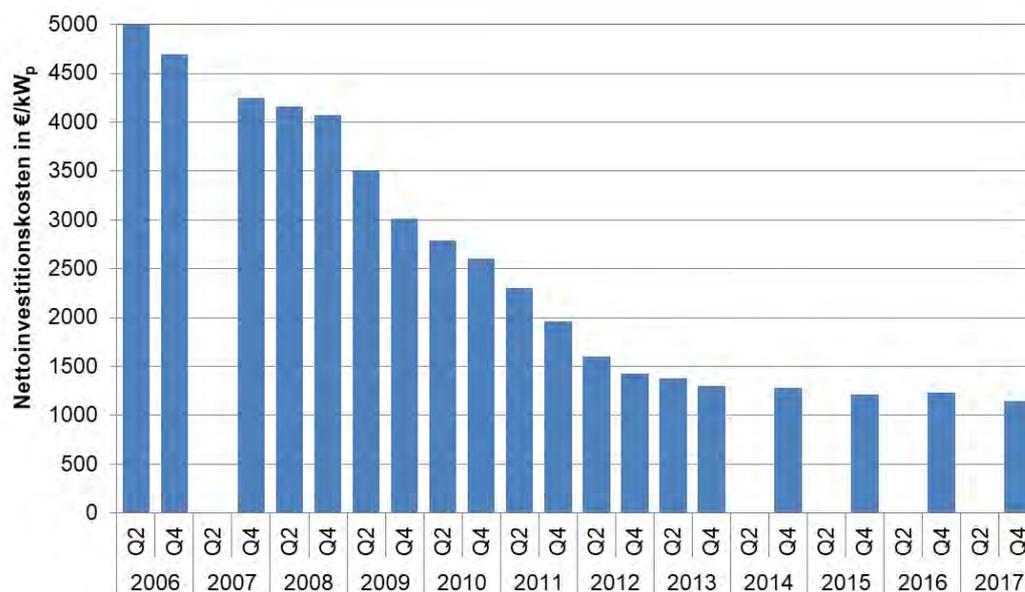


Abbildung A. 3: Nettoinvestitionskosten von fertig installierten PV-Aufdachanlagen €/kWp, gültig für Anlagengrößen von 10 bis 100 kWp (Stand Q4 2017) (in Anlehnung an [9] und [10])

Tabelle A. 1: Zusammenfassung der PV-Moduldaten ([11],[12])

	mono-kristalline PV-Module	polykristalline PV-Module	amorphe PV-Module (Dünnschicht)	CIS-PV-Module (Dünnschicht)
Modulwirkungsgrad in %	20 bis 22	15 bis 20	5 bis 9	13 bis 15
spez. Modulkosten (netto) in €/kW_p	500 - 600		350 (Stand Sep 2013)	580 (Stand Sep. 2013)
Flächenbedarf für 1 kW_p in m²	6,7	7,2	16,7	10,0
Modulleistung in W	< 100 – 500	< 100 – 500	< 100 – 540	< 100 – 320

Wartungskosten, Reinigung und Versicherung

Photovoltaikanlagen sind im Allgemeinen wartungsarm und bedürfen während der Laufzeit (mindestens 20 Jahren) keine größere Aufwendung oder Bedienung. Zur Erzielung von durchgängig hohen Erträgen ist es dennoch ratsam, eine regelmäßige Wartung durchzuführen. Neben einer Sichtprüfung der Photovoltaik-Module sollte bei der Wartung auch die Überprüfung der elektrischen Verbindungen stattfinden. Zudem sollten die Funktionalität und der Betrieb der Wechselrichter regelmäßig geprüft werden.

Ebenfalls relevant für einen hohen Ertrag und die Funktion der Photovoltaikanlage sind Verschmutzungen auf den Solarmodulen. Eine Reinigung ist unabdingbar. Die Häufigkeit der Reinigung der Module ist abhängig von den Standortfaktoren und der Modulneigung. Bei normaler Verschmutzung der Photovoltaikanlage ist eine Reinigung etwa alle zwei Jahre ausreichend. Nicht zu vernachlässigen sind bei Photovoltaikanlagen die Kosten, die jährlich für Versicherungsbeiträge anfallen können. Neben einer Betreiberhaftpflicht ist eine Allgefahren-Versicherung empfehlenswert.

Für die jährlichen Betriebskosten von Photovoltaikanlagen (Versicherung, Wartung, Instandhaltung, Reparatur, ...) können Kosten in Höhe von 1 % der Investitionskosten angenommen werden. [33]

A.3 PVT-Hybridkollektoren

Bei PVT-Hybridkollektoren wird von einem Kollektormodul sowohl thermische als auch elektrische Energie erzeugt. Mittels des photoelektrischen Effektes werden von marktüblichen Photovoltaikmodulen derzeit weniger als 20 % der Strahlungsenergie zur Stromerzeugung genutzt, daher stehen - rein rechnerisch - mehr als 80 % der auftreffenden Strahlungsleistung zur thermischen Nutzung zur Verfügung. Da zudem der Wirkungsgrad von PV-Modulen je Kelvin Temperaturerhöhung sinkt (bei kristallinen Zellen um etwa 0,5 % je Kelvin), haben durch eine zusätzlich thermische Nutzung gekühlte Module prinzipiell eine höhere Leistung. Der Effekt der Temperaturabhängigkeit der Leistung von PV-Modulen, der sich durch die Kühlung der Wafer in PVT-Kollektoren positiv auswirken kann, reduziert die PV-Leistung jedoch in gleichem Umfang, wenn sich die Module erwärmen. Bei Anlagenkonzepten mit PVT-Kollektoren muss vor allem im Sommerhalbjahr eine ständige Wärmeabnahme vom thermischen Absorber gewährleistet sein, insbesondere bei solchen mit geschlossenen Bauarten (abgedeckte Kollektoren mit Abdeckscheiben vor den Modulen). Nur Anlagen mit einem entsprechenden Wärmebedarf, z. B. zur solaren Kühlung oder Klimatisierung von Gebäuden, zur Beheizung von Schwimmbädern oder für die Bereitstellung von Prozesswärme, können günsti-

ge Einsatzgebiete für PVT-Kollektoren darstellen. Um die Effizienz der Photovoltaik positiv zu beeinflussen, müssen die Absorberrtemperaturen möglichst gering sein, was das Anwendungsfeld dieser Technik weiter einschränkt. Weiterhin ist die Stagnationstemperatur des thermischen Absorbers zu beachten, die je nach Konstruktion ggf. den Verbund aus PV-Modul und Absorber oder die PV-Module selbst in dem Fall schädigen kann, wenn keine Wärme aus dem von der Sonne beschienenen System abgeführt wird.

In den zurzeit üblichen Bauformen stellen PVT-Kollektoren einen Kompromiss zwischen der photoelektrischen und der photothermischen Nutzung von Sonnenenergie dar. Eine einseitige Fokussierung auf einen der beiden Bereiche greift in jedem Fall zu kurz. Insbesondere PVT-Systeme müssen sich am Bedarf und Nutzen orientieren. Die Wärme- und Stromproduktion sollte in der Form abgestimmt sein, dass ein PVT-Kollektor gegenüber der parallelen Installation einer Photovoltaik- und einer solarthermischen Anlage Vorteile bietet. Neben technischen Aspekten kann auch die einheitlichere Erscheinung von Anlagen aus PVT-Kollektoren gegenüber solchen aus PV-Modulen und parallel dazu montierten thermischen Kollektoren ein Kriterium sein. Am häufigsten werden ungedeckte PVT-Kollektoren verwendet, das heißt ohne eine Glasscheibe über den Photovoltaikzellen, bei denen meist auf der Rückseite eines normalen PV-Moduls ein Kühler montiert ist, der von einer Wärmeträgerflüssigkeit durchströmt wird, die die in den Solarzellen entstehende Wärme abtransportiert. ([20], [29], [30], [32])

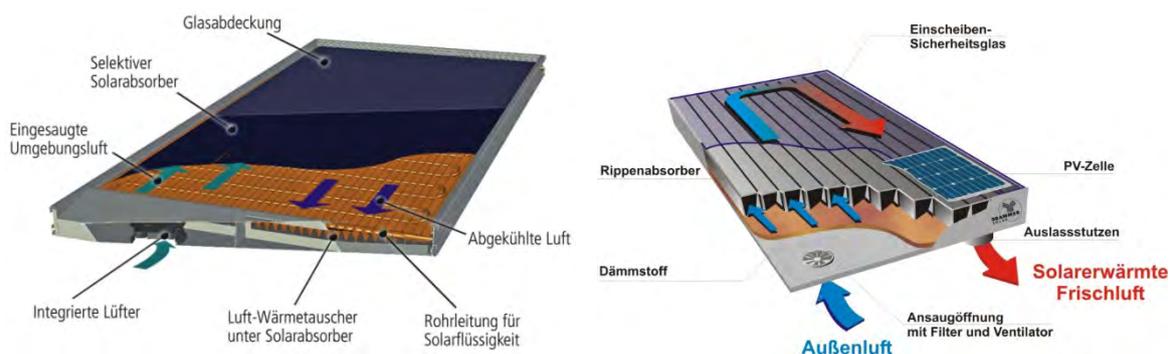


Abbildung A. 4: Beispiele für den schematischen Aufbau eines PVT-Kollektors ([Consolar Solare Energiesysteme GmbH], [GRAMMER Solar GmbH])

Ähnlich wie bei reinen PV-Anlagen steht bei PVT-Systemen die gesamte Dachfläche für die Stromerzeugung zur Verfügung. Bei einer geeigneten Anlagenkonfiguration steigert der durch den thermischen Absorber verursachte Kühleffekt den elektrischen Wirkungsgrad des PV-Generators, siehe Abbildung A. 5. Neben der Bereitstellung solarthermischer Energie kann der Absorber, durch schnelleres Abtauen der PV-Module, deren jährliche Betriebszeit vergrößern.

Im Vergleich zu marktüblichen Flachkollektoren sind die thermische Leistungsfähigkeit und der Temperaturbereich für eine thermische Nutzung von Solarenergie durch einen PVT-Kollektor infolge der Anforderungen und Begrenzungen durch die Photovoltaik deutlich reduziert. Dem gegenüber steht ein höherer Ertrag der PV-Anlage durch die Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades bei gekühlten Modulen.

Abbildung A. 5 zeigt den Zusammenhang zwischen Modultemperatur und der resultierenden elektrischen Leistung von Photovoltaikmodulen.

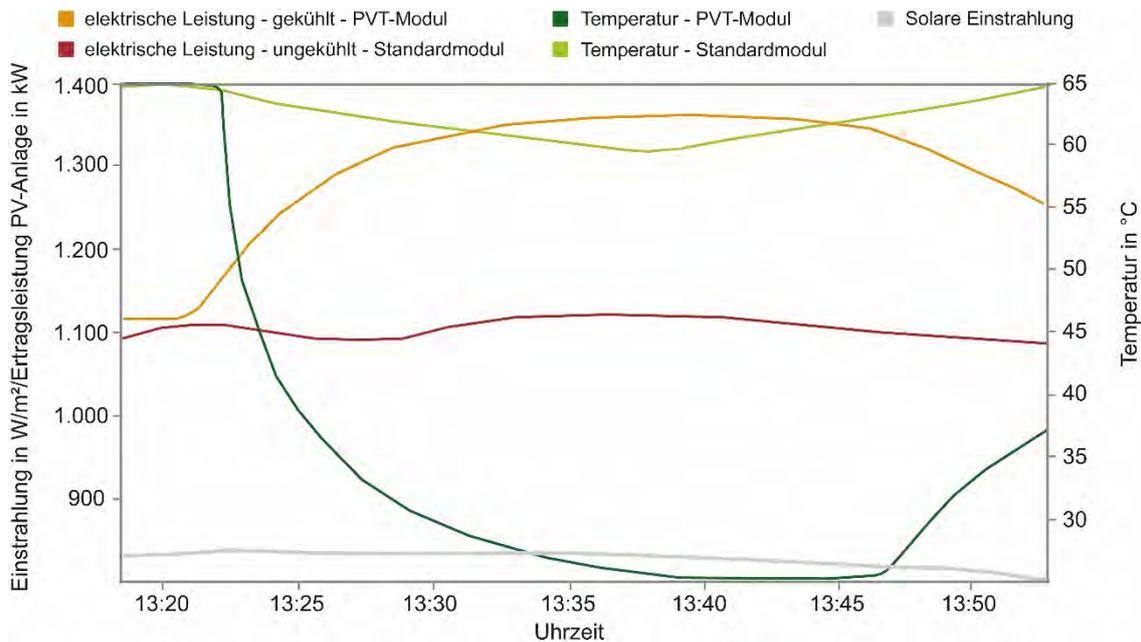


Abbildung A. 5: Schematische Darstellung der elektrischen Leistung der Module in Abhängigkeit von der Modultemperatur

Am Markt spielen PVT-Hybridkollektoren zurzeit eine untergeordnete Rolle. Energiekonzepte bei denen beide Technologien, die regenerative Wärme- und Stromerzeugung berücksichtigt werden, können die Bedeutung dieser Technologie steigern. Aufgrund der geringen Marktdurchdringung der PVT-Hybridkollektoren, von insgesamt nur 34 Herstellern, gestaltet sich die Recherche der Investitionskosten schwierig. [31]

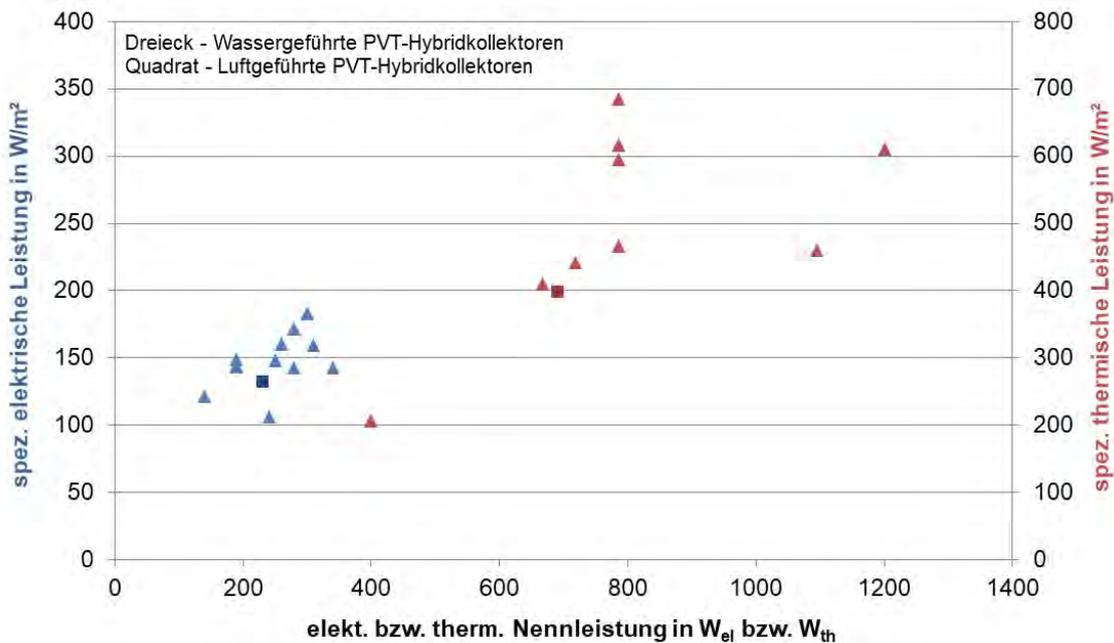


Abbildung A. 6: Modulwirkungsgrade von PVT-Kollektoren

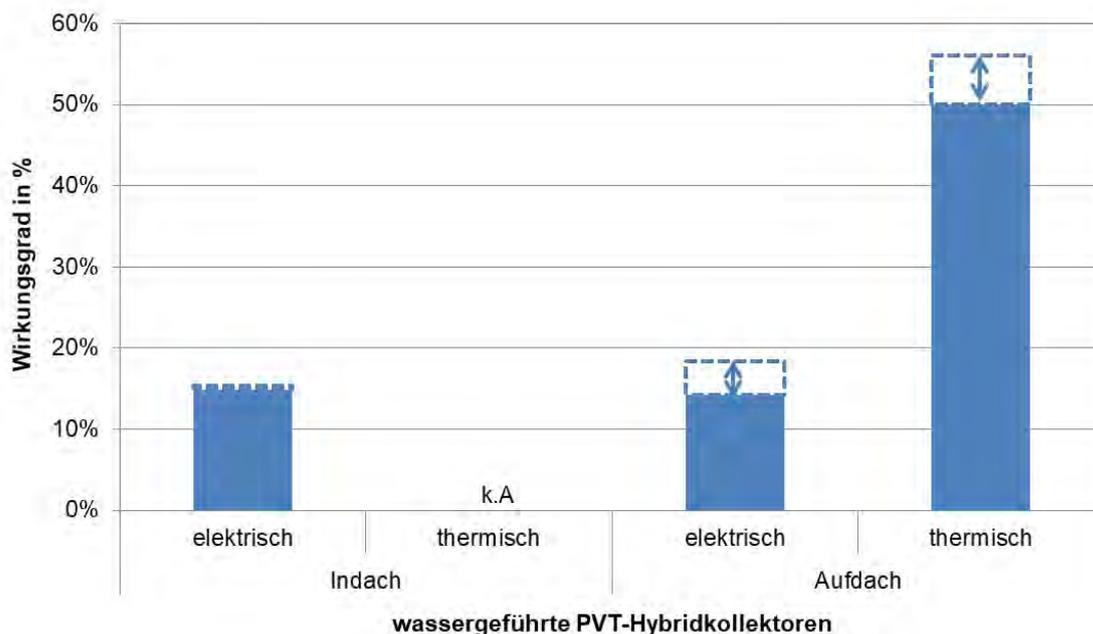


Abbildung A. 7: Elektrische und thermische Modulwirkungsgrade von wassergeführten PVT-Kollektoren

Tabelle A. 2: Zusammenfassung der Daten wassergeführter PVT-Kollektoren (Stand 2016), ([20], [Herstellerdaten])

Wassergeführte PVT-Kollektoren	thermisch	elektrisch
Kollektor- bzw. Modulwirkungsgrad in %	Indach k.A. Aufdach 50 – 56	Indach ~ 15 Aufdach 14 – 18
spezifische Kosten (netto) in €/m ²	500 bis 600	
Durchschnittlicher Flächenbedarf für 1 kW in m ²	1,89	6,95
Modulleistung in W	400 bis 1.200	140 bis 340

Tabelle A. 3: Zusammenfassung der Daten luftgeführter PVT-Kollektoren (Stand 2016) [Herstellerdaten])

Luftgeführte PVT-Kollektoren	thermisch	elektrisch
Kollektor- bzw. Modulwirkungsgrad	k.A.	k.A.
spezifische Kosten (netto)	k.A.	
Durchschnittlicher Flächenbedarf für 1 kWp in m ²	3,08	8,59
Modulleistung in W/m ²	250 bis 400	100 bis 135

A.4 Wechselrichter und Laderegler

Eine weitere Hauptkomponente der meisten in Deutschland betriebenen Photovoltaikanlagen stellt der Wechselrichter dar. Abhängig von der Anlagenkonfiguration und -größe werden bei vielen Anlagen mehr als ein Wechselrichter zwischen den Photovoltaikmodulen und den/die elektrischen Verbraucher oder das angeschlossene Stromnetz installiert. Wechselrichter wandeln den von den Photovoltaikmodulen erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom, um ihn für entsprechende elektrische Verbraucher im Haushalt oder zur Einspeisung in das öffentliche Stromnetz anzupassen. Im Einzelnen übernehmen Wechselrichter in den meisten Fällen die folgenden Aufgaben:

- a) in Verbindung mit einem Gleichstromsteller passt ein Regelalgorithmus die elektrische Belastung der PV-Module so an, dass diese stets mit ihrer größtmöglichen Leistung betrieben werden (Maximum Power Point Tracking, MPPT),
- b) Umwandlung des von den PV-Modulen gelieferten Gleichstroms in Wechselstrom der benötigten Art und
- c) bei Einspeisung in ein bestehendes Wechselstromnetz, Synchronisation mit diesem sowie Überwachung des Netzanschlusses, sodass bei einer Netzstörung die Anlage automatisch vom Netz getrennt wird und Beschädigungen vermieden werden.

Moderne Wechselrichter erreichen Wirkungsgrade bis zu 98,5 % [Querschnitt aus Herstellerangaben], was auf den hohen Entwicklungsstand dieser Technologie hindeutet. Die Lebensdauer von Wechselrichtern beträgt etwa 10 bis 15 Jahre, sodass bei einer angenommenen Lebensdauer der PV-Module von mind. 25 Jahren davon auszugehen ist, dass der/die Wechselrichter mindestens einmal ausgetauscht oder zumindest umfangreich Instand zu setzen ist / sind. Wird eine Photovoltaikanlage mit einem Batteriespeicher betrieben, wird der Wechselrichter in der Regel durch einen Laderegler für die Batterie ersetzt. Um die Energieausbeute der PV-Module und damit die zu speichernde Energie zu maximieren, verfügen hochwertige Laderegler, wie die meisten Wechselrichter, über sog. *Maximum Power Point Tracking*. Der MPP-Tracker berechnet in diesem Fall für alle Einstrahlungsbedingungen und jedes Temperaturniveau an den Modulen den Strom und die Spannung, bei welchem/welcher der PV-Generator die maximale Leistung bereitstellen kann. Die Leistungsfähigkeit des MPP-Trackers und seine Effizienz bei der Verarbeitung von Änderungen bei den äußeren Randbedingungen der PV-Module (z. B. Einstrahlung, Temperatur etc.) haben einen entscheidenden Einfluss auf die tatsächlich erzeugte Leistung der Anlage. [12]

Wird von angeschlossenen elektrischen Verbrauchern und/oder infolge eines Anschlusses an ein Stromnetz Wechselstrom benötigt, wird der oben genannten Punkte b), ggf. in Verbindung mit Punkt c) realisiert.

Die derzeitigen Entwicklungstendenzen bei Wechselrichtern und PV-Ladereglern für Batterien zeigen Schwerpunkte in Bezug auf eine Kostenreduktion, die Betriebssicherheit und die Netzfähigkeit zu Zwecken der Ferndiagnose und -wartung sowie zur Datenübertragung, z. B. für ein Lastmanagement.

Insgesamt betragen die Kosten für Wechselrichter ca. 10 % der Investitionskosten für Solarstromanlagen. Diese Kosten und die Anzahl der Wechselrichter können zudem durch Größe, Ausrichtung und Verschattungssituation des PV-Generators sowie die Art des/der Wechselrichter(s) erhöht werden. Hauptsächlich hängen die Preise für Wechselrichter jedoch von der Leistungsgröße der PV-Anlage ab, sodass der Preis bei etwa 100 € bis 500 € pro kW PV-Generator- bzw. Wechselrichterleistung liegt. [34] und [Herstellerumfrage]

Grundsätzlich werden Wechselrichter in folgende Typologien unterteilt

- String-Wechselrichter,
- Modul-Wechselrichter,
- Zentral-Wechselrichter und
- Batterie-Wechselrichter

Nachfolgend werden diese unterschiedlichen Wechselrichter im Einzelnen diskutiert.

String-Wechselrichter

String-Wechselrichter besitzen mehr als einen MPP-Tracker, welche jeweils den MPP eines Modulstrangs überwachen. Demnach können mehrere Modulstränge, bei denen teilweise verschiedene MPPs vorliegen, an einen Wechselrichter angeschlossen werden, ohne dass der Ertrag der gesamten Anlage von dem schwächsten Strang bestimmt wird. Generell bestimmt das schwächste Modul die Leistung des gesamten Strangs. String-Wechselrichter kommen vor allem dann zum Einsatz, wenn bei einer Anlage je Modulbereich, z. B. durch Verschattung, unterschiedliche Einstrahlungsbedingungen vorherrschen.



Abbildung A. 8: String Wechselrichter des Herstellers GoodWe

Anfallende Investitionskosten und das Nennleistungsspektrum für String-Wechselrichter sind in Abbildung A. 9 zusammengestellt. Bei String-Wechselrichtern kann von Investitionskosten von 500 € bis 3.000 € (0,10 €/Wp bis 0,50 €/Wp) ausgegangen werden. Ein String-Wechselrichter kann je Hersteller eine Nennleistung von 1 kWp bis 60 kWp abdecken.

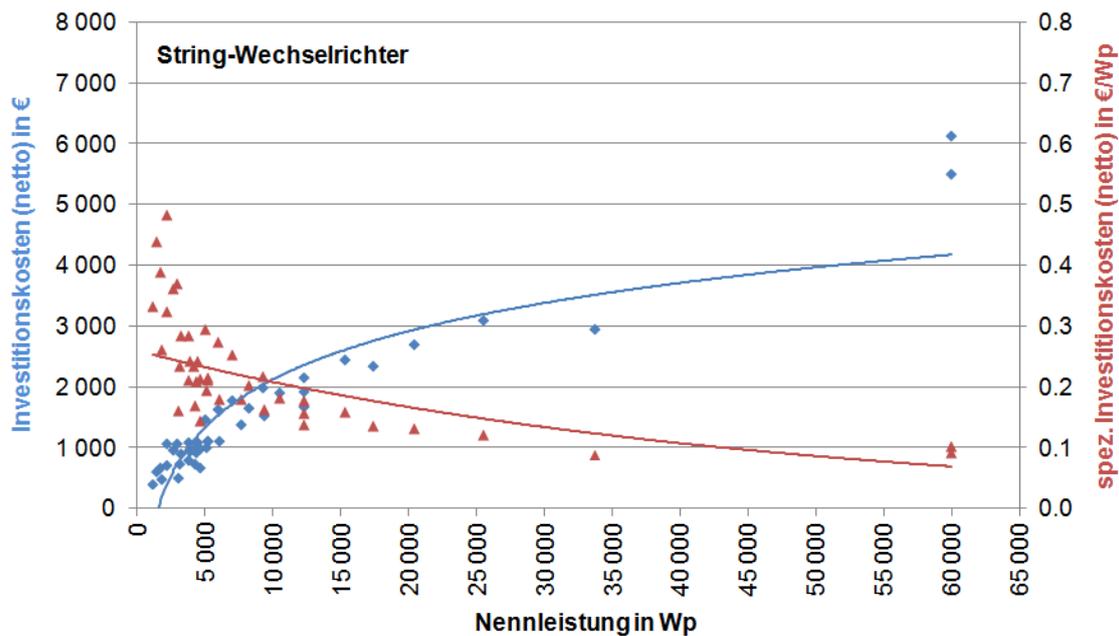


Abbildung A. 9: Investitionskosten für marktübliche String-Wechselrichter [Herstellerangaben]

Modul-Wechselrichter

Modul-Wechselrichter sind vergleichsweise neu auf dem Markt. Anstelle eines String-Wechselrichters wandeln bei Modul-Wechselrichtern kleine, jeweils direkt am Modul angebrachte Wechselrichter (bis 1,3 kWp), den Gleichstrom in Wechselstrom um. Durch das modulare Prinzip entsteht eine beliebige Erweiterbarkeit von Photovoltaikanlagen. Dementsprechend wird der MPP für jedes einzelne Modul und nicht für einen Strang bzw. die gesamte Anlage ermittelt. Hierdurch wirken sich Teilverschattungen der Anlage, komplexe Dachstrukturen oder unterschiedliche Dachausrichtungen nicht negativ auf die Leistung von Modulen mit günstigeren Bedingungen aus. Nachteilig sind dagegen die (noch) vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten der Modul-Wechselrichter von rund 80 € bis 300 € (0,20 €/Wp bis 0,90 €/Wp), siehe Abbildung A. 11, sowie die deutlich geringeren Wirkungsgrade (> 93 %).

Bei Modul-Wechselrichtern ist es im Gegensatz zu String- oder Zentral-Wechselrichtern schwieriger, Fehlerquellen zu identifizieren und fehlerhafte Wechselrichter auszutauschen. Andererseits erleichtern die auch als Mikro-Inverter-Module bezeichneten PV-Module mit integriertem Wechselrichter die Installation, da keine Gleichstromverkabelung der einzelnen Module erfolgen muss.



Abbildung A. 10: Modul-Wechselrichter installiert (links) und Bauteil des Herstellers ABB (rechts)

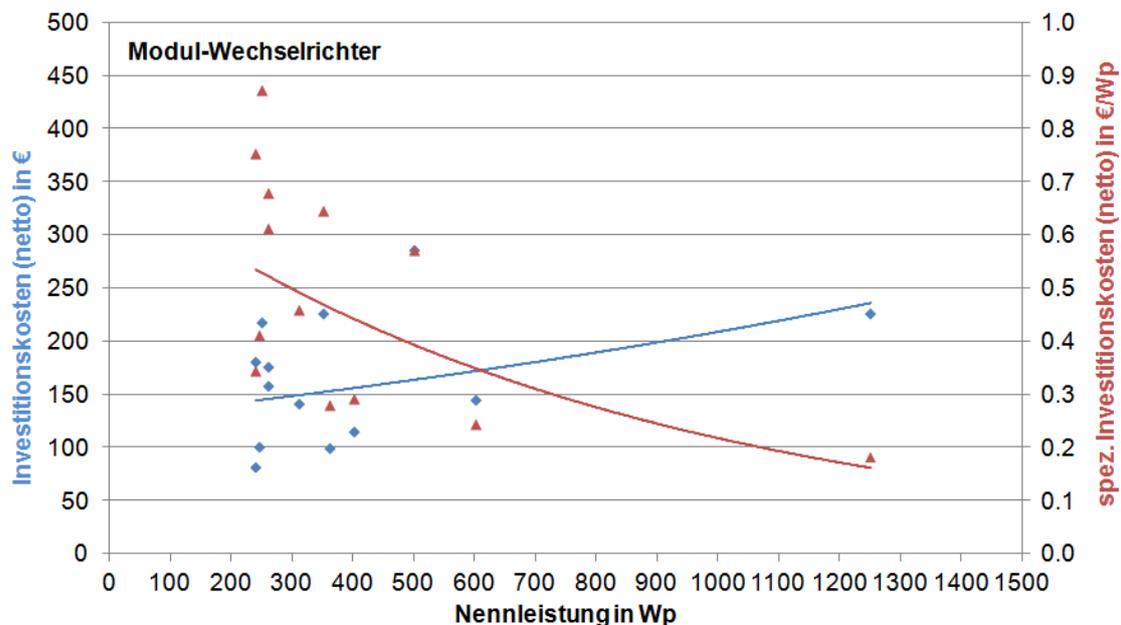


Abbildung A. 11: Investitionskosten für marktübliche Modul-Wechselrichter [Herstellerangaben]

Zentral-Wechselrichter

Zentral-Wechselrichter werden hauptsächlich in großen Photovoltaikanlagen (i.d.R. Nennleistung >100 kW) eingesetzt und kompensieren eine Vielzahl von kleineren Wechselrichtern. Dies ermöglicht die Wartung an einem zentralen Ort und vermeidet die Problematik, dass regelmäßig einzelne, kleinere Wechselrichter ausfallen oder ersetzt werden müssen. Im Schadensfall kann dies jedoch auch erhebliche negative Auswirkungen haben, da dann die komplette Anlage aufgrund eines Wechselrichterschadens ausfallen kann. Diese Art von Wechselrichter wird häufig, z. B. bei großen Freiflächenanlagen, in separaten Wartungsgebäuden untergebracht. Des Weiteren speisen Zentral-Wechselrichter, im Gegensatz zu den anderen Wechselrichtern, in der Regel dreiphasig in das Stromnetz ein.

Im Vergleich zu String-Wechselrichtern werden bei Schaltungen mit Zentralwechselrichtern „starke“ und „schwache“ Module nicht getrennt, sodass trotz MPP-Tracker aufgrund der Reihenschaltung aller Module durch einzelne Module verursachte Leistungsverluste nicht komplett kompensiert werden können. Daher wird bei großen PV-Anlagen auch oft eine String-Schaltung realisiert.

Durch die geringe Zahl von Anbietern nehmen Zentral-Wechselrichter eine Sonderstellung ein. [12] Dies belegen auch die zur Verfügung stehenden Investitionskosten und Angaben zu Nennleistungen. Investitionskosten und das Nennleistungsspektrum für Zentral-Wechselrichter sind in Abbildung A. 13 zusammengestellt. Es ergeben sich, auch aufgrund der hohen Nennleistungen, Investitionskosten über 13.000 € (0,05 €/Wp bis 0,20 €/Wp).



Abbildung A. 12: Zentral-Wechselrichter des Herstellers AEG

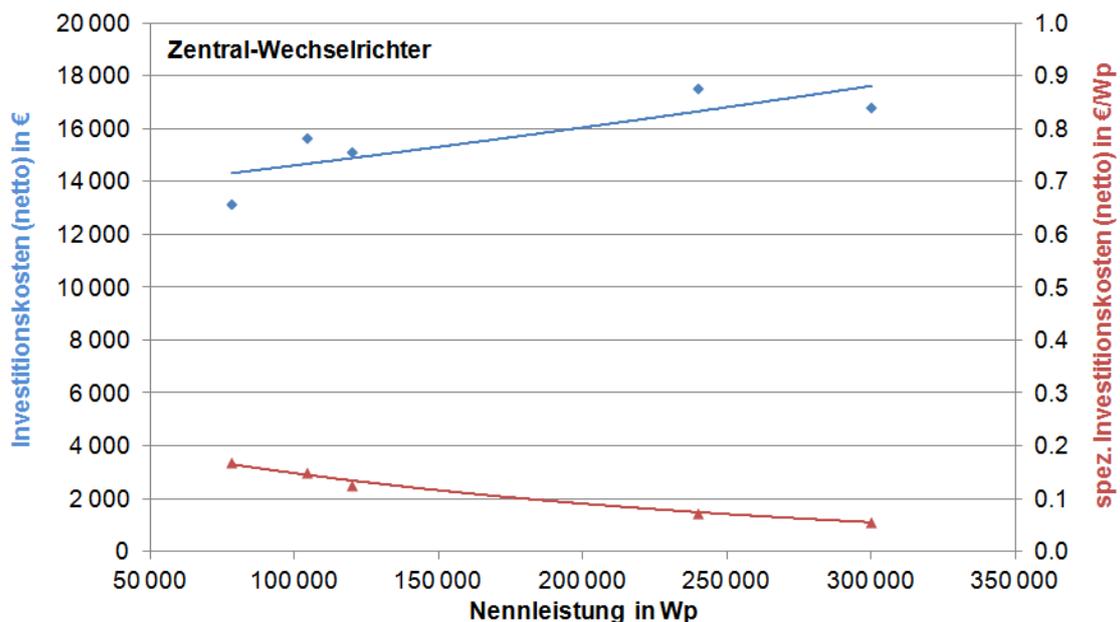


Abbildung A. 13: Investitionskosten für marktübliche Zentral-Wechselrichter [Herstellerangaben]

Batterie-Wechselrichter

Batterie-Wechselrichter werden dann eingesetzt, wenn die PV-Anlage mit einem Batteriespeicher ausgestattet werden soll. Diese Wechselrichter lassen sich sowohl im Wechselstromkreis als auch im Gleichstromkreis integrieren. Erfolgt der Anschluss im Wechselstromkreis, wird der von der PV-Anlage erzeugte Gleichstrom zunächst über einen Wechselrichter (z. B. String- oder Modul-Wechselrichter) in Wechselstrom transformiert und dann von einem Batterie-Wechselrichter wieder in Gleichstrom umgewandelt. Dieser wird in der Batterie gespeichert. Durch diese Installationsweise können derartige Systeme jederzeit und nach individuellem Bedarf in Neu- und Bestandsanlagen integriert bzw. nachgerüstet werden.

Die Wechselstrom-Nennleistung liegt für Geräte im privaten Gebrauch zwischen etwa 2 kW und 8 kW, für größere Anlagen gibt es Systeme mit Leistungen in Größenordnungen von ca. 300 kW. In der Regel kann das Speichermedium bzw. der Batterietyp (z. B. Lithium-Ionen- oder Bleibatterien) frei gewählt werden. Die Kosten für Batterie-Wechselrichter liegen bei unter 1.000 € bis etwa 4.500 € (0,15 €/Wp bis 0,35 €/Wp). ([12], [22])

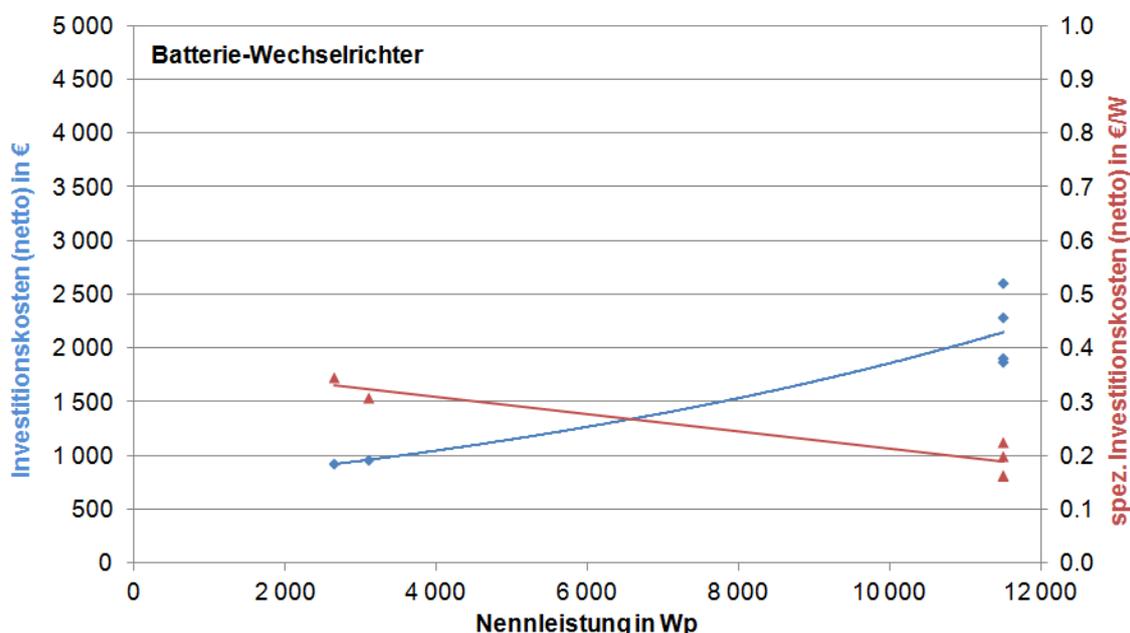


Abbildung A. 14: Investitionskosten für marktübliche Batterie-Wechselrichter [Herstellerangaben]



Abbildung A. 15: Batterie-Wechselrichter des Herstellers SMA

Tabelle A. 4: Zusammenfassung der vorgestellten Wechselrichter (Stand 2016)

	String-WR	Modul-WR	Zentral-WR	Batterie-WR
Wechselstrom-Bemessungsleistung in kW	1 – 60	0,2 – 1,0	75 – 100	2.5 – 8.0
max. Eingangsleistung, Gleichstrom in kW_p	1,2 – 60	0,25 – 1,25	78 – 110	2,65 – 11,5
Wirkungsgrad in %	96 bis 99	93 bis 96	ca. 97	95 bis 97
Stand-by-Verbrauch in W	0,1 bis 20	0,03 bis 2	36 bis 100	2 bis 7
Investitionskosten (netto) in €	500 – 3.000	80 – 300	> 13.000	<1.000 – 4.500
spezifische Investitionskosten in €/W_p	0,10 – 0,50	0,20 – 0,90	0,05 – 0,20	0,15 – 0,35

A.5 Batteriespeicher

Der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland stellt das öffentliche Stromnetz vor verschiedene Herausforderungen. Insbesondere die zeitlichen Schwankungen der Stromlieferung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen, die mit einer insgesamt installierten Leistung von ca. 90 GW_p (Stand August 2016) [21] signifikant in das öffentliche Stromnetz einspeisen, können sich auf die Netzstabilität und damit die Versorgungssicherheit auswirken. Auch aus diesem Grund wird die sog. *Eigenstromnutzung* von regenerativer und zumeist dezentral, in der Nähe der Verbraucher erzeugter elektrischer Energie propagiert und versucht, die sog. *Eigenstromdeckung* zu erhöhen. Um zeitlichen Unterschieden zwischen der Energiebereitstellung durch eine PV-Anlage und einem Bedarf Rechnung zu tragen, werden seit langem unterschiedliche Speichertechnologien erprobt und eingesetzt.

Speichertechnologien für elektrische Energie

Zunächst haben sich zur Speicherung von elektrischer Energie seit Jahrzehnten Pumpspeicherkraftwerke etabliert und bewährt, die elektrische Energie in Form von potentieller Energie nahezu verlustfrei aufbewahren. Unter Berücksichtigung der Umwandlungsverluste der unterschiedlichen Energieformen ineinander, von elektrischer in potentielle Energie und zurück in Elektrizität, sowie einige Nebenverbraucher, haben moderne Pumpspeicherkraftwerke mit etwa 80 % einen vergleichbar hohen Wirkungsgrad und damit gute Effizienz. Da Pumpspeicherkraftwerke in den meisten Fällen zur Großtechnologie gezählt werden und das Ausbaupotential aus technischer, ökologischer und topographischer Sicht begrenzt ist, erfordern insbesondere die individuelle, dezentrale Nutzung von lokal erzeugter elektrischer Energie, alternative Speicherkonzepte. Als rein elektrische Speicher bleiben die in der Entwicklung befindlichen Kondensatoren oder supraleitende Spulen, wie auch mechanische Druckluftspeicher oder Schwungräder, aus heutiger Sicht zumindest mittelfristig Spezialanwendungen vorbehalten. Bei den elektrochemischen Speichern sind Gasspeicher, die verfahrenstechnisch sog. *Power to Gas* oder ähnliche Ansätze verfolgen, mittlerweile als Pilotanlagen verfügbar jedoch insbesondere für kleine, dezentrale Anwendungen auf absehbare Zeit nicht wirtschaftlich. Aus all diesen Gründen werden derzeit Akkumulatoren unterschiedlicher Bauart favorisiert und zur weiteren Steigerung der Eigenstromnutzung (Strom aus Photovoltaik, Windkraft und

prinzipiell auch aus Wasserkraft oder Kraft-Wärme-Kopplung) teilweise mit Energie-Management-Systemen zu sogenannten Smart Grids verbunden.

Der Einsatz von Batterien zur Speicherung von regenerativ erzeugtem Strom, beispielsweise aus einer Photovoltaikanlage, ist auch im Bereich von Wohngebäude keine Neuheit. Aufgrund ihrer Wirtschaftlichkeit wird dabei bislang am häufigsten auf Blei-Säure-Batterien oder Blei-Gel-Batterien zurückgegriffen. Die spezifischen Investitionskosten liegen für die Blei-Säure-Batterien mit 150 €/kWh – 1.500 €/kWh (nutzbare Kapazität) um rd. 50 % unter denen von Lithium-Ionen-Batterien (Tabelle A. 5). Zudem haben Lithium-Ionen-Akkumulatoren keinen Memoryeffekt und lassen sich gut recyceln. Damit diese bereits in vielen Anwendungsbereichen (z. B. Notebooks und Mobiltelefone) zum Standard gehörenden Batterien auch den Markt zur Speicherung regenerativ erzeugten Stroms durchdringen können, besteht der Anspruch die Investitionskosten für diese Technologie zu senken.

Aktuell findet in diesem Teil des Batteriemarktes ein Umbruch statt. Neuerdings wird anstelle der Lithium-Ionen-Technik die Lithium-Eisen-Phosphat-Technologie eingesetzt. Diese weist eine höhere Zyklenzahl als die der Lithium-Ionen-Batterien und damit eine noch längere Lebensdauer auf. Daneben sind noch sogenannte Redox-Flow- und Hochtemperaturbatterien (Natrium-Schwefel-Batterien) am Markt verfügbar.

Die einzelnen Batterietypen werden nachfolgend näher erläutert.

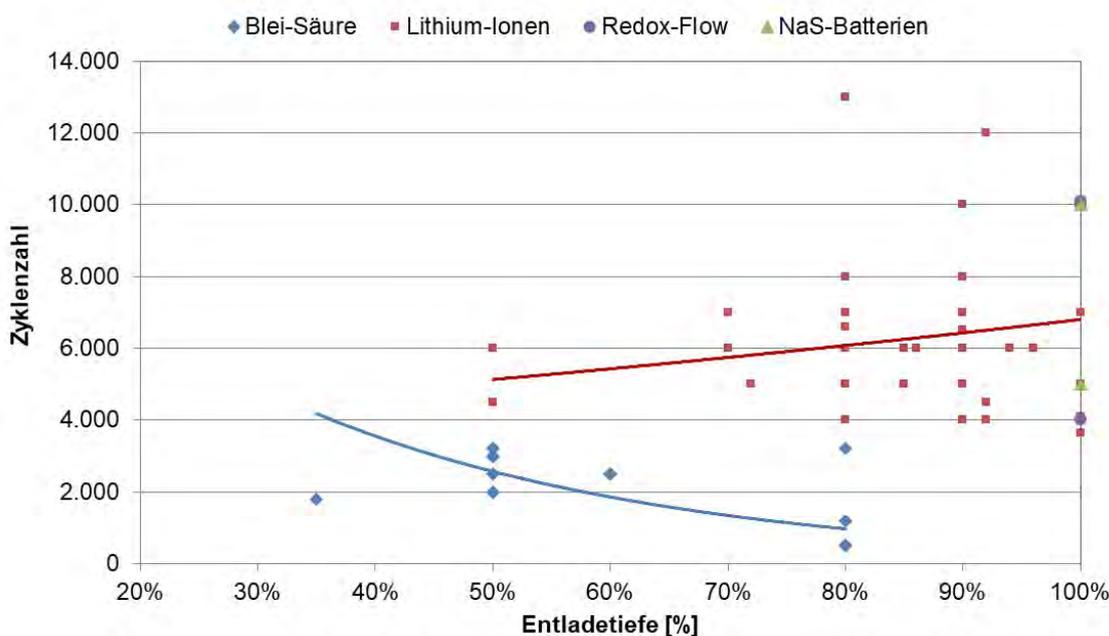


Abbildung A. 16: Zyklenzahl für Batterien in Abhängigkeit der Entladetiefe

Blei-Säure-Batterie

Der bezogen auf die installierte Batteriekapazität derzeit am häufigsten verwendete Batterietyp ist die Blei-Säure-Batterie. Bedingt durch langjährige Erfahrungen ist diese Batterietechnologie derzeit zudem die am weitesten entwickelte. Nicht zuletzt weisen Blei-Säure-Batterien mit rund 150 €/kWh bis 1.500 €/kWh (netto) die geringsten spezifischen Investitionskosten auf (Tabelle A. 5).

Bei einer Blei-Säure-Batterie findet die Energiespeicherung mit Hilfe von Elektroden aus Blei und Schwefelsäure statt. Letztere dient sowohl als Elektrolyt als auch als Reaktionspartner. Blei-Säure-Batterien besitzen eine positive und eine negative Elektrode, welche in den Elektrolyten eingetaucht

sind. Damit eine Potentialdifferenz entstehen kann, sind die Elektroden durch einen ionenleitenden Separator getrennt (Abbildung A. 17). Der Separator dient einerseits als Schutz vor Kurzschlüssen und andererseits zur Sicherstellung der Stabilität des Elektrodenmaterials über die Lebensdauer der Batterie. Um ein Austreten von Schwefelsäure zu verhindern, ist die Batterie in einem säurefesten Gehäuse untergebracht. Unterschiede zwischen einzelnen Blei-Säure-Batterien bestehen in der Menge und Zusammensetzung der verwendeten Materialien sowie der Form und der Legierung der Ableiter. [13]

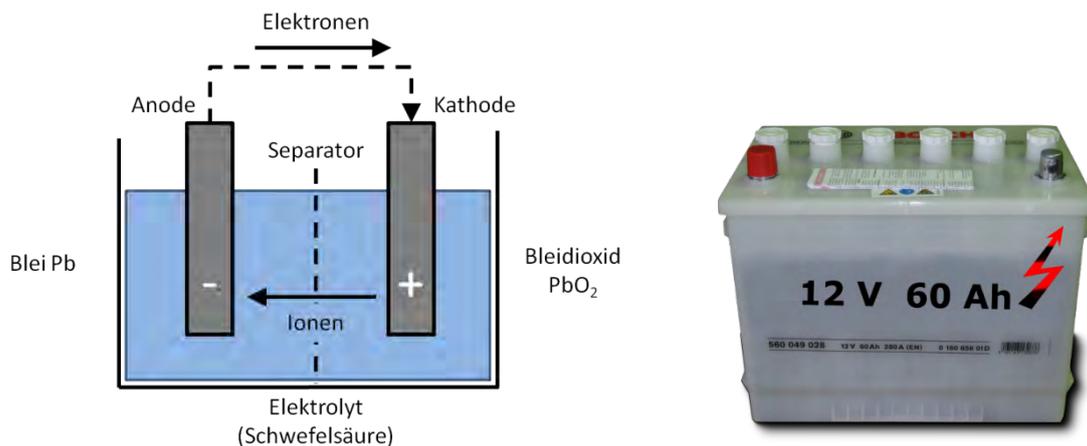


Abbildung A. 17: Schematischer Aufbau einer Blei-Säure-Batterie [eigene Darstellung] (links) und Blei-Säure-Batterie [28] (rechts)

Ein wesentlicher Nachteil von Blei-Säure-Batterien ist die von der Betriebsweise abhängige Alterung. Bei einer Entladetiefe von etwa 50 % bis maximal 70 % erreichen die Batterien bis zu 3.000 Be- und Entladezyklen. Die angegebenen Zyklenzahlen bei Blei-Säure-Batterien gelten für eine Umgebungstemperatur von 20 °C. Wird diese Temperatur um 10 Kelvin überschritten, stellt sich bereits eine Reduktion der Lebensdauer von ca. 25 % ein. Weiterhin sind die minimalen und maximalen Betriebstemperaturen für diese Technologie zu beachten. Temperaturen unter 15 °C sowie über 40 °C sollten gemäß Herstellerangaben vermieden werden. Um ideale Umgebungsbedingungen zu schaffen, sollte der Aufstellungsraum einer Blei-Säure-Batterie belüftet sein.

Im Betrieb mit netzgekoppelten PV-Anlagen liegt die Lebensdauer von Blei-Säure-Batterien bei etwa 5 bis 7 Jahren. Abhängig von der Temperatur und dem Ladezustand können aber auch 15 Jahre erreicht werden. Dies hat zur Folge, dass ein drei- bis vierfacher Batterieaustausch im Lebenszyklus einer PV-Anlage stattfinden muss. Der Wirkungsgrad von Blei-Säure-Batterien liegt zwischen 70 % und 80 %.

Die gute Recyclbarkeit von Blei-Säure-Batterien wirkt sich positiv auf den Ressourcenverbrauch aus. Einerseits ist die Recyclingquote bereits heute sehr hoch, andererseits kann das zurückgewonnene Blei für die Produktion neuer Batterien verwendet werden. ([23], [24])

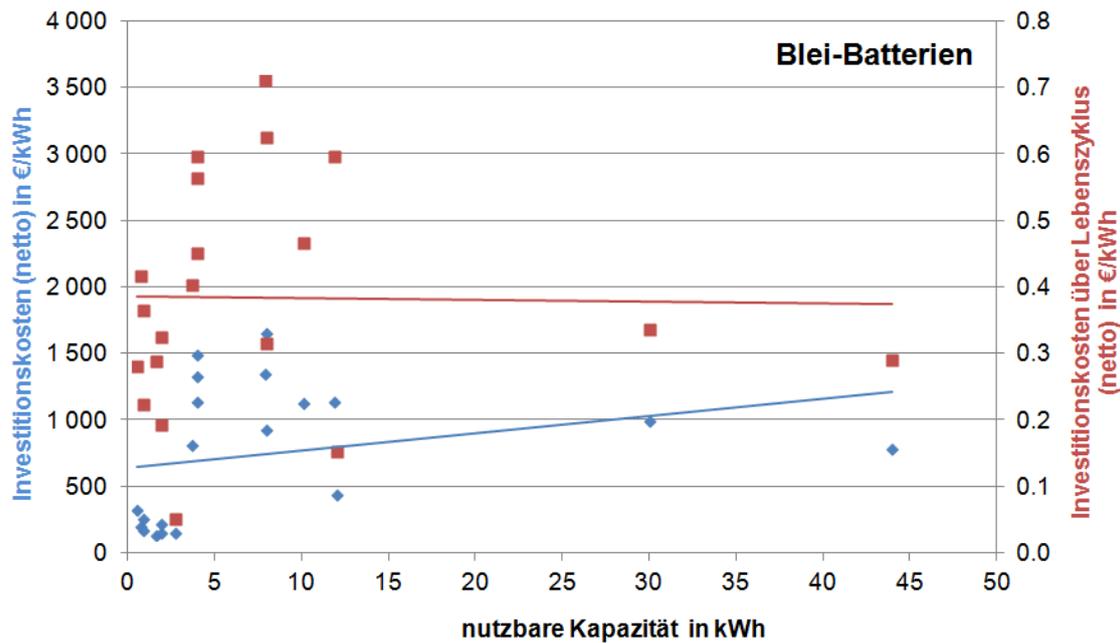


Abbildung A. 18: Kostenaufstellung für marktübliche Blei-Batterien und deren Nutzkapazitäten [Herstellerangaben]

Lithium-Ionen-Batterie

Unter dem Begriff Lithium-Ionen-Batterie wird eine Vielzahl von Batteriesystemen, in denen Lithium in reiner sowie gebundener Form als Aktivmaterial verwendet wird, zusammengefasst. Diese Technologie hat aktuell den stärksten Zuwachs am Markt, da elektrochemische Speicher wie Nickel-Cadmium (NiCd) oder Nickel-Metallhydrid (NiMH) aufgrund der Verwendung von giftigen Schwermetallen in Europa verboten wurden. Lithium-Ionen-Batterien sind vielseitig einsetzbar. Aufgrund des geringen Eigengewichts von Lithium kann im Vergleich zu Blei-Batterien deutlich Gewicht eingespart werden. ([13], [14], [23])

Ein wesentlicher Unterschied zu Blei-, NiCd- oder NiMH-Batterien ist, dass keine wässrige sondern wasserfreie, organische Elektrolytflüssigkeiten verwendet werden. Weiterhin bieten Lithium-Ionen-Batterien ein sehr großes Anwendungsspektrum, da unterschiedliche Elektrolyte sowie verschiedene Kombinationen von Elektrodenmaterialien zusammengesetzt werden können und damit unterschiedliche Charakteristika und vielseitige Einsatzmöglichkeiten zur Verfügung stehen. Im Vergleich zu bspw. NiCd-Batterien tritt zudem kein Memoryeffekt auf, was bedeutet, dass auch nach mehreren Teilentladungen die Zellspannung nicht sinkt.

Bei Lithium-Ionen-Batterien können Entladetiefen bis zu 100 % (angebotene Speicher bis zu 95 %) erreicht werden. Die spez. Investitionskosten sind bei Lithium-Ionen-Batterien jedoch noch sehr hoch, sodass 500 €/kWh bis 6.000 €/kWh veranschlagt werden müssen. Lithium-Ionen-Batterien können im Vergleich zu Blei- oder Nickel-Batterien deutlich höhere Energiedichten und Zyklenfestigkeiten (ca. 1.000 bis 8.000 Vollzyklen) sowie geringere Selbstentladungsraten vorweisen. Ihre Lebensdauer ergibt sich zu 5 bis 20 Jahren. Aufgrund des noch vorhandenen Optimierungspotentials könnten in Zukunft Vollzyklenzahlen bis 10.000 sowie eine weitere Steigerung der Energiedichte erwartet werden.

Der Temperaturbereich für Lithium-Ionen-Batterien liegt zwischen 10 °C und 40 °C, sodass diese ggf. vor äußeren Einwirkungen zu schützen sind. Ein weiterer Nachteil der Lithium-Ionen-Batterien ist ihre extreme Reaktionsfreudigkeit, wodurch bei dieser Technologie die Gefahr besteht, dass bei

Über- oder Tiefentladung die Batterie entflammt. Diese Brände sind schwer zu löschen und der Kontakt mit Wasser sollte unterbunden werden. Häufig ist daher der Einsatz einer Steuerelektronik essentiell, welche zur Überwachung möglicher Systemfehler dient und gegebenenfalls ein unsachgemäßes Laden bzw. Entladen unterbricht. ([12], [14])

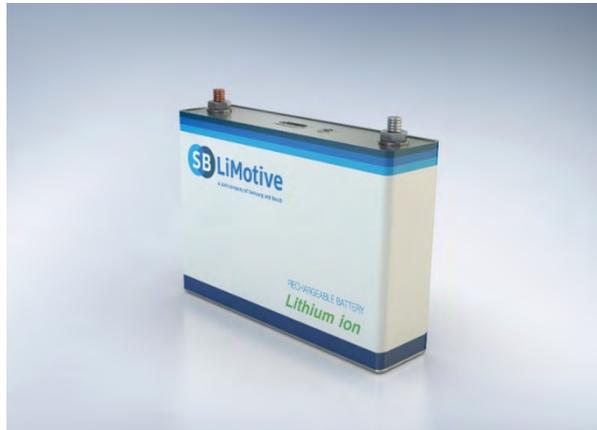


Abbildung A. 19: Lithium-Ionen-Batterie, SB-LiMotive von Samsung-Bosch

Im Hinblick auf eine mittel- und langfristige Ressourcenverfügbarkeit der in den Lithium-Ionen-Batterien eingesetzten Metalle ist ein umweltgerechtes (und kostengünstiges) Recycling der verwendeten Materialien eine wesentliche Voraussetzung. Bereits heute existieren industrielle Verfahren für die Rückgewinnung der eingesetzten Stoffe. So können in umweltfreundlichen Prozessen u. a. Kobalt, Nickel und Kupfer aus gebrauchten Lithium-Ionen- und Lithium- sowie Polymer-Batterien zurückgewonnen werden. Das Lithium wird in der Prozess-Schlacke zusammen mit den restlichen Schlackemineralien an die Industrie weitergegeben. Möglichkeiten zur Rückgewinnung des Lithiums aus den Schlacken werden zurzeit untersucht[18].

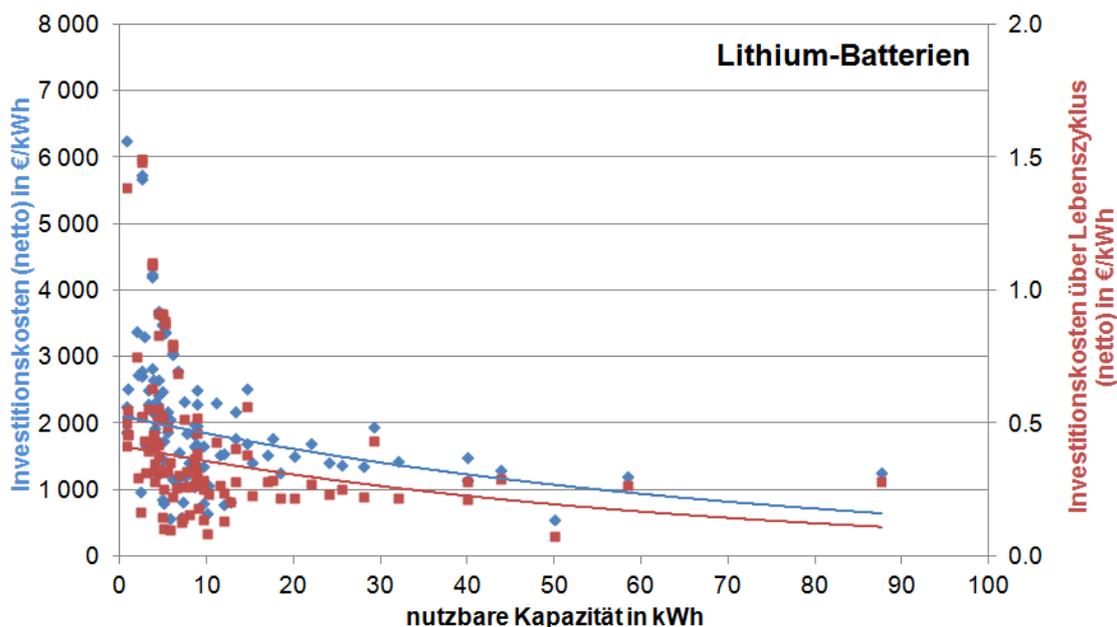


Abbildung A. 20: Investitionskosten für marktübliche Lithium-Ionen-Batterien über deren Nutzkapazität [Herstellerangaben]

Redox-Flow-Batterie

Ein neuer Trend im Bereich der stationären Akkumulatoren sind Vanadium-Redox-Flow-Batterien.

Eine Vanadium-Redox-Flow-Batterie arbeitet mit einer Technologie, die es wiederaufladbaren Batterietypen ermöglicht, elektrische Energie in chemischen Verbindungen zu speichern. Als elektrochemisch aktive Elemente dienen negativ und positiv geladene Vanadiumelektrolyte, die in jeweils separaten Tanks gelagert werden. Durch die Zirkulation in zwei getrennten Kreisläufen wird an einer Membran eine chemische Reaktion und somit eine Ionenübertragung zwischen den beiden Elektrolyten hervorgerufen. Der modulare Aufbau dieser Batterie ermöglicht die Konstruktion einer Einheit beliebig hoher Leistung und Kapazität. Eine Tiefentladung ist problemlos. Auch kann der Akkumulator längere Zeit komplett entladen sein, ohne dass es dadurch zu nennenswerten Alterungseffekten kommt.

Redox-Flow-Batterien zeichnen sich durch hohe Zyklenzahlen (> 10.000), Robustheit und große Toleranz gegenüber Tiefenentladung aus. Hinzu kommt, dass diese Batterien so gut wie keine Selbstentladung aufweisen, wodurch auch längere Speicherzeiten realisiert werden können. Die Lebensdauer beträgt derzeit zwischen 10 und 20 Jahren.

Vanadium-Redox-Flow-Batterien sind weder brennbar noch können sie explodieren. Wesentlicher Nachteil dieser Technologie gegenüber Lithium-Ionen-Batterien ist der mit ca. 65 % bis 90 % vergleichbar geringere Wirkungsgrad. Da jedoch das Kosten/Nutzen Verhältnis deutlich besser ist als bei Blei-Säure- oder Blei-Gel-Batterien und erst recht als bei Lithium-Ionen-Akkumulatoren, ist trotz des geringeren Wirkungsgrades derzeit ein stetiges Marktwachstum im Bereich der Vanadium-Redox-Flow-Batterien für stationäre Anwendungen zu verzeichnen.

Der Temperaturbereich des Elektrolyten ist im Gegensatz zu Lithium-Ionen-Batterien mit -5°C bis 40°C etwas größer, hohe Temperaturen sollten aber dennoch vermieden werden.

Bei Vanadium-Redox-Flow-Batterien ist ein einfaches Recycling möglich, da die Elektrolytflüssigkeit nicht altert und somit nach Ablauf der Batterielebensdauer unmittelbar weiterverwendet werden kann. ([23], [25], [26])

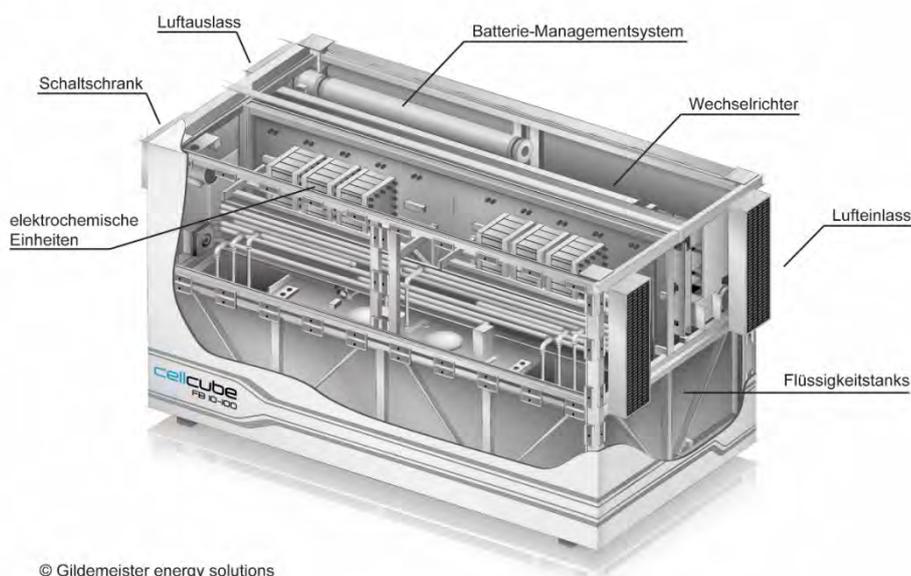


Abbildung A. 21: Schematische Darstellung des Aufbaus einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie mit Nebenaggregaten [Gildemeister]

NaS-Batterie

Natrium-Schwefel-Batterien, auch Natrium-Schwefel-(NaS)-Akkumulatoren genannt, zählen aufgrund ihrer benötigten Betriebstemperatur von 270 °C bis 350 °C zu den Hochtemperaturbatterien. Diese hohen Temperaturen sind notwendig, damit die Elektroden, bestehend aus flüssigem Schwefel (positive Elektrode) und geschmolzenem Natrium (negative Elektrode), flüssig bleiben. Die Trennung der beiden Elektroden erfolgt durch einen keramischen Separator, der auch als Elektrolyt dient. Dies ist ein wesentlicher Unterschied zu den anderen hier vorgestellten Batteriesystemen, da allein bei den Natrium-Schwefel-Batterien ein fester Elektrolyt und flüssige Elektroden vorliegen.

NaS-Batterien weisen eine hohe Zyklenzahl auf, die jedoch sehr von der Entladetiefe der Batterie abhängig ist. So können bei einer Entladetiefe von 80 % bis zu 2.500 Ladezyklen und bei einer Entladetiefe von 20 % etwa 40.000 Ladezyklen erreicht werden. Eine diskontinuierliche Be- und Entladung bewirkt bei den Batterien hoch Speicherluste. Zudem tritt durch Abwärme eine Selbstentladung auf, wodurch die Batterien fortwährend beheizt werden müssen. Die Lebensdauer von Natrium-Schwefel-Batterien wird mit etwa 15 bis 20 Jahren veranschlagt. Prinzipiell eignet sich diese Technologie für Anlagen mit regelmäßigem täglichem Zyklus, da durch die hohe Arbeitstemperatur der Zellen, die durch den Lade- und Entladevorgang entsteht, Heizenergie gespart werden kann.

Natrium-Schwefel-Batterien haben einen Wirkungsgrad von etwa 80 % und sind bis zu 97,5% recyclebar, die verbleibenden 2,5% können unbedenklich entsorgt werden. ([17], [18], [27])

In Verbindung mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen kommen die in Tabelle A. 5 zusammengestellten Batteriespeicher für Anwendungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden bis hin zu Siedlungen in Betracht. Dabei sind für den Verbraucher oder Anwender die Beladungsgeschwindigkeit und Energiedichte sowie die Zyklenfestigkeit (Lebensdauer) in Kombination mit den Investitionskosten von entscheidender Bedeutung.

Tabelle A. 5: Batteriespeicher zur Anwendung in Wohn- und Nichtwohngebäuden ([12], [23], [Herstellerangaben])

Stromspeicher	Blei	Li-Ion	Redox-Flow	NaS
Wirkungsgrad in %	70 bis 80	90 bis 95	65 bis 90	~ 80
Energiedichte in Wh/kg	50 bis 75	200 bis 350	20 bis 70	150 bis 250
Entladetiefe in %	bis 70	bis 100	bis 100	100
Zyklusfestigkeit in Vollzyklen	500 bis 3.000	1.000 bis 8.000	> 10.000	2.500 bis 10.000
Temperaturbereich in °C	15 bis 40	10 bis 40	-5 bis 40	270 bis 350
Lebensdauer in Jahre	5 bis 15 (abh. von Temp. und Ladezustand)	5 – 20 (abh. von Temp. und Ladezustand)	10 bis 20	15 bis 20
Vorteile	- Kosten - Sicherheit - Etablierte Technologie - Recycling	- Lebensdauer - Zyklenzahl - Entladetiefe - Energiedichte - wartungsarm - Gewicht	- Leistung bis MW-Bereich - Kapazität - Standzeiten - Zyklenzahl - Sicherheit (nicht brennbar)	- Kosten - Lebensdauer - Zyklenzahl
Nachteile	- Lebensdauer - Gewicht	- Kosten - Sicherheit - teil-etablierte Technologie	- Größe - Gewicht	- Arbeitstemperatur (300 - 350 °C) - Standzeiten - Hohe Selbstentladung - potentielle Brandgefahr
Spezifische Investitionskosten (netto) in €/kWh	150 – 1.500	500 – 6.000	k. A.	k.A.

A.6 Technologien mit steigender Relevanz

In den folgenden Abschnitten werden zukunftsfähige Technologien und erkennbare Trends im Bereich der elektrischen Systemkomponenten und der Anlagentechnik zusammengestellt. Bei der Zusammenstellung und Analyse von zukünftig wahrscheinlich relevanten Technologien werden bereits am Markt eingeführte Techniken betrachtet, die jedoch eine flächendeckende Durchdringung des Marktes aus verschiedenen Gründen noch nicht vollzogen haben, zukünftig aber eine wichtige Rolle bei der Energieversorgung von Gebäuden spielen können. In diesem Zusammenhang kann beispielsweise der Einsatz von verschiedenen Brennstoffzellentypen genannt werden. Darüber hinaus werden Technologien diskutiert, bei denen eine Marktreife gegenwärtig noch nicht erreicht ist. Ein typisches Beispiel hierzu sind organische Photovoltaikzellen, die zwar in ersten Pilotprojekten zur Anwendung kommen, deren Markteinführung jedoch erst in einigen Jahren zu erwarten ist.

Auch unterschiedliche Speichertechnologien und spezielle Verfahren zur Stoffumwandlung und Langzeitlagerung mit dem Ziel der Speicherung regenerativ erzeugter Energie sind Bestandteil der nachfolgenden Betrachtung.

Aufgrund der sinkenden Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen, lohnen sich große Anlagen, die zwar beträchtliche Energiemengen bereitstellen aber in den meisten Fällen nur eine geringe Eigenverbrauchsquote aufweisen, derzeit nicht mehr. Ein Trend geht daher von der *ertragsoptimierten* zur *bedarfsoptimierten* Anlage. Während in der Vergangenheit Photovoltaikanlagen um möglichst hohe solare Erträge zu erzielen optimaler Weise mit einem Neigungswinkel von 30 ° nach Süden ausgerichtet wurden, werden die Anlagen heute zunehmend Richtung Osten oder Westen orientiert. Diese auf den ersten Blick nicht günstige Ausrichtung trägt dem erhöhten Strombedarf in den Morgenstunden (Ostenausrichtung) und gegen Abend (Westausrichtung) Rechnung. Auf diese Weise wird zwar der Gesamtertrag der Anlage gegenüber einer Südausrichtung verringert, die Eigenverbrauchsquote jedoch erhöht.

A.7 Photovoltaik in der Fassade – BIPV (building-integrated photovoltaic)

Ab 2020 besteht die in der EnEV verankerte Forderung nach Passivhaus- oder Nullenergiehausstandard zu bauen. Die Umsetzung dieser Anforderung ist nicht allein eine finanzielle Herausforderung. Während im Bereich von Einfamilienhäusern durch geschickte Wahl der Energieversorgungstechnik in Kombination mit einer angepassten Gebäudehülle die Anforderungen einhaltbar sind, gestaltet sich dies bei Mehrfamilienhäusern schwieriger. Ein Ausgleich der Energiebedarfswerte durch den Einsatz regenerativer Energieversorgungen kann durch die verfügbaren Flächen limitiert sein. Ab gewissen Verbrauchswerten, die auch an die Zahl der Bewohner gekoppelt sind, reicht die Dachfläche eines Gebäudes zur regenerativen Deckung notwendiger Anteile des Energiebedarfs ggf. nicht mehr aus. Dabei ist es unerheblich ob Solarthermie, Photovoltaik oder eine Kombination aus beidem zum Einsatz kommt. Technisch bestehen jedoch verschiedene Möglichkeiten das Flächenangebot zu erhöhen. Umliegende Dachflächen von Garagen oder Carports, aber auch Nachbargebäuden sind denkbar. Gegebenenfalls kann die Dachflächeneffizienz mit PVT-Kollektoren (siehe Kapitel A.3) gesteigert werden. Ein zusätzliches Flächenpotential bieten die Fassaden eines Gebäudes. Zwar ist aus energetischer Sicht eine fassadenintegrierte Photovoltaikanlage nicht optimal (Abbildung A. 22) und bei der Nutzung der Südfassade werden nur etwa 70 % des maximal möglichen Ertrages erzielt, durch ungünstige Dachformen, schlechte Gebäude- oder Dachausrichtungen sowie zur Maximierung der solaraktiven Gebäudefläche kann die Nutzung einer Fassade jedoch durchaus sinnvoll sein.

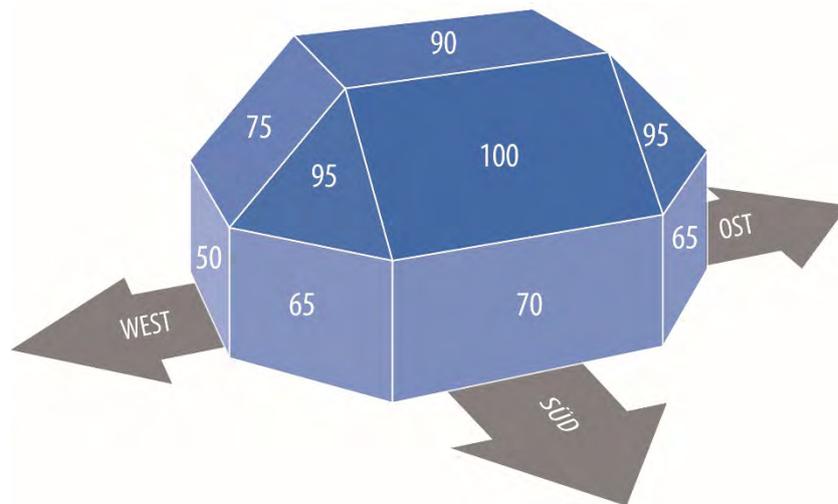


Abbildung A. 22: Prozentual maximal zu erzielende PV-Erträge in abhängig der Modulausrichtung

Wie auch die Ost- oder Westausrichtung von Photovoltaikanlagen, kann die Integration von Solarthermie im Fassadenbereich, also an zunächst ungünstig erscheinenden Positionen, energetische und technische Vorteile bieten. Insbesondere bei solarthermischen Kombianlagen, die neben der Trinkwassererwärmung der Unterstützung der Raumheizung dienen, können fassadenintegrierte Kollektoren durch eine Verminderung der Stagnationszeiten im Sommer und für die Heizungsunterstützung günstige Einstrahlwinkel der solaren Strahlung in der Übergangszeit und im Winterhalbjahr, systemtechnische Vorteile bieten und den solaren Ertrag vergrößern.

Anders als ein Standard-Photovoltaik-Modul kann die gebäudeintegrierte Photovoltaik-Anlage neben der Stromerzeugung auch als Verschattung, Wetter-, Sicht- und Schallschutz fungieren. Durch die Verwendung von Isolierglas kann die BIPV auch die Wärmedämmung übernehmen.

Abbildung A. 23 zeigt eine Möglichkeit Photovoltaikmodule als Verschattungselemente in eine Glasfassade zu integrieren. Die Möglichkeit der Integration einer PV-Anlage ist dabei nicht auf Neubauten begrenzt, auch im Bestand bestehen Optionen. Bei Photovoltaikanlagen für die Fassade ist die Auswahl ähnlich vielfältig, wie bei den Aufdachanlagen. Es können opake PV-Kaltfassaden oder (semi)transparente Warmfassaden, die als gestalterische Elemente zusätzlich die Tageslichtnutzung berücksichtigen, umgesetzt werden. Es gibt farbige und auch flexible Module, letztere werden als Dünnschichtmodule angeboten. Neben der Fassade selbst kann die Gebäude integrierte Photovoltaik (GiPV (BIPV)) auch an Brüstungen, Oberlichtern oder Sonnenschutzeinrichtungen eingesetzt werden. Zum Sonnenschutz oder zur Erhöhung von passiv solaren Gewinnen im Winter können Kombinationen mit schaltbaren Gläsern zur Anwendung kommen. Bedingt durch die zumeist geforderte Einbettung der Photovoltaik in Sicherheitsglas, kann gebäudeintegrierte PV zusätzlich mechanische Schutzfunktionen übernehmen.

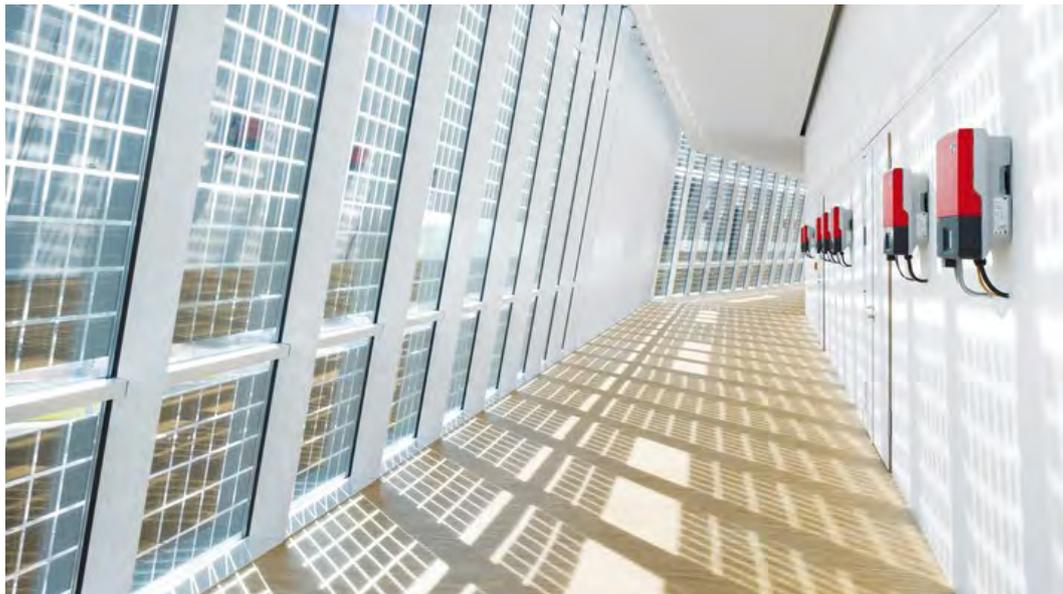


Abbildung A. 23: Fassadenintegrierte PV [SMA]

Im Bereich der Montagesysteme werden ähnlich wie bei den Aufdachanlagen hauptsächlich Aluminiumprofile verwendet. Je nach ästhetischen Anforderungen oder Wünschen sind zur Befestigung jedoch auch Seilkonstruktionen oder Sonderlösungen umsetzbar. Im Allgemeinen sind die Konstruktionsmittel zur Befestigung von GiPV teurer als Montagesysteme für die Dachintegration oder eine Aufdachmontage - und auch die Module für eine Fassade kosten mehr. Bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind neben den höheren Investitionskosten die geringeren Erträge der fassadenintegrierten Photovoltaik zu berücksichtigen. Untersuchungen zeigen, dass sich GiPV-Anlagen aus heutiger Sicht über ihren Lebenszyklus von 20 Jahren meistens nicht amortisieren.

Bedingt durch fallende Preise für Photovoltaikmodule für Aufdachanlagen und steigende Energiekosten ist der Punkt der Netzparität aus der Sicht der Photovoltaik teilweise unterschritten. Neben Argumenten des Umweltschutzes und der CO₂-Einsparung, kann nun das Mantra der Wirtschaftlichkeit immer öfter bedient werden. Im Kontext steigender Energiepreise und Kostenreduktion bei den Modulen, wird es in Zukunft voraussichtlich nicht allein aus ökologischen Gesichtspunkten relevant die Südfassade als solaraktivierbare Fläche für Photovoltaik zu nutzen, es wird auch ökonomisch sinnvoll. Auch das Ziel klimaneutraler Gebäude oder sog. EnergiePLUS-Gebäude zu errichten, die definitionsgemäß mehr Energie bereitstellen als sie in ihrer Jahresbilanz verbrauchen, kann die energetische Aktivierung von Fassadenflächen notwendig machen.

A.8 Organische Photovoltaik

Die organische Photovoltaik gilt als vielversprechende Technologie auf dem Markt, jedoch ist sie bisher noch als kommerziell untergeordnete Technologie zu nennen. Dies liegt insbesondere an den geringen Wirkungsgraden sowie der niedrigen Lebensdauer von > 10 Jahren.

Photovoltaik stellt einen wesentlichen Baustein der Energiewende dar. Bisher ist ein Hauptbestandteil dieser Technologie der Halbleiter Silizium. Eine Alternative zum relativ teureren Silizium könnte organische Photovoltaik (OPV) werden. OPV wird kostengünstig aus Kohlenwasserstoffen synthetisiert und ist im Unterschied zur anorganischen Photovoltaik auf Siliziumbasis flexibel und semitransparent. Organische Photovoltaik ist nicht an ein spezielles Trägermedium (Substrat) gebunden. Es ist möglich flexible Trägerbahnen zu verwenden, was zudem neue Einsatzgebiete erschließt.

Bedingt durch das Fertigungsverfahren können die organischen Photovoltaikzellen ähnlich wie bei der Produktion einer Tageszeitung im sog. Rolle-zu-Rolle-Verfahren mit hohen Geschwindigkeiten auf Bahnen gedruckt werden. Im Bereich opaker organischen Photovoltaikzellen werden derzeit Wirkungsgrade von bis zu 13 % erreicht. Dieser Wert bezieht sich auf kleine Flächen, die im Labormaßstab hergestellt und unter optimalen Systembedingungen getestet werden. Im technisch relevanten Maßstab fällt der Wirkungsgrad geringer aus. Mit angegebenen Wirkungsgraden von 7 % bis 8 % sind am Markt derzeit Folien in 0,3 m Breite und bis zu 2 m Länge verfügbar. [35]

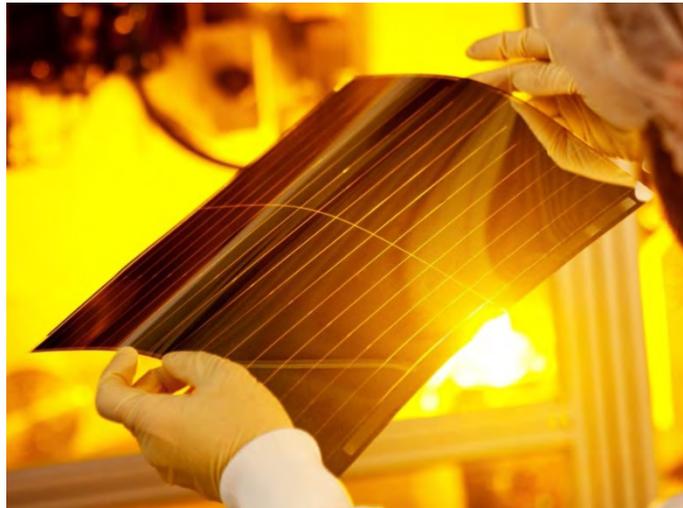


Abbildung A. 24: Organische Photovoltaikzellen von Heliatek GmbH

Die Forschung und Entwicklung im Bereich der organischen Photovoltaik steht erst am Anfang und lässt für die nächsten Jahre ein großes Entwicklungspotential erhoffen. Wichtige Arbeitsbereiche stellen die Erhöhung des Wirkungsgrades und die für den praktischen Einsatz notwendig Verbesserung der Widerstandsfähigkeit gegen Umwelteinflüsse und damit die Verlängerung der Lebensdauer dar. Besonders empfindlich sind die organischen Halbleiter gegen Feuchtigkeit und Sauerstoff. Um sie vor äußeren Einflüssen zu schützen können die Zellen zwar eingekapselt werden, jedoch erhöht dies den verfahrenstechnischen Aufwand und die Fertigungskosten erheblich.

A.9 Passivated Emitter und Rear Cell Photovoltaik

Passivated Emitter und Rear Cell Solarzellen (PERC) beschreiben einen weiteren Entwicklungsschritt zur Leistungssteigerung in der Photovoltaik. In dem durch das BMWi geförderten Verbundprojekt "HELENE - Hocheffiziente und kostengünstige PERx-Solarzellen als Wegbereiter für eine wirtschaftliche Umsetzung speicherunterstützter PV-Systeme" (FKZ 0325777A – G) [36], das in Kooperation der Unternehmen Solarworld Innovations, Heraeus Deutschland und Centrotherm sowie den Fraunhofer Instituten ISE, CSP, dem Institut für Solarenergieforschung Hameln und der Universität Konstanz durchgeführt wird, wurde Anfang des Jahres 2016 ein neuer Wirkungsgradrekord für industriell gefertigte, monokristalline Solarzelle aufgestellt. Der Rekordwirkungsgrad von 22 % wurde an einer 1,56 cm² großen Solarzelle gemessen. Die Wirkungsgraderhöhung wird durch neue Kontaktierungs- und Fertigungsverfahren erreicht, bei denen die Kontaktierung auf der Modulrückseite nur lokal, mit einem Flächenanteil von weniger als 10 % erfolgt. Dadurch können die kontaktfreien Bereiche deutlich besser passiviert werden, was zu einem gesteigerten Kurzschlussstrom führt. Des Weiteren wird die Ladungsträgerrekombination reduziert, was eine erhöhte Leerlaufspannung bewirkt. Eine Serienproduktion von PERC-Photovoltaikmodulen durch den deutschen

Hersteller Solarworld erfolgte bereits 2012. Nun ist das Ziel den gesteigerten Wirkungsgrad vom Labormaßstab auf handelsübliche Maße zu übertragen. [37]

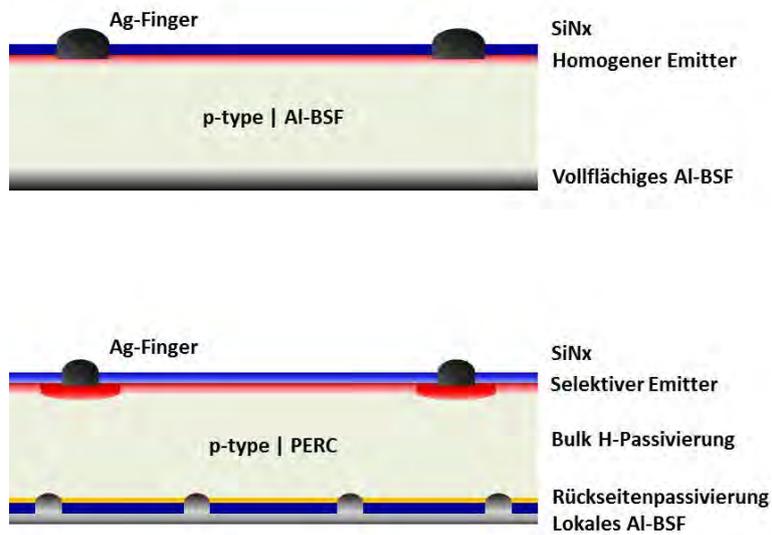


Abbildung A. 25: Derzeit gefertigte Siliziumsolarzellen nach dem Al-BSF-Konzept (oben), Aufbau der PERC-Solarzelle (unten) © Solarworld AG [37]

A.10 Second-life-Konzept für Batterien

Wie der Begriff *Second-Life* bereits andeutet, handelt es sich bei diesem Konzept um ein Zweitverwendungskonzept für Batterien. Nachdem Batterien für ihren primären Einsatz nicht mehr in vollem Maße geeignet sind, werden sie einer sekundären Nutzung zugeführt. Im derzeitigen Fokus stehen dabei Traktionsbatterien aus Elektrofahrzeugen (z. B. Lithium-Ionen-Batterien). Das zahlenmäßig große Potential an verwertbaren Batterien resultiert aus der Tatsache, dass die Akkumulatoren in Elektrofahrzeugen bereits bei 20 % Leistungsverlust ausgetauscht werden. Dies entspricht in etwa einer Laufleistung von 100.000 km. Mit nominell 80 % ihrer Leistungsfähigkeit sind diese Batterien allerdings für viele Anwendungen noch einsetzbar - z. B. zum zweiten Nutzungszyklus als stationäre Energiespeicher in Gebäuden. Durch die Entwicklung von Elektrofahrzeugen und den durch staatliche Förderung protegierten Ausbau der Elektromobilität, wächst auch die Verfügbarkeit von Akkumulatoren für das Second-Life-Konzept stetig. Bedingt durch die Zweitverwendung und damit Zweitvermarktung der Batterien, können die Gesamtbetriebskosten TOC (engl. Total Cost Of Ownership) für Anwendungen sowohl bei der Erst- als auch bei der Zweitverwendung reduziert werden. Obwohl schon deutlich preisgünstiger und wirtschaftlicher als neue Batterien für einen stationären Betrieb, wird an einer weiteren Steigerung der Wirtschaftlichkeit gearbeitet.

Kritiker dieses Konzeptes bemängeln, dass es noch kein standardisiertes Schnelltestverfahren für Batterien im Vorfeld des zweiten Nutzungszyklus gibt. Da Akkumulatoren weder linear noch einfach berechenbar altern, kann ohne eine entsprechende Prüfung keine Aussage zur Batteriequalität und die voraussichtliche Restlebensdauer der Batterie gemacht werden. Diese Tatsache mündet in einem Risiko für den Zweitnutzer, dass in den Kosten für die Batterien berücksichtigt werden sollte. [38], [39]

A.11 Power to Heat

Eine weitere Option auf dem Weg zur Energiewende ist das Konzept *Power to Heat*. Dabei wird überschüssige regenerativ erzeugte elektrische Energie, beispielsweise aus Photovoltaik, Wind- oder Wasserkraft, anstelle sie ins öffentliche Netz einzuspeisen, in Wärme umgewandelt und in einem thermischen Speicher gelagert. Die gespeicherte Wärme steht zu einer späteren Nutzung zur Verfügung. Dies Vorgehen erhöht den Eigennutzungsanteil am regenerativ erzeugten Strom.

Kritisch anzumerken ist der Exergieverlust durch die Überführung von elektrischer Energie in Wärme. Elektrische Energie ist zu 100 % Exergie und kann in jede andere Energieform umgewandelt werden sowie Arbeit verrichten. Bei der Erwärmung von Wasser in einem Trinkwasser- oder Heizungspufferspeicher geht ein sehr großer Anteil dieser Exergie unwiederbringlich verloren. Vor dem Hintergrund der sinkenden Einspeisevergütung und den Wärmegestehungskosten bei der Verwendung konventioneller Wärmeerzeuger (je nach Anlagentechnik und Leistung 6 bis 20 Cent/kWh), kann es aus wirtschaftlicher Sicht für den Betreiber einer PV- Anlage jedoch durchaus wirtschaftlich sein, Power to Heat zu betreiben. Hinzu kommt die Verpflichtung einer Netzentlastung bei regionalen, extremen Leistungsspitzen an sonnenreichen Tagen.

In jedem Fall sollte regenerativ erzeugter Strom zunächst im Niederspannungsnetz verbraucht oder -wenn möglich- in Akkumulatoren gespeichert werden. Sind diese beiden Energiesenken vollständig bedient, kann es zur Netzentlastung und Vermeidung großer Einbußen durch Abschaltung oder Abregelung von Photovoltaikanlagen sinnvoll sein, überschüssigen regenerativ erzeugten Strom in der Form von Wärme zu speichern. Die im Vergleich zu elektrischen Speichern geringen Investitionskosten für thermische Speicher favorisieren diese Anwendung auch im Rahmen von Smart Grids.

Das Konzept Power to Heat ist nicht neu, es wurde bereits in den 1950er Jahren in Form von Nachtspeicheröfen als fortschrittlich angesehen und eingestuft – allerdings vor einem vollständig anderen energiepolitischen Hintergrund. Aufgrund des schlechten Wirkungsgrades konventioneller Kraftwerke und den damit verbundenen CO₂-Emissionen, wurde eine Direktheizung mit Strom im Zuge der Energiewende vom Gesetzgeber ausgesetzt und Nachtspeicheröfen mit der EnEV 2009 zunächst verboten. Da aber in den fast anderthalb Million verbauten Öfen ein mögliches Potential zur Speicherung von regenerativ erzeugter Überschussenergie gesehen wird, wurde das Verbot von Nachtspeicheröfen im Jahr 2013 wieder aufgehoben. Bei der derzeitigen Entwicklung könnten sie als Baustein zukünftiger Energieversorgungskonzepte durchaus in Betracht kommen.

In Zeiten in denen zu viel regenerativ erzeugter Strom zur Verfügung steht, sodass Photovoltaikanlagen vom Netz genommen und/oder Windparks abgeregelt werden müssen, kann Power to Heat zur Entlastung des Netzes und zur weiteren Nutzung regenerativ erzeugter Energie beitragen.

A.12 Power to Gas

Anstatt den überschüssigen regenerativ erzeugten Strom aus Photovoltaik, Wind- oder Wasserkraft in Wärme umzuwandeln, besteht auch die Möglichkeit, Brenngas für Heiz- oder Antriebszwecke zu erzeugen. Diese Option der Speicherung elektrischer Energie wird als *Power to Gas* bezeichnet. Durch elektrochemische Verfahren wird regenerativ erzeugter Strom zur Gewinnung von Wasserstoff oder Methan verwendet. Das Gas kann in ein Gasnetz eingespeist oder in Tanks gespeichert werden. Im Vergleich zur Stromspeicherung in Form von thermischer Energie (Power to Heat) oder auch mittels marktgängiger Batteriespeicher, kommt es bei gespeichertem Gas zu keinen Verlusten. Gegenüber der thermischen Speicherung von elektrischer Energie in Trinkwasser- oder Heizungspufferspeichern, ist der Exergiegehalt von Gas deutlich höher. Zudem kann Gas zu Heiz- oder Antriebszwecken genutzt werden. Aus regenerativ erzeugtem Strom hergestelltes Brenngas hat eine sehr gute CO₂-Bilanz und kann helfen, den CO₂-Ausstoß fossiler Gasverbrennungsanlagen zu reduzieren. Im Hinblick auf den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien kann Power to Gas ebenfalls dazu beitragen, das Stromnetz vor Überlast zu schützen und überschüssigen, regenerativ erzeugten Strom zu speichern und für spätere Anwendungen nutzbar zu machen.

Negativ bei der Technologievariante Power to Gas sind die relativ hohen Umwandlungsverluste. Bei der Erzeugung von Wasserstoff muss mit rund 20 %, bei der Methansynthese mit etwa 40 % Verlusten der eingesetzten elektrischen Energie gerechnet werden [40]

Sämtliche Power to Gas Verfahren sind zurzeit noch sehr kostenintensiv. In Verbindung mit den mäßigen Wirkungsgraden bei der Umwandlung sollten sich Power to Gas Anlagen daher streng an den aktuellen Einsatzmöglichkeiten ausrichten. Überschüssiger regenerativ erzeugter Strom sollte zunächst für die Elektrolyse und Gewinnung von Wasserstoff genutzt werden. Dieser Wasserstoff kann z. B. in Brennstoffzellen verwertet oder bis zu einem Anteil von 5 % dem Erdgas beigemischt werden. Erst wenn die Nutzungsmöglichkeiten für Wasserstoff ausgeschöpft sind, könnte auch die deutlich verlustbehaftetere Methanisierung zur Erzeugung von synthetischem Erdgas aus Wasserstoff durchgeführt werden. Die dabei entstehende Abwärme sollte genutzt werden.

A.13 Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)

Die mäßigen Wirkungsgrade der Power to Gas Technologie sind ein Kritikpunkt an diesem Verfahren. Durch den Zwischenschritt der Elektrolyse entsteht, mit einem Wirkungsgrad von bis zu 80 %, Wasserstoff. Nach diesem Verfahrensschritt setzen Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) an,

noch bevor bei einer Methanisierung weitere 20 % der eingesetzten elektrischen Energie verloren gehen. Der Wasserstoff wird durch einen chemischen Prozess in einer organischen Flüssigkeit gelöst und kann bei Bedarf zurückgewonnen werden.

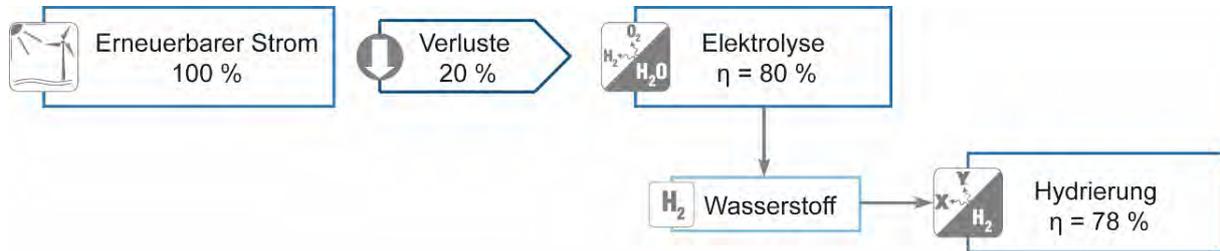


Abbildung A. 26: Erzeugung von Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) durch die Aufnahme von Wasserstoff

Die Vorteile von LOHC sind die nahezu verlustfreie Speicherung von Wasserstoff (Energie) unter Umgebungsbedingungen. Mit einer Energiedichte von 2,05 kWh/kg ist diese um den Faktor 10 - 15 höher als die gängigen Lithium-Ionen-Akkumulatoren [41]. Damit lässt sich in einem vergleichsweise kleinen Volumen eine große Menge Energie nahezu verlustfrei speichern. Der Wasserstoff bleibt auch bei Leckagen gebunden und benötigt keine besonderen Druck- oder Temperaturverhältnisse. Aus diesem Grund ist das sonst im Zusammenhang mit Wasserstoff nicht unerhebliche Unfallrisiko stark reduziert und die Einsatzmöglichkeiten dieses Energieträgers nehmen zu. Bei der Verbrennung von Wasserstoff werden keine klimaschädlichen Gase frei. Es entsteht ausschließlich Wasser.

Der Einsatz von Liquid Organic Hydrogen Carriers zur Speicherung von Wasserstoff ist nicht auf Großanlagen beschränkt. Im Bereich von Wohngebäuden mit einer Energieversorgung durch eine Brennstoffzelle kann der notwendige Wasserstoff in der Form von LOHC nahezu gefahrlos und unkompliziert transportiert, gelagert und verwendet werden.

Die Erzeugung des LOHC aus regenerativ erzeugtem Überschussstrom kann durch Smart Grids befördert werden. Zu Zeiten von Überkapazitäten und für das Stomnetz zu hohen regenerativen Stromanteilen können Smart Grids geeignete Photovoltaikanlagen für die Nutzung des Stroms zu Erzeugung von Liquid Organic Hydrogen Carriers zusammenschließen und so die Abschaltung der regenerativen Stromerzeugung verhindern.

A.14 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen gelten als eine mögliche Option für künftige Energieversorgungssysteme. Ein in die Energieversorgung eines Gebäudes oder eines größeren Gebäudebestandes integriertes Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerk stellt neben anderen innovativen Bausteinen zur Energieversorgung eine in der Fachwelt noch vor wenigen Jahren als besonders richtungsweisend eingeschätzte Technologie dar. Mittlerweile sind die Aktivitäten im Bereich Brennstoffzelle -zumindest in Deutschland- zurückgegangen.

In einer Brennstoffzelle verläuft eine zur Elektrolyse, der Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff umgekehrte Reaktion: Unter Freisetzung von elektrischer und thermischer Energie reagieren Wasserstoff und Sauerstoff in einem elektrochemischen Prozess zu Wasser. Da der notwendige Wasserstoff zur kalten Verbrennung derzeit in leitungsgebundener Form nicht zur Verfügung steht und eine Wasserstoffversorgung aus Tanks unter den heutigen Bedingungen in wirtschaftlicher Hinsicht nicht darstellbar ist und zudem aus sicherheitstechnischen Aspekten aufwendig er-

scheint, setzen die am Markt vertretenen Anbieter von Brennstoffzellen als Wasserstoffquelle im allgemeinen auf Erdgas oder Methanol. Zur Bereitstellung des Wasserstoffs sind neben der eigentlichen Brennstoffzelle ein Reformer und ein Konverter vorgeschaltet, die die dazu genutzten Energieträger in Wasserstoff (H₂) und Kohlendioxid (CO₂) umwandeln. Im Reformer wird das vorgereinigte Erdgas oder Methanol mit überhitztem Wasserdampf gemischt und bei etwa 800°C katalytisch in Wasserstoff und Kohlenmonoxid gespalten. Im Katalysator des nachfolgenden Konverters reagiert das Kohlenmonoxid bei etwa 250°C mit Wasserdampf zu Wasserstoff und Kohlendioxid.

Im Gegensatz zu anderen Blockheizkraftwerken gibt es bei dieser Technologie keinen Motor und Generator und nur wenige bewegliche Teile. Aus diesem Grund arbeiten Brennstoffzellen im Allgemeinen vibrationsfrei und geräuschlos. Prinzipiell ist der Einsatzbereich für Brennstoffzellen groß und kaum eine andere Technologie zur parallelen Strom- und Wärmebereitstellung weist die Vorteile der Brennstoffzellentechnologie auf. Möglich sind stationäre und mobile Anwendungen sowie Antriebstechnologie. Seit den 90er Jahren werden *Brennstoffzellenheizgeräte* für den Bereich der Gebäudeenergieversorgung entwickelt. Erste Feldversuche reichen in das Jahr 2002 zurück. Auf der Hannover Messe im Jahr 2011 wurde erstmals von einem deutschen Hersteller ein Mikro-Brennstoffzellenheizgerät für den Einsatz in der Gebäudeenergieversorgung vorgestellt. Brennstoffzellen erzielen hohe Stromwirkungsgrade von aktuell bis zu 60 %, auch im Teillastbetrieb, Abbildung A. 27. Ein weiterer Vorteil dieser Technologie ist die prinzipiell freie Skalierbarkeit. Brennstoffzellen können im Bereich von wenigen Milliwatt bis zu mehreren Megawatt hergestellt werden.

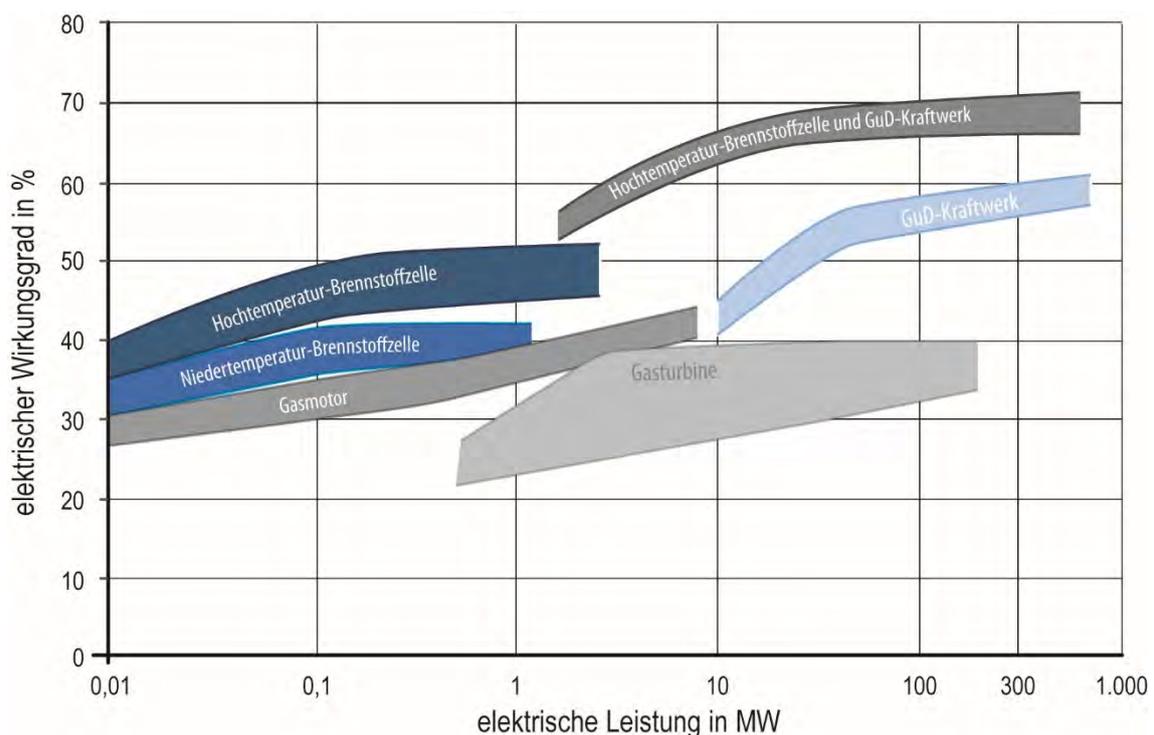


Abbildung A. 27: Elektrische Wirkungsgrade unterschiedlicher Technologien zur Stromerzeugung

Generell sind die Kosten für Brennstoffzellen vergleichsweise hoch. Bei kleinen Geräten für die Gebäudeenergieversorgung wird derzeit im Mittel von einer Investition von ca. 15.000 bis 20.000 €/kW_{el} ausgegangen. Am Markt sind verschiedene Brennstoffzellentypen verfügbar, die jede für sich systemtypische Vor- und Nachteile aufweist. Bei Brennstoffzellen der oberen Temperaturklasse ist zudem eine kontinuierliche Betriebsweise zwingend erforderlich. Für den Austausch

des Brennstoffzellenstacks, der je nach Typ alle 2 bis 4 Jahre erfolgen muss, fallen im laufenden Betrieb aller Brennstoffzellen hohe Kosten an.

Tabelle A. 6: Marktübersicht Brennstoffzellen [Herstellern]

Hersteller	Vaillant	BAXI-INNOTECH	Hexis	Ceramic Fuel Cells
Brennstoffzellentyp	SOFC	NT-PEM (70°C)	SOFC	SOFC (700°C)
Produktbezeichnung	-	GAMMA PREMIO	Galileo 1000N	BlueGen
Elektrische Leistung in kW	1,0	1,0	1,0	2,0
Thermische Leistung in kW	2,0	1,7	2,0	1,0
Elektrischer Wirkungsgrad in %	30 bis 34	ca. 30	> 30	> 60
Gesamtwirkungsgrad KWK in %	80-90	85	> 90	> 85
Brennstoff	Erdgas	Erdgas, Bioerdgas	Erdgas, Bioerdgas	Erdgas

B Technologieübersicht – Wärme

B.1 Solarthermie

Für den Bereich des solaren Heizens mit hohen solaren Deckungsanteilen eignen sich zwei verschiedene Kollektorarten. Dazu gehören der Flach- und Röhrenkollektor, siehe Abbildung B. 1, mit ihren jeweiligen spezifischen Bauarten. In Bezug auf den spezifischen Ertrag weisen Röhrenkollektoren einen um 20 % bis sogar 50 % höheren Betrag auf. Allerdings können die Investitionskosten auch um den Faktor 2 höher liegen.



Abbildung B. 1 Flachkollektor (links) und Vakuurröhrenkollektor (rechts) (Quelle: www.greenonetec.com)

Die spezifischen Investitionskosten liegen für eine Kombianlage mit Flachkollektoren im Mittel bei 885 €/m² (Anlage kleiner 40 m² Kollektorfläche) bzw. bei 980 €/m² (Anlage größer 40 m² Kollektorfläche).

Bei Standardflachkollektoren liegt heute der Konversationsfaktor (η_0) zwischen 75 % und 85 %, der Wärmeverlustwert (k_1) üblicherweise zwischen 3,0 und 4,5 W/(m²K). Je nach Bautyp weisen Vakuurröhrenkollektoren ein η_0 zwischen 60 % und 80 % und einen k_1 -Wert zwischen 0,4 und 3,0 W/(m²K) auf. Da Kollektoren bereits heute eine sehr hohe Effizienz erreichen, liegen die F+E-Bereiche in der Kostenreduktion, Materialsubstitution und der Verbesserung des Stagnationsverhaltens. Ausgenommen davon sind die aktuellen Entwicklungen im Bereich Vakuumflachkollektoren, die die hohen η_0 -Werte von Flachkollektoren mit den niedrigen k_1 -Werten von Vakuurröhrenkollektoren kombinieren, siehe Abbildung B. 2.



Abbildung B. 2 Vakuumflachkollektor (Quelle: www.tvpsolar.com)

Sondermodule / Kombi-Module

Eine Sonderstellung nehmen Kombimodule ein. Diese Module produzieren Strom mittels Photovoltaikzellen und gleichzeitig auch Wärme wie ein konventioneller Solarthermiekollektor. Insbesondere vor dem Hintergrund der Flächenknappheit im Wohngebäudebereich und dort vor allem im Geschosswohnungsbau können solche sog. PVT-Kollektoren durchaus zukunftsweisend sein.

Die Ausführung unterscheidet sich stark je nach Hersteller. Einige Hersteller klemmen einen Kunststoff- oder auch Metallabsorber direkt unter das Photovoltaikmodul und kühlen über den hydraulischen Kreislauf des Absorbers das Photovoltaikmodul. Andere Hersteller entwickelten ihr Modul speziell für die jeweilige Anwendung. Beispielsweise dient der thermische Kollektor, der direkt in einen Wärmepumpenkreislauf integriert ist, als Verdampfer des Kältemittels und hat deshalb in diesem Anwendungsbereich kaum noch etwas mit einem klassischen Solarthermiekollektor gemein, siehe Abbildung B. 3.

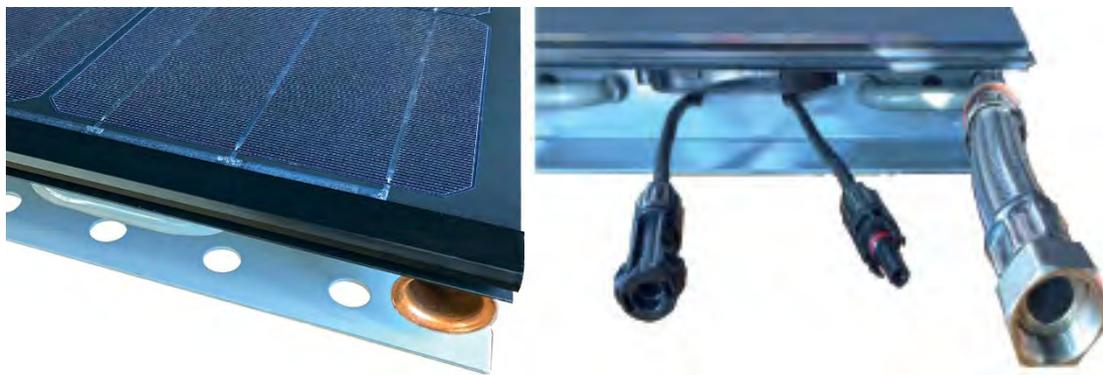


Abbildung B. 3 PVT-Kollektor (links), mit elektrischen und thermischen Anschlüssen (rechts)
(Quelle: www.consolar.de)

B.2 Wärmespeicher

Thermische Energiespeicher unterscheiden sich durch die jeweilige Speichertechnologie. Die Unterscheidung ist übersichtlich in Abbildung B. 4 dargestellt.

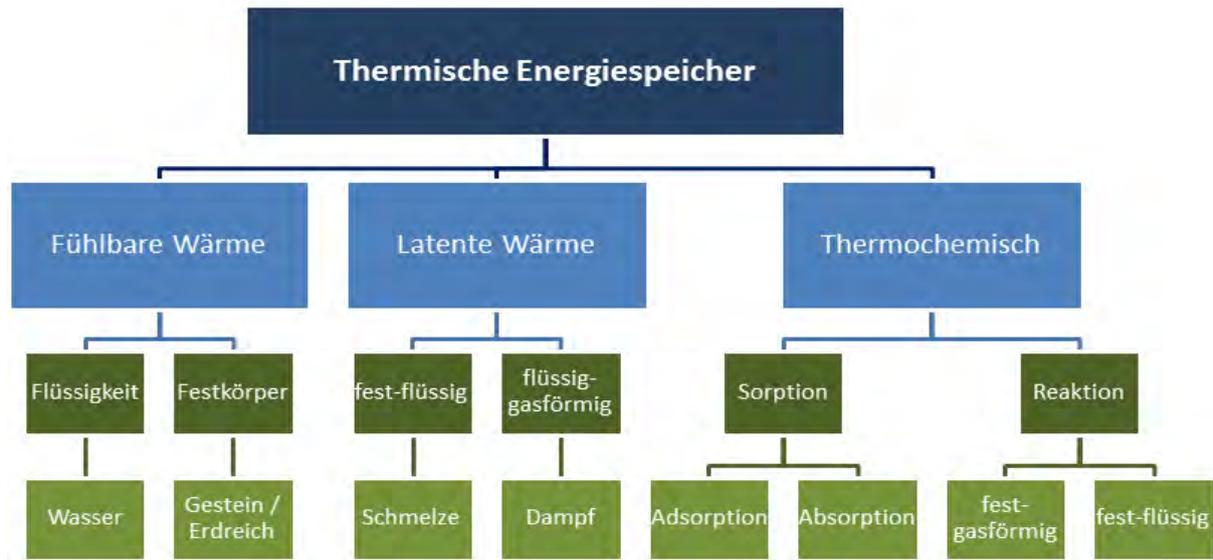


Abbildung B. 4 Einteilung thermischer Energiespeicher (TES)

Die thermische Energiespeicherung kann in drei Technologien unterteilt werden: Speicherung als fühlbare Wärme, latente Wärme und Speicherung in einem thermochemischen Prozess. Darüber hinaus lässt sich die Speicherung in fühlbarer Wärme mittels Flüssigkeiten und Feststoffen realisieren, Grundsätzlich ist die Speicherung von fühlbarer Wärme auch in Gasen möglich, jedoch aufgrund der geringeren realisierbaren Speicherdichten nicht relevant. Latente Wärme kann über den Phasenwechsel von fest nach flüssig oder von flüssig nach gasförmig gespeichert werden. Der Bereich der thermochemischen Wärmespeicherung kann in sorptive (Anlagern von Gasen an Feststoffe) und reaktive (Gas-Feststoff-Reaktionen) Prozesse unterteilt werden.

Hinsichtlich der Energiespeicherdichte unterscheiden sich diese Prozesse teilweise gravierend. Jedoch sind der jeweilige technische Entwicklungsstand bzw. die Marktreife bezüglich der Energiespeicherdichte reziprok, siehe dazu Tabelle B. 1.

Tabelle B. 1: Energiespeicherdichten und technischer Entwicklungsstand der unterschiedlichen Speicherungsvarianten

	Energiespeicherdichte [kWh/m ³]	Faktor bzgl. Wasseräquivalent [-]	Techn. Entwicklungsstand
Fühlbar Erdreich	ca. 35 *	0,5	marktreif
Fühlbar Wasser	60 *	1	marktreif
Latent	50 – 120	1 – 2	hoch
Sorption	120 – 200	2 – 4	gering
Reaktion	200 – 600	4 – 10	Grundlagenbereich

* bei $\Delta T = 50 \text{ K}$

Fühlbare Wärme

Als Energiespeicherung in fühlbarer Wärme wird die thermische Speicherung von Energie in einem erwärmten und wieder abgekühlten Speichermedium bezeichnet. Hierzu ist die Angabe der Differenz zwischen den Be- und Entladetemperaturen notwendig. Zur Vermeidung von Wärmeverlusten werden Speicher, die nach dem Prinzip der fühlbaren Wärme betrieben werden, gedämmt. Die Stärke der Dämmung hängt von diversen Faktoren wie Temperaturdifferenz zur Umgebung, Platzverfügbarkeit, sowie der Wirtschaftlichkeit ab.

Beispiele für thermische Energiespeicher nach dem Prinzip der fühlbaren Wärme sind Warmwasserspeicher zur Bevorratung von Trink- sowie Heizungswasser in (Wohn-)Gebäuden. Der Temperaturbereich solcher Speicher liegt zwischen etwa 10 °C und 95 °C.

Ein großer Vorteil dieser Speicher ist der gleichzeitige Einsatz des Speichermediums Wasser auch als Wärmeträgermedium für den Eintrag der Wärme in den Speicher oder auch den Austrag aus dem Speicher und zur Verteilung bspw. Im Gebäude. Dieser Vorteil wird nur von der Notwendigkeit der Trennung der Medien eingeschränkt, die unter anderem im Bereich des Trinkwassers (gesundheitliche Anforderungen) oder auch bei Kreisläufen, die Frostgefahr ausgesetzt sind (Solarkreislauf), gegeben ist.

Um die Trennung zwischen Speicher- und Wärmeträgermedium zu überbrücken und einen Wärmeein- und Wärmeartrag zu ermöglichen, werden Wärmeübertrager in den Speicher eingebaut oder Frischwasserstationen eingesetzt. Abbildung B. 5 zeigt schematisch einen Warmwasserspeicher mit zwei eingebauten Wärmeübertragern. Der Speicher ist mit Trinkwasser gefüllt. Im oberen Bereich befindet sich ein Wärmeübertrager mit dem Wärmeträgermedium Heizungswasser zur Nachheizung des Trinkwassers. Im unteren Bereich befindet sich ein Wärmeübertrager, der die Energie von der thermischen Solaranlage in den Speicher einbringt. Der Wärmeträger ist hier ein Wasser-Glykol-Gemisch.

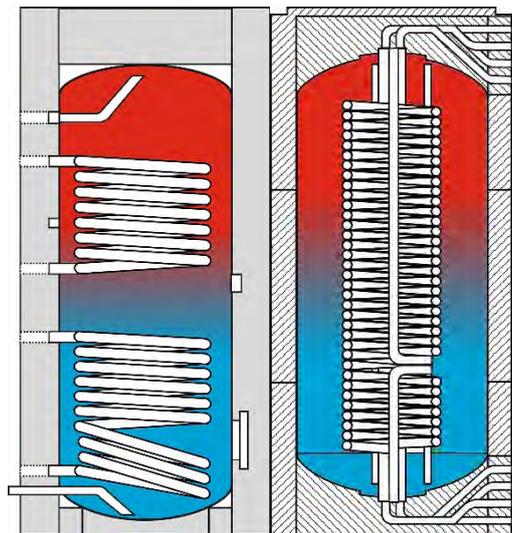


Abbildung B. 5 Schematische Darstellung zweier Warmwasserspeicher; links ein Trinkwasserspeicher mit Wärmeübertragern für Nachheizung (oben) und Solaranlage (unten), rechts ein Kombispeicher mit Wärmeübertragern zur Trinkwassererwärmung (durchgängig von unten nach oben) und Solarenergie (unten), die Nachheizung erfolgt direkt.

Ein weiteres Beispiel für einen TES nach dem Prinzip der fühlbaren Wärme ist ein Erdsondenwärmespeicher. Hier wird das Erdreich, ein Feststoff, als Wärmespeichermedium eingesetzt. Als Wärmeträger in den Erdsonden zur Be- und Entladung des Speichers kommt ein Wasser-Glykol-Gemisch zum Einsatz. Solche Speicher kommen hauptsächlich für die Langzeitspeicherung von Wärme zum Einsatz. Beispielsweise ist in einem Wohngebiet der Stadt Crailsheim ein solcher Speicher verbaut. Dort wird er als saisonaler Wärmespeicher in Verbindung mit einem Nahwärmenetz und Deutschlands größter Solarthermieanlage eingesetzt und im Temperaturbereich zwischen 40 °C und 70 °C betrieben. Abbildung B. 6 zeigt einen solchen Erdsondenwärmespeicher schematisch.

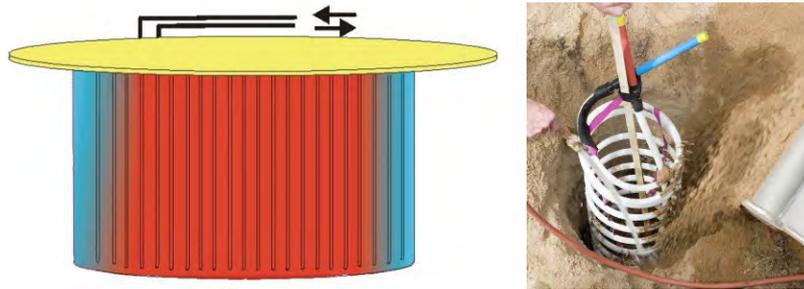


Abbildung B. 6 Schematische Darstellung eines Feststoffspeichers nach dem Prinzip der fühlbaren Wärme in der Ausführung als Erdsondenwärmespeicher (links), Erdsonde in Helix-Ausführung während des Einbringens ins Erdreich (rechts)

Latente Wärme

Im Vergleich zu einer alleinigen Temperaturerhöhung des Speichermediums bietet ein Phasenwechsel desselben Speichermediums eine signifikant höhere Speicherdichte. Beispielsweise beträgt die spezifische Wärmekapazität von Wasser in einem Temperaturbereich von 50 K etwa 200 kJ/kg, die Schmelzenthalpie (Phasenwechsel von fest nach flüssig) hingegen 333 kJ/kg und die Verdampfungsenthalpie (Phasenwechsel von flüssig nach gasförmig) sogar 2453 kJ/kg.

Mit einem Phasenwechsel kann also bei entsprechender Wahl des Temperaturniveaus zusätzlich zur fühlbaren Wärme auch die latente Wärme genutzt werden. Die Wahl des Speichermediums hängt vom geforderten Temperaturniveau ab. Für Temperaturen um 0 °C bietet sich Wasser als Speichermedium an. In Abbildung B. 7 ist ein solcher Eisspeicher zu erkennen. Weitere Speichermedien sind beispielsweise Paraffine, die mit Zusatzstoffen versehen werden, um einerseits die Schmelztemperatur bestimmen zu können und andererseits um eine Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit zu erreichen.



Abbildung B. 7 Eisspeicher, Sicht auf die Wärmeübertragerrohre während des Kristallisationsprozesses

Thermochemische Wärmespeicherung

Bei der thermochemischen Wärmespeicherung kann zwischen zwei unterschiedlichen Prozessen unterschieden werden, einerseits in Sorptions-Prozesse und andererseits in chemische Reaktionen.

Sorption-Prozesse sind wiederum in zwei Prozesse unterteilt: Bei der Adsorption wird ein gasförmiger Stoff an einen Feststoff angelagert, der Sorptionsprozess findet über die Oberfläche statt.

Bei der Absorption wird der gasförmige Stoff in einen flüssigen Stoff aufgenommen, der Sorptionsprozess findet über das Volumen statt. Siehe dazu auch Abbildung B. 8 und Abbildung B. 9.

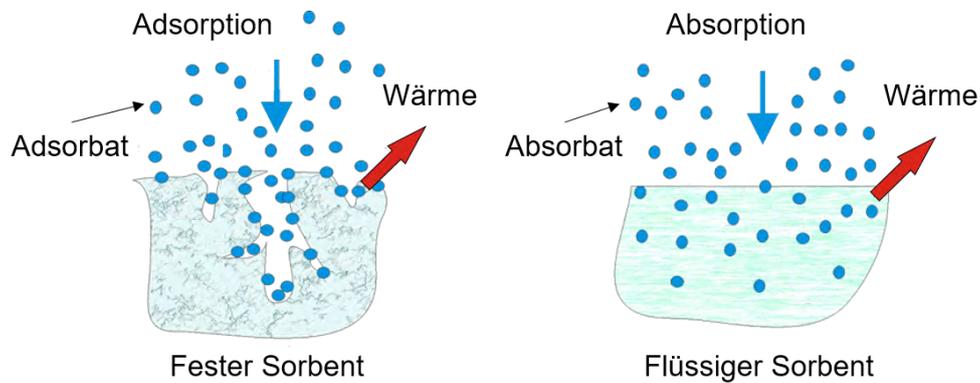


Abbildung B. 8 Sorptionsprozesse: Adsorption (links) und Absorption (rechts)

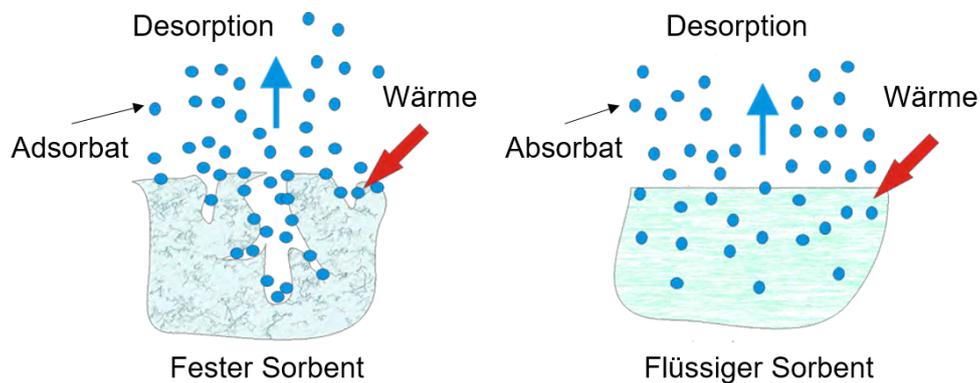


Abbildung B. 9 Desorptionsprozesse: Adsorption (links) und Absorption (rechts)

In beiden Fällen wird während der Sorption die Bindungsenergie frei, die während der Desorption zugeführt werden muss, um die beiden Stoffe zu trennen. Als Materialpaarungen kommen unterschiedliche Kombinationen zum Einsatz, wiederum abhängig vom geforderten Temperaturniveau. Beispiele für erprobte Materialpaarungen sind Zeolithe (Abbildung B. 10) und Wasser bzw. Silikagel und Wasser (Adsorption) sowie Wasser und Ammoniak bzw. Wasser und Lithium-Bromid (Absorption).



Abbildung B. 10 Zeolith

Zusätzlich zum Vorteil der hohen Speicherdichte kommt noch die verlustlose Speicherung. Sowohl bei Speicherungsprozessen über fühlbare wie auch latenter Wärme entstehen thermische Verluste aufgrund von Temperaturunterschieden zwischen Speichermedium und Umgebung. Werden jedoch bei Sorptionsprozessen die beiden Materialien getrennt voneinander aufbewahrt, ist eine verlustlose Speicherung über einen unbegrenzten Zeitraum möglich.

Chemische Reaktionen bieten noch höhere Speicherdichten, jedoch sind die Ansätze zur Umsetzung dieser Prozesse als thermische Energiespeicher noch in den Anfängen. Grundsätzlich bietet jedoch die Hydratation vielversprechende Perspektiven. In Tabelle B. 2 sind verschiedene Materialpaarungen von Hydratations-Reaktionen aufgeführt.

Tabelle B. 2: Beispiele für Hydratations-Reaktionen zur chemischen Wärmespeicherung

Material	Dissoziationsreaktion				GG-Temp.
	A	+	B	\rightleftharpoons C	°C
Magnesiumsulfat	MgSO ₄		H ₂ O	MgSO ₄ · 7H ₂ O	122
Calciumsulfat	CaSO ₄		H ₂ O	CaSO ₄ · 2H ₂ O	89
Calciumchlorid	CaCl ₂		H ₂ O	CaCl ₂ · 6H ₂ O	130

B.3 Wärmepumpe

Grundsätzlich können Wärmepumpen in zwei Gruppen unterteilt werden. Diese unterscheiden sich in der Form des Antriebes, nämlich entweder thermisch oder elektrisch angetrieben.

Thermisch angetriebene Wärmepumpen werden im Wohnbereich wenig bis überhaupt nicht eingesetzt, deshalb wird auf diese Form der Wärmepumpe hier nicht näher eingegangen. Anwendungsgebiete sind die industrielle Kühlung von Lebensmitteln beispielsweise in Brauereien. Als Antriebsenergie kommt in der Regel Erdgas zum Einsatz.

Elektrisch angetriebene Wärmepumpen besitzen einen Kompressor, der ein Kältemittel verdichtet. Dieses gibt dann auf erhöhtem Temperatur- und Druckniveau Wärme ab, beispielsweise in einen Wärmespeicher oder direkt in den Heizkreis eines Wohngebäudes. Anschließend wird das Kältemittel über eine Drossel entspannt und verflüssigt. Im nächsten Schritt wird das Kältemittel auf niedrigerem Temperatur- und Druckniveau durch Wärmeaufnahme, beispielsweise aus der Umgebung, verdampft. Der Kältemitteldampf wird im Kompressor wieder verdichtet und der Kreislauf beginnt von vorn.

Kompressionswärmepumpen sind sowohl als Variante mit Luft als Wärmequelle wie auch mit Sole als Wärmequelle verfügbar. Da die Effizienz der Wärmepumpe stark vom Temperaturniveau der Wärmequelle abhängt, ist es wichtig der Wärmepumpe zu Zeiten mit hohem Wärmebedarf eine Wärmequelle mit ebenfalls vergleichsweise hohem Temperaturniveau zur Verfügung zu stellen. Da im Gebäudebereich der höchste Wärmeverbrauch im Winter zur Beheizung des Gebäudes zusätz-

lich zur Trinkwassererwärmung anfällt, können Luft-Wärmepumpen, die im Winter mit kalter Außenluft als Wärmequelle arbeiten, nur mit geringer Effizienz betrieben werden. Dies schlägt sich auch in der sog. Leistungszahl, dem Coefficient of Performance, kurz COP, nieder. Dieser definiert sich wie folgt:

$$COP = \frac{\text{abgeführte Leistung}}{\text{zugeführte Nutz – Leistung}}$$

Die zugeführte Leistung ist die aktuelle Bezugsleistung der Wärmepumpe, also hauptsächlich der Stromverbrauch des Kompressors. Für Wärmepumpen mit Luft als Wärmequelle sind Werte für den COP zwischen 1,5 und 3 üblich.

Deutlich effizienter arbeiten Wärmepumpen, die als Wärmequelle beispielsweise das Erdreich zur Verfügung haben. Dies kann mit sog. Erdkollektoren, Erdsonden oder auch Erdkörben realisiert werden. Für einen sog. Erdkollektor werden viele waagrechte Rohrleitungen unterhalb der Frosttiefe im Boden eingebracht. Diese Rohrleitungen fungieren wie ein Wärmeübertrager, der dem Erdreich über das Jahr auf vergleichsweise konstantem Temperaturniveau Wärme entzieht. Hierzu muss der Wärmeübertrager mit einem frostsicheren Medium, mit der sog. Sole, betreiben werden. Erdsonden fungieren ebenfalls als Wärmeübertrager, jedoch sind die Rohrleitungen in senkrechte Bohrlöcher eingebracht, die teilweise bis zu 100 m tief ins Erdreich gebohrt werden.

B.4 Biogene Wärmequelle

Holzpelletkessel

Für einen Leistungsbereich von 10 bis ca. 500 kW ist die Wärmebereitstellung über einen Holzpelletkessel möglich. Der Temperaturbereich reicht sogar bis 95 °C. Daher eignen sich Holzpellets zur Versorgung von Einfamilienhäusern über Mehrfamilienhäuser bis hin zu kleinen Siedlungen. Da Pelletkessel auch in einem bestimmten Maß in der Leistung modulierend sind, können sie problemlos monovalent eingesetzt werden. 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 daraus resultierenden Jahresnormnutzungsgrade liegen ca. 5 % bis 10 % darunter. Mittlerweile sind auch Pelletskessel mit Brennwerttechnik am Markt verfügbar, siehe Abbildung B. 11. Holzpelletkessel sind Stand der Technik, der aktuelle Forschungsbedarf fokussiert sich auf die Materialforschung und auf die Emissionsminderung insbesondere zum Thema Feinstaub.



Abbildung B. 11 Pelletkessel mit Brennwerttechnik (Quelle: www.paradigma.de)

B.5 Fossile Wärmequelle

Gasbrennwertgerät

Gasbrennwertgeräte sind für Ein- und Mehrfamilienhäuser im Leistungsbereich zwischen 2 bis 100 kW verfügbar. Größere Leistungsbereiche sind ebenfalls problemlos erhältlich, finden jedoch hauptsächlich in Gebäuden mit hohem Wärmebedarf, öffentlichen Gebäuden oder in Quartieren Anwendung.

Durch die Brennwerttechnik, also das Kondensieren des Wasserdampfes aus dem Abgas, wird der Wirkungsgrad deutlich gesteigert und liegt zwischen 94 und 96 % bezogen auf den Brennwert des Erdgases.

Brennwertgeräte gibt es als wandhängende und bodenaufgestellte Varianten, Abbildung B. 12 . Je nach Leistungsbedarf und Platzangebot kommt die eine oder die andere Variante zum Einsatz.



Abbildung B. 12 Gasbrennwertgeräte in wandhängender (links) und bodenstehender (rechts) Ausführung, Quelle: www.viessmann.de und www.bosch-thermotechnology.com

B.6 Motor-BHKW

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 realisiert werden (Betriebsstunden > 6.000 h/a). 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 Energieverwendung dar.

Generell ist die Technik ausgereift und am Markt etabliert.



Abbildung B. 13 Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungssystem ecoPOWER 1.0 (Quelle: www.vaillant.com)

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 Abbildung B. 13 rechts. Für große Zweifamilien- und Mehrfamilienhäuser sind derzeit schon Geräte mit 12 kWth und 5 kWel auf dem Markt verfügbar. Das Speichervolumen hierzu liegt in der Regel zwischen 50 und 70 Liter bezogen auf die thermische Leistung.

Eine Zusammenfassung der marktgängigen Komponenten ist in Kapitel 3.2 in der Technologiematrix der thermischen Systemkomponenten dargestellt.

B.7 Brennstoffzellen-BHKW

Für künftige Energieversorgungssysteme gelten Brennstoffzellen als die 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 Motor-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 mit Sauerstoff reagiert, 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.

Sogar im Teillastbereich erzielen Brennstoffzellen hohe Strom-Wirkungsgrade von bis zu 60 %. Der größte Vorteil liegt in der Größenskalerung, so lassen sich Geräte von wenigen Milliwatt bis zu mehreren Megawatt herstellen. Auf dem Markt gibt es verschiedene Brennstoffzellentypen, wobei jedes Verfahren seine Vor- und Nachteile hat, siehe Tabelle B. 3. 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. Hier fallen derzeit bis zur Hälfte der Investitionskosten an.

Tabelle B. 3: 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



C Technologieübersicht – Regelung

Technik-Komponente	Kurzbeschreibung
Regelung PV/ Strom	
SMA Sunny Home Manager	<ul style="list-style-type: none"> - Intelligentes Energiemanagementsystem - Intelligente Verbrauchssteuerung in Kombination mit SMA Integrated Storage System - System zur idealen Ausnutzung der PV-Erzeugung - Verbrauchsanalyse einzelner Verbraucher - durch Kombination mit weiteren Systemen Optimierung der Be- und Entladung von Batteriespeichern (z.B. Sunny Boy Smart Energy, Sunny Island) - Prognosebasiertes Laden/ Nutzen (Nutzung von Wetterdaten aus Internet und Anpassung an Standort); vorhersage einiger Stunden - Wirkleistungsbegrenzung
Smart Energy System (Solar-LogTM)	<ul style="list-style-type: none"> - Intelligentes Energiemanagementsystem - Solar-Log: bis zu 100 Wechselrichter und Geräte pro Gerät; Zusammenschaltung von bis zu 10 Solar-Logs für Großanlagen möglich - Gezielte Steuerung und Priorisierung verschiedener Verbraucher z.B. über "Smart Plugs" oder eingebaute Relais - Batteriemangement - Optimierung Eigenverbrauch aus PV und/ oder KWK (Fokus PV-Eigenverbrauchserhöhung) - Integration Wärmepumpe, "Smart Heater", Klima-/ Lüftungsanlagen - Komfortaspekte (Temperaturen, Helligkeit,...) nicht im Fokus --> Kopplung zu anderen Systemen wird empfohlen - Visualisierung Energieflüsse

Technik-Komponente	Input	Output
Regelung PV/ Strom		
SMA Sunny Home Manager	<ul style="list-style-type: none"> - Verbrauchsdaten von bis zu 24 Geräten (hierzu gehören alle Komponenten, die mit Sunny Home Manager kommunizieren, also auch Wechselrichter Sunny Island, Funksteckdosen etc.!) - Wechselrichter - Ethernet - Energiezähler 	<ul style="list-style-type: none"> - Aktives Energiemanagement von bis zu 12 Verbrauchern - bei WP: ON/OFF-WP (WP mit kontinuierlicher Drehzahl); Inverter WP (verschiedene Möglichkeiten: WP wählt Leistungsaufnahme gemäß eigener Optimierungsvorgabe (COP max.); Leistungsaufnahme WP gemäß Vorgaben Sunny Home Manager: Nutzung Überschussstrom etc. --> Einbindung in Energiemanagement möglich)
Smart Energy System (Solar-LogTM)	<ul style="list-style-type: none"> - Erzeugung PV-Anlage und ggf. KWK <ul style="list-style-type: none"> - Wechselrichter - Batteriespeicher (Ladezustand etc.) <ul style="list-style-type: none"> - derzeitiger Verbrauch - Regeln/ Schaltpläne für einzelne Verbraucher - Einspeisung/ Bezug 	<ul style="list-style-type: none"> - Stellsignale (auch nach Priorisierung) an angeschlossene steuerbare Verbraucher <ul style="list-style-type: none"> - Verbrauchsdaten - Lade-/ Entladesignale Batterie --> Ziel: Maximierung Eigenverbrauch

Technik-Komponente	Durchschnittliche spezifische Kosten ohne MwSt. (netto)	Schnittstellen - Planer / Architekt - Gewerke - Ausführendes Gewerbe - Regelungskomponenten	Bemerkungen
Regelung PV/ Strom			
SMA Sunny Home Manager	ca. 250 € (ohne Speicher- management, Funksteckdo- sen etc. (SMA Energy Meter ca. 260€; Sunny Boy Smart Energy ca. 3320 €)	Dachdecker, Elektrotechni- kerr, Regelungskomponen- ten: Regelung Wärme/ Kälte/ Lüftung, Regelung weitere Geräte	- Reichweite Kommunikati- on bis 100 m - Leistung: <6W; max. 14,3W - Zusatzmaterial: SMA Energy Meter, Funksteckdo- sen zur Verbrauchersteue- rung und Leistungsmessung - geeignete Verbraucher sind: Wärmepumpen, Waschmaschine, Trockner, Spülmaschine, Heizstab, Ladestation für Elektrofahr- zeuge - schon getestete/ einge- bundene Verbraucher: WP von Stiebel Eltron und Te- calor, Miele Haushaltsgerä- te, Mennekes AMTRON (Ladestationen E- Fahrzeuge) - Integration Hausautomati- on möglich (s. Bild)
Smart Energy System (So- lar-LogTM)	ca. 200 bis 1000 € (ohne Zubehör)	Dachdecker, Elektrotechni- kerr, Regelungskomponen- ten: Regelung Wärme/ Kälte/ Lüftung, Regelung weitere Geräte	Je nach Solar-Log verschie- dene Anlagengrößen reali- sierbar. Das System ermög- licht die Einbindung ver- schiedenster SmartPlugs und anderer steuerbarer Geräte. Insbesondere die Kombination mit Wärmep- umpen, intelligenten Heiz- stäben und ggf. KWK macht das System flexibel und für ein umfassendes Ener- giemanagement von Wohn- gebäuden, aber auch KMUs interessant.

Technik-Komponente	Kurzbeschreibung
Regelung Solarthermie	
Solarregler	- In erster Linie Regelung/ Steuerung der Solarpumpe - Meist über Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Kollektor

Technik-Komponente	Input	Output
Regelung Solarthermie		
Solarregler	<ul style="list-style-type: none"> - Temperatur am Kollektor - Speichertemperatur - ggf. Temperaturen mehrerer Kollektorfelder und/ oder Speicher (auch Pools als Speicher möglich) 	<ul style="list-style-type: none"> - Solarpumpe an/ aus - Steuersignal Zusatzkessel/ -Wärmeerzeuger

Technik-Komponente	Durchschnittliche spezifische Kosten ohne MwSt. (netto)	Schnittstellen - Planer / Architekt- Gewerke- Ausführendes Gewerbe- Regelungskomponenten	Bemerkungen
Regelung Solarthermie			
Solarregler	ca. 80 - 400 €	Dachdecker, TGA-Planer, Installateur, Elektrotechniker, Regelungskomponenten: Regelung Wärme/ Kälte/ Lüftung, Regelung weitere Geräte	

Technik-Komponente	Kurzbeschreibung
Regelung Wärme/ Kälte/ Lüftung (inklusive Speicher)	
Desigo CC Managementplattform (Siemens)	<ul style="list-style-type: none"> - System zur Steuerung und Optimierung des Gebäudebetriebs; bis auf Einzelraumbene (Heizung, Klima, Lüftung, Beleuchtung, Verschattung) - 3 Ebenen: Managementebene, Automationsebene, Feldebene Eher für große (Gewerbe)Liegenschaften; System Skalierbar für kleine bis große Gebäude(komplexe); Integration verschiedener Gewerke nach Bedarf: - HVAC - Beleuchtung - Energieerzeugung (Elektrisch, Wärme, Kälte) - Sicherheit
Synco living (Siemens)	<ul style="list-style-type: none"> - Steuerung und Schaltung Heizung, Lüftung, Klimaanlage, Licht, Jalousien und mehr - Verbrauchsdatenerfassung und -visualisierung - Remote-Zugriff - Integration Sicherheitstechnik möglich - in ZFH Wohnungsweise Steuerung und Visualisierung möglich (Heizung bis zu 12 Räume) - Einbindung Funksteckdosen möglich (nur an/aus, dimmen; keine Einsatzplanung/ -optimierung)

Technik-Komponente	Input	Output
Regelung Wärme/ Kälte/ Lüftung (inklusive Speicher)		
Desigo CC Managementplattform (Siemens)	<ul style="list-style-type: none"> - Fahrpläne für einzelne Gewerke - Trend-logging - Regelungsfunktionen - Zustandsgrößen nach Bedarf (Temperaturen, Beleuchtungsstärke, Luftmengen,...) 	<ul style="list-style-type: none"> - Steuersignale je nach Umfang des Systems und der technischen Möglichkeiten der Komponenten - Automatischer Versand von Ereignissen und Alarmen - Echtzeit Monitoringdaten zur Visualisierung
Synco living (Siemens)	<ul style="list-style-type: none"> - Raumtemperatur - Fensteröffnung - Anwesenheit (simuliert durch z.B. Schaltvorgänge) - Vor-/ Rücklauftemp. Heizkreis(s) - Außentemperatur - Helligkeit - Systemzeit, Datum, Uhrzeit 	<p>Steuersignale für:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Heizung (an, aus, Absenkbetrieb, Zeitprogramme...): Einzelraumregelung (Steuerung Heizkörperventile über Temp.erfassung, Sollwertvorgaben, Betriebsart), Steuersignal Kessel und/ oder Heizungsprimärregler, Vor-/ Rücklauftemperaturbegrenzung - Lüftung (an, aus, Bedarfs geregelt (Anwesenheit, CO2, Luftfeuchte), Zeitprogramme...); bis zu 3-stufige Lüftungsanlage: Nachtlüftungskonzepte - Licht (an, aus, dimmen,...) - Jalousien (auf, zu) - Klima (an, aus,...); Ansteuerung

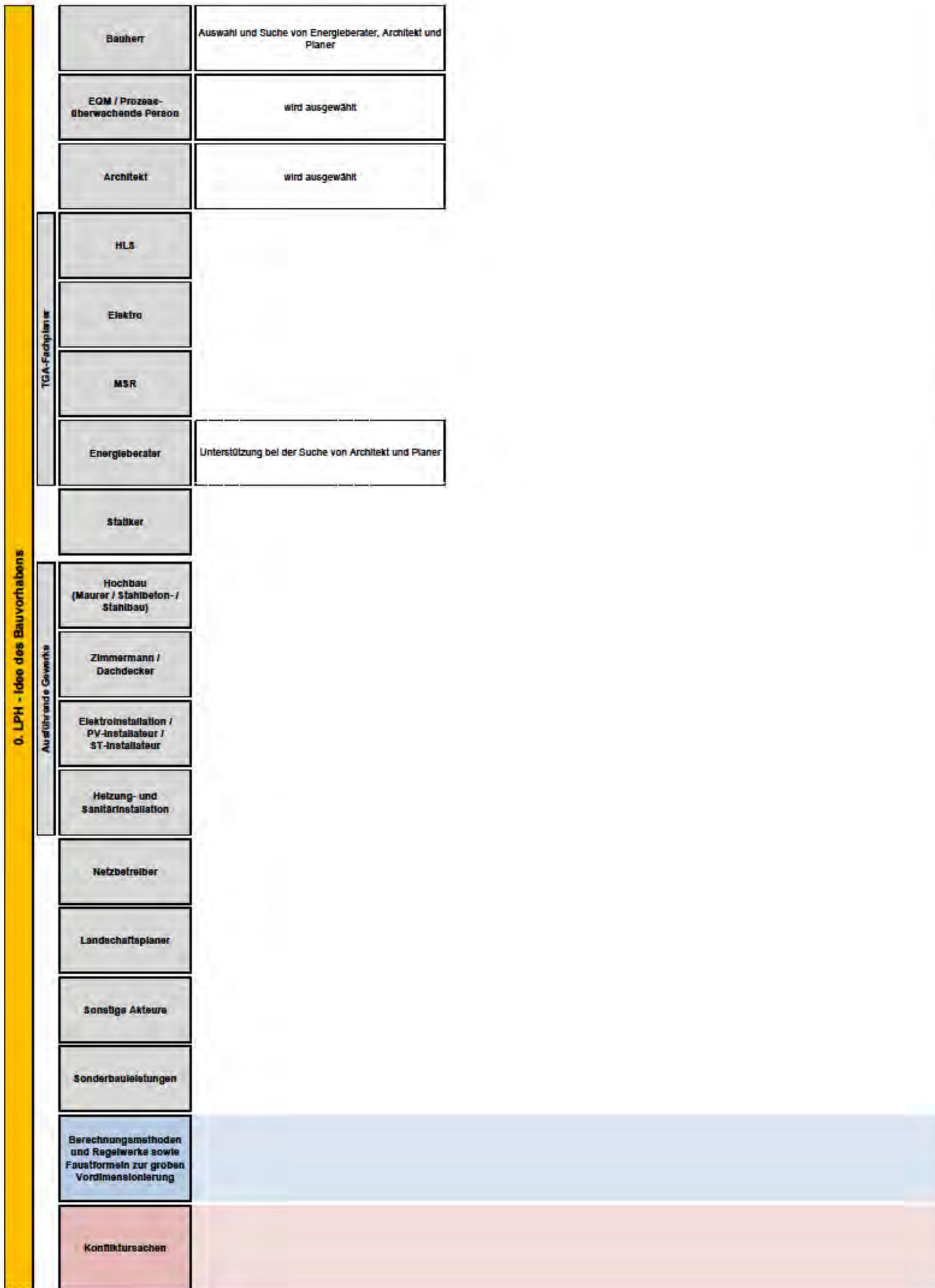
Technik-Komponente	Durchschnittliche spezifische Kosten ohne MwSt. (netto)	Schnittstellen - Planer / Architekt - Gewerke - Ausführendes Gewerbe - Regelungskomponenten	Bemerkungen
Regelung Wärme/ Kälte/ Lüftung (inklusive Speicher)			
Desigo CC Managementplattform (Siemens)	1 - 2% der Gesamterichtungskosten (inkl. Zugehöriger Infrastruktur)	Elektrotechniker, TGA-Planer, Regelungskomponenten: Regelung PV, Regelung Solarthermie, Regelung weitere Geräte (Lüftung, Zusatzwärmerezeuger, Smarte Haushaltsgeräte, Plug-loads,...)	- Unterstützung offener Kommunikationsprotokolle (BACnet, OPC, Modbus, Web Services, KNX, LonWorks, DALI, SNMP, ONVIF etc.); - Weitere Produkte der Produktfamilie: Desigo PX (Automatisierung Primäranlagen); Desigo TX-I/O Module (Interface für Elemente auf Feldebene; Sensoren und Aktoren); Desigo Total Room Automation (TRA; offenes und programmierbares Raumautomationsprodukt für Beleuchtung, Verschattung, HVAC); Desigo Open (Integration von einer Vielzahl von Anlagen und Protokollen auf allen Systemlevels)
Synco living (Siemens)	>1000€		

Technik-Komponente	Kurzbeschreibung
Regelung weitere Geräte	
Funksteckdosen	Erlaubt Steuerung von Plug-loads durch Smart-Hom,e-System durch z.B. Fahrpläne; "intelligente" Anpassung an aktuelle Energieverfügbarkeit, Tarife o.ä. nicht möglich, nur manuelle Anpassung des Verbrauchs (an/ aus)

Technik-Komponente	Input	Output
Regelung weitere Geräte		
Funksteckdosen	- Fahrplan - Steuersignal: an/ aus/ ggf. dimmen	- Momentaner Verbrauch

Technik-Komponente	Durchschnittliche spezifische Kosten ohne. MwSt. (netto)	Schnittstellen - Planer / Architekt - Gewerke - Ausführendes Gewerbe - Regelungskomponenten	Bemerkungen
Regelung weitere Geräte			
Funksteckdosen	40 - 40 €/Stk.	Elektrotechniker, TGA-Planer, Installateur, Regelungskomponenten: Regelung PV, Regelung Solarthermie, Regelung Wärme/Kälte/ Lüftung	

D Leistungsphasen der Planungsmethoden



1. LPH Zielvorgabe, Bestandsaufnahmen, Standortanalyse (Grundlagenermittlung)

	Bauherr	erteilt den Auftrag erläutert Vorgaben und Bedarfsplanung teilt Zielvorstellungen mit		
	EQM / Prozess- überwachende Person	Prozessüberwachung / Monitoring / Mitentscheidung / Zielsetzung festlegen		
TGA-Fachplaner	Architekt	erhält Auftrag;	Erstellt energetische Konzeptvorstellung (z. B. Aktivhaus, Sonnenhaus, Passivhaus ...) und übergibt diese an Fachplaner / Ingenieur, in Abstimmung mit Energieberater	
	HLS	Definition und Klärung von Zielsetzung und Aufgabenstellung . Ermittlung der Planungsrandbedingungen, Beratung für Leistungsbedarf und technische Erschließung, Finanzierung, Terminfestlegung, Betriebskonzept, (Erweiterbarkeit sicherstellen);		
	Elektro	Ausarbeitung des Grundkonzepts für Gebäude / Energiesysteme / Systemanalyse (Grundsatzentscheidung)	erhält energetische Konzeptvorstellung vom Architekten / Energieberater	
	MSR	Berücksichtigung von Förderungen (BAFA, KfW-Kredite) , Förderrichtlinien, Vergütungen, etc.		
	Energieberater	Standort (Wetter, Klima) / Nutzungserfassung, Erstellung eines Nutzungsprofils für richtige Auslegung und Dimensionierung	Erstellt energetische Konzeptvorstellung in Abstimmung mit Architekten und übergibt dieses an Fachplaner / Ingenieur	
Ausführende Gewerke	Statiker			
	Hochbau (Maurer / Stahlbeton- / Stahlbau)			
	Zimmermann / Dachdecker			
	Elektroinstallation / PV-Installateur / ST-Installateur			
	Heizung- und Sanitärinstallation			
	Netzbetreiber			
	Landchaftsplaner			
	Sonstige Akteure			
	Sonderbauleistungen	Versicherungen, die benötigt werden abschließen. Für Bauphase sowie für den Betrieb von PV-Anlagen, etc.		
	Berechnungsmethoden und Regelwerke sowie Faustformeln zur groben Vordimensionierung	Solarkataster oder SolarAtlas einzelner Gemeinden und Regionen (z.B. Braunschweig, Celle, Hessen, ...) zur direkten Einschätzung der Solarenergie-Potenziale von Dach- und Freiflächen, Angaben zu Photovoltaik-Anlagen und solarthermische Anlagen.	Förderungen von Bund, Kommunen, Stadt, ... Informationen zu den aktuellen Förderungen und Förderprogrammen ermitteln. Z.B. BAFA (MAP, ...), KfW, ...	
Konfliktsachen	- unzureichende Projektentwicklung, in Folge unklarer Projektziele - unzureichende Risikoanalyse und -prognose - falsche Kosten- / Terminannahmen			

2. LPH Erstellen Planungskonzept, Kostenschätzung (Vorplanung und Kostenschätzung)

2. LPH Erstellen Planungskonzept, Kostenschätzung (Vorplanung und Kostenschätzung)	Bauherr	wird informiert und hält Rücksprache			
	EGM / Prozessüberwachende Person	Prozessüberwachung / Monitoring / Mitentscheidung			
	Architekt	<p>Ausarbeitung des Grundkonzeptes für Gebäude / Energiesysteme / Systemanalyse (Grundsatzentscheidung)</p> <p>Nutzung / Anwendung der solaren Energie für Trinkwassererwärmung und / oder Gebäudeheizung, Strombedarfsdeckung, etc.</p> <p>Deckungsanteile der solaren Energieerzeuger</p>	Erstellen von architektonischen Vorentwurfsplänen; Berücksichtigung von Flexibilität, Flächenbedarf, optische Belange (Gebäude und Anlagentechnik (z.B. Einhausungen)), vorhandene Baustruktur; Einschätzung der Genehmigungswürdigkeit des Bauvorhabens Städtebauliche/ lokale Betrachtung: - Verschattung - Wetterdaten des Standorts berücksichtigen		
	HLB		Einschätzung der Machbarkeit / Umsetzung von: - Wärmeerzeugung (WP, ST, ...) - ST-Kollektoren (Art (Flachkollektor, ...), In- oder Aufdach, Größe) - Speichergrößen Dimensionierung sollte bedarfsorientiert erfolgen und sich an den durchschnittlichen Warmwasserbedarfsmengen orientieren. Überdimensionierung vermeiden.	Ausrichtung und Neigung der PV / ST wird in den meisten Fällen über die Ausrichtung der Gebäude bestimmt. Eine Solarumutung ist dennoch bei nahezu allen Gebäuden umsetzbar, da Abweichungen von der optimalen Südausrichtung oder der optimalen Neigung durch vergrößerte Anlagen ausgeglichen werden können. Ausrichtung und Nutzung ist zudem aufeinander abzustimmen. Meist ist eine Abweichung von der Südausrichtung vorteilhaft. Nur TWW oder Heizungsunterstützung?	<p>Erarbeitung eines Planungs- und Energiekonzeptes: Vordimensionierung der Systeme und Anlagenteile, Alternativlösungen -> Abstimmung von Erzeugern und Abnehmern (Betriebstemperaturen, Einbindung regenerativer Energiequellen, ...); Beurteilung der Deckungsanteile; Aufstellen von Funktionsschemata und Prinzipschaltbildern für die Anlagen</p> <p>TWW MFH: dezentral / zentrale Frischwasserstation oder Wohnungsübergabestation</p>
	Elektro		Einschätzung der Machbarkeit / Umsetzung von: - Wechselrichter (Anzahl, Art, etc.) - PV-Module (Art (monokristallin, ...), In- oder Aufdach, elektr. Leistung, Größe) - Batteriegröße - Festlegung der erforderlichen Neigung Städtebauliche/ lokale Betrachtung: - Verschattung - Wetterdaten des Standorts berücksichtigen - PV+ST Erträge rechtzeitig erfassen		
	MSR				
	Energieberater				
Statiker		Übergabe von Berechnungen des TGA Planers an Statiker: - Berechnung der Statik mit Angaben zu Durchführungen, Lastangabe - Berücksichtigung von PV-Anlage / Solarthermie (Tragfähigkeit) - Reserven einplanen für ggf Nachrüstung von PV bzw. ST, Nachrüstung von Anlagentechnik - Leitungsführung in den Wänden etc.			
			<p>Abgeschlossene Erarbeitung eines Planungs- und Energiekonzeptes</p> <p>Unterstützung Kaufentscheidung</p>		

2. LPH Erstellen Planungskonzept, Kostenschätzung (Vorplanung und Kostenschätzung)	Hochbau (Mauer / Stahlbeton- / Stahlbau)			
	Zimmermann / Dachdecker			
	Elektroinstallation / PV-Installateur / ST-Installateur			
	Heizung- und Sanitärinstallation			
	Netzbetreiber			
	Landschaftsplaner		Freiflächenanlage: Rücksprache / Einbindung von Freiflächen für ggf. vorh. Batteriewaufstellung	
	Sonstige Akteure		Städtebauliche Einbeziehung / lokale Betrachtung: - muss in Planung berücksichtigt werden aufgrund von möglicher Verschattung	
	Sonderbauleistungen		Zu klären: Grundstücksermessung, Boden- und Baugrundgutachten (Geothermie) Akustik	
	Berechnungsmethoden und Regelwerke sowie Faustformeln zur groben Vordimensionierung	Kostenermittlung DIN 276 Flächenermittlung DIN 277 Lüftung nach DIN 7730	ST - Kleinanlagen: Auslegung auf 50-65 % Deckungsanteil und ca. 30 % Systemnutzungsgrad Ziel: im Sommer solare Deckung des Warmwasserbedarf von 100 %	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) beachten EnEV beachten
	Konfliktursachen	<ul style="list-style-type: none"> - unklare Projektaufbauorganisation - fehlende organisatorische Vorgaben - fehlende wirksame Kommunikationsstruktur - fehlendes Änderungs- / Entscheidungsmanagement <ul style="list-style-type: none"> - unpräzise Leistungsbeschreibung / Zieldefinition für Projektbeteiligte - Unklarheiten, offene Fragen in den Grundlagen zur Planung (Nutzerbedarfprogramm) - fehlende Präzisierung der Investitionskosten - fehlende Terminstruktur der Projektvorbereitungsphase 		

3. LPH Entwurfsplanung und Kostenberechnung

Bauherr	wird informiert und hält Rücksprache		
EQM / Prozess- überwachende Person		Prozessüberwachung / Monitoring / Mieterscheidung EQM - Beauftragung Dritter zur Qualitätssicherung und Überprüfung	
Architekt		Einarbeitung von Änderungen und Durcharbeiten des Planungskonzeptes unter Berücksichtigung aller fachspezifischen Randbedingungen; Zusammenfügen und Koordinieren der Entwurfsplanung sowie Rücksprachen mit Bauherr und Fachleuten, Abstimmung des Platzbedarfs für technische Anlagen; Kostenberechnung nach DIN 276 (3.Ebene) und Terminplanung -> Kostenkontrolle durch Vergleich Kostenberechnung und Kostenschätzung; Verhandlungen mit Behörden zur Genehmigungsfähigkeit	Festlegen aller Systeme und Anlagenteile, Berücksichtigung von Reserven / Ressourcen bezüglich Schächten, Bedarfsflächen für ggf. Nachrüstungen / Umnutzungen u.a. PV / ST; Berechnung und Bemessung der technischen Anlag und -teile, Abschätzung von jährlichen Bedarfswerte (Nutz-, End- und Primärenergie) sowie der Betriebskosten; Auflistung von technischen Daten und Angaben zu Anlagenbeschreibungen
HLS	System- und Integrationsplanung: Zusammenstellung eines allumfassenden Planungskonzeptes; Erstellung / Aufstellung eines "Gebäudepasses" mit allen Zielvorgaben, Sollwerten, etc. Zusammenfassen, Erläutern und Dokumentieren der Ergebnisse		
Elektro	Plausibilitätskontrolle des Entwurfs		
MSR			
Energieberater			
Städter	Berücksichtigung von Zusatzgewicht für PV+ST		
Hochbau (Maurer / Stahlbeton- / Stahlbau)			
Zimmermann / Dachdecker			
Elektroinstallation / PV-Installateur / ST-Installateur			
Heizung- und Sanitärinstallation			
Netzbetreiber	In Kenntnis setzen über Bauvorhaben, Abstimmung Hausanschluss		
Landchaftsplaner			
Sonstige Akteure	Feuerwehr / Brandschutzbeauftragter Konzept zum Brandschutz und der Raumplanung klären, Notaus PV-Anlage abstimmen	Schornsteinfeger Beratung zur Wärmequelle Anforderungen an die Wärmequelle	
Sonderbauleistungen			
Berechnungsmethoden und Regelwerke sowie Faustformeln zur groben Vordimensionierung	Ermittlung der Gebäudeelasten mittels: TRNSYS, EnergyPlus Ertrag der PV-Anlage: PV*SOL (Valentin Software) Solarthermiedimensionierung und Auslegung: T*SOL (Valentin Software), Polysun (Vela Solaris), WP_OPT (WPsoft GbR), Energieberater (Hottgenroth Software)		
Konfliktursachen	- Unklarheiten in den Planungsvorgaben - fehlende systematische Einbindung des Nutzers / Bauherren - zu späte Klärung von offenen Fragestellungen seitens der Planer; schlechte, diffuse Kommunikationsstruktur	- keine aktive Steuerung der Planungsbeteiligten über Ablaufplanung - kein aktives Entscheidungs- und Änderungsmanagement - kein durchgehendes Kostenmanagement - fehlende Prüfung der Planungsergebnisse / Fehlende von Teilschritten der Planung	- fehlende Durchsetzungskraft gegenüber Projektbeteiligten

4. LPH Genehmigungsplanung

	Bauherr	
	EQM / Prozess- überwachende Person	Prozessüberwachung / Monitoring / Mitentscheidung EQM - Qualitätssicherung und Überprüfung der Planungsstände
	Architekt	Erstellung der vorläufigen EnEV-Nachweise, Nachweis des sommerlichen Wärmeschutzes, Erstellung der Genehmigungsplanung (Grundrisse, Schnitte, Ansichten)
TGA-Fachplaner	HLS	Einarbeitung von Änderungen und Anpassungen der Planungsunterlagen, Beschreibungen und Berechnungen; Erarbeitung und Zusammenstellen von der Vorlagen und Nachweise für öffentlich-rechtliche Genehmigungen oder Zustimmungen (einschl. Ausnahmen und Befreiungen), Rücksprache und Verhandlung mit Behörden, Beteiligung Träger öffentlicher Belange (TöB) bei Freiflächenanlage
	Elektro	
	MSR	
	Energieberater	Erstellung von ggf. erforderlichen Anträgen für Geothermische Anlagen Genehmigung der Solaranlage beim Bauordnungsamt (in der Regel genehmigungsfrei, wenn in der Fassade oder auf den Dachflächen errichtet wird)
	Statiker	Erstellung der statischen Berechnung
Ausführende Gewerke	Hochbau (Maurer / Stahlbeton- / Stahlbau)	
	Zimmermann / Dachdecker	
	Elektroinstallation / PV-Installateur / ST-Installateur	
	Heizung- und Sanitärinstallation	
	Netzbetreiber	
	Landchaftsplaner	
	Sonstige Akteure	
	Sonderbauleistungen	
	Berechnungsmethoden und Regelwerke sowie Faustformeln zur groben Vordimensionierung	EnEV gemäß DIN EN V 18599 - Verwendung von Programmen wie Energieberater, Solarcomputer sommerlicher Wärmeschutz nach DIN 4108-2
	Konfliktsachen	- kein aktuelles Kostenmanagement - Fehlauswahl von Ausfühngsfirmen

5. LPH Ausführungsplanung

	Bauherr	wird informiert und hält Rücksprache		
	EQM / Prozess- überwachende Person	Prozessüberwachung / Monitoring / Mitentscheidung EQM - Qualitätssicherung und Überprüfung der Planungsstände		
	Architekt	Einarbeitung von Änderungen, Koordination der Ausführungsplanung BAU		
TGA-Fachplaner	HLS	Einarbeitung von Änderungen, Fortschreibung der Berechnungen und Bemessungen der technischen Anlagen; Anfertigung von Schlitz- und Durchbruchplänen; Koordination der Ausführungsplanung, Rücksprachen mit entspr. Fachleuten, Abstimmung Trassenverlauf DC/AC-Leitungen	Erarbeitung der Ausführungsplanung auf Basis der Ergebnisse aus LP3 und LP4; Fortschreiben der Ausführungsplanung auf Grundlage der Ausschreibungsergebnisse; Prüfung der Montage- und Werkpläne der ausführenden Firmen mit der Ausführungsplanung; Fortschreibung der Kosten und des Terminplans;	Definition und Festlegung der Funktionsbeschreibur und Regelung der Systeme Referenztemperaturen, Fühler festlegen, Grenzwert ... Beladungsregelung Pufferspeicher, Betriebsstrategie WP und PV, ...
	Elektro			
	MSR	Koordination der Ausführungsplanung MSR, Rücksprachen mit entspr. Fachleuten		
	Energieberater			
	Statiker			
Ausführende Gewerke	Hochbau (Maurer / Stahlbeton- / Stahlbau)	Erstellung der Werk- und Montageplanung		
	Zimmermann / Dachdecker			
	Elektroinstallation / PV-Installateur / ST-Installateur			
	Heizung- und Sanitärinstallation			
	Netzbetreiber	Abstimmung Hausanschluss		
	Landchaftsplaner			
	Sonstige Akteure			
	Sonderbauleistungen	Umweltschutz während Bauphase: - Staub - Lärm - Spülwasser (Geothermie) - Müll / Bauschutt		
	Berechnungsmethoden und Regelwerke sowie Faustformeln zur groben Vordimensionierung			
	Konfliktursachen	- Änderungen am Leistungssoll - fehlende Prüfung der Ausführungsunterlagen - Fehlende Koordination von ausführende Firmen - Nichtausräumen von Behinderungssachverhalten	- Unzureichende Qualität in der Bauausführung - Fehlende Qualitätskontrolle - schlechte Organisation der Baustelle / Logistik - Fehlende Qualitätskontrolle - schlechte Organisation der Baustelle / Logistik	- mangelnde Sensibilität gegenüber externen Stakeholdern des Projektes - unzureichendes Nachtragsmanagement

6. LPH Vorbereitung der Vergabe

	Bauherr	wird informiert und hält Rücksprache	
	EQM / Prozess- überwachende Person	Prozessüberwachung / Monitoring / Mitentscheidung EQM - Qualitätssicherung und Überprüfung der Planungsstände	
TGA-Fachplaner	Architekt	Ermittlung von Mengen als Grundlage für die Erstellung von Leistungsverzeichnissen (Gewerk Bau); Aufstellung Vergabeunterlagen mit Leistungsverzeichnissen und Wartungsleistungen	Erstellung der Dokumente zur Vergabe unter Abstimmung und Mitwirkung aller Beteiligten, Abstimmung der Schnittstellen, Erstellen von Referenzkosten (von Planer bepreiste Leistungsverzeichnisse) und Abgleich mit Kostenberechnung, Zusammenstellen der Vergabeunterlagen
	HLS	Ermittlung von Mengen als Grundlage für die Erstellung von Leistungsverzeichnissen (Gewerk HLS und Elektro); Aufstellung Vergabeunterlagen mit Leistungsverzeichnissen und Wartungsleistungen	
	Elektro		
	MSR	GA Funktionslisten, Erstellung von Leistungsbeschreibung sowie -verzeichnisse für das Gewerk MSR	
	Energieberater		
	Statiker		
Ausführende Gewerke	Hochbau (Maurer / Stahlbeton- / Stahlbau)	Einbeziehung bei konkreten Fragestellungen	
	Zimmermann / Dachdecker	Einbeziehung bei konkreten Fragestellungen (Unterkonstruktion, verwendete Materialien, benötigte Maschinen/Hebeanlagen, Zugänglichkeit der Anlage, Kosten)	
	Elektroinstallation / PV-Installateur / ST-Installateur	Einbeziehung bei konkreten Fragestellungen (Bspw. zu Kosten)	
	Heizung- und Sanitärinstallation	Einbeziehung bei konkreten Fragestellungen	
	Netzbetreiber		
	Landchaftsplaner		
	Sonstige Akteure		
	Sonderbauleistungen		
	Berechnungsmethoden und Regelwerke sowie Faustformeln zur groben Vordimensionierung	Regelwerke für die Vergabe von Leistungen; Regelwerke zur Wartungsvereinbarung	
	Konfliktsachen	- unklare Definition der Vergabestrategie - fehlende Prüfung der Ausschreibung - Änderungen im Ausschreibungsverfahren	

7. LPH Mitwirkung bei der Vergabe und dem Kostenschlag

TGA-Fachplaner	Bauherr	Mitentscheidung bei Anbietersauswahl; Vergabe der Aufträge an die Firmen	
	EQM / Prozess- überwachende Person	Prozessüberwachung / Monitoring / Mitentscheidung EQM - Qualitätssicherung und Überprüfung der Planungsstände	
	Architekt	Einholen von Angeboten, Prüfung und Wertung der Angebote, Aufstellen Preisspiegel, Führen von Bietergesprächen; Entscheidung der Angebotsvergabe/ des Angebotszuschlags, Vergleich der Ausschreibungsergebnisse mit den beprleisteten Leistungsverzeichnisse und der Kostenberechnung; Zusammenstellen der Vertragsunterlagen und der Auftragserteilung	
	HLS		
	Elektro		
	MSR		
	Energieberater		
	Statiker		
	Ausführende Gewerke	Hochbau (Maurer / Stahlbeton- / Stahlbau)	
		Zimmermann / Dachdecker	
Elektroinstallation / PV-Installateur / ST-Installateur			
Heizung- und Sanitärinstallation			
Netzbetreiber			
Landchaftsplaner			
Sonstige Akteure			
Sonderbauleistungen			
Berechnungsmethoden und Regelwerke sowie Faustformeln zur groben Vordimensionierung			
Konfliktsachen	- unstrukturiertes Vergabeverfahren - unklare Vertragsgrundlagen		

8. LPH Objektüberwachung, Bauausführung und Kostenfeststellung

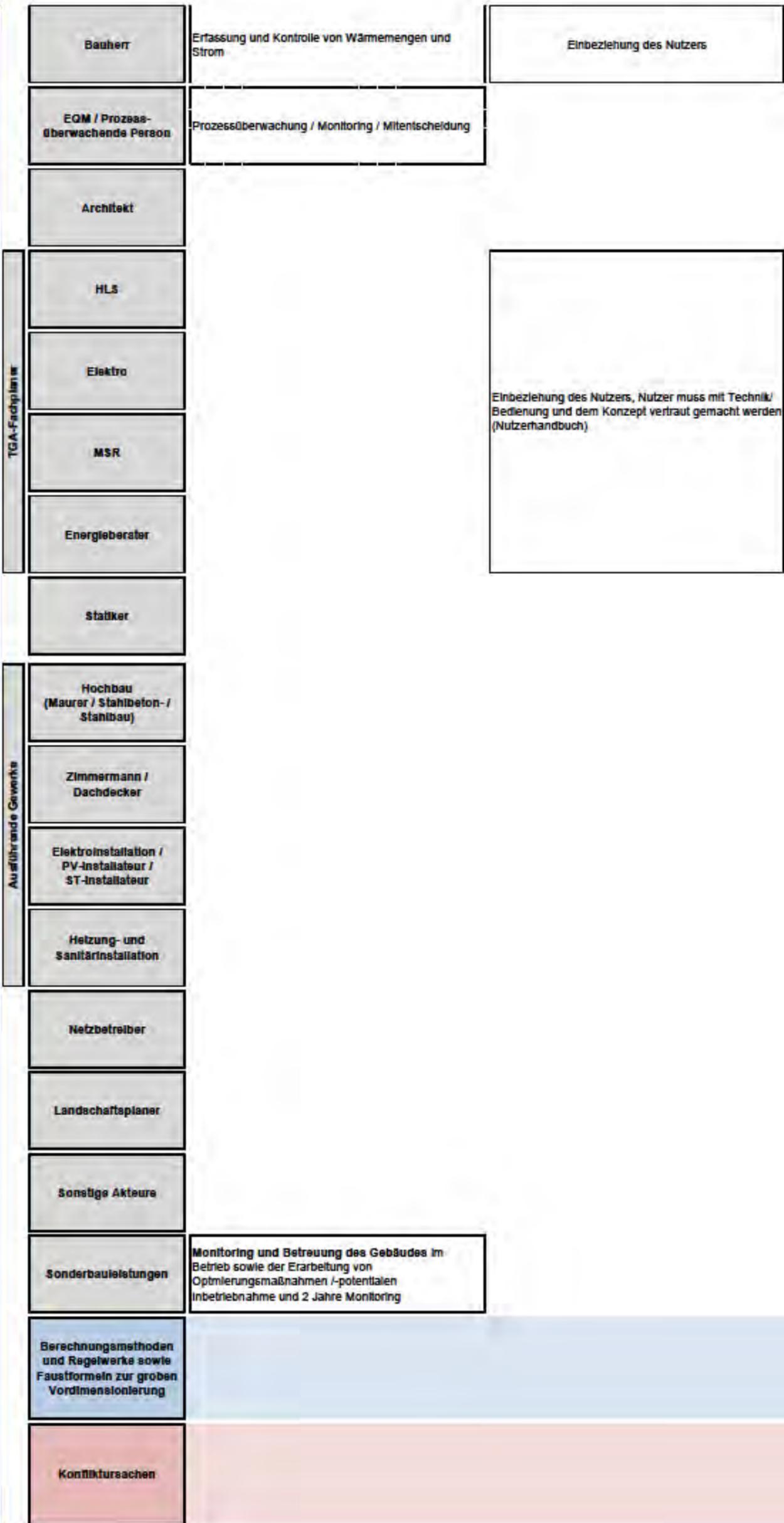
TGA-Fachplaner	Bauherr	wird informiert und hält Rücksprache Zähleranmeldung unterschreiben, Anmeldung Bundesnetzagentur	Abnahme der Maßnahmen und gemeinsames Aufmaß (Abnahmeprotokoll, Mängeliste), Mitwirkung bei der Leistungs- und Funktionsprüfung (u.a. technische Anlagen, aber auch Blower-Door-Prüfung, Thermografieaufnahmen, ...) Dokumentation des Bauablaufs (Bautagebuch) Antrag und Teilnahme an Behördlichen Abnahmen	
	EQM / Prozessüberwachende Person	Prozessüberwachung / Monitoring / Mitentscheidung EQM - Qualitätssicherung und Überprüfung der Ausführung		
	Architekt	Überwachung der Ausführung des Objektes: - auf die Übereinstimmung mit den öffentlich-rechtlichen Genehmigungen / Zustimmungen, - Verträge der ausführenden Unternehmen, - Ausführungsunterlagen, - Montage- und Werkplänen - allgemein anerkannte Regeln der Technik und einschlägige Vorschriften - Überwachung der handwerklich korrekten Bauausführung		
	HLS	Aktualisierung und Fortschreibung des Terminplans, Koordination unterschiedlicher Gewerke / der am Projekt Beteiligten ,		
	Elektro	Feststellung und Kontrolle der Kosten (Rechnungsprüfung) und Kostenfeststellung, Aufstellung von Verjährungsfristen zur Mängelbeseitigung und Ergebniszusammenstellung		
	MSR	Prüfung der Revisionsunterlagen / Erstellung von Revisionsunterlagen Zähler anmelden, Anschluss der elektrischen Leitungen		
	Energieberater			
Statiker				
Ausführende Gewerke	Hochbau (Maurer / Stahlbeton- / Stahlbau)	Durchbrüche und Öffnungen vorsehen und umsetzen	enge Zusammenarbeit (Ausführendes Unternehmen) Erstellen von Revisionsunterlagen (Pläne, Datenblätter, ...)	
	Zimmermann / Dachdecker			
	Elektroinstallation / PV-Installateur / ST-Installateur	Bau/ Inbetriebnahme der PV-Anlage, Zähler anmelden, Anschluss der elektrischen Leitungen, Kontrolle der Modulverschaltung mittels Messung der Stringspannung		
	Heizung- und Sanitärinstallation	Bau/ Inbetriebnahme der ST-Anlage		
Netzbetreiber	Bereitstellung des Netzan schlusses	Inbetriebnahme / Anschluss an das Stromnetz		
Landschaftsplaner				
Sonstige Akteure	Feuerwehr / Brandschutzbeauftragter Einweisung vor Ort	Schornsteinfeger Abnahme der Wärmequelle		
Sonderbauleistungen				
Berechnungsmethoden und Regelwerke sowie Faustformeln zur groben Vordimensionierung				
Konfliktsachen	- Unzureichende Vorbereitung des Projektabschlusses - mangelhafte Mängelbearbeitung - Ungenügende Vorbereitung des Nutzers auf die Übernahme des Projektes			

"geordnete Inbetriebnahme" mit allen Akteuren; g Begleitung durch Dritte

9. LPH Objektbetreuung und Dokumentation

TGA-Fachplaner	Bauherr	Rückmeldung über den Zustand der Anlage, Beauftragung der Reinigung	Gebäudehandbuch für Betreiber und Nutzer - Einweisung / Einführung in den Umgang / die Handhabung des Gebäudes / der Anlagentechnik	Abgleich des Gebäudepasses mit den IST-Werten	
	EQM / Prozessüberwachende Person	Prozessüberwachung / Monitoring / Mitentscheidung			
	Architekt	Regelmäßige Begutachtung der Anlage, Überprüfung der ordnungsgemäßen Funktionsweise, ggf. Wiederherstellen des ordnungsgemäßen Betriebs im Rahmen der Garantie (Verjährungsfristen) bzw. Beauftragung der entspr. Firma, Nachsorge und Beseitigung von Mängeln			
	HLS				
	Elektro				
	MSR	Dokumentation des Gesamtergebnisses, Überführung der Revisionsunterlagen in eine Gebäudedokumentation aufbereitet nach Gewerken / Anwender			
	Energieberater				
	Statiker				
	Ausführende Gewerke	Hochbau (Maurer / Stahlbeton- / Stahlbau)			
		Zimmermann / Dachdecker			
Elektroinstallation / PV-Installateur / ST-Installateur					
Heizung- und Sanitärinstallation					
Netzbetreiber					
	Landchaftsplaner				
Sonstige Akteure	Fensterreinigungs-Firma ggf. Reinigung der PV-Anlage bei Neigung $\leq 5^\circ$				
Sonderbauleistungen					
Berechnungsmethoden und Regelwerke sowie Faustformeln zur groben Vordimensionierung	Abnahmeprotokolle und Checklisten EQM MSH - Methode des scharfen Hinsehens				
Konfliktsachen	Einweisung des Nutzers in die Anlagentechnik und das Energiekonzept				

10. LPH Monitoring



E Steckbriefe der im Monitoring untersuchten Gebäude

Die Steckbriefe der im Monitoring betrachteten Gebäude stellen einen Überblick über die Architektur, das Energiekonzepte und die Gebäudetechnik der einzelnen Gebäude dar. Neben den allgemeinen Kenngrößen sind auch die Energie- und Messchemata abgebildet.

E.1 MFH Konstanz (KON)

Mehrfamilienhaus Konstanz

Allgemeine Angaben		Gebäudedaten		
Baujahr	2016	Wohnfläche (je Haus 450 m ²)	900	m ²
Gebäudetyp	Wohngebäude	Gebäudenutzfläche beheizt (A _N)	1140	m ²
Standard	Effizienzhaus Plus	beheiztes Gebäudevolumen V _e	3564	m ³
		Transmissionswärmeverlust spez. (H _T ⁻¹)	0.38	W/m ² K
		Jahresheizenergiebedarf (Q _h +Q _{TWW}) abs.	66451	kWh/a
		Jahresheizwärmebedarf (q _h +q _{TWW}) spezif.	58.3	kWh/(m ² a)
		Endenergiebedarf Strom EnEV	27246	kWh/a
		Endenergiebedarf Strom spezif.	23.9	kWh/(m ² a)
		Primärenergiebedarf abs.	71022	kWh/a
		Primärenergiebedarf spezif.	62.3	kWh/(m ² a)

(alle Angaben beziehen sich auf beide Gebäudeteile zusammen)

Angaben zur Gebäudetechnik

Energieerzeugung

Wärme		Strom	
Wärmepumpen	30 + 27	kW _{th}	Photovoltaik
Wärmequelle Erdsonden (à 100 m)	9	Stk.	Leistung (je Dach 29,6 kW _p)
			59.2
			kW _p

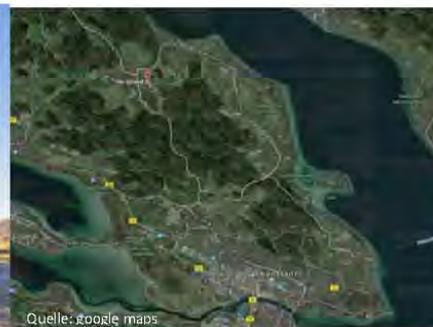
Energiespeicherung

Wärme		Strom	
Warmwasserspeicher (HT-Netz)	2 x 1	m ³	Batterie Lithium-Ionen
Warmwasserspeicher (NT-Netz)	2 x 1	m ³	Nennkapazität
			30
			kWh

Kurzbeschreibung

Allgemein

Die Wohnanlage Schmidtenbühl-Nord besteht aus insgesamt zwei Gebäudeblöcken mit je zwei Häusern, die durch eine Tiefgarage verbunden sind. Beide Gebäudeblöcke sollen den erhöhten Standard „KfW Effizienzhaus 70“ erfüllen, während für die Häuser 1 und 2 zusätzlich ein EnergiePLUS – Konzept verfolgt wird. Das Gebäude besteht aus 3 Vollgeschossen mit insgesamt 6 Wohneinheiten. Im Kellergeschoss befinden sich die Tiefgarage sowie Technik- und Lagerräume. Die Lagerräume/ Mieterkeller im Untergeschoss werden als unbeheizte Kellerräume geplant. Das Gebäude wird in Massivbauweise errichtet.

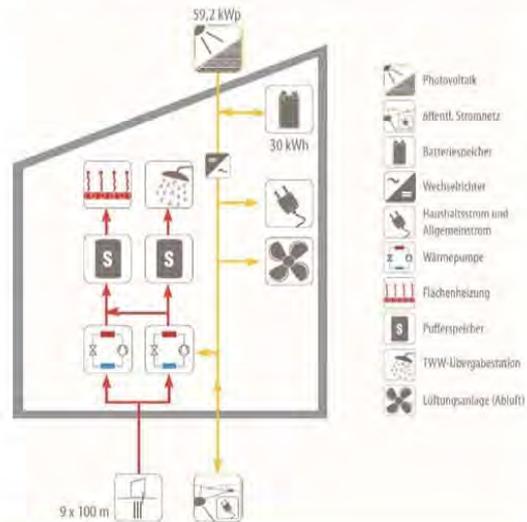


Stand 07/17

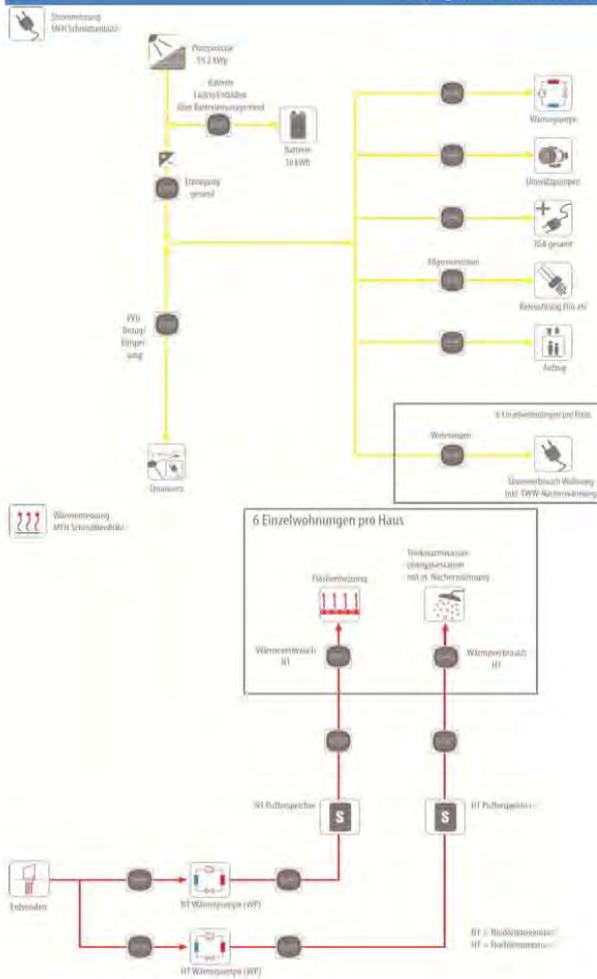


Energiekonzept

Als Wärmequelle für die Wärmepumpen dienen insgesamt 900 m Erdsonden verteilt auf 9 Sonden. Zum einen ist eine Niedertemperaturwärmepumpe für den Heizkreis und zum anderen eine Hochtemperaturwärmepumpe für den Warmwasserbereitung vorgesehen. Jede der beiden Wärmepumpen ist an einen separaten Pufferspeicher in der Haustechnikzentrale im Untergeschoss angeschlossen. Eine dezentrale mechanische Abluftanlage steigert den Wohnkomfort. Die natürliche Lüftung über die Fenster bleibt auch hier jederzeit möglich. Photovoltaikmodule auf dem Dach runden das Energiekonzept ab.



Energie- und Messschema



Stand 07/17

E.2 MFH Frankfurt a.M. (FFM)



Mehrfamilienhaus Frankfurt a.M.

Allgemeine Angaben		Gebäudedaten		
Baujahr	2015	Wohnfläche	1600	m ²
Gebäudetyp	Wohngebäude	Gebäudenutzfläche beheizt (A _v)	2407	m ²
Standard	Effizienzhaus Plus	beheiztes Gebäudevolumen V _b	8517	m ³
		Transmissionswärmeverlust spez. (H _t ')	0.276	W/m ² K
		Jahresheizenergiebedarf (Q _H +Q _{T,WW}) abs.	45412	kWh/a
		Jahresheizwärmebedarf (q _H +q _{T,WW}) spezif.	19	kWh/(m ² a)
		Endenergiebedarf Strom EnEV	29974	kWh/a
		Endenergiebedarf Strom spezif.	12	kWh/(m ² a)
		Primärenergiebedarf abs.	71937	kWh/a
		Primärenergiebedarf spezif.	30	kWh/(m ² a)

Angaben zur Gebäudetechnik

Energieerzeugung

Wärme		Strom		
Solar-/Umgebungsluft-Absorber				
Anz.Umgebungsluft-Absorber	11	Stk.	Leistung Fassade	15 kW _p
Absorberfläche	85	m ²	Leistung Dach	84 kW _p
			Gesamt	99 kW_p
Wärmepumpe	50	kW		

Energiespeicherung

Wärme		Strom		
Warmwasserspeicher (HT-Netz)	1	m ³	Batterie Lithium Ionen	
Eisspeicher	98	m ³	Nennkapazität	60 kWh

Kurzbeschreibung

Allgemein

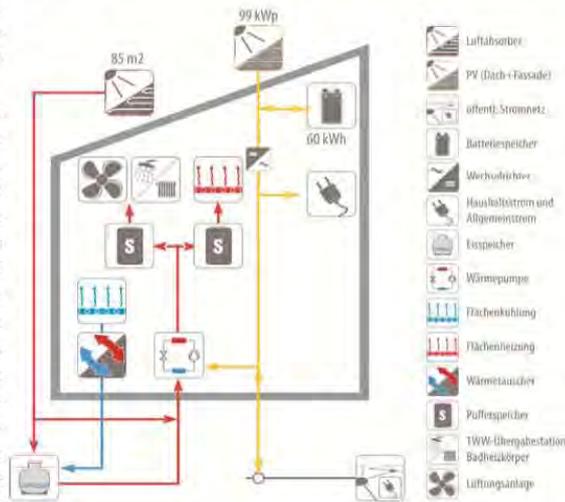
Im Frankfurter Stadtteil Riedberg hat das Wohnungsunternehmen Nassauische Heimstätte ein Effizienzhaus Plus mit 17 Zwei- bis Fünf-Zimmerwohnungen auf 1.600 m² Gesamtwohnfläche in vier Vollgeschossen und einem Dachgeschoss erbaut. Das Konzept, mehr Energie zu erzeugen als die Bewohner für Wärme und Haushaltsstrom benötigen, ist in Einfamilienhäusern bereits erprobt und wurde hier in einem Mehrparteienhaus umgesetzt. Der Energieüberschuss wird vor Ort verwendet und lädt Elektroautos und E-Bikes in der Tiefgarage des Gebäudes auf, die von den Mietern gemeinsam genutzt werden. Die Mieter entscheiden sich hier bewusst für eine nachhaltige Lebensweise und können auch auf ein eigenes Fahrzeug verzichten. Dies wird auch durch die fußläufig erreichbare Anbindung an den öffentlichen Personennahverkehr erleichtert.



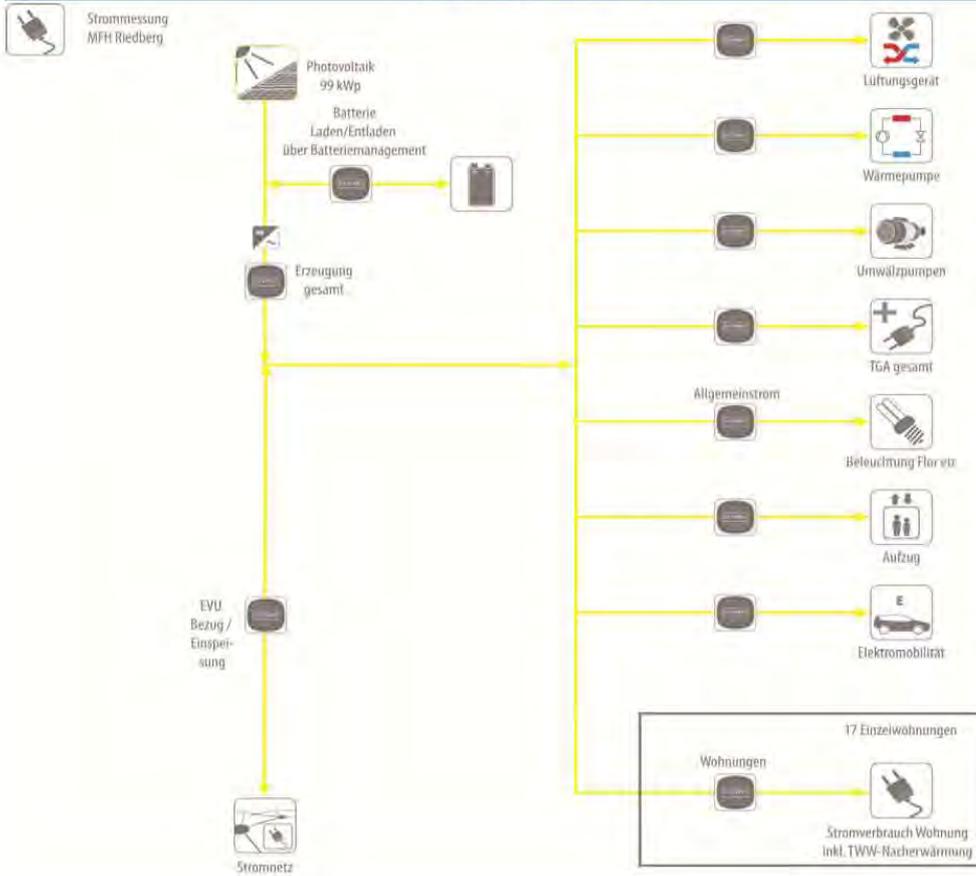
Stand 02/16

Energiekonzept

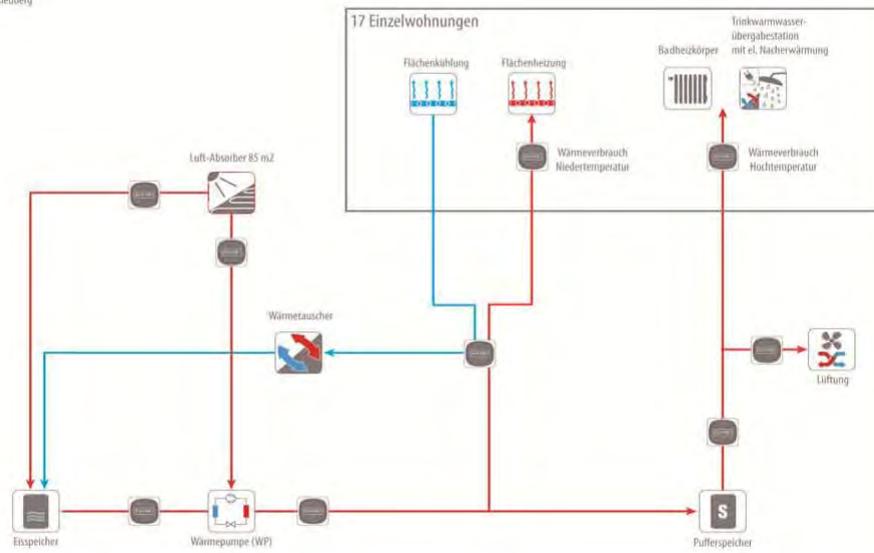
Die Energiequellen für das Gebäude sind ein Eisspeicher, Solar-/Umgebungsluft-Absorber sowie eine Photovoltaikanlage, die auf dem Dach und fassadenintegriert in der Südfassade platziert ist. Nach der Heizperiode erfolgt die Regeneration des Eisspeichers mittels der Sole-Umgebungsluft-Absorber, welche sonst den Wärmebedarf des Gebäudes decken. Der Betrieb des Eisspeichers erfolgt nur bei Außentemperaturen, die eine Entzugsleistung über die Außenluft nicht mehr zulassen. Die Wärme wird durch eine Sole-Wasser-Wärmepumpe erzeugt und über zwei Temperaturniveaus zum einen im Fußbodenheizungssystem und zum anderen für die Warmwasserbereitung in den Wohnungen mittels Frischwasserstation je Wohnung geführt. Die Frischwasserstationen sind Wärmetauscher, die eine höhere Vorlauftemperatur aus der Sole-Wasser-Wärmepumpe nutzen. Eine zentrale mechanische Lüftung mit Wärmerückgewinnung reduziert Wärmeverluste im Winter und erhöht den Wohnkomfort. Die natürliche Lüftung über die Fenster bleibt auch hier jederzeit möglich.



Energie- und Messschema



Stand 02/16



E.3 EFH Döhlau (DOE)



EFH Döhlau

Allgemeine Angaben		Gebäudedaten		
Anschrift	95182 Döhlau	Wohnfläche	235	m ²
		Gebäudenutzfläche beheizt (A _b)	290	m ²
		beheiztes Gebäudevolumen V _b	905	m ³
Baujahr	2014	Transmissionswärmeverlust spez. (H _T)	0,20	W/m ² K
Gebäudetyp	Massiv	Jahresheizenergiebedarf (Q _H +Q _{TWW}) abs.	7.272	kWh/a
Standard	KfW 40 (EnEV 2009)	Jahresheizwärmebedarf (q _H +q _{TWW}) spezif.	25,1	kWh/(m ² a)
		Endenergiebedarf Strom EnEV	3.625	kWh/a
		Endenergiebedarf Strom spezif.	12,5	kWh/(m ² a)
		Primärenergiebedarf abs. *	1.218	kWh/a
		Primärenergiebedarf spezif. *	4,2	kWh/(m ² a)

* Berechnung nach Verfahren für Effizienzhaus Plus (erweiterter Bilanzraum)

Angaben zur Gebäudetechnik

Energieerzeugung

Wärme			Strom		
Typ Sonnenkollektor	Flachkollektoren		Photovoltaik		
Bruttofläche	40,0	m ²	Bruttofläche	40,0	m ²
Heizstab	n.v.	kW	Leistung Dach	6,6	kW _p
Luft-Wasser-WP	11,2	kW			
Kaminofen im Wohnzimmer	unbek.	kW			
		kW			

Energiespeicherung

Wärme			Strom		
Warmwasserspeicher			Litium-Ionen Batterie		
Nennvolumen Speicher 1	1,0	m ³	Nennkapazität	10,0	kWh
Aufstellungsort	Gebäudehülle				
Nennvolumen Speicher 2	10,0	m ³			
Aufstellungsort	Erdvergraben				

Kurzbeschreibung

Allgemein

Die Gemeinde Döhlau befindet sich in südwestlich von Hof. Das Klima unterliegt bereits einer deutlichen kontinentalen Prägung, d.h. vergleichsweise kalte und schneereiche Winter und warme bis heiße Sommer. Das Messobjekt, ein Einfamilienhaus (EFH) mit knapp 235 m² Wohnfläche in Massivbauweise ohne Vollwärmeschutz, wurde im Jahre 2015 bezogen.



SolSys_DOE_Steckbrief05

Dominik Bestenlehner | SWT Stuttgart

Stand: 02.08.2016

Energiekonzept

Das Energieversorgungs-konzept des Einfamiliengebäudes in Döhlau wurde von der Firma Gemeinhardt AG entwickelt und bereits in einigen anderen Projekten teilweise realisiert. Erstmals vollständig umgesetzt wurde das Konzept in dem zu untersuchenden Objekt.

Die Energieversorgung basiert sowohl auf thermischer wie auch auf elektrischer Solarenergie. Zur Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasserbereitung) wird einerseits direkt Solarthermie verwendet. Hierzu sind ca. 40 m² Flachkollektoren in das nach Süden orientierte Dach unter einer Neigung von 49° integriert. Andererseits wird bei verfügbarer elektrischer Energie durch die PV-Anlage oder aus dem elektrischen Energiespeicher eine Luft/Wasser-Wärmepumpe zur Trinkwassererwärmung eingesetzt.

Zentrales Element der thermischen Energieversorgung ist ein primärer Warmwasserspeicher mit 1,0 m³ Nennvolumen in Verbindung mit einem Frischwassermodul. Zu Zeiten mit vollständig geladenem Warmwasserspeicher wird die zusätzliche Wärme vom Kollektorfeld in einen erdvergrabenen 10 m³ großen sekundären Wasserspeicher eingebracht. Dieser Speicher kann über den Primärspeicher oder auch direkt in das Wärmeverteilsystem entladen werden.

Das Wärmeverteilsystem ist als Niedertemperatur-Fußbodenheizung und Niedertemperatur-Wandheizung ausgeführt.

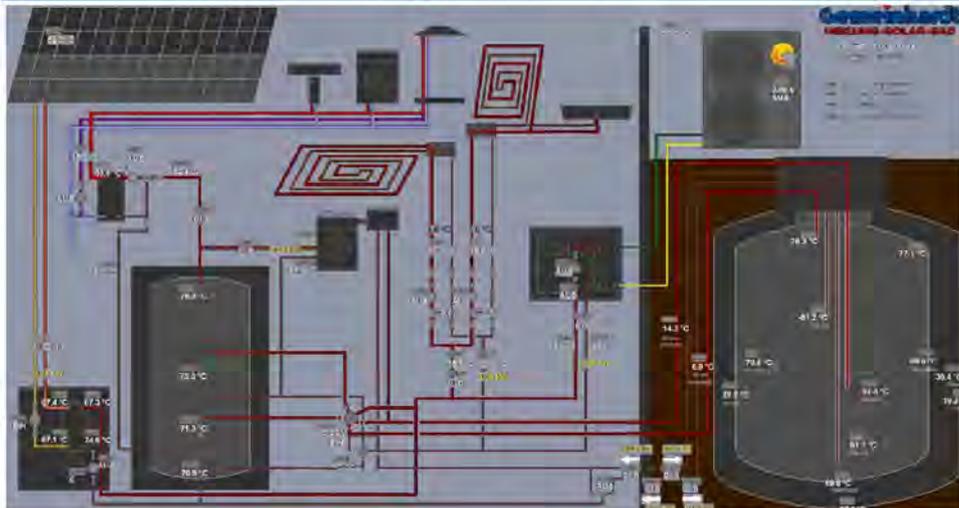
Zusätzlich sind ein Wäschetrockner und ein Wasserbett an das Heizungssystem angeschlossen.

Darüber hinaus sind dezentrale Raumlüftungsgeräte mit Wärmerückgewinnung installiert.

Der verfügbare PV-Strom wird vorrangig zur Eigenstromdeckung eingesetzt. Zu Zeiten mit vollständiger Deckung des Eigenstrombedarfs wird der zusätzliche PV-Strom in einen elektrischen Energiespeicher mit Lithium-Ionen-Technik und einer Kapazität von 10 kWh eingespeichert. Nachrangig wird der überschüssige Strom ins Netz eingespeist. Der Eigenstrombedarf setzt sich zusammen aus den Bedarfen zur Deckung des konventionellen Haushaltstroms, des Hilfstroms und des Betriebs der Wärmepumpe sowie des Betriebs einer Ladestation für Elektrofahrzeuge.

Die Messtechnik des Gebäudes basiert auf einer umfangreichen Gebäudeleittechnik, die bereits bis auf ein Messgerät zur Erfassung der hemisphärischen Bestrahlungsstärke und evtl. einiger Durchflussmesser vollständig ist.

Energie- und Messschema



E.4 EFH Heilbronn-Neckargartach (HNN)



EFH Heilbronn-Neckargartach

Allgemeine Angaben		Gebäudedaten		
Anschrift	Leinbachstraße, 74078	Wohnfläche		m ²
	Heilbronn-Neckargartach	Gebäudenutzfläche beheizt (A _N)	284.1	m ²
Baujahr	2014	beheiztes Gebäudevolumen V _e	887.8	m ³
		Transmissionswärmeverlust spez. (H _T)	0.32	W/m ² K
Gebäudetyp	Massiv	Jahresheizenergiebedarf (Q _H +Q _{TrWW}) abs.	7,272	kWh/a
		Jahresheizwärmebedarf (q _H +q _{TrWW}) spezif.	25.6	kWh/(m ² a)
Standard	KfW 70 (EnEV 2014)	Endenergiebedarf Strom EnEV	3,810	kWh/a
		Endenergiebedarf Strom spezif.	13.4	kWh/(m ² a)
		Primärenergiebedarf abs. *	4,185	kWh/a
		Primärenergiebedarf spezif. *	14.7	kWh/(m ² a)

* Berechnung nach Verfahren für Effizienzhaus Plus (erweiterter Bilanzraum)

Angaben zur Gebäudetechnik

Energieerzeugung

Wärme		Strom	
Typ Sonnenkollektor	Flachkollektoren	Photovoltaik	
Bruttofläche	15.0 m ²	Bruttofläche	62.0 m ²
Helzstab		Leistung Dach	9.4 kW _p
Luft-Wasser-WP	11.9 kW		
Kaminofen im Wohnzimmer	15 kW		

Energiespeicherung

Wärme		Strom	
Warmwasserspeicher		kein elektrischer Energiespeicher	
Nennvolumen	4.7 m ³		
Aufstellungsort	Gebäudehülle		

Kurzbeschreibung

Allgemein

Der Heilbronner Teilort Neckargartach befindet sich etwa 5 km nordwestlich von Heilbron. Es herrscht ein typisch süddeutsches Klima vor, teilweise heiße Sommer in Verbindung mit vergleichsweise milden Wintern. Diese milden Winter sind auch auf den in unmittelbarer Nähe vorbeifließenden Neckar zurückzuführen. Das Messobjekt, ein Einfamilienhaus (EFH) mit knapp 300 m² Wohnfläche in Massivbauweise ohne Vollwärmeschutz, wurde im Jahre 2015 bezogen.



Quelle: KHB-Creativ Wohnbau, Marco Jens, Google Maps

SolSys_HNN_Steckbrief05

Dominik Bestenlehner | SWT Stuttgart

Stand: 31.07.2019

Energiekonzept

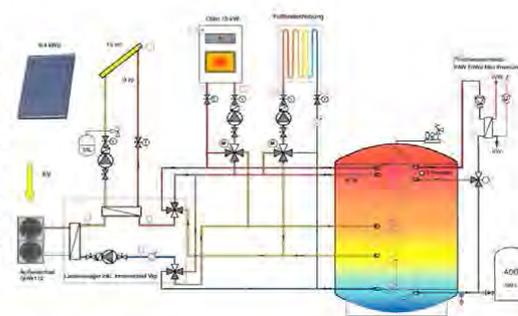
Das Energieversorgungs-konzept des Einfamiliengebäudes in Heilbronn-Neckgartach wurde vom Ingenieurbüro für Energieeffizienz aus Zwiesel, von der KHB-Creativ Wohnbau GmbH aus Heilbronn und Nitsch regelungstechnik entwickelt und umgesetzt.

Die Energieversorgung basiert sowohl auf thermischer wie auch auf elektrischer Solarenergie. Zur Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasserbereitung) wird einerseits direkt Solarthermie verwendet. Hierzu sind ca. 15 m² Flachkollektoren in das nach Süden orientierte Dach (10°) unter einer Neigung von 38° integriert. Andererseits wird bei verfügbarer elektrischer Energie durch die PV-Anlage eine Luft/Wasser-Wärmepumpe zur Trinkwasser-erwärmung eingesetzt. Darüber hinaus wird der Restwärmebedarf über einen wassergeführten Kachelofeneinsatz mit ca. 13 kW Leistung gedeckt.

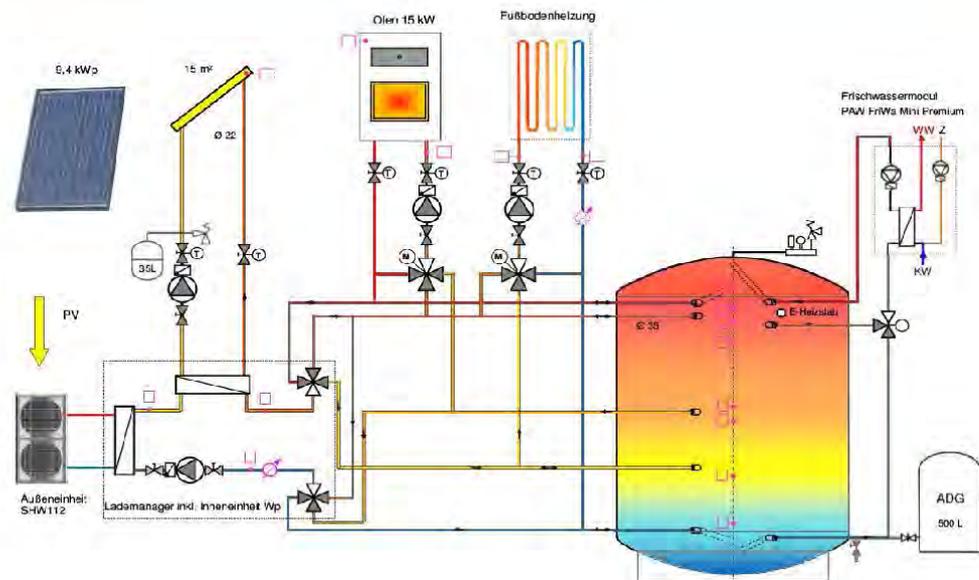
Zentrales Element der thermischen Energieversorgung ist ein Warmwasserspeicher mit 4,7 m³ Nennvolumen in Verbindung mit einem Frischwassermodul. Eine 62 m² große PV-Anlage versorgt eine Luft/Wasser-Wärmepumpe, die als zweite Wärmequelle dient. Innerhalb der thermischen Hülle steht ein mit Scheitholz betriebener wassergeführter Ofen mit 15 kW Leistung und belädt ebenfalls den Warmwasserspeicher. Das Wärmeverteil-system ist als Niedertemperatur-Fußbodenheizung ausgeführt. Darüber hinaus sind dezentrale Raum-lüftungsgeräte mit Wärmerückgewinnung installiert.

Der verfügbare PV-Strom wird vorrangig zur Eigenstromdeckung eingesetzt. Der Eigenstrombedarf setzt sich zusammen aus den Bedarfen zur Deckung des konventionellen Haushaltstroms, des Hilfstroms und des Betriebs der Wärmepumpe. Nachrangig wird der überschüssige Strom ins Netz eingespeist.

Die umfangreiche Messtechnik des Gebäudes dient vorrangig zur Regelung der einzelnen Energieerzeuger, kann aber vollständig für das Monitoring verwendet werden. Die Messtechnik ist bereits bis auf ein Messgerät zur Erfassung der hemisphärischen Bestrahlungsstärke und evtl. einiger Durchflussmesser vollständig.



Energie- und Messschema



E.5 EFH Katlenburg (KAT)

EFH Katlenburg

Allgemeine Angaben		Gebäudedaten		
Anschrift	Brockenblick 15	Wohnfläche nach DIN 277:2016-01	259	m ²
	37191 Katlenburg-Lindau	Gebäudenutzfläche (A _n)	433	m ²
		Gebäudevolumen V _a	1 353	m ³
Baujahr/Modernisierung	2016	Transmissionswärmeverlust spez. (H _T)	0,171	W/(m ² K)
Gebäudetyp	Massivbau	Jahresheizwärmebedarf (Q _{HT} +Q _{TWW}) abs.	8 776	kWh/a
Standard	KfW-EFH 40 (EnEV2014)	Jahresheizwärmebedarf (q _H +q _{TWW}) spezif.	20	kWh/(m ² a)
		Endenergiebedarf Strom (Wärme+Hilfsenergie)	3 000	kWh/a
		Endenergiebedarf Strom spezif.	6,9	kWh/(m ² a)
		Primärenergiebedarf abs.*	7 188	kWh/a
		Primärenergiebedarf spezif.*	16,6	kWh/(m ² a)

* Berechnung nach Verfahren für Effizienzhau Plus (skalierter Gütermarkt)

Angaben zur Gebäudetechnik

Energieerzeugung

Wärme		Strom	
Typ Solarkollektor	Vakuumpfeifen DF	Photovoltaik	
Bruttokollektorfläche	29,21 m ²	Leistung Dach	9,95 kW _p
Typ Wärmepumpe	Abluftwärmepumpe		
Nennwärmeleistung	2,4 kW		
E-Durchlauferhitzer TWW	18 kW		
Heizstab Notheizung	6 kW		

Energiespeicherung

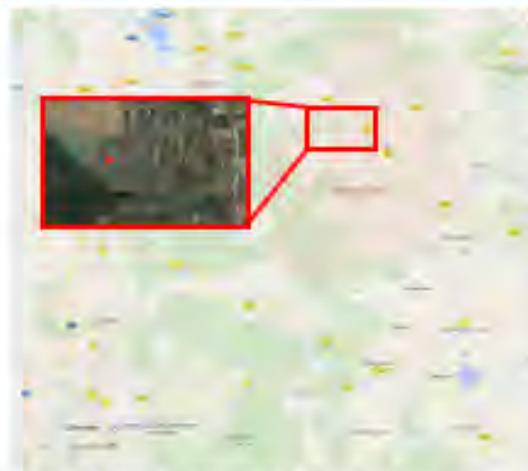
Wärme		Strom	
Warmwasserspeicher		Batterie	
Nennvolumen	6,0 m ³	Typ	LG Chem RESU
Aufstellungsort	Gebäudehülle	Nennkapazität	6,2 kWh

Kurzbeschreibung

Allgemein



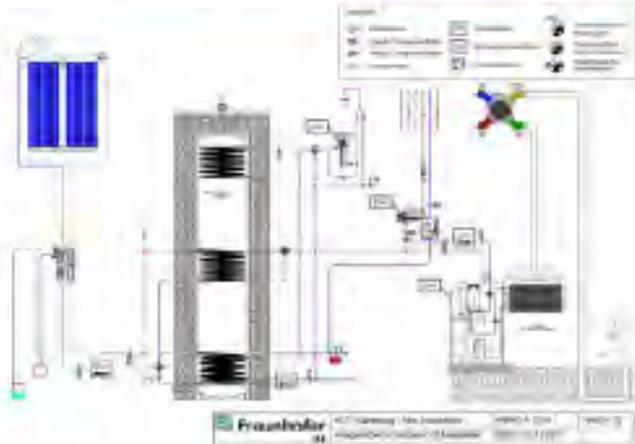
Das Einfamilienwohnhaus befindet sich in einer ländlich geprägten Ortsrandlage in Katlenburg-Lindau, welches in ca. 30 km Entfernung nord-östlich von Göttingen. Mit einer Nutzfläche nach EnEV von 433 m² ist es relativ großzügig bemessen. Das Gebäude ist in massiver Bauweise mit Neopor Schalsteine mit Betonverfüllung sowie ISOfloor in der



Decken- und Dachkonstruktion in Passivhausbauweise ausgeführt.

Energiekonzept sowie Messschema

Zentrales Element stellt der Warmwasserspeicher dar, der von der Bodenplatte bis an den unteren Teil des versetzten Satteldaches reicht. Dieser verfügt mit ca. 6 m³ Nennvolumen über eine sehr große Wärmekapazität. Die sehr effektive Wärmedämmung ist in einer Kombination aus einer Schüttung mit Styroporpartikeln, einer aluminiumkaschierten Kunststoffolie mit eingebauten Luftpolstern und alukaschierte Mineralwolle umgesetzt. Der Speicher wird über zwei innenliegende zylindrisch aufgewickelte Wellrohr-Wärmeübertrager mit jeweils 5 m² Umfassungsfläche von dem mit 30 m² Bruttokollektorfläche bemessenen Kollektorfeld aus direkt durchströmten Vakuumröhren-kollektoren als einzige Wärmequelle beladen. Das Trinkwasser wird ebenfalls über zwei innenliegende, zylindrisch aufgewickelte Wellrohr-Wärmeübertrager mit 2.5 m² und 5 m² im Durchfluss erwärmt. Eine Nacherwärmung auf die Solltemperatur erfolgt durch einen in Serie verschalteten, solartauglichen elektrischen Durchlauferhitzer. Die Heizwärme wird entweder durch eine Abluftwärmepumpe generiert oder aus dem Warmwasserspeicher in den Heizkreis



übertragen. Um die Versorgungssicherheit bei sehr einstrahlungsarmen und kalten Perioden zu gewährleisten erfolgt auch hier eine Nacherwärmung durch einen seriell verschalteten Heizstab. Der am Gebäude erzeugte PV Strom wird vorrangig in der Anlagentechnik und im Haushalt verbraucht dabei erzeugte Überschüsse werden in einer Batterie zwischengespeichert.



Das Gebäude und Energieversorgungskonzept wurde von der Firma DURAND-HAUS® umgesetzt.

E.6 EFH Umkirch (UMK)

EFH Umkirch

Allgemeine Angaben		Gebäudedaten	
Anschrift	79224 Umkirch	Wohnfläche	204 m ²
		Gebäudenutzfläche beheizt (A _H)	194 m ²
		beheiztes Gebäudevolumen V _H	607 m ³
Baujahr	2015	Transmissionswärmeverlust spez. (H _T)	0.196 W/m ² K
Gebäudetyp	Holzständer	Jahresheizenergiebedarf (Q _H +Q _{TRWW}) abs.	5 584 kWh/a
Standard	KfW 40 (EnEV 2014)	Jahresheizwärmebedarf (q _H +q _{TRWW}) spezif.	29 kWh/(m ² a)
		Endenergiebedarf Strom EnEV	1 532 kWh/a
		Endenergiebedarf Strom spezif.	8 kWh/(m ² a)
		Primärenergiebedarf abs. *	5 016 kWh/a
		Primärenergiebedarf spezif. *	26 kWh/(m ² a)

* Berechnung nach Verfahren für Effizienzhause Plus (erweitertes Bilanzieren)

Angaben zur Gebäudetechnik

Energieerzeugung

Wärme		Strom	
Typ Solarkollektor	Vakuurröhren	Photovoltaik	
Aperturfläche	18 m ²	Leistung Dach	5.2 kW _p
Heizstab	6 kW		
Typ Kessel	Pellets-Kaminofen mit Waschtasche		
Nennwärmeleistung	13.4 kW		

Energiespeicherung

Wärme		Strom	
Warmwasserspeicher		Litium-Ionen Batterie	
Nennvolumen	1.1 m ³	Nennkapazität	3.7 kWh
Aufstellungsort	Gebäudehülle		

Kurzbeschreibung

Allgemein

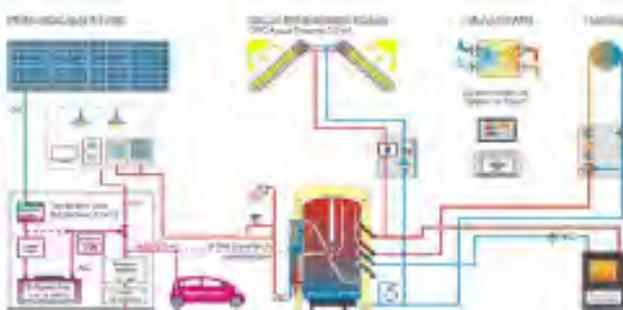
Die Gemeinde Umkirch befindet sich in westlicher Richtung in unmittelbarer Nachbarschaft zur Stadt Freiburg i.Br. Das Klima unterliegt durch die Lage im Rheingraben den sehr milden Luftmassen, welche sich zur größten Zeit des Jahres durch die süd-westlich gelegene Burgundische Pforte aus dem Mittelmeerraum heraus bewegen. Die Ortschaft verfügt seit Kurzem über einen neuen Anschluss an den Autobahnzubringer an dem auch ein neues Baugebiet erschlossen wurde. In diesem Baugebiet befindet sich das Messobjekt, welches im Jahre 2014 als Fertighaus der Marke WeberHaus errichtet wurde. Es handelt sich dabei um eine in Holzständerbauweise aufgebaute Konstruktion mit einem Wandaufbau aus einer WeberHaus ÖvoNaturTherm Außenwand.



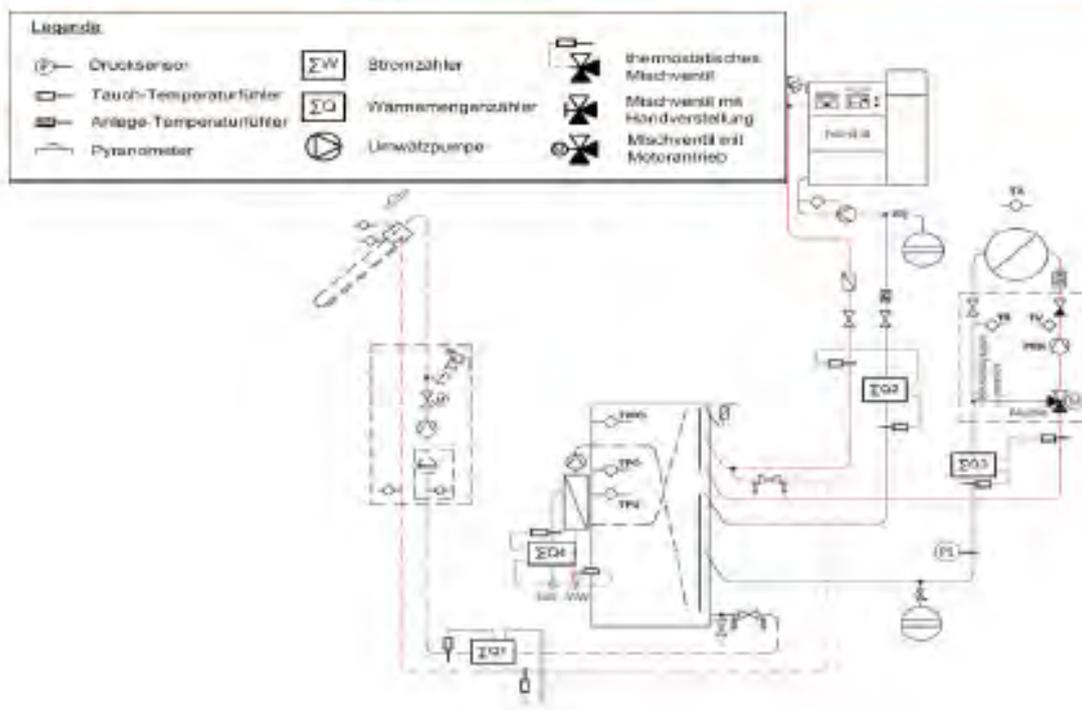
Energiekonzept

Die Anlagentechnik ist maßgeblich durch das Konzept des SonnenEnergieHauses® geprägt, welches von der ReSys AG aus Freiburg in Verbindung mit dem Fertighaushersteller Weberhaus entwickelt wurde. Die Nutzung von Sonnenenergie zur Deckung des Wärme- und Strombedarfes steht dabei im Fokus. Auf Seiten der Wärmeversorgung spielt der mit 1.1 m³ Nennvolumen bemessene Warmwasserspeicher eine zentrale Rolle. Dieser fungiert als hydraulische Weiche zwischen allen Wärmeerzeugern und -verbrauchern. Solarwärme wird durch die vier direkt mit Heizungswasser durchströmten Vakuum-Röhrenkollektoren vom Typ Aqua Plasma 19/50 erzeugt. Zusätzliche Wärme wird durch einen im Wohnraum aufgestellten Pellets-Ofen, welcher händisch gezündet und dann über eine motorisch betriebene Förderschnecke mit Brennstoff versorgt wird. Der Pellets-Ofen ist über eine Wassertasche an den Speicher angeschlossen. Zusätzlich ist ein Heizstab am Speicher angebracht, der primär über den Batteriespeicher und nachrangig auch durch händisches zuschalten über Netzstrom betrieben werden. Am Speicher ist eine Frischwasserstation angebracht. Die Heizkreise sind als Niedertemperatur-Flächenheizkreise ausgeführt und werden nach Außentemperatur geregelt. Der Luftwechsel wird mechanisch über eine zentrale Anlage mit Wärmerückgewinnung geführt.

Die Photovoltaikanlage besteht aus 20 multikristallinen Modulen und wird mit einer Gesamtleistung von 5.2 kWp ausgewiesen. Die Photovoltaikmodule sind über ein Wechselrichter System der Firma SMA mit dem Laderegler verbunden. Dieser Laderegler arbeitet auf ein Batteriemanagementsystem. Darüber werden die Lithium-Ionen Batterien (LiFePo4) geladen. Der durch die PV-Anlage erzeugte Batteriestrom wird mittels eines bidirektionalen Stromzähler an den Anschluss angelegt. Dadurch können alle elektrischen Verbraucher im Gebäude erreicht werden.



Energie- und Messschema



F Detailangaben zu den im Monitoring untersuchten Gebäuden

Im Weiteren werden detaillierte Angaben zu den architektonischen und energetischen Kenngrößen sowie zu den verbauten Anlagenkomponenten zur Wärme- und Stromversorgung der untersuchten Gebäude aufgeführt.

F.1 MFH Konstanz (KON)

Tabelle F 1: MFH Konstanz (KON) Architektonische und energetische Gebäudekenngrößen

Architektonische und energetische Gebäudekenngrößen (Haus 1)	
Typ	Mehrfamilienhaus
Fertigstellung / Bezug	2016 / August 2016
Wohnfläche (beheizt):	450 m ²
Gebäudenutzfläche (A _n):	570 m ²
Vollgeschosse:	drei (3)
Wohneinheiten:	sechs (6)
EnEV-Standard:	KfW 70 nach EnEV 2009
H _r '	0,38 W/m ² K
Energiebedarf	
Jahresheizwärmebedarf:	10,3 kWh/(m ² a)
Endenergiebedarf**:	10,7 kWh/m ² a
Primärenergiebedarf*:	27 kWh/(m ² a)
Anlagenkomponenten (beide Gebäude)	
Photovoltaik (Dach):	59,2 kW _p
Lithium-Ionen-Batterie:	30 kWh Nennkapazität
Sole-/Wasser-Wärmepumpe Niedertemperatur:	30 kW
Sole-/Wasser-Wärmepumpe Hochtemperatur:	27 kW
Erdwärmesystem gesamt:	Sonden (9 x 100 m)
Lüftung:	dezentrale Abluftanlage

*PE-Faktor gemäß Energieeinsparausweis aus dem Jahr 2014

** abzüglich PV nach EnEV

Tabelle F 2: MFH Konstanz (KON) Anlagenkomponenten Wärmeversorgung

Anlagenkomponente	Hersteller / Fabrikat	Kennwerte
Erdwärmesonden		9 Stück à 100 m
Wärmepumpe (NT-Netz)	Stiebel Eltron WPF 27	$Q_H = 29,69 \text{ kW}$ $P_{el} = 6,1 \text{ kW}$ $COP = 4,85 (B0/W35)$
Wärmepumpe (HT-Netz)	Stiebel Eltron WPF 27 HT	$Q_H = 27,41 \text{ kW}$ $P_{el} = 6,1 \text{ kW}$ $COP = 4,34 (B0/W35)$
Pufferspeicher NT-Netz	Stiebel Eltron SBP 1000 E	2 Pufferspeicher à 1.000 l
Pufferspeicher HT-Netz	Stiebel Eltron SBP 1000 E	2 Pufferspeicher à 1.000 l mit Heizstab je $P_{th} = 6 \text{ kW}$
Übergabestation je Wohnung	Stiebel Eltron TWS16	42 kW (max 90°C), 16 l/min TWW (48°C)

Tabelle F 3: MFH Konstanz (KON) Anlagenkomponenten Stromversorgung

Anlagenkomponente	Hersteller / Fabrikat	Kennwerte
PV-Module	BenQ Green Triplex PM060P00	228 Module 59,2 kWp (je 29,6 kWp pro Dach) 367 m ² Modulwirkungsgrad = 16,1 %, 260 Watt
Wechselrichter	2 x Fronius Symo 15.0-3-M 2 x Fronius Symo 12.5-3-M	15 kW, Jahreswirkungsgrad 97,8 % 12,5kW, Jahreswirkungsgrad 97,6 %
Batterie	Fenecon PRO 9-12	Lithium-Ionen (LiFePo4) Nennkapazität = 28,2 kWh, nutzbare Kapazität 24 kWh

F.2 MFH Frankfurt a.M. (FFM)

Tabelle F 4: MFH Frankfurt a.M. (FFM) Architektonische und energetische Gebäudekenngrößen

Architektonische und energetische Gebäudekennwerte	
Typ	Mehrfamilienhaus
Fertigstellung / Bezug	2015 / August 2015
Wohnfläche (beheizt):	1.600 m ²
Gebäudenutzfläche (A _n):	2.407 m ²
Vollgeschosse:	vier (4)
Wohneinheiten:	siebzehn (17)
EnEV-Standard:	Passivhaus
H _f '	0,276 W/m ² K
Energiebedarf	
Jahresheizwärmebedarf:	ca. 19 kWh/(m ² a)
Endenergiebedarf:	12,5 kWh/m ² a
Primärenergiebedarf *:	32 kWh/(m ² a)
Anlagenkomponenten	
Sole-/Wasser-Wärmepumpe:	50 kW
Photovoltaik (Dach):	84 kW _p
Photovoltaik (Fassade):	15 kW _p
Lithium-Ionen-Batterie:	60 kWh Nennkapazität
Luft-Absorber:	85 m ²
Eisspeicher:	98 m ³
Lüftung:	zentrale Lüftungsanlage mit WRG

*PE-Faktor gemäß Energieeinsparausweis aus dem Jahr 2014

Tabelle F 5: MFH Frankfurt a.M. (FFM) Anlagenkomponenten Wärmeversorgung

Anlagenkomponente	Hersteller / Fabrikat	Kennwerte
Sole-Luft-Absorber	Isocal Solar-Luft-Kollektor SLK-F	11 Absorber mit je 600 m Rohrlänge, Absorberfläche 85 m ²
Eisspeicher	Isocal SolarEis-System	Wasservolumen = 98 m ³ Speichervolumen = 113 m ³
Wärmepumpe	Simaka Simatron WP 50 SW (R407c)	Q _H = 50,48 kW P _{el} = 11,1 kW COP 4,55 (B0/W35)
Pufferspeicher HT-Netz	NAU PUB 1000	1.000 l
Pufferspeicher NT-Netz	NAU PUB 1000	1.000 l
Frischwasserstation je Wohnung	Nisch Energietechnik	42 kW
RLT	LÜFTA MAXK-I3 2000 DC	Zu- / Abluft = 1.600 m ³ /h η _{WRG,eff} = 84 % P ₁ = 3,6 kW

Tabelle F 6: MFH Frankfurt a.M. (FFM) Anlagenkomponenten Stromversorgung

Anlagenkomponente	Hersteller / Fabrikat	Kennwerte
PV-Module (Dach)	SUNPOWER Solarmodul SPR327 NE-WHT	monokristalline PV-Module, 84,4 kWp 426 m ² Modulwirkungsgrad = 18,5 %, 327 Watt
PV-Module (Fassade)	Solarnova Modul SOL 272K (18x) Modul SOL 368K(28x)	monokristalline PV-Module, 15,16 kWp 127 m ² 272 bzw. 371 Watt
Wechselrichter	AMK ACYN S 60 - F	1 x Zentralwechselrichter
Batterie	SINUSSTROM Model SP-LFP 100 AHA	Lithium-Eisen-Phosphat, Nennkapazität = 60 kWh

F.3 EFH Döhlau (DOE)

Tabelle F 7: EFH Döhlau (DOE) Anlagenkomponenten Wärmeversorgung

Anlagenkomponente	Hersteller / Fabrikat	Kennwerte
Warmwasserspeicher	STSOL	1 m ³
Dämmung Warmwasserspeicher	Vlies	
Flachkollektoren	SST ECO E	
Luft/Wasser-Wärmepumpe	EVI (Mitsubishi Zubadan)	Ecodan, 11.2
Heizstab TWW / HK	n.a.	
Heizkreise		Niedertemperatur Flächenheizung, Einzelraum gesteuert
Lüftung / mechanisch zentrale Anlage mit Wärmerückgewinnung	Meltem	M-WRG-K
Kaminofen mit Wassertasche	Fröling	FKE aqua

Tabelle F 8: EFH Döhlau (DOE) Anlagenkomponenten Stromversorgung

Anlagenkomponente	Hersteller / Fabrikat	Kennwerte
Photovoltaikanlage ausgewiesen.	SST Sunscape+	
Wechselrichter	Kostal	Piko 7.0
Laderegler	Varta	
Batteriemanagementsystem	Varta	
Batterie	Varta	10 kWh
Energiemanagement	Metecocontrol	

F.4 EFH Heilbronn-Neckargartach (HNN)

Tabelle F 9: EFH Heilbronn-Neckargartach (HNN) Anlagenkomponenten Wärmeversorgung

Anlagenkomponente	Hersteller / Fabrikat	Kennwerte
Warmwasserspeicher	Jenni Energietechnik	4 m ³
Dämmung Warmwasserspeicher	Mineralwolle	
Flachkollektoren	SST ECO E	
Wärmepumpe	Mitsubishi Zubadan	Ecodan
Heizstab		3,5 kW
Heizkreise		Niedertemperatur Fußbodenheizung, raumweise Regelung
Lüftung / mechanisch zentrale Anlage mit Wärmerückgewinnung	n.a.	-

Tabelle F 10: EFH Heilbronn-Neckargartach (HNN) Anlagenkomponenten Stromversorgung

Anlagenkomponente	Hersteller / Fabrikat	Kennwerte
Photovoltaikanlage ausgewiesen.	SST sunscape +	
Wechselrichter	Kostal	Piko 8.3
Laderegler	n.a.	
Batteriemanagementsystem	n.a.	
Stromspeicher	n.a.	
Energiemanagement	Nitsch	

F.5 EFH Katlenburg (KAT)

Tabelle F 11: EFH Katlenburg (KAT) Anlagenkomponenten Wärmeversorgung

Anlagenkomponente	Hersteller / Fabrikat	Kennwerte
Warmwasserspeicher	ThüSolar GmbH /	6 m ³ Nennvolumen
Dämmung Warmwasserspeicher	Seidl Recycling GmbH / Styroporpartikelschüttung WLG 040 Isover 5 cm, zwischen Schüttung und Mineralwolle liegt noch 2x Lupo.Therm® B2+	Mindestdämmstärke 65 cm, im Durchschnitt 95 cm
Vakuum-Röhrenkollektoren	s-power Entwicklungs- & Vertriebs GmbH/ DF (direktdurchströmt)	Bruttokollektorfläche 29.21 m ² Aperturfläche 18.31 m ² Neigungswinkel 25° Ausrichtung aus dem Süden heraus in Richtung Westen um 0°
Abluft-Wärmepumpe	Schwab-Klimatechnik und DURAND-HAUS® Eigenentwicklung	600 W Nennleistung
Heizstab TWW / HK	Kospel Durchlauferhitzer PPE 2 18 kW, Solartauglich	Im Durchflussprinzip
Heizkreise		Niedertemperatur-Flächenheizkreise mit einem Verlegeabstand von 20 -30 cm raumweise geregelt.
Lüftung / mechanisch zentrale Anlage mit Wärmerückgewinnung	Zehender / ComfoD 350L	Zuluft über Bodenauslässe, Abluft über Deckenablässe, Außenluft über ein 25 m Erdwärmetauscher 2.5 m tief

Tabelle F 12: EFH Katlenburg (KAT) Anlagenkomponenten Stromversorgung

Anlagenkomponente	Hersteller / Fabrikat	Kennwerte
Photovoltaikanlage ausgewiesen.	IBC / PolySol 255 GX	39 Module, poly-kristallin mit 255 Wp Nennleistung parallel zur Dachhaut mit einem Anstellwinkel von 25° und einer Ausrichtung aus dem Süden heraus in Richtung Westen um 0° montiert.
Wechselrichter	SMA / SunnyBoy 5000TL-21	2 Stück
Laderegler	SMA / Sunny Island 3.0H, 2.300 W	
Batteriemanagementsystem	IBC Solar / SunnyIsland 3.3	
Batterie	LG Chem Resu 6,4 Li	6.4 kWh Nennkapazität / 5.76 kWh Nutzkapazität
Energiemanagement	SMA / Sunny Home Manager	

F.6 EFH Umkirch (UMK)

Tabelle F 13: EFH Umkirch (UMK) Anlagenkomponenten Wärmeversorgung

Anlagenkomponente	Hersteller / Fabrikat	Kennwerte
Warmwasserspeicher	Ritter Energie und Umwelttechnik Solar GmbH & Co. KG / AquaExpresso II	1.1 m ³ Nennvolumen
Vakuum-Röhrenkollektoren	Ritter Energie- und Umwelttechnik Solar GmbH & Co. KG / Aqua Plasma 19/50	Aperturfläche 18 m ² Neigungswinkel 35° Ausrichtung aus dem Süden heraus in Richtung Westen um 35°
Stückholz-Pellelts-Ofen	CTM Heiztechnik GmbH / EcoPellet	händisch gezündet motorisch betriebene Förderschnecke mit diskreten Leistungsstufen mit Brennstoff versorgt wasserseitige Nennwärmeleistung von 10.8 kW Raumseitig 2,6 kW Gesamtwärmeleistung 13.4 kW Frischluftzufuhr über Ventilator mit Umgebungsluft ohne Wärmerückgewinnung
Heizstab	Ritter Energie- und Umwelttechnik Solar GmbH & Co. KG	Höhe von 50 % (entspricht 870 mm von unterer Speicherkante) des Speichers 400 V Drehstrom Nennwärmeleistung 6 kW primär über den Batteriespeicher und nachrangig auch durch händisches zuschalten über Netzstrom betrieben auf Solltemperatur von 60 °C im Speicher für den Pufferbereich der Heizung sowie die Trinkwarmwassererzeugung
Frischwasserstation	Ritter Energie und Umwelttechnik Solar GmbH & Co. KG / AquaExpresso II	Edelstahlwärmeübertrager Firma SWEP / Typ IC25THX20/1p-sc-s Spitzenzapfleistung 35 Liter pro Minute elektronische Regelung elektronisch mittels eines im Frischwasserstrom eingebrachten Volumenstromsensors der Marke Huba, der nach dem Vortex-Prinzip arbeitet.
Heizkreise		Niedertemperatur-Flächenheizkreise mit einem Verlegeabstand von 10 -15 cm nach Außentemperatur geregelt.
Lüftung / mechanisch zentrale Anlage mit Wärmerückgewinnung	Zehnder / ComfoD 350	Wärmebereitstellungsgrad 0.84 Die Anlage wird konstant mit Stufe 1 der 3-stufigen Regelung betrieben.

Tabelle F 14: EFH Umkirch (UMK) Anlagenkomponenten Stromversorgung

Anlagenkomponente	Hersteller / Fabrikat	Kennwerte
Photovoltaikanlage aus- gewiesen.	IBC Solar AG / PolySol 260 VL	20 multikristallinen Modulen Modulwirkungsgrad von 15,9 % Gesamtleistung 5.2 kWp parallel zur Dachhaut mit einem Anstellwinkel von 32° und einer Ausrichtung aus dem Süden heraus in Richtung Westen um 35° montiert.
Wechselrichter	SMA / Sunny Tripower 6000TL20	
Laderegler	SMA / Sunny Island 3.0H, 2.300 W	
Batteriemanagementsystem	Omnitron	
Batterie	Winston / WB- LYP60AHA	Litium-Ionen Batterien (LiFePo4) 16 Stk. in Reihe geschalteten
Energiemanagement	SMA / Sunny Home Manager	
Stromspeicher im Hager- schrank	Entwicklung ReSys AG/Enervit	Grund für die Lösung ist der geringe Platzbedarf bei Wohnhäusern auf Bo- denplatte. Der Technikraum hat oft max. nur 10 m ² oder weniger Fläche.

G Arbeitsdiagramme

In diesem Kapitel sind alle Diagramme, die sich aus der Sensitivitätsanalyse und der Parameterstudie ergeben, aufgeführt.

G.1 Sensitivitätsanalyse

G.1.1. Solare Deckungsanteile in Abhängigkeit des spezifischen Speichervolumens

Solarthermischer Deckungsanteil ✕ 500 L/m² ◆ 350 L/m² ▲ 250 L/m² ■ 150 L/m² ✕ 100 L/m² ◆ 50 L/m²
 Solarelektrischer Deckungsanteil ✕ 500 L/m² ◆ 350 L/m² ▲ 250 L/m² ■ 150 L/m² ✕ 100 L/m² ◆ 50 L/m²
 Gesamtsolarer Deckungsanteil ✕ 500 L/m² ◆ 350 L/m² ▲ 250 L/m² ■ 150 L/m² ✕ 100 L/m² ◆ 50 L/m²

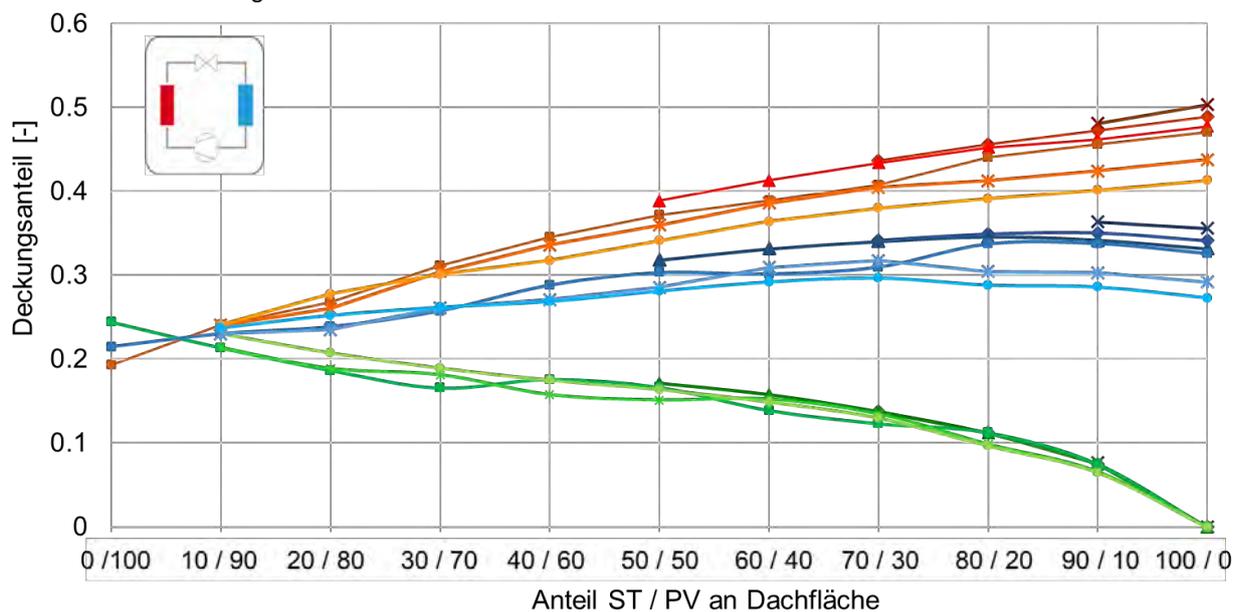


Abbildung G. 1: Solare Deckungsanteile für das EFH in DOE in Abhängigkeit der thermischen Speichergröße, Variante mit Wärmepumpe

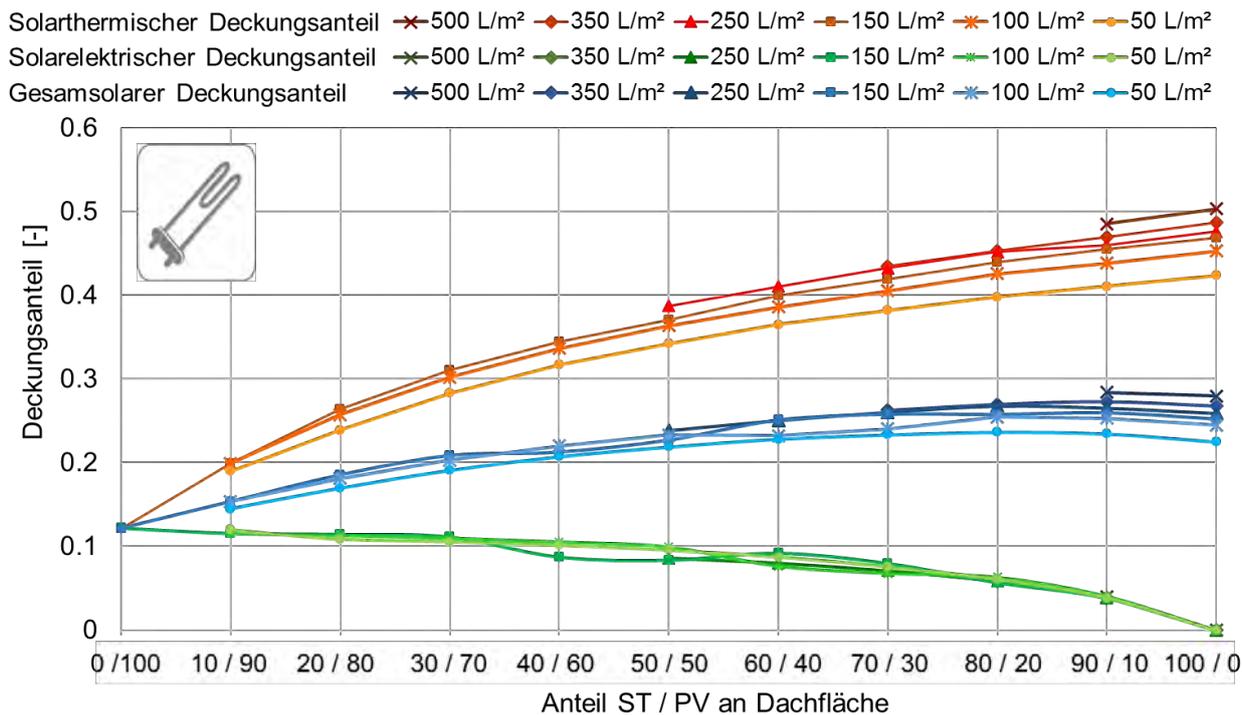


Abbildung G. 2: Solare Deckungsanteile für das EFH in DOE in Abhängigkeit der thermischen Speichergröße, Variante mit Heizstab

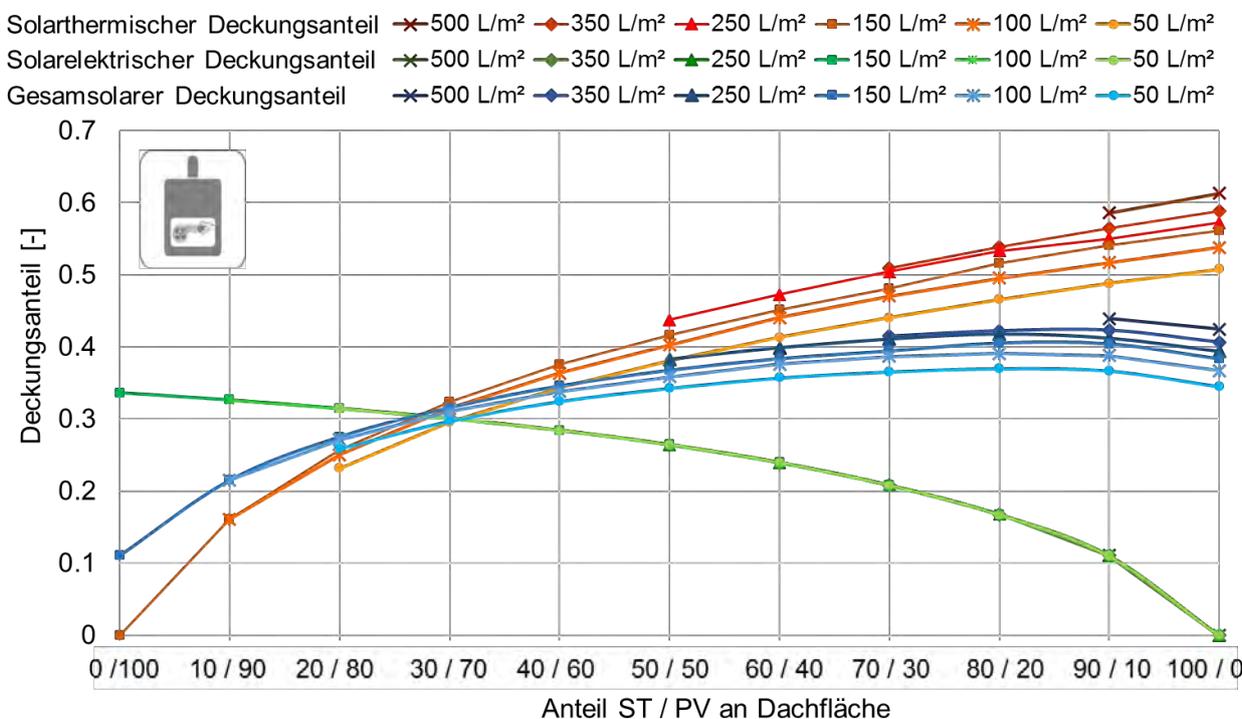


Abbildung G. 3: Solare Deckungsanteile für das EFH in DOE in Abhängigkeit der thermischen Speichergröße, Variante mit Gaskessel

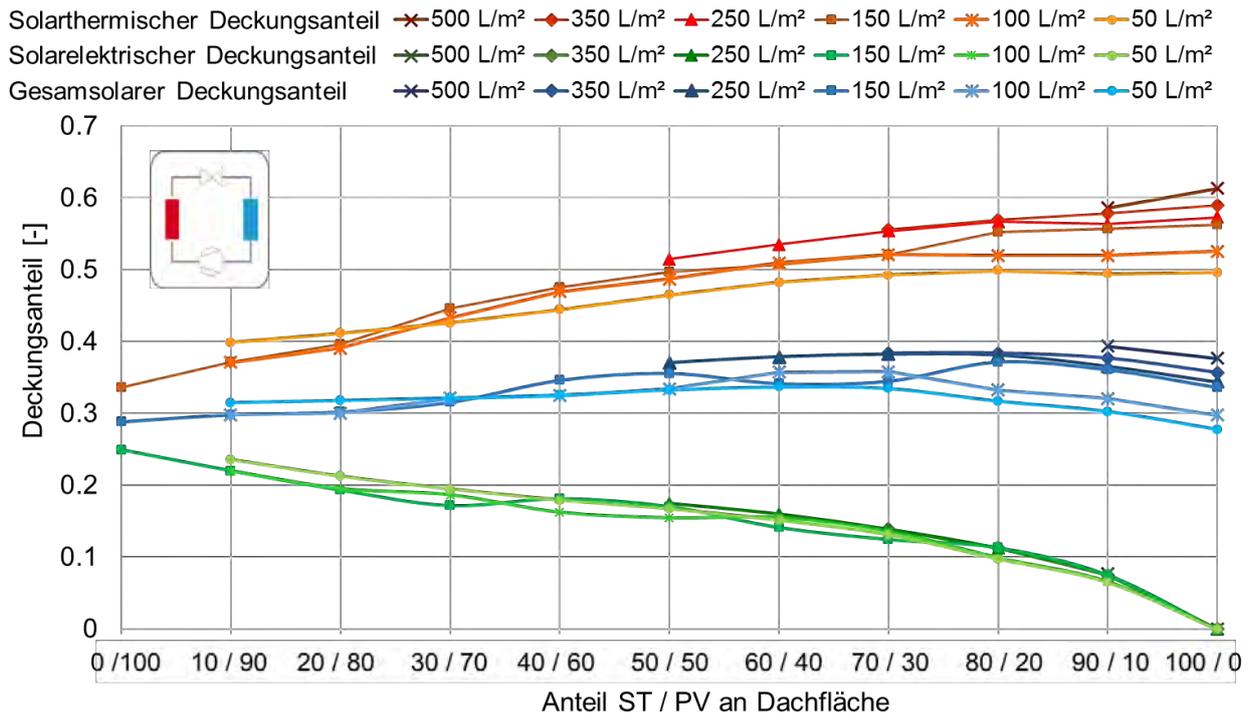


Abbildung G. 4: Solare Deckungsanteile für das EFH in HNN in Abhängigkeit der thermischen Speichergöße, Variante mit Wärmepumpe

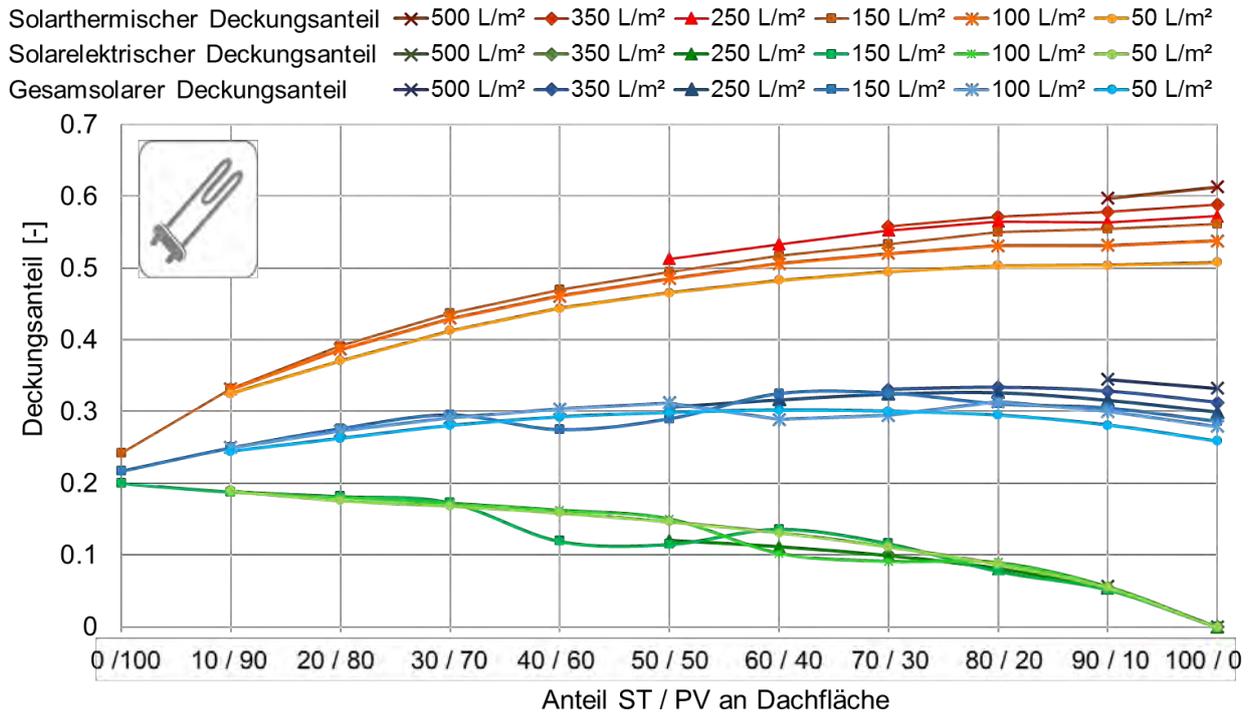


Abbildung G. 5: Solare Deckungsanteile für das EFH in HNN in Abhängigkeit der thermischen Speichergöße, Variante mit Heizstab

G.2 Parameterstudie

G.2.1. Solare Deckungsanteile

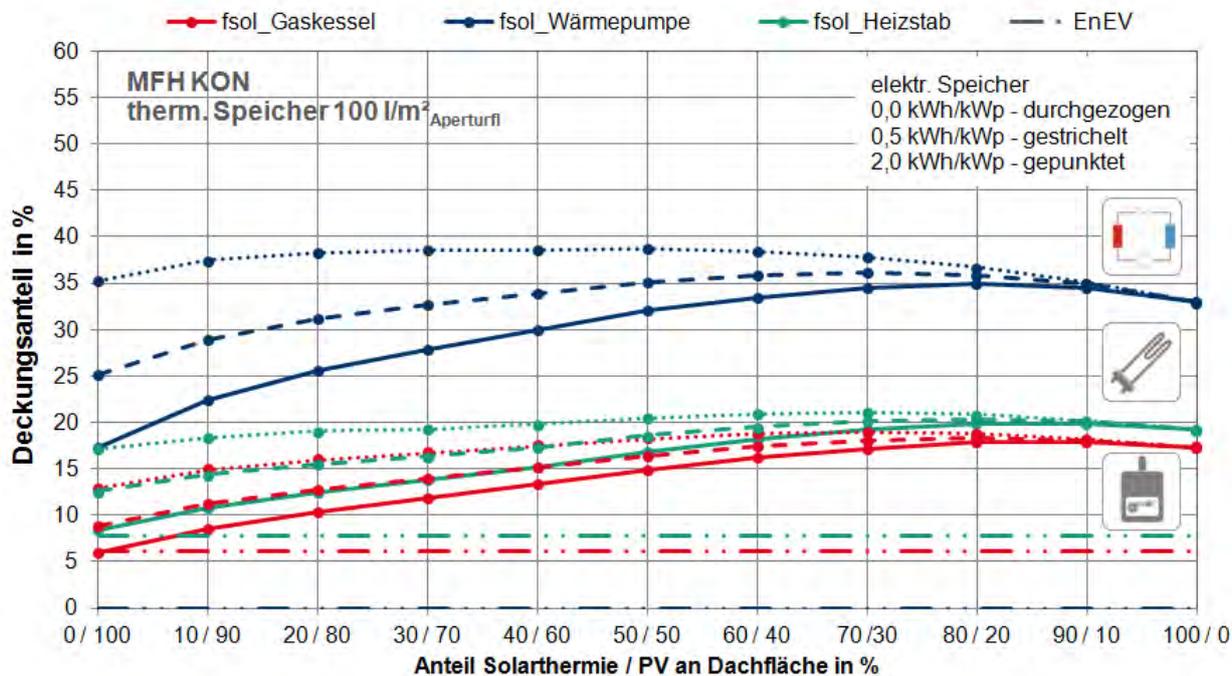


Abbildung G. 6: MFH KON: Gesamt solarer Deckungsanteile: f_{sol} am jährlichen Energieverbrauch in Abhängigkeit der Konzeptvariante

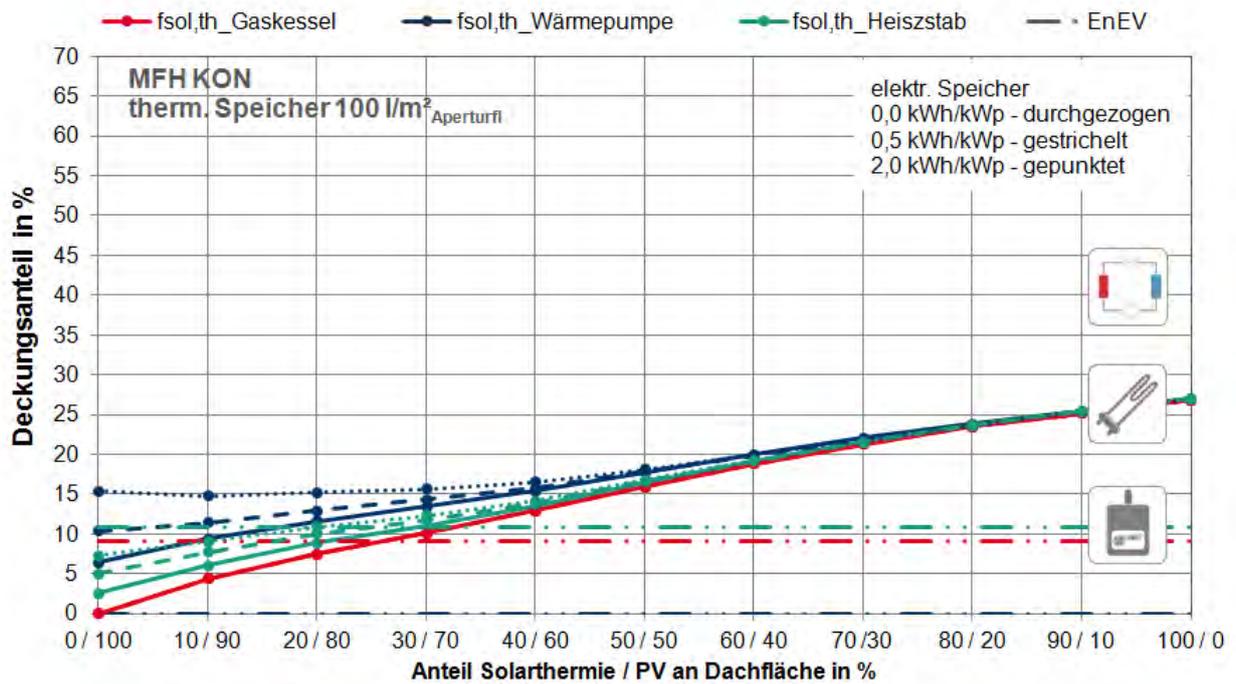


Abbildung G. 7: MFH KON: Solar thermische Deckungsanteile $f_{sol,th}$ an der Wärmebereitstellung in Abhängigkeit der Konzeptvariante

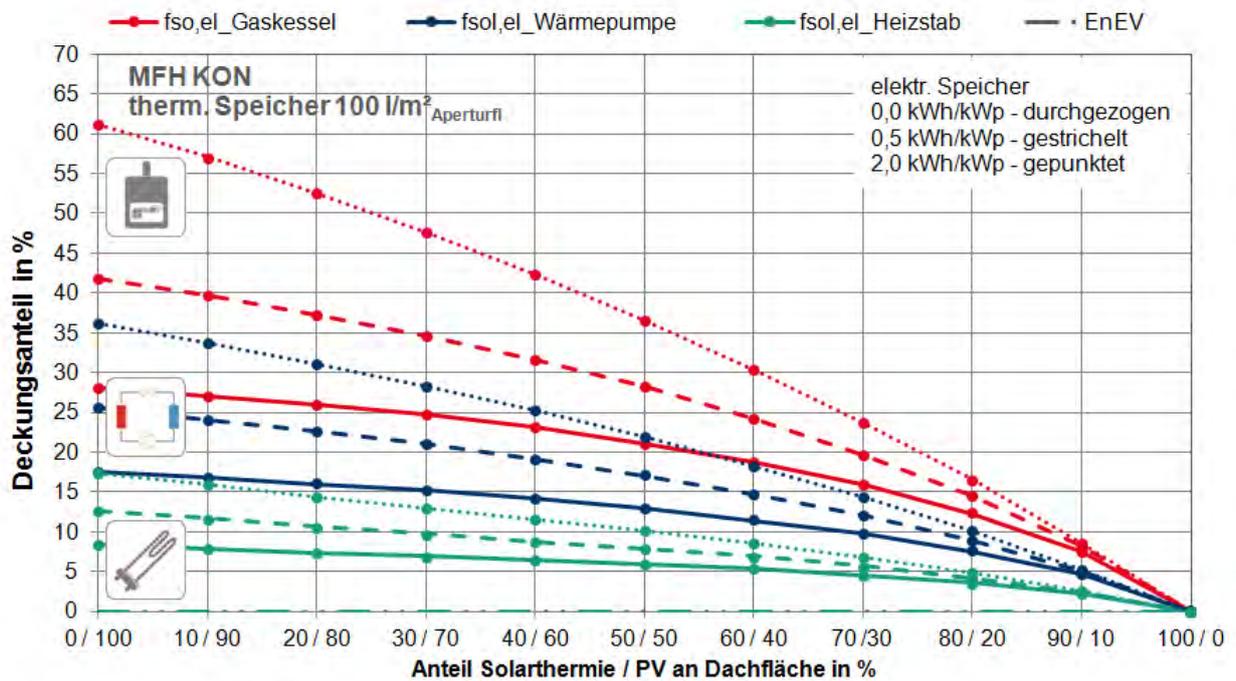


Abbildung G. 8: MFH KON: Solar elektrische Deckungsanteile $f_{sol,el}$ am jährlichen Stromverbrauch in Abhängigkeit der Konzeptvariante

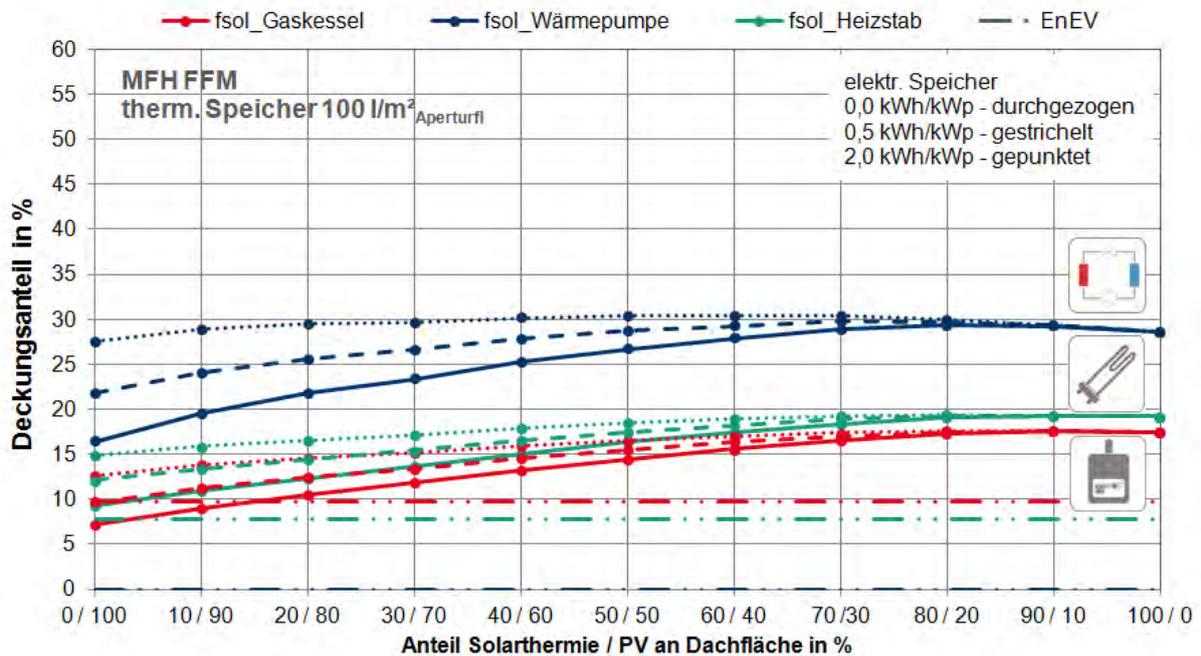


Abbildung G. 9: MFH FFM: Gesamt solarer Deckungsanteile: f_{sol} am jährlichen Energieverbrauch in Abhängigkeit der Konzeptvariante

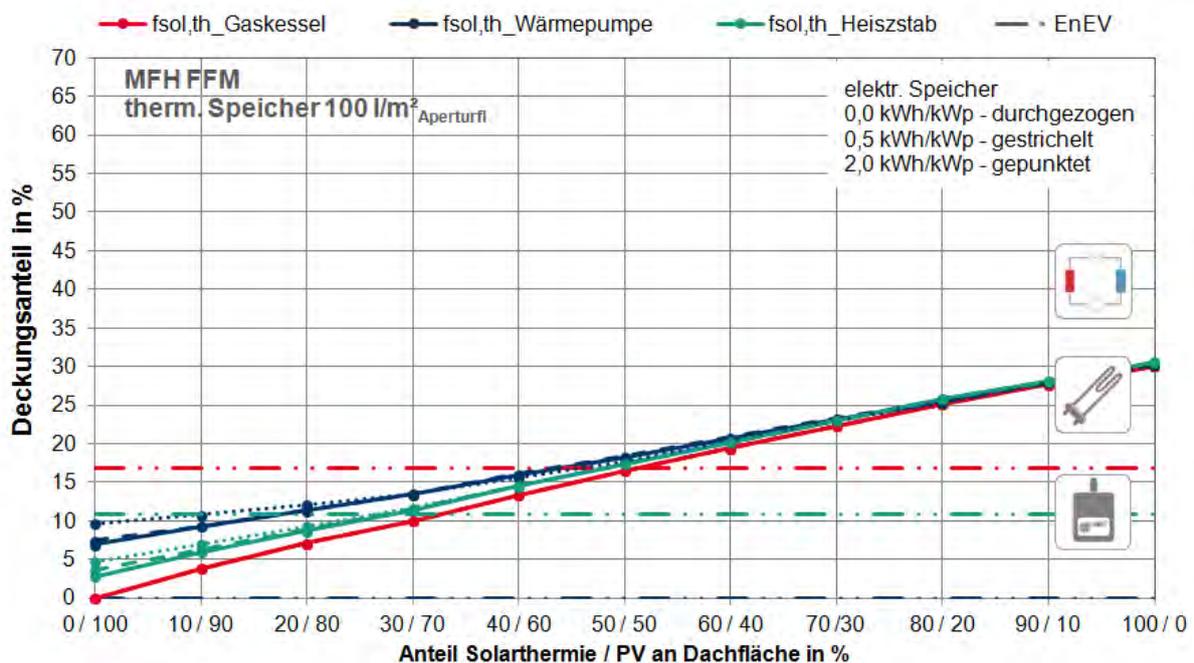


Abbildung G. 10: MFH FFM: Solar thermische Deckungsanteile $f_{sol,th}$ an der Wärmebereitstellung in Abhängigkeit der Konzeptvariante

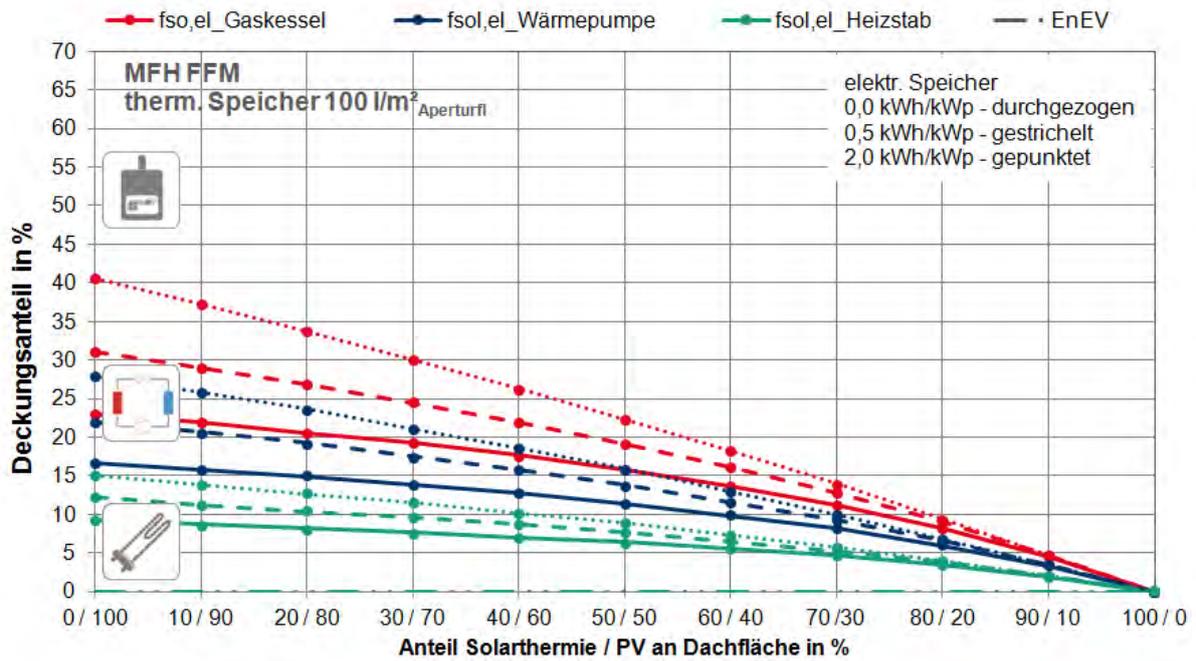


Abbildung G. 11: MFH FFM: Solar elektrische Deckungsanteile $f_{sol,el}$ am jährlichen Stromverbrauch in Abhängigkeit der Konzeptvariante

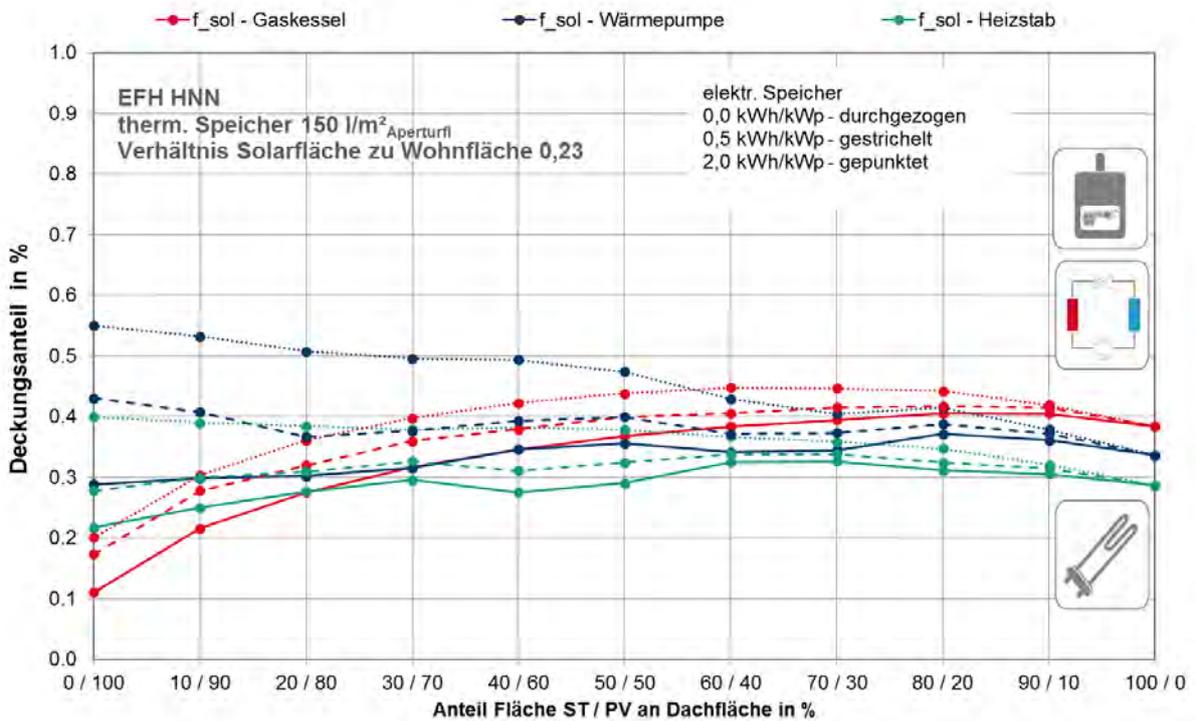


Abbildung G. 12: EFH HNN: Gesamt solarer Deckungsanteile: f_{sol} am jährlichen Energieverbrauch in Abhängigkeit der Konzeptvariante

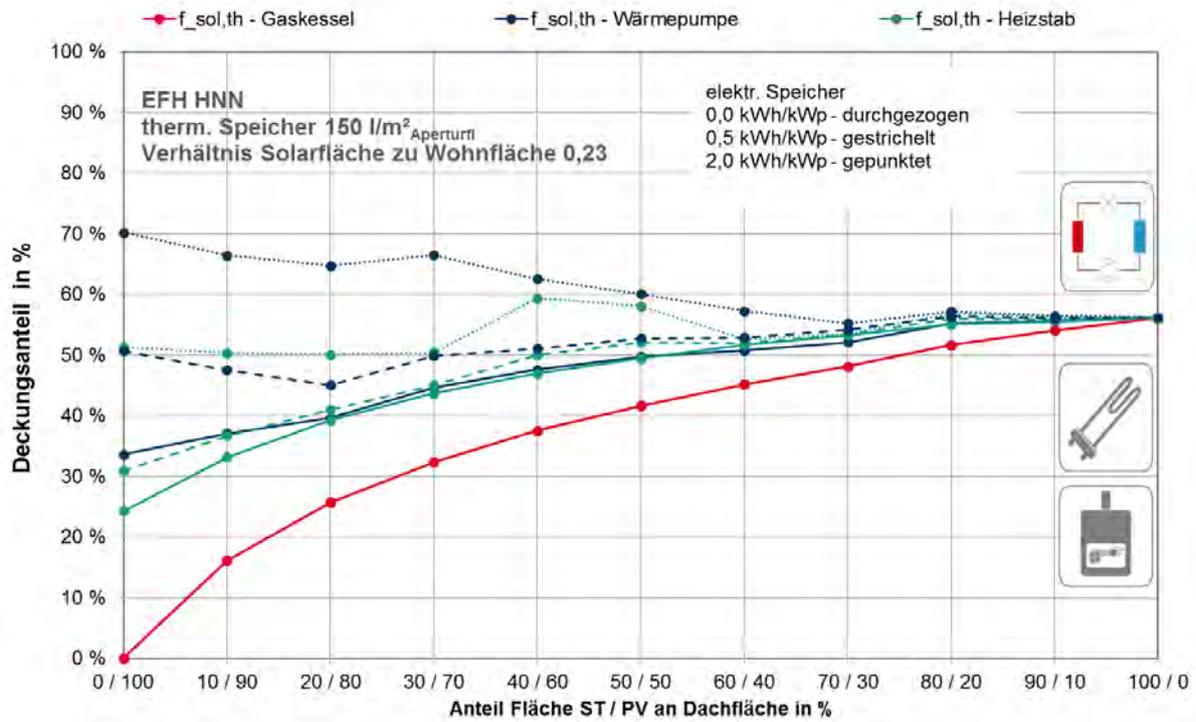


Abbildung G. 13: EFH HNN: Solar thermische Deckungsanteile $f_{sol,th}$ an der Wärmebereitstellung in Abhängigkeit der Konzeptvariante

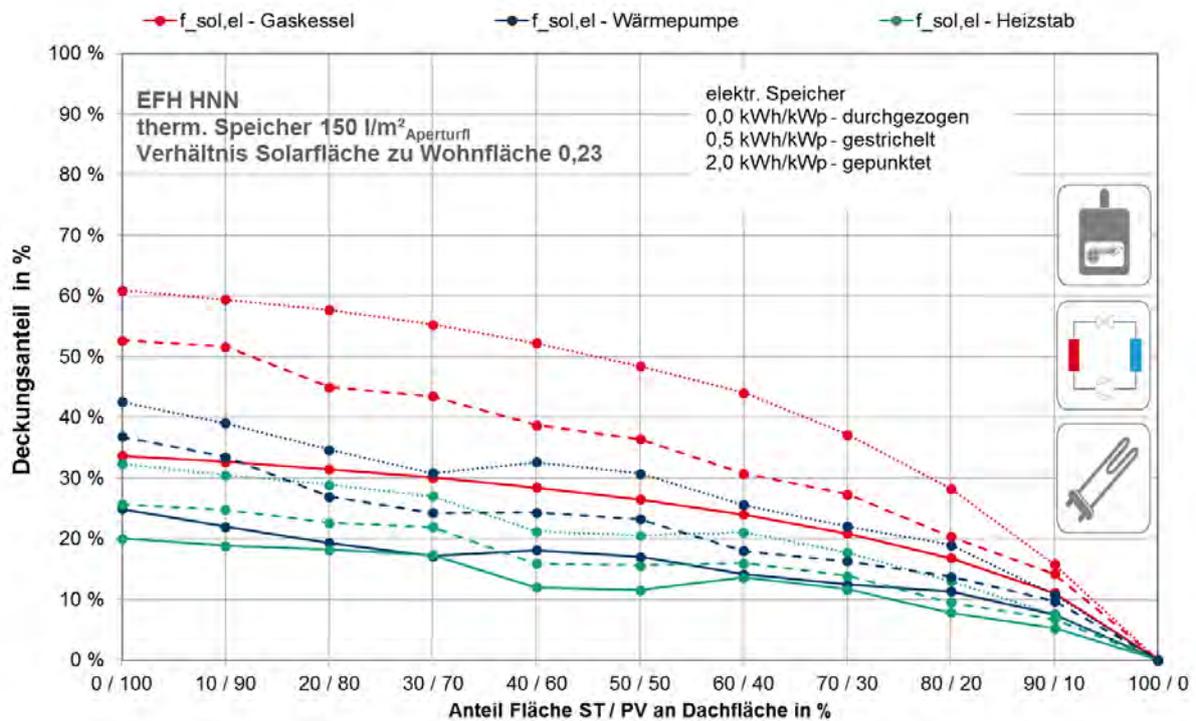


Abbildung G. 14: EFH HNN: Solar elektrische Deckungsanteile $f_{sol,el}$ am jährlichen Stromverbrauch in Abhängigkeit der Konzeptvariante

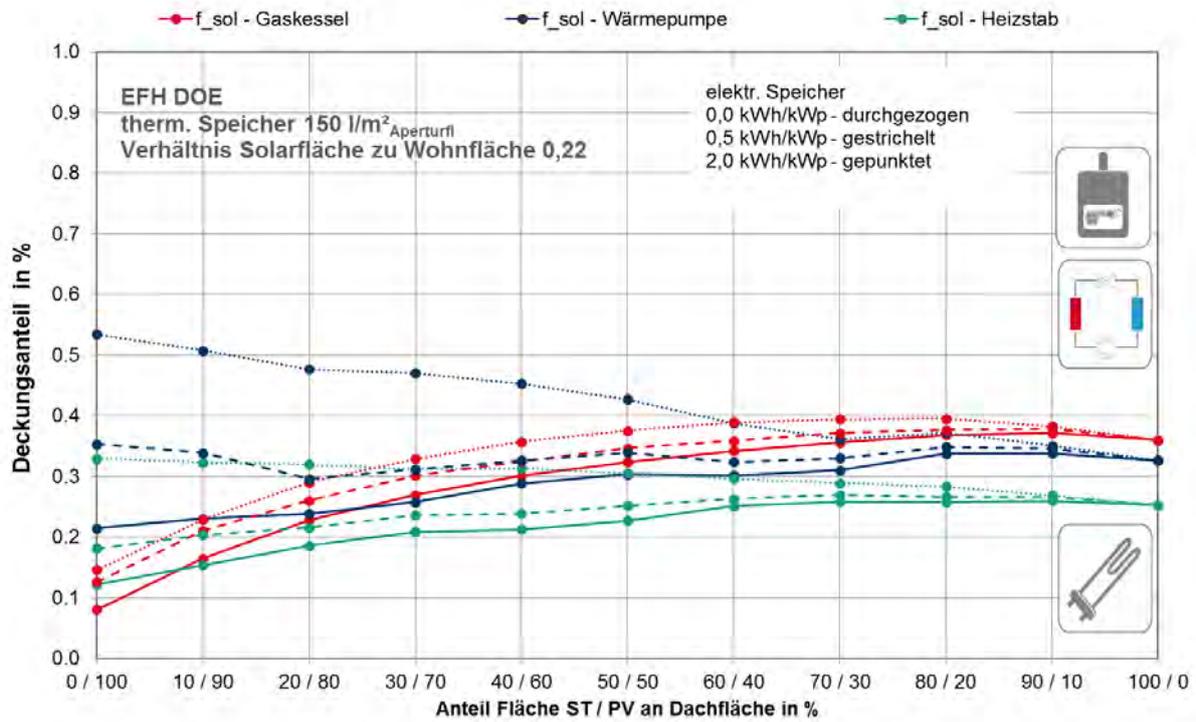


Abbildung G. 15: EFH DOE: Gesamt solarer Deckungsanteile: f_{sol} am jährlichen Energieverbrauch in Abhängigkeit der Konzeptvariante

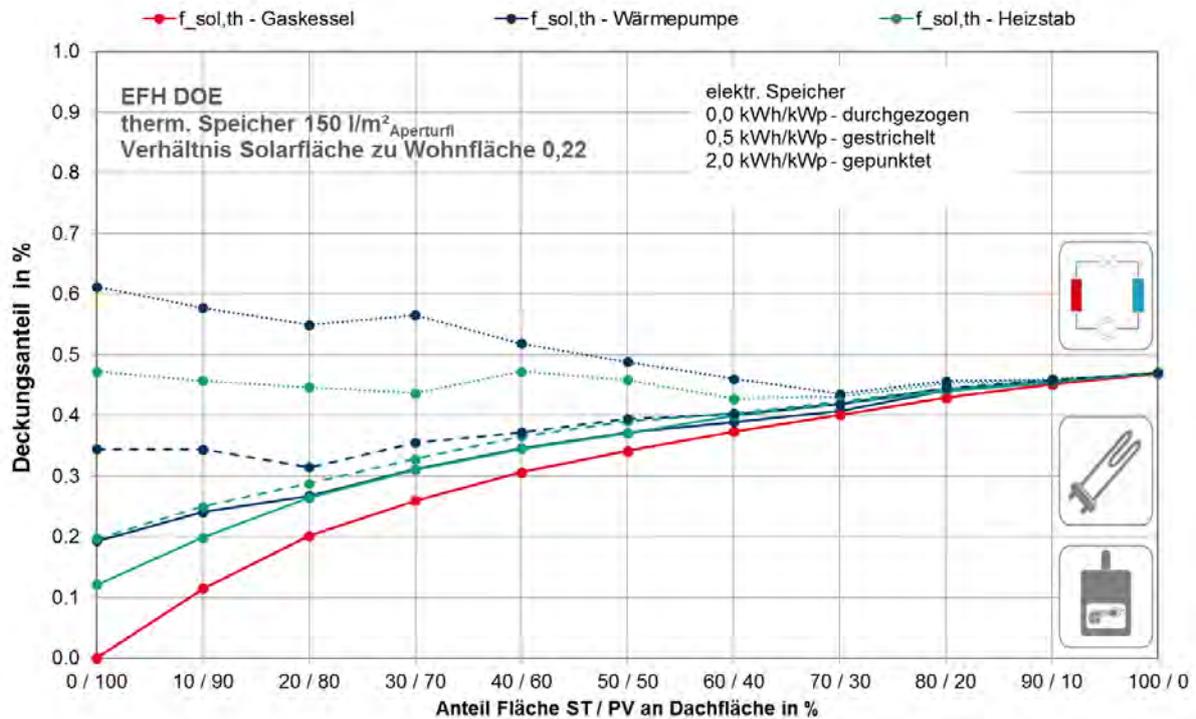


Abbildung G. 16: EFH DOE: Solar thermische Deckungsanteile f_{sol,th} an der Wärmebereitstellung in Abhängigkeit der Konzeptvariante

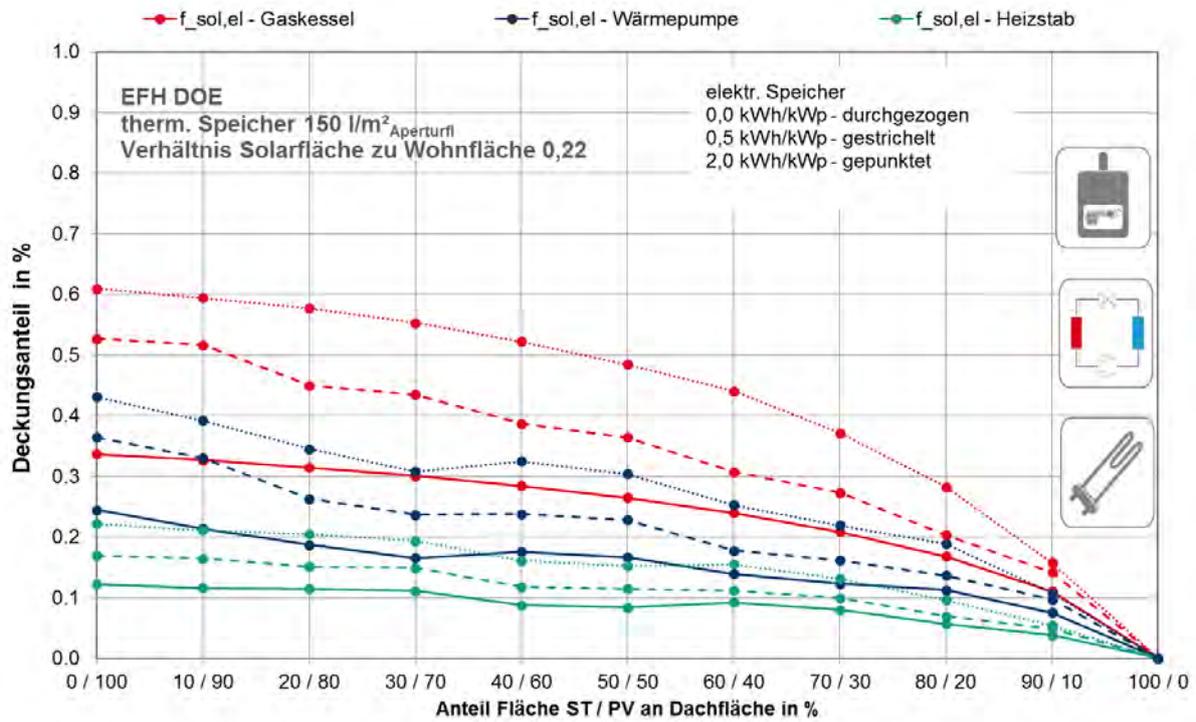


Abbildung G. 17: EFH DOE: Solar elektrische Deckungsanteile $f_{sol,el}$ am jährlichen Stromverbrauch in Abhängigkeit der Konzeptvariante

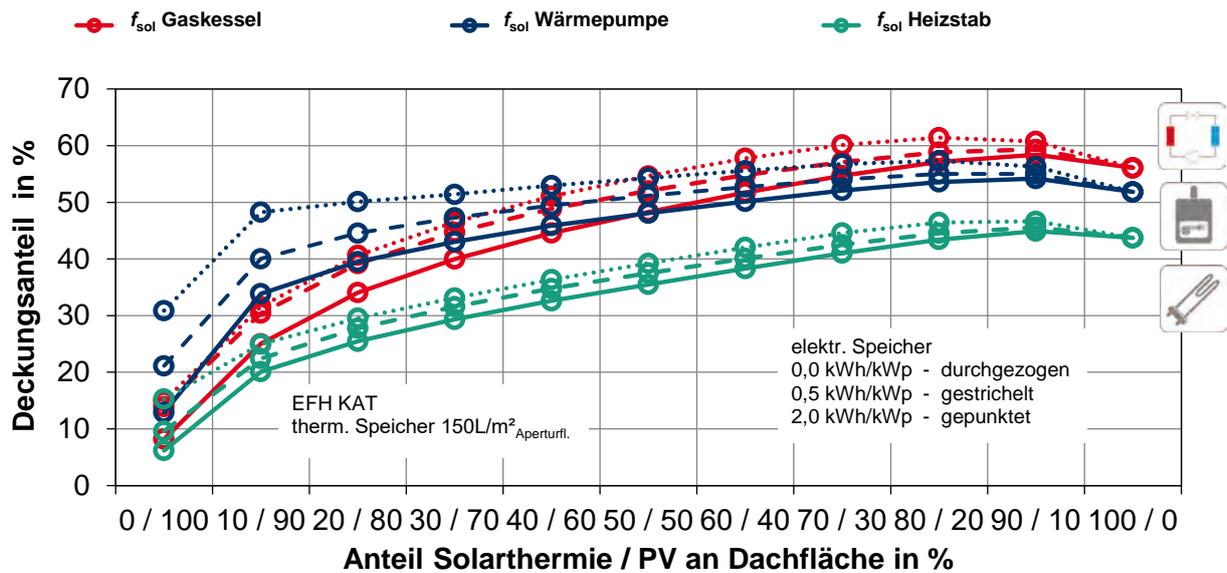


Abbildung G. 18: EFH KAT: Gesamt solarer Deckungsanteile: f_{sol} am jährlichen Energieverbrauch in Abhängigkeit der Konzeptvariante

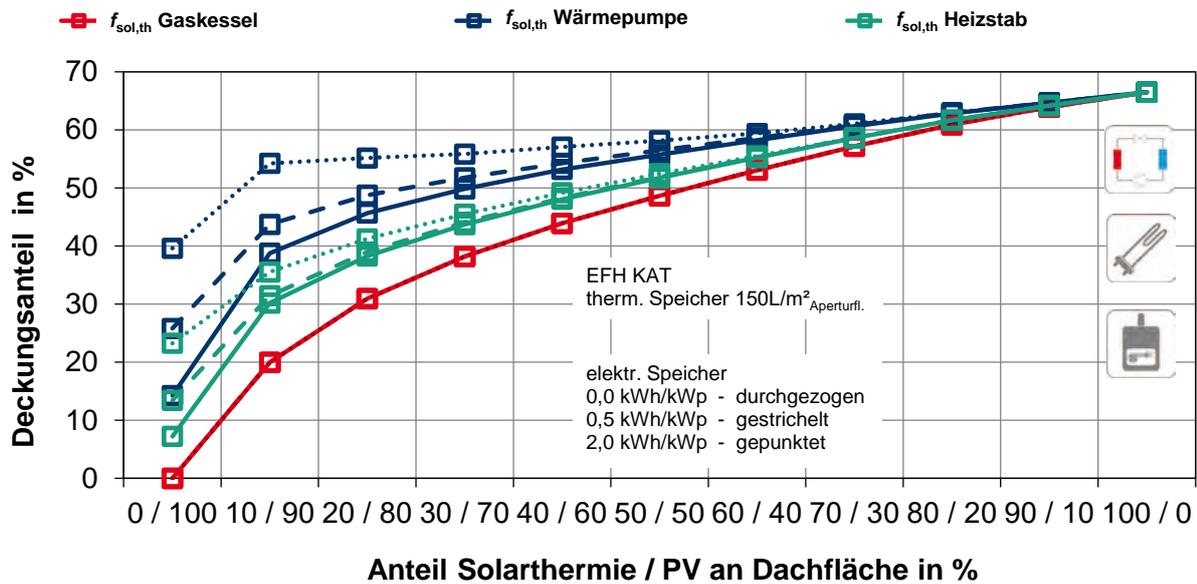


Abbildung G. 19: EFH KAT: Solar thermische Deckungsanteile $f_{sol,th}$ an der Wärmebereitstellung in Abhängigkeit der Konzeptvariante

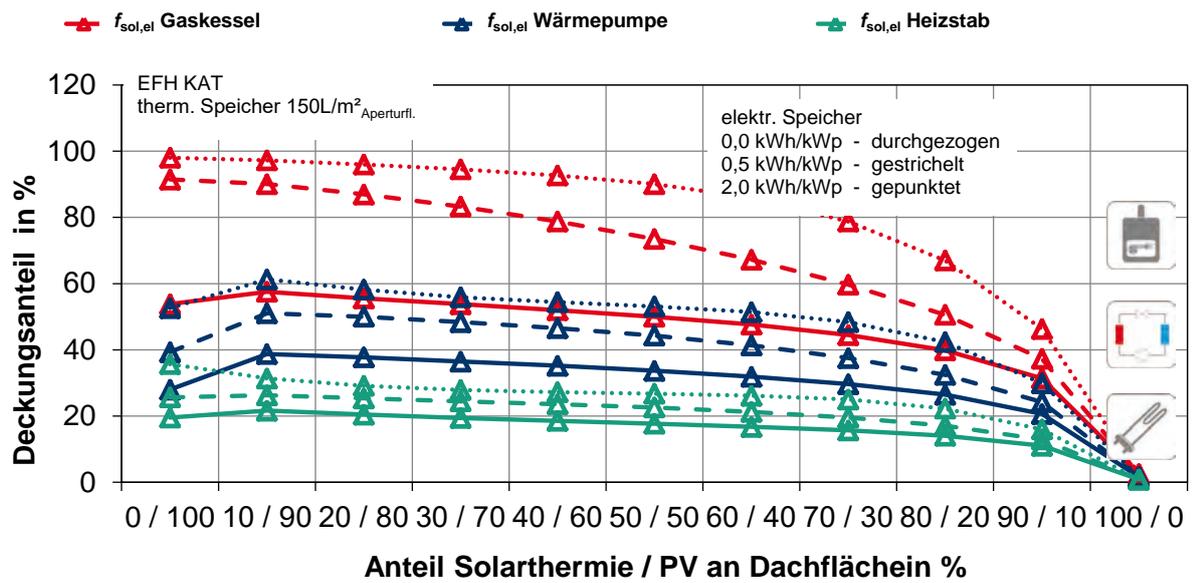


Abbildung G. 20: EFH KAT: Solar elektrische Deckungsanteile $f_{sol,el}$ am jährlichen Stromverbrauch in Abhängigkeit der Konzeptvariante

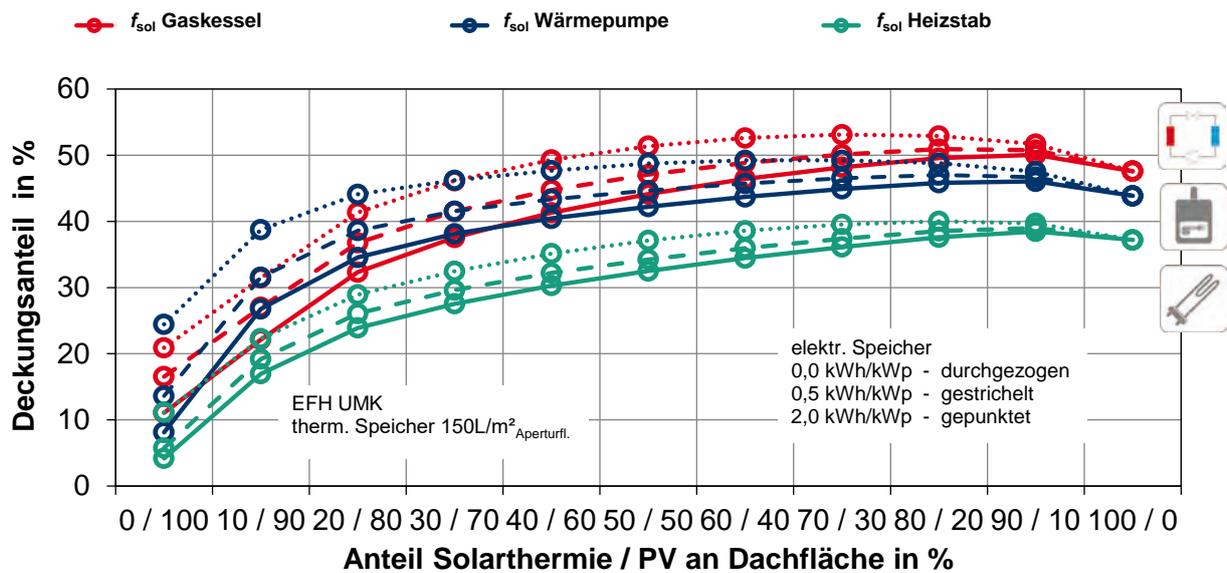


Abbildung G. 21: EFH UMK: Gesamt solarer Deckungsanteile: f_{sol} am jährlichen Energieverbrauch in Abhängigkeit der Konzeptvariante

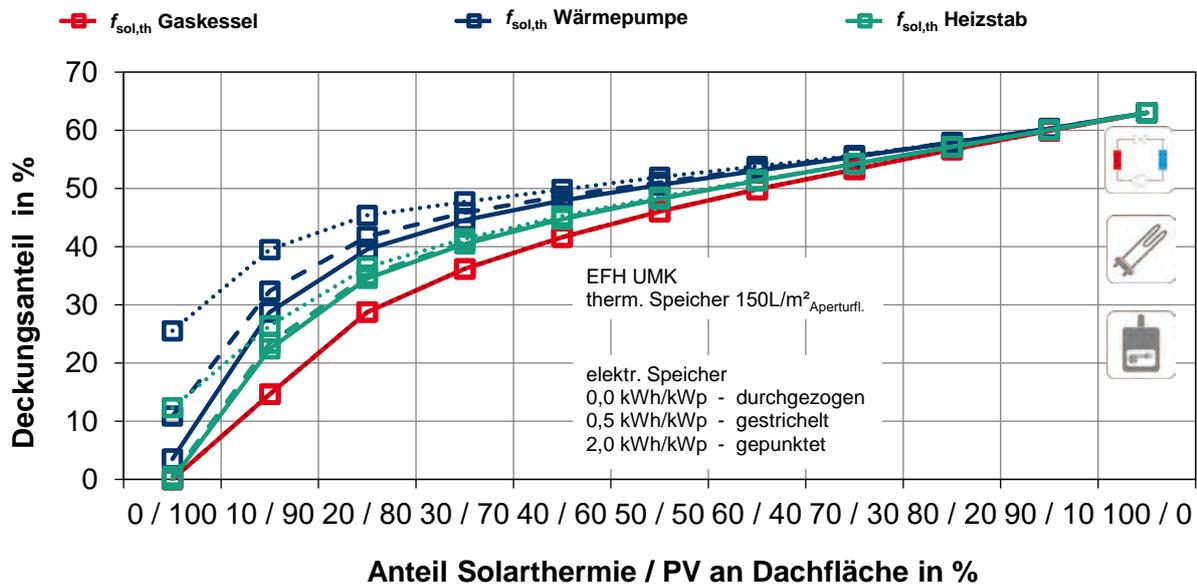


Abbildung G. 22: EFH UMK: Solar thermische Deckungsanteile $f_{sol,th}$ an der Wärmebereitstellung in Abhängigkeit der Konzeptvariante

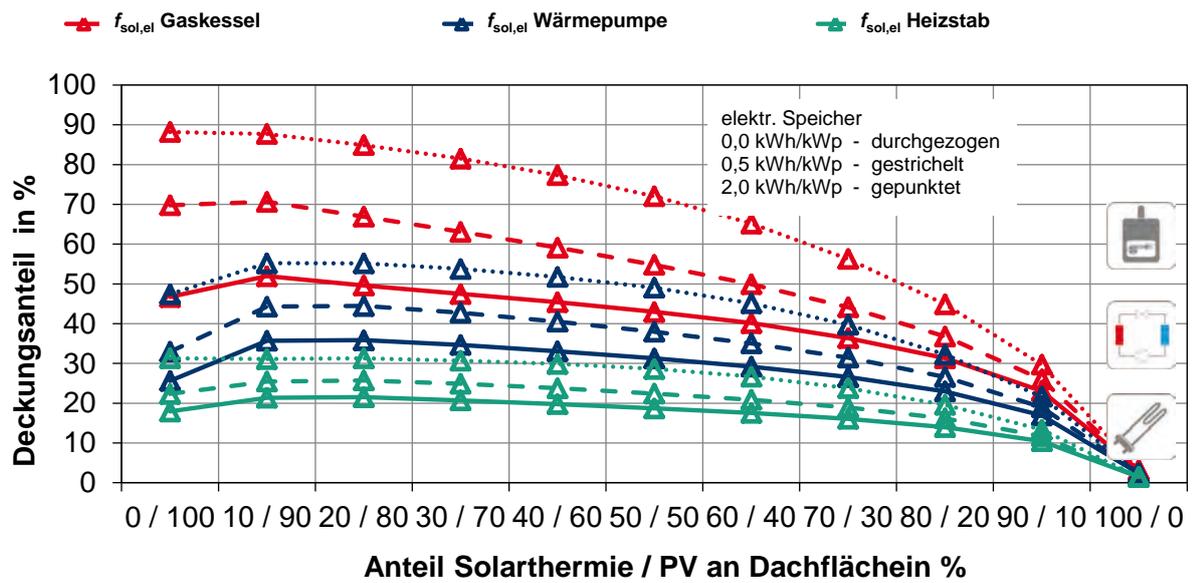


Abbildung G. 23: EFH UMK: Solar elektrische Deckungsanteile $f_{sol,el}$ am jährlichen Stromverbrauch in Abhängigkeit der Konzeptvariante

G.2.2. CO₂-Emissionen

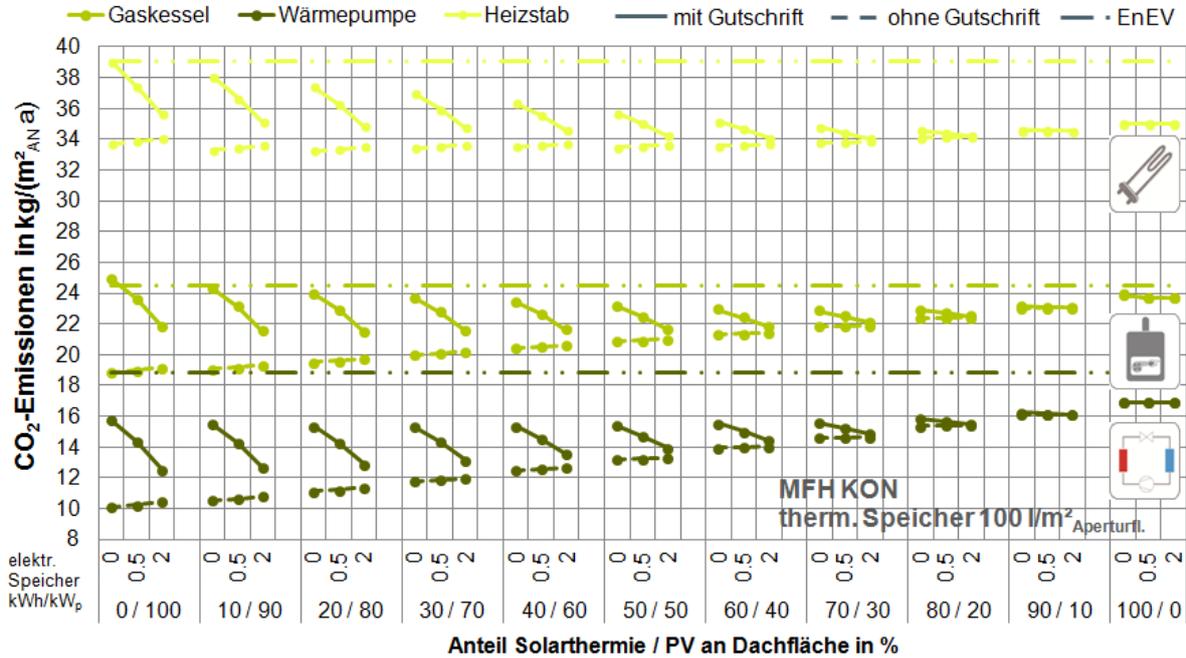


Abbildung G. 24: MFH KON: spez. CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Konzeptvariante während des Betriebes

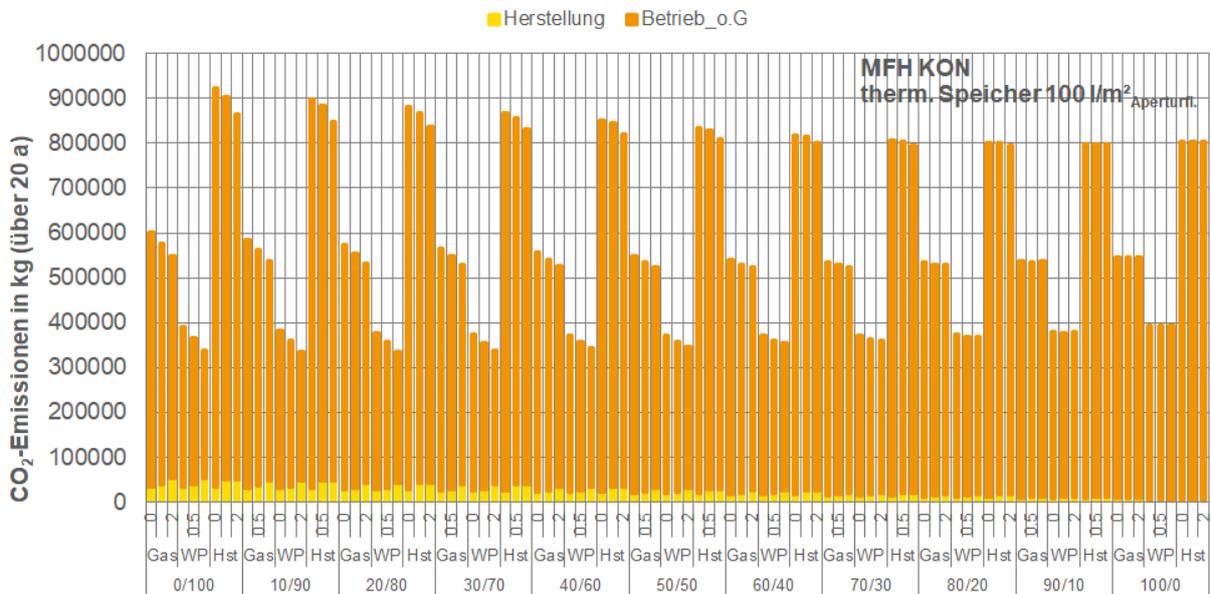


Abbildung G. 25: MFH KON: CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Konzeptvariante bezogen auf den Lebenszyklus, Einfluss / Anteile aus Herstellung und Betrieb

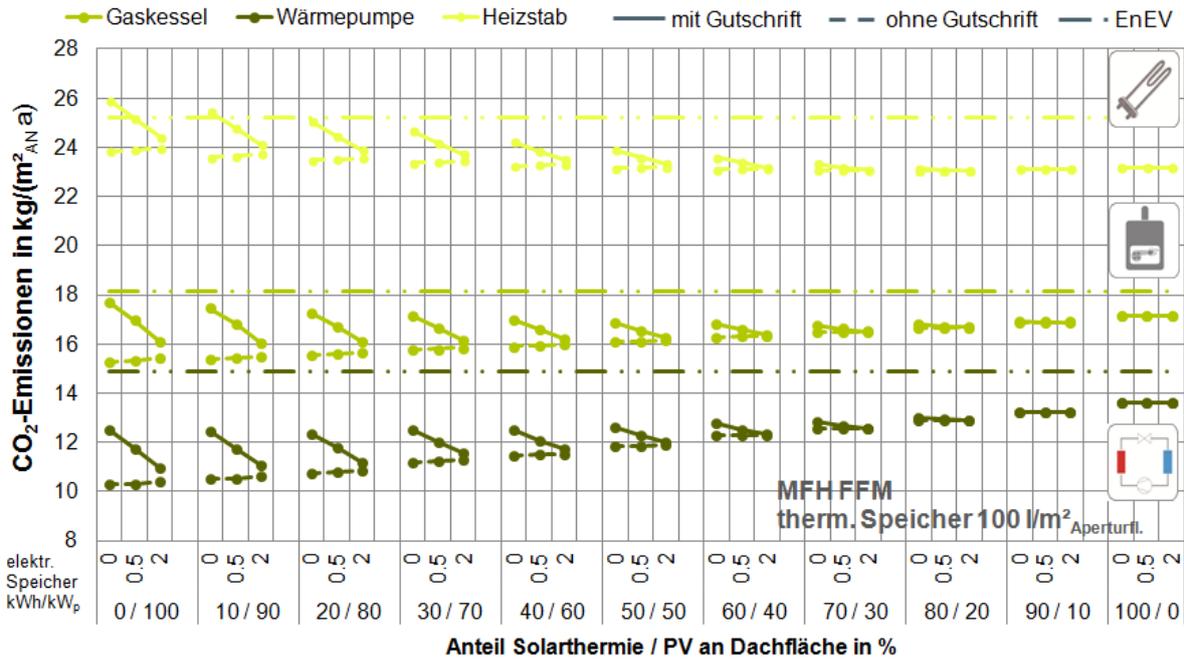


Abbildung G. 26: MFH FFM: spez. CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Konzeptvariante während des Betriebes

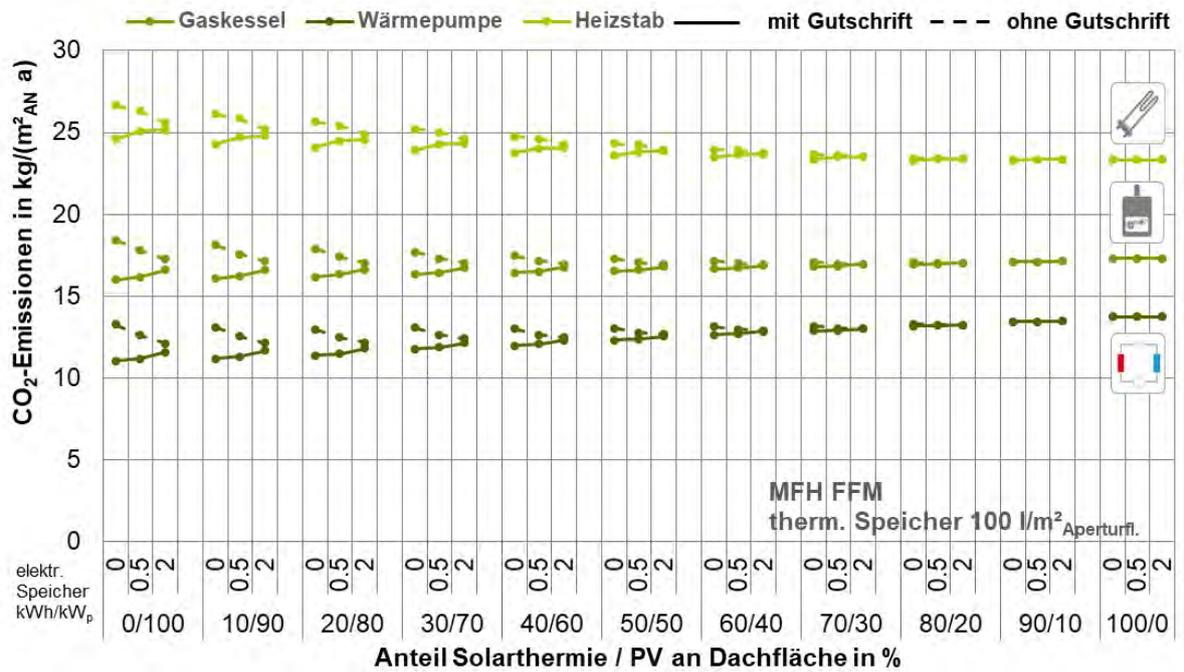


Abbildung G. 27: MFH FFM: spez. CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Konzeptvariante bezogen auf den Lebenszyklus

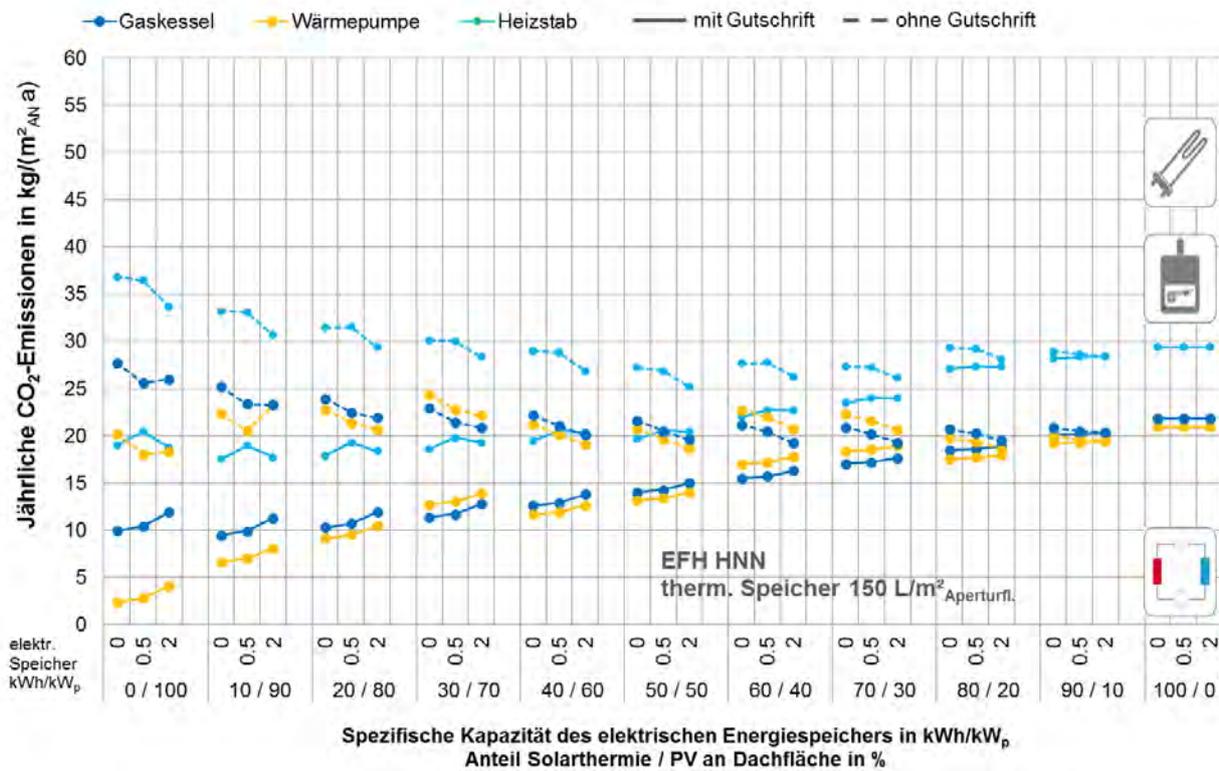


Abbildung G. 28: EFH HNN: spez. CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Konzeptvariante bezogen auf ein Jahr über den gesamten Lebenszyklus von 20 Jahren

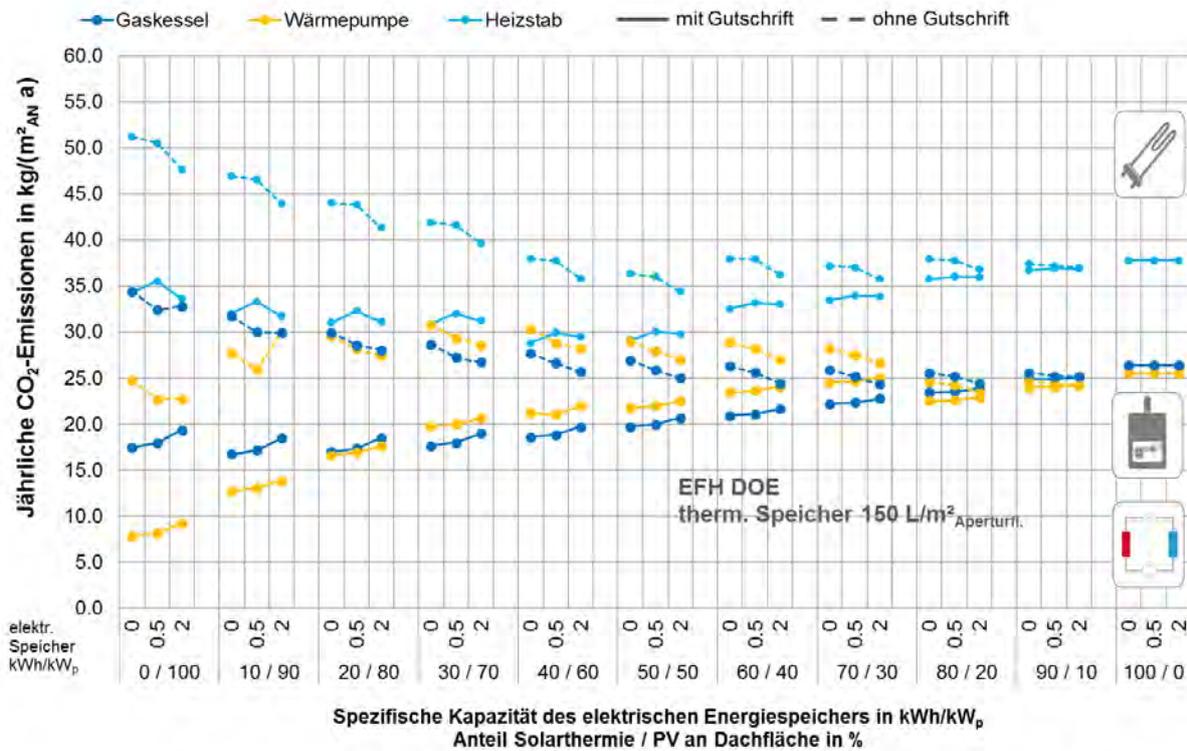


Abbildung G. 29: EFH DOE spez. CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Konzeptvariante bezogen auf ein Jahr über den gesamten Lebenszyklus von 20 Jahren

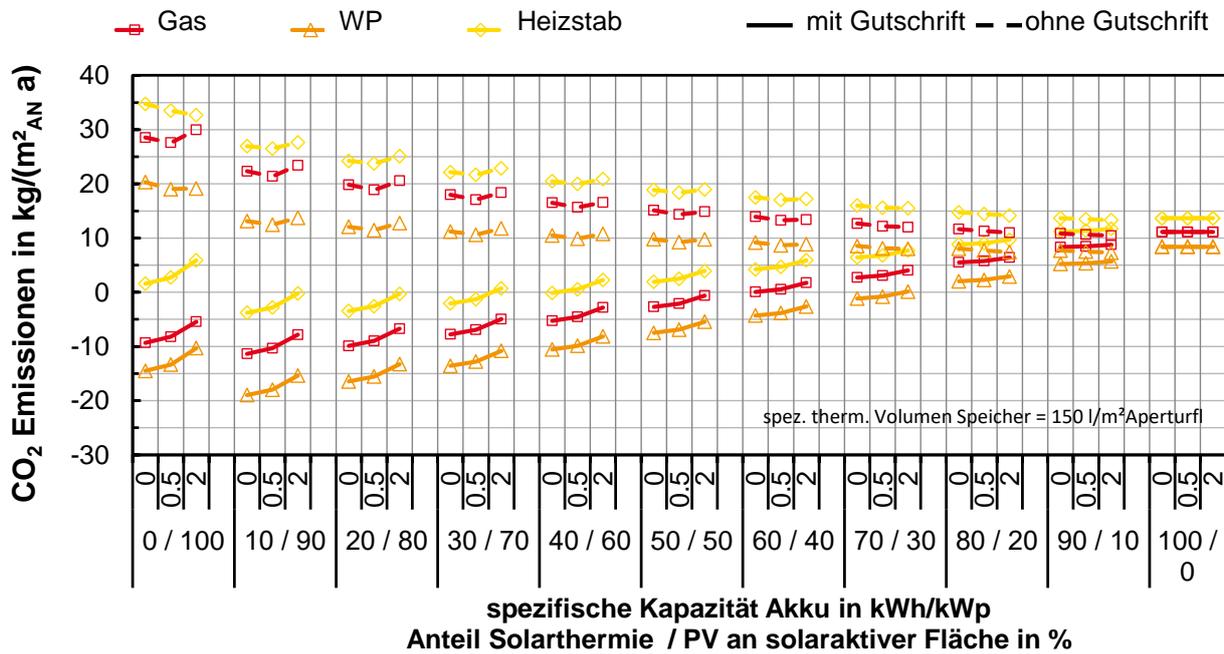


Abbildung G. 30: EFHKAT: spez. CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Konzeptvariante bezogen auf den Lebenszyklus

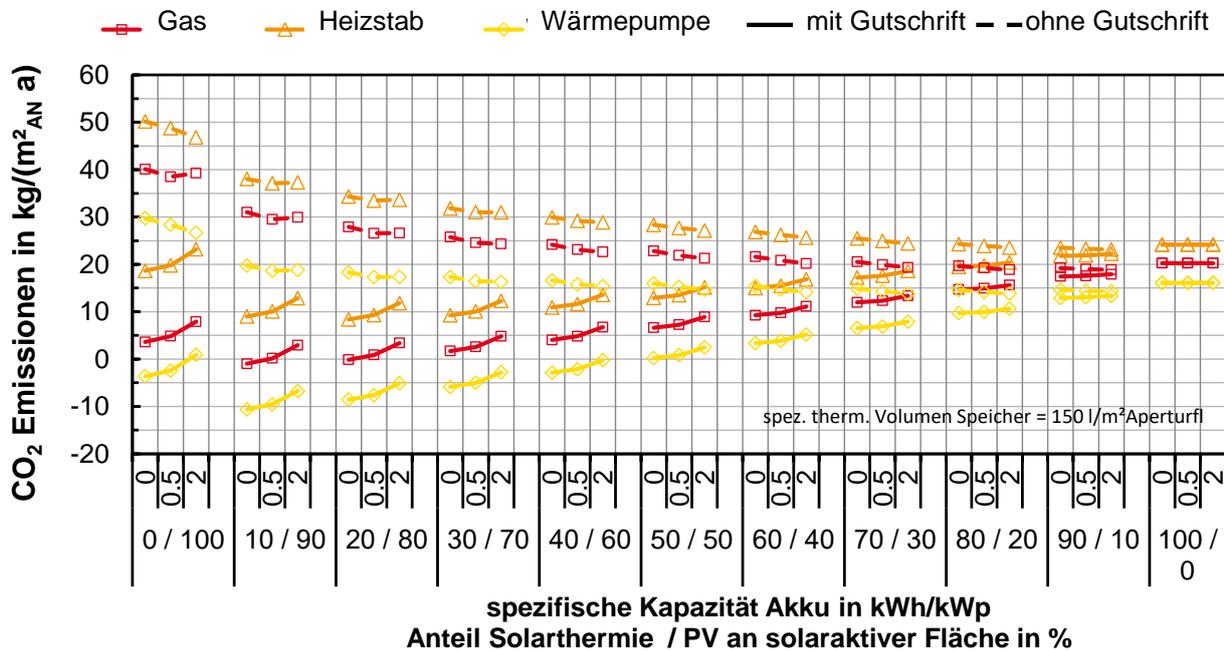


Abbildung G. 31: EFH UMK: spez. CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Konzeptvariante bezogen auf den Lebenszyklus

G.2.3. Primärenergiebedarf

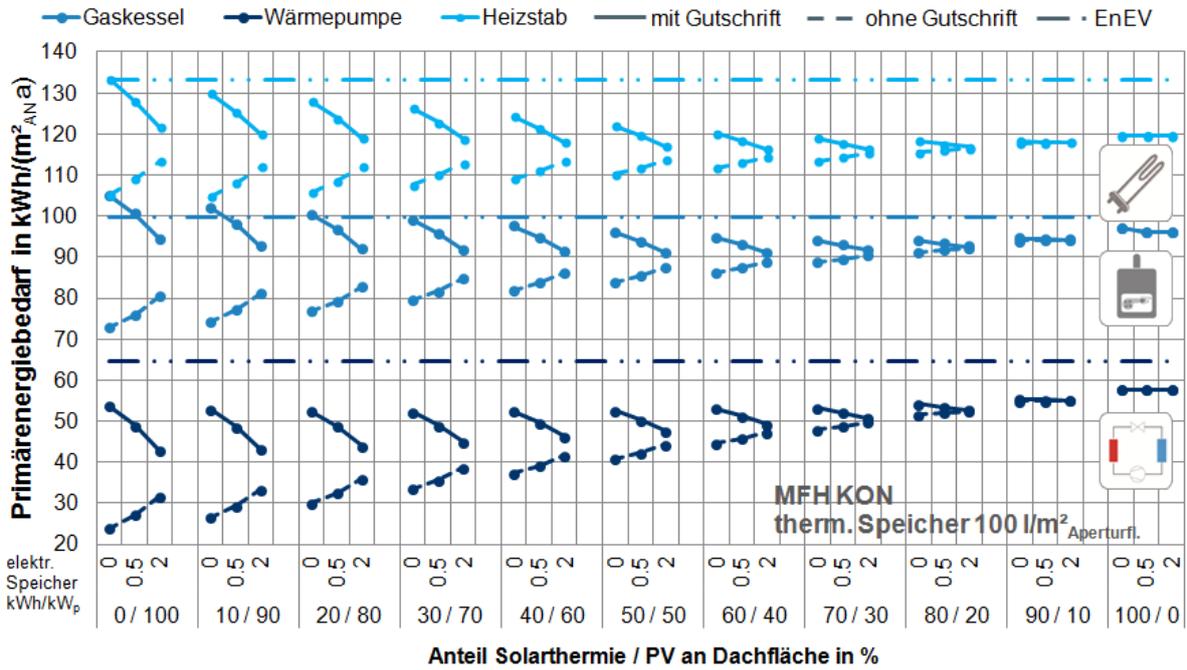


Abbildung G. 32: MFH KON: spez. Primärenergiebedarf in Abhängigkeit der Konzeptvariante während des Betriebes

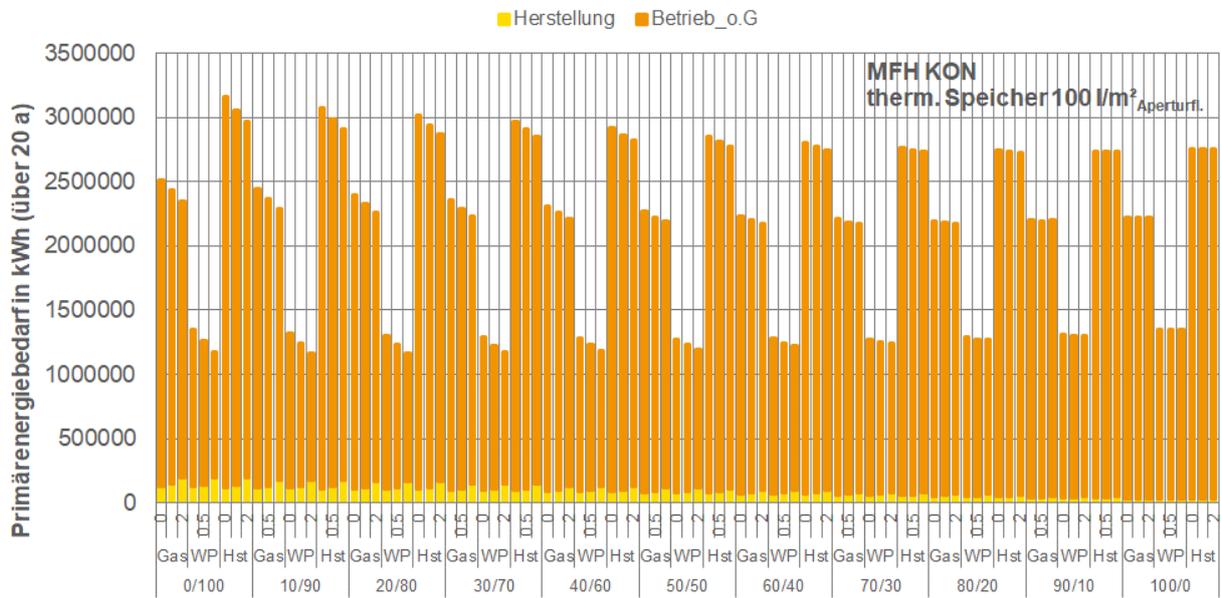


Abbildung G. 33: MFH KON: Primärenergiebedarf in Abhängigkeit der Konzeptvariante bezogen auf den Lebenszyklus, Einfluss / Anteile aus Herstellung und Betrieb

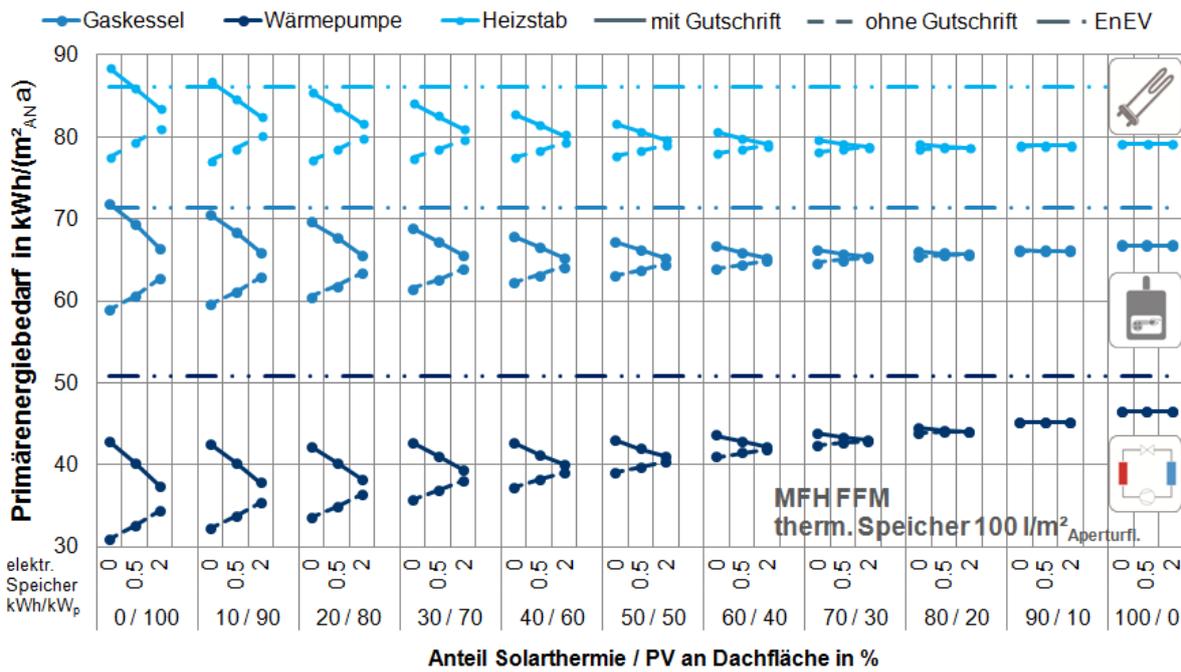


Abbildung G. 34: MFH FFM: spez. Primärenergiebedarf in Abhängigkeit der Konzeptvariante während des Betriebes

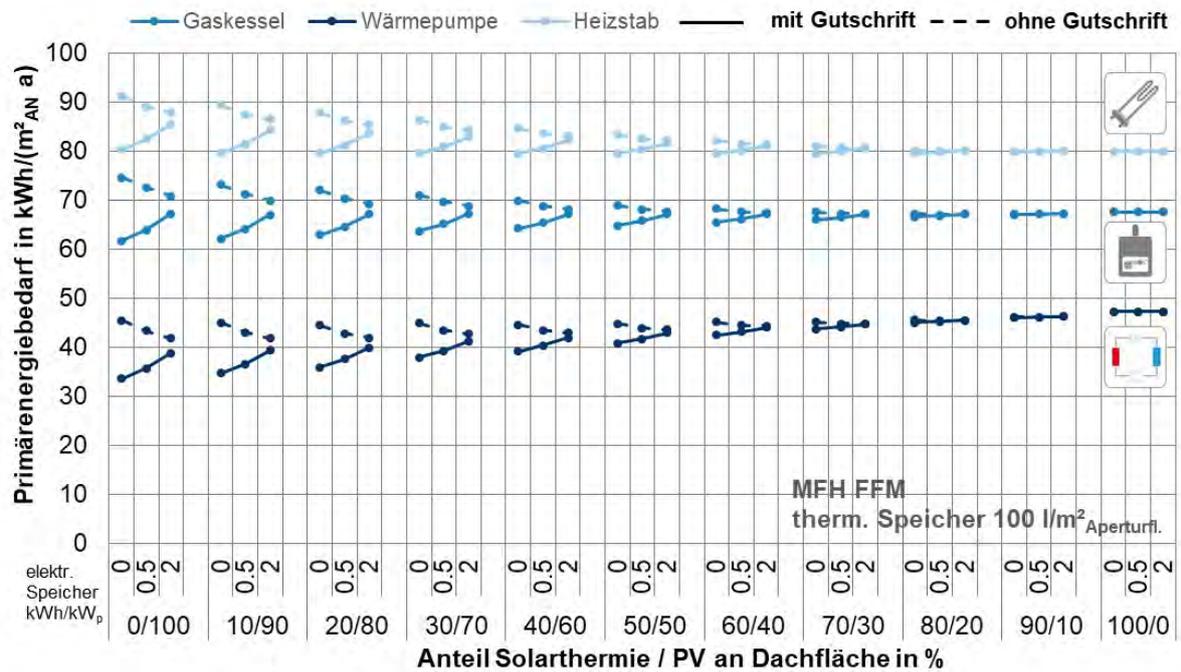


Abbildung G. 35: MFH FFM: spez. Primärenergiebedarf in Abhängigkeit der Konzeptvariante bezogen auf den Lebenszyklus

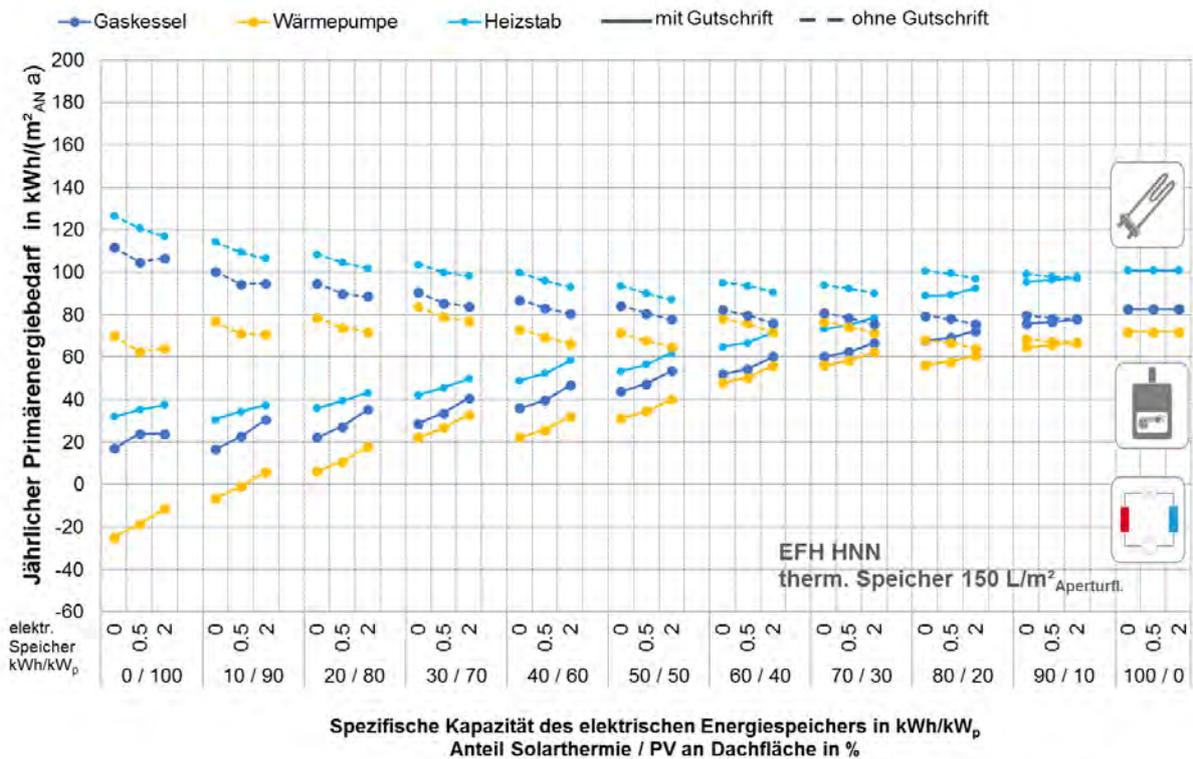


Abbildung G. 36: EFH HNN: spez. Primärenergiebedarf in Abhängigkeit der Konzeptvariante bezogen auf den Lebenszyklus

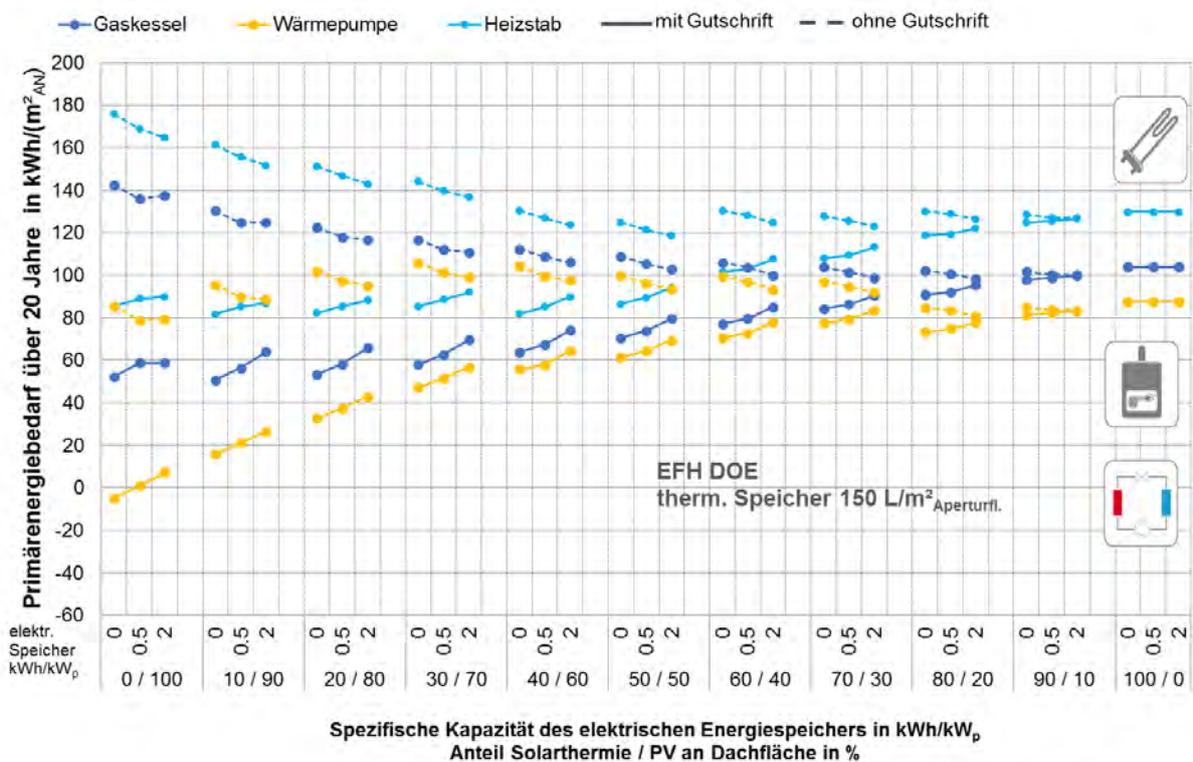


Abbildung G. 37: EFH DOE: spez. Primärenergiebedarf in Abhängigkeit der Konzeptvariante bezogen auf den Lebenszyklus

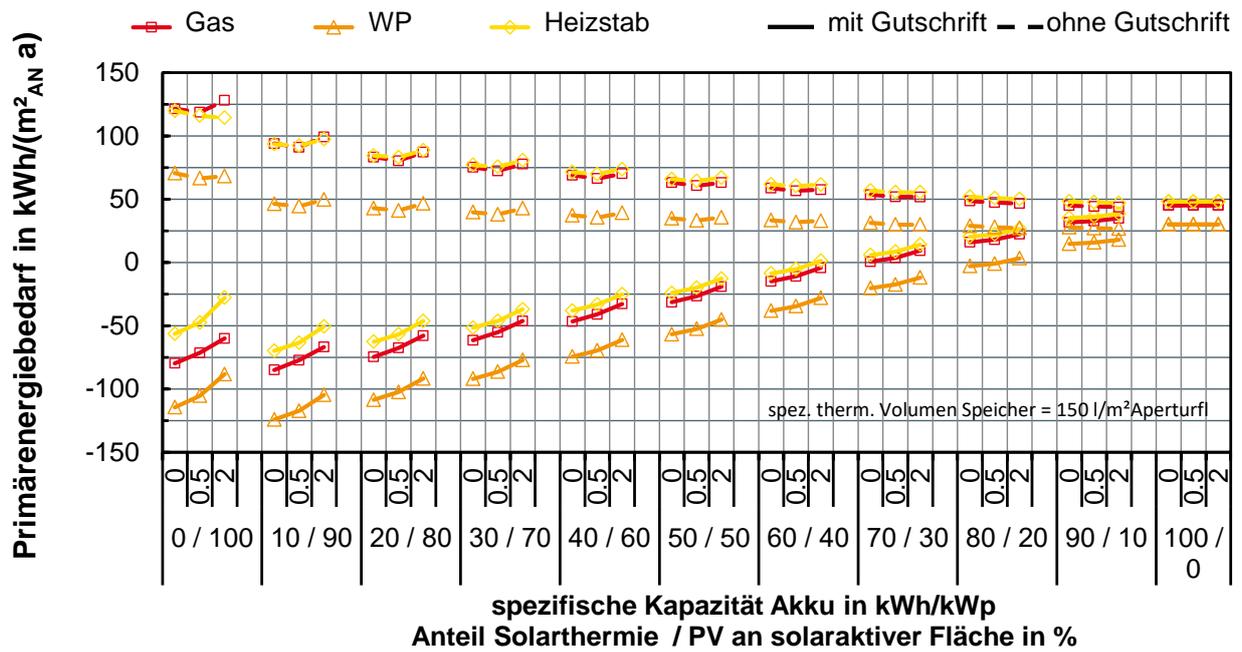


Abbildung G. 38: EFH KAT: spez. Primärenergiebedarf in Abhängigkeit der Konzeptvariante bezogen auf den Lebenszyklus

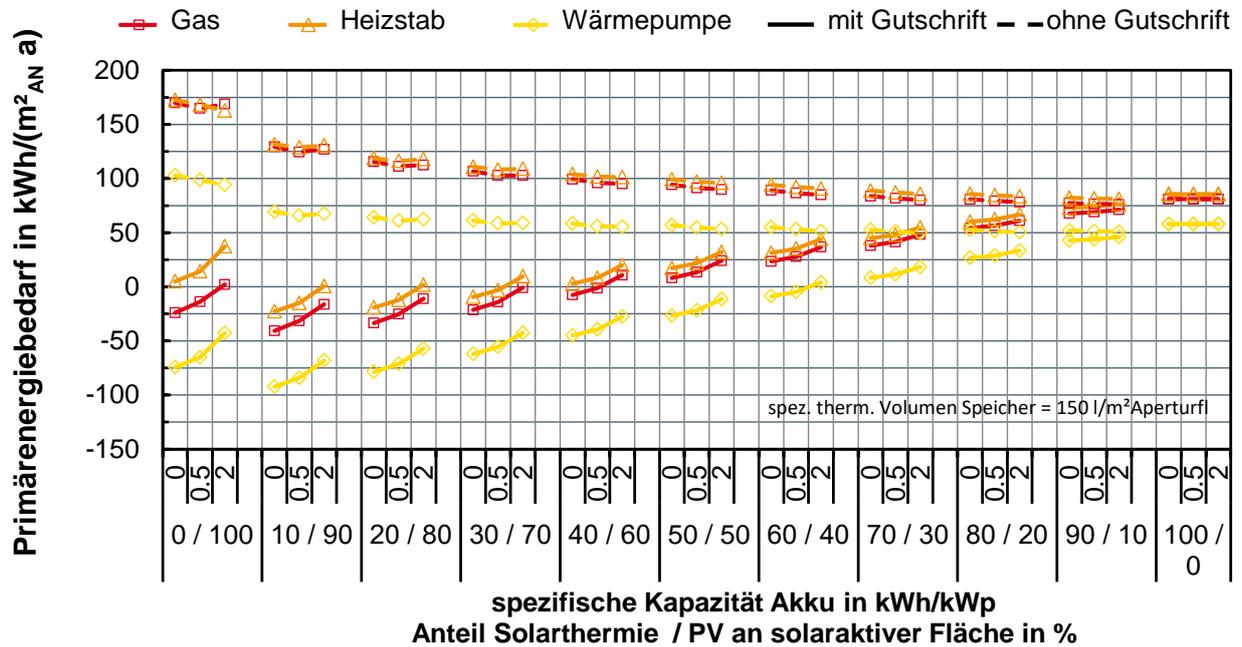


Abbildung G. 39: EFH UMK: spez. Primärenergiebedarf in Abhängigkeit der Konzeptvariante bezogen auf den Lebenszyklus

G.2.4. Jahresgesamtkosten

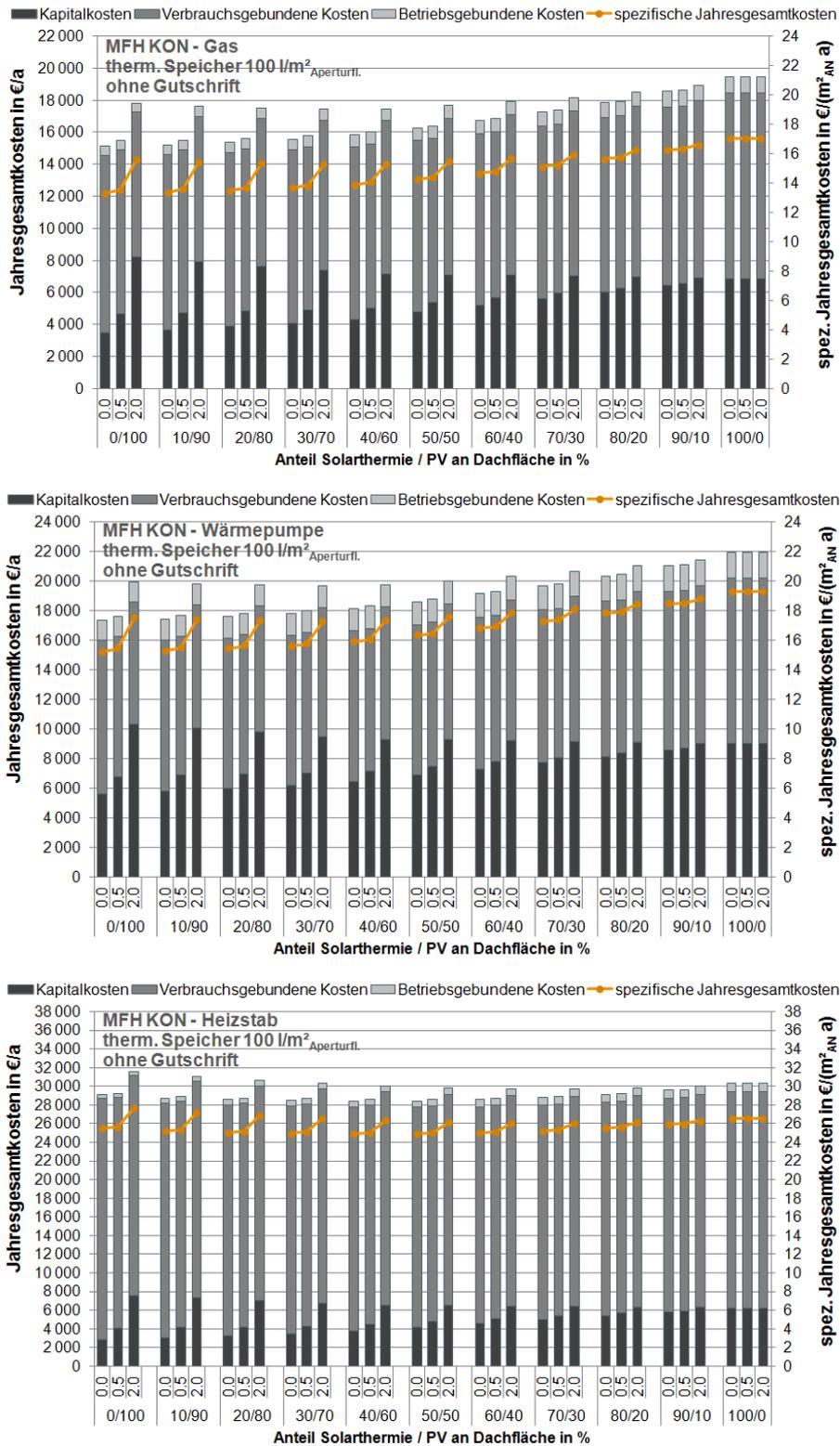


Abbildung G. 40: MFH KON: Jahresgesamtkosten in Abhängigkeit der Konzeptvariante – Gaskessel oben, Wärmepumpe Mitte und Heizstab unten

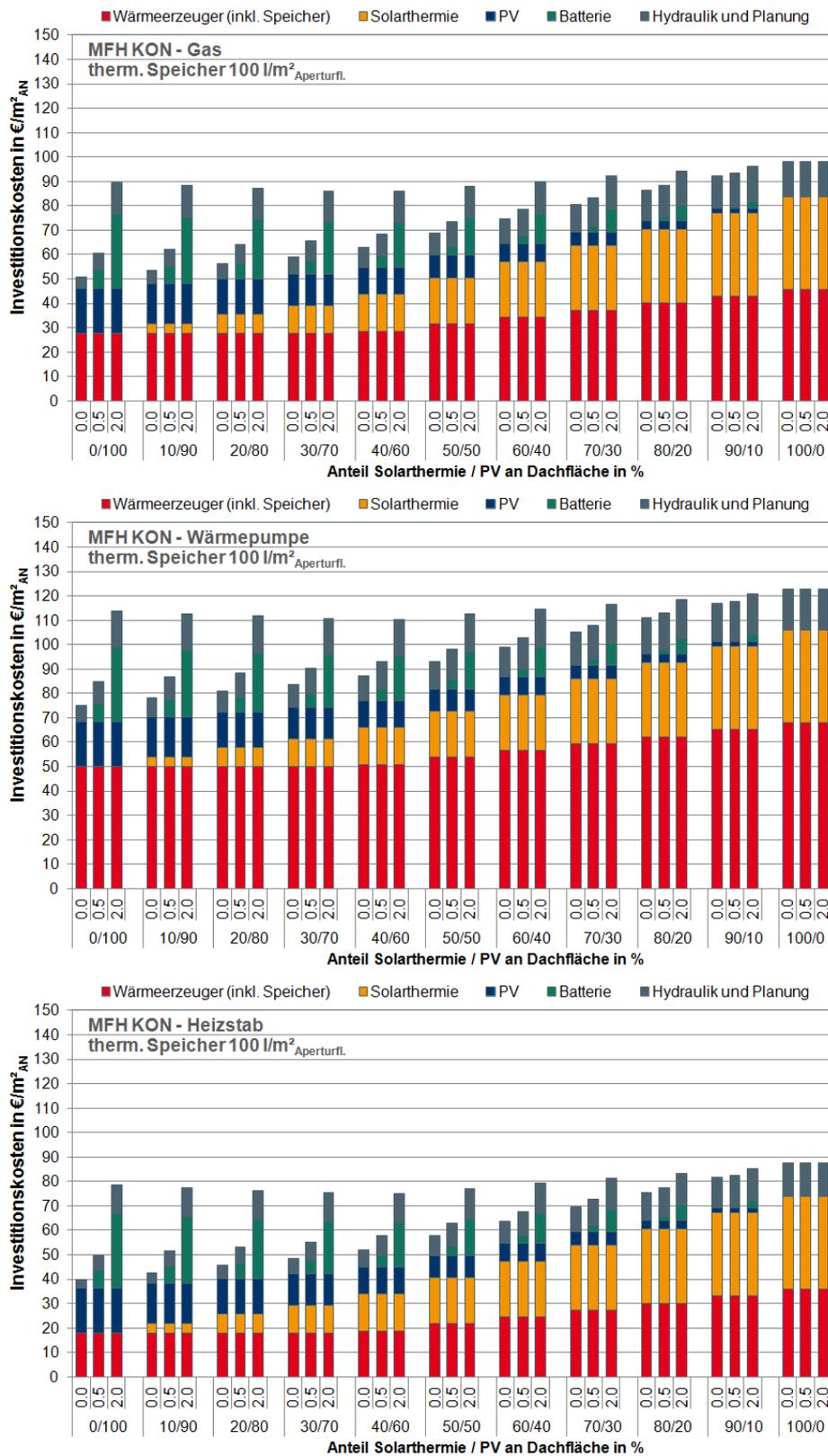


Abbildung G. 41: MFH KON: spez. Investitionskosten in Abhängigkeit der Konzeptvariante – Gaskessel oben, Wärmepumpe Mitte und Heizstab unten

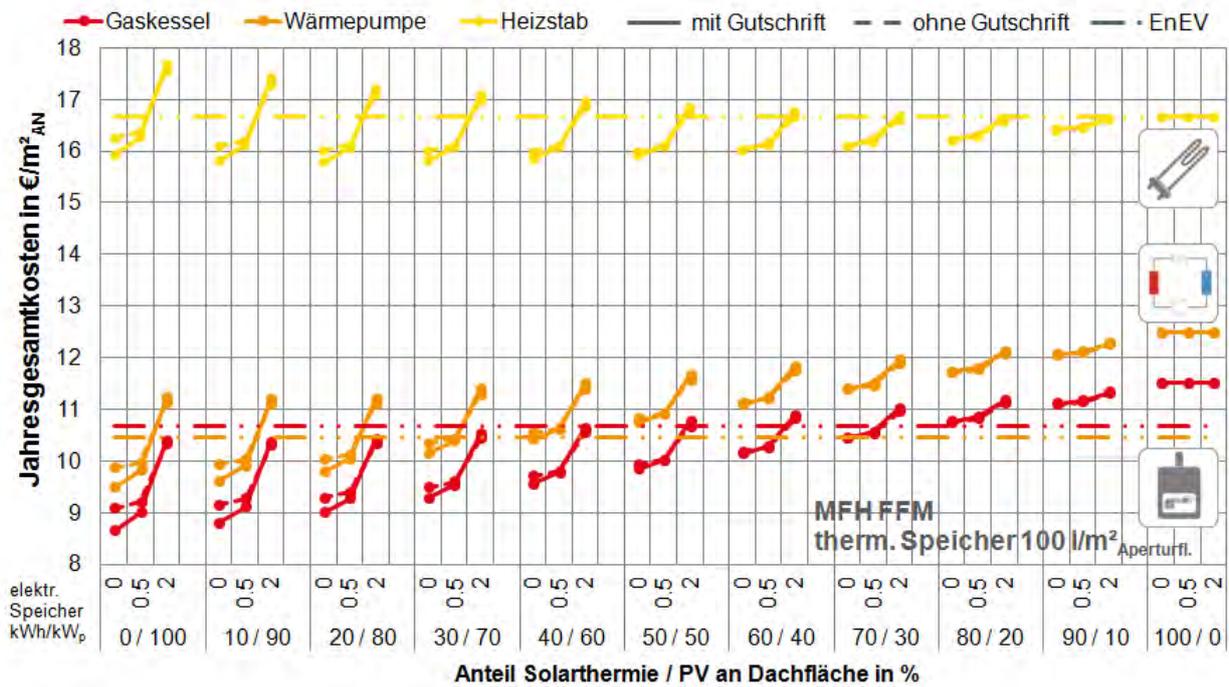


Abbildung G. 42: MFH FFM: spez. Jahresgesamtkosten in Abhängigkeit der Konzeptvariante

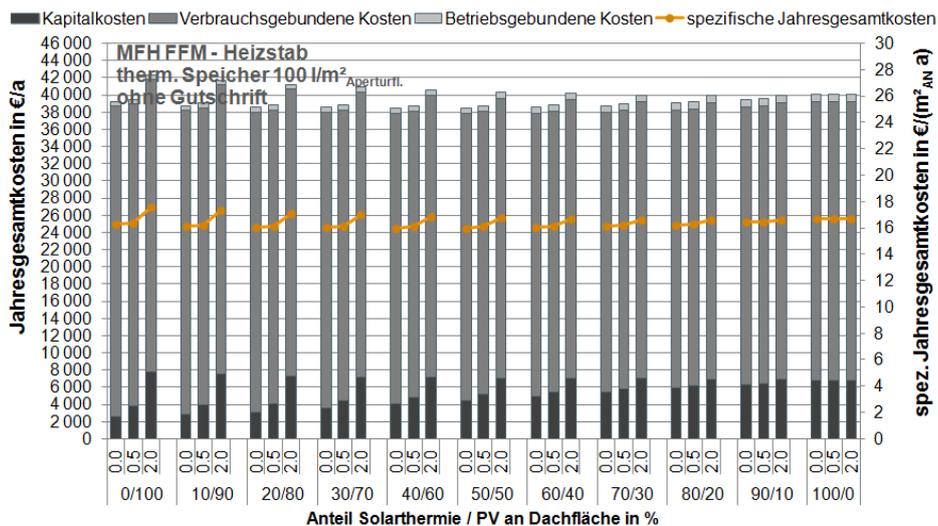
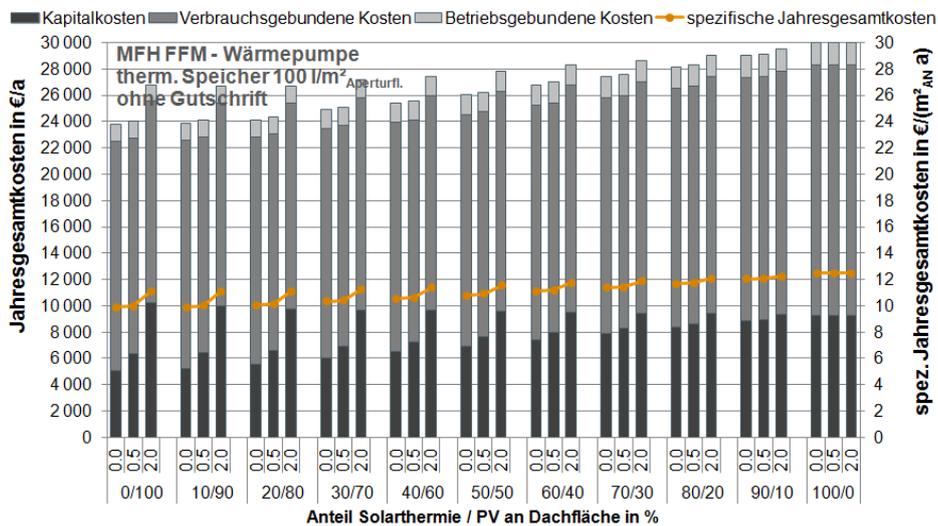
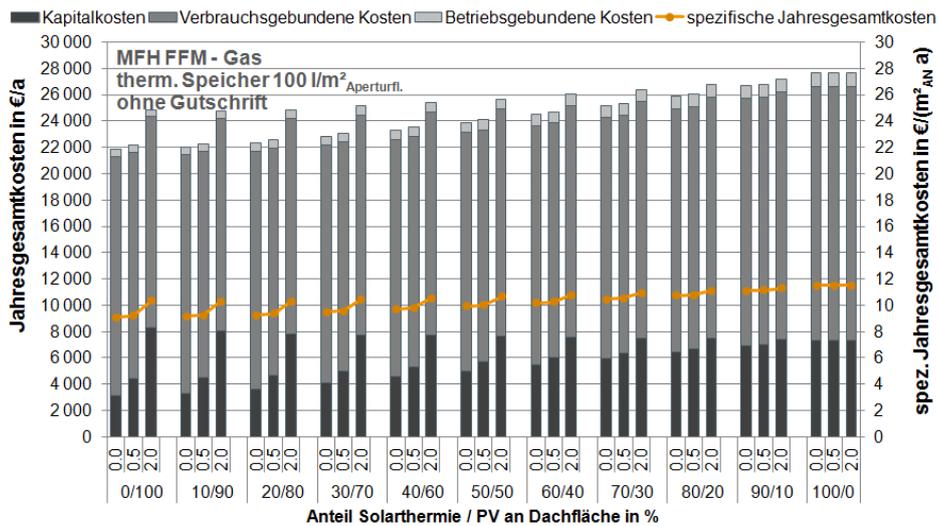


Abbildung G. 43: MFH FFM: Jahresgesamtkosten in Abhängigkeit der Konzeptvariante – Gaskessel oben, Wärmepumpe Mitte und Heizstab unten

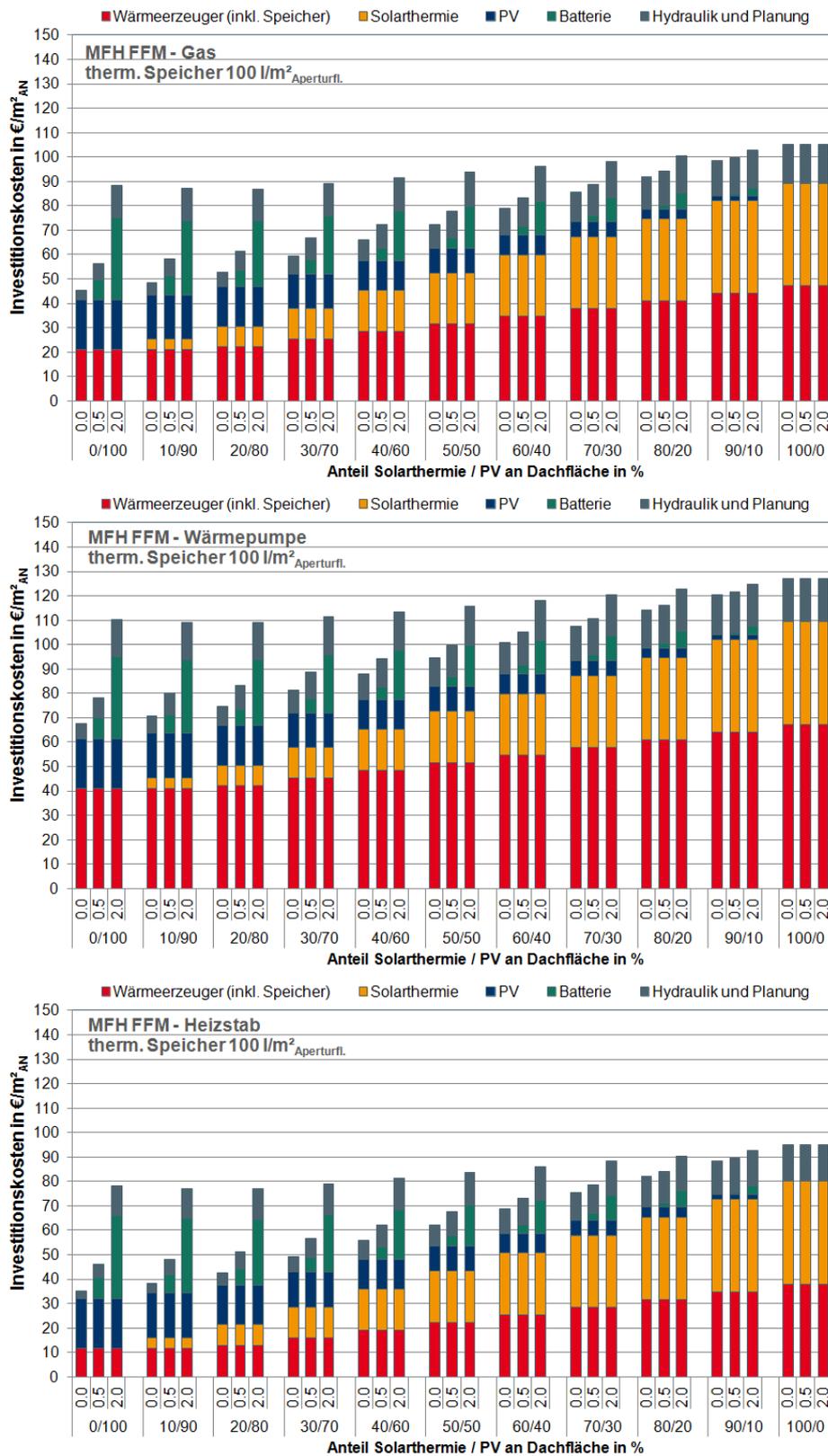


Abbildung G. 44: MFH FFM: spez. Investitionskosten in Abhängigkeit der Konzeptvariante – Gaskessel oben, Wärmepumpe Mitte und Heizstab unten

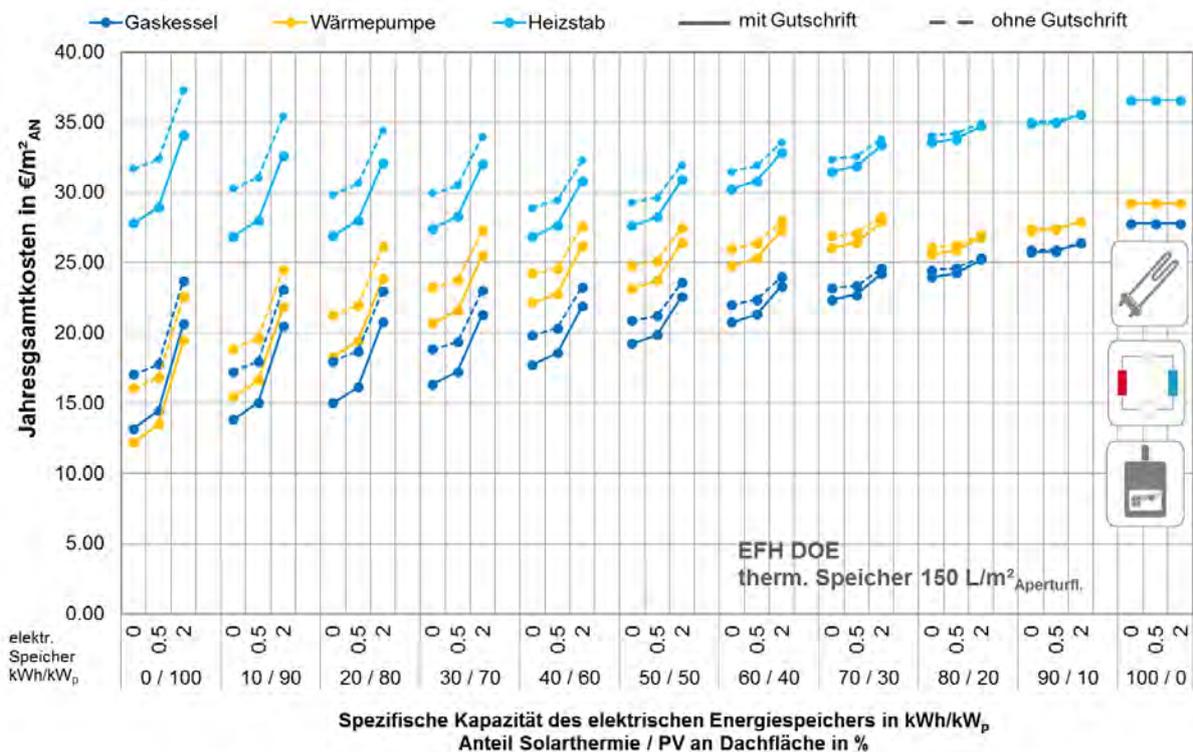


Abbildung G. 45: EFH DOE: spez. Jahresgesamtkosten in Abhängigkeit der Konzeptvariante

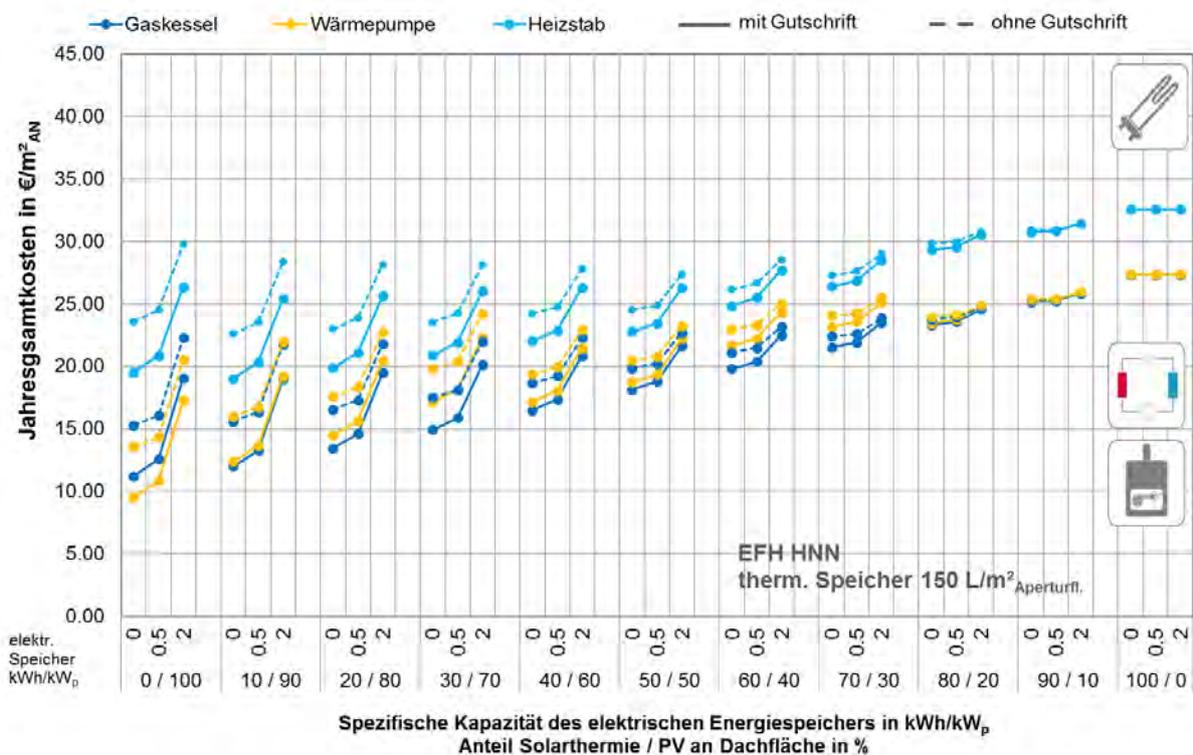


Abbildung G. 46: EFH HNN: spez. Jahresgesamtkosten in Abhängigkeit der Konzeptvariante

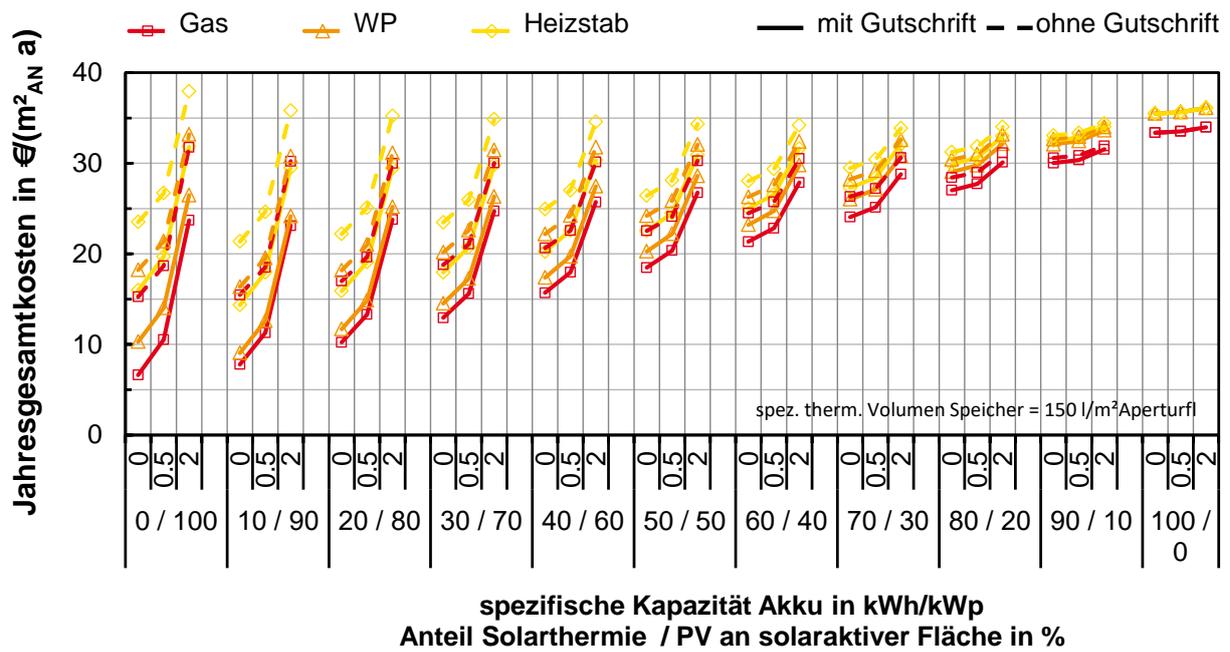


Abbildung G. 47: EFH KAT: spez. Jahresgesamtkosten in Abhängigkeit der Konzeptvariante

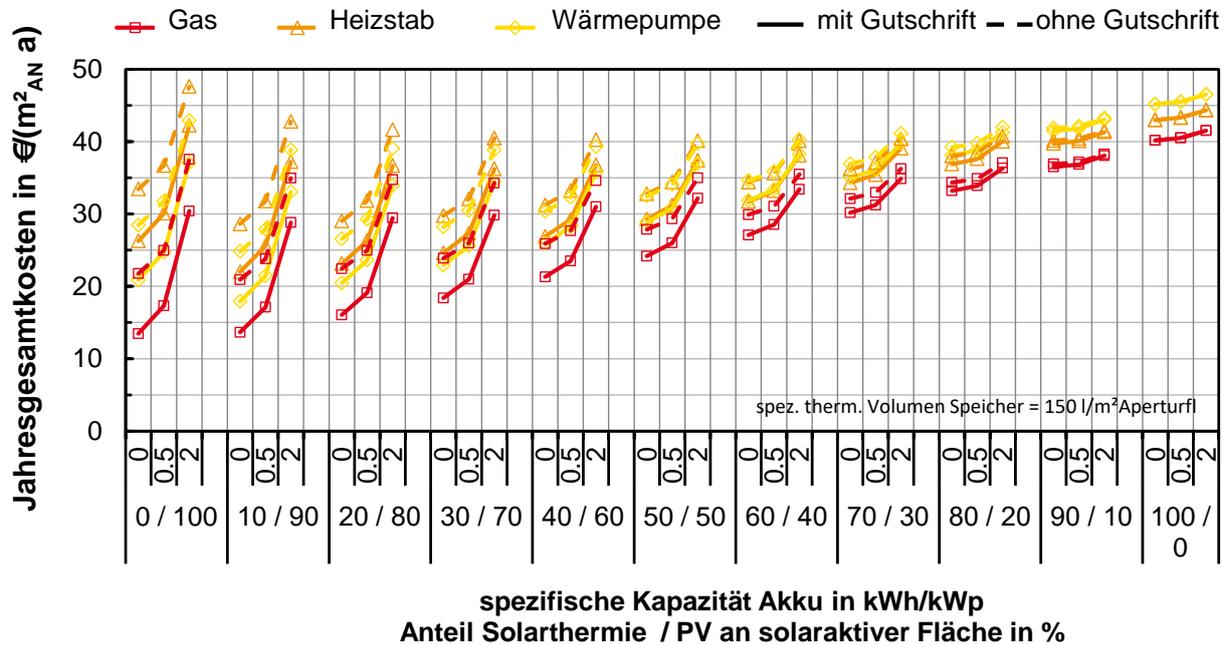


Abbildung G. 48: EFH UMK: spez. Jahresgesamtkosten in Abhängigkeit der Konzeptvariante

G.2.5. Gestehungskosten

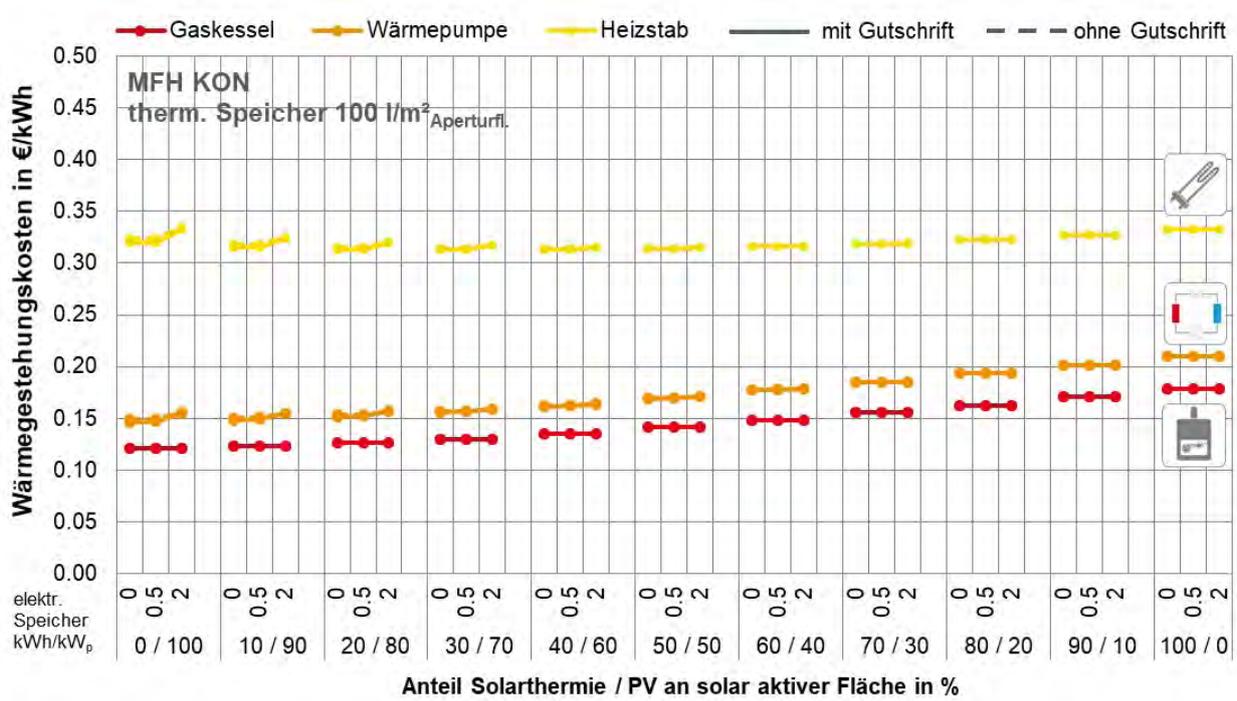


Abbildung G. 49: MFH KON: Gestehungskosten Wärme in Abhängigkeit der Konzeptvariante

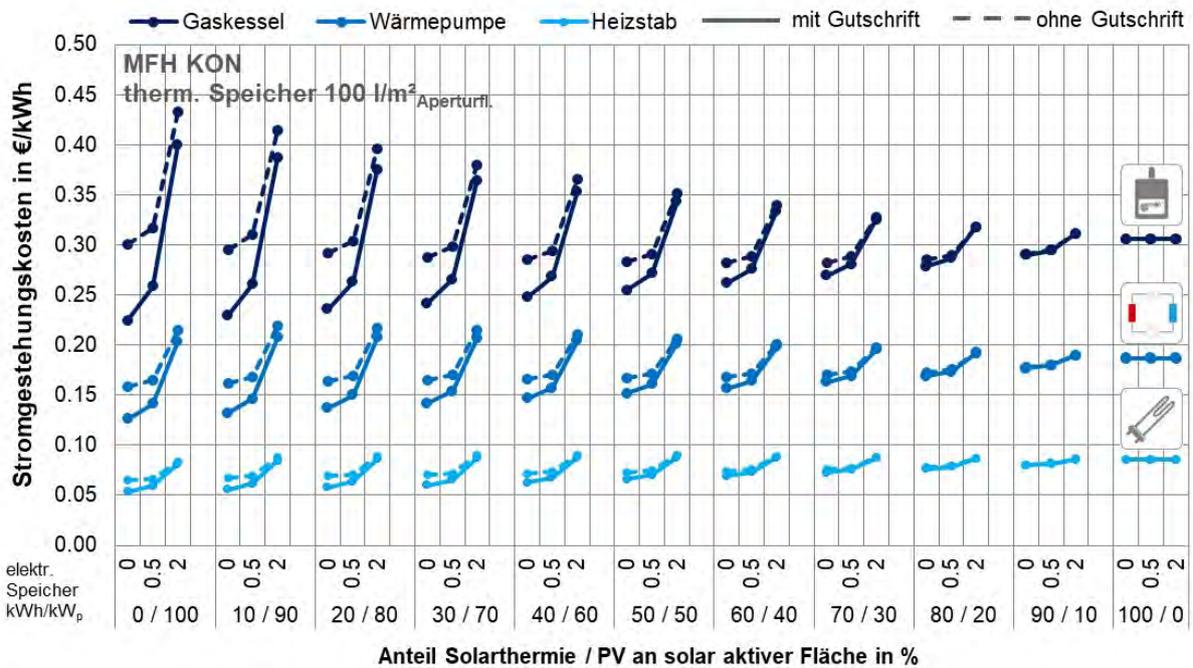


Abbildung G. 50: MFH KON: Gestehungskosten Strom in Abhängigkeit der Konzeptvariante

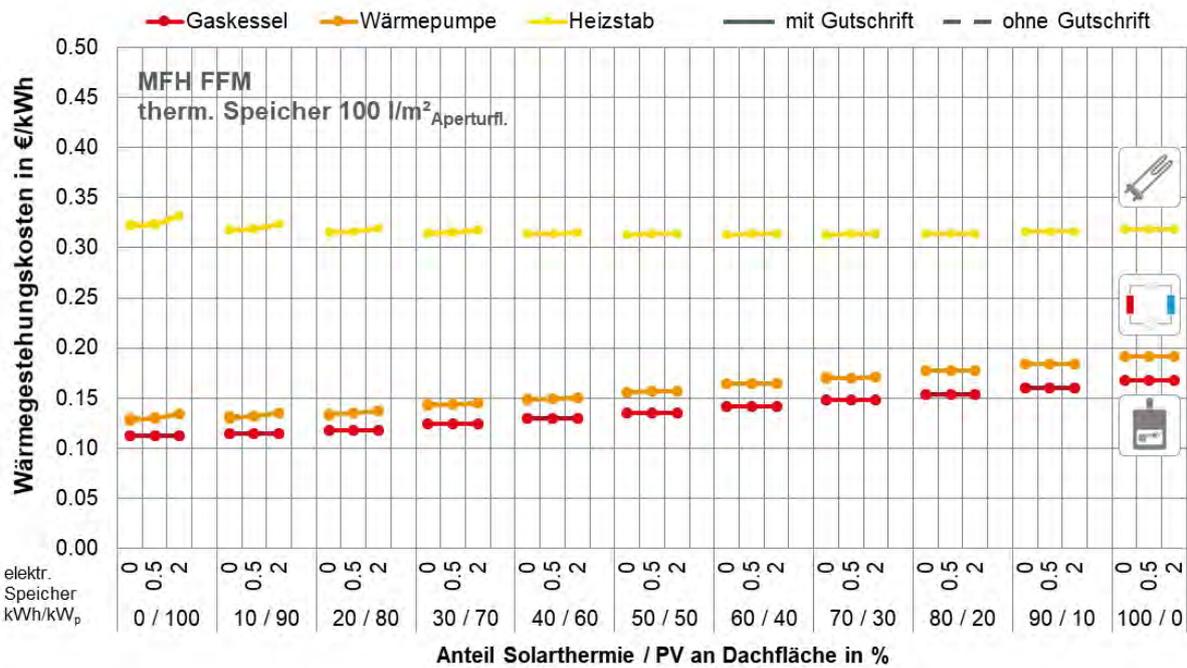


Abbildung G. 51: MFH FFM: Gestehungskosten Wärme in Abhängigkeit der Konzeptvariante

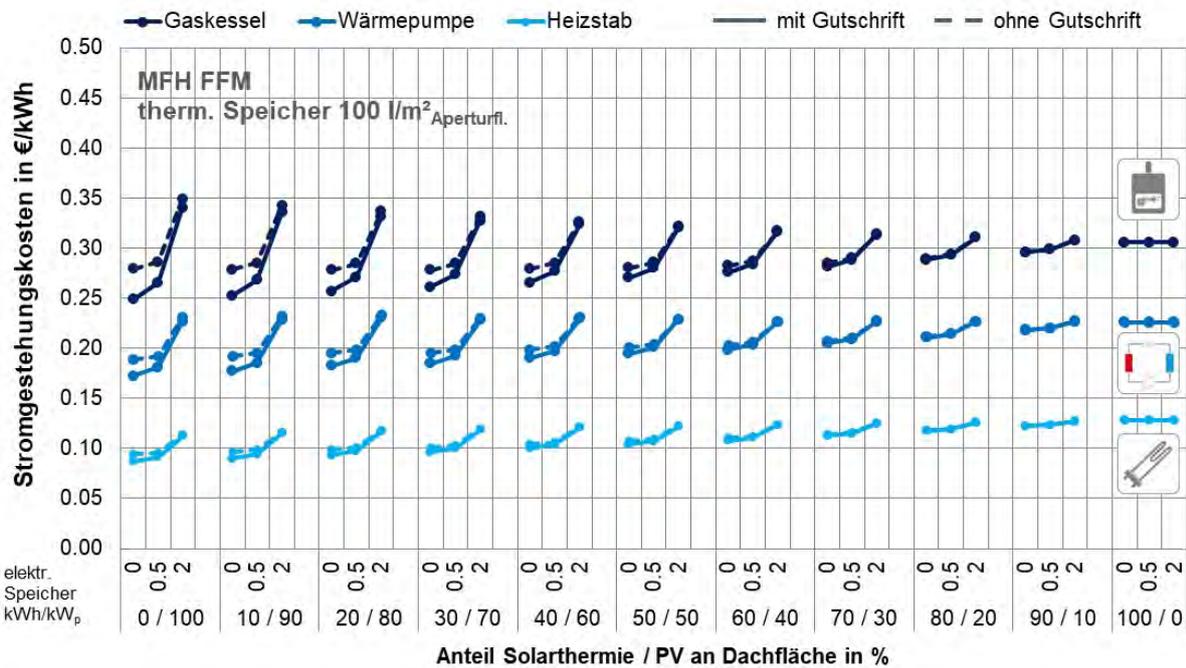


Abbildung G. 52: MFH FFM: Gestehungskosten Strom in Abhängigkeit der Konzeptvariante

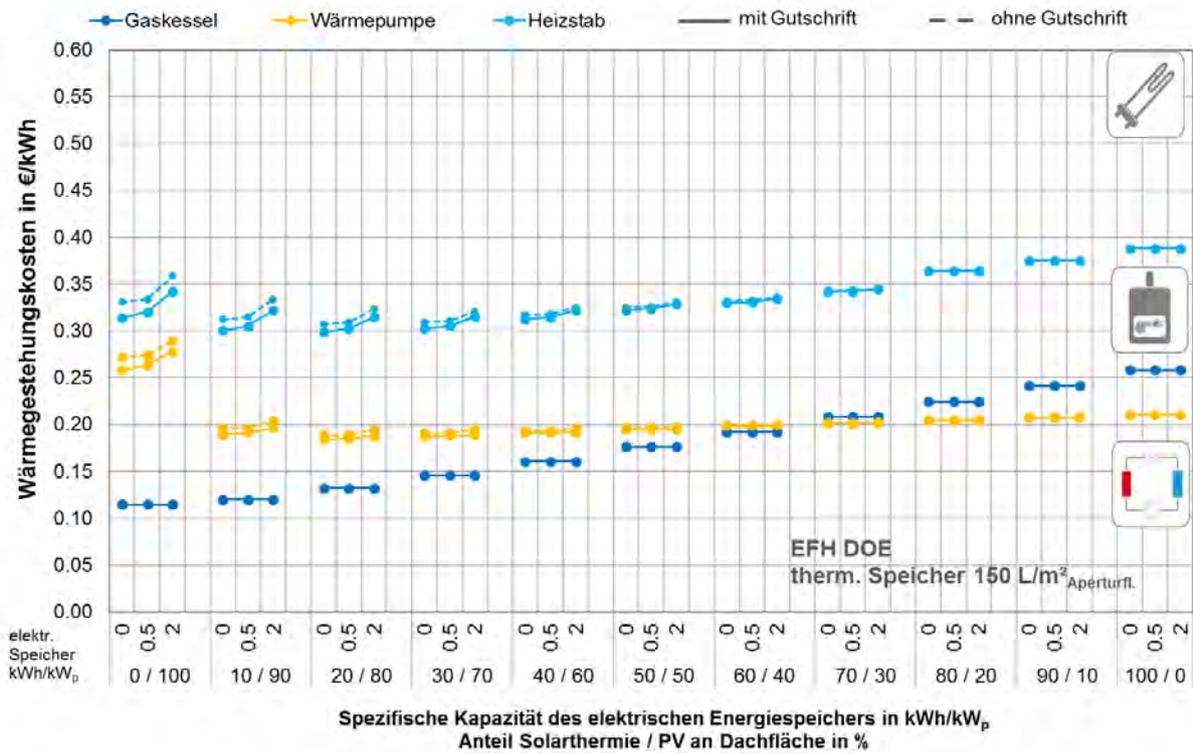


Abbildung G. 53: EFH DOE: Gestehungskosten Wärme in Abhängigkeit der Konzeptvariante

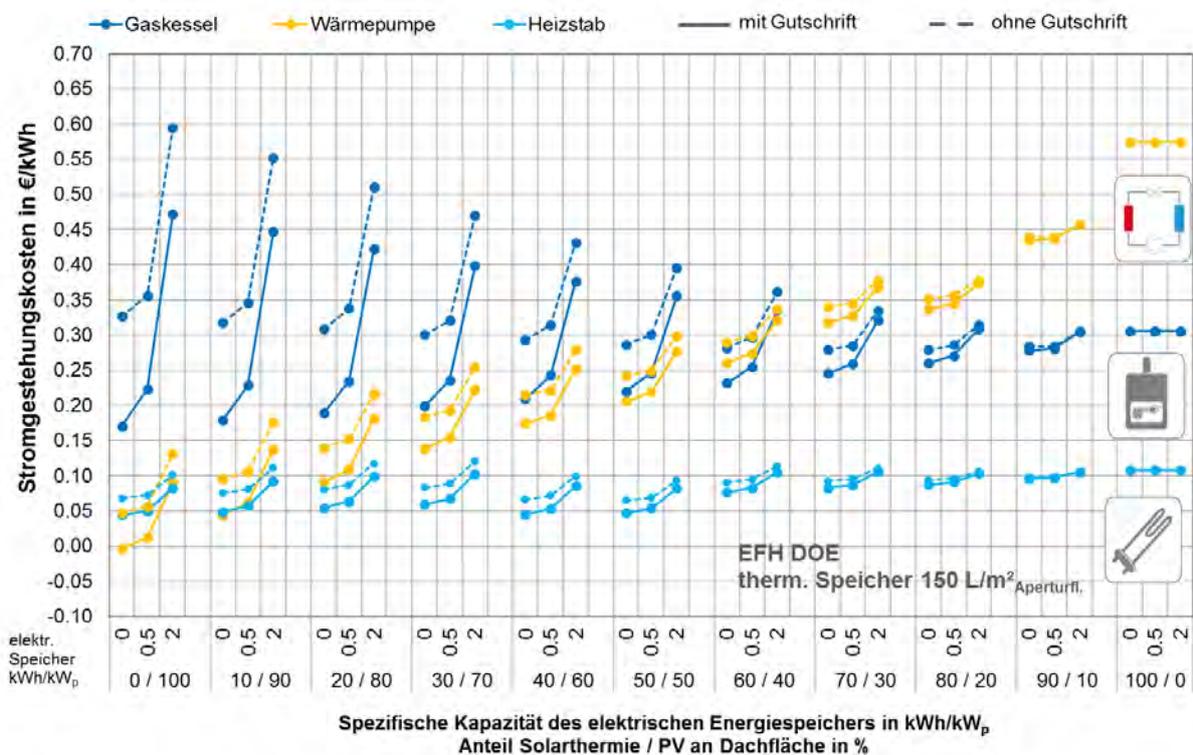


Abbildung G. 54: EFH DOE: Gestehungskosten Strom in Abhängigkeit der Konzeptvariante

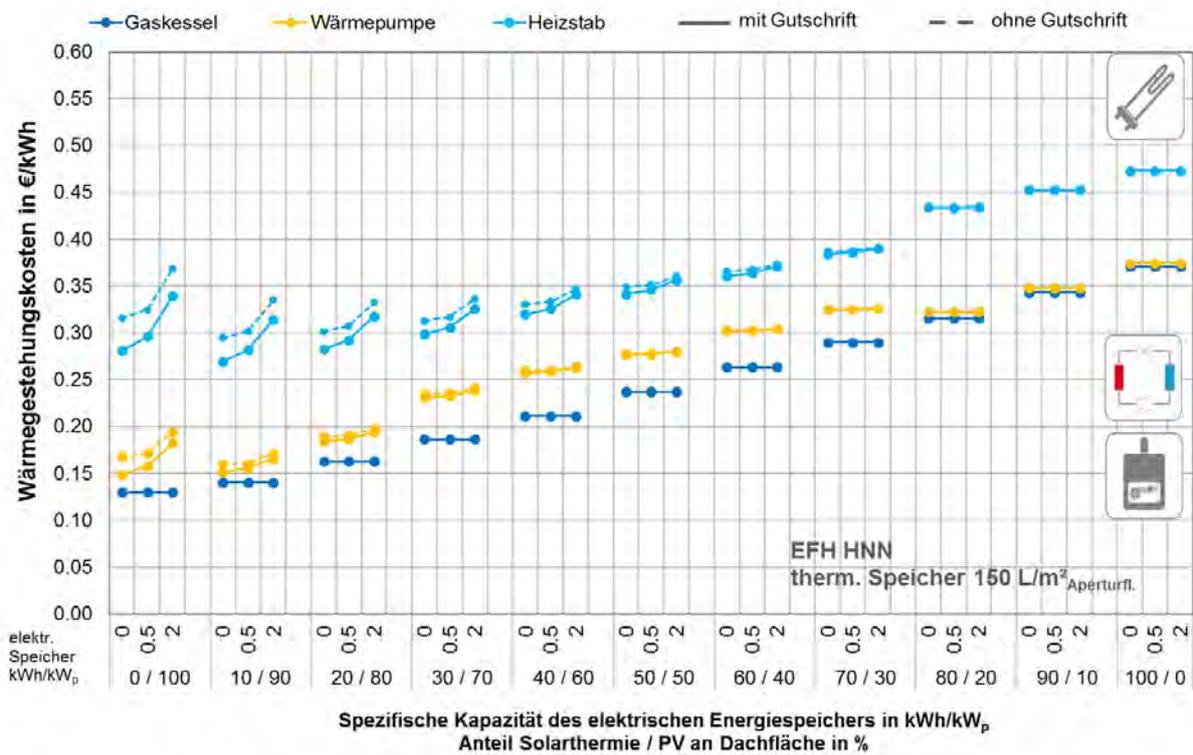


Abbildung G. 55: EFH HNN: Gestehungskosten Wärme in Abhängigkeit der Konzeptvariante

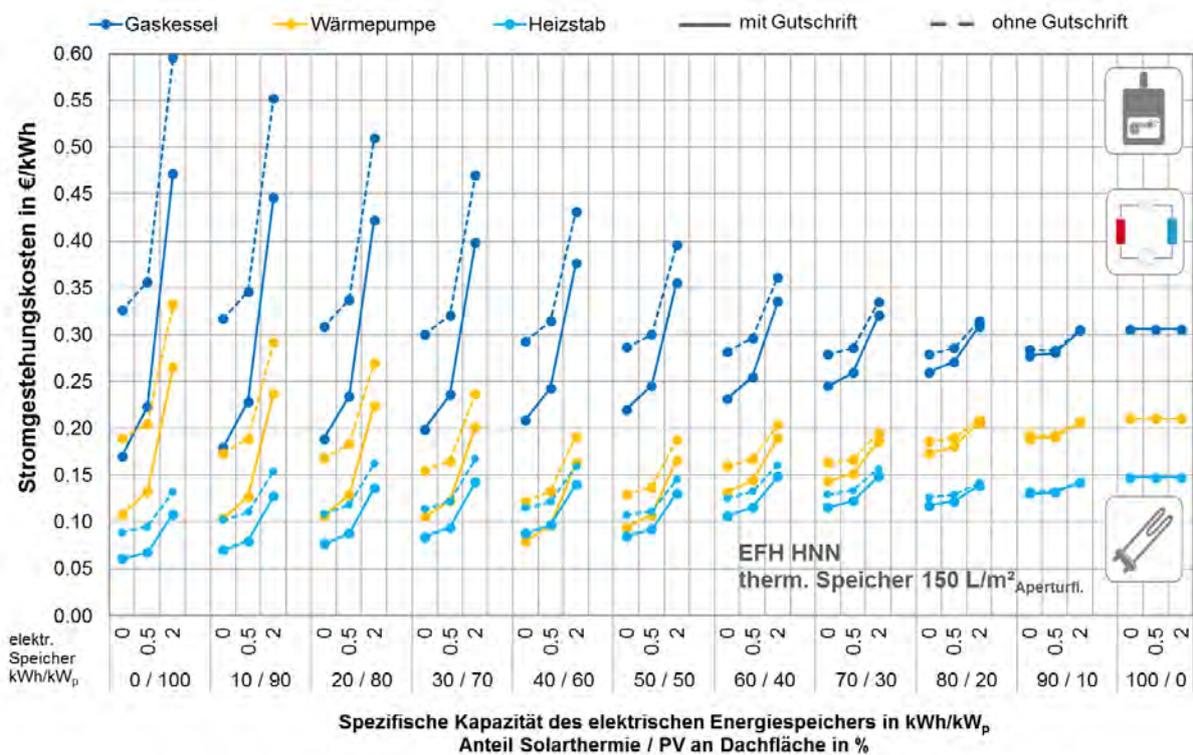


Abbildung G. 56: EFH HNN: Gestehungskosten Strom in Abhängigkeit der Konzeptvariante

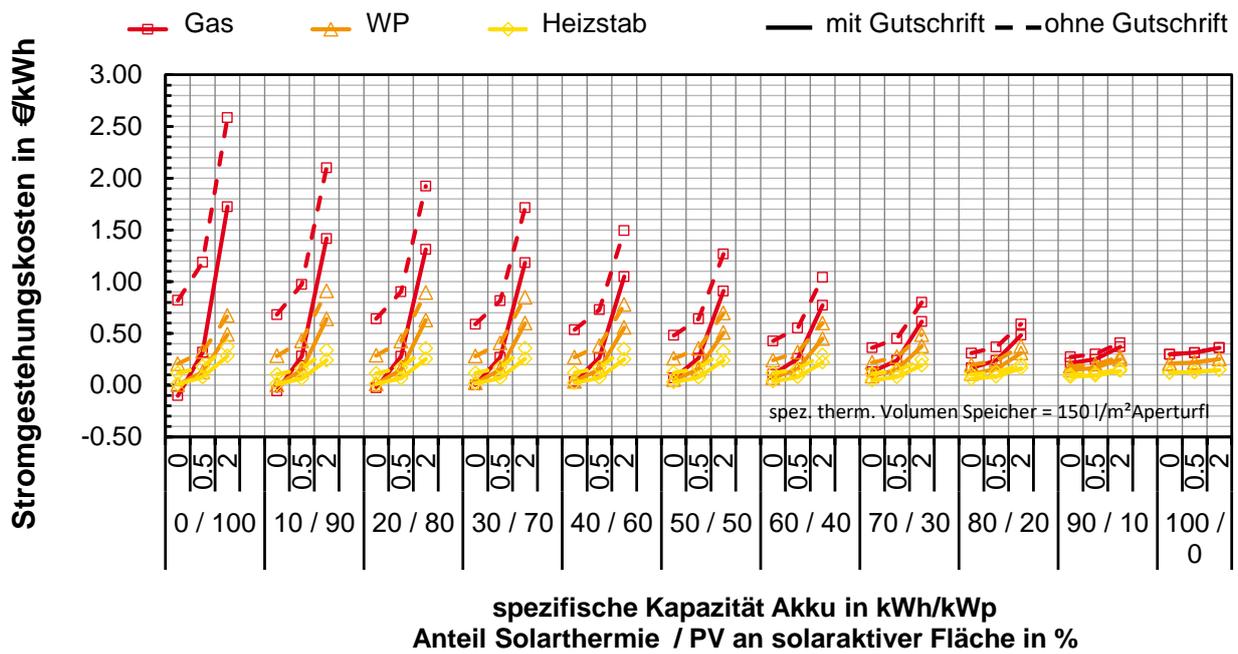


Abbildung G. 57: EFH KAT: Gestehungskosten Strom in Abhängigkeit der Konzeptvariante

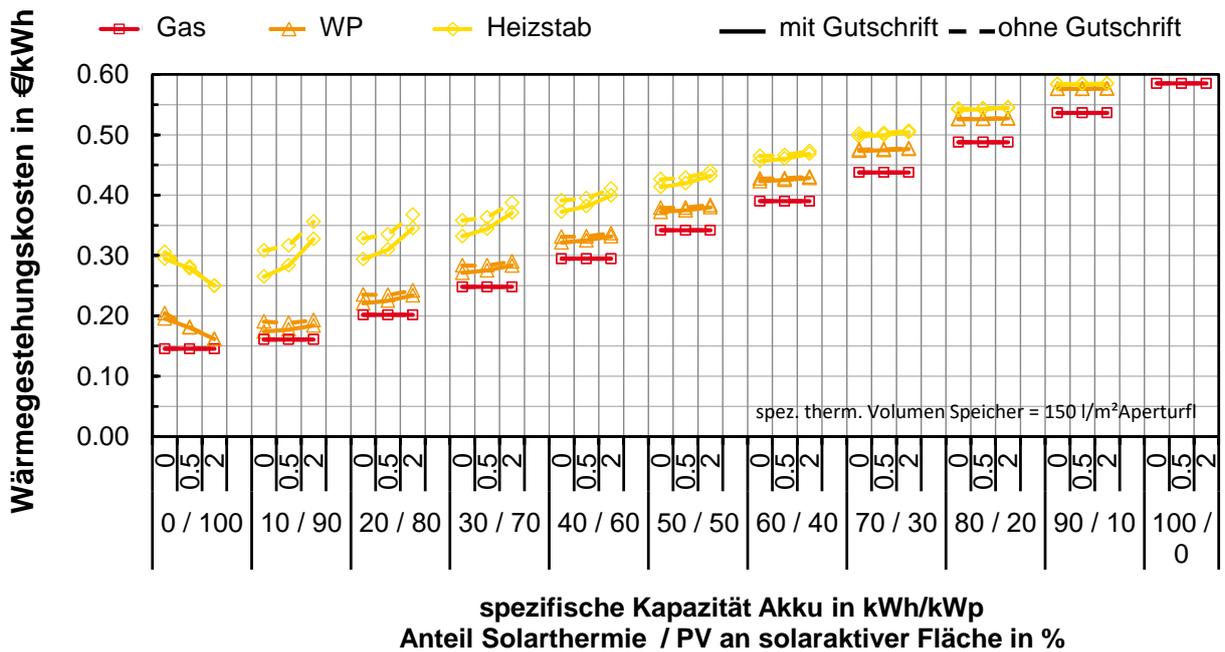


Abbildung G. 58: EFH KAT: Gestehungskosten Wärme in Abhängigkeit der Konzeptvariante

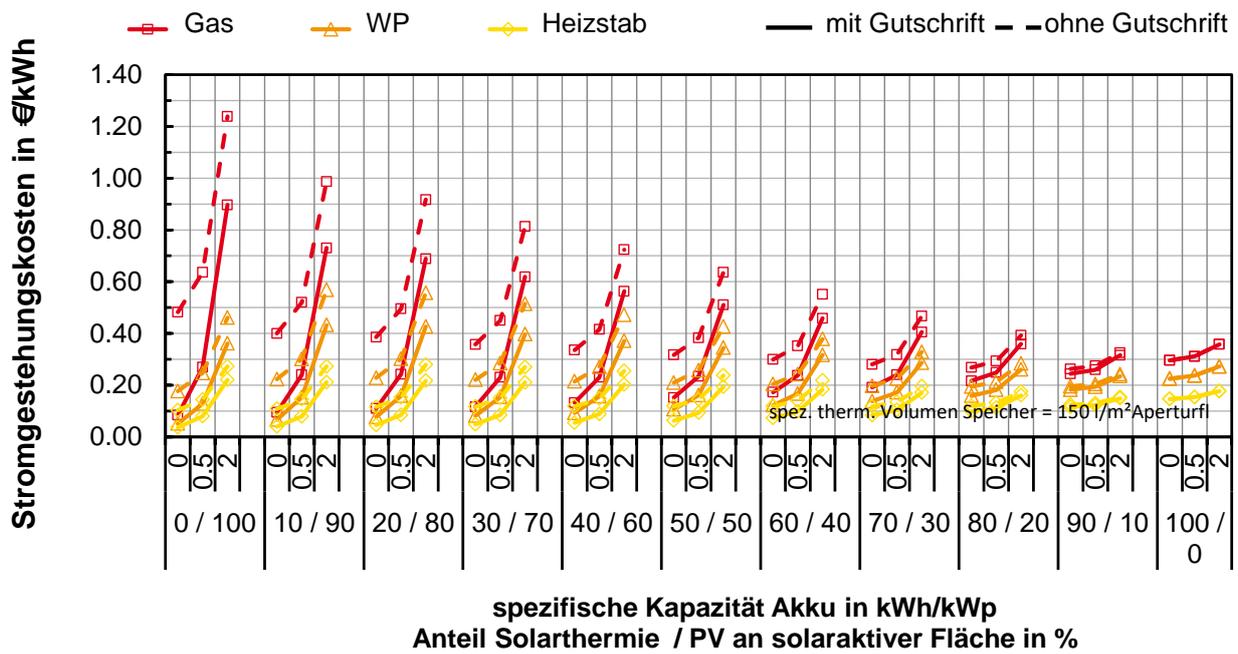


Abbildung G. 59: EFH UMK: Gestehungskosten Strom Abhängigkeit der Konzeptvariante

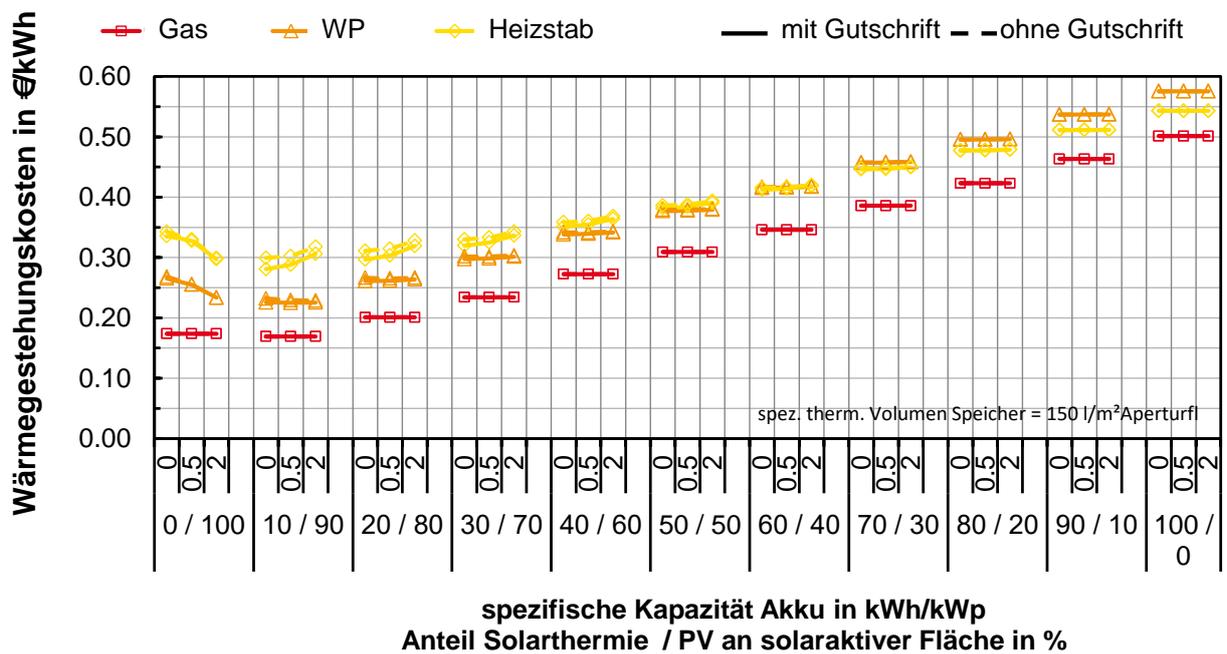


Abbildung G. 60: EFH UMK: Gestehungskosten Wärme Abhängigkeit der Konzeptvariante

H Berichte zur soziologischen Betrachtung und Umfrage

Bericht 1 – „Bericht - Identifikation der relevanten psychologischen Faktoren zur Steigerung der Akzeptanz und Nutzung von Solarenergie“

Bericht 2 – „Ergebnisbericht - Soziodemographische und psychologische Indikatoren zur Steigerung der Nutzung und Investitionsbereitschaft von Solarenergie: Ergebnisse einer empirischen Studie“

I Planungsleitfaden

Planungsleitfaden Solare Energieversorgung Systeme und Gebäude „SolSys“



Technische
Universität
Braunschweig

Bericht

Identifikation der relevanten psychologischen Faktoren zur Steigerung der Akzeptanz & Nutzung von Solarenergie für das Institut für Gebäude- und Solartechnik

Prof. Dr. Simone Kauffeld
Lehrstuhl für Arbeits-, Organisations- und
Sozialpsychologie
Technische Universität Braunschweig
Spielmannstr. 19
D-38106 Braunschweig
Tel. 0531-391-2547
Fax 0531-391-8173
E-Mail: s.kauffeld@tu-bs.de
17.01.2017

Inhalt

1. Zusammenfassung	4
2. Ausgangssituation	5
3. Zielsetzung	6
4. Die "objektiven" Faktoren: Politik, Ökonomie und Technik	8
4.1 Politik	8
4.2 Finanzielle und technische Faktoren	9
4.3 Fazit „objektive“ Faktoren	10
5. Die „subjektiven“ Faktoren: Psychologische und soziologische Indikatoren	12
5.1 Sozio-technischer Systemansatz	12
5.2 Sozialer Einfluss	14
5.3 Misserfolgs-Vermeidung oder erfolgssuchende Orientierung	15
5.4 Veränderungsbereitschaft	16
5.5 Einstellungen	18
5.6 Werte und Glaubenssätze	19
5.7 Fazit "subjektive" Faktoren	20
6. Zielgruppen	22
6.1 Bauherren	22
6.2 Mieter/innen	23
6.3 Betreiber/innen	24
7. Spezifische Solartechnologien	26
7.1 Photovoltaik	26
7.2 Solarthermie	27
7.3 Batterien und Wärmespeicher	28
8. Modellerstellung	30
8.1 Ein Modell zur Akzeptanz: Werte-Glauben-Norm Modell	30
8.2 Ein Modell zur Investitionsintention: Die Theorie des geplanten Verhaltens	31
8.3 Ein Modell zur Kaufentscheidung: Die Diffusionstheorie von Innovation	33
9. Nächste Handlungsschritte	38
9.1 Überprüfung und Nutzung der Indikatoren (Fragebogen)	38
9.2 Stichprobe	39
9.3 Fazit und nächste Handlungsschritte	39
Literaturverzeichnis	40



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1. Objektive Indikatoren	11
Tabelle 2. Unterschied zwischen Promotionsfokus und Präventionsfokus.....	16
Tabelle 3. Beschreibung der Interventionsmöglichkeiten nach dem TTM	18
Tabelle 4. Subjektive Indikatoren	21
Tabelle 5. Förderung von PV und ST Systemen	27
Tabelle 6. Beispielrechnung für PV und ST Anlagen	28
Tabelle 7. Eigenschaften von Innovationen.....	34
Tabelle 8. Indikatoren der Diffusionstheorie	37

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. Technisches und soziales Zusammenspiel.....	13
Abbildung 2. Technologieakzeptanzmodell.	14
Abbildung 3. Phasen des Entscheidungsprozesses zur Investition in Solaranlagen	17
Abbildung 4. Veränderungsmöglichkeiten nach dem transtheoretischen Modell (TTM)	18
Abbildung 5. Faktoren, die Akzeptanz und Investitionen in Solarenergie beeinflussen.....	20
Abbildung 6. Das Werte-Glauben-Norm Modell.....	31
Abbildung 7. Theorie des geplanten Verhaltens	32
Abbildung 8. Vorhersagekraft der einzelnen TPB Indikatoren I	32
Abbildung 9. Vorhersagekraft der einzelnen TPB Indikatoren II	33
Abbildung 10. Die Diffusionskurve zur Verbreitung von Innovationen.....	35



1. Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht geht auf die objektiven und subjektiven Faktoren ein, die für die Nutzerakzeptanz, Investitionsintention und Kaufentscheidung von Solarenergie entscheidend sind. Es wurden Studien in nationalen und internationalen Zeitschriften zum Thema Solarenergie gesichtet, die Ergebnisse zusammengefasst und in anwendbare Instrumente übertragen. Zuvor werden jedoch die derzeitigen Rahmenbedingungen bezüglich des Weiteren Ausbaus der Solarenergie dargestellt (Kapitel 2). Basierend auf dieser Übersicht wird die Zielsetzung und methodische Herangehensweise dieses Berichtes abgeleitet, damit soziologische Parameter, die auf potentielle Nutzer/innen wirken, bewertet und genutzt werden können (Kapitel 3).

Die beiden anschließenden Kapitel legen ausführlich die relevanten objektiven Faktoren (Kapitel 4) und subjektiven Faktoren (Kapitel 5) dar. Beide Kapitel enden mit einer Übersicht, die die vorgestellten, relevanten Indikatoren tabellarisch zusammenfasst und definiert. In Kapitel 9 werden theoretisch fundierte Instrumente zur Messung dieser Indikatoren vorgestellt.

Da die Darstellung der subjektiven und objektiven Faktoren (Kapitel 4 & 5) nicht zwischen den Stakeholdern unterscheidet, geht Kapitel 6 noch genauer auf die einzelnen Zielgruppen (Bauherren, Mieter/innen, Betreiber/innen) ein. Anschließend werden in Kapitel 7 die Besonderheiten der spezifischen Solarenergietechnologien (Photovoltaik, Solarthermie, Wärmespeicher und Batterien) dargestellt.

In Kapitel 8 werden die gesammelten Erkenntnisse in Modellen und Theorien zusammengefasst, um zu verdeutlichen, wie die dargestellten Faktoren und Indikatoren interagieren und durch ihr Zusammenspiel auf potentielle Solarenergienutzer/innen wirken. Diese Modellierung berücksichtigt den aktuellen Forschungsstand und basiert auf empirischen Erkenntnissen. Resultat dieses Schrittes sind Meta-Modelle, welche Persönlichkeitsfaktoren mit soziologischen Faktoren (z.B. umweltbewusste Norm des sozialen Umfeldes) kombinieren. Um den drei entscheidenden abhängigen Variablen (Akzeptanz, Investitionsintention und Kaufentscheidung) gerecht zu werden, besteht dieses Kapitel aus drei Abschnitten mit unterschiedlichen Modellen, die jeweils am besten auf das entsprechende Zielkriterium zugeschnitten sind.

Im abschließenden Kapitel 10 werden Vorschläge zum weiteren Vorgehen aufgezeigt. Hierbei wird zum einen vorgeschlagen, die identifizierten Indikatoren empirisch durch eine Fragebogenerhebung zu überprüfen. Zum anderen stellt dieses Kapitel auch dar, wie ein multi-methodisches Vorgehen im Sinne der Aktionsforschung förderlich ist, das Zusammenspiel von Technik und menschlichen Bewertungsmustern in Gänze abzubilden.

Der Bericht trägt somit zu einer Analyse und Optimierung, solarer Energieversorgungssysteme für Ein- und Mehrfamilienhäuser bei und erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass in Zukunft deren Wärme- und Strombedarf zum überwiegenden Teil durch Solarenergie bereitgestellt wird. Aus diesem Grund kann dieser Bericht auch als ein Bestandteil eines größeren Forschungsvorhabens verstanden werden, in dem untersucht wird, wie die Produktion von Solarenergie weiter gesteigert werden kann.

2. Ausgangssituation

Die Bundesregierung strebt eine schrittweise Dekarbonisierung an, um die globale Erderwärmung zu begrenzen. Hierfür sollen u.a. folgende Zwischenziele kosteneffizient und netzverträglich erreicht werden (Zipp, 2016):

1. Reduktion des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2020 um 20% im Vergleich zu 2008, bis 2050 um 50% (gegenüber 2008) und Senkung des Bruttostromverbrauchs um 25% (gegenüber 2008).
2. Ausbau des Anteils der erneuerbaren Energien beim Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2025 auf 40 bis 45%, bis zum Jahr 2035 auf 55 bis 60% und bis zum Jahr 2050 auf 80% (im Vergleich zu 1990).

Mit Blick auf das erste Ziel muss festgestellt werden, dass dieses wahrscheinlich verfehlt werden wird. Von 2008 bis 2015 wurden jährlich durchschnittlich 1,1% Energie eingespart, wobei der Verbrauch in Deutschland im Jahr 2015 mit 595,1 Mrd. kWh sogar 0,5% höher als im Jahr 2014 lag (AG Energiebilanzen e.V., 2016a; BMWi, 2015). Von 2015 bis 2020 müsste der Verbrauch um 13,6%, jährlich also um durchschnittlich 2,6%, gesenkt werden, was unter derzeitigen Bedingungen unwahrscheinlich ist (AG Energiebilanzen e.V., 2016b).

Daher erscheint es erfolgsversprechender sich auf das zweite Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energien zu fokussieren, um den Ausstoß von CO₂ Emissionen zu reduzieren. Bereits 2015 machte Strom aus erneuerbaren Energien mit rund 32% den größten Anteil am deutschen Stromverbrauch aus (BMWi, 2016a).¹ In Europa werden derzeit ca. 3% der Energie von PV Anlagen erzeugt (Karakaya & Sriwannawit, 2015) und mit 1,5 Mio. PV Systemen und einer Pro-Kopf Solarenergieproduktion von 491 Watt ist Deutschland hierbei führend (Karakaya, Hidalgo & Nuur, 2014; Masson, 2016; Wittenberg & Matthies, 2016) und belegt in der absoluten Produktion mit 39,7 GW den zweiten Platz hinter China (43,5 GW; Beiter & Tian, 2016).

Dennoch besteht weiteres Ausbaupotenzial. Es wird geschätzt, dass derzeit auf 4-10% der geeigneten Häuser in Deutschland Solaranlagen installiert wurden (Kastner & Matthies, 2016). Wenn man den Gebrauch auf alle Häuser ausweiten würde, würden sich Einsparpotentiale von 108 TWh Wärmeenergie (das entspricht 25 GT CO₂ pro Jahr) ergeben (Kastner & Matthies, 2016). An dieser Stelle soll erwähnt werden, dass Hausbesitzer, die die Energie der Sonne nutzen wollen, zwischen Photovoltaikmodulen (PV) und Solarthermiekollektoren (ST) entscheiden können. PV wandelt Licht in elektrische Energie um, die entweder in das Stromnetz eingespeist oder selbst verbraucht werden kann. ST nutzen die Solarenergie zum Heizen und zur Warmwasserbereitung und sind i.d.R. für den Eigenverbrauch bestimmt. Beide Systeme unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Finanzierungs- und Förderprogramme (z.B. KfW Bank; siehe Kapitel 7).

Um die Dekarbonisierung zu forcieren, bietet es sich daher an, weiter auf Solarenergie zur Wärme- und Stromproduktion zu setzen und diese Energie darüber hinaus zu speichern, sodass die zu Peakzeiten produzierte Energie möglichst effizient genutzt werden kann. Welche Barrieren diesem Ziel entgegenstehen und was bei der weiteren Verbreitung beachtet werden sollte, ist Gegenstand dieses Berichtes und wird im nächsten Kapitel beschrieben.

¹ Da es in dem vorliegenden Bericht ausschließlich um Solarenergie gehen soll, werden Biogas und Windkraft im Folgenden nicht weiter berücksichtigt.



3. Zielsetzung

1979 gab der damalige US Präsident Jimmy Carter das Ziel aus, dass bis zum Jahr 2000 20% des US Stroms aus Solartechnologien produziert werden sollen (Schelly, 2010). De facto waren es im Jahr 2015 0,5% (Beiter & Tian, 2016). Das anvisierte Ziel wurde also deutlich verfehlt. Von daher bietet es sich an, eine Ursachenanalyse durchzuführen, um derart drastische Fehlschläge in Zukunft und hierzulande zu vermeiden.

Als erster Faktor kann untersucht werden, welche Rolle die Politik bei dem Misserfolg gespielt hat. Auf Carter folgte Roland Regan als nächster Präsident im Weißen Haus. Regan zog die politische Unterstützung für den weiteren Ausbau der Solarenergie zurück und setzte auf die Energiegewinnung durch fossile Brennstoffe. Zum besseren Verständnis dieser Entwicklung, hilft es auch sich zu vergegenwärtigen, dass Carters Entscheidung für Solarenergie zeitlich mit der zweiten Ölkrise zusammenfällt. Vor diesem Hintergrund erschien es sinnvoll mit der eigenständigen Produktion von Energie die Abhängigkeit von den OPEC Staaten zu minimieren. Zwei Jahre später, als Regan sein Amt antrat, war die Ölkrise vorüber und eine autarkische Energieversorgung erschien nicht mehr notwendig. Politische Entscheidungen, welche Art der Energieerzeugung unterstützt wird, sind also auch in einen größeren Kontext eingebettet (Geels et al., 2016). Man denke hier z.B. an den Atomausstieg als Folge des Reaktorunglücks von Fukushima. Daher ist auch fragwürdig, wie hilfreich Szenarien sind, die Entwicklungen über Jahre hinweg vorhersagen möchten (Schubert, Thuß & Möst, 2015).

Für potentielle Nutzer/innen sind neben politischen Entscheidungen auch weitere finanzielle, technische und andere „objektive“ (z.B. Gebäudeeigenschaften oder Hausbesitz) Faktoren dafür ausschlaggebend, ob sie in Solarenergie investieren (Strupeit & Palm, 2016). Dieser Umstand erklärt jedoch nur unzureichend, warum es deutliche, nationale Akzeptanzunterschiede bezüglich der Solartechnologie gibt: So findet man in Griechenland bspw. eine deutlich höhere Solarenergienutzung, als in den anderen mediterranen Ländern (Tsoutsos, 2002). Man kann also sagen, dass sich Menschen nicht immer streng „rational“ verhalten (Kahneman, 2011).

Dennoch geht die Politik von einem „Homo Oeconomicus“ aus und fokussiert sich darauf finanzielle Anreize zu schaffen und vernachlässigt, wie Menschen mit der Energie interagieren und dass auch soziologische und psychologische Aspekte beachtet werden müssen. Ironischerweise weiß die Ökonomie zudem schon seit über einem halben Jahrhundert, dass Nutzer/innen nicht immer nutzenmaximierend handeln (Simon, 1955). Dies gilt besonders für Investitionsentscheidungen in grüne Energien (Claudy, Michelsen & O’Driscoll, 2011). Neben objektiven Kostenstrukturen hängt es also auch von individuellen Faktoren, wie der Zahl bereits vorhandener Solaranlagen im persönlichen Umfeld ab, ob Nicht-Nutzer/innen sich entscheiden in Solarenergie zu investieren (Michelsen & Madlener, 2013). Daher sind Akzeptanz und Investition in Solarenergie eher das Resultat eines Wechselspiels zwischen den objektiven „harten“ und den subjektiven „weichen“ Faktoren. Dieses Wechselspiel wird im ABC Modell (Guagnano, Stern & Dietz, 1995) deutlich:

- A. Attitudes (Einstellungen)
- B. Behavior (Verhalten)
- C. Conditions (Rahmenbedingungen)



Erst wenn A (Einstellungen) und C (Rahmenbedingungen) ausreichend hoch sind, kann davon ausgegangen werden, dass potentielle Nutzer/innen bereit sind in eine Solaranlage zu investieren (B/Verhalten; Kastner & Matthies, 2016). Diese Überlegungen sind zentral, wenn es darum geht das vorhandene Ausbaupotenzial für Solarenergie zu nutzen. Doch bisher wurde unzureichend untersucht, wie sich positive Einstellungen steigern lassen. Wie relevant diese Frage ist, zeigt eine Studie von Rauh (2013): Dachflächenanalysen ergaben, dass 88% der Gebäude einer Gemeinde für Solaranlagen geeignet wären, doch nur 13% der Bewohner/Gebäudeeigentümer Akzeptanz/Investitionsbereitschaft berichten. Daher ist nicht davon auszugehen, dass vorhandene Potentiale effektiv genutzt werden.

Erschwerend kommt hinzu, dass selbst wenn positive Einstellungen berichtet werden, diese noch keine Garantie dafür sind, dass die entsprechenden Handlungen auch gezeigt werden. Aktuelle Umfragen kommen zu dem Ergebnis, dass 97% der befragten Bürger/innen den Umweltschutz für „wichtig bis sehr wichtig“ erachten und über 90-94% den verstärkten Ausbau von erneuerbaren Energien unterstützen (AG Energiebilanzen e.V., 2016b; Wunderlich & Vohrer, 2012). Vergleicht man jedoch die geäußerte Unterstützung mit der aktuellen Nutzung und Verbreitung von erneuerbaren Energieanlagen, wird die Diskrepanz zwischen *verbaler Unterstützung* und *tatsächlichem Handeln* offensichtlich. Um dieses Auseinanderklaffen zwischen Einstellungen und Handeln zu verstehen, bedarf es psychologischer Forschung bezüglich der Wahrnehmung und Akzeptanz solarer Technologien. Dies kann dabei helfen, den Entscheidungsprozess, der zur Annahme oder Ablehnung der Solartechnik führt, nachvollziehen zu können (Ott & Winter, 2001).

Von daher ist Ziel dieses Berichtes eine Darstellung von objektiven (Kapitel 4) und subjektiven (Kapitel 5) Faktoren sowie deren Zusammenspiel in Bezug auf Investitionsintentionen in Solarenergie. Diese Interaktion legt nahe, dass die Unterscheidung objektiv vs. subjektiv nicht immer trennscharf erfolgen kann. Bspw. ist für die Politik die dezentrale Energieproduktion und -nutzung ein zentraler Bestandteil hin zur Dekarbonisierung (Adil & Ko, 2016; Masson, 2016). Parallel drücken Bürgerinitiativen oder Energiegenossenschaften den Wunsch vieler Menschen aus, nicht mehr nur Verbraucher zu sein, d.h. autark von Energiefirmen zu agieren (Becker, Galling & Naumann, 2012). In diesem Sinne ist auch die Entwicklung hin zum *Prosumer* (Produzent und Konsument von Energie; Wittenberg & Matthies, 2016) zu verstehen. Die ersten ökonomischen Anreize hierzu bestehen seit 2012. Seitdem liegt die Einspeisevergütung unter den Kosten des bezogenen Stroms, sodass sich der Eigenverbrauch finanziell rentiert (Wittenberg & Matthies, 2016). Diese finanzielle Unterstützung drückt den politischen Willen nach dezentraler Stromerzeugung aus. Ob diese „objektiven“ Angebote jedoch von den Zielgruppen als relevant bewertet werden und zum Handeln führen, hängt aber auch von individuellen Merkmalen ab (Schweizer-Ries, 2008). Von daher verfolgt dieser Bericht einen Ansatz, der annimmt, dass technologische Entwicklungen und das Verhalten der Menschen in Wechselwirkung zueinander stehen.

4. Die “objektiven” Faktoren: Politik, Ökonomie und Technik

In diesem Kapitel werden die „harten“ Faktoren diskutiert, die potentielle Nutzer/innen dazu bringen sollen Solarenergie zu akzeptieren und im besten Fall auch in diese zu investieren.

4.1 Politik

Wenn es darum geht den Ausbau von erneuerbaren Energien voranzutreiben, dann ist die Politik der zentrale Akteur. Nicht nur durch finanzielle Zuschüsse schafft sie einen Anreiz für die Bürger/innen in Solarenergie zu investieren, durch den Anstieg dezentraler Energieerzeuger steht die Politik auch vor technischen und planerischen Herausforderungen, die entsprechenden Speicher- und Verteilstrukturen für eine zuverlässige Energieversorgung zu schaffen (Rauh, 2013). Neben den Einflussmöglichkeiten, die die Politik auf Bundesebene hat, bestehen auch Möglichkeiten für Städte und Kommunen Akteure der Energieversorgung zu werden und diese mit umwelt- und sozialpolitischen Zielen zu verknüpfen (Becker et al., 2012).

Wenn es um die gesetzliche Förderung von erneuerbaren Energien geht, ist die Bundesrepublik Vorreiterin. Bereits seit 1991 gilt das Stromeinspeisungsgesetz, welches Erzeugern grüner Energie Mindestvergütungen zusicherte und Netzbetreiber verpflichtete den Strom abzunehmen. Somit war das Gesetz Vorgänger des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), das im Jahr 2000 in Kraft getreten ist. Ziel des EEG war es, den Technologien wie Wind- und Sonnenenergie durch feste Vergütungen sowie durch die garantierte Abnahme und die vorrangige Einspeisung des Stroms den Markteintritt zu ermöglichen. Durch dynamische Entwicklungen am Strommarkt sind seitdem zahlreiche Novellen des Gesetzes in Kraft getreten, größtenteils mit dem Ziel die Einspeisevergütungen an den Bedarf und die technischen Fähigkeiten der Anlagen anzupassen. Nach § 48 (Abs 2; BMWi, 2016b), beträgt der anzulegende Wert für Strom aus Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind:

- bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 Kilowatt 12,70 Cent pro kWh
- bis einschließlich einer installierten Leistung von 40 Kilowatt 12,36 Cent pro kWh
- bis einschließlich einer installierten Leistung von 750 Kilowatt 11,09 Cent pro kWh

Um den Zielkorridor für den Brutto-Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie von 2 400 bis 2 600 Megawatt pro Jahr zu erreichen (BMWi, 2016b), setzt die Politik zudem (seit der EEG 2017) verstärkt auf Wettbewerbsprozesse.² Da hiervon jedoch nur Freiflächenphotovoltaikanlagen mit einer Leistung von über 750 kW betroffen sind und Ein- bis Zweifamilienhäuser i.d.R. nur Anlagen < 10 kW produzieren (Wittenberg & Matthies, 2016), wird an dieser Stelle nicht weiter auf diese Ausschreibungen eingegangen (siehe aber Abschnitt 7.1).

Durch diese Eingriffe, d.h. den Rücklauf von Bezuschussungen, greift die Politik somit direkt in den Markt ein, was u.a. zur Folge hat, dass seit 2009 15 der 23 in Deutschland gelisteten Solarfirmen Konkurs angemeldet haben, was jedoch auch dem steigenden internationalen Konkurrenzdruck zuzuschreiben ist (Kaspereit & Lopatta, 2016).

Durch ihre Möglichkeit langfristige Perspektiven zu eröffnen, stellt die Politik auch einen direkten Ansatzpunkt dar, wie mehr potentielle Nutzer/innen für eine Investition motiviert werden könnten.

² Für PV Anlagen gelten die Ausschreibungen schon seit dem EEG 2014, sie waren somit Vorreiter für die anderen erneuerbaren Energietechnologien.

So besteht ein Hauptgrund, warum nicht in Solarenergie investiert wird, in der Unsicherheit, ob sich die Investition über die Lebensdauer der Anlage amortisieren wird (Bauner & Crago, 2015; Wilson & Dowlatabadi, 2007). Daher ist die Politik gefragt, Verordnungen zu schaffen, die das Gefühl der Unsicherheit bezüglich der Anlagerendite (Return on Investment; ROI) minimieren, da Menschen dazu tendieren, im Angesicht von Unabwägbarkeiten Entscheidungen aufzuschieben (Karakaya et al., 2014). Die Kosten dieses Verhaltens lassen sich auch konkret beziffern: Bezüglich der Investition in Solartechnologie haben die Menschen ein solch ausgeprägtes Sicherheitsbedürfnis, dass der wahrgenommene Nutzen die erwarteten Kosten um 60% übersteigen muss, bevor sie investieren würden (Bauner & Crago, 2015). Diese hohe Zahl unterstreicht, dass es sich bei Menschen nicht um streng ökonomisch-rational denkende Wesen handelt, da diese sonst bereits bei deutlich geringen Gewinnen handeln würden (Kahneman, 2011). Hierbei kommt noch hinzu, dass sich die Unsicherheiten bei der Investition in PV und ST unterscheiden: Während die PV-Investition durch die auf 20 Jahre gesicherte Einspeisevergütung belastbar ermittelt werden kann, hängt die Energiekostensparnis bei der ST von den Preisen für Öl oder Gas ab (Corradini, 2013). Daher benötigen potentielle Nutzer/innen verlässliche Informationen zum ROI, damit die Unsicherheit reduziert wird (Ozaki, 2011).

Ein weiterer Aspekt, der verdeutlicht, wie sehr die Wirkungen von Politik und Wirtschaft miteinander verwoben sind, zeigt sich daran, dass eine Investitionssteigerung um 1% in PV Anlagen das Bruttoinlandsprodukt um 0,025% wachsen lassen (Grijó & Soares, 2016). Daher können PV Systeme als Investitionen angesehen werden, die Mehrarbeit und ökonomische Aktivität stimulieren. Insgesamt ist das Forschungsfeld, welche Faktoren energierelevante Investitionen begünstigen, noch neu, was vermutlich daran liegt, dass das Thema erst in jüngerer Vergangenheit auf die politische Agenda gerückt ist (Kastner & Stern, 2015).

4.2 Finanzielle und technische Faktoren

Sicherlich gehören finanzielle Anreize für potentielle Nutzer/innen zu den maßgeblichen Faktoren, wenn es darum geht sich für oder gegen Solarenergie zu entscheiden (Achtnicht & Madlener, 2012; Chen, Honda & Yang, 2013; Rai, Reeves & Margolis, 2016). Von 517 Teilnehmern gaben 64% aller Befragten, die Solaranlagen besitzen, an, Fördermöglichkeiten genutzt zu haben (insbesondere der BAFA und der KfW); 22% taten dies nicht und weitere 14% machten hierzu keine Angaben (Li, 2016).

Des Weiteren hängt die Bereitschaft in Solarenergie zu investieren auch von dem derzeitigen Preis von Ölheizungen oder dem Strompreis ab (Henkel, 2012; Rai et al., 2016). Je besser sich hierzu die Solaranlagen stellen, desto wahrscheinlicher ist es, dass die Nutzer/innen investieren. Dementsprechend scheint es begrüßenswert, dass die Preise für PV Anlagen kontinuierlich fallen, derzeit um jährlich 14% (Rai et al., 2016; Wirth, 2016). Auf der anderen Seite kann dieser Aspekt jedoch auch die Investitionen weiter behindern, denn wenn Nutzer/innen glauben, dass sich die Preise weiter reduzieren, kann es passieren, dass sie eine Investition weiter aufschieben, bis sie den Eindruck haben, dass die Preise einen Sockel erreicht haben. Des Weiteren ist eine Investition auch vom Lebensabschnitt der Nutzer/innen abhängig. So haben Studien gezeigt, dass besonders häufig vor dem Renteneintritt in Solartechnologien investiert wird (Schelly, 2014).

Im Kontext der finanziellen Faktoren spielt ebenfalls die Politik eine maßgebliche Rolle: Bei den Förderbeträgen wird Strom eine höhere Wertigkeit als Wärme zugeschrieben: Durch die Gewichtung mit dem sogenannten Primärenergiefaktor lässt sich die Primärenergiemenge (z.B. Gas, Öl oder Kohle) ermitteln, welche durch die regenerativ gewonnene Energie eingespart wurde. Nach der Energieeinsparverordnung beträgt dieser Faktor für Wärme 1,1 und für Strom 2,6 (Corradini, 2014). Wie oben bereits angemerkt, erhöht sich durch die Reduzierung der Einspeisungsvergütung der Anreiz zur Selbstversorgung (Wittenberg & Matthies, 2016). Dieser Effekt wird dadurch verstärkt, dass die Kosten für Batteriespeichersysteme in den letzten Jahren rapide gefallen sind (Kaschub, Jochem & Fichtner, 2016). Daher wird es monetär zunehmend interessanter in diese Art der Anlage zu investieren, besonders für Haushalte mit hohem Energieverbrauch (Teng & Strbac, 2016).

Des Weiteren ist auch bei ökonomischen Faktoren das Zusammenspiel zwischen wirtschaftlichen und technischen Komponenten zu beachten: So kann eine optimierte, batterieunterstützte PV Anlage die Durchschnittskosten im Vergleich zu einer nicht optimierten Anlage von 0,245 €/kWh auf 0,2152 €/kWh senken (Magnor & Sauer, 2016). Auf der anderen Seite zeigt sich jedoch, dass viele Haushalte mit der optimalen Bedienung einer Solaranlage überfordert sind und Installationsunterstützung von Seiten der Anbieter fehlt, damit die Anlage möglichst effizient genutzt werden kann (Gill et al., 2015). An dieser Stelle muss auch erwähnt werden, dass die technische Weiterentwicklung permanent voranschreitet: So wird z.B. vorgeschlagen, dass ein Speichersystem, basierend auf Wettervorhersagen, effizienter wirtschaftet, als ein System, welches nur darauf ausgelegt ist, den Eigenverbrauch zu maximieren (Moshövel et al., 2015). Solche Zusammenhänge sind für Laien schwer nachvollziehbar und bedürfen der „Übersetzung“, damit Solarenergie effizient genutzt werden kann.

Die entscheidenden, technischen Attribute, die für die Bewertung von Solaranlagen genutzt werden, sind Energiesicherheit und die Energieleistung (Chen et al., 2013). Was aus technischer Sicht jedoch ein Hindernis sein könnte, ist der Aspekt, dass man Solarenergie, besonders ST, nicht ganzjährig nutzen kann und besonders im Winter ein weiteres Heizsystem braucht (Klinglmair et al., 2015). Dennoch kann es sich bei der Finanzierung nicht nur um den finanziellen Gesichtspunkt handeln: In den Niederlanden bspw. werden bis zu 90% der PV-Installationskosten von der Regierung getragen und trotzdem reicht dies nicht als Anreiz für eine flächendeckende Adaption (Jager, 2006). Dementsprechend ergab eine Umfrage bei 2047 niederländischen Haushalten, dass Sorge um die Umwelt, neben Technikaffinität, der beste Indikator für die Nutzung von Solarenergie ist. Finanzierung hingegen, war in dieser Untersuchung kein relevanter Indikator (vgl. auch Leenheer, Nooij & Sheikh, 2011).

4.3 Fazit „objektive“ Faktoren

In diesem Kapitel wurden die objektiven Gegebenheiten, d.h. Politik, ökonomische Anreize und technische Faktoren dargestellt (siehe Tabelle 1). Diese stellen sozusagen die Rahmenbedingungen dar und bieten (politischen) Entscheidungsträger/innen den direktesten Ansatzpunkt an, Einfluss auf das Nutzerverhalten zu nehmen. Ein Indikator, der in dieser Diskussion nicht explizit genannt wurde, aber dennoch als objektiver Faktor verstanden werden sollte, sind die *Demographischen Daten* (Faiers & Neame, 2006; Kress & Landwehr, 2012;

Leenheer et al., 2011; Wittenberg & Matthies, 2016). So sind die Nutzer/innen, die bereit wären zu investieren, selten über 60 Jahre, haben eher Kinder und sind häufiger männlich (Rauh, 2013). Von Befragten mit geringem Einkommen sind 71% bereit eine Anlage zu installieren, mit hohem Einkommen hingegen sind es 81% (Wittenberg & Matthies, 2016; vgl. auch Klinglmair et al., 2015). Zudem haben potentielle Nutzer/innen einen höheren Bildungsgrad als der Durchschnitt der Bevölkerung (Wittenberg & Matthies, 2016). Man kann also sagen, dass soziodemographische Daten (hohe Ausbildung, keine Arbeitslosigkeit, höheres Einkommen) die Nutzung und Investition in Solaranlagen vorhersagen (Schelly, 2010).

Bietet die Politik finanzielle Anreize, möchte sie dabei sicherlich auch eine Information darüber erhalten, inwieweit sich diese Investitionen auszahlen, sprich wie sehr sich dadurch die CO² Emissionen reduzieren lassen. Was die Berechnung erschwert, ist der Umstand, dass bis zu 82% der Nutzer/innen in der Phase, in der sie die Solaranlage kaufen, weitere energieeffiziente Produkte erwerben (Rai et al., 2016). Darüber hinaus kann auch festgestellt werden, dass die Haushalte, die solch eine Anlage installieren, ihren Energieverbrauch zeitgleich um 6% reduzieren und bestrebt sind ihren Verbrauch so umzustellen, dass dieser zu den Peakzeiten einer Anlage liegt (Hondo & Baba, 2010; Keirstead, 2007). Dies verdeutlicht, dass wir es bei der Einstellung und dem Verhalten gegenüber Solaranlagen mit einem Zusammenspiel zwischen Mensch und Technik zu tun haben. Wir gehen daher im nächsten Kapitel darauf ein, welche psychologischen und soziologischen Variablen den Einfluss der objektiven Faktoren moderieren.

Tabelle 1. Objektive Indikatoren

Indikator	Definition
Demographische Daten	Alter, Geschlecht, Einkommen und Bildung haben einen Einfluss auf die Akzeptanz und Investitionsmöglichkeit in Solarenergie und sollten damit bei jeder Erhebung berücksichtigt werden.
Informationen über Solarenergie	In wieweit stehen potentiellen Nutzer/innen Informationen über Solarenergie zur Verfügung?
Staatliche Förderung & Geschätzte Kosten	Stellen staatliche Förderungen (z.B. KfW Zulage) relevante Anreize dar und wird Solarenergie als finanzielle Investition wahrgenommen?
Bauliche Prädiktoren zur Investitionsentscheidung	Sind die baulichen Rahmenbedingungen gegeben, sodass interessierte Nutzer/innen Solaranlagen installieren können?

5. Die „subjektiven“ Faktoren: Psychologische und soziologische Indikatoren

In diesem Kapitel wird dargelegt, wie die Wahrnehmungen und Bewertungen von Solarnutzer/innen deren Motivation sowie Akzeptanz bezüglich Solaranlagen und Speichersystemen beeinflussen. Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, handelt es sich bei der Wahrnehmung und Wirkung der externen Faktoren um ein Wechselspiel (Funktion = f) der Umwelt (U), den Merkmalen der Person (P) und dem Verhalten (V) als Funktion dieser beiden Faktoren (Lewin, 1947; $V = f(U,P)$).

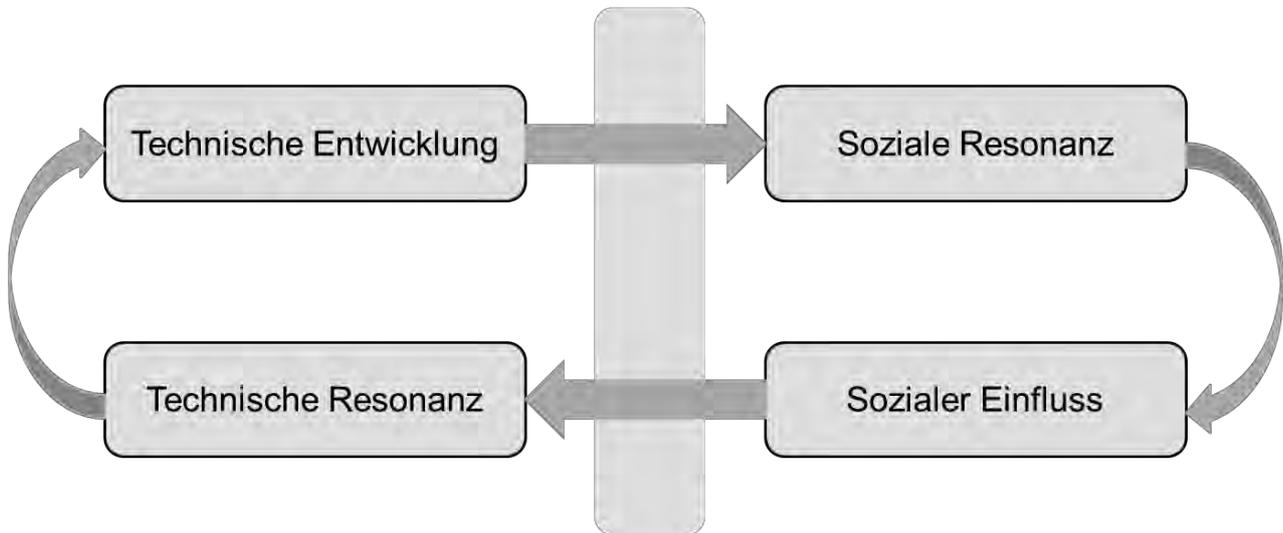
Wenn es z.B. darum geht, zu untersuchen, warum Personen nicht in Solarenergie investieren, dann könnten als hindernde Faktoren, eine fehlende „grüne“ Einstellung, unvorteilhafte Dacheigenschaften oder die Erwartung einer weiteren Kostenreduzierung der Technologien identifiziert werden. Was ausschlaggebend für das (Nicht-) Verhalten ist, hängt nicht davon ab, wie die objektiven Faktoren „wirklich“ sind, sondern, wie sie von der Person wahrgenommen werden. Von daher gibt es nicht eine Umwelt mit objektiven Faktoren, sondern so viele Umwelten, wie es potenzielle Nutzer/innen gibt. Eine unterschiedliche Umwelt (Besitz einer Solaranlage) führt also zu einer unterschiedlichen Sichtweise auf das Zielobjekt. Somit wird davon ausgegangen, dass eine Wechselwirkung besteht: Zum einen existieren Faktoren in der Umwelt, doch ob diese zu einer Handlung im Individuum führen, hängt auch von intrapsychologischen Variablen ab. So können manche Nutzer/innen bspw. in erneuerbare Energie investieren, selbst wenn sie davon nicht monetär profitieren, sie aber die entsprechenden Einstellungen und Werte verinnerlicht haben.

5.1 Sozio-technischer Systemansatz

Wenn es darum geht, die Einstellung von Nutzer/innen zur Solarenergie zu untersuchen, müssen die Kontextfaktoren potentieller Solarenergienutzer/innen bedacht werden, z.B. lassen sich Haushalte mit Kindern besser zu umweltfreundlichem Verhalten motivieren, wenn durch die Veränderung gezielt die negativen Seiten des jetzigen Zustandes betont werden (Asensio & Delmas, 2015; Hondo & Baba, 2010).

Darüber hinaus entstehen technische Neuerungen nicht in einem luftleeren Raum, sondern die Entwicklung wird von Unternehmen initiiert, die wiederum von den Rahmenbedingungen der Politik, aber auch den Rückmeldungen und Motiven der Nutzer/innen abhängig sind (Zipp, 2016). So kann es z.B. sein, dass die Installation von PV Systemen als eine Unterstützung der heimischen Solarenergiewirtschaft wahrgenommen wird und ein Grund für die Investition darstellt (Li, 2016). Von daher gilt es zu beachten, wie sehr die Resonanz der Nutzer/innen für den Erfolg einer Technologie ausschlaggebend ist, z.B. wie die Integration in das alltägliche Leben von statten geht (Claudy et al., 2011; Gill et al., 2015; Stern, 2014). In anderen Worten: Sowohl Eigenschaften der Technik haben einen Einfluss auf das Verhalten der Nutzer/innen, aber die Handlungen der Nutzer/innen wiederum auch auf die Verbreitung der Technik, sodass auch von einer „Ko-Evolution“ zwischen verfügbaren Technologien und sozialem Setting gesprochen werden kann (Adil & Ko, 2016; siehe Abbildung 1).

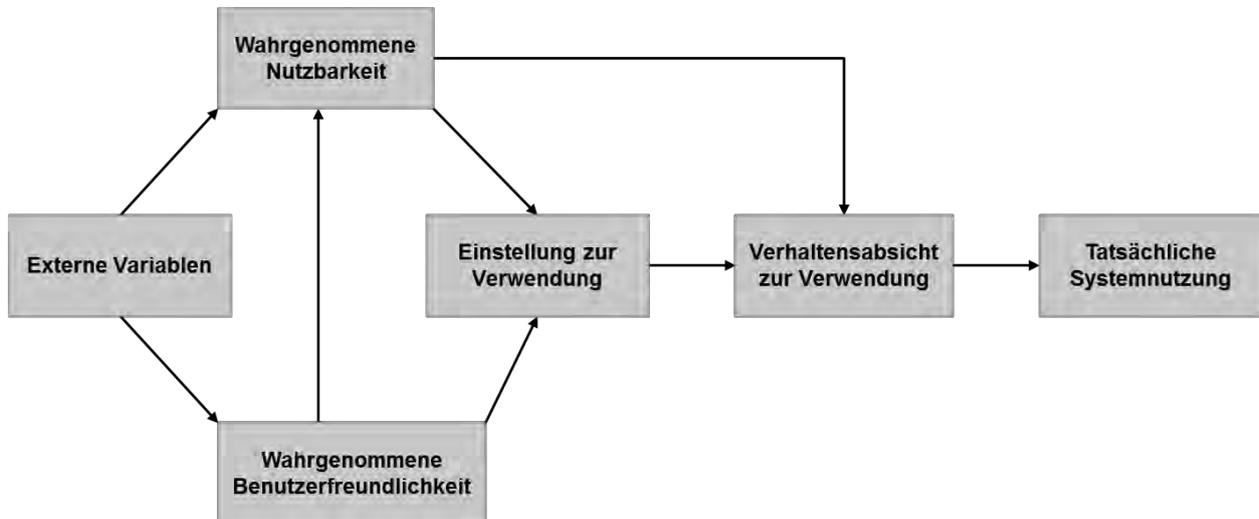
Abbildung 1. Technisches und soziales Zusammenspiel.



Ein Grund, warum Solarenergietechnologien nicht angenommen werden, kann somit darin liegen, dass sie nicht ausprobierbar sind und daher keine Möglichkeit der Resonanz bieten (Kapoor, Dwivedi & Williams, 2014). Des Weiteren kann durch die neue Technologie die Befürchtung entstehen, dass die Eigenheime an Ästhetik verlieren und so der Wert der Grundstücke geschmälert wird. Dementsprechend kann festgehalten werden, dass Bedürfnisse und Einstellungen nicht nur aus dem Individuum entstehen, sondern aus einem komplexen Wechselspiel zwischen dem sozialen Umfeld und den Technologien hervorgehen (Wilson & Dowlatabadi, 2007).

Daher ist ein Rahmenmodell notwendig, um die Bewertung und Akzeptanz von Technologien systematisch zu erfassen (Schweizer-Ries, 2013). Ein solches Rahmenmodell stellt das Technologieakzeptanzmodell (Technology Acceptance Model, TAM; Davis, Bagozzi & Warshaw, 1989; siehe Abbildung 2) dar. Das TAM beruht auf dem Kerngedanken, dass potentielle Nutzer/innen vor der Anwendung neuer Technologien erst positive Einstellungen zu diesen Technologien aufbauen müssen, bevor diese genutzt werden. Die Absicht eine Technologie zu nutzen kann durch fehlende Information oder Überzeugung untergraben werden, besonders, wenn erste Schritte zur Nutzung unternommen wurden, diese aber nicht erfolgreich verliefen. Daher sind zwei wichtige Indikatoren zur Nutzung entscheidend: die wahrgenommene Benutzerfreundlichkeit (auch Einfachheit in der Bedienung) und die wahrgenommene Nützlichkeit, die die Anwendung mit sich bringt (Davis et al., 1989). Hierbei wird die Nützlichkeit auch beeinflusst von der Benutzerfreundlichkeit, sprich, je einfacher die Technologie in der Anwendung ist, desto nützlicher wird sie bewertet (siehe Abbildung 2). Nützlichkeit und Benutzerfreundlichkeit wiederum sagen die Einstellung zur Verwendung der Technologie voraus, die einen Einfluss auf die Intention der Verwendung hat. Darüber hinaus formuliert das TAM auch externe Variablen wie z.B. Technikaffinität der Nutzer/innen, die einen Einfluss auf die wahrgenommene Nützlichkeit und Benutzerfreundlichkeit haben (Fathema, Shannon & Ross, 2015). Somit kann Technikbegeisterung und eine Freude, sich mit technischen Aspekten auseinandersetzen, dazu führen, dass die Motivation steigt, die Solar- und Speichersysteme zu nutzen (Schelly, 2014; Wittenberg & Matthies, 2016).

Abbildung 2. Technologieakzeptanzmodell.



5.2 Sozialer Einfluss

Potentielle Nutzer/innen von Solaranlagen bewegen sich immer in einem sozialen Kontext, welcher Einfluss darauf hat, ob sie Solaranlagen und Wärmespeicher akzeptieren und ggf. eine Investitionsintention bilden (Ozaki, 2011). Als Beispiel für die Wirksamkeit des sozialen Einflusses sei die "Tupperware" genannt, die komplett ohne Werbung und nur mit Hilfe persönlicher Netzwerke Verbreitung findet. Entsprechend kommen einige Studien (Klinglmair et al., 2015; Woersdorfer & Kaus, 2011) auch zu dem Ergebnis, dass es weder eine umweltbewusste Einstellung noch das Wissen über Solarenergie, sondern nur das Verhalten des sozialen Umfeldes ist, welches die Intention auslöst in eine Solaranlage zu investieren. Daher kann festgestellt werden, dass die installierten Anlagen in der unmittelbaren Nachbarschaft ein guter Prädiktor sind, ob selbst in eine Anlage investiert wird (Müller & Rode, 2013), sodass die Verbreitung von Solaranlagen geographische Bündelungen zeigen (Robinson, Stringer, Rai & Tondon, 2013). Das soziale Umfeld hat also einen erheblichen Einfluss, wie Nutzer/innen Solaranlagen gegenüberstehen (Li, 2016; Müller & Rode, 2013), wobei sich dieser Einfluss jedoch nicht in konkreten, monetären Ziffern ausdrücken lässt (Rai et al., 2016).

Bei Solaranlagen gilt zudem, dass die Anlagen öffentlich sichtbar sind und man daher mit den Nachbarn darüber ins Gespräch kommt (Li, 2016). Wenn mehrere Personen im sozialen Umfeld eine Anlage besitzen, dann rückt die Möglichkeit selbst zu investieren verstärkt ins Bewusstsein und sobald häufiger über eine Sache nachgedacht wird, desto mehr steigt die Wahrscheinlichkeit auch zu handeln (Wilson & Dowlatabadi, 2007).

Ein weiterer Mechanismus, der erklärt, warum sich das soziale Umfeld auf das Verhalten niederschlägt, sind Normen (d.h. Richtlinien, die das Sozialverhalten betreffen; Cialdini & Trost, 1998). Entsprechend haben die Normen, die ein Individuum für sich akzeptiert (= subjektive Normen) einen Einfluss darauf, wie Energie verbraucht wird (Allcott, 2011) und ob in Solarenergie investiert werden soll (Jager, 2006). Wenn also wahrgenommen wird, dass die Allgemeinheit den Nutzen von Solaranlagen hoch einschätzt, dann steigt auch die Investitionsintention des einzelnen Individuums (Kim et al., 2014). Daher kann die Investition in

Solarenergie als eine Prestigefrage dargestellt werden (Ozaki, 2011). Zudem ist der Einsatz von Normen so effektiv darin Verhalten zu beeinflussen, da nicht nur das eigene, sondern auch das Verhalten und die Erwartungen einer Gruppe auf das Verhalten eines Individuums wirken (Asensio & Delmas, 2015).

5.3 Misserfolgs-Vermeidung oder erfolgssuchende Orientierung

Neben den oben genannten sozialen Faktoren spielen auch individuelle Merkmale bei der Bewertung von Solarenergie eine Rolle. Menschen tendieren eher dazu möglichen Verlusten mehr Bedeutung zuzumessen, als möglichen Gewinnen (Claudy & O'Driscoll, 2008; Tversky & Kahneman, 1991). Diese Eigenschaften sind im Kontext von Investitionen besonders relevant und erklären warum Unsicherheit, ob sich eine Investition in eine Anlage/Batterie lohnt, Kaufentscheidungen behindern kann (siehe Abschnitt 4.1). Dazu hängt die Bewertung einer Investition immer vom Referenzpunkt eines Individuums ab: Wird dieser sehr hoch gesetzt, dann werden Abweichungen als Verlust wahrgenommen, wird der Referenzpunkt tief angesetzt, dann sind bereits marginale Veränderungen, sofern diese über dem Referenzwert liegen, als Gewinne zu verzeichnen und bestimmen, ob eine Solaranlage/Batterie als nützlich bewertet wird (Samuelson & Zeckhauser, 1988).

Dennoch gibt es auch Unterschiede zwischen Personen, die sich bspw. in der Unterscheidung zwischen Optimisten und Pessimisten oder der Beschreibung eines Glases als „halbvoll oder halbleer“ wiederfinden. Was mit diesem Sprichwort beschrieben wird, sind unterschiedliche Motivationssysteme, die wiederum beeinflussen, wie Menschen Botschaften wahrnehmen und verarbeiten (Wilson & Dowlatabadi, 2007). Dieser Aspekt ist dann relevant, wenn es darum geht, wie potentielle Nutzer/innen angesprochen werden sollen, um dafür motiviert zu werden, in Solaranlagen zu investieren.

Wie also eine Botschaft verpackt wird, kann unterschiedliche Anreize, bei unterschiedlichen Personenauslösen, jeweils in Abhängigkeit von ihrem jeweiligen Motivationssystem. Anzunehmen, dass alle Menschen eine Verlustvermeidung anstreben, wird diesen unterschiedlichen Motivationssystemen daher nicht gerecht. Vielmehr sollte man sagen, dass Menschen daran interessiert sind, angenehme Zielzustände zu erreichen. Dieser Aspekt wird von der Theorie des regulatorischen Fokus berücksichtigt (Higgins, 1997). Dieser Theorie zur Folge gibt es zwei Orientierungen: Einen Promotionsfokus, mit einem Gewicht darauf möglichst viele Gewinne zu erreichen und einen Präventionsfokus, der darauf aus ist, Sicherheit zu schaffen und Misserfolge zu vermeiden.

Beide Fokuse konzentrieren sich daher auf positive Zielzustände (Erfolgsreichung oder Misserfolgsvermeidung). Hierbei ist zu beachten, dass Promotions- und Präventionsfokus mit unterschiedlichen Strategien zur Zielerreichung einhergehen. Menschen mit einem starken Promotionsfokus tendieren eher dazu Risiken einzugehen, wohingegen sich präventionsfokussierte eher konservativ verhalten (Crowe & Higgins, 1997; siehe Tabelle 2 für weitere Eigenschaften des Promotions- bzw. Präventionsfokus).

Tabelle 2. Unterschied zwischen Promotionsfokus und Präventionsfokus

	Promotionsfokus	Präventionsfokus
Streben nach...	Wachstum (+1)	Sicherheit (0)
Vermeiden von...	Stillstand (0)	Risiko (-1)
Wahrnehmung neuer Herausforderungen	Chance erfolgreich zu sein	Gefahr zu scheitern
Zielorientierung	Maximalziele, Ideale und Hoffnungen	Minimalziele, Regeln und Pflichten
Präferierte zeitliche Zieldistanz	Fern (distal)	Nah (proximal)
Präferierte Sprache	Abstrakt (Warum soll ein Ziel erreicht werden?)	Konkret (Wie soll ein Ziel erreicht werden?)
Strategie und Mittel zur Zielerreichung	Eifer und Gewinnmaximierung	Vorsicht und Verlustminimierung
Effekt nach Erfolg vs. Misserfolg	Freude vs. Enttäuschung	Beruhigung vs. Angespanntheit
Informationssuche	Überbewertung positiver Informationen	Überbewertung negativer Informationen
Besondere Stärken	Innovation und Kreativität, Offenheit für Veränderung, schnelles Arbeiten	Analytisches Denken, Gewissenhaftigkeit, fehlerarmes Arbeiten
Prototypische Tätigkeiten (Regulatorischer Fit)	Akquise von Neukunden, Produktdesign und -gestaltung, Entwicklung von Produktideen, Prozessberatung	Rechnungsprüfung, Entwicklung von Compliance-Richtlinien, Optimierung von Sicherheitsvorschriften

Anmerkung. Tabelle nach Böhm und Jonas (2016, S. 174).

Relevant werden diese beiden Motivationssysteme, wenn man bedenkt, dass die Gründe warum Individuen in Solaranlagen investieren (oder dies unterlassen) unterschiedlich sein können (Claudy et al., 2015): Während für manche Individuen ausschlaggebend ist dem Klimawandel entgegenzuwirken (Misserfolgsvermeidung), kann es für andere wichtig sein, dass sie so ihren Status verbessern und erfolgreich Ziele erreichen (Erfolgssuche; Zaal, van Laar, Ståhl, Ellemers & Derks, 2012). Jeder Mensch besitzt einen chronischen regulatorischen Fokus, der durch entsprechende Ansprachen fokussiert werden kann. Von daher sollte die Ansprache und Werbung für ein bestimmtes Produkt mit dem entsprechendem Fokus kompatibel sein, um die höchste Akzeptanz und Investitionsbereitschaft zu erzielen (Cesario, Grant & Higgins, 2004). Hierbei geht es dann nicht darum unterschiedliche Inhalte zu erzeugen, sondern die Inhalte adressatengerecht zu vermitteln. Bspw. kann auf die staatliche Förderung auf zwei Arten hingewiesen werden: Entweder als Möglichkeit Gewinne zu erzielen (Botschaft für Promotionsorientierte) oder dass es ein Versäumnis wäre, wenn diese Subvention nicht in Anspruch genommen werden würde (Botschaft für Präventionsorientierte).

5.4 Veränderungsbereitschaft

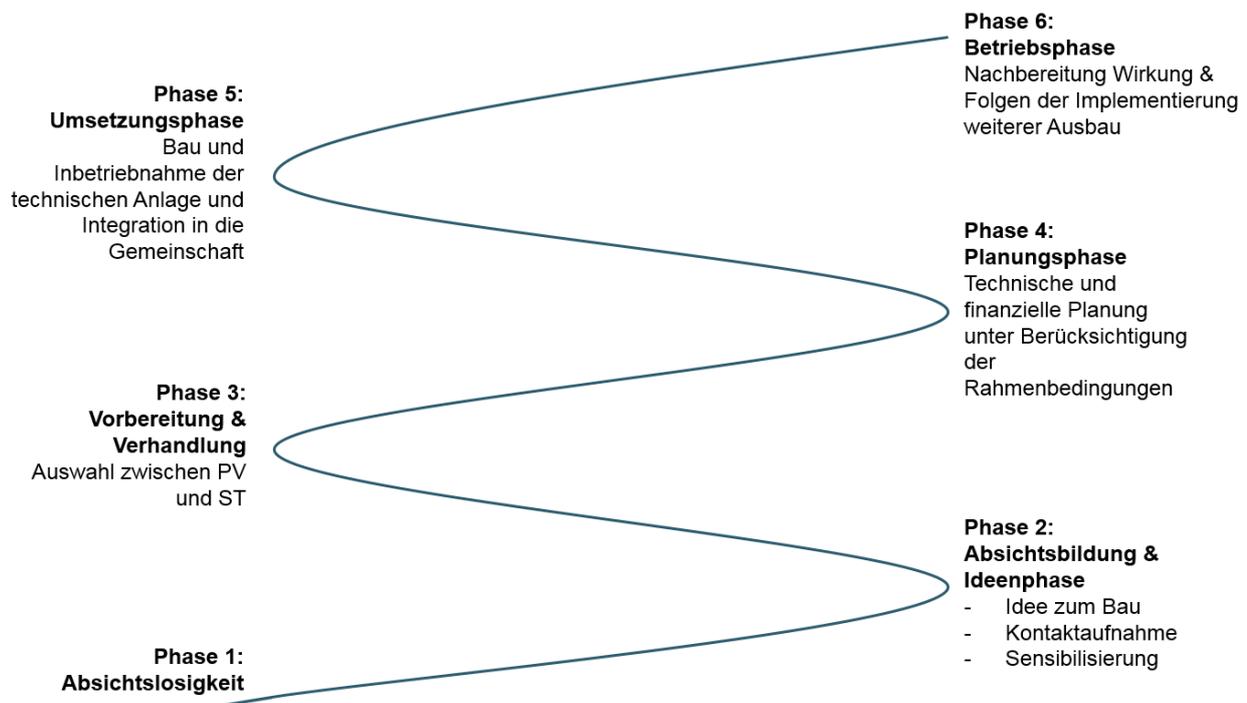
Menschen haben eine Tendenz dazu ihr Verhalten nicht zu ändern (Thaler & Sunstein, 2008). So geben Nicht-Nutzer/innen häufig als Grund für ihre Absichtslosigkeit sich mit Solarenergie auseinanderzusetzen an, dass die bisherige Heizung tadellos funktioniere (Rauh, 2013). Da dieser Bericht dazu beitragen soll, die Akzeptanz und Investitionsintentionen zu steigern (also zu

einer Verhaltensänderung beizutragen), muss daher überlegt werden, wie diese Status-Quo-Tendenz umgangen werden kann (Samuelson & Zeckhauser, 1988; Woersdorfer & Kaus, 2011).

Veränderungsmotivation wird i.d.R. nicht durch Überredungen oder Anweisungen erreicht. Im Gegenteil: Je stärker man versucht zu überzeugen, desto größer wird die Ablehnung (Klonek, Lehmann-Willenbrock & Kauffeld, 2014; Senge, 1990/2006). Dies liegt u.a. daran, dass Individuen sich nicht bevormunden lassen wollen und, wenn sie es nicht als ihre freie Entscheidung ansehen, in Solaranlagen zu investieren, gehen sie in eine aktive Opposition zu solchen Vorhaben (Brehm, 1966).

Um also eine adressatengerechte Ansprache zu finden, sollte berücksichtigt werden, dass sich die potentiellen Nutzer/innen auf unterschiedlichen Motivationsstufen befinden. Die hier vorgestellten Veränderungsstufen basieren auf dem Transtheoretischen Modell (TTM) der Veränderung (Prochaska & DiClemente, 1982; siehe Abbildung 3). Das TTM erlaubt systematisch dazustellen, auf welcher Veränderungsstufe sich die einzelnen Nutzer/innen befinden. Während sich manche Nutzer/innen vielleicht noch nicht mit dem Thema auseinandergesetzt haben (Stadium der Absichtslosigkeit), sind andere potentielle Nutzer/innen schon dabei zu planen, wie sie die Solaranlagen auf ihrem Gebäude installieren können (Planungsphase). Berücksichtigt man diese unterschiedlichen Motivationsgrade, resultiert daraus die Notwendigkeit, eine adressatengerechte Ansprache zu entwickeln. So wäre es bspw. unzweckmäßig, unmotivierte Nutzer/innen bei der Planung und Umsetzung helfen zu wollen, da diese dies eher als Überredung und Manipulation wahrnehmen würden, was zu mehr Widerstand, anstelle von Unterstützung von Solaranlagen führen würde.

Abbildung 3. Phasen des Entscheidungsprozesses zur Investition in Solaranlagen



Um also die Motivation der Nutzer/innen zu berücksichtigen, sollte die Motivationsstrategie zur jeweiligen Phase, in der sich Nutzer/innen gerade befinden, passen (siehe Abbildung 4).

Abbildung 4. Veränderungsmöglichkeiten nach dem transtheoretischen Modell (TTM)



Wie in dieser Abbildung deutlich wird, reicht es i.d.R. nicht aus, Nutzer/innen zu motivieren, da dies höchstens dazu führt, dass eine Absichtsbildung formuliert wird, die sich dann selten in einem konkreten Handeln niederschlägt (Costanzo, Archer, Aronson & Pettigrew, 1986). Erst elaborierte Strategien führen zu einer Handlung der potentiellen Nutzer/innen. Die Strategien, die hierbei nach dem TTM zur Verfügung stehen, sind noch einmal in Tabelle 3 wiedergegeben (Prochaska, DiClemente & Norcross, 1992).

Tabelle 3. Beschreibung der Interventionsmöglichkeiten nach dem TTM

Veränderungsprozess	Definition
<i>Auf Erfahrungen beruhend</i>	
Bewusstseinsbildung	entdecken und lernen neuer Informationen, die die Verhaltensänderung unterstützen
Erleichterung	die Bewusstwerdung der negativen Aspekte, die mit bisherigem Verhalten einhergehen
Soziale Befreiung	Kenntnisnahme, dass Verhaltensänderungen durch soziale Normen unterstützt werden
Neue Umweltabschätzung	Erkenntnis, welche positiven Folgen eine Verhaltensänderung bzw. welche negativen Konsequenzen der Status Quo auf die proximale, soziale und physische Umgebung hat
Selbstbewertung	das Verständnis, dass die Verhaltensänderung ein wichtiger Teil der eigenen Identität ist
<i>Auf Verhalten beruhend</i>	
Selbstverpflichtung	eine feste Verpflichtung zur Verhaltensänderung
Reizkontrolle	Aufbau von Erinnerungshilfen, die geänderte Verhaltensweisen häufiger ins Gedächtnis rufen
Verstärkende Steuerung	erhöhen der Belohnung für Verhaltensänderung und verringern der Belohnung für Status Quo
Hilfreiche Beziehungen	suchen sozialer Unterstützung für eine Verhaltensänderung

5.5 Einstellungen

Wie im vorigen Abschnitt dargelegt, reichen Informationen nicht aus, um eine Verhaltensänderung herbeizuführen. Dies liegt u.a. daran, dass Individuen Informationen, die sich nicht mit ihrer Anschauung vereinbaren lassen, leicht ignorieren können (Beruchashvili, Price & Gentry, 2005). Daher sind Einstellungen ein maßgeblicher Prädiktor für die Akzeptanz und Investitionsbereitschaft in Solaranlagen (Korcaj et al., 2015; Welsch & Kühling, 2009).

Einstellung wird hierbei als positive oder negative Bewertung gegenüber Solaranlagen und Speichergeräten verstanden, die ein bestimmtes Handeln wahrscheinlicher oder unwahrscheinlicher macht. Dementsprechend sind fast zwei Drittel (63%) der Befragten mit hohem Umweltbewusstsein bereit in eine Solaranlage zu investieren, wohingegen, dies nur auf einen Drittel (37%) der Befragten mit niedrigem Umweltbewusstsein zutrifft (Kress & Landwehr, 2012).

Einstellungen wiederum entstehen aus vergangenen Erfahrungen, sozialem Einfluss und antizipierten Zukünften. Des Weiteren zeigen sich Unterschiede, in Abhängigkeit vom Einkommen und anderen demographischen Faktoren (McCright & Dunlap, 2011; siehe Abschnitt 4.3). Daher könnte man sagen, dass die Einstellungen in einer Person verankert sind und die entsprechenden Verhaltensweisen „Symptome“ dieses zugrundeliegenden Faktors sind. In diesem Sinne sollten Personen, mit einer „grünen“ Einstellung nicht nur verstärkt „grünen“ Strom befürworten, sondern auch ihren Energieverbrauch reduzieren und darauf achten, keine unnötige Energie zu verbrauchen (= Suffizienzverhalten; Wittenberg & Matthies, 2016). Von daher lassen sich die Einstellungen von Personen gegenüber der Stromerzeugung durch Solaranlagen näherungsweise auch durch benachbarte Konstrukte erfassen, wie z.B. die Einstellung zur Energiewende. Zumindest besteht hier klarer Forschungsbedarf, da diese benachbarten Einstellungen potentielle Ansatzpunkte und Interventionsmöglichkeiten zur Zieleinstellungsänderung bieten. Bspw. kann potentiellen Nutzer/innen, die bisher indifferent gegenüber Solaranlagen eingestellt waren, verdeutlicht werden, dass mit der Energiewende auch die Atommüllproduktion abnimmt und die nationale Energieproduktion autarker wird (siehe auch Abschnitt 5.6). Durch dieses Vorgehen wird eine anschlussfähige Kommunikation mit potentiellen Nutzer/innen geschaffen, ohne dass diese das Gefühl haben, dass sie zu etwas überredet werden sollen.

Kritisch anzumerken ist jedoch, dass in der Forschung zu umweltbewussten Verhalten häufig ein Unterschied beobachtet wird zwischen dem, was Personen als erstrebenswert erachten und dem, wie sie sich verhalten (Attitude-Behavior Gap; Nolan, Schultz, Cialdini, Goldstein & Griskevicius, 2008). Besteht diese Differenz über einen längeren Zeitraum, tendieren Menschen dazu, ihre Einstellungen zu ändern und ihrem Verhalten anzupassen (Festinger, 1957). Dies würde im unglücklichen Fall bedeuten, dass potentielle Nutzer/innen ihre Akzeptanz und Investitionsbereitschaft abbauen, wenn sie über einen längeren Zeitraum kein Verhalten in Richtung Solarenergie zeigen. Es bestehen diverse Strategien, wie z.B. die öffentliche Selbstverpflichtung, die diesen negativen Prozessen entgegenwirken können (Wilson & Dowlatabadi, 2007).

5.6 Werte und Glaubenssätze

Menschen besitzen ein Bedürfnis, Gründe und Rechtfertigungen für ihr Verhalten und ihre Einstellungen zu finden (Stern, 2016). Solche Gründe können Werte und Glaubenssätze sein, die noch tiefer als die Einstellungen in einer Person verankert sind und einer generelleren Art als diese sind (Claudy, Garcia & O'Driscoll, 2015). In anderen Worten: Eine Einstellung ist spezifischer als ein Wert, da sie sich immer auf ein Einstellungsobjekt bezieht. Dass Werte, wie Umweltbewusstsein verhaltensrelevant sind, zeigt sich auch daran, dass sie vorhersagen, ob Personen bereit wären in Solaranlagen zu investieren oder nicht (Kress & Landwehr, 2012). Wir

gehen in Abschnitt 8.1 ausführlicher auf eines der einflussreichsten Modelle ein (das Werte-Glaubens-Norm Modell, engl. Value Belief Norm Theory, VBN; Stern, Dietz, Abel, Guagnano & Kalof, 1999) um zu zeigen, wie Werte zur Akzeptanz von Solarenergie führen.

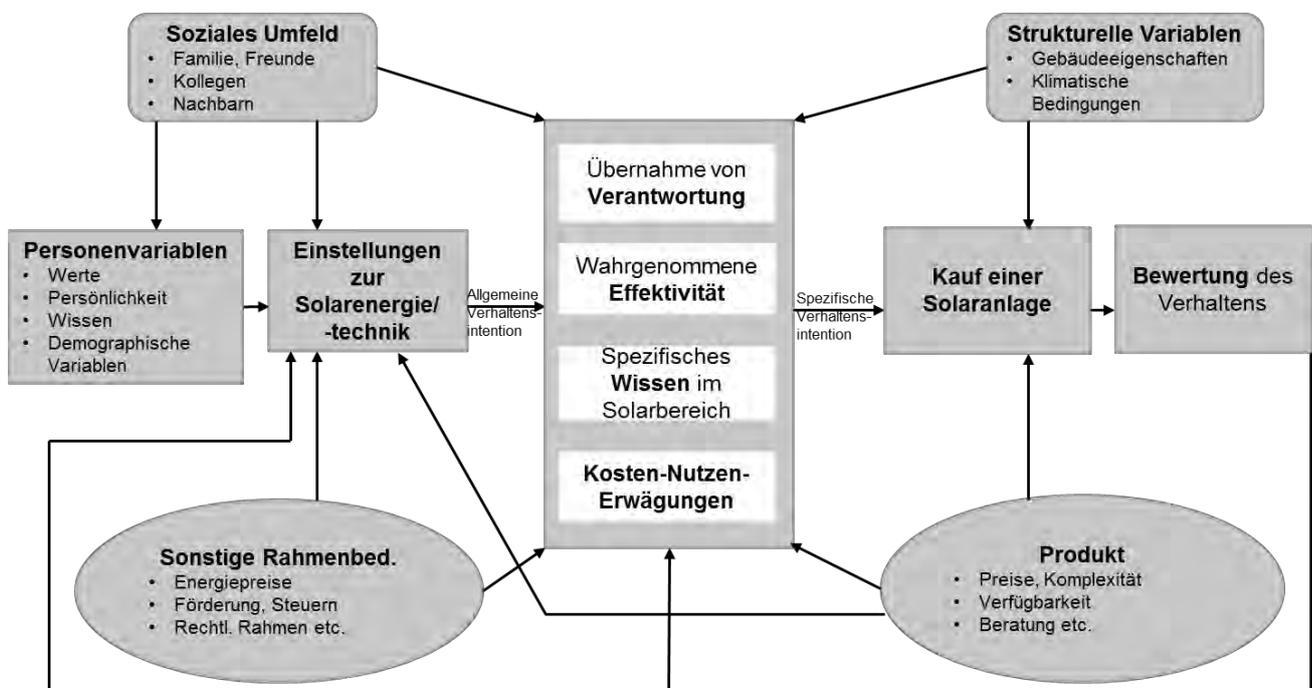
Neben Werten und Glaubenssätzen können zudem auch noch weitere Bedürfnisse berücksichtigt werden, wie z.B. das Bestreben möglichst energieautark zu leben (Klinglmair et al., 2015; Macal, Graziano & Ozik, 2014). Daher sollten besonders Batteriesysteme, die Einsparungen und größtmögliche Autarkie erlauben, verstärkt beworben werden, um die Akzeptanz und Investitionsbereitschaft in Solarenergie weiter zu steigern (Korcaj et al., 2015). Schließlich sollte beachtet werden, dass wenn Umweltbesorgnis eine treibende Kraft zum Handeln ist, es wichtig ist, dass potentielle Nutzer/innen sehen, dass ihr Handeln Auswirkungen hat (Diaz-Rainey & Ashton, 2011).

5.7 Fazit "subjektive" Faktoren

In diesem Kapitel wurden sechs Faktoren dargestellt, die zeigen wie individuelle Charakteristika (z.B. Wahrnehmung und soziales Umfeld) die Akzeptanz und die Investitionsbereitschaft in Solaranlagen beeinflussen. Aus diesen Faktoren lassen sich diverse Indikatoren ableiten, die in Tabelle 4 aufgeführt werden, eine Wiedergabe dieses Wechselspiels findet sich in Abbildung 5.

Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die objektiven und subjektiven Faktoren interagieren bzw. schwer voneinander abzugrenzen sind (Stern, 2000; Wilson & Dowlatabadi, 2007).

Abbildung 5. Faktoren, die Akzeptanz und Investitionen in Solarenergie beeinflussen



Anmerkung. Nach Ott und Winter (2001, S. 43).



Tabelle 4. Subjektive Indikatoren

Indikator	Definition
Sozio-Technischer Systemansatz	
Volkswirtschaftliche Vorteile durch PV Systeme	Wird eine Investition in Solarenergie als eine aktive Unterstützung der nationalen Wirtschaft verstanden?
Wahrgenommene Vorteile der Solartechnologie	Wird die Nutzung von Solarenergie mit individuellen und gesellschaftlichen Vorteilen assoziiert?
Eingeschätzte Einfachheit grüne Energien zu nutzen	Wird die Bedienung von PV, ST, Batteriesystemen als machbar und ohne größeren Aufwand als durchführbar wahrgenommen?
Technikaffinität	Sind Nutzer/innen grundsätzlich bereit neue Technologien auszuprobieren?
Wahrgenommene Systemqualität	Wird sich eine Investition in die Solartechnologien auszahlen bzw. arbeiten die Anlagen (PV, ST, Batterien) zuverlässig?
Sozialer Einfluss	
Verbreitung von Solaranlagen im sozialen Umfeld	Haben Nachbarn und andere Personen aus dem sozialen Umfeld potentieller Nutzer/innen in Solaranlagen investiert?
Subjektive Normen	Inwieweit denken potentielle Nutzer/innen, dass das persönliche Umfeld die Investition in Solaranlagen befürwortet?
Soziales Prestige von Solarenergie	Wird mit einer Investition in Solarenergie ein sozialer Aufstieg verbunden?
Misserfolgs- und erfolgssuchende Orientierung	
Promotionsfokus	Menschen mit einem ausgeprägten Promotionsfokus orientieren sich vornehmlich am Erfolg und sind eher durch Ansprachen zu motivieren, die potenzielle Gewinne betonen.
Präventionsfokus	Menschen mit einem ausgeprägten Präventionsfokus orientieren sich vornehmlich darauf Verluste zu vermeiden und sind eher durch Ansprachen zu motivieren, die darauf hinweisen, wie Misserfolge zu vermeiden sind.
Veränderungsbereitschaft	
Veränderungsstadium	Bestimmung, inwiefern potentielle Nutzer/innen bereits bereit sind, in Solarenergie zu investieren.
Widerstand gegen Solarenergie	Was sind die Gründe, die potentielle Nutzer/innen abhalten, Solarenergie zu akzeptieren oder in diese zu investieren?
Intention zum Gebrauch	Planen Nutzer/innen in absehbarer Zukunft in Solarenergie zu investieren?
Einstellungen	
Bewertung der Solarenergie	Grad, in dem die Erzeugung und Speicherung von Energie durch Solartechnologie als positiv angesehen wird.
Umweltschutz durch Solaranlagen	Inwieweit sehen Individuen Solaranlagen als Möglichkeit an, aktiv zum Umweltschutz beizutragen?
Meinungen zur Energiewende	Wird eine Entwicklung, hin zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, grundsätzlich unterstützt?
Suffizienzverhalten	Richten Personen ihr Handeln darauf aus, es zu vermeiden Energie zu verschwenden bzw. beschränken ihren Konsum, um energieeffizienter zu leben?
Werte und Glaubenssätze	
Werte	Z.B. Biosphärisch, Altruismus, Konservatismus: Inwieweit bestimmen diese Sichtweisen das Handeln von Individuen?
Grüne Glaubenssätze	Inwieweit lösen die Werte eine Verantwortungsübernahme aus und aktivieren eine persönliche Norm, die Handeln lässt?
Autarkiestreben	Das Ziel möglichst unabhängig von Energieversorgern zu leben.

6. Zielgruppen

Nachdem in den vorherigen Kapiteln die objektiven und subjektiven Faktoren definiert wurden, die für die Akzeptanz und Investitionsentscheidungen ausschlaggebend sind, sollen diese Erkenntnisse nun auf die Zielgruppen Bauherren, Mieter/innen und Betreiber/innen konkretisiert werden. So können die unterschiedlichen Ausgangsbedingungen und Motive dieser Gruppen berücksichtigt werden.

6.1 Bauherren

Die Bauherrenschaft liegt bei den rechtlich und wirtschaftlich verantwortlichen Auftraggebern und Ausführern von Bauvorhaben. In diesem Bericht gehen wir davon aus, dass Vermieter/innen und Hausbesitzer/innen diese Rolle einnehmen, anstatt gewerbsmäßige Bauherren, die auf fremde Rechnung Bauvorhaben leiten und eher ausführend tätig sind. Um die Anzahl der Haushalte, die als Bauherren in Betracht kommen, zu quantifizieren, haben Leenheer et al. (2011) vier Cluster gebildet:

1. Hohe Energiesparintentionen, niedrige Investitionsintentionen (34,9% der Bevölkerung)
2. Niedrige Energiesparintentionen, niedrige Investitionsintentionen (26% der Bevölkerung)
3. Niedrige Energiesparintentionen, hohe Investitionsintentionen (21,2% der Bevölkerung)
4. Hohe Energiesparintentionen, hohe Investitionsintentionen (17,9% der Bevölkerung)

Nach dieser Berechnung kommen rund 40% der Bevölkerung (Gruppe 3 & 4 mit hohen Investitionsintentionen) als potentielle Bauherren in Betracht.

Ott und Winter (2001) befragten 13 Hauseigentümer und zukünftige Bauherren bzw. Erwerber von Hauseigentum sowie 12 Handwerker aus der Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik Branche. Ergebnis dieser Interviews war, dass diese Zielgruppe durchweg positiv gegenüber Solaranlagen eingestellt war. Bemängelt wurden jedoch die hohen Kosten, die dazu führen, dass Solartechnik als ein exklusives Produkt wahrgenommen wird, was die positive Einstellung wieder relativiert. Die Befragten beschreiben Umweltschutz als relevanten Entscheidungsfaktor, doch dazu kommen ökonomische, statusbezogene, technische und emotionale Motive. Interessant hierbei ist die Einschätzung der Handwerker/innen, dass sich die Solartechnik zunehmend vom „Ökoprodukt“ zum „Prestigeobjekt“ wandelt (vgl. auch Ozaki, 2011). Des Weiteren konnten Ott und Winter (2001) drei bestimmte Käufertypen definieren:

- der „umweltbewusste Intellektuelle“
- der „innovationsfreudige Techniker“
- der „prestigeorientierte Trendsetter“.

Diese Typologisierung bietet Ansatzpunkte für die Kooperation mit potentiellen Nutzer/innen: So könnten die innovationsfreudigen Techniker bspw. in den Produktionsprozess mit einbezogen werden und im besten Fall sogar die Solartechnologie verbessern (Ornetzeder & Rohrer, 2006).

Zudem geben potentielle Bauherren auch ein Informationsdefizit an (Ott & Winter, 2001). Dies ist nicht verwunderlich, denn das Wechselspiel der einzelnen Komponenten, welches sich auf die Effizienz der Anlage auswirkt, ist für Laien schwer nachzuvollziehen und kann sich in Abhängigkeit der Zielkriterien (z.B. Kostenersparnis vs. Emissionsreduktion) unterscheiden.

Hierfür sei folgendes Beispiel genannt: Während Luftwärmepumpen in der Regel nicht so emissionsarm arbeiten wie ST, erzielen Erdwärmepumpen die gleichen Emissionswerte, bei effizienten Gebäuden sind ihre Emissionen sogar noch geringer (Conrad & Corradini, 2016). Werden der ST jedoch noch Saisonspeicher hinzugefügt, generieren sie wiederum die besten Werte (Conrad & Corradini, 2016).

Bauherren müssen zudem bei der Standortwahl verschiedene Faktoren berücksichtigen, wie z.B. die Verschattung, welche den Ertrag von Solaranlagen mindert (Corradini, 2014). Deswegen ist bereits bei der Planung zu berücksichtigen, welcher Standort am Gebäude für deren Installation am geeignetsten erscheint (Corradini, 2014). Zur Deckung von 60% des Warmwasserbedarfs (40-50 Liter täglich pro Person), werden 1-1,5 m² Kollektorfläche pro Person (weniger für effizientere Kollektoren) und dazu ca. 70 l Speichervolumen pro m² Kollektorfläche berechnet (Corradini, 2014).

Bezüglich einer Entscheidung für PV Anlagen könnte für Bauherren ausschlaggebend sein, dass kleine Solaranlagen auf Hausdächern bis zu einer Größe von 10 kWp weiterhin von der EEG-Umlage befreit sind. Genauer gesagt betrifft diese Regelung den Eigenverbrauch. Der Eigenverbrauch von selbsterzeugtem Solarstrom aus PV Anlagen bis 10 kWp Größe wird nicht mit der EEG-Umlage belastet. Ab einer Größe von 10 kWp müssen Verbraucher 40 Prozent der gültigen EEG-Umlage auf Eigenverbrauch zahlen.

Für Bauherren ist zudem relevant, dass seit Mai 2013 die KfW und das Bundesumweltministerium die Installation von Batteriesystemen fördern, um den Selbstverbrauch zu erhöhen. Selbst PV Anlagen, die vor 2013 installiert wurden, können rückwirkend von dieser Förderung profitieren. Insgesamt wurden zwischen Mai 2013 und März 2015 ca. 17.000 Batteriespeichersysteme installiert (Wittenberg & Matthies, 2016).

6.2 Mieter/innen

Bezüglich der Mieter/innen spielen ästhetische Aspekte eine Rolle bei der Akzeptanz von Solaranlagen. So stimmen rund 34% der Befragten der Aussage zu, dass ihnen Solarkollektoren auf Dächern nicht gefallen (Gigli, Prochnow & Schweizer-Ries, 2013). Daher überschätzen die meisten Studien die Solarpotenziale, da sie meist nur durch Dachflächenanalysen ermittelt werden und vernachlässigen die (fehlende) Akzeptanz und Offenheit sowie Investitionsbereitschaft der Bewohner/innen (Rauh, 2013). Mieter/innen können einer Anlage auch deshalb kritisch gegenüberstehen, weil sie nicht direkt von dieser profitieren (Klinglmair et al., 2015). Stattdessen können für sie zuerst die Nachteile überwiegen, wie z.B. umständliche Umbauarbeiten, die eine Einschränkung des Wohnkomforts nach sich ziehen und keinen direkten, finanziellen Nutzen mit sich bringen.

Auf der anderen Seite können Vermieter/innen selbst produzierten Strom mit einer reduzierten EEG-Umlage (40%) an ihre Mieter weitergeben. Bisher liegt die EEG Umlage bei 6,35 ct/kWh. Damit wäre es nicht nur den Besitzern, sondern auch Mietern, auf deren Haus sich eine Solaranlage befindet, möglich den reduzierten Preis zu beziehen. Dies hat zur Folge, dass die Attraktivität des Eigenverbrauchs gegenüber der Stromeinspeisung steigt.

6.3 Betreiber/innen

Unter den möglichen Betreiber/innen von Solaranlagen fallen nicht nur die Besitzer/innen und Bauherren von Ein- und Mehrfamilienhäusern, sondern z.B. auch Bürgerkommunen, die in eine Solaranlage investieren möchten.

Betreiber von großen PV Anlagen müssen schon seit 2014 an der Ausschreibung zur Förderung von PV Anlagen teilnehmen. Als Trend lässt sich hierbei ablesen, dass der Konkurrenzdruck auch durch internationale Anbieter wachsen wird. So endete eine Modellausschreibung der Bundesnetzagentur zwischen den Ländern Dänemark und Deutschland damit, dass die komplette Menge an bezuschusstem Strom an fünf dänische Anbieter verteilt wurde, die günstigere Gebote als deutsche Bewerber abgeben konnten. Generell folgen die Ausschreibungen der EEG Novelle 2017 drei Leitgedanken (BMW, 2016b):

1. Der Ausbau der erneuerbaren Energien soll kosteneffizient erfolgen.
2. Der Ausbaukorridor für erneuerbare Energien wird eingehalten.
3. Die Akteursvielfalt wird gewahrt.

Um das 3. Ziel zu erreichen, genießen Bürgerkommunen als potentielle Betreiber Sonderregelungen (z.B. erleichterte Teilnahmebedingungen, damit diese Projekte keine zu hohen Kosten vorfinanzieren müssen), sofern sie folgende Bedingungen erfüllen:

- Gesellschaften, die aus mind. 10 Privatpersonen bestehen und bei denen die Mehrheit der Stimmrechte bei Privatpersonen vor Ort liegt.
- Kein Gesellschafter darf mehr als 10% der Stimmrechte haben.
- Max. Projektgröße von 6 Anlagen mit einer Gesamtleistung von max. 18 MW.

Außerdem erhalten Bürgerenergieprojekte nicht den Wert ihres Gebots, sondern den Wert des höchsten noch bezuschlagten Gebots. Sie werden somit finanziell bessergestellt. Darüber hinaus besteht für diese Kommunen ggf. die Möglichkeit einer Ko-finanzierung beim Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE). Ziel des EFRE ist es, durch die Beseitigung von Ungleichheiten zwischen den verschiedenen Regionen den wirtschaftlichen, sozialen und territorialen Zusammenhalt in der Europäischen Union zu stärken. Einer der Förderschwerpunkte ist hierbei die Verringerung der CO² Emissionen.

Wenn sich Betreiber/innen entschließen Freiflächen zu nutzen, erzeugt dies vor allem in der Nähe von Wohn- und Naherholungsgebieten Konflikte, z.B., wenn durch Einzäunungen Barrieren für Mensch und Tier entstehen (Rauh, 2013). Schließlich ist für Betreiber/innen noch zu beachten, dass diese eine Haftpflichtversicherung abschließen müssen, wenn sie eine PV Anlagen auf dem eigenen, einem fremden Dach oder einer Freifläche betreiben.

Für Betreiber/innen einer netzgekoppelten Solarstromanlage gilt zudem, dass der erzeugte Strom ins "öffentliche Netz" eingespeist wird und man für jede kWh Strom einen Preis erhält. Dieser Umstand sorgt dafür, dass ggf. eine Einkommensüberschussrechnung fällig wird und Überschüsse als „Einkommen aus gewerblicher Tätigkeit“ versteuert werden müssen. Dafür darf die Investition in die Photovoltaikanlage über mehrere Jahre verteilt steuermindernd geltend gemacht werden. Diese Regelungen gelten jedoch nur für große Anbieter/innen und Betreiber/innen von Solaranlagen. Ein- oder Zweifamilienhäuser fallen unter den Gewerbesteuerfreibetrag und müssen daher kein Gewerbe anmelden.



Abschließend bleibt festzustellen, dass eine klare Trennung der Identifikation, welche Indikatoren generell eher für Mieter/innen, Bauherren oder Betreiber/innen ausschlaggebend für eine Handlung sind, schwer bis unmöglich ist. Grund ist, dass solche Aussagen die Interaktion zwischen objektiven und subjektiven Faktoren vernachlässigen (siehe Kapitel 5). Um also die Akzeptanz und Investitionsbereitschaft der Zielgruppen zu steigern, sollten die hier aufgezählten Aspekte mit den Indikatoren kombiniert werden, die in Kapitel 5 aufgezählt wurden. So könnte z.B. die Akzeptanz von Mieter/innen, auf deren Dach eine Solaranlage installiert werden soll, und die sich möglicherweise Sorgen um die Ästhetik ihres Wohnhauses machen, mit einer adressatengerechten Ansprache im Sinne des regulatorischen Fokus gesteigert werden. Während gegenüber präventionsorientierten Mieter/innen betont werden sollte, dass diese Anlage hilft Emissionen zu reduzieren, sollte gegenüber promotionsorientierten Mieter/innen die Aussicht auf Profit von der reduzierten EEG-Umlage herausgestellt werden.

Des Weiteren kann festgestellt werden, dass sich die Motive von Nutzer/innen und Nicht-Nutzer/innen unterscheiden: So geben Personen, die bereits in Solartechnologien investiert haben, Umweltbewusstsein und Autarkie als Grund für ihr Handeln an, wohingegen Nicht-Nutzerinnen dem finanziellen Aspekt mehr Raum geben (Rauh, 2013). Dies verdeutlicht noch einmal, dass die Gründe für eine Investition nicht die gleichen Gründe wie gegen eine Investition sein müssen.

7. Spezifische Solartechnologien

Nachdem wir bisher den generischen Terminus „Solarenergie“ verwendet haben und nur dann ausdrücklich auf PV, ST, Batterien oder Wärmespeicher eingegangen sind, wenn dies aufgrund der zitierten Literatur notwendig war, soll in den folgenden Abschnitten dargelegt werden, welche inhärenten Vor- und Nachteile die jeweilige Technik mit sich bringt.

Damit die Politik ihre Ziele in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht, müssen bis 2035 mehr als 200 TWh durch Windkraft und Photovoltaik produziert werden (Pellinger, 2016). Hierbei ist eine Stromwende bereits sichtbar – von einer „Wärmewende“ kann jedoch nicht gesprochen werden (Corradini, 2014). Dies ist insofern problematisch, als dass rund 85% des Endenergieverbrauchs in Deutschland Heizung und Warmwasseraufbereitung ausmachen. Erschwerend kommt hinzu, dass sich PV Anlagen nicht mehr zu so hohen Wachstumsraten wie vor einigen Jahren verkaufen (Palmer, Sorda & Madlener, 2015).

7.1 Photovoltaik

Signifikante CO² Reduktionen können nur erreicht werden, wenn Haushalte sich eine häusliche Solaranlage installieren (Faiers & Neame, 2006). Deutschland hat 2015 PV Anlagen mit einer Leistung von 1,3 GW installiert, was 2% aller weltweiten Neuinstallierungen ausmacht (Wirth, 2016). Ein durchschnittlicher 4-Personen-Haushalt verbraucht pro Jahr etwa 4000 kWh Strom. Die tatsächliche Leistung einer Photovoltaikanlage wird in kW (Kilowatt) gemessen. Die Leistung unterliegt Schwankungen, da sie vom Wetter und vom Einfallswinkel des Sonnenlichts abhängt. Der Ertrag einer PV Anlage wird in kWh angegeben, der sich aus dem Produkt von Leistung und Zeit ergibt. Drei Stunden mit einer Leistung von fünf Kilowatt ergeben also einen Ertrag von 15 Kilowattstunden. Eine Kilowattstunde entspricht einer elektrischen Energie von 3600 Kilojoule. Pro Kilowattpeak (d.h. die maximale Leistung, die eine Solaranlage unter Standardbedingungen erzeugen kann) werden durchschnittlich 10 Quadratmeter Fläche benötigt. Eine Photovoltaikanlage mit einer Fläche von 40 Quadratmetern - und somit 4 Kilowatt Peak Nennleistung - kann den Bedarf des Haushalts bereits komplett decken. Damit diese Rechnung jedoch aufgeht, sind zusätzliche Wärme- und Batteriespeichersysteme nötig oder eine gezielte Laststeuerung (Demand-Side-Management; DSM), d.h. dass Energie dann verbraucht wird, wenn sie auch produziert wird (Luthander, Widén, Nilsson & Palm, 2015). Bereits im vergangenen Jahr wurde die Hälfte aller neuen PV-Kleinanlagen bis 10 kWp in Deutschland mit Stromspeichersystem gebaut, was vor allem an sinkenden Preisen für Batteriespeicher und Fördermöglichkeiten lag.

Besonders für Betreiber/innen, die PV in größerem Umfang, ggf. auf Freilandflächen nutzen wollen, ist relevant, dass diese Anlagen einer Baugenehmigung nach den jeweiligen Landesbauordnungen bedürfen. Ist eine Errichtung im Außenbereich beabsichtigt, muss ein Bebauungsplan aufgestellt werden (Ruff, 2015). Betreiber von PV Anlagen müssen auch auf die Sozialverträglichkeit achten (Ruff, 2015). Je näher Anlagen an Wohnstandorte heranrücken, desto mehr widersprechen die Bewohner/innen diesen Maßnahmen, obwohl sie tendenziell die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unterstützen („Not in my backyard“; NIMBY). Vielfach sind jedoch die Gründe des Opponierens vielschichtiger: Neben Begründungen wie der Beeinträchtigung des Wohnumfeldes, werden prozessuale Abläufe als ungerecht und fremdbestimmt wahrgenommen (Rauh, 2013).

7.2 Solarthermie

Allgemein wird die Wärmeerzeugung aus ST als sehr umweltschonend wahrgenommen und geht mit einer höheren, potentiellen Kaufbereitschaft einher (Claudy et al., 2011). Damit deckt sich, dass durch einen intensiven Zubau von ST Anlagen bis zu 25% des Wärmeverbrauchs solarthermisch substituiert werden können (Corradini, 2013). 2015 wurden in Deutschland mehr als 100.000 ST Anlagen neu installiert. Für eine ST Anlage, die sowohl heizt als auch für Warmwasser sorgt, werden mindestens 2.000 Euro gezahlt. Die Förderung ruht auf zwei Säulen: Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) gewährt Investitionszuschüsse für kleinere Anlagen in Privathaushalten und Unternehmen. Und die KfW bietet Förderkredite und Tilgungszuschüsse für große gewerbliche Anlagen.³

Neben den absoluten Förderbeträgen muss berücksichtigt werden, dass Strom eine höhere Wertigkeit besitzt, als Wärme. Durch die Gewichtung mit dem sogenannten Primärenergiefaktor lässt sich die Primärenergie-Menge (z.B. Gas, Öl oder Kohle) ermitteln, welche durch die regenerativ gewonnene Energie eingespart wurde. Nach der Energieeinsparverordnung beträgt dieser Faktor für Wärme 1,1 und für Strom 2,6 (Corradini, 2014). Da ST eher den Wärmebedarf deckt, und PV eher den Strom, fällt die finanzielle Unterstützung von Seiten der Politik eher zugunsten der PV aus (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5. Förderung von PV und ST Systemen

	Wärme (ST)	Strom (PV)
Anteiliger Endenergieverbrauch der Haushalte	85%	15%
Anteiliger Primärenergieverbrauch der Haushalte	71%	29%
Förderung für vermiedene Primärenergie	1,7 ct/kWh	4,7 ct/kWh
Förderung für vermiedene CO² Emissionen	75 €/t	220 €/t

Anmerkung. Daten und Abbildung nach: (Corradini, 2014, S. 75).

Für PV-Strom ergibt sich eine Förderung vermiedener fossiler Primärenergie von 4,7 ct/kWh, für ST-Wärme sind es 1,7 ct/kWh. In ähnlicher Relation stehen die Zuschüsse pro vermiedener CO² Emissionen über einen Zeitraum von 20 Jahren: 220 €/t für PV Systeme (bei 560 g CO²/kWh) und 75 €/t für ST Anlagen (bei 244 g CO²/kWh für Erdgas). Vergleicht man daher beide Optionen aus betriebswirtschaftlicher Sicht (siehe Tabelle 6) kann festgestellt werden, dass sich die Investition in eine PV Anlage eher auszahlt als in eine ST Anlage (Corradini, 2014). Oder anders gesprochen: die Investition in eine ST Anlage erscheint aus betriebswirtschaftlicher Sicht, aufgrund der geringen Förderung nicht sinnvoll (Corradini, 2013; Henkel, 2012).

³ <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2016/21/Meldung/direkt-erklaert.html>

Tabelle 6. Beispielrechnung für PV und ST Anlagen

Parameter	Solarthermie	Photovoltaik
Beispielanlage	12,5 m ² Kollektorfläche	5 kW _{peak}
Kollektorertrag Modulertrag	550 – 650 kWh/m ² a	140 – 160 kWh/m ² a
Nutzbarer Ertrag	250 – 350 kWh/m ² a	135 – 155 kWh/m ² a
Kosten 2013	600 – 700 €/m ²	1.660 €/ kW _{peak}
Förderung 2013	120 €/m ² \triangleq 2 ct/kWh	15,35 ct/kWh
Effektive Kosten 2013	8,5 – 14 ct/kWh	-5,1 bis -6,4 ct/kWh

Anmerkung. Alle Kosten, Preise und Förderung für ST inkl. MWSt. für PV ohne USt (Corradini, 2014, S. 76). Diese Zahlen sind nicht mehr ganz aktuell, da die aktuelle Vergütung für PV derzeit 12,70 ct/kWh beträgt.

Dieser Umstand lässt auch den Markteinbruch für ST ab 2008 in Deutschland erklären (Klinglmair et al., 2015). Subventionen⁴ können sogar einen negativen Effekt auf das Kaufverhalten (hier im Falle von ST) haben (Henkel, 2012). Dies lässt sich dadurch erklären, dass niedrige finanzielle Anreize signalisieren, dass das, was belohnt werden muss, mit Nachteilen behaftet ist, sodass die Antipathie dagegen wächst (Gneezy, Meier & Rey-Biel, 2011).

7.3 Batterien und Wärmespeicher

Für den privaten Betrieb von PV Anlagen ergibt sich zunächst das Interesse an einer erhöhten Eigenversorgung. Hierbei spielt vor allem der Preisunterschied zwischen aus dem Stromnetz bezogener und selbst erzeugter Energie eine Rolle. Daraus leitet sich die einfachste Betriebsstrategie für PV-Speichersysteme ab: Der Speicher wird sofort beladen, sobald die Erzeugung den Verbrauch übersteigt (Michelsen & Madlener, 2013). Um einen deutlich größeren Anteil an der Eigenversorgung zu erzielen und damit die Energiekosten zu senken, ist es zielführend über PV Speichersysteme als Standardkomponente im Haushalt im Eigenversorgungszeitalter nachzudenken. Dies gilt besonders vor dem Hintergrund der sinkenden Speichersystem- und steigenden Stromkosten (Weniger, Bergner, Tjaden & Quaschnig, 2014)

Politisches Ziel ist es, die Speichertechnologien stärker zu fördern. Hierfür stehen zwischen 2016-2018 30 Millionen Euro zur Verfügung, um Investitionen in Batteriespeicher, die in Verbindung mit einer Photovoltaik-Anlage installiert und an das elektrische Netz angeschlossen werden, finanziell zu bezuschussen (BMWi, 2015).

Mit Wärmepumpen werden Wärmequellen auf niedrigem Temperaturniveau nutzbar gemacht. Dazu wird der Wärmequelle thermische Energie entzogen und mit der Pumpe auf ein höheres Temperaturniveau gebracht. Wärmepumpen lassen sich gut mit Solarthermieanlagen

⁴ Offiziell handelt es sich bei der EEG Umlage nicht um eine Subvention, sondern um einen verpflichtenden Zuschlag, der dazu dient, die Energiewende einzuleiten. Da die Gelder nicht in Staatsbesitz gehen, sondern zweckgebunden sind, wird dies bisher von der europäischen Kommission nicht als unzulässige Subventionierung bestimmter Technologiebereiche gesehen (Wirth, 2016)



kombinieren, sodass mit einer Wärmepumpe auch bei niedrigen Einstrahlungswerten, z.B. im Winter, ein ausreichend hohes Temperaturniveau bereitgestellt werden kann. Somit sind Wärmespeicher im Kontext der Erzeugung und des Verbrauchs bei ST Anlagen unverzichtbar. Dieser Sachverhalt verdeutlicht die Notwendigkeit eines ausreichend bemessenen Speichers für den effizienten Betrieb einer ST (Corradini, 2014). Während solarenergetische Dachanlagen mit keiner neuen Flächeninanspruchnahme verbunden sind, beanspruchen Wärme- und Energiespeicher jedoch Platz, der ggf. auch anderweitig genutzt werden könnte (Rauh, 2013). Daher ist es für diese Systeme von Vorteil, wenn sie möglichst wenig Raum einnehmen.

8. Modellerstellung

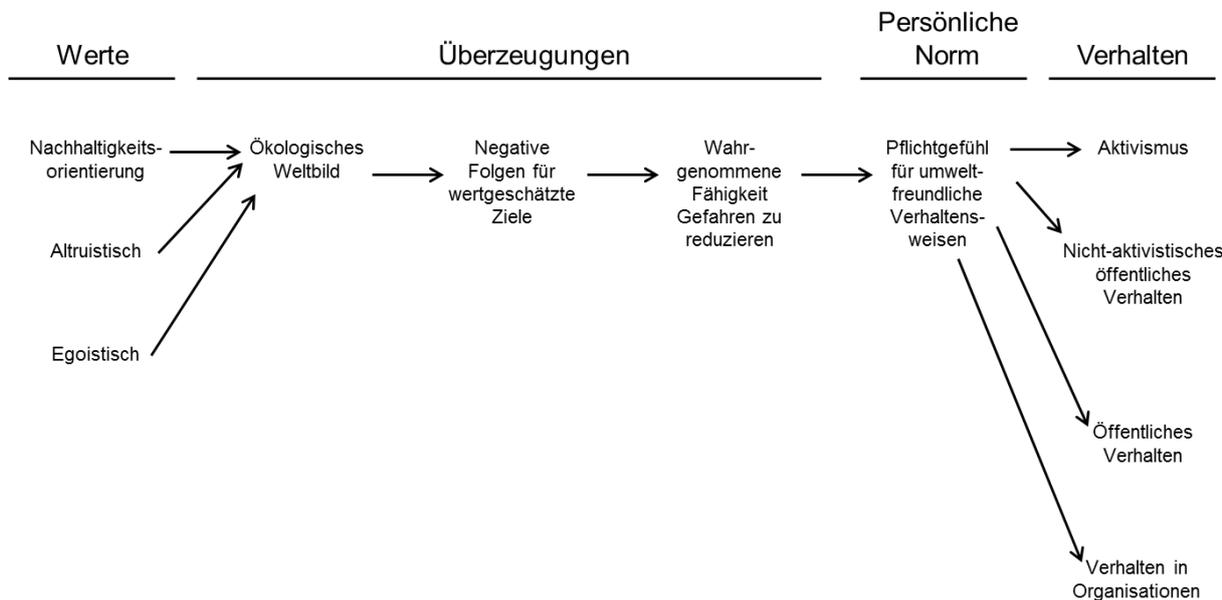
In diesem Kapitel werden die Indikatoren, die sich in der Literatur als am relevantesten herauskristallisiert haben, in Modellen zusammengefasst. Ziel dieses Schrittes sind Meta-Modelle, welche Persönlichkeitsfaktoren (z.B. persönliche Bedeutung zur technischen Avantgarde/Innovatoren zu gehören) mit soziologischen Faktoren (umweltbewusste Norm des sozialen Umfeldes) kombinieren. An dieser Stelle folgt die Identifikation, Klassifikation und Beschreibung der Indikatoren zum Aufbau von Indikatorenmodellen (inkl. Wechselwirkungen zwischen den Indikatoren), auf Basis von theoretisch-fundierten Erkenntnissen. Folgende Aspekte sollen vorhergesagt werden:

- Akzeptanz
- Investitionsintention
- Kaufentscheidung

8.1 Ein Modell zur Akzeptanz: Werte-Glauben-Norm Modell

Eines der einflussreichsten Modelle, welches erklärt wie es von ökologischen Werten zu ökologischem Verhalten und Akzeptanz von Verhaltensänderungen kommt, ist das Werte-Glauben-Norm Modell (Value Belief Norm Theory, VBN; Stern, Dietz, Abel, Guagnano & Kalof, 1999; Abbildung 6). Hier wird von einer kausalen Kette ausgegangen, in der die individuellen Werte (z.B. Altruismus), die Glaubenssätze eines Individuums prägen (z.B. ökologische Weltansicht oder die Befürchtung, dass ungewollte Konsequenzen eintreten). Diese Glaubenssätze wiederum sagen die individuellen Normen vorher (Selbstverpflichtung etwas gegen die negativen Konsequenzen zu unternehmen, z.B. „Ich sollte X unternehmen, damit Y nicht eintritt und einen negativen Einfluss auf Z hat“). Werte aktivieren also Normen, die den unmittelbaren Prädiktor für ein Verhalten darstellen. Dementsprechend können Werte (z.B. hedonistische Werte) der Akzeptanz von Investitionen in Solaranlagen auch entgegenstehen (Nordlund & Garvill, 2002). Generell sind Personen mit ökologischen Werten am ehesten bereit diese Investitionen zu akzeptieren. Dieser Effekt wird noch verstärkt, wenn Personen sich der ökologischen Konsequenzen bewusst sind, die eine Nicht-Investition mit sich bringen kann (Kastner & Matthies, 2016). Zudem zeigt sich, dass Personen mit hedonistischen Werten eher durch finanzielle Anreize für den Kauf einer Solaranlage zu motivieren sind, als Nutzer/innen mit stark ausgeprägten konservativen Werten (Kastner & Matthies, 2016).

Abbildung 6. Das Werte-Glauben-Norm Modell



8.2 Ein Modell zur Investitionsintention: Die Theorie des geplanten Verhaltens

Um Investitionsintention vorherzusagen, eignet sich die Theorie des geplanten Verhaltens (siehe Abbildung 7; Theorie of Planned Behavior; TPB; Ajzen, 1991).. Die Idee hinter dieser Theorie ist, dass es nicht reicht positive Einstellungen gegenüber Solartechnologie aufzubauen, es müssen auch die Normen und (wahrgenommene) Verhaltenskontrolle berücksichtigt werden (Li, 2016; Ozaki, 2011).

Durch die Berücksichtigung von individuellen Indikatoren (Einstellungen), aber auch persönlichen Normen und der Verhaltenskontrolle (objektiven Indikatoren), bietet die TBP ein umfassendes Bild und ist daher Grundlage für zahlreiche Untersuchungen zur Investitionsintention. Beispielhaft berichten wir die Ergebnisse zweier Studien von Kim et al. (2014; Abbildung 8) und Li (2016; Abbildung 9). Beide Untersuchungen haben die Vorhersagekraft von einzelnen Indikatoren untersucht, die für die Intention in Solarenergie zu investieren ausschlaggebend sind. Auch wenn die einzelnen Indikatoren, die gemessen wurden, sich leicht unterscheiden, bildet die TPB doch die theoretische Basis für deren Untersuchungen. Die Zahlen neben den einzelnen Pfeilen stellen die Regressionskoeffizienten dar. Diese könnten Werte von -1 bis +1 annehmen, sodass man sagen kann, dass je höher der Wert eines Indikators, desto relevanter wirkt dieser auf das Zielkriterium.

Abbildung 7. Theorie des geplanten Verhaltens

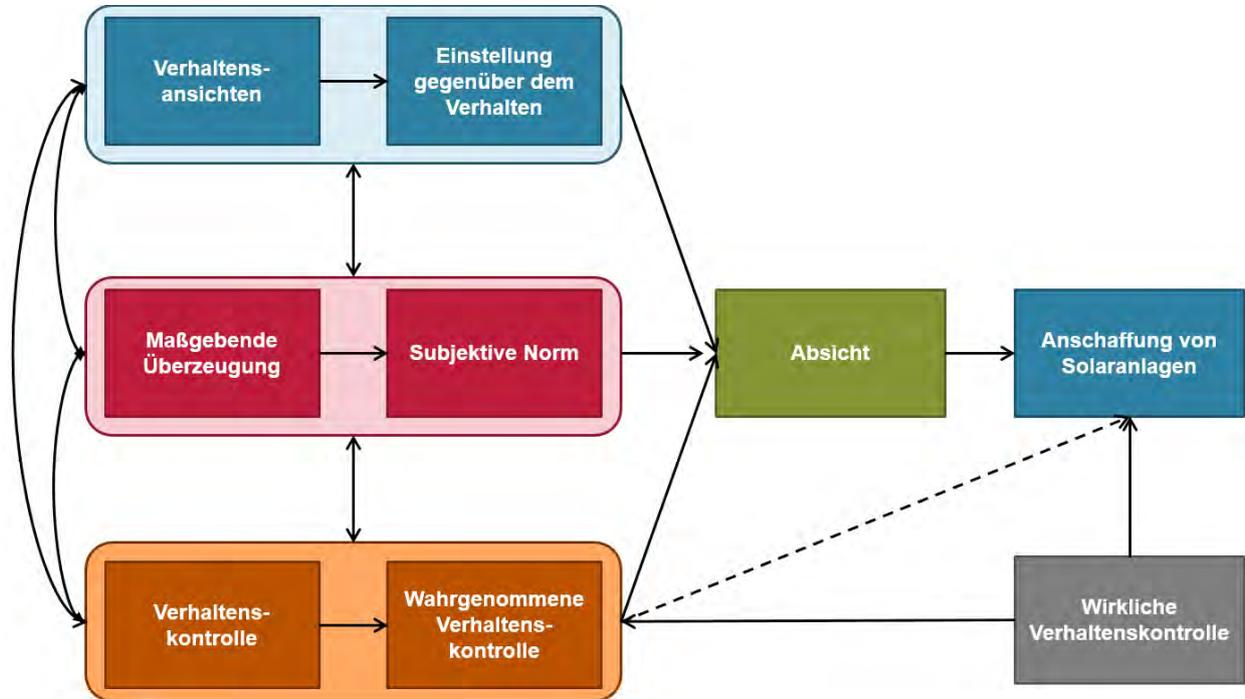
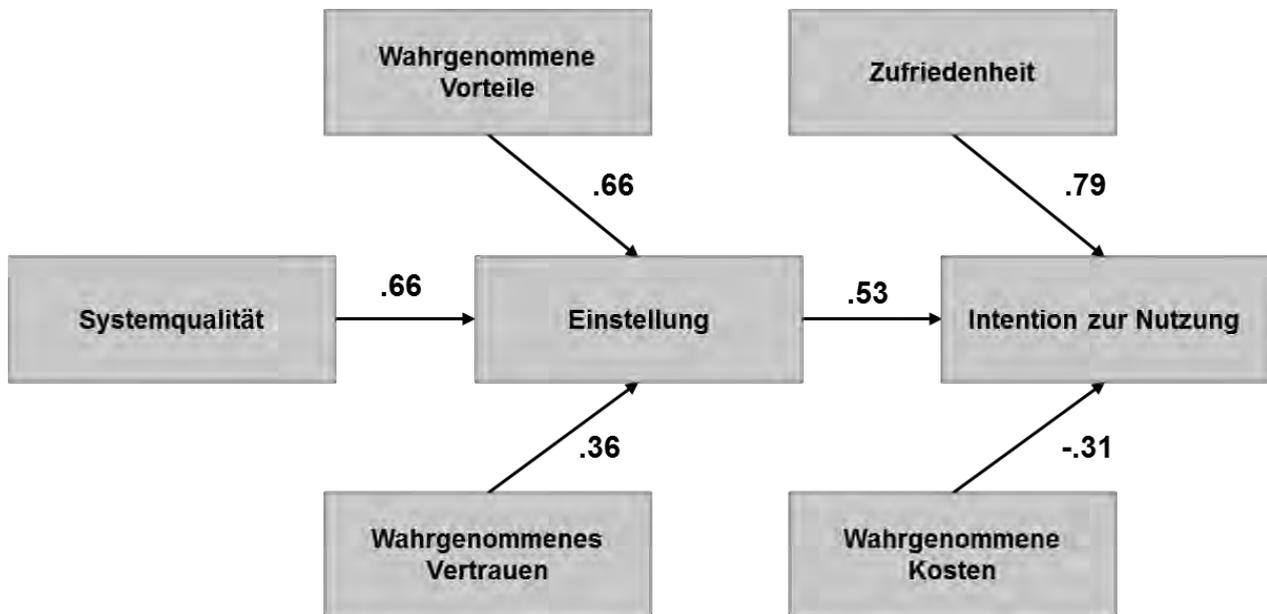
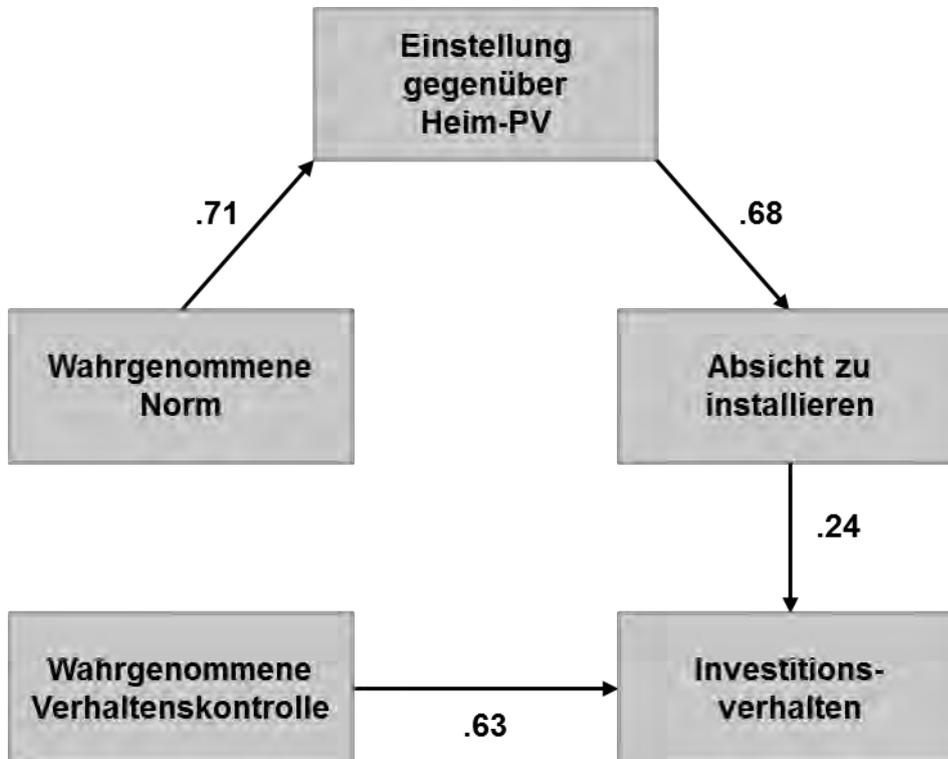


Abbildung 8. Vorhersagekraft der einzelnen TPB Indikatoren I



Anmerkung. Daten nach Kim et al. (2014).

Abbildung 9. Vorhersagekraft der einzelnen TPB Indikatoren II



Anmerkung. Daten nach Li (2016).

8.3 Ein Modell zur Kaufentscheidung: Die Diffusionstheorie von Innovation

Generell können folgende Dimensionen identifiziert werden, die ausschlaggebend dafür sind, ob in erneuerbare Energien für den häuslichen Gebrauch investiert wird (Kastner & Stern, 2015; Michelsen & Madlener, 2013):

- Kostenaspekte
- Finanzielle Bezuschussungen
- Glauben, dass die Entscheidung einen positiven Effekt auf den Haushalt hat
- Glauben, dass die Entscheidung einen positiven Effekt auf die Umwelt hat
- Demographie und Hauscharakteristika (z.B. Eigenheim)
- Dispositionen der Entscheidungsträger (Werte und Einstellungen)
- Komfortbedenken
- Der Einfluss von Peers (z.B. Freunde, enge Bekannte)
- Politische Rahmenbedingungen

Würde man noch weitere Studien berücksichtigen, würde sich diese Liste entsprechend verlängern, z.B. wenn es darum geht, ob Subventionen oder potentielle Einspeisungsvergütungen als finanzieller Anreiz motivierender wirken (Yamamoto, 2015). Um also ein Modell zu finden, welches berücksichtigt, wie soziale und personelle Faktoren mit Eigenschaften einer bestimmten Technologie interagieren und zu Kaufentscheidungen führen, greifen wir auf die Diffusionstheorie von Innovationen (engl. Diffusion von Innovation; DOI;

Rogers, 2003) zurück. Innovation wird hierbei als eine „Idee, Praktik oder Objekt, die von einem Individuum als neu wahrgenommen wird“, definiert (Rogers, 2003, p. 12). Mit dieser Definition wird die Bedeutung der Wahrnehmung unterstrichen: PV Zellen gibt es bereits seit den 1950er Jahren zu kaufen, dennoch haben sie die meisten Menschen bis zu den letzten Jahrzehnten nicht als eine mögliche Form der Energiegewinnung registriert. Wenn also eine Neuerung nicht den Schritt aus dem Labor hin zum Leben der Menschen schafft, dann bleibt sie eine ‚Erfindung‘. Schafft es die Neuerung jedoch von so vielen Nutzer/innen angenommen zu werden, dass sie den bestehenden Markt durcheinanderbringt, dann wird von einer disruptiven Innovation gesprochen (Christensen, 1997). Da Solaranlagen statt der zentralen, auf eine dezentrale Stromproduktion setzen, wird in diesem Kontext immer häufiger von einer disruptiven Innovation gesprochen (z.B. Geels et al., 2016).

Für die Bereitschaft, für eine Innovation Geld auszugeben, sind jedoch die wahrgenommenen Eigenschaften, die zu einer Bewertung der Innovation führen, entscheidend (Tabelle 7).

Tabelle 7. *Eigenschaften von Innovationen*

Eigenschaften	Definitionen
Verhältnsvorteil	Grad, zu dem eine Innovation besser ist als die Idee, die es ersetzt
Kompatibilität	Grad, zu dem eine Innovation vereinbar ist mit vorhandenen Werten, vorigen Erfahrungen und Bedürfnissen von potentiellen Nutzern
Komplexität	Grad, zu dem eine Innovation relativ schwierig zu verstehen/nutzen ist
Erprobbarkeit	Grad, zu dem mit einer Innovation auf einer beschränkten Basis experimentiert werden kann
Beobachtbarkeit	Grad, zu dem die Ergebnisse einer Innovation für andere sichtbar sind
Kosten	Kosten in Verbindung mit dem Gebrauch einer Innovation
Risiken	Mehrdimensionale Komponenten, einschließlich Leistung, Finanzierung, soziale, physische, psychologische und andere Typen von Gefahren
Benutzerfreundlichkeit	Grad, zu dem eine Person glaubt, dass das Verwenden eines Systems frei von physischer/geistiger Anstrengung ist
Image	Grad, zu dem der Gebrauch einer Innovation wahrgenommen wird, um jemandes Image in der Gesellschaft zu erhöhen
Sichtbarkeit	Grad, zu dem der Gebrauch einer besonderen Innovation ersichtlich ist
Willkürlichkeit	Grad, zu dem der Gebrauch einer Innovation als willkürlich/freiwillig wahrgenommen wird
Ergebnis Beweisbarkeit	Greifbarkeit der Ergebnisse beim Gebrauch einer Innovation, einschließlich ihrer Wahrnehmbarkeit und Übertragbarkeit
Soziale Anerkennung	Nicht-finanzieller Aspekt der Belohnung
Übertragbarkeit	Grad, zu dem eine Innovation klar und leicht verstanden werden kann

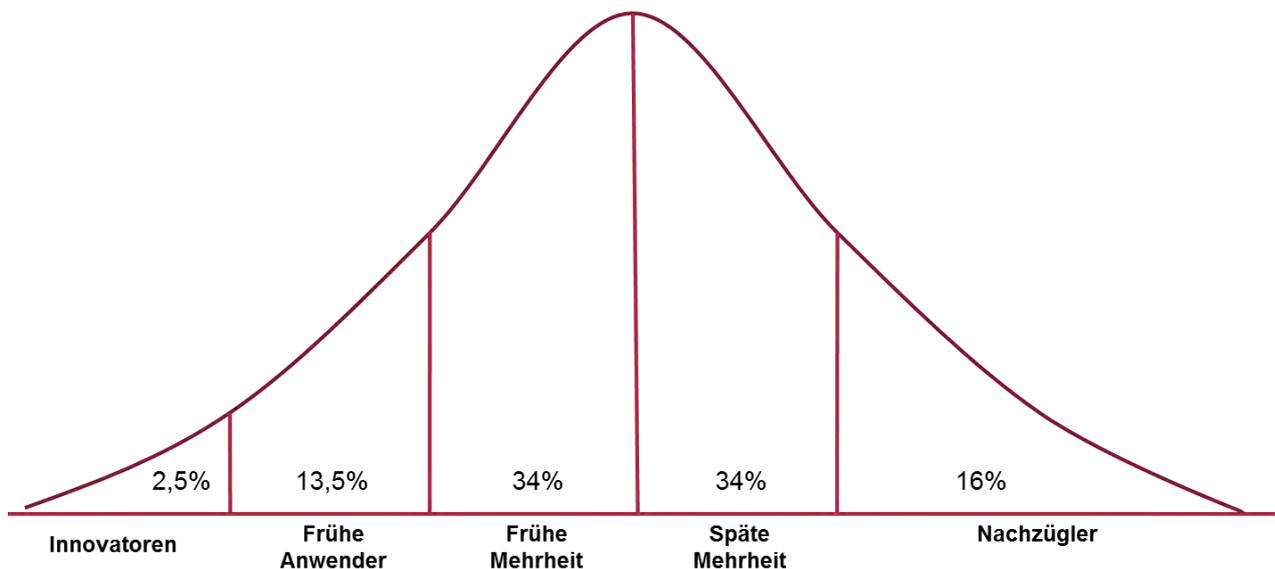
Anmerkung. Tabelle nach Moore & Benbasat, 1991; Kapoor et al., 2014; Rogers, 2003; Tornatzky & Klein, 1982.

Diese Faktoren stehen meist in Wechselbeziehung zueinander: Je neuer etwas ist, desto unsicherer wird es wahrgenommen. Daher ist auch nachvollziehbar, warum das soziale Umfeld für die Diffusion einer Innovation so relevant ist: häufige Nutzung reduziert die Unsicherheit bezüglich des Funktionierens der Technologie (Woersdorfer & Kaus, 2011). Darüber hinaus erklärt sich das Verhalten von potentiellen Nutzer/innen, wenn man die DOI auch mit der Theorie des geplanten Verhaltens kombiniert. In einer Meta-Analyse kamen Weigel, Hazen, Cegielski und Hall (2014) zu dem Ergebnis, dass Einstellungen (.53), Kompatibilität (.43), der relative Vorteil (.42), wahrgenommene Verhaltenskontrolle (.41), Beobachtbarkeit (.38),

subjektive Norm (.33) Erprobbarkeit (.32) und Komplexität (.28) mit dem Zielverhalten zusammenhängen.

Eines der zentralen Merkmale der DOI ist die Geschwindigkeit, mit der sich eine Innovation verbreitet. Um dies systematisch zu untersuchen, beschreibt Rogers (2003) fünf Nutzergruppen (siehe Abbildung 10).

Abbildung 10. Die Diffusionskurve zur Verbreitung von Innovationen



1. **Die Innovatoren:** Sie sind risikobereit und „stehen unter Strom“ die ersten zu sein, die neuen Ideen ausprobieren. Für sie ist es auch vorteilhaft, dass PV und ST gut sichtbar sind, da sie so zeigen können, dass sie zur Avantgarde gehören (Wilson & Dowlatabadi, 2007).
2. **Frühe Anwender:** Sie sind die zweite Gruppe, die eine Innovation nutzen und anwenden. Sie haben in ihrem sozialen Umfeld eine hohe Meinungsführerschaft und begrüßen Veränderungsmöglichkeiten.
3. **Frühe Mehrheit:** Die frühe Mehrheit zeichnet sich dadurch aus, dass hier schon die „normalen“ Menschen eine Innovation nutzen. Mitglieder der frühen Mehrheit sind i.d.R. aber offener als der Durchschnitt der Bevölkerung.
4. **Späte Mehrheit:** Sie stehen neuen Ideen skeptischer gegenüber und wenden neue Ideen meistens erst an, wenn es schon ausreichend positive Beispiele im sozialen Umfeld gibt.
5. **Nachzügler:** Sie sind äußerst konservativ und verdächtigen jede Innovation erst einmal Nachteile mit sich zu bringen. Sie sind daher die letzten, die Neuheiten übernehmen und zeigen den meisten Widerstand.

Durch diese Klassifikation werden Möglichkeiten deutlich, wie sich (potentielle) Nutzer/innen diesen Gruppen zuordnen lassen, z.B. durch die Werte (siehe Abschnitt 5.6). So sind die Innovatoren z.B. die Gruppe, die am ehesten einbezogen werden kann, um die Technologie von Solarsystemen zu verbessern (Ornetzeder & Rohracher, 2006). Entscheidend ist außerdem, dass die Gruppen Eigenschaften der Innovation anders bewerten. So stimmen Mitglieder der frühen Mehrheit, gegenüber Mitgliedern der frühen Anwender, eher den Aussagen zu, dass Solarsysteme unattraktiv, nicht bezahlbar, und nicht ausreichend vom Staat unterstützt werden

(Faiers & Neame, 2006). Des Weiteren hat die frühe Mehrheit zwar ein positives Bild von Solarenergie, doch finanzielle, ökonomische und ästhetische Eigenschaften hindern sie, in Solarenergie zu investieren (Faiers & Neame, 2006).

Neben einer Klassifikation der potentiellen Nutzer/innen, beschreibt die DOI auch einen fünfstufigen Prozess, anhand dessen sich erklären lässt, wie Nicht-Nutzer/innen zu Nutzer/innen werden:

1. Wissen/Beobachtung: Ein Individuum erlangt Kenntnis von der Existenz eines Systems und erfährt mehr darüber, wie dieses funktioniert.
2. Überredung: Eine Person baut eine positive oder negative Einstellung gegenüber einer Innovation auf.
3. Entscheidung: Ein Individuum ist immer stärker in Aktivitäten eingebunden, die dazu führen, dass eine Innovation Zustimmung findet oder abgelehnt wird.
4. Implementierung: Eine Innovation wird angewendet.
5. Bestätigung: Eine Person sucht nach der Investition die Bestätigung, dass es sich hierbei um die richtige Entscheidung handelte. Hierbei kann sie auch die Bewertung ändern, wenn es neue, in Konflikt stehende Informationen erhält.

Dieser Prozess zeigt viele Überschneidungen mit dem TTM (siehe Abschnitt 5.4). Entsprechend sollte darauf geachtet werden, dass die Kommunikation und die Prozessphase, in der sich potentielle Nutzer/innen befinden, aufeinander abgestimmt sind. Was diese Prozessphasen außerdem zum Ausdruck bringen: Nicht alle Menschen nehmen eine Innovation zur gleichen Zeit an. Wenn also die Nachteile gegenüber der bisherigen Energie, die "billig" und zuverlässig durch das System fließt, nicht deutlich werden, dann werden Neuerungen wahrscheinlich nicht übernommen.

Der oben beschriebene Prozessablauf konnte bestätigt werden (Faiers, Neame & Cook, 2007), wobei die Innovatoren eine Ausnahme machen, denn für sie ist die Beobachtbarkeit nicht so relevant. Für sie ist auch die Komplexität nicht zwangsläufig ein Hindernis eine Innovation anzunehmen, was damit zu tun haben kann, dass sie wahrscheinlich technikaffiner sind (Faiers et al., 2007). Man könnte die frühen Anwender oder Mehrheit also eher als Pragmatiker bezeichnen, denn sie achten mehr auf Kompatibilität und Ausprobierbarkeit als Innovatoren.

In der DOI spielen die sogenannten Veränderungsagenten (Change Agents) eine zentrale Rolle bei der Verbreitung einer Innovation. Sie sind die Personen, die Innovationsentscheidungen von Personen in eine als wünschenswert erachtete Richtung beeinflussen (Rogers, 2003). Daher haben Studien gezeigt, dass sie zu einer stärkeren Nutzung von erneuerbaren Energien beitragen können (Heins & Alscher, 2013). Die Veränderungsagenten können gezielt Aufklärungsarbeit leisten, damit die Informationen besser verteilt und verarbeitet werden. Denn auch wenn die Innovation positiv wahrgenommen wird, besteht besonders eine „Lücke“, zwischen den frühen Anwendern und der frühen Mehrheit (Faiers et al., 2007). Es ist diese Lücke, die i.d.R. verhindert, dass sich eine Innovation flächendeckend ausbreitet: Statt auch die Mehrheit und Nachzügler zu erreichen, wird die Innovation nicht von der frühen Mehrheit übernommen und bleibt eine Erfindung. Aus der Diffusionstheorie ergibt sich auch, dass die Produzenten und Anbieter besonders das Gespräch mit den Innovatoren und frühen Anwendern suchen sollten, um kontinuierlich ihr optisches Design und ihr Geschäftsmodelle zu verbessern (Faiers & Neame, 2006), um die Lücke zu überwinden (Wilson & Dowlatabadi, 2007). Die



Innovatoren und frühen Anwender können so auch als „Demonstrationsprojekte“ genutzt werden, um zu zeigen, dass Solarenergie funktioniert. Um die potentielle frühe Mehrheit dazu zu bewegen, in Solaranlagen zu investieren, sollte sie von folgenden Faktoren überzeugt werden (Faiers & Neame, 2006):

- Die Anlagen sind kein einschneidender, optischer Eingriff.
- Wartungsarbeiten sind nur in Ausnahmefällen notwendig und eigentlich nicht vorgesehen.
- Anlagen fügen einer Immobilie Wert hinzu.
- Die Installation ist relativ simpel und stellt nur eine minimale Unterbrechung der Alltagsroutine dar.

Um also die Diffusionsgeschwindigkeit zu steigern und sich die positiven Effekte der sozialen Norm zu Nutze zu machen, könnten Hausbesitzer regelmäßig über die nationale Rate von Solaranlagen informiert werden (Korcaj et al., 2015).

Tabelle 8. Indikatoren der Diffusionstheorie

Indikator	Definition
Bewertung von Solartechnologie auf Basis der Eigenschaften von Innovationen	
Beobachtbarkeit	Wie sichtbar sind die Vorteile?
(relativer) Vorteil	Entsteht durch Solaranlagen ein (relativer) Vorteil gegenüber dem bisherigen Zustand?
Kompatibilität	Besteht Kompatibilität mit der bisherigen, technischen Infrastruktur oder Gewohnheiten und Überzeugungen?
Komplexität	Welche neuen Fertigkeiten sind notwendig, um eine neue Technologie zu beherrschen?
Erprobbarkeit	Besteht die Möglichkeit, dass potentielle Nutzer/innen die Technik für eine begrenzte Periode testen können?

9. Nächste Handlungsschritte

In diesem Kapitel finden sich Vorschläge, für nächste Handlungsschritte, um das Zusammenspiel der Indikatoren, die für die Akzeptanz und Investitionsbereitschaft bezüglich Solarenergie relevant sind, weiter zu erforschen. Als ein erster Schritt wird empfohlen, die hier vorgestellten soziologischen und psychologischen Indikatoren mit Hilfe einer Befragung zu validieren. Diese Datenerhebung dient der Überprüfung, ob die Indikatoren, so wie sie in der bisherigen Forschung definiert wurden, auch auf den spezifischen Kontext des Solsys Projektes übertragbar sind. Als Ergänzung dieser deskriptiven Beschreibung schlagen wir in einem zweiten Schritt ein teilnehmendes-beobachtendes Vorgehen im Sinne der Aktionsforschung vor. Dieser Ansatz berücksichtigt, dass Fragebogenerhebungen nicht in der Lage sind grundsätzlich neue Erkenntnisse zu gewinnen, d.h. Fragebögen erfassen nur, was sich Forscher/innen zuvor überlegt haben (Endrejat & Kauffeld, 2016). So lassen sich z.B. individuelle Erfahrungen oder Glaubenssätze nur unzureichend mit standardisierten Fragebögen erfassen (Lewin, 1946), z.B. könnte ein/e potentielle/r Nutzer/in denken, dass bei der Produktion von Kollektoren oder Panels mehr Energie und Emissionen freigesetzt werden, als am Ende durch deren Nutzung gespart werden. Wenn dieser Glaube besteht und nicht berücksichtigt wird, dann wird die Akzeptanz für Solarenergie wahrscheinlich nicht gesteigert werden können. Da diese Sorgen i.d.R. nicht in standardisierten Fragebögen erhoben werden können, sind sie besser durch strukturierte Interviews, als durch Fragebogenerhebungen, zu erfassen (Ozaki, 2011). Zudem unterliegen die Entscheidungsgründe, die ehemals für die Investition in Solaranlagen ausschlaggebend waren, Erinnerungsverzerrungen (Schelly, 2014). Um also das Verständnis über die ausschlaggebenden Motive für eine Investitionsentscheidung zu verstehen, bietet es sich an, neben einer nachträglichen Abfrage, auch Nutzer/innen zu befragen, die ambivalent gegenüber Solarenergie eingestellt sind.

9.1 Überprüfung und Nutzung der Indikatoren (Fragebogen)

In einem ersten Schritt wird empfohlen, die zuvor identifizierten Indikatoren anhand eines Fragebogens zu überprüfen. Dieser Fragebogen sollte auf die Fragestellung des Projektes Solsys angepasst sein und nicht über 100 Items umfassen. Diese begrenzte Anzahl an Items ist nötig, da die Aufmerksamkeit der Befragten nach dieser Zeitspanne nachlässt und somit die Ergebnisse verzerren. Dieser Schritt trägt dazu bei, die Erkenntnisse aus der Literaturübersicht durch empirische Forschung zu überprüfen. Somit werden entweder Belege für bisherige Annahmen gefunden oder die postulierten Zusammenhänge müssen, sofern die Daten es nahelegen, modifiziert oder verworfen werden.

Neben einer rein deskriptiven Befragung (korrelatives Design), kann diese Fragebogenerhebung auch zur experimentellen Überprüfung der adressatengerechten Ansprache genutzt werden (kausales Design). Beispielweise könnten den Teilnehmenden bestimmte Botschaftsformulierungen vorgelegt werden und es würde dann überprüft, ob diese in Abhängigkeit individueller Merkmale (z.B. des regulatorischen Fokus; siehe Abschnitt 5.3) unterschiedlich auf diese Botschaften reagieren.



9.2 Stichprobe

Bei der Rekrutierung der Stichprobe kann entweder ein Querschnitt aus der Bevölkerung gewählt werden oder es werden gezielt Besitzer/innen von PV, ST oder Batteriesystemen angeschrieben. Für solch ein Vorgehen bieten sich spezielle Webportale an. So rekrutierten Wittenberg und Matthies (2016) ihre Stichprobe von 15 PV bezogenen Webportalen. Es besteht auch die Möglichkeit eine solche Stichprobe mit Nicht-Interessierten zu vergleichen, um die Unterschiede in Einstellungen und Werten zu erheben. Zur Entlohnung der Teilnehmenden wird die Teilnahme an einer Lotterie empfohlen (Gamma, 2016), wenn die Bezahlung nicht schon durch

9.3 Fazit und nächste Handlungsschritte

Grundsätzlich stellt sich beim weiteren Vorgehen die Frage, welche potentiellen Nutzer/innen adressiert werden sollen: Entweder diejenigen, auf die möglichst viele der hier beschriebenen Indikatoren zutreffen, aber noch nicht in Solarenergien investiert haben *oder* diejenigen, die nicht in ein „prototypisches Profil“ passen (z.B. keine entsprechenden Werte und Einstellungen berichten) und daher durch geeignete Interventionsstrategien motiviert werden müssten?

In beiden Fällen wird in einem ersten Schritt empfohlen, die Wirkungen der hier berichteten Indikatoren anhand einer Onlinebefragung empirisch zu überprüfen. Sollte neben dieser deskriptiven, überprüfenden Befragung noch der direkte Kontakt mit Nutzer/innen gewünscht sein, wird empfohlen, diesen anhand eines multi-methodischen Ansatzes im Sinne der Aktionsforschung durchzuführen.



Literaturverzeichnis

- Achtnicht, M. & Madlener, R. (2012). Factors influencing German house owners' preferences on energy retrofits. *SSRN Electronic Journal*. FCN Working Paper Nr. 4.
- Adil, A. M. & Ko, Y. (2016). Socio-technical evolution of decentralized energy systems. A critical review and implications for urban planning and policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 1025-1037.
- AG Energiebilanzen e.V. (2016a). *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern*. Verfügbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/>
- AG Energiebilanzen e.V. (März 2016b). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015*. Verfügbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/>
- Ajzen, I. (1991). The theory of planned behavior. *Organizational Behavior and Human Decision Processes*, 50 (2), 179-211.
- Allcott, H. (2011). Social norms and energy conservation. *Journal of Public Economics*, 95 (9), 1082-1095.
- Andor, M., Frondel, M., Guseva, M. & Sommer, S. (2016). Zahlungsbereitschaft für grünen Strom. Zunehmende Kluft zwischen Wunsch und Wirklichkeit. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 40 (4), 199-209.
- Arndt, M. (2014). *Akzeptanz für erneuerbare Energien*. Straubing: C.A.R.M.E.N.
- Arnstein, S. R. (1969). A ladder of citizen participation. *Journal of the American Institute of Planners*, 35 (4), 216-224.
- Asensio, O. I. & Delmas, M. A. (2015). Nonprice incentives and energy conservation. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 112 (6), 510-515.
- Bauner, C. & Crago, C. L. (2015). Adoption of residential solar power under uncertainty. Implications for renewable energy incentives. *Energy Policy*, 86, 27-35.
- Becker, S., Galling, L. & Naumann, M. (2012). Neue Akteurslandschaften der Energiewende. Aktuelle Entwicklungen in Brandenburg. *Raumplanung*, 162 (3), 42-46.
- Beiter, P. & Tian, T. (2016). *2015 Renewable energy data book* (U.S. Department of Energy, Hrsg.). Washington, DC: U.S. Department of Energy's National Renewable Energy Laboratory (NREL). Verfügbar unter <https://energy.gov/eere/analysis/downloads/2015-renewable-energy-data-book>
- Beruchashvili, M., Price, L. & Gentry, J. (2005). Striving to be good: Moral balance in consumer choice. In K. M. Ekstrom (Hrsg.), *European Advances in Consumer Research Volume 7*. Goteborg, Sweden: Association for Consumer Research, 303-307.
- Biemann, T., Fasang, A. E. & Grunow, D. (2011). Do economic globalization and industry growth destabilize careers? An analysis of career complexity and career patterns over time. *Organization Studies*, 32 (12), 1639-1663.



- Bocken, N., Short, S. W., Rana, P. & Evans, S. (2014). A literature and practice review to develop sustainable business model archetypes. *Journal of Cleaner Production*, 65, 42-56.
- Böhm, A. M. & Jonas, E. (2016). Der regulatorische Fokus als Führungsinstrument für eine bedürfnisorientierte und effektive Mitarbeiterkommunikation. *Gruppe. Interaktion. Organisation. Zeitschrift für Angewandte Organisationspsychologie (GIO)*, 47 (2), 171-179.
- Bollinger, B. & Gillingham, K. (2012). Peer effects in the diffusion of solar photovoltaic panels. *Marketing Science*, 31 (6), 900-912.
- Brehm, J. W. (1966). *A theory of psychological reactance*. New York: Academic Press.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2015). *Die Energie der Zukunft. Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende*.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2016a). *Fragen und Antworten zum EEG 2017*. Verfügbar unter <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Standardartikel/EEG/eeg-2017.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2016b). *Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. EEG 2017*.
- Cesario, J., Grant, H. & Higgins, E. T. (2004). Regulatory fit and persuasion: Transfer from „feeling right“. *Journal of Personality and Social Psychology*, 86 (3), 388-404.
- Chen, H. Q., Honda, T. & Yang, M. C. (2013). Approaches for Identifying consumer preferences for the design of technology products. A case study of residential solar panels. *Journal of Mechanical Design*, 135 (6).
- Christensen, C. M. (1997). *The innovator's dilemma. When new technologies cause great firms to fail*. Boston, Mass.: Harvard Business School Press.
- Cialdini, R. B. & Trost, M. R. (1998). Social influence: Social norms, conformity and compliance. In D. T. Gilbert, S. T. Fiske & G. Lindzey (Hrsg.). *The handbook of social psychology* (4. Aufl., S. 151-192). New York: McGraw-Hill.
- Claudy, M. & O'Driscoll, A. (2008). Beyond economics – A behavioral approach to energy efficiency in domestic buildings. *Euro-Asian Journal of Sustainable Energy Development Policy*, 1, 27-40.
- Claudy, M. C., Garcia, R. & O'Driscoll, A. (2015). Consumer resistance to innovation - A behavioral reasoning perspective. *Journal of the Academy of Marketing Science*, 43 (4), 528-544.
- Claudy, M. C., Michelsen, C. & O'Driscoll, A. (2011). The diffusion of microgeneration technologies – assessing the influence of perceived product characteristics on home owners' willingness to pay. *Energy Policy*, 39 (3), 1459-1469.
- Coch, L. & French, J. R. P. (1948). Overcoming resistance to change. *Human Relations*, 1 (4), 512-532.
- Conrad, J. & Corradini, R. (2016). Wärmepumpe versus Solarthermie. *Bund der Ingenieure für Wasserwirtschaft, Abfallwirtschaft und Kulturbau e.V. (BWK)*, 68 (6), 60-62.



- Corradini, R. (2013). *Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit*. Dissertation, Ruhr-Universität Bochum. Bochum.
- Corradini, R. (2014). *Solarthermie. Technik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz für solarthermische Systeme in Einfamilienhäusern*. Ludwigsburg: Wüstenrot Stiftung.
- Costanzo, M., Archer, D., Aronson, E. & Pettigrew, T. (1986). Energy conservation behavior. The difficult path from information to action. *American Psychologist*, 41 (5), 521-528.
- Crowe, E. & Higgins, E. (1997). Regulatory focus and strategic inclinations. Promotion and prevention in decision-making. *Organizational Behavior and Human Decision Processes*, 69 (2), 117-132.
- Davis, F. D., Bagozzi, R. P. & Warshaw, P. R. (1989). User acceptance of computer technology. A comparison of two theoretical models. *Management Science*, 35 (8), 982-1003.
- Diaz-Rainey, I. & Ashton, J. K. (2011). Profiling potential green electricity tariff adopters. Green consumerism as an environmental policy tool? *Business Strategy and the Environment*, 20 (7), 456-470.
- Dobers, G. M., Oehlmann, M., Liebe, U. & Meyerhoff, J. (2015). Einstellungen und Präferenzen zum Ausbau Erneuerbarer Energien. *Ökologisches Wirtschaften - Fachzeitschrift*, 30 (1), 16.
- Elden, M. & Chisholm, R. F. (1993). Emerging varieties of action research. Introduction to the special issue. *Human Relations*, 46 (2), 121-142.
- Endrejat, P. C., Baumgarten, F. & Kauffeld, S. (in press). When theory meets practice: combining Lewin's ideas about change with motivational interviewing to increase energy-saving behaviours within organisations. *Journal of Change Management*.
- Endrejat, P. C. & Kauffeld, S. (2016). Über innovationsverhindernde und innovationsfördernde Denkweisen. *Gruppe. Interaktion. Organisation. Zeitschrift für Angewandte Organisationspsychologie (GIO)*, 47 (3), 275-282.
- Faiers, A. & Neame, C. (2006). Consumer attitudes towards domestic solar power systems. *Energy Policy*, 34 (14), 1797-1806.
- Faiers, A., Neame, C. & Cook, M. (2007). The adoption of domestic solar-power systems. Do consumers assess product attributes in a stepwise process? *Energy Policy*, 35 (6), 3418-3423.
- Farhar, B. C. & Coburn, T. C. (2000). *A market assessment of residential grid-tied PV systems in Colorado*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Fathema, N., Shannon, D. & Ross, M. (2015). Expanding the technology acceptance model (TAM) to examine faculty use of learning management systems in higher education institutions. *Journal of Online Learning and Teaching*, 11 (2), 210-232.
- Festinger, L. (1954). A theory of social comparison processes. *Human Relations*, 7 (2), 117-140.
- Festinger, L. (1957). *A theory of cognitive dissonance*. Stanford, Calif.: Stanford University Press.



- Fishbein, M. & Ajzen, I. (1975). *Belief, attitude, intention, and behavior. An introduction to theory and research*. Reading, Mass.: Addison-Wesley.
- Gamma, K. (2016). Behavioral and attitudinal customer loyalty in the power sector. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 40 (4), 211-232.
- Geels, F. W., Kern, F., Fuchs, G., Hinderer, N., Kungl, G., Mylan, J. et al. (2016). The enactment of socio-technical transition pathways. A reformulated typology and a comparative multi-level analysis of the German and UK low-carbon electricity transitions (1990–2014). *Research Policy*, 45 (4), 896-913.
- German Advisory Council on Global Change. (2011). *World in transition. A social contract for sustainability* (Flagship report). Berlin: WBGU.
- Gigli, M., Prochnow, A. & Schweizer-Ries, P. (2013). Analyse der Klimaschutzaktivitäten von BürgerInnen einer Fallgemeinde: Investitionen in energetische Sanierungsmaßnahmen. In P. Schweizer-Ries, J. Hildebrand & I. Rau (Hrsg.). *Klimaschutz und Energienachhaltigkeit. Die Energiewende als sozialwissenschaftliche Herausforderung* (S. 169-180). Saarbrücken: universaar.
- Gill, N., Osman, P., Head, L., Voyer, M., Harada, T., Waitt, G. (2015). Looking beyond installation. Why households struggle to make the most of solar hot water systems. *Energy Policy*, 87, 83-94.
- Gneezy, U., Meier, S. & Rey-Biel, P. (2011). When and why incentives (don't) work to modify behavior. *Journal of Economic Perspectives*, 25 (4), 191-210.
- Grijó, T. & Soares, I. (2016). Solar photovoltaic investments and economic growth in EU. Are we able to evaluate the nexus? *Environment, Development and Sustainability*, 18 (5), 1415-1432.
- Guagnano, G. A., Stern, P. C. & Dietz, T. (1995). Influences on attitude-behavior relationships. A natural experiment with curbside recycling. *Environment and Behavior*, 27 (5), 699-718.
- Heins, B. & Alscher, S. (2013). Change Agents - „Pioniere des Wandels“ als Akteure für Klimaschutz und Energiewende. In P. Schweizer-Ries, J. Hildebrand & I. Rau (Hrsg.). *Klimaschutz und Energienachhaltigkeit. Die Energiewende als sozialwissenschaftliche Herausforderung* (S. 119-134). Saarbrücken: universaar.
- Henkel, J. (2012). *Modelling the diffusion of innovative heating systems in Germany – Decision criteria, influence of policy instruments and vintage path dependencies*. Dissertation, Technische Universität Berlin.
- Henn, L. (2013). *Ressourcenschonung durch maßvollen Konsum. Entwicklung eines Instruments zur Erfassung suffizienten Verhaltens*. Masterarbeit an der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg.
- Heward, S., Hutchins, C. & Keleher, H. (2007). Organizational change—key to capacity building and effective health promotion. *Health promotion international*, 22 (2), 170-178.
- Higgins, E. T. (1997). Beyond pleasure and pain. *American Psychologist*, 52 (12), 1280-1300.



- Hondo, H. & Baba, K. (2010). Socio-psychological impacts of the introduction of energy technologies. Change in environmental behavior of households with photovoltaic systems. *Applied Energy*, 87 (1), 229-235.
- Jager, W. (2006). Stimulating the diffusion of photovoltaic systems. A behavioural perspective. *Energy Policy*, 34 (14), 1935-1943.
- Kahneman, D. (2011). *Thinking, fast and slow*. New York: Farrar, Straus and Giroux.
- Kahneman, D. (2013). Foreword. In E. Shafir (Hrsg.). *The behavioral foundations of public policy*. Princeton: Princeton University Press.
- Kapoor, K. K., Dwivedi, Y. K. & Williams, M. D. (2014). Examining consumer acceptance of green innovations using innovation characteristics. A conceptual approach. *International Journal of Technology Management & Sustainable Development*, 13 (2), 135-160.
- Karakaya, E., Hidalgo, A. & Nuur, C. (2014). Diffusion of eco-innovations. A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 392-399.
- Karakaya, E. & Sriwannawit, P. (2015). Barriers to the adoption of photovoltaic systems. The state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 60-66.
- Kaschub, T., Jochem, P. & Fichtner, W. (2016). Solar energy storage in German households. Profitability, load changes and flexibility. *Energy Policy*, 98, 520-532.
- Kaspereit, T. & Lopatta, K. (2016). The Solar shakeout – Capital market reactions to bankruptcy announcements in the German solar industry. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 40 (3), 139-158.
- Kastner, I. & Matthies, E. (2016). Investments in renewable energies by German households. A matter of economics, social influences and ecological concern? *Energy Research & Social Science*, 17, 1-9.
- Kastner, I. & Stern, P. C. (2015). Examining the decision-making processes behind household energy investments. A review. *Energy Research & Social Science*, 10, 72-89.
- Keirstead, J. (2007). Behavioural responses to photovoltaic systems in the UK domestic sector. *Energy Policy*, 35 (8), 4128-4141.
- Kim, H., Park, E., Kwon, S. J., Ohm, J. Y. & Chang, H. J. (2014). An integrated adoption model of solar energy technologies in South Korea. *Renewable Energy*, 66, 523-531.
- Klinglmair, A., Brandstätter, T., Grießler, E., Grussmann, S., Holländer, E., Pöchhacker, N. & Roser, A. (2015). *EnInnovAT. Diffusion von Energieinnovationen in Österreich aus Mikro- und Makroperspektive*. Verfügbar unter http://www.irees.de/irees-wAssets/docs/publications/projektbericht-report/2015_EnInnovAT_Endbericht.pdf
- Klonek, F. E., Lehmann-Willenbrock, N. & Kauffeld, S. (2014). Dynamics of resistance to change. A sequential analysis of change agents in action. *Journal of Change Management*, 14 (3), 334-360.
- Korcaj, L., Hahnel, U. J. & Spada, H. (2015). Intentions to adopt photovoltaic systems depend on homeowners' expected personal gains and behavior of peers. *Renewable Energy*, 75, 407-415.



- Kress, M. & Landwehr, I. (2012). *Akzeptanz Erneuerbarer Energien in EE-Regionen. Ergebnisse einer telefonischen Bevölkerungsbefragung in ausgewählten Landkreisen und Gemeinden*. Berlin: Bundesministerium für Bildung und Forschung.
- Leenheer, J., Nooij, M. de & Sheikh, O. (2011). Own power. Motives of having electricity without the energy company. *Energy Policy*, 39 (9), 5621-5629.
- Lewin, K. (1946). Action research and minority problems. *Journal of Social Issues*, 2 (4), 34-46.
- Lewin, K. (1947a). Frontiers in group dynamics. Concept, method and reality in social science; Social equilibria and social change. *Human Relations*, 1 (1), 5-41.
- Lewin, K. (1947b). Frontiers in group dynamics II. Channels of group life; Social planning and action research. *Human Relations*, 1 (2), 143-153.
- Lewin, K. (1951). *Field Theory in Social Science*. New York: Harper & Row.
- Li, H. (2016). *Consumer behavior, social influence, and smart grid implementation*. Dissertation, Universität Stuttgart.
- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D. & Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings. A review. *Applied Energy*, 142, 80-94.
- Macal, C. M., Graziano, D. J. & Ozik, J. (2014). *Modeling solar PV adoption: A social-behavioral agent-based framework*. Energy Market Prediction: AAI Fall Symposium.
- Magnor, D. & Sauer, D. U. (2016). Optimization of PV battery systems using genetic algorithms. *Energy Procedia*, 99, 332-340.
- Masson, G. (2016). *Snapshot of global photovoltaic markets. Report IEA PVPS T1-29:2016*: International Energy Agency (IEA).
- McCright, A. M. & Dunlap, R. E. (2011). The politicization of climate change and polarization in the American public's views of global warming, 2001-2010. *Sociological Quarterly*, 52 (2), 155-194.
- Michelsen, C. C. & Madlener, R. (2013). Motivational factors influencing the homeowners' decisions between residential heating systems. An empirical analysis for Germany. *Energy Policy*, 57, 221-233.
- Möller, L. (1999). *Akzeptanz von Solaranlagen*. Dissertation, Universität Karlsruhe.
- Moore, G. C. & Benbasat, I. (1991). Development of an instrument to measure the perceptions of adopting an information technology innovation. *Information Systems Research*, 2 (3), 192-222.
- Moshövel, J., Kairies, K.-P., Magnor, D., Leuthold, M., Bost, M., Gähns, S. (2015). Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. *Applied Energy*, 137, 567-575.
- Müller, S. & Rode, J. (2013). The adoption of photovoltaic systems in Wiesbaden, Germany. *Economics of Innovation and New Technology*, 22 (5), 519-535.



- Nolan, J. M., Schultz, P. W., Cialdini, R. B., Goldstein, N. J. & Griskevicius, V. (2008). Normative social influence is underdetected. *Personality and Social Psychology Bulletin*, 34 (7), 913-923.
- Nordlund, A. M. & Garvill, J. (2002). Value structures behind proenvironmental behavior. *Environment and Behavior*, 34 (6), 740-756.
- Ornetzeder, M., & Rohracher, H. (2006). User-led innovations and participation processes: lessons from sustainable energy technologies. *Energy Policy*, 34 (2), 138–150.
- Ott, S. & Winter, S. (2001). Psychologische Aspekte der Nutzung von Solarenergie. Eine Exploration des Solarmarktes unter Berücksichtigung der Nachfrage- und Anbieterseite. *Mannheimer Beiträge zur Wirtschafts- und Organisationspsychologie*, 16 (1), 42-52.
- Ozaki, R. (2011). Adopting sustainable innovation. What makes consumers sign up to green electricity? *Business Strategy and the Environment*, 20 (1), 1-17.
- Palmer, J., Sorda, G. & Madlener, R. (2015). Modeling the diffusion of residential photovoltaic systems in Italy. An agent-based simulation. *Technological Forecasting and Social Change*, 99, 106-131.
- Pellinger, C. M. H. (2016). *Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteurssicht*. Dissertation, Technische Universität München.
- Prochaska, J. O. & DiClemente, C. C. (1982). Transtheoretical therapy. Toward a more integrative model of change. *Psychotherapy: Theory, Research & Practice*, 19 (3), 276-288.
- Prochaska, J. O., DiClemente, C. C. & Norcross, J. C. (1992). In search of how people change. Applications to addictive behaviors. *American Psychologist*, 47 (9), 1102-1114.
- Rai, V., Reeves, D. C. & Margolis, R. (2016). Overcoming barriers and uncertainties in the adoption of residential solar PV. *Renewable Energy*, 89, 498-505.
- Rau, I., Schweizer-Ries, P. & Zoellner, J. (2012). Participation – The silver bullet for the acceptance of renewable energies? In S. Kabisch, A. Kunath, P. Schweizer-Ries & A. Steinführer (Hrsg.), *Vulnerability, risks, and complexity. Impacts of global change on human habitats* (S. 177-191). Cambridge, MA: Hogrefe.
- Rauh, J. (2013). Solarenergetische Dachanlagen: Verbreitung, Akzeptanz, Nutzungspotenziale und Handlungsoptionen der räumlichen Planung. In W. Kufeld (Hrsg.). *Klimawandel und Nutzung von regenerativen Energien als Herausforderungen für die Raumordnung* (Arbeitsberichte der ARL, Bd. 7, S. 207-225). Hannover: ARL.
- Robinson, S. A., Stringer, M., Rai, V. & Tondon, A. (2013). *GIS-integrated agent-based model of residential solar pv diffusion*. 32nd USAEE/IAEE North American Conference.
- Rogers, E. M. (2003). *Diffusion of innovations* (5. Aufl.). New York: Free Press.
- Ruff, A. (2015). Chancen und Grenzen des energetischen Stadt- und Landschaftsumbaus – wieviel Steuerung ist nötig und möglich? In C. Beyer, P. Elisei, V. V. Popovich, M. Schrenk & P. Zeile (Hrsg.). *REAL CORP 2015. Proceedings of the 20th International Conference on Urban Planning, Regional Development and Information Society*, 133-148.



- Samuelson, W. & Zeckhauser, R. (1988). Status quo bias in decision making. *Journal of Risk and Uncertainty*, 1 (1), 7-59.
- Sassenberg, K., Ellemers, N. & Scheepers, D. (2012). The attraction of social power: The influence of construing power as opportunity versus responsibility. *Journal of Experimental Social Psychology*, 48 (2), 550-555.
- Schelly, C. (2010). Testing residential solar thermal adoption. *Environment and Behavior*, 42 (2), 151-170.
- Schelly, C. (2014). Residential solar electricity adoption. What motivates, and what matters? A case study of early adopters. *Energy Research & Social Science*, 2, 183-191.
- Schubert, D. K. J., Thuß, S. & Möst, D. (2015). Does political and social feasibility matter in energy scenarios? *Energy Research & Social Science*, 7, 43-54.
- Schweizer-Ries, P. (2008). Energy sustainable communities. Environmental psychological investigations. *Energy Policy*, 36 (11), 4126-4135.
- Schweizer-Ries, P. (2013). Akzeptanz für Klimaschutzmaßnahmen – ein Rahmenmodell für den kommunalen Klimaschutz. In P. Schweizer-Ries, J. Hildebrand & I. Rau (Hrsg.). *Klimaschutz und Energienachhaltigkeit. Die Energiewende als sozialwissenschaftliche Herausforderung* (S. 19-37). Saarbrücken: universaar.
- Senge, P. M. (1990/2006). *The fifth discipline. The art and practice of the learning organization* (Rev. and updated.). New York: Doubleday/Currency.
- Simon, H. A. (1955). A behavioral model of rational choice. *The Quarterly Journal of Economics*, 69 (1), 99-118.
- Stern, P. C. (2000). Toward a coherent theory of environmentally significant behavior. *Journal of Social Issues*, 56 (3), 407-424.
- Stern, P. C. (2014). Individual and household interactions with energy systems. Toward integrated understanding. *Energy Research & Social Science*, 1, 41-48.
- Stern, P. C. (2016). Sociology. Impacts on climate change views. *Nature Climate Change*, 6 (4), 341-342.
- Stern, P. C., Dietz, T., Abel, T. D., Guagnano, G. A. & Kalof, L. (1999). A value-belief-norm theory of support for social movements: The Case of environmentalism. *Research in Human Ecology*, 6 (2), 81-97.
- Stern, P. C., Dietz, T. & Guagnano, G. A. (1998). A brief inventory of values. *Educational and Psychological Measurement*, 58 (6), 984-1001.
- Stern, P. C. & Gardner, G. T. (1981). Psychological research and energy policy. *American Psychologist*, 36 (4), 329-342.
- Strupeit, L. & Palm, A. (2016). Overcoming barriers to renewable energy diffusion. Business models for customer-sited solar photovoltaics in Japan, Germany and the United States. *Journal of Cleaner Production*, 123, 124-136.



- Teng, F. & Strbac, G. (2016). Business cases for energy storage with multiple service provision. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 4 (4), 615-625.
- Thaler, R. H. & Sunstein, C. R. (2008). *Nudge. Improving decisions about health, wealth and happiness*. London: Penguin Books.
- Tornatzky, L. G. & Klein, K. J. (1982). Innovation characteristics and innovation adoption-implementation. A meta-analysis of findings. *IEEE Transactions on Engineering Management*, EM-29 (1), 28-45.
- Tsoutsos, T. D. (2002). Marketing solar thermal technologies. Strategies in Europe, experience in Greece. *Renewable Energy*, 26 (1), 33-46.
- Tversky, A. & Kahneman, D. (1991). Loss aversion in riskless choice. A reference-dependent model. *The Quarterly Journal of Economics*, 106 (4), 1039-1061.
- Walter, G. & Gutscher, H. (2011). *Public acceptance of wind energy and bioenergy projects in the framework of distributive and procedural justice theories: Insights from Germany, Austria and Switzerland*. Zürich: The Advisory House AG.
- Waterman, H., Tillen, D., Dickson, R. & Koning, K. de. (2001). Action research: a systematic review and guidance for assessment. *Health Technology Assessment*, 5 (23), 3-157.
- Weigel, F. K., Hazen, B. T., Cegielski, C. G., & Hall, D. J. (2014). Diffusion of innovations and the theory of planned behavior in information systems research: A metaanalysis. *Communications of the Association for Information Systems*, Article 31.
- Welsch, H. & Kühling, J. (2009). Determinants of pro-environmental consumption. The role of reference groups and routine behavior. *Ecological Economics*, 69 (1), 166-176.
- Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T. & Quaschnig, V. (2014). *Economics of residential PV battery systems in the self-consumption age*, Amsterdam: 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.
- Wheeler, S. & Beatley, T. (2014). *The sustainable urban development reader* (Routledge urban reader series, Third edition). London: Routledge, Taylor & Francis Group.
- Wilson, C. & Dowlatabadi, H. (2007). Models of decision making and residential energy use. *Annual Review of Environment and Resources*, 32 (1), 169-203.
- Wirth, H. (2016). *Recent facts about photovoltaics in Germany*. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.
- Wittenberg, I. & Matthies, E. (2016). Solar policy and practice in Germany. How do residential households with solar panels use electricity? *Energy Research & Social Science*, 21, 199-211.
- Woersdorfer, J. S. & Kaus, W. (2011). Will nonowners follow pioneer consumers in the adoption of solar thermal systems? Empirical evidence for northwestern Germany. *Ecological Economics*, 70 (12), 2282-2291.
- Wunderlich, C. & Vohrer, P. (2012). *Akzeptanz Erneuerbarer Energien in der deutschen Bevölkerung. Bundesländergenaue Ergebnisse einer repräsentativen Umfrage von TNS Infratest im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien* (Nr. 56).



- Yamamoto, Y. (2015). Opinion leadership and willingness to pay for residential photovoltaic systems. *Energy Policy*, 83, 185-192.
- Zaal, M. P., van Laar, C., Ståhl, T., Ellemers, N. & Derks, B. (2012). Social change as an important goal or likely outcome: How regulatory focus affects commitment to collective action. *British Journal of Social Psychology*, 51 (1), 93-110.
- Zhai, P. & Williams, E. D. (2012). Analyzing consumer acceptance of photovoltaics (PV) using fuzzy logic model. *Renewable Energy*, 41, 350-357.
- Zipp, A. (2016). Markt- und Systemintegration von erneuerbaren Energien im Rahmen der Systemtransformation – Ein Beitrag zur definitorischen Abgrenzung. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 40 (4), 233-243.

Ergebnisbericht

Soziodemographische und psychologische Indikatoren zur Steigerung der Nutzung & Investitionsbereitschaft von Solarenergie: Ergebnisse einer empirischen Studie für das Institut für Gebäude- und Solartechnik

Prof. Dr. Simone Kauffeld
Lehrstuhl für Arbeits-, Organisations- und
Sozialpsychologie
Technische Universität Braunschweig
Spielmannstr. 19
D-38106 Braunschweig
Tel. 0531-391-2547
Fax 0531-391-8173
E-Mail: s.kauffeld@tu-bs.de
12.03.2019

Inhalt

1	Einleitung	4
2	Stand der Technik	5
3	Indikatoren zur Untersuchung von Investitionsabsicht und Nutzung von Solarenergie	8
3.1	Soziodemografische und psychologische Merkmale der Nutzendengruppe.....	8
3.2	Städtevergleich.....	9
3.3	Psychologische und soziale Determinanten zur Vorhersage von Investitionsabsichten (Theory of planned behavior).....	10
3.4	Regulatorischer Fokus.....	11
3.5	Framingeffekte.....	13
4	Methode.....	15
4.1	Versuchsplan.....	15
4.2	Versuchsmaterial.....	15
4.2.1	Regulatorischer Fokus.....	15
4.2.2	Nutzung von Solarenergie und relevante psychologische Indikatoren.....	17
4.2.3	Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie.....	17
4.2.4	Soziodemografische Daten.....	18
4.3	Stichprobe	18
4.4	Durchführung der Untersuchung.....	21
5	Statistische Analyse	21
5.1.1	Hypothese 1. – soziodemografisch und psychologisch	22
5.1.2	Hypothese 2. - Städtevergleich	22
5.1.3	Hypothese 3. - Framing	23
5.1.4	Hypothese 4. – Framing und regulatorischer Fokus	23
6	Ergebnisse der Passantenbefragung	24
6.1	Hypothese 1 – Soziodemografische und psychologische Merkmale der Nutzendengruppe.....	24
6.2	Hypothese 2 – Städtevergleich.....	26
6.3	Hypothese 3 – Framingeffekte.....	28
6.4	Hypothese 4 – Interaktion zwischen Framing und regulatorischem Fokus.....	29
7	Diskussion und Zusammenfassung.....	33
7.1	Hypothese 1 – Soziodemografische und psychologische Merkmale der Nutzendengruppe.....	33
7.2	Hypothese 2 – Städtevergleich.....	34
7.3	Hypothese 3 – Framingeffekte.....	35

7.4	Hypothese 4 – Interaktion zwischen Framing und regulatorischem Fokus	36
7.5	Qualitative Analysen	37
7.6	Stärken der Studie	38
7.7	Limitationen der Studie	39
7.8	Fazit und Handlungsempfehlungen	39
8	Literaturverzeichnis	41
9	Anhang A: Versuchsmaterial (Version Promotion-Fokus).....	47
A 1	Basisfragebogen.....	47
A 2	Zusatzfragebogen.....	53
10	Anhang B: Legende zu statistischen Kennwerten	56

1 Einleitung

„Wir befinden uns bereits mitten im Klimawandel“ ist die Meinung vieler Forscher (Focus, 2018). Weltweit wird der Klimawandel von vielen als Bedrohung für die Zukunft wahrgenommen (Welt, 2019). Globale Erderwärmung und Klimawandel sind nicht mehr zu stoppen. Dennoch sollten das Aufhalten und Minimieren der Ausmaße angestrebt werden. Besonders die menschlichen Einflüsse gilt es zu verringern. Ein Mittel dazu ist der Ausbau erneuerbarer Energien (Zipp, 2016). Im Jahr 2017 konnten rund 36 % des in Deutschland verbrauchten Stroms durch erneuerbare Energien erzeugt werden (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019a). Bis 2050 soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens 80 % abdecken (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019b). Es besteht besonders im privaten Hausbau weiterer Förderbedarf, um diese Ziele zu erreichen. Die Nutzung von Solarenergie ist dabei eine gute Möglichkeit für Privatpersonen erneuerbare Energien einzusetzen und zu nutzen.

Allgemein wird Solarenergie für die private Nutzung von Bürgern befürwortet, jedoch besteht im tatsächlichen Handeln noch Ausbaupotenzial. In Umfragen geben 94 % der befragten Bürger an, dass sie den Ausbau erneuerbarer Energien unterstützen (Wunderlich & Vohrer, 2012). Bei der Betrachtung der tatsächlichen Nutzungszahlen und Verbreitung von erneuerbaren Energien und im speziellen von Solarenergie (Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2018a), wird jedoch eine Diskrepanz zwischen dem berichteten Verhalten und dem tatsächlichen Handeln deutlich.

Ziel dieser Studie ist es im Bereich Solarenergie mehr Wissen über die Investitionsabsichten und Merkmale von Nutzenden zu gewinnen. Zudem sollen Möglichkeiten getestet werden, wie die induzierte Textmanipulationen die Investitionsabsicht erhöht werden kann. Die Umsetzung der Ziele erfolgt anhand einer Fragebogenerhebung und -auswertung. Diese wird im Rahmen des Projekts *SolSys - Analyse und Optimierung solarer Energieversorgungssysteme (Wärme / Strom)* durchgeführt, welches sich mit der Zukunftsfähigkeit von Versorgungssystemen für Wohnhäuser, die auf Solarenergie basieren, beschäftigt (IGS, 2016).

Um zu verstehen, welche Faktoren ein Zielverhalten vorhersagen, beruht diese Arbeit auf der Theorie des geplanten Verhaltens (Ajzen, 1991). Die Theorie nimmt an, dass ein Verhalten durch die drei Aspekte

- 1) Persönliche Einstellung (d.h. wird das Verhalten positiv oder negativ bewertet?),
- 2) subjektive Norm (d.h. wie wird das Verhalten von meinem Umfeld bewertet?) und
- 3) wahrgenommene Verhaltenskontrolle (d.h., sehe ich mich in der Lage durch meine Aktionen eine Veränderung zu erzielen?).

Beschrieben werden kann. Wie diese Faktoren zusammenspielen und die Intention zur Investition in Solarenergie beeinflussen wird in dem Abschnitt „aktueller Forschungsstand“ beschrieben.

Der Fragebogen erfasst zudem den regulatorischen Fokus. Bei diesem handelt es sich um ein individuelles Motivationssystem. Die Theorie des regulatorischen Fokus betrachtet diese verschiedenen Motivationssysteme und besagt, dass Menschen diese Strategien zum Anstreben von unterschiedlichen Zielzuständen nutzen. Dabei wird zwischen dem Promotion- und Prevention-Fokus unterschieden, zwei voneinander unabhängige selbstregulatorische Systeme (Higgins, 1997). Promoter setzen sich eher hohe und risikobehaftete Ziele, wohingegen sich Preventer nach Verantwortung und Sicherheit richten (Higgins, 1997) und daher eher kleine und sichere Ziele anstreben (Böhm & Jonas, 2016).

Im Theorieteil wird ein Framing abgeleitet, dass an der Theorie des regulatorischen Fokus angelehnt ist. Framing bedeutet übersetzt Rahmung und ist eine Möglichkeit inhaltliche Aspekte

einer Botschaft unterschiedlich darzustellen (Kempf, 2014). Durch unterschiedliches Framing einer Botschaft kann sich die Wirkung der Botschaft verändern, obwohl die inhaltliche Aussage die gleiche bleibt. Dieses Framing wird im Fragebogen eingesetzt und dabei werden Botschaften mit der gleichen inhaltlichen Aussage unterschiedlich dargestellt. Es soll geschaut werden, ob eine Interaktion des Framings mit dem regulatorischen Fokus der Individuen besteht. Die Auswirkungen des Framings werden alleinstehend und in Kombination mit dem regulatorischen Fokus untersucht. Zudem werden anhand soziodemografischer und geografischer Daten Merkmale von Nutzenden untersucht. Die Erkenntnisse werden abschließend mit Hinblick auf theoretische und praktische Implikationen diskutiert.

2 Stand der Technik

Solarenergie ist laut einer Umfrage die Wunschenergie Nummer Eins (Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2018a). Ihre Energie steht überall auf der Welt frei zur Verfügung und ist in absehbarer Zeit nicht endlich. Solarenergie hat gegenüber anderen zentral generierten erneuerbaren Energien wie Wasserwerken und Windparks den Vorteil, dass die Energie direkt beim Verbraucher produziert wird und keine aufwendige Trassenplanung und -realisierung notwendig ist (Rauh, 2013). Bei der privaten Nutzung von Solarenergie kann unterschieden werden zwischen Photovoltaikanlagen und Solarthermie.

Im Jahr 2017 wurden in Deutschland rund 67300 Photovoltaikanlagen mit einer Kapazität von 1.75 Gigawattstunden (GWh) installiert. Das sind nur rund 70% der im EEG 2014 und 2017 festgehaltenen, angestrebten 2.5 GWh Zuwachs pro Jahr (Wirth, 2018). Insgesamt wurden bis Ende 2017 1.64 Mio. Photovoltaikanlagen installiert mit einer Gesamtkapazität von 43 GWp. Die Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen lag damit im Jahr 2017 bei 39.8 Terrawattstunden (TWh); Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2018b). Das entspricht etwa 6% der Bruttostromerzeugung (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2017). Angestrebt war 2011 eine installierte Stromleistung von 53.5 GW im Jahr 2020 (Nitschet al., 2012). Auch wenn die geplanten Werte nicht erreicht wurden, ist die Stromerzeugung durch Photovoltaik in den vergangenen Jahren stark angestiegen (s. Abbildung 1).

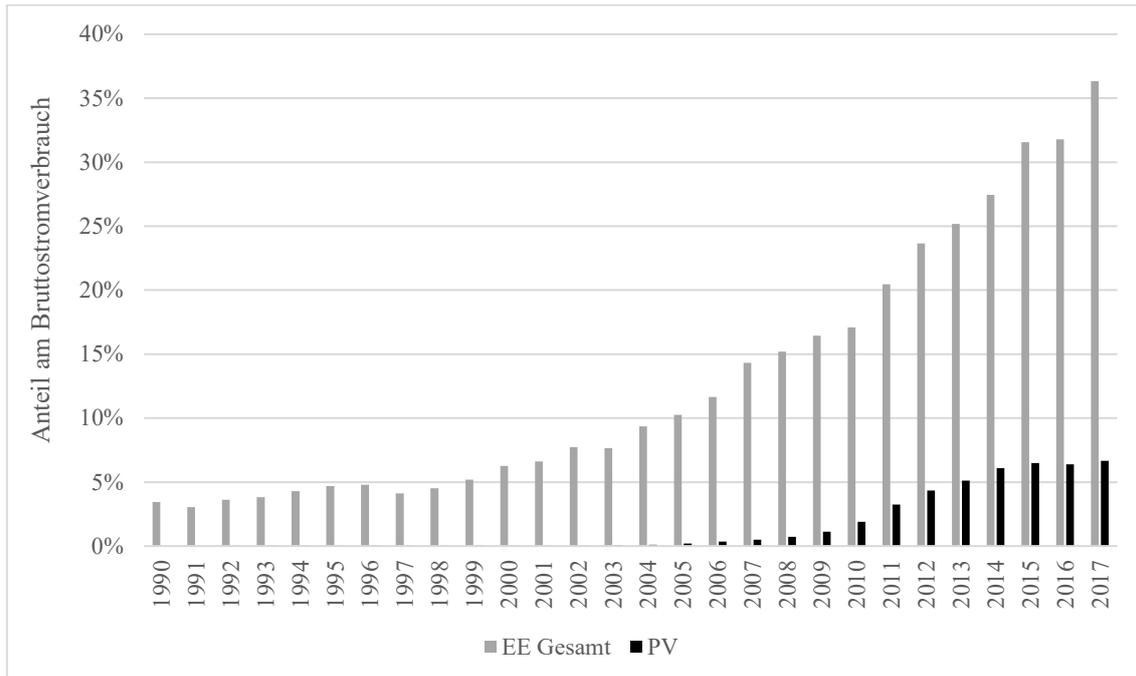


Abbildung 1. Anteil der erneuerbaren Energien (EE) insgesamt und der Photovoltaik (PV) am Bruttostromverbrauch in Deutschland von 1990 bis 2017 (nach Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018a)

Solarthermie hingegen ist nicht auf die Erzeugung von Strom ausgerichtet, sondern wird zur Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung eingesetzt, vorrangig in Ein- oder Zweifamilienhäusern (Eicker, 2012). Von den jährlichen 2500TWh Energieverbrauch in Deutschland werden 28% zur Erwärmung von Räumen und 5% für Warmwasser benötigt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018b). Diese Energie kann von Solarthermie übernommen und gerade bei den fossilen Brennstoffen Erdgas und Heizöl eingespart werden.

Im Jahr 2017 wurden 78000 Solarthermieanlagen installiert mit einer Solarkollektorfläche von 63 Mio. Quadratmetern. Insgesamt wurden bis Ende 2017 2.3 Mio. Solarthermieanlagen installiert mit einer Solarkollektorfläche von 20.6 Mio. Quadratmetern. Dadurch ergibt sich eine Solarwärmeerzeugung durch Solarthermieanlagen von rund 7.5TWh (Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2018a). Angestrebt bis 2020 war laut Leitstudie 2011 (Nitsch et al., 2012) ein Ertrag von 19.6TWh und eine Kollektorfläche von 49 Mio. Quadratmetern. Das würde für die folgenden zwei Jahre einen jährlichen Zubau von 14.2 Mio. Quadratmetern bedeuten. Unter Betrachtung des aktuellen jährlichen Zuwachses von unter einer Mio. Quadratmeter wird dieses Ziel nicht zu erreichen sein. Die Prognosen wurden zu einer Zeit erstellt, in der der Solarkollektorausbau rasant anstieg. Dieser Trend setzte sich ab 2008 so nicht weiter fort (s. Abbildung 2).

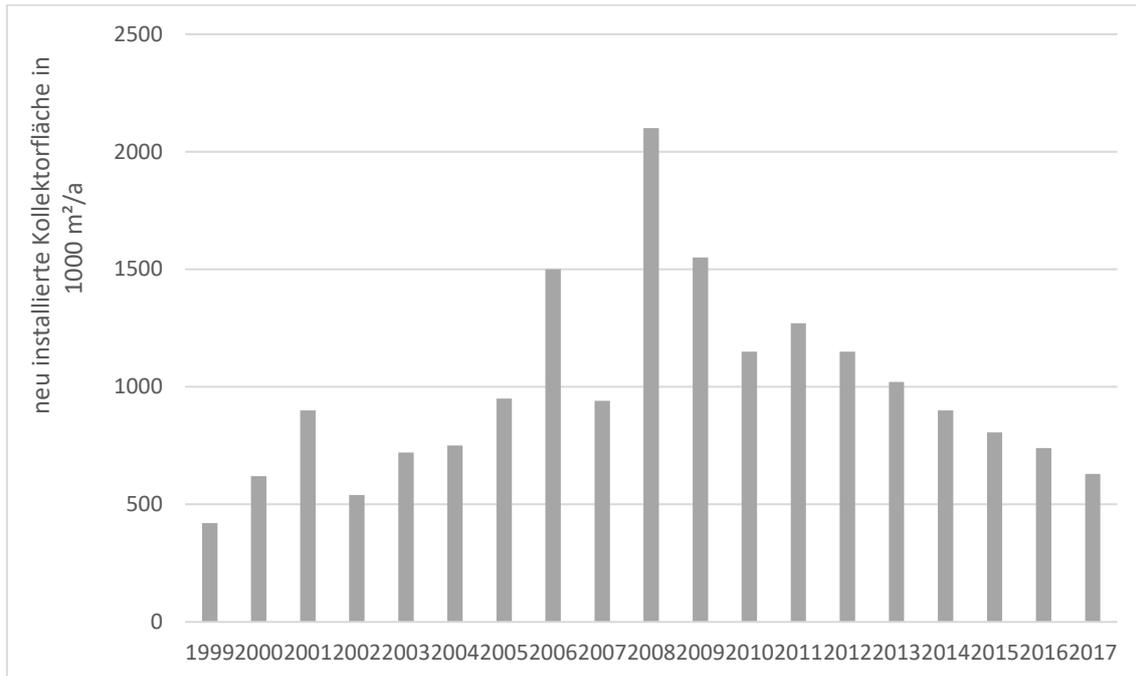


Abbildung 2. Jährlich neu installierte Kollektorfläche von Solarthermieanlagen in Deutschland von 1999 bis 2017 (in 1000 m²; nach BSW, n.d.)

Überlegungen zu den Gründen des starken Rückgangs der Solarkollektorinstallation kamen zu folgenden Aspekten (Schabbach & Leibbrandt, 2014): Der investierte Anteil aus Privathaushalten in erneuerbare Energien ist zu einem Großteil in den Ausbau von Photovoltaik geflossen. Mit Inkrafttreten des EEG und der hohen Einspeisevergütung wurde Photovoltaik finanziell attraktiver als eine Investition in Solarthermie. Außerdem ist der finanzielle Gewinn bei einer Photovoltaikanlage sichtbarer als Einsparungen durch Solarkollektoren, die zudem von Schwankungen durch Witterung und Energiepreisteigerungen überlagert werden. Eine nachträgliche Aufrüstung von Solarkollektoren ist aufgrund der wärmegeämmten Kreisleitung aufwändig und somit eine weitere Hemmschwelle (Eicker, 2012). Die meisten dieser Gründe laufen darauf hinaus, dass Photovoltaikanlagen und deren Förderung „Schuld“ sind an dem Rückgang der Solarkollektoreninstallation. Die Ziele für Photovoltaikanlagen hätten damit überschritten werden müssen, was nicht der Fall ist. Hier müssen demnach weitere Gründe für den Rückgang der privaten Investitionen in erneuerbare Energien vorliegen als nur finanzielle Gründe.

Alles in allem liegt in der Nutzung von Solarenergie ein großes Potenzial, um die Klimaziele zu erreichen. Dieses Potenzial wird aktuell noch nicht so umgesetzt wie prognostiziert und angestrebt. Mögliche Mechanismen, die hier eingreifen, sollen in der vorliegenden Studie abgeleitet und untersucht werden. Dafür wird im folgenden Abschnitt zunächst beleuchtet, welche soziodemografischen Merkmale Nutzende von Solarenergie aufweisen.

3 Indikatoren zur Untersuchung von Investitionsabsicht und Nutzung von Solarenergie

Im Folgenden werden die für diese Studie relevanten Konstrukte erläutert, hergeleitet und definiert. Begonnen wird dafür mit einer Beleuchtung der Nutzendengruppen anhand von soziodemografischen Daten. Zudem erfolgt eine Herleitung der Vorgehensweise zur Erfassung der Investitionsabsicht. Im Anschluss wird die Theorie des regulatorischen Fokus (Higgins, 1997) dargestellt sowie eine Definition von Framing präsentiert. Der regulatorische Fokus und das Framing werden daraufhin in Anlehnung an bestehende Forschung kombiniert.

3.1 Soziodemografische und psychologische Merkmale der Nutzendengruppe

Auch wenn in den letzten Jahren bereits viele private Investitionen in Solarenergie getätigt wurden, zeigt eine Studie von Rauh (2013), dass hierbei noch Ausbaupotenzial besteht: Obwohl 97% der Bürgerinnen und Bürger einer Gemeinde Umweltschutz für „wichtig bis sehr wichtig“ halten, kann nur bei rund 10% der Bürger/innen eine solarenergetische Nutzung verzeichnet werden. Und obwohl 88% der Gebäude von den Baubedingungen her als geeignet für einen potenziellen Solaranlagenbetrieb ermittelt wurden, fallen nur 13% der Nicht-Nutzenden in die Kategorie der potenziellen Nutzenden. In diesem Abschnitt wird darauf eingegangen, welche Personengruppen aktuell bereits zur Nutzendengruppe zählen. Zur Unterteilung der Personengruppen werden die soziodemografischen Aspekte Einkommen, Bildung, Geschlecht und Alter herangezogen. Da das Forschungsfeld, welche Faktoren energierelevante Investitionen begünstigen noch recht neu ist (Kastner & Stern, 2015), mangelt es noch an konsistenter Forschung und eindeutigen Ergebnissen (Trandafilovic, Conic & Blagojevic, 2017). Im Folgenden werden daher Annahmen und Erkenntnisse aus den Bereichen der erneuerbaren Energien und des umweltbewussten Verhaltens im Allgemeinen genutzt, um sie auf den Bereich der Solarenergie zu übertragen und diese theoretischen Annahmen im Rahmen dieser Studie zu überprüfen.

Um Aussagen über die Nutzendengruppe von Solarenergie treffen zu können, werden soziodemografische Daten der Befragten herangezogen. Dabei werden die Variablen Einkommen, Bildung, Geschlecht und Alter beleuchtet. Es soll überprüft werden, welche dieser Variablen zur Vorhersagekraft der Nutzung von Solarenergie beitragen. Bei der Nutzung eigener Solarenergie besteht ein positiver Zusammenhang mit dem Haushaltsnettoeinkommen (Rauh, 2013). Davon ist auszugehen, da Solaranlagen mit hohen Anschaffungskosten einhergehen und Gebäudeeigentum eine Voraussetzung für die Investition in Solarenergie darstellt. Ein allgemeines Verständnis für den Bedarf von Solarenergie und eine Auseinandersetzung mit Umweltproblematiken, wie z. B. der Klimaerwärmung, ist Voraussetzung für die eigene Nutzung von Solarenergie. Deshalb wird davon ausgegangen, dass Bildung ebenfalls positiv mit der Nutzung von Solarenergie zusammenhängt (Gifford & Nilsson, 2014). Es wird allerdings keine Vorhersagekraft des Geschlechts für die Nutzung von Solarenergie erwartet (Kastner & Stern, 2015). Dies liegt zum einen an den gegensätzlichen Theorien sowie daran, dass Entscheidungen bezüglich der Nutzung von Solarenergie häufig von Paaren gemeinsam getroffen werden. Zum Beitrag des Alters an der Varianzaufklärung bei umweltförderlichem Verhalten gibt es verschiedene Theorien, die in unterschiedliche Richtungen gehen. Bei der Nutzung von Solarenergie wird jedoch davon ausgegangen, dass das Alter der Befragten zu keiner Varianzaufklärung über die vorher genannten Variablen hinaus beiträgt (Wiernik et al., 2013). Dies liegt zum einen an den gegenläufigen Theorien sowie daran, dass das Alter im Zusammenhang

mit dem Einkommen steht (Gehalt.de) und auch von der Bildung überlagert wird. Daraus ergeben sich die folgenden Hypothesen:

H1a: Das monatliche Haushaltsnettoeinkommen steht in einem positiven Zusammenhang mit der Nutzung von Solarenergie.

H1b: Der Grad der Bildung steht in einem positiven Zusammenhang mit der Nutzung von Solarenergie.

H1c: Das Geschlecht ist kein relevanter Prädiktor für die Nutzung von Solarenergie.

H1d: Das Alter ist kein relevanter Prädiktor für die Nutzung von Solarenergie.

Darüber hinaus wurden weitere psychologische Aspekte bestimmt, mit dem Ziel diese als potentielle Unterscheidungsmerkmale zwischen Nutzenden und Nicht-Nutzenden von Solarenergie zu identifizieren. Hierunter fallen die Aspekte Umweltbewusstsein, Technikaffinität und Wissen über fördernde Rahmenbedingungen. Die wissenschaftlichen Erkenntnisse hierzu sind noch unzureichend, dennoch werden aufgrund der vorhandenen Datengrundlage folgende Hypothesen aufgestellt:

H1e: Nutzende von Solarenergie geben signifikant mehr Umweltbewusstsein an, als Nicht-Nutzende.

H1f: Nutzende von Solarenergie geben signifikant mehr Technikaffinität an, als Nicht-Nutzende.

H1g: Nutzende von Solarenergie berichten signifikant mehr Wissen über fördernde Rahmenbedingungen, als Nicht-Nutzende.

Darüber hinaus war ein Anliegen der Studie einige qualitative Informationen zu Gründen für und gegen die Investition in Solarenergie zu sammeln. Dementsprechend werden hierzu keine Hypothesen aufgestellt.

3.2 Städtevergleich

Die Erhebung fand in den vier Städten Stuttgart, Freiburg, Braunschweig und Soest statt. Zwischen diesen Städten herrscht ein signifikanter Unterschied für die jährlichen Sonnenstunden in den letzten 18 Jahren, $F(3, 12) = 18.98$, $p < 0.001$. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie aufgrund unterschiedlicher Sonnenscheindauer zwischen den Städten unterscheidet (Rauh, 2013).

Entsprechend wird folgende Hypothese aufgestellt:

H2: In Stuttgart und Freiburg ist die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie höher als in Braunschweig und Soest.

3.3 Psychologische und soziale Determinanten zur Vorhersage von Investitionsabsichten (Theory of planned behavior)

Zugriff auf das tatsächliche zukünftige Kaufverhalten der Befragten besteht im Rahmen dieser Fragebogenerhebungen nicht. Über Fragebogenerhebungen kann jedoch auf Verhaltensabsichten geschlossen werden. An der direkten Übertragbarkeit von Verhaltensabsichten auf tatsächliches Verhalten bestehen Zweifel. Forscher sprechen von einer Lücke (Gap), die zwischen selbst berichtetem Umweltbewusstsein und umweltfreundlichem Verhalten besteht (z.B. Gifford & Nilsson, 2014; Tam & Chan, 2018). Umweltbewusstsein an sich führt also nicht direkt zu entsprechendem Verhalten. Dies liegt insbesondere daran, dass Umweltbewusstsein eine allgemeine Einstellung ist. Von allgemeinen Einstellungen lässt sich spezifisches Verhalten schlecht vorhersagen (Ajzen, 2012). Ebenfalls ist das direkte Fragen nach Absichten und Gründen, die von einem Verhalten abhalten, häufig nicht zielführend. Menschen sind sich der genauen Gründe nicht immer bewusst oder wollen diese nicht mitteilen (Korcaj et al., 2015). Dennoch lassen sich Tendenzen aus den geschilderten Absichten ableiten, wenn diese die richtigen Aspekte erfassen. Dabei gilt: je stärker eine Absicht ist, desto wahrscheinlicher ist die tatsächliche Ausführung des Verhaltens (Ajzen, 1991). Die Theorie des geplanten Verhaltens (theory of planned behavior; TPB; Ajzen, 1991) ist eines der verbreitetsten und am besten entwickelten Verhaltensvorhersagemodelle (Armitage & Connor, 2001), das bereits umfassend und erfolgreich auf umweltorientiertes Verhalten angewendet wurde (Wolske, Stern & Dietz, 2017). Bei willentlich gesteuertem Verhalten ist die Intention für ein Verhalten die wichtigste unmittelbare Determinante für ein Verhalten (Ajzen, 2005). Die Intention und damit auch das Verhalten sind nach der TPB eine Funktion aus drei Determinanten (s. Abbildung 3): Einstellung, subjektive Norm und wahrgenommene Verhaltenskontrolle (Ajzen, 2012).

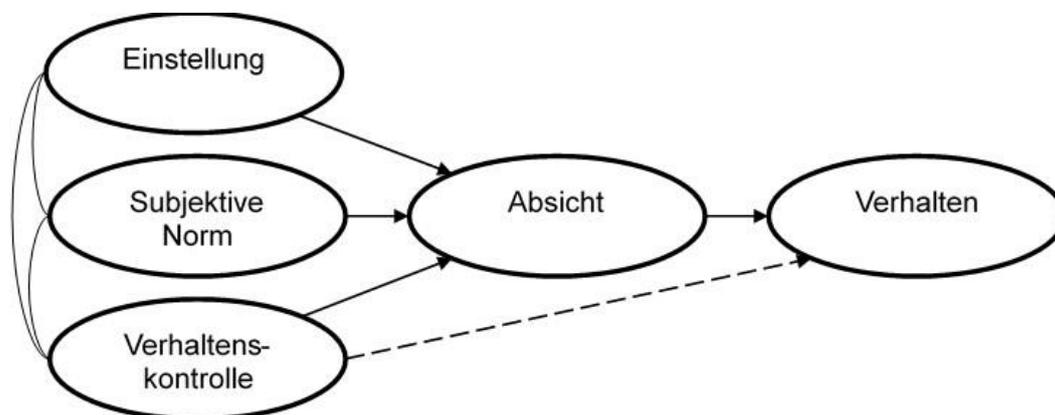


Abbildung 3. Darstellung der Theorie des geplanten Verhaltens (nach Ajzen, 1991)

Die Einstellung zu einem Verhalten bildet sich aus Überzeugungen zu möglichen Auswirkungen eines Verhaltens (Wolske et al., 2017) und beschreibt die individuelle positive oder negative Bewertung, ein bestimmtes Verhalten zu zeigen (Ajzen, 2005). Mögliche positive Überzeugungen im Hinblick auf die Nutzung von Solarenergie können sein, dass der Wert des Gebäudes gesteigert wird, die Umweltbelastung vermindert wird, die Autarkie erhöht wird oder ein Schutz vor steigenden Stromkosten besteht. Negative Überzeugungen können sich auf die Instandhaltungskosten, Unzuverlässigkeiten oder einen möglichen Umzug beziehen (Wolske et al., 2017).

Unabhängig von der eigenen Einstellung spielt die Wahrnehmung des sozialen Drucks ein bestimmtes Verhalten zeigen zu müssen oder nicht zeigen zu sollen eine Rolle (Ajzen, 2005).

Je nachdem, wie wichtig die Bezugsgruppe ist, nehmen Personen ein Verhalten als mehr oder weniger starke Norm wahr, an der sie sich orientieren müssen (Korcaj et al., 2015). Bei der Verbreitung von Photovoltaikanlagen in Gemeinden zeigt sich, dass die Installation von Photovoltaikanlagen zu weiteren Installationen führt (Bollinger & Gillingham, 2012).

Die wahrgenommene Verhaltenskontrolle bezieht sich auf das Selbstwirksamkeitsgefühl und auf die Überzeugung, die Fähigkeiten und Voraussetzungen zu haben ein Verhalten zeigen zu können (Ajzen, 2005). Sofern wenig Informationen über ein Verhalten vorliegen, die Anforderungen neu sind oder unbekannte Elemente enthalten, trägt die wahrgenommene Verhaltenskontrolle jedoch wenig zur Vorhersage der Verhaltensabsicht bei (Ajzen, 2005). Damit eine Vorhersage möglich ist, muss es eine gewisse Übereinstimmung zwischen der wahrgenommenen und tatsächlichen Kontrolle geben. Bei zu hypothetischen Annahmen geht die Vorhersagekraft verloren.

Forschung von Korcaj et al. (2015) zeigt, dass die TPB eine gute Vorhersagekraft hat für die Absicht in eine Photovoltaikanlage zu investieren. Besonders die subjektive Norm und die Einstellung wurden als wichtige Indikatoren für die Kaufabsicht gefunden. Wie vorangehend bereits dargelegt, fallen für die Installation einer Photovoltaikanlage sowie von Solarthermie hohe Kosten an. Daher ist ein negativer Zusammenhang zwischen der Besorgnis um Kosten und finanzielle Aspekte mit der Kaufabsicht zu erwarten. Kosten und finanzielle Aspekte werden teilweise als Vorstufe der Einstellung aufgefasst (Korcaj et al, 2015) und teilweise als direkter Einfluss auf die Kaufabsicht (Kim, Park, Kwon, Ohm & Chang, 2014). In beiden Fällen besteht ein signifikant negativer Zusammenhang (Kim et al, 2014; Korcaj et al, 2015; Ozaki, 2011; Wolske et al., 2017). Zudem erklären neben jenen Aspekten, die ausschließlich von Anwendern zuverlässig beantwortet werden können, wahrgenommene Vorteile von einem Verhalten das erneuerbare Energie unterstützt, die größte Varianz in der Einstellung und Kaufabsicht (Kim et al., 2014; Ozaki, 2011).

Aufgrund praktischer Grenzen können nicht alle Theorien und Aspekte, die einen Einfluss auf die Kaufintention haben beleuchtet und erhoben werden. Im Rahmen der Literaturrecherche wurden die folgenden Faktoren als die am relevantesten für die Vorhersage der Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie sowohl bei Anwendenden als auch bei nicht-Anwendenden von eigener Solarenergie erachtet:

- Subjektive Norm,
- Einstellung,
- Kosten und finanzielle Aspekte und
- wahrgenommene Vorteile.

Diese wurden mit Hilfe eines Fragebogens in einer Passantenbefragung erhoben.

3.4 Regulatorischer Fokus

Neben den soziodemografischen Daten, die die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie beeinflussen, gibt es auch Persönlichkeitscharakteristika, die eine Rolle spielen. Beispielsweise bei der Herangehensweise an Neuheiten unterscheiden wir im Alltag zwischen Optimisten und Pessimisten. Was damit beschrieben wird, sind unterschiedliche Motivationssysteme, die die

Wahrnehmung und Verarbeitung von Botschaften beeinflussen (Wilson & Dowlatabadi, 2007). Die Theorie des regulatorischen Fokus (Higgins, 1997) betrachtet diese unterschiedlichen Motivationssysteme und besagt, dass Menschen unterschiedliche Zielzustände anstreben und zur Erreichung dieser Zielzustände unterschiedliche Strategien anwenden. Der regulatorische Fokus beschäftigt sich mit der Frage, wie auf unterschiedliche Weise Lust erzeugt und Unlust vermieden wird. Es wird unterschieden zwischen dem Promotion- und Prevention-Fokus, zwei voneinander unabhängige selbstregulatorische Systeme (Higgins, 1997).

Menschen sind motiviert ihre angestrebten Zielzustände zu erreichen (Higgins, 1997). Der regulatorische Fokus hat einen Einfluss darauf, welche Ziele sich Personen setzen und welche Strategien sie zum Erreichen präferieren (Böhm & Jonas, 2016). Promoter möchten kontinuierlichen Fortschritt und Wachstum und setzen sich dafür langfristige, hohe Ziele. Sie sind bereit Risiken einzugehen, um diese Ziele zu erreichen. Eine von Experten erstellte Liste mit Wörtern, die typischerweise im Sprachgebrauch von Promotern genutzt werden, beinhaltet u.a. die Begriffe *erreichen*, *Fortschritt*, *beitragen*, *verbessern* und *Gewinn* (Gamache, McNamara, Mannor & Johnson, 2015). Preventer hingegen richten sich nach Verantwortung und Sicherheit aus (Higgins, 1997), setzen sich zeitlich nahe, kleine Ziele, die Regeln und Pflichten beachten, möglichst wenig risikobehaftet sind und deren Verfehlung es zu vermeiden gilt (Böhm & Jonas, 2016). Typische Begriffe im Sprachgebrauch von Preventern sind *vermeiden*, *Verlust*, *vorbeugen*, *schützen* und *Schaden* (Gamache et al., 2015).

Auch wenn die Ausprägung des regulatorischen Fokus als Eigenschaft eines Individuums aufgefasst wird, kann der Fokus durch die Situation, in der sich das Individuum befindet, kurzfristig verschoben bzw. induziert werden. Dies kann geschehen indem entweder die Möglichkeit auf Gewinne – nicht-Gewinne (Promotion-Fokus) oder auf Verluste – nicht-Verluste (Prevention-Fokus) betont wird (Higgins, 1997). Möglichkeiten, einen regulatorischen Fokus zu induzieren, sind Personen dazu aufzurufen, sich an bestimmte Erfolge oder Misserfolge zu erinnern (Sassenrath, Sassenberg, Ray, Scheiter & Jarodzka, 2014; Hamstra, Sassenberg, van Yperen & Wisse, 2014) oder Ergebnisse (Gewinne vs. Verluste) fokusspezifisch zu präsentieren (Sassenberg & Woltin, 2008; Cesario, Corker & Jelinek, 2013). Zudem kann eine unterschwellige, unbewusste Manipulation in Form von Worten, die nur einige Millisekunden visuell präsentiert werden (Mannetti, Brizi, Giacomantonio & Higgins, 2013) oder das angesprochene Thema (Cesario, Corker & Jelinek, 2013) einen regulatorischen Fokus induzieren. Im Folgenden wird demnach unterschieden zwischen einem chronischen regulatorischen Fokus und einem induzierten regulatorischen Fokus. Wenn die Ausrichtungen des chronischen und induzierten regulatorischen Fokus übereinstimmen, wird von einem Fit gesprochen (Mannetti et al., 2013). Es wirkt motivations- und leistungssteigernd, wenn entsprechend des Fits der chronische regulatorische Fokus mit der Strategie übereinstimmt, die situationsbedingt zur Erfüllung einer Aufgabe eingesetzt werden kann (Higgins, 2000). Ebenso wirken Informationen, deren Inhalt den induzierten oder chronischen regulatorischen Fokus matchen, überzeugender auf die Empfangenden (Cesario, Corker & Jelinek, 2013; Rothman & Updegraff, 2011).

Bei Investitionen in Solarenergie können die Motivationssysteme demnach relevant werden, wenn bedacht wird, dass sich die Gründe zur Investition unterscheiden können. Auch wenn es inhaltlich um den gleichen Aspekt geht, können Promoter und Preventer von unterschiedlichen Herangehensweisen mehr angesprochen werden. Beispielsweise können für das Thema Klimawandel zwei verschiedene Herangehensweisen gewählt werden: Es kann die Investition in erneuerbare Energie (promotionorientiert) oder das Vermeiden von CO₂-Ausstoß (preventionorientiert) betont werden. Daher sollten Botschaften so gestaltet werden, dass sie die

motivationale Orientierung der Empfangenden treffen, um eine maximale Wirkung zu erzeugen (Cesario, Corker & Jelinek, 2013).

3.5 Framingeffekte

Durch Framing lassen sich Botschaften gestalten. Framing bedeutet übersetzt Rahmung und ist eine Möglichkeit inhaltliche Aspekte einer Botschaft unterschiedlich darzustellen (Kempf, 2014). Durch unterschiedliches Framing einer Botschaft kann sich die Wirkung der Botschaft verändern, obwohl die inhaltliche Aussage die gleiche bleibt. Mit der Redewendung „Ist das Glas halb voll oder halb leer?“ wird Framing im Alltag genutzt (Wundersee, 2018). Häufig wird bei Framing unterschieden zwischen Gewinn und Verlust bzw. zwischen positiven und negativen Auswirkungen. Gewinn-Framing beschreibt das Eintreten oder Wegbleiben von positiven Konsequenzen (Gewinne) und Verlust-Framing das Eintreten oder Wegbleiben negativer Konsequenzen (Verluste). Zur genaueren Spezifizierung wurden die Begriffe Vorteile durch Befolgen (Eintreten positiver und Wegbleiben negativer Konsequenzen) und Nachteile durch nicht-Befolgen von empfohlenen Verhaltensweisen (Eintreten negativer und Wegbleiben positiver Konsequenzen) eingeführt (Cesario, Corker & Jelinek, 2013; Levin et al., 1998). Letztere Unterscheidung der hedonischen Konsequenzen wird im Folgenden angewendet.

Mit Bezug zum Thema Solarenergie kann ein Formulierungsbeispiel für die Vorteile durch Befolgen (/Nachteile durch nicht-Befolgen) wie folgt lauten: Die (nicht-)Nutzung von Solarenergie bringt Vorteile (/Nachteile) für die Umwelt. Dabei können die Vorteile durch Befolgen in das Eintreten positiver Konsequenzen (Gewinne; z.B. besseres Klima) und das Ausbleiben negativer Konsequenzen (nicht-Verluste; z. B. keine CO₂-Emissionen) gegliedert werden. Nachteile durch nicht-Befolgen können unterteilt werden in das Eintreten negativer Konsequenzen (Verluste; z. B. viel CO₂-Emissionen) und das Ausbleiben positiver Konsequenzen (nicht-Gewinne; z. B. kein besseres Klima).

Auch wenn Framingeffekte in Anlehnung an die Definition von Rabin (1998) bisher hauptsächlich zum Thema Gesundheit untersucht wurden (s. O'Keefe & Jensen, 2007; Mahoney et al., 2012), gehen Forscher davon aus, dass einer Übertragbarkeit der Effekte auf andere Bereiche nichts im Wege stehen sollte (Cesario, Corker & Jelinek, 2013).

Um die Effekte des Framings optimal auswerten zu können, findet eine zufällige Aufteilung der Teilnehmenden auf drei Gruppen statt. Im Rahmen des Fragebogens bekommt eine Gruppe ein Promotion-Framing, eine Gruppe bekommt ein Prevention-Framing und die letzte Gruppe erhält kein Framing und dient damit als Kontrollgruppe (KG). Auf Grundlage der bisherigen Forschung, leiten sich die folgenden Hypothesen ab:

H3a: Promotion-Framing erhöht die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie verglichen mit keinem Framing.

H3b: Prevention-Framing erhöht die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie verglichen mit keinem Framing.

Um die Wirkung von Framing vollumfänglich verstehen zu können, sind auch individuelle Unterschiede bei Empfangenden der Nachricht zu beachten. Davon auszugehen, dass negatives oder positives Framing allgemein besser wirkt, würde zu vereinfacht sein und den individuellen

Unterschieden der Empfangenden nicht gerecht werden (Mahoney et al., 2012). Dazu zählt beispielsweise ihre motivationale Orientierung (Böhm & Jonas, 2016). Ohne die Berücksichtigung des (chronischen oder induzierten) regulatorischen Fokus der Empfangenden können Framingeffekte nicht verstanden werden.

Wie zuvor bereits dargelegt, streben Promoter Wachstum an und Preventer nach Sicherheit (Higgins, 1997). Durch die Fit-Hypothese, dass Botschaften bei Übereinstimmung mit dem chronischen regulatorischen Fokus überzeugender werden (Rothman & Updegraff, 2011), wird davon ausgegangen, dass Nachrichten, die wachstumsbezogene Anliegen ansprechen, stärker bei Promotern wirken als bei Preventern und sicherheitsbezogene Nachrichten überzeugender bei Preventern wirken als bei Promotern.

Aus den vorangegangenen Beschreibungen ergibt sich für Promoter die stärkste Überzeugungskraft einer Nachricht, wenn die Vorteile durch Befolgen als Gewinne präsentiert werden und Wachstumsbedürfnisse angesprochen werden. Bei Preventern führt eine Kombination der Nachteile durch nicht-Befolgen, die als Vermeidung von Verlusten dargestellt werden und Sicherheitsbedürfnisse ansprechen zu der höchsten Überzeugung. Eine Darstellung mit Beispielen ist Tabelle 1 zu entnehmen.

Tabelle 1

Günstige situative und individuelle Einflüsse für promoter- und preventerspezifisches Framing mit Beispielen

Regulatorischer Fokus	Hedonische Konsequenz	Ergebnissensitivität	Regulierungsanliegen
Promoter	Vorteile durch Befolgen	Gewinn	Wachstum
<i>Beispiele</i>	<i>Nutzung von Solarenergie bringt Vorteile</i>	<i>Gutes Klima</i>	<i>Geld</i>
Preventer	Nachteile durch nicht-Befolgen	Verlust	Sicherheit
<i>Beispiele</i>	<i>Nicht-Nutzung von Solarenergie bringt Nachteile</i>	<i>CO₂-Ausstoß</i>	<i>Klimawandel</i>

Basierend auf den vorangegangenen Erläuterungen, wurden folgende Hypothesen aufgestellt:

H4: Es gibt einen Interaktionseffekt zwischen dem regulatorischen Fokus und dem Framing, der sich in der Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie auswirkt.

H4a: Promoter erzielen höhere Werte bei der Investitionsabsicht, wenn sie ein Promotion-Framing bekommen als wenn sie ein Prevention-Framing bekommen.

H4b: Promoter haben einen höheren Wert, wenn sie ein Promotion-Framing bekommen, als wenn sie kein Framing bekommen.

H4c: Preventer haben einen höheren Wert, wenn sie ein Prevention-Framing bekommen als wenn sie ein Promotion-Framing bekommen.

H4d: Preventer haben einen höheren Wert, wenn sie ein Prevention-Framing bekommen als wenn sie kein Framing bekommen.

4 Methode

Zur Untersuchung der vorab dargelegten Fragestellungen wurde eine Datenerhebung mittels Fragebogen gewählt. Im Folgenden wird der Versuchsplan, die Stichprobenbeschreibung, das Versuchsmaterial, die Durchführung und die statistische Analyse beschrieben.

4.1 Versuchsplan

Zur Erhebung der Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie wurde eine einmalige Messung mittels Fragebogen vorgenommen. In diesem wird zudem eine experimentelle Manipulation durchgeführt. Die Teilnehmenden wurden randomisiert in eine der folgenden drei Experimentalgruppen (EG) oder in die Kontrollgruppe (KG) eingeteilt. Dabei erhielten die Befragten:

- A: zwei Fragen, die einen Promotion-Fokus induzieren sollen.
- B: zwei Fragen, die einen Prevention-Fokus induzieren sollen.
- D: keine Fragen, die den regulatorischen Fokus induzieren sollen (KG).

4.2 Versuchsmaterial

Die Datenerhebung wurde im Rahmen des Projektes *Solsys - Analyse und Optimierung solarer Energieversorgungssysteme (Wärme / Strom)* für das Institut für Gebäude- und Solartechnik (IGS) der TU Braunschweig durchgeführt. Um den Wünschen des IGS gerecht zu werden, wurde ein möglichst ökonomischer Fragebogen erstellt, dessen Skalen an bereits bestehende Fragebögen angelehnt sind. Sofern nicht anders beschrieben, erfolgen die Angaben auf einer fünf-stufigen Likert Skala mit den Polen *trifft nicht zu* und *trifft zu*. Als erstes wird in dem Fragebogen der chronische regulatorische Fokus erfasst, gefolgt von der Manipulation des regulatorischen Fokus. Anschließend werden verschiedene Skalen eingesetzt, die die Nutzung, Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie, sowie soziodemografische Daten erfassen. Die Konstrukte werden in diesem Abschnitt detaillierter dargestellt. Der Fragebogen ist unterteilt in einen Basisfragebogen und einen Zusatzfragebogen. Nach Beendigung des Basisfragebogens wurden die Passanten und Passantinnen gefragt, ob sie den Zusatzfragebogen ebenfalls beantworten würden.

4.2.1 Regulatorischer Fokus.

Zur Erhebung des chronischen regulatorischen Fokus wurde die Regulatory Focus Scale (RFS) von Fellner, Holler, Kirchler und Schabmann (2007) eingesetzt. Dabei besteht die Skala nur aus zehn Items und ist damit ökonomisch einsetzbar (fünf Items erfassen den Promotion- und fünf den Prevention-Fokus). Ein weiterer Vorteil ist eine zeitgenössische (sprachliche) Orientierung. Aus ökonomischen Gründen wurde die Skala weiter gekürzt auf sechs Items. Die Items können dem Fragebogen in Anhang A1 Frage 1 entnommen werden.

Um den regulatorischen Fokus für jedes Individuum zu berechnen wird aus den drei Promotion- bzw. Prevention-Items je ein Summenscore gebildet. Anschließend wird der Prevention-Score von dem Promotion-Score subtrahiert. Niedrige Werte spiegeln demnach eine höhere Ausprägung des Prevention-Fokus wider und höhere Werte deuten auf einen ausgeprägten Promotion-Fokus hin. Die Trennung in Promoter und Preventer wird beim Mittelwert der Differenzen und nicht bei 0 festgelegt. Dieses Vorgehen wird gewählt, da die Items des Prevention-Fokus verglichen mit anderen Skalen konservativ formuliert sind. Dadurch würde eine Trennung bei einer Differenz von 0 dazu führen, dass wesentlich mehr Preventer als Promoter vorhanden sind, was der Verteilung in westlichen Ländern nicht entspräche (Higgins, 2008).

Nachdem der chronische regulatorische Fokus erfasst wurde, wird eine Manipulation mittels Framing vorgenommen. Dafür werden den Befragten entweder

A: zwei Fragen mit einem Promotion-Framing gestellt, oder

B: zwei Fragen mit einem Prevention-Framing gestellt, oder

C: alle vier Fragen gestellt oder

D: keine Fragen mit einem Framing gestellt (KG).

Die Fragen mit einem Promotion-Framing lauten:

- a) Wussten Sie, dass Sie mit der Nutzung eigener Solarenergie eine **Verbesserung** der Energiekosten um die Hälfte **erreichen** können?
- b) Wussten Sie, dass Sie durch die Investition in eigene Solarenergie aktiv dazu **beitragen** können, die Umwelt zu **verbessern**?

Die Fragen mit einem Prevention-Framing lauten:

- c) Wussten Sie, dass Sie **ohne** die Nutzung eigener Solarenergie eine doppelt so hohe **Belastung** durch Energiekosten haben?
- d) Wussten Sie, dass Sie, wenn Sie **nicht** in eigene Solarenergie investieren der Umwelt **schaden**?

Die Antwortmöglichkeiten sind jeweils *ja* oder *nein*. Damit Framing eine Wirkung zeigen kann, muss eine Nachricht verstanden und beachtet werden (Mahoney et al., 2012). Das Framing wird als Frage formuliert, damit sichergestellt werden kann, dass die Befragten die Manipulation mittels Framing wahrgenommen haben. Die fett gedruckten Begriffe entsprechen Worten aus dem typischen Sprachgebrauch von Promotern und Preventern (Gamache et al., 2015). Das Promotion-Framing verfolgt jeweils eine Zielerreichungsstrategie und es werden Vorteile durch Befolgen in Form von Gewinnen dargestellt. Beim Prevention-Framing wird jeweils eine Misserfolgsvermeidungsstrategie dargestellt und es werden Nachteile durch nicht-Befolgen in Form von Verlusten dargestellt. Das Framing wurde umgesetzt in Anlehnung an Forschung zu Framing in Verbindung mit regulatorischem Fokus (Cesario, Corker & Jellinek, 2013; Bertolotti & Catellani, 2014). Als Themen werden je Framingvariante einmal Geld, was eher einem Wachstumsanliegen entspricht und einmal der Erhalt der Umwelt, was eher einem Sicherheitsanliegen entspricht, angesprochen.

4.2.2 Nutzung von Solarenergie und relevante psychologische Indikatoren.

Um zu unterscheiden, welche der Befragten sich bereits für die Nutzung von Solarenergie entschieden haben (d.h. bereits Nutzende sind), wurde ihnen die Frage „Nutzen Sie Solarenergie?“ gestellt. Die Antwortmöglichkeiten waren dabei *Ja*, *Nein* oder *Umsetzung erfolgt im Laufe des nächsten Jahres*. Personen, die schon in der konkreten Planung der Umsetzung einer Investition in Solarenergie sind, wurden dabei mit zu den Nutzenden gezählt, da sie bereits eine Entscheidung zur Investition in Solarenergie getroffen haben.

Auch wenn die bisherige Forschung noch unzureichende Ergebnisse darüber liefert, so ist davon auszugehen, dass sowohl Umweltbewusstsein als auch Technikaffinität zumindest zu einem geringen Anteil Voraussetzungen dafür sind in Solarenergie zu investieren. Aus diesem Grund wurden drei Items (z.B. *Ich fühle eine persönliche Verpflichtung zu tun, was immer ich kann, um den Klimawandel zu stoppen*) aus der Skala von Ozaki (2011) genutzt, um das Umweltbewusstsein der Befragten zu erheben.

Zur Messung von Technikaffinität wurde aus ökonomischen Gründen lediglich ein Item genutzt, dass die Teilnehmenden fragte, ob sie denken, die Technik sei allgemein eher ein Fluch oder ein Segen für die Menschheit. Das Item entstammt einem Fragebogen entwickelt von Leenheer und Kollegen (2011).

Des Weiteren enthielt der Fragebogen Items, die die Teilnehmenden zu ihrem Wissen über fördernde Rahmenbedingungen befragten (z.B. *Staatliche Förderungen spielen bei meiner Entscheidung wie/was saniert werden soll, eine große Rolle*). Bei der Entwicklung dieser Aussagen wurde sich an bestehenden Fragebögen orientiert (u.a. Li, 2016).

Um auf qualitativer Ebene einige Daten zu sammeln, wurden den Teilnehmenden zusätzlich Fragen nach den Gründen vor und gegen eine Investition in Solarenergie gestellt (z.B. *Welche Aspekte finden Sie im Nachgang bei der Investition in Solarenergie als störend?; Was hält Sie bisher davon ab in eigene Solarenergie zu investieren?*). Weitere Fragen gingen auf Informationsquellen für Solarenergie ein (z.B. *Wie erhalten Sie Informationen zur Investition in eigene Solarenergie, wenn Sie welche haben wollen?*). Diese Fragen wurden bedarfsgerecht für die vorliegende Befragung entwickelt, wobei sich an vorangegangenen Studien und deren Fragebögen orientiert wurde (u.a. Fathema et al., 2015; Möller, 1999; Ozaki, 2011).

4.2.3 Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie.

Frühere Studien zeigen, dass Angaben zu wahrgenommenen Vorteilen die Einstellung gegenüber Solarenergie voraussagen (Kim et al., 2014). Die Einstellung ist wiederum laut Theorie des geplanten Verhaltens ein Prädiktor für die Verhaltensabsicht und damit für das tatsächliche Verhalten (Ajzen, 1991). Zur Messung der wahrgenommenen Vorteile wird die Skala von Kim et al. (2014) genutzt.

In einer Studie zur Nutzung von Solarenergie stellte sich die Einstellung als stärkster Prädiktor für die Verhaltensabsicht in Solarenergie zu investieren dar (Kim et al., 2014). Die Skala zur Erfassung der Einstellung zu Solarenergie von Kim et al. (2014) diente als Vorlage und eine eigene Übersetzung wurde genutzt, um die Einstellung zu Solarenergie in der vorliegenden Arbeit zu erfassen (s. Anhang A1).

Die subjektive Norm gibt an, inwiefern ein sozialer Druck verspürt wird, ein bestimmtes Verhalten zu zeigen oder nicht zu zeigen. Die subjektive Norm kann zu einer Varianzaufklärung von 37% der Kaufabsicht beitragen (Korcaj et al., 2015). Zur Abfrage der subjektiven Norm wurde in der

vorliegenden Arbeit eine Übersetzung der Items zur Erfassung der deskriptiven subjektiven Norm von Korcaj et al. (2015) herangezogen.

Die Sorgen um Kosten und finanzielle Aspekte stehen in einem negativen Zusammenhang mit der Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie (Korcaj et al., 2015). Zum Erfassen der wahrgenommenen Kosten wird die Skala von Korcaj et al. (2015) herangezogen.

4.2.4 Soziodemografische Daten.

Den Abschluss des Basisfragebogens bilden Angaben zu soziodemografischen Daten. Das Alter wird in sieben Kategorien erfasst – in 10-er Schritten beginnend bei 18 Jahren. Die letzte Kategorie bilden die über 78-jährigen. Beim Geschlecht existieren die Antwortmöglichkeiten *männlich*, *weiblich* und *Keine Angabe*. Zur Erfassung des höchsten Bildungsabschlusses gab es ebenfalls sieben Kategorien mit den Ausprägungen *Keine Ausbildung*, *Hauptschulabschluss*, *Realschulabschluss*, *abgeschlossene Berufsausbildung*, *Abitur*, *Hochschulabschluss* und *Promotion*. Die Angaben zum monatlichen Haushaltsnettoeinkommen orientieren sich an einem durchschnittlichen Haushaltsnettoeinkommen von 3 132€ (Statistisches Bundesamt, 2017). In die Kategorie des mittleren Haushaltsnettoeinkommens fallen alle, die im Bereich von 70-150% des durchschnittlichen Haushaltsnettoeinkommens liegen. Daraus ergeben sich die drei Kategorien geringes (unter 2 200€), mittleres (2 200 - 4 700€) und hohes (über 4 700€) Haushaltsnettoeinkommen.

Durch die Datenerhebung in vier deutschen Städten, konnte außerdem die Stadt als zusätzliche Variable miteinfließen.

4.3 Stichprobe

Die Stichprobe besteht aus Passanten und Passantinnen, die sich an öffentlichen Plätzen, wie z.B. Fußgängerzonen und Shoppingcentern, zu einer Befragung bereit erklärten. Das Mindestalter für eine Teilnahme betrug 18 Jahre. Die Befragung fand in folgenden vier Städten statt: Braunschweig, Stuttgart, Freiburg und Soest. Dabei wurde angestrebt, in jeder Stadt 100 Passanten und Passantinnen zu befragen.

Zu Befragungsende lagen $N = 373$ Datensätze vor. Dabei stammen $N = 97$ Datensätze aus Braunschweig, $N = 99$ Datensätze aus Soest, $N = 74$ Datensätze aus Freiburg und $N = 103$ Datensätze aus Stuttgart. Von den Datensätzen aus Freiburg mussten vier ausgeschlossen werden, da der Fragebogen nach der fünften Frage abgebrochen wurde (eine Person), oder aus den Notizen hervorging, dass die Antwortskalen zwischendurch vertauscht wurden und ein Rückschluss auf die richtigen Antworten nicht mehr möglich war (eine Person), oder aus den Notizen hervorging, dass der Fragebogen von mehreren Personen gemeinschaftlich beantwortet wurde (2 Datensätze).

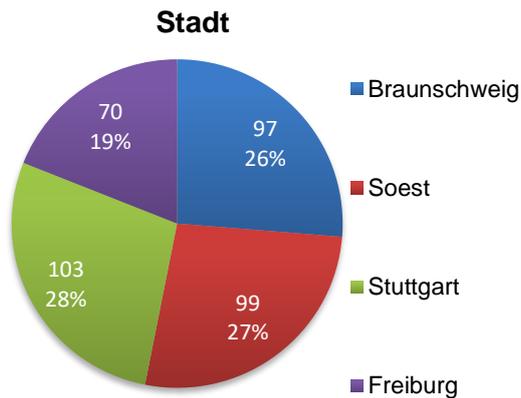


Abbildung 4. Prozentuale Verteilung der Erhebungsorte, in den die Befragung durchgeführt wurde

Anschließend gingen noch $N = 369$ Datensätze in die Berechnungen ein. 60.4 % der Befragten beantworteten neben dem Basisfragebogen auch die Fragen des Zusatzfragebogens. Insgesamt gaben 47.2 % der Befragten an männlich zu sein, 49.9% gaben an weiblich zu sein und 3 % der Befragten machten keine Angabe zu ihrem Geschlecht.

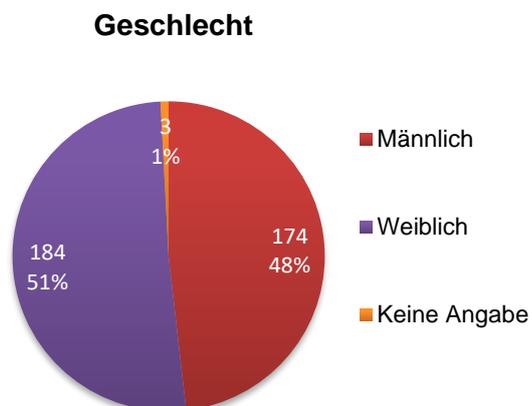


Abbildung 5. Prozentuale Verteilung des Geschlechts der Befragten

Der größte Anteil der Befragten liegt im Altersbereich von 18-27 Jahren (26.0 %), gefolgt von den Altersbereichen 47 - 58 (21.1 %) und 28-37 (16.5 %).

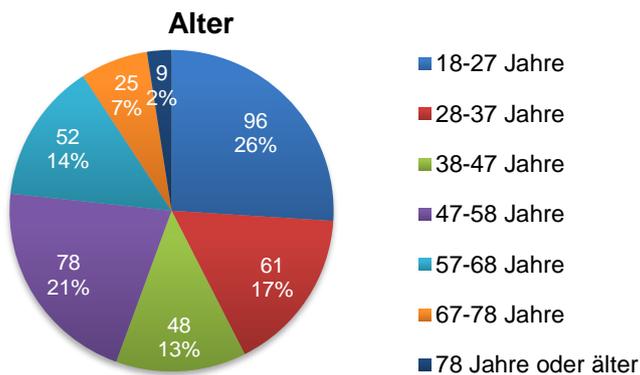


Abbildung 6. Prozentuale Verteilung des Alters der Befragten

Beim höchsten Bildungsabschluss gab der größte Anteil an einen Hochschulabschluss zu haben (32.2 %) gefolgt von einer abgeschlossenen Berufsausbildung (25.5 %) und dem Abitur (23.0 %).

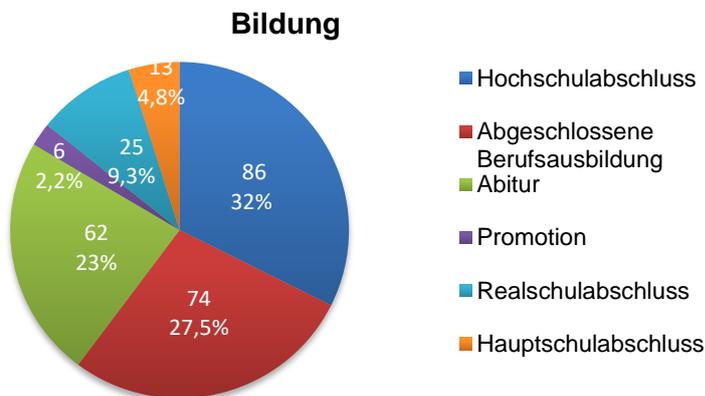


Abbildung 7. Prozentuale Verteilung der Bildung der Befragten

Beim Haushaltsnettoeinkommen fällt die größte Gruppe der Befragten in den Bereich mittleres Einkommen (40.4 %), gefolgt von geringem (37.1 %) und hohem Einkommen (16.0 %).

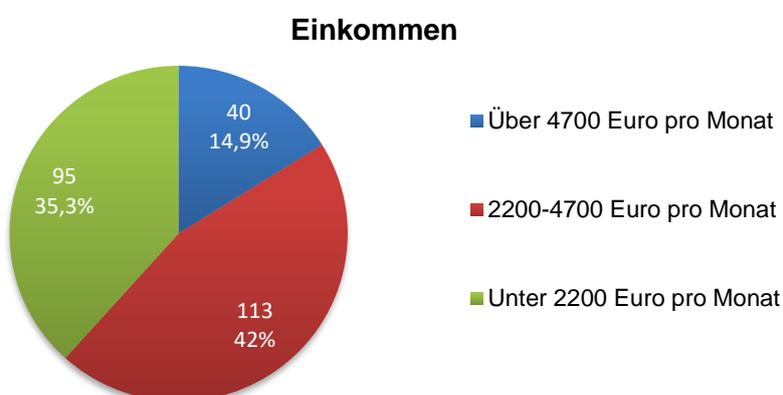


Abbildung 8. Prozentuale Verteilung des Einkommens der Befragten

Bezogen auf ihre Wohnsituation gab die Mehrheit der Befragten (49.9 %) an, Mieter/in zu sein, 32 % waren Eigentümer/in eines Hauses, 11.7 % waren Eigentümer/in eine Wohnung und nur 1.1 % waren Eigentümer/in und Vermieter eines Hauses. Die restlichen Befragten gaben an sowohl Vermieter/in als auch Bauherr/in und/oder Eigentümer/in zu sein.

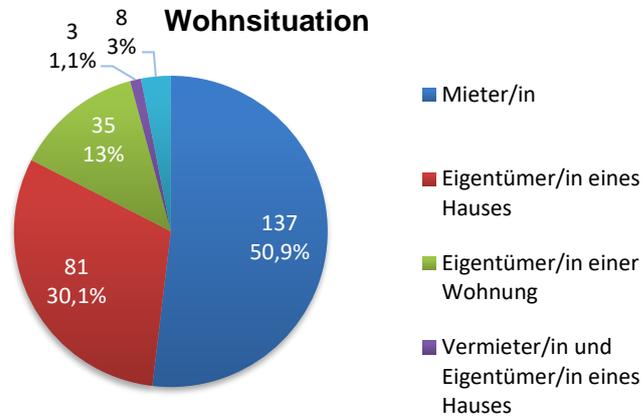


Abbildung 9. *Prozentuale Verteilung der Wohnsituation der Befragten*

4.4 Durchführung der Untersuchung

Die Befragung wurde von wissenschaftlichen Hilfskräften des IGS der TU Braunschweig sowie von weiteren Hilfskräften der Projektpartner in den Städten Stuttgart, Freiburg und Soest durchgeführt. Diese erhielten vorab eine schriftliche Einweisung zur Befragung von Passanten und Passantinnen und mussten vor Beginn der Befragung Übungsdurchläufe absolvieren. Der Fragebogen wurde den Befragten von den wissenschaftlichen Hilfskräften vorgelesen und die Antworten von diesen notiert. Der Fragebogen richtete sich an Einzelpersonen und durfte nicht von Gruppen beantwortet werden.

5 Statistische Analyse

Die Auswertungen wurden mit *IBM® SPSS® Statistics*, Version 25 durchgeführt. Der Anteil fehlender Werte lag bei den 28 betrachteten Variablen des Basisfragebogens bei 0.7 % (Maximum: 6.5 % bei der Variable Einkommen). Um Ergebnisse mit größtmöglicher Aussagekraft zu erzielen, wurde listenweiser Fallausschluss als Umgang mit fehlenden Werten gewählt. Daraus ergeben sich Unterschiede in der Stichprobengröße bei einzelnen Angaben.

Die Werte von Cronbachs α zur Messung der Reliabilität der Skalen liegen zwischen 0.34 (Prevention-Score) und 0.70 (subjektive Norm). Diese Werte deuten auf teilweise unzulängliche Reliabilitäten der Skalen hin. Jedoch ist zu beachten, dass die Skalen aus ökonomischen Gründen alle sehr kurz sind und aus drei bis maximal sechs Items bestehen. In diesem Fall ist es üblich, dass Cronbachs α recht klein ausfällt (Pallant, 2015). Zu Zwecken der Komplexitätsreduzierung werden die folgenden Informationen zu den statistischen Analysen der einzelnen Hypothesen vereinfacht dargestellt.

5.1.1 Hypothese 1. – soziodemografisch und psychologisch

Zur Berechnung der ersten Hypothese, ob das Einkommen, die Bildung, das Geschlecht und das Alter einen Einfluss auf die Nutzung von Solarenergie haben, wird eine hierarchische multiple logistische Regression durchgeführt. Für die Unterschiedsberechnungen zwischen den Gruppen Nutzende und Nicht-Nutzende wurden t-Tests (Tests auf Unterschiede) durchgeführt. Als Kriterium wird die Antwort auf die Frage „Nutzen Sie eigene Solarenergie?“ mit den Antwortmöglichkeiten *Ja*, *Nein* oder *Umsetzung erfolgt im Laufe des nächsten Jahres* herangezogen. Die Antworten *Ja* ($N = 66$) und *Umsetzung erfolgt im Laufe des nächsten Jahres* ($N = 17$) wurden dabei zu einer Antwortmöglichkeit zusammengefasst, so dass eine binäre Variable entsteht.

5.1.2 Hypothese 2. - Städtevergleich

Um zu überprüfen, ob die Anzahl der Sonnenstunden einen Einfluss auf die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie haben, wurden vorab die Sonnenstunden der vier Städte verglichen. Zum Vergleich der Sonnenstunden wurden die jährlichen Sonnenstunden der letzten 18 Jahre herangezogen (wetterkontor.de, n.d.). Da in den Jahren 2000, 2001 und 2003 die Werte von je einer Stadt fehlten, konnten die jährlichen Sonnenstunden von 15 Jahren in die Berechnung eingehen. Eine einfaktorielle ANOVA (analysis of variance) mit Messwiederholung wurde durchgeführt, um die jährlichen Sonnenstunden der Städte Braunschweig, Soest, Stuttgart und Freiburg miteinander zu vergleichen. Die Mittelwerte und Standardabweichungen sind Tabelle 2 zu entnehmen. Ein signifikanter Effekt wurde gefunden $F(3, 12) = 18.98, p < 0.001$, partielles Eta-Quadrat = 0.826.

Tabelle 2: Deskriptive Statistik für den Vergleich der jährlichen Sonnenstunden in den Städten Braunschweig, Soest, Stuttgart und Freiburg

Stadt	N	M	SD
Braunschweig	15	1660.70	103.16
Soest (Lippstadt)	15	1622.36	103.78
Stuttgart	15	1839.17	120.03
Freiburg	15	1793.84	144.08

Anmerkungen. N = Stichprobe; M = Mittelwert; SD = Standardabweichung

Bei Betrachtung der paarweisen Vergleiche (s. Tabelle 3) wird deutlich, dass sich die beiden nördlichen Städte Braunschweig und Soest hinsichtlich der jährlichen Sonnenstunden signifikant von den beiden südlicheren Städten Stuttgart und Freiburg unterscheiden. Da Solaranlagen somit effektiver in den südlichen Städten genutzt werden können als in den nördlichen, wird davon ausgegangen, dass die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie in den südlichen Städten höher ist als in den nördlichen.

Tabelle 3: *Mittlere Differenz der jährlichen Sonnenstunden im paarweisen Vergleich (I-J)*

I	J 1	2	3	4
1. Braunschweig	--			
2. Soest	-38.34	--		
3. Stuttgart	178.47*	216.81*	--	
4. Freiburg	133.14*	171.48*	-45.33	--

Anmerkungen. * $p \leq 0.015$.

Zur Überprüfung der zweiten Hypothese, ob die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie mit höherer Sonnenstundenanzahl steigt, wird eine MANOVA (Multi analysis of variance) gerechnet. Auf Grund des hohen Dropouts kann bei dieser Berechnung die *Variable Kosten und finanzielle Aspekte* nicht in die Berechnung aufgenommen werden, so dass die *wahrgenommenen Vorteile, die Einstellung* und die *subjektive Norm* als abhängige Variablen ins Modell eingehen.

5.1.3 Hypothese 3. - Framing

Um den Einfluss unterschiedlicher Framings (Promotion, Prevention) verglichen mit der Kontrolle (kein Framing) auf die *Einstellung, die subjektive Norm, die wahrgenommenen Vorteile* sowie *Kosten- und finanzielle Vorteile* zu testen (H3), wird eine einfaktorielle, multivariate Varianzanalyse (multivariate analysis of variance; MANOVA) gerechnet.

5.1.4 Hypothese 4. – Framing und regulatorischer Fokus

Zur Überprüfung der vierten Hypothese, ob eine Interaktion zwischen dem Framing und dem chronischen regulatorischen Fokus besteht, wird eine zweifaktorielle MANOVA gerechnet. Beim Framing gehen die Ausprägungen Promotion-Framing (A), Prevention-Framing (B) und kein Framing (D) in die Berechnung ein. Beide Framings gemeinsam (C) werden aufgrund mangelnder theoretischer Grundlage und somit fehlender gerichteter Hypothese ausgelassen. Die kontinuierlichen Skalenwerte des chronischen regulatorischen Fokus werden in zwei Gruppen zusammengefasst. Um die Gruppen zu unterteilen, wurde der Mittelwert ($M = -0.54$, $SD = 0.87$) als Grenzwert genutzt. Die niedrigen Werte stellen die Gruppe der Preventer ($N = 193$) und die hohen Werte stellen die Gruppe der Promoter dar ($N = 176$). Als abhängige Variablen gehen die *wahrgenommenen Vorteile, die Einstellung* sowie die *subjektive Norm* in die Berechnung ein. *Kosten und finanzielle Aspekte* werden aufgrund des zu hohen Dropouts aus der Analyse ausgeschlossen. Die Variablen gemeinsam bilden das im Theorieteil hergeleitete Modell aus der Theorie des geplanten Verhaltens (Ajzen, 1991) ab und sollen Rückschluss auf die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie geben.

6 Ergebnisse der Passantenbefragung

6.1 Hypothese 1 – Soziodemografische und psychologische Merkmale der Nutzengruppe

Wahrgenommene Vorteile von Solarenergie werden im Durchschnitt hoch eingestuft ($M = 4.08$, $SD = 0.68$). Auch die *Einstellung* zu Solarenergie ist im oberen Bereich angesiedelt ($M = 4.08$, $SD = 0.87$). Die *subjektive Norm* ist moderat bis schwach ausgeprägt ($M = 2.36$, $SD = 0.92$). Die *Kosten- und finanziellen Vorteile* einer Solaranlage liegen im unteren bis mittleren Bereich ($M = 2.47$, $SD = 0.68$), was mittleren bis guten erwarteten Kosten- und finanziellen Vorteilen entspricht, da diese Skala invertiert ist (niedrige Werte bedeuten hohe erwartete Kosten- und finanzielle Vorteile).

Eine hierarchische multiple logistische Regression wurde durchgeführt, um den Einfluss dieser vier Prädiktoren auf die Wahrscheinlichkeit zu beurteilen, dass eine Person angibt in Solarenergie investiert zu haben oder dies im Laufe des nächsten Jahres tun wird. Es wird davon ausgegangen, dass das Einkommen und die Bildung einen Einfluss auf die Solarenergienutzung haben und das Alter und das Geschlecht darüber hinaus zu keiner Varianzaufklärung beim Kriterium beitragen.

Wie Tabelle 4 zu entnehmen ist, leistet nur das Einkommen einen statistisch signifikanten Beitrag zur Varianzaufklärung bei der Nutzung von Solarenergie (siehe p in Tabelle 4). Befragte, die ein mittleres monatliches Haushaltsnettoeinkommen (2.200 – 4.700€) angeben, berichten mehr als vier Mal so wahrscheinlich davon in Solarenergie zu investieren, verglichen mit Personen, die ein niedriges monatliches Haushaltsnettoeinkommen (unter 2.200 €) angeben. Bei Befragten, die ein hohes monatliches Haushaltsnettoeinkommen (über 4.700 €) angeben, ist die Wahrscheinlichkeit über sieben Mal höher, dass sie berichten in Solarenergie zu investieren, verglichen mit Personen, die ein niedriges monatliches Haushaltsnettoeinkommen angeben (siehe OR in Tabelle 4). Die Bildung trägt darüber hinaus zu keiner Varianzaufklärung bei.

Die Variablen Alter und das Geschlecht tragen zu keiner bedeutenden Varianzaufklärung im Kriterium über die bisherigen Prädiktoren hinaus bei (siehe p in Tabelle 4). Detaillierte Angaben zu den Kennwerten der logistischen Regression sind Tabelle 4 zu entnehmen.

Neben den genannten Prädiktoren wurde darüber hinaus getestet, ob sich Nutzende von Solarenergie gegenüber Nicht-Nutzenden unterscheiden, bezogen auf die Aspekte Umweltbewusstsein, technische Affinität und fördernde Rahmenbedingungen.

Bezogen auf das Umweltbewusstsein zeigten sich keine signifikanten Unterschiede zwischen den Nutzenden von Solarenergie und den Nicht-Nutzenden. Selbiges gilt für die Variable Technikaffinität: auch hier zeigen sich keine signifikanten Unterschiede zwischen den Gruppen. Allerdings zeigen die Ergebnisse, dass Nutzende mehr Unterstützung in Form fördernder Rahmenbedingungen wahrnehmen ($M = 4.18$; $SD = 1.04$), als Nicht-Nutzende dies tun ($M = 3.42$; $SD = 1.27$; $t(215) = -3.57$, $p < 0.001$).

Interessant ist auch das Ergebnis einer explorativen Analyse: Die Ergebnisse von getesteten Mittelwertsunterschieden deuten darauf hin, dass Nutzende durchschnittlich eine signifikant höhere subjektive Norm angeben ($M = 3.06$; $SD = 0.96$), als Nicht-Nutzende ($M = 2.17$; $SD = 0.81$; $t(367) = -8.33$, $p < 0.001$).

Tabelle 4: *Logistische Regression, die die Wahrscheinlichkeit von Solarenergienutzung vorhersagt*

Prädiktoren	B	df	p	OR	95.0% KI
Einkommen					
gering		2	0.000		
mittel	1.48	1	0.000	4.41	[2.11, 9.20]
hoch	1.98	1	0.000	7.24	[3.17, 16.56]
Bildung					
Hauptschule		5	0.298		
Realschule	0.44	1	0.711	1.55	[.15, 15.86]
Ausbildung	1.61	1	0.137	5.01	[.60, 41.98]
Abitur	1.25	1	0.259	3.48	[.40, 30.26]
Hochschule	1.24	1	0.253	3.45	[.41, 28.73]
Promotion	1.67	1	0.168	5.32	[.49, 57.23]
Konstante	-3.66	1	0.001	0.03	
Alter in Jahren					
18-27		6	0.241		
28-37	0.32	1	0.540	1.38	[.49, 3.39]
38-47	0.22	1	0.688	1.25	[.42, 3.67]
47-58	0.92	1	0.060	2.52	[.96, 6.59]
57-68	0.17	1	0.760	1.19	[.40, 3.54]
67-78	-0.64	1	0.424	0.53	[.11, 2.53]
78 oder älter	0.03	1	0.980	1.03	[.09, 11.96]
Geschlecht	-0.12	1	0.704	0.89	[.49, 1.61]
Konstante	-3.75	1	0.001	0.02	

Anmerkungen. B = Regressionskoeffizient; df = Freiheitsgrade; p = Signifikanzwert; OR = Odds Ratio; KI = Konfidenzintervall für Odds Ratio

Die erste Hypothese kann somit teilweise bestätigt werden. Wie postuliert, gilt das Haushaltsnettoeinkommen als Prädiktor für die Investition in Solarenergie. Dies gilt, anders als erwartet, nicht für die Bildung. Entsprechend der Hypothese tragen das Alter und das Geschlecht über die vorherigen Variablen hinaus nicht zur Varianzaufklärung bei. Nutzende unterscheiden sich von Nicht-Nutzenden in ihrer wahrgenommenen Unterstützung durch fördernde Rahmenbedingungen sowie in ihrer subjektiven Norm.

6.2 Hypothese 2 – Städtevergleich

Eine einfaktorielle MANOVA wurde gerechnet, um Unterschiede hinsichtlich der Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie zwischen den nördlich gelegenen Städten Braunschweig und Soest verglichen mit den südlichen Städten Stuttgart und Freiburg zu untersuchen. Die südlichen Städte haben eine signifikant höhere jährliche Sonnenscheindauer (s. Abschnitt 3.6.4). Daher wird erwartet, dass die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie in den südlichen Städten höher ist als in den nördlichen (H2). Die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie wurde mittels der erweiterten Theorie des geplanten Verhaltens (Ajzen, 1991) über die abhängigen Variablen *wahrgenommene Vorteile*, *Einstellung* und *subjektive Norm* erfasst. Es zeigte sich ein statistisch signifikanter Unterschied zwischen den Städten bezüglich ihrer Investitionsabsicht hinsichtlich Solarenergie, $F(9, 881) = 3.22$, $p = 0.001$, *Wilks Lambda* = 0.924, *partielles Eta-Quadrat* = 0.026. Bei Betrachtung der einzelnen abhängigen Variablen zeigen sich die signifikanten Unterschiede bei den Variablen *wahrgenommene Vorteile*, $F(3,364) = 7.62$, $p = 0.000$, *partielles Eta-Quadrat* = 0.059, und *Einstellung*, $F(3,364) = 3.68$, $p = 0.012$, *partielles Eta-Quadrat* = 0.029.

Um zu ermitteln, zwischen welchen Städten die Unterschiede vorliegen, werden einzelne ANOVAs mit post hoc Tests je abhängiger Variable berechnet. Bei den *wahrgenommenen Vorteilen* zeigen die post hoc Tests, dass sich die Mittelwerte der Stadt Freiburg ($M = 4.39$, $SD = 0.64$) signifikant von den Mittelwerten der Städte Braunschweig ($M = 4.12$, $SD = 0.59$), Soest ($M = 3.95$, $SD = 0.76$) und Stuttgart ($M = 3.98$, $SD = 0.64$) unterscheiden. Braunschweig, Soest und Stuttgart unterscheiden sich untereinander nicht signifikant voneinander. In Freiburg werden für die wahrgenommenen Vorteile von Solarenergie signifikant höhere Werte berichtet als in den anderen drei Städten. Eine grafische Darstellung der Mittelwerte ist Abbildung 10 zu entnehmen.

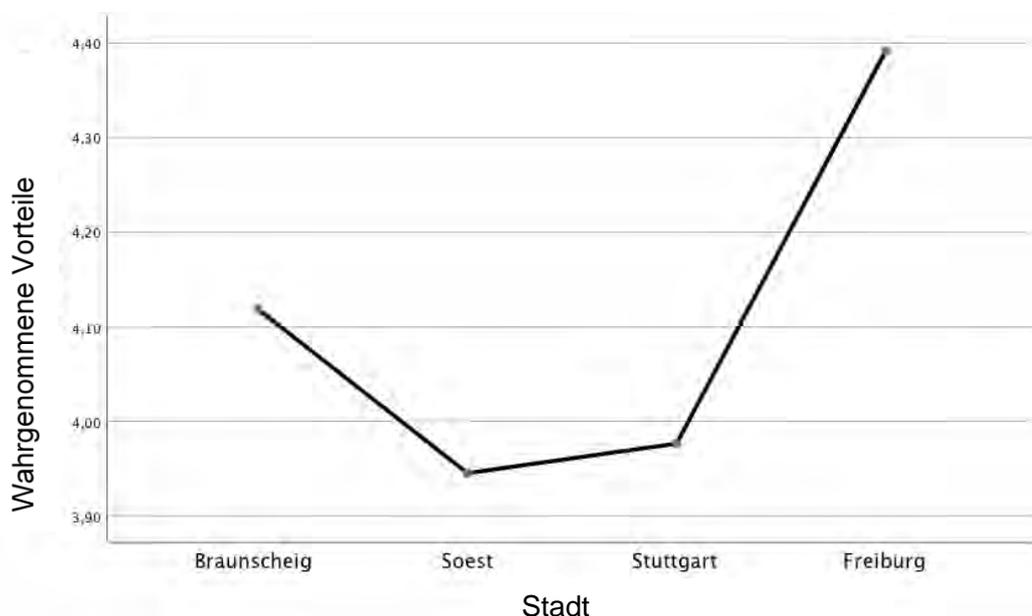


Abbildung 10. Grafische Darstellung der Mittelwertunterschiede der *wahrgenommenen Vorteile* zwischen den Städten (1 = trifft nicht zu; 2 = trifft eher nicht zu; 3 = weder noch; 4 = trifft eher zu; 5 = trifft zu)

Bei der *Einstellung* zu Solarenergie zeigen die post hoc Tests einen signifikanten Unterschied zwischen den Mittelwerten der Stadt Freiburg ($M = 4.38$, $SD = 0.79$) mit denen der Städte Soest ($M = 4.01$, $SD = 0.93$) und Stuttgart ($M = 3.96$, $SD = 0.90$). Die Mittelwerte der Stadt Braunschweig

($M = 4.07$, $SD = 0.78$) unterscheiden sich nicht signifikant von denen der anderen. Die Tendenz der Unterschiede kann auch Abbildung 11 entnommen werden.

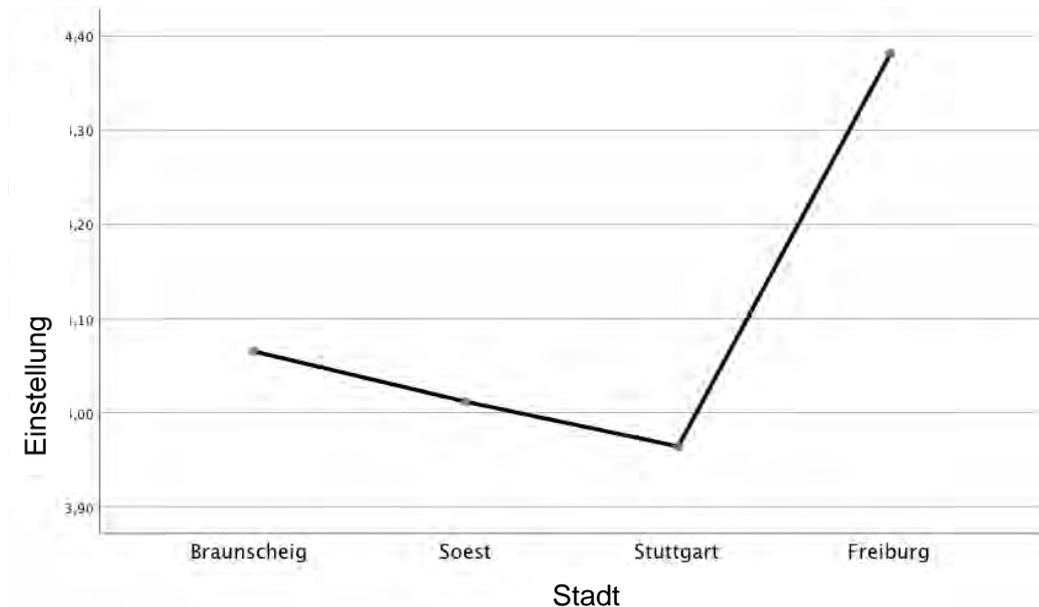


Abbildung 11. Grafische Darstellung der Mittelwertunterschiede der *Einstellung* zwischen den Städten. (1 = trifft nicht zu; 2 = trifft eher nicht zu; 3 = weder noch; 4 = trifft eher zu; 5 = trifft zu)

Da die einfaktorielle ANOVA für die *subjektive Norm* keine signifikanten Unterschiede ergab, können die Unterschiede der Mittelwerte nicht ausgewertet werden. Abbildung 12 veranschaulicht die Richtungen der Mittelwertunterschiede. Die höchsten Werte für die *subjektive Norm* werden in Freiburg erzielt, die niedrigsten Werte werden in Braunschweig angegeben.

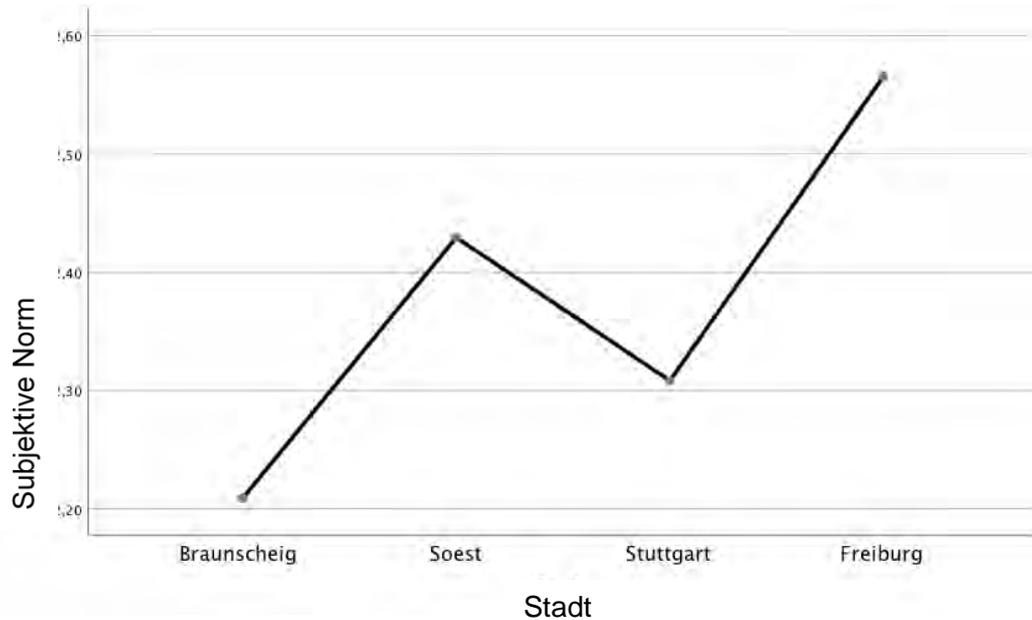


Abbildung 12. Grafische Darstellung der Mittelwertunterschiede der *subjektiven Norm* zwischen den Städten. (1 = trifft nicht zu; 2 = trifft eher nicht zu; 3 = weder noch; 4 = trifft eher zu; 5 = trifft zu)

Die zweite Hypothese, dass die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie in den südlichen Städten höher ist als in den nördlichen Städten, kann teilweise bestätigt werden. Es besteht ein signifikanter Unterschied zwischen den Städten mit Bezug auf die Kombination aller abhängigen Variablen. Bei Betrachtung auf Ebene der einzelnen abhängigen Variablen zeigt sich, dass die Werte in Freiburg sich bei zwei Variablen (*wahrgenommene Vorteile* und *Einstellung*) signifikant von den Werten in Soest unterscheiden und bei einer Variable (*wahrgenommene Vorteile*) zudem signifikant von Braunschweig und Stuttgart.

6.3 Hypothese 3 – Framingeffekte

In der dritten Hypothese wird getestet, ob Promotion- (H3a) und Prevention-Framing (H3b) die Investitionsabsicht erhöhen, verglichen mit der KG (Kontrollgruppe), die kein Framing bekommen hat. Insgesamt gaben die Befragten mit Promotion-Framing in durchschnittlich 74% der Fälle an, dass sie die Information im Framing kennen. Beim Prevention-Framing geben durchschnittlich 59% der Befragten an, die Information des Framings bereits zu kennen. Eine einfaktorielle, multivariate Varianzanalyse (MANOVA) wurde durchgeführt, um die Framingeffekte auf die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie zu überprüfen. Die Investitionsabsicht ist dabei ein Konstrukt, das sich aus den Variablen *wahrgenommene Vorteile*, *Einstellung* und *subjektive Norm* zusammensetzt. Diese drei Variablen gingen als abhängige Variablen in die MANOVA ein. Die unabhängige Variable war die Framingvariante mit ihren drei Ausprägungen: Promotion-Framing, Prevention-Framing und kein Framing (KG). Die Mittelwerte der Framingvarianten wurden jeweils nur mit der KG verglichen und nicht untereinander. Es konnte kein statistisch signifikanter Unterschied zwischen den Framingvarianten und der KG hinsichtlich der neu zusammengefassten

abhängigen Variablen festgestellt werden, $F(3, 364) = 1.31$, $p = 0.227$, *Wilks-Lambda* = 0.97, *partielles Eta-Quadrat* = 0.01. Die dritte Hypothese wird somit abgelehnt.

6.4 Hypothese 4 – Interaktion zwischen Framing und regulatorischem Fokus

Eine zweifaktorielle MANOVA wurde gerechnet, um zu überprüfen ob eine Interaktion zwischen den unabhängigen Variablen Framing und regulatorischer Fokus auf die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie vorliegt. Die gerichteten Hypothesen besagen, dass die erzielten Werte für die Investitionsabsicht höher sein sollten, wenn Personen ein Framing bekommen haben, das ihrem regulatorischen Fokus entspricht als wenn sie ein entgegengesetztes oder kein Framing bekommen. Beim Framing gingen die Ausprägungen Promotion-Framing, Prevention-Framing und kein Framing in die Berechnung ein. Als abhängige Variablen gingen die *wahrgenommenen Vorteile*, die *Einstellung* und die *subjektive Norm* in die Berechnung ein. Diese sind aus der Theorie des geplanten Verhaltens abgeleitet (Ajzen, 1991) und bilden die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie ab. Unter Verwendung der Statistik von Wilks Lambda ergibt die MANOVA einen signifikanten Interaktionseffekt zwischen der Framingvariante und dem chronischen regulatorischen Fokus $F(6, 520) = 2.77$, $p = 0.012$, *Wilks-Lambda* = 0.939, *partielles Eta-Quadrat* = 0.031. Damit kann die zweite Hypothese, dass es einen Interaktionseffekt zwischen dem regulatorischen Fokus und dem Framing gibt, bezogen auf die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie, angenommen werden. Durch die Interaktion zwischen Framing und regulatorischem Fokus kann 3.1% der Varianz in der Kombination der abhängigen Variablen erklärt werden.

Bei separater Betrachtung der Interaktion zwischen Framing und dem regulatorischen Fokus für die einzelnen abhängigen Variablen konnten jedoch keine Effekte für die *wahrgenommenen Vorteile*, $F(5, 262) = 2.69$, $p = 0.07$, die *Einstellung* $F(5, 262) = 1.82$, $p = 0.165$ und die *subjektive Norm* $F(5, 262) = 1.54$, $p = 0.217$ festgestellt werden. D.h. lediglich über die Kombination der abhängigen Variablen tritt ein Interaktionseffekt zwischen dem Framing und dem regulatorischen Fokus auf. Innerhalb einer abhängigen Variablen gibt es keine signifikanten Unterschiede basierend auf der Interaktion (s. Tabelle 5).

Zur detaillierteren Betrachtung der Mittelwertunterschiede werden die Mittelwerte je abhängiger Variable grafisch dargestellt. Auf der x-Achse wird zwischen den Framingvarianten unterschieden. Die Linien stellen die Werte der Preventer gegen die der Promoter dar. Die Interaktion auf Ebene der einzelnen abhängigen Variablen ist nicht signifikant. Daher ist dies ausdrücklich nur eine deskriptive Analyse, die über die Kombination aller abhängigen Variablen eine Richtung des Effekts darstellen kann. Zudem ist zu beachten, dass die Skalierung sich in den folgenden Grafiken unterscheidet und durch die hohe Skalierung marginale Unterschiede trotzdem stark aussehen können.

Tabelle 5: Deskriptive Statistiken für die abhängigen Variablen aufgeteilt nach Framingvariante und regulatorischem Fokus

Skala	Framing-variante	regulatorischer Fokus	<i>M</i>	<i>SD</i>	<i>N</i>
wahrgenommene Vorteile	A	Preventer	4.00	0.67	49
		Promoter	4.23	0.70	45
	B	Preventer	4.17	0.64	51
		Promoter	3.97	0.66	41
	D	Preventer	3.96	0.63	47
		Promoter	4.13	0.81	35
Einstellung	A	Preventer	3.96	0.88	49
		Promoter	4.30	0.81	45
	B	Preventer	4.11	0.79	51
		Promoter	4.14	0.97	41
	D	Preventer	4.18	0.78	47
		Promoter	4.03	1.02	35
subjektive Norm	A	Preventer	2.03	0.75	49
		Promoter	2.41	0.92	45
	B	Preventer	2.42	0.86	51
		Promoter	2.49	0.87	41
	D	Preventer	2.26	0.91	47
		Promoter	2.80	1.12	35

Anmerkungen. A – Promotion-Framing; B – Prevention-Framing; D – kein Framing / KG; N = Stichprobe; M = Mittelwert; SD = Standardabweichung (1 = trifft nicht zu; 2 = trifft eher nicht zu; 3 = weder noch; 4 = trifft eher zu; 5 = trifft zu)

Bei der abhängigen Variable *wahrgenommene Vorteile* erzielen Promoter höhere Werte, wenn sie ein Promotion-Framing bekommen als wenn sie ein Prevention-Framing bekommen (H4a) und als wenn sie kein Framing bekommen (H4b). Dabei ist der erste Unterschied stärker ausgeprägt. Preventer erreichen nach einem Prevention-Framing höhere Werte als nach einem Promotion-Framing (H4c) sowie nach keinem Framing (H4d; s. Abbildung 13). Die Richtungen dieser deskriptiven Mittelwertunterschiede entsprechen demnach alle den postulierten Hypothesen.

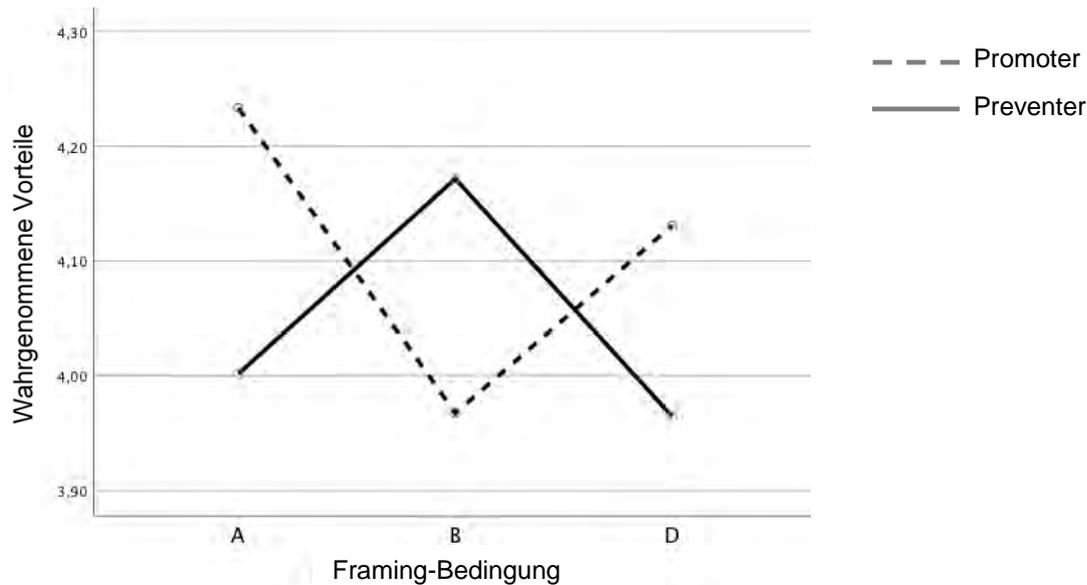


Abbildung 13. Grafische Darstellung der Mittelwertunterschiede der Variable wahrgenommene Vorteile getrennt für Promoter und Preventer bei unterschiedlichen Framingvarianten verglichen mit der KG. (1 = trifft nicht zu; 2 = trifft eher nicht zu; 3 = weder noch; 4 = trifft eher zu; 5 = trifft zu)

Bei der abhängigen Variable *Einstellung* erzielen Promoter höhere Werte, nachdem sie ein Promotion-Framing hörten als nachdem sie ein Prevention-Framing (H4a) oder kein Framing (H4b) hörten (s. Abbildung 14). Diese Richtungen unterstützen also die Hypothesen. Preventer geben höhere Werte bei der Einstellung an, wenn sie ein Prevention-Framing hörten als wenn sie ein Promotion-Framing hörten (H4c), nicht jedoch als wenn sie kein Framing erhielten (H4d). Die Richtungen der deskriptiven Mittelwertunterschiede unterstützen die Hypothesen für Preventer somit nur teilweise und für Promoter vollumfänglich.

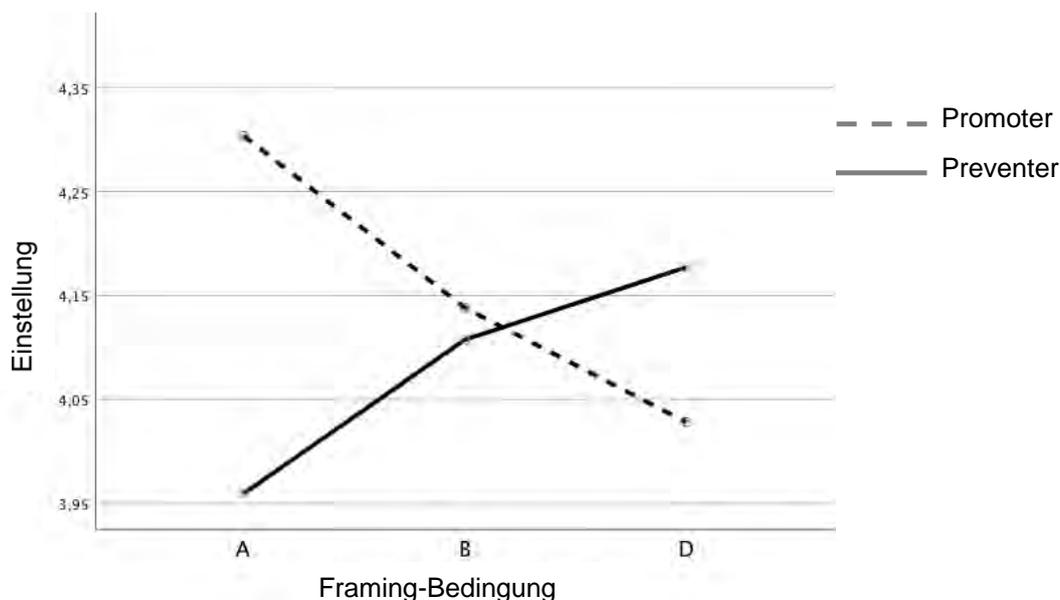


Abbildung 14. Grafische Darstellung der Mittelwertunterschiede der Variable Einstellung getrennt für Promoter und Preventer bei unterschiedlichen Framingvarianten verglichen mit der KG. (1 = trifft nicht zu; 2 = trifft eher nicht zu; 3 = weder noch; 4 = trifft eher zu; 5 = trifft zu)

Bei der abhängigen Variable *subjektive Norm* erzielen Promoter keine höheren Werte nach einem Promotion-Framing als nach einem Prevention-Framing (H4a) oder keinem Framing (H4b; s. Abbildung 15). Bei dieser Variablen unterstützt die Richtung der Mittelwertunterschiede die Hypothesen für Promoter also nicht. Preventer geben höhere Werte für die *subjektive Norm* nach einem Prevention-Framing an als nach einem Promotion-Framing (H4c) oder nach keinem Framing (H4d). Hier wird den erwarteten Hypothesen entsprochen.

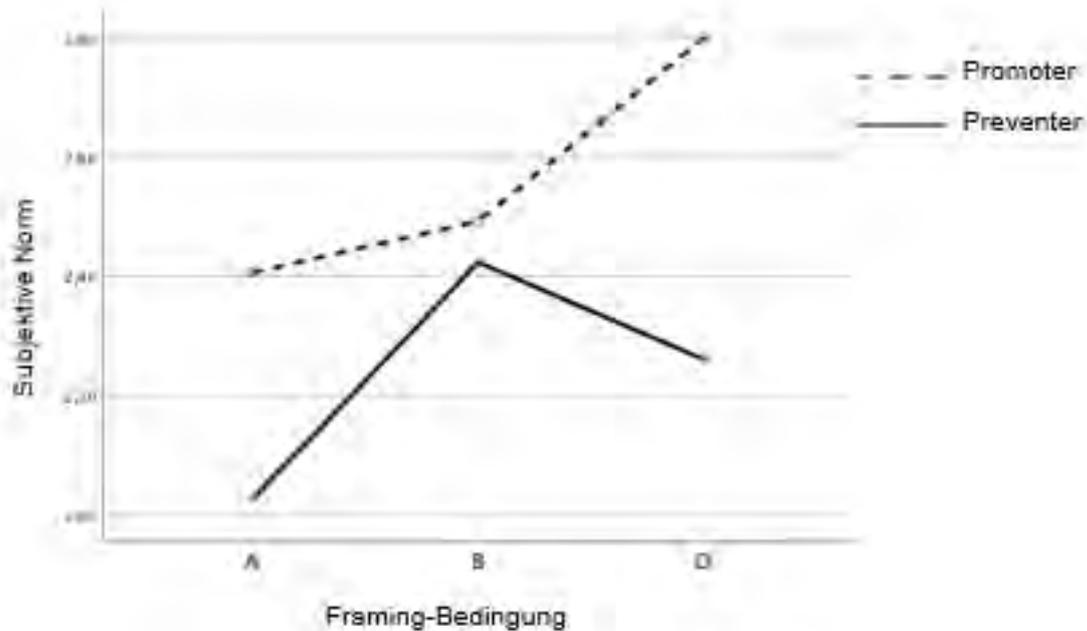


Abbildung 15. Grafische Darstellung der Mittelwertunterschiede der Variable subjektive Norm getrennt für Promoter und Preventer bei unterschiedlichen Framingvarianten verglichen mit der KG. (1 = trifft nicht zu; 2 = trifft eher nicht zu; 3 = weder noch; 4 = trifft eher zu; 5 = trifft zu)

Die Hypothese, dass es keinen Interaktionseffekt zwischen dem Framing und dem regulatorischen Fokus gibt, kann abgelehnt werden. Damit kann angenommen werden, dass die zweite Hypothese zutrifft und es einen Interaktionseffekt zwischen dem Framing und dem regulatorischen Fokus gibt. Auf Ebene der einzelnen abhängigen Variablen wird der Interaktionseffekt nicht signifikant. Dabei wird jedoch bei deskriptiver Betrachtung der Mittelwertunterschiede deutlich, dass die Richtung der Verschiebung in den meisten Fällen der postulierten Richtung entspricht.

7 Diskussion und Zusammenfassung

Die vorliegende Studie untersucht die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie anhand einer Stichprobe aus der Bevölkerung. Diese wurde erhoben durch einen eigens erstellten Fragebogen. Die Fragestellungen beziehen sich dabei auf soziale und psychologische Indikatoren zur Vorhersage von Nutzung von und Investitionsabsichten in Solarenergie, Auswirkungen von Framingeffekten sowie das Zusammenspiel von Framing und dem regulatorischen Fokus. Die Daten wurden im Rahmen des Projektes *So/Sys* vom IGS erhoben.

7.1 Hypothese 1 – Soziodemografische und psychologische Merkmale der Nutzengruppe

Die erste Hypothese besagt, dass das monatliche Haushaltsnettoeinkommen (H1a) und der Grad der Bildung (H1b) zur Varianzaufklärung der Nutzung von Solarenergie beitragen. Bei dem Geschlecht (H1c) und dem Alter (H1d) wird darüber hinaus von keiner weiteren Varianzaufklärung ausgegangen. Diese Hypothese kann abgesehen vom Einkommen (H1a) nicht angenommen werden. Die Hypothesen bezogen auf die Gruppenunterschiede zwischen Nutzenden und Nicht-Nutzenden mussten mit Ausnahme von H1g (Wissen über fördernde Rahmenbedingungen) abgelehnt werden. Somit konnte nicht bestätigt werden, dass Nutzende mehr Umweltbewusstsein und Technikaffinität besitzen.

Die Höhe des monatlichen Haushaltsnettoeinkommens steht in einem positiven Zusammenhang mit der Nutzung von Solarenergie. Die Wahrscheinlichkeit Solarenergie zu nutzen ist bei mittlerem Einkommen vier Mal und bei hohem Einkommen sieben Mal höher als bei geringem Einkommen. Das Vorhandensein von finanziellen Ressourcen scheint für die Nutzung von Solarenergie eine Rolle zu spielen. Dies geht einher mit der bisherigen Forschung (z. B. Rauh, 2013). Es ist festzuhalten, dass der Zusammenhang von Einkommen und Solarenergienutzung bestätigt werden kann.

Der Grad der Bildung trägt entgegen der theoretischen Herleitung zu keiner Varianzaufklärung in der Nutzung von Solarenergie bei. Es ist möglich, dass die primäre Intention von Solarenergienutzenden nicht aus umweltbewussten Motiven heraus entsteht. Die Motivation kann beispielsweise darin bestehen, Energiekosten zu sparen (Gifford & Nilsson, 2014) oder autark zu sein (Kastern & Stern, 2015). Diese sogenannten „Honigbienen“ tragen, so wie die Insekten, zu einem Umweltvorteil bei, ohne diesen als primäres Ziel zu verfolgen (Gifford, 2011). Diese Annahmen gehen auch mit unseren Ergebnissen einher, die zeigen, dass Solarenergie-Nutzende nicht mehr Umweltbewusstsein berichten.

Das Alter und das Geschlecht haben entsprechend der Hypothesen keinen Einfluss auf die Nutzung von Solarenergie. Dies unterstreicht die Annahme, dass es im Laufe des Alters und über die Geschlechter gegenläufige Wirkmechanismen gibt, die sich insgesamt aufheben, so dass kein Alters- oder Geschlechtseffekt festgestellt werden kann. Zum Beispiel sind diese gegenläufigen Wirkmechanismen beim Geschlecht, dass Männer eher technikaffin sind und Frauen eher umweltbewusst. Beides ist eine Voraussetzung für die Investition in Solarenergie. Beim Alter gehören zu den gegenläufigen Wirkmechanismen, dass Jüngere eher offen für Neues sind und damit nachhaltige Gedanken haben und Ältere eher Persönlichkeitsmerkmale wie Sparsamkeit und Gewissenhaftigkeit mit sich bringen, die im Zusammenhang mit umweltbewusstem Verhalten stehen. Zudem scheinen andere Effekte den Einfluss dieser Variablen zu überlagern.

Beispielsweise steht das Alter im Zusammenhang mit dem Einkommen und wird somit durch dieses überlagert.

An dieser Stelle sei auf ein interessantes Ergebnis unserer explorativen Analysen verwiesen: es zeigte sich, dass Nutzende signifikant höhere subjektive Normen berichten, als Nicht-Nutzende. Konkreter ausgeführt bedeutet dies, dass Nutzende von Solarenergie den Eindruck haben, dass Personen in ihrer Nachbarschaft ebenfalls Solarenergie nutzen und von ihnen erwartet wird, dies gleichzutun. Unsere Ergebnisse bestätigen damit die Annahme, dass der wahrgenommene soziale Druck einen Einfluss auf das nachhaltige Verhalten von Personen hat (Ajzen, 2005). Dies stimmt auch mit den Studienergebnissen von Bollinger und Gillingham (2012) überein, die zeigen, dass die Installation von Photovoltaikanlagen zu weiteren Installationen führt. Damit ist die vorliegende Studie eine der wenigen, die zum Wissen um das Phänomen des sozialen Einflusses im Kontext von Solarenergie beiträgt.

Aufgrund der geringen Anzahl an Personen, die bereits die Nutzung von Solarenergie angaben, lässt sich keine aussagekräftige Differenzierung zwischen der Nutzung von PV und der Nutzung von ST treffen.

Abbildung 16 zeigt in übersichtlicher Form, welche soziodemographischen und psychologischen Faktoren in welcher Ausprägung sich als Prädiktoren für die Nutzung von Solarenergie eignen.

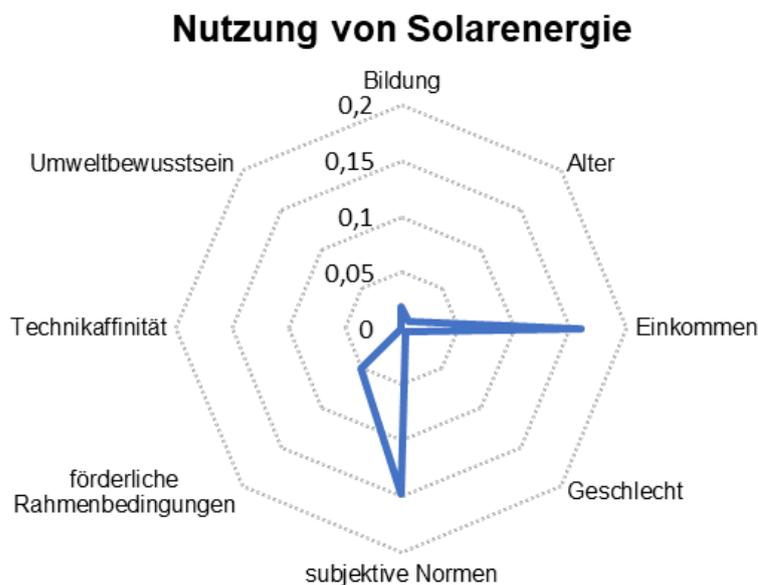


Abbildung 16. Übersicht über die Stärke der Prädiktoren für die Nutzung von Solarenergie

7.2 Hypothese 2 – Städtevergleich

Die zweite Hypothese, dass bei mehr Sonnenstunden und somit einer effektiveren Nutzung von Solarenergie eine höhere Investitionsabsicht besteht, muss abgelehnt werden. Zwar ist in Freiburg eine höhere Investitionsabsicht festzustellen, diese müssten jedoch auch in Stuttgart wiedergefunden werden im Vergleich zu den nördlichen Städten. Wie sich auch in der niederländischen Studie zeigt (Jager, 2006), scheinen objektive Faktoren, wie eine effektivere Nutzung durch mehr Sonnenenergie, nicht die ausschlaggebenden zu sein. Es scheint als würden

weitere regionale Faktoren dazu beitragen, dass sich die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie unterscheidet. Denkbar sind hierbei Einflüsse der politischen Orientierung, Werbekampagnen, Förderungen durch Kommunen, finanzielle Aspekte und auch die Gebäudeeigenschaften.

7.3 Hypothese 3 – Framingeffekte

Die dritte Hypothese, dass unterschiedliches Framing von Botschaften einen Einfluss auf die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie hat, muss abgelehnt werden. Es wurde versucht durch Framing die gleichen Sachverhalte bezüglich finanzieller und Umweltaspekte von Solarenergie unterschiedlich darzustellen und damit die allgemeine Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie zu verändern. Ob die Empfangenden zu Beginn der Befragung ein Promotion-, Prevention- oder beide Framings bekommen, macht über den Durchschnitt aller Befragten verglichen mit der Kontrollgruppe keinen Unterschied. Framing scheint also keine globale Wirkung zu haben, wenn individuelle Differenzen der Empfangenden nicht beachtet werden. Dies geht einher mit Befunden aus Reviews und Meta-Analysen zu Framing (O’Keefe & Jensen, 2007; Mahoney et al., 2012). Die erwarteten Framingeffekte blieben aus. Anders als von Forschern erwartet (Cesario, Corker & Jelinek, 2013), scheint das Ausbleiben von Effekten also nicht ausschließlich an einer bisherigen mangelhaften Einheitlichkeit der Operationalisierung von Framing zu liegen.

Zudem werden mögliche Erklärungen für das Ausbleiben der Effekte in dem methodischen Vorgehen des Framings vermutet. Das Framing wurde aus ökonomischen Gründen sehr knappgehalten und bestand jeweils aus lediglich zwei Sätzen. Das ist relativ wenig, wenn damit die allgemeine Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie verändert werden soll (Mahoney et al., 2012). Es ist möglich, dass in den Sätzen zu wenig Input und keine neuen Informationen für die Empfangenden enthalten waren. Dies spiegelt sich auch in den Antworten aufs Framing wieder, bei dem durchschnittlich 67 % angeben die Information des Framings bereits zu kennen. Wenn die Inhalte schon bekannt sind und zu keinem neuen Erkenntnisgewinn führen, ist die Beeinflussung durch Framing geringer (Bullock & Vedlitz, 2017; Detenber, Ho, Ong & Lin, 2018). Neuartige Informationen könnten die Framingeffekte also begünstigen. Bei bekannten Inhalten ist zudem die Verarbeitungstiefe der Informationen geringer, da sich mit den Inhalten nicht so stark auseinandergesetzt werden muss. Diese geringere Verarbeitungstiefe hemmt Framingeffekte ebenfalls (Covey, 2014). Eine Erhöhung der Verarbeitungstiefe kann beispielsweise erreicht werden, indem Handlungsaufforderungen im Framing vorkommen (Mahoney et al., 2012). Außerdem ist ein weiterer Erklärungsansatz, dass eine Übertragbarkeit von Framingeffekten auf den Bereich Solarenergie nicht möglich ist. Dem entgegen stehen allerdings die Ergebnisse der zweiten Hypothese (s. Abschnitt 4.2).

Zusammengefasst hat das Framing mit dem beschriebenen methodischen Vorgehen keine Auswirkungen verglichen mit der Kontrollgruppe, wenn man individuelle Differenzen nicht beachtet werden. Diese individuellen Differenzen werden in der vierten Hypothese näher betrachtet.

7.4 Hypothese 4 – Interaktion zwischen Framing und regulatorischem Fokus

Der in der vierten Hypothese postulierte Interaktionseffekt zwischen Framing und dem regulatorischen Fokus tritt ein und erklärt in der Investitionsabsicht 3.1% der Varianz. Das heißt, es gibt einen Effekt, der durch die Kombination von Framing und dem regulatorischen Fokus entsteht. Um zu überprüfen welche Kombination der unabhängigen Variablen besonders effektiv ist, wird die Interaktion auf der Ebene der einzelnen abhängigen Variablen betrachtet. Auf dieser Ebene kann kein signifikanter Interaktionseffekt beobachtet werden. Dennoch zeigen die deskriptive und grafische Betrachtung interessante Richtungen auf. Bei der Variable *wahrgenommene Vorteile* entsprechen die Verschiebungen der Mittelwerte den postulierten Hypothesen. Dies bedeutet inhaltlich, dass Promoter die höchsten Werte bei Promotion-Framing (H4a & H4b) und Preventer bei Prevention-Framing erzielen (H4c & H4d). Dies spiegelt sich in gesteigerten Werten bei der Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie wider. Auch bei der Variable *Einstellung* ist dies weitestgehend der Fall. Die einzige Abweichung besteht darin, dass Preventer nach keinem Framing höhere Werte angeben als nach Prevention-Framing (H4d). Bei diesen beiden Variablen können die Effekte aus dem Gesundheitsbereich weitestgehend repliziert werden (O'Keefe & Jensen, 2007). Auch wenn die Effekte sehr klein sind, ist ihnen eine Relevanz zuzumessen. Denn die Ergebnisse zeigen, dass die allgemeine Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie durch lediglich zwei Sätze gesteigert werden konnte (Mahoney et al., 2012). Bei der *subjektiven Norm* entspricht nur die Hälfte der Mittelwertvergleiche den Hypothesen. In Abgrenzung zu den beiden vorher beschriebenen Variablen, die sich mit subjektiver Wahrnehmung beschäftigen, erfassen die Items dieser Skala die Erwartungen und Bedingungen im Umfeld der Befragten. Beispielsweise lautet ein Item dieser Skala: „Viele Menschen in meiner Nachbarschaft haben in eigene Solarenergie investiert“. Durch Framing und einem damit einhergehenden induzierten regulatorischen Fokus, werden sich die Bedingungen in der Nachbarschaft nicht ändern. Daher ist es plausibel, dass die Änderungen bei dieser abhängigen Variablen den Hypothesen am wenigsten entsprechen.

Bei den Ergebnissen zeigte sich ein signifikanter Haupteffekt für den chronischen regulatorischen Fokus. Aufgrund des übergeordneten Interaktionseffekts ist dieser Haupteffekt in der vorliegenden Studie nicht genauer interpretierbar. Die deskriptive Betrachtung deutet allerdings auf höhere Werte in der Investitionsabsicht bei Promotern hin, verglichen mit Preventern. Es wird vorgeschlagen diesen Unterschied zwischen Promotern und Preventern im Hinblick auf die Investitionsbereitschaft bezüglich Solarenergie in zukünftiger Forschung näher zu betrachten. Über Forschung zu einem allgemeinen Unterschied zwischen Promotern und Preventern in der Befürwortung von Solarenergie besteht keine Kenntnis. Die Beobachtungen in dieser Arbeit deuten darauf hin, dass Promoter eher zur Zielgruppe der Solarenergiebranche gehören könnten als Preventer.

Dass der Interaktionseffekt allgemein nicht stärker ist und auf Ebene der einzelnen abhängigen Variablen nicht signifikant wird, kann an den methodischen Gründen liegen. Diese wurden bereits bei der Diskussion der dritten Hypothese thematisiert. Durch ein stärkeres Framing, das eine größere Verarbeitungstiefe mit sich bringt, mehr Input liefert, aus neuartigen Informationen für die Empfangenden besteht und eine Handlungsaufforderung mit sich bringt, ließe sich der festgestellte Effekt gegebenenfalls verstärken. Ein weiterer Ansatz, um die Effekte zu verstärken, wäre den Bezug des Framings zum jeweiligen regulatorischen Fokus zu verstärken, indem weitere Wörter aus dem typischen Sprachgebrauch eingesetzt werden und die entsprechende Strategie noch stärker betont wird.

Als Fazit lässt sich hier festhalten, dass es einen Interaktionseffekt zwischen dem Framing und dem regulatorischen Fokus gibt. Die deskriptive Betrachtung der Richtung der Effekte entspricht weitestgehend den Hypothesen. Das heißt Promoter werden am stärksten durch Promotion-Framing und Preventer am meisten durch Prevention-Framing angesprochen. Dennoch ist der Effekt kleiner als erwartet. Dies könnte in Zusammenhang mit dem methodischen Vorgehen beim Framing stehen sowie mit einem zu schwachen Bezug zwischen Framing und regulatorischem Fokus.

7.5 Qualitative Analysen

Zusätzlich zu den genannten Hypothesen wurde qualitative Auswertungen mit weiteren Aspekten zur Nutzung von Solarenergie durchgeführt. Im Zuge der Befragung wurden die Teilnehmenden gebeten näher auf Gründe für und gegen Solarenergie einzugehen. Die qualitativen Ergebnisse werden im Folgenden dargestellt (siehe Tabelle 6).

Tabelle 6: Qualitative Ergebnisse zu Gründen für und gegen Solarenergie

Nutzende ja/nein	Frage	Antworten
Nutzende	Was hat Sie dazu bewogen in eigene PV/ST zu investieren?	PV: ökologischer Mehrwert; Finanzieller Vorteil; Unabhängigkeit, Einspeisevergütung
		ST: Finanzielle Aspekte; Umweltfaktor; Freude an der Solarenergie
	Falls nur PV oder ST: Was hat Sie dazu bewogen nicht in das andere zu investieren?	PV statt ST: mangelndes Geld; nicht sinnvoll in Deutschland; negative Erfahrungen aus dem Bekanntenkreis; es wurde in einer Beratung davon abgeraten
		ST statt PV: Kosten/Nutzen-Verhältnis zum Zeitpunkt der Investition; persönliche Vorliebe; Nicht so rentabel, Einspeisungsvergütung ist zu gering; Konstruktionstechnische Gründe;
	Welche Aspekte finden Sie im Nachgang bei der Investition in Solarenergie als störend?	PV: Relativ hohe Speicherkosten; Mangelndes Informationsangebot; Reinigung; Bedienung zu komplex
		ST: mäßige Effektivität; mangelnder Informationsfluss, zu viel Papierkram/Bürokratie; Anfangs hohe Anschaffungskosten; Wartung; Unwissen über Funktionsfähigkeit; Bedienung zu komplex
Nicht-Nutzende	Was hält Sie bisher davon ab in eigene Solarenergie zu investieren?	PV: Platzmangel; fehlende fachliche Beratung; Leistung ortsabhängig; kein Kapital; kein Eigenheim; nicht genügend Wissen; kein Bedarf; rentiert sich nicht; noch nicht darüber nachgedacht; denkmalgeschütztes Haus; mangelnder Anreiz; unklarer Nutzen bei hohen Kosten; Optik; Sorge vor zu viel Wartungsarbeit; das Alter; nicht kontinuierlich verfügbar;

		ST: gegenüber Fernwärme unwirtschaftlich; Aufwand; kein Kapital; kein Eigenheim; nicht genügend Wissen; kein Bedarf; rentiert sich nicht; noch nicht darüber nachgedacht; denkmalgeschütztes Haus; mangelnder Anreiz; unklarer Nutzen bei hohen Kosten; Optik; Sorge vor zu viel Wartungsarbeit; das Alter; nicht kontinuierlich verfügbar;
	Was würde Ihnen helfen, sich für die Investition in eigene Solarenergie zu entscheiden?	Eigenheim; Geld; Bekannte, die Solarenergie bereits nutzen; Sensibilisierung des Themas (Information); Fördergelder; höheres Ansehen von Solarenergie in der Politik; weniger Bürokratie; technische Aufklärung; gute Beratung bei der Anschaffung; deutlicher Nutzen; Fortschritte in der Entwicklung
	Welche der folgenden Aspekte halten Sie von der Investition in eigene Solarenergie ab?	... zu viele andere Dinge zu tun zu haben = 46 (12,4%) ... der alltägliche Stress = 27 (7,3%) ... der ganze Papierkram = 32 (8,6%) ... meine Motivation Solarenergie zu nutzen = 13 (3,5%) ... finanzielle Aspekte = 108 (29,2%) ... die technischen Anforderungen, die mit der Veränderung verbunden sind = 47 (12,7%)

Außerdem wurden die Teilnehmenden gebeten Angaben darüber zu machen, woher Sie Informationen zur Investition in eigene Solarenergie erhalten, wenn Sie welche haben wollen. Die Antworten sind wie folgt:

... die Zeitung = 50 (13,5%)
... eine Fachzeitschrift = 85 (23%)
... elektronische Medien? = 106 (28,6%)
... das Internet? = 179 (48,5%)
... Broschüren? = 101 (27,3%)
... Handwerker? = 99 (26,8%)
... Informationsveranstaltungen? = 72 (19,5%)
... persönliche Beratung? = 153 (41,4%)

7.6 Stärken der Studie

Eine große Stärke der Arbeit liegt in der Stichprobe. Zum einen bringt die Stichprobengröße von $N = 373$ Befragten einen Vorteil. Zum anderen liegt eine Stärke in der Heterogenität der Befragten. Durch das Befragen an öffentlichen Plätzen, wie in Fußgängerzonen, konnte eine breite Fülle von unterschiedlichen Personen in die Studie aufgenommen werden. Es sind somit Personen aus vielen Altersbereichen, Bildungsschichten, aus verschiedenen Regionen und mit unterschiedlichem Einkommen in die Stichprobe eingegangen. Diese Verteilung ermöglicht es aussagekräftige Schlussfolgerungen zu ziehen, die auf die Allgemeinheit übertragen werden können. Eine weitere Stärke dieser Arbeit liegt in dem experimentellen Design. Durch das zufällige Zuteilen der drei Framingvarianten, kann über die Menge der Daten sichergestellt werden, dass der Einfluss sämtlicher, auch unbekannter Drittvariablen ausgeschlossen wird. Signifikante

Unterschiede, die bei einem Interaktionseffekt mit der Framingvariante gefunden werden, können also direkt auf die Framingeffekte zurückgeführt werden. Der letzte Vorteil, der an dieser Stelle betont werden soll, liegt in der differenzierten Betrachtung und Kombination der Framingebene. Fehler und Ungenauigkeiten, die dabei in vorherigen Studien aufgetreten sind, wurden genau analysiert und umgangen. Es kann daher ausgeschlossen werden, dass ausbleibende Ergebnisse bei den Framingvarianten auf Ungenauigkeiten beim Framing zurückgeführt werden können.

7.7 Limitationen der Studie

Einige Grenzen dieser Studie liegen im methodischen Vorgehen. Hierzu gehört an erster Stelle die Skalenlänge zur Erfassung der betrachteten Konstrukte. Viele Skalen bestehen aus lediglich drei Items. Eine geringe Reliabilität der Skalen ist damit nicht auszuschließen und muss als Limitation aufgefasst werden. Die gekürzten Skalen sind der ökonomischen Erstellung des Fragebogens geschuldet. Mit einem Fragebogen, der wesentlich länger wäre, hätte eine Befragung in dem dargelegten Setting vermutlich nicht durchgeführt werden können. Die Notwendigkeit, die Umfrage möglichst ökonomisch zu gestalten (unter Berücksichtigung methodischer Einbußen), wird unterstrichen von entsprechenden Rückmeldungen von Befragten. Diese gaben bspw. an, dass der Fragebogen zu lang war. Eine weitere Kürzung des Fragebogens wäre allerdings mit weiteren methodischen Einbußen einhergegangen. Eine Lösung hierfür wäre beispielsweise die Konzentration auf weniger Prädiktoren, die mit dem Fragebogen erhoben werden sollen.

Des Weiteren meldeten einige Befragte zurück, dass sie von der Formulierung der Fragen irritiert waren. Die Notwendigkeit von speziellen Formulierungen zur Erhebung psychologischer Merkmale spiegelt sich in Studienergebnissen wider, die zeigen, dass das direkte Fragen nach Absichten und Gründen, die von einem Verhalten abhalten, häufig nicht zielführend ist. Dies hängt damit zusammen, dass Menschen sich der genauen Gründe nicht immer bewusst sind oder diese nicht mitteilen wollen (Korcaj et al., 2015). Aus diesem Grund benötigt es „versteckte“ Formulierungen.

7.8 Fazit und Handlungsempfehlungen

Allgemein ist festzuhalten, dass das Forschungsfeld der Solarenergie aus psychologischer Sicht noch viel Potenzial birgt. Forschung zu der Kombination von Solarenergie mit Framing unter der Berücksichtigung des regulatorischen Fokus beispielsweise gibt es nach dem aktuellen Kenntnisstand noch nicht. Diese Studie kann als Überblick und erster Richtungsweiser für weitere Forschung und Praxis betrachtet werden.

Die vorliegende Studie konnte zeigen, dass unterschiedliches Framing von Informationen zu Solarenergie an sich keinen Unterschied in der Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie erzielt. Das heißt, es gibt nicht eine Form von Framing, die per se besser geeignet ist, um die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie zu erhöhen.

Interessant ist das Ergebnis, dass unter Einbezug des regulatorischen Fokus als Unterscheidungskriterium zwischen Individuen, es bei einem Fit zwischen dem Framing und dem regulatorischen Fokus zu einer Erhöhung der Investitionsabsicht kommt. In der Praxis sollte das

neu gewonnene Wissen genutzt werden, dass eine unterschiedliche Präsentation der gleichen Tatsachen (in diesem Fall unterschiedliche Präsentation von Information zu Solarenergie) bei Individuen unterschiedlich stark wirkt. Dies ist besonders interessant, wenn das Ziel ist den Ausbau von Solarenergie voranzutreiben und zu diesem Zwecke neue Marketingstrategien zu entwickeln. Aus den Ergebnissen dieser Studie kann abgeleitet werden, dass die Ansprache neuer Kunden und Kundinnen von Solarenergie noch individueller ausgerichtet und angepasst sein muss. Zur genauen Bestimmung darüber, wie die Information über Solarenergie potenzieller Kunden und Kundinnen präsentiert werden muss, um erfolgreich die Investitionsabsicht zu stärken, scheint eine Kundenanalyse notwendig. Im Zuge dieser Kundenanalyse könnte unter anderem der chronische regulatorische Fokus erfasst werden. Des Weiteren wäre es sinnvoll in einer Kundenanalyse zu erfassen, wie stark die subjektive Norm des Kunden/der Kundin ausgeprägt ist. Personen mit einer hohen subjektiven Norm würden dann idealerweise Informationen erhalten, die betonen, dass andere für sie wichtige Personen von ihr erwarten Solarenergie zu nutzen. Darauf deuten unsere Ergebnisse hin, die zeigen, dass Nutzende von Solarenergie eine höhere subjektive Norm angeben. Ein weiterer Ansatzpunkt wäre die Betonung von fördernden Rahmenbedingungen bei der Nutzung von Solarenergie. Unsere Ergebnisse haben gezeigt, dass Nutzende mehr Unterstützung bei Fragen und Problemen zu Solarenergiesystemen wahrnehmen, als Nicht-Nutzende. Entsprechend könnte es sinnvoll sein, jene Unterstützungsmöglichkeiten bei der Ansprache potenzieller Kunden und Kundinnen in den Vordergrund zu rücken, um etwaige Gründe gegen Solarenergie zu entkräften.

Des Weiteren ist aus Sicht der Praxis eine wertvolle Erkenntnis, dass von den betrachteten soziodemografischen Merkmalen nur das Einkommen eine Rolle spielt. Hier ist festzuhalten, dass besonders Personen mit einem hohen Einkommen zur Nutzendengruppe gehören. Ansprachen könnten sich also besonders effektiv an diese Zielgruppe richten. Positive Ergebnisse zu dem Zusammenhang zwischen Bildung und Solarenergienutzung sowie der jährlichen Sonnenstundendauer und der Investitionsabsicht blieben aus.

Mit dieser Studie konnte ein Ansatz gefunden werden, um die Investitionsabsicht bezüglich Solarenergie zu erhöhen. Damit kann ein erster kleiner Teil dazu beigetragen werden, die private Nutzung von erneuerbarer Energie auszubauen. Durch weitere Forschung und Nutzung dieses Ansatzes kann der menschliche Einfluss zum Klimawandel in der Zukunft reduziert werden.

8 Literaturverzeichnis

- Ajzen, I. (1991). The theory of planned behavior. *Organizational Behavior and Human Decision Processes*, 50, 179-221. doi:10.1016/0749-5978(91)90020-T
- Ajzen, I. (2005). Attitudes, personality and behavior (2nd ed.). Maidenhead: Open University Press.
- Ajzen, I. (2012). Values, Attitudes, and Behavior. In S. Salzborn & P. Schmidt (Hrsg.), *Methods, Theories, and Empirical Applications in the Social Science* (S. 33-38). Wiesbaden: Springer. doi:10.1007/978-3-531-18898-0_5
- Armitage, C. J. & Connor, M. (2001). Efficacy of the theory of planned behavior: A meta-analytic review. *British Journal of Social Psychology*, 40, 471-499. doi:10.1348/014466601164939
- Backhaus, K., Erichson, B., Plinke, W. & Weiber, R. (2018). *Multivariate Analysemethoden: eine anwendungsorientierte Einführung*. Berlin: Springer Gabler. doi:10.1007/978-3-662-12552-6
- Bertolotti, M. & Catellani, P. (2014). Effects of message framing in policy communication on climate change. *European Journal of Social Psychology*, 44, 474-486. doi:10.1002/ejsp.2033
- Böhm, A. M. & Jonas, E. (2016). Der regulatorische Fokus als Führungsinstrument für eine bedürfnisorientierte und effektive Mitarbeiterkommunikation. *Gruppe. Interaktion. Organisation. Zeitschrift für Angewandte Organisationspsychologie (GIO)*, 47 (2), 171-179. doi:10.1007/s11612-016-0316-8
- Bollinger, B. & Gillingham, K. (2012). Peer effects in the diffusion of solar photovoltaic panels. *Marketing Science*, 31, 900-912. doi:10.1287/mksc.1120.0727
- Briggs, S. R. & Cheek, J. M. (1986). The role of factor analyses in the development and evaluation of personality scales. *Journal of Personality*, 54, 106-148.
- BSW. (n.d.). Jährlich neu installierte Kollektorfläche von Solarthermieanlagen in Deutschland in den Jahren 1999 bis 2017 (in 1.000 Quadratmeter). In *Statista - Das Statistik-Portal*. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13630/umfrage/neuinstallation-von-solarthermieanlagen-seit-1999/>
- Bühl, A. (2014). *SPSS 22: Einführung in die moderne Datenanalyse* (14., aktualisierte Aufl.). Hallbergmoos: Pearson.
- Bullock, J. B. & Vedlitz, A. (2017). Emphasis framing and the role of perceived knowledge: A survey experiment. *Review of Policy Research*, 34, 485-503. doi:10.1111/ropr.12231
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. (2014). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018a). *Energiedaten und -szenarien. Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi*. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018b). *Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen in Deutschland 2016 (insgesamt 9.151 PJ)*. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiegewinnung-und-Energieverbrauch/energiedaten-energiegewinnung-verbrauch-09.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2019a). *Das Erneuerbare-Energien-Gesetz*. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=132292
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2019b). *Fragen und Antworten zum EEG 2017*. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>
- Bundesnetzagentur (2017). *Informationen zu Strom- und Gaspreisen für Haushaltskunden*. Verfügbar unter:

- <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/PreiseRec hnTarife/preiseundRechnungen-node.html>
- Bundesnetzagentur (2018). *EEG-Registerdaten und -Fördersätze*. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutio nen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_ node.html
- Bundesregierung (n.d.). *Photovoltaik*. Verfügbar unter: https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen- Antworten/3_ErneuerbareEnergien/5_photovotaik/_node.html
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. (2017). *ZSW und BDEW zum Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch 2017: Erneuerbaren-Anteil liegt 2017 bei über 36 Prozent*. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/erneuerbaren-anteil- liegt-2017-bei-ueber-36-prozent/>
- Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2018a). *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)*. Verfügbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/bsw_faktenblatt_st_2018_2.pdf
- Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2018b). *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Photovoltaik)*. Verfügbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/bsw_faktenblatt_pv_4018_4.pdf
- Cesario, J., Corker, K.S. & Jelinek, S. (2013). A self-regulatory framework for message framing. *Journal of Experimental Social Psychology*, 49, 238-249. doi:10.1016/j.jesp.2012.10.014
- Cesario, J., Grant, H. & Higgins, E. T. (2004). Regulatory Fit and Persuasion: Transfer From “Feeling Right”. *Journal of Personality and Social Psychology*, 86 (3), 388-404. doi:10.1037/0022-3514.86.3.388
- Covey, J. (2014). The role of dispositional factors in moderating message framing effects. *Health Psychology*, 33 (1), 52-65. doi:10.1037/a0029305
- Detenber, B. H., Ho, S. S., Ong, A. H. & Lim, N. W. B. (2018). Complementary Versus competitive framing effects in the context of pro-environmental attitudes and behaviors. *Science Communication*, 40, 173-198. doi:10.1177/1075547018758075
- Eicker, U. (2012). *Solare Technologien für Gebäude. Grundlagen und Praxisbeispiele* (2. vollst. überarb. Aufl.). Wiesbaden: Vieweg & Teubner. doi:10.1007/978-3-8348-8237-0
- Eid, M., Gollwitzer, M. & Schmitt, M. (2015). *Statistik und Forschungsmethoden: mit Online-Materialien* (4., überarb. und erweiterte Aufl.). Weinheim: Julius Beltz.
- Fathema, N., Shannon, D. & Ross, M. (2015). Expanding the technology acceptance model (TAM) to examine faculty use of learning management systems in higher education institutions. *Journal of Online Learning and Teaching*, 11 (2), 210-232.
- Fellner, B., Holler, M., Kirchler, E. & Schabmann, A. (2007). Regulatory Focus Scale (RFS): Development of a Scale to Record Dispositional Regulatory Focus. *Swiss Journal of Psychology*, 66 (2), 109-116. doi:10.1024/1421-0185.66.2.109
- Field, A. (2018). *Discovering statistics using IBM SPSS statistics*. Los Angeles: SAGA.
- Florack, A. & Hartmann, J. (2007). Regulatory focus and investment decisions in small groups. *Journal of Experimental Social Psychology*, 43, 626-632. doi:10.1016/j.jesp.2006.05.005
- Focus (2018). *Forscher zum Hitze-Sommer: „Wir befinden uns bereits mitten im Klimawandel“*. Verfügbar unter: https://www.focus.de/wissen/klima/klimaprognosen/extremes-wetter-nimmt-zu-forscher-zum-hitze-sommer-wir-befinden-uns-bereits-mitten-im-klimawandel_id_9308296.html

- Freud, S. (1976). *Jenseits des Lustprinzips. Massenpsychologie und Ich-Analyse. Das Ich und das Es* (8. Aufl.). Frankfurt am Main: Fischer.
- Gamache, D. L., McNamara, G., Mannor M. J. & Johnson, R. E. (2015). Motivated to acquire? The impact of CEO regulatory focus on firm acquisitions. *Academy of Management Journal*, 58, 1261-1282. doi:10.5465/amj.2013.0377
- Gehalt.de (2017). *Die Gehaltsbiografie 2017*. Verfügbar unter: <https://cdn.personalmarkt.de/cms/gehaltsbiografie-2017-studie.pdf>
- Gifford, R. (2011). The dragons of inaction: Psychological barriers that limit climate change mitigation and adaptation. *American Psychologist*, 66, 290–302. doi:10.1037/a0023566
- Gifford, R. & Nilsson, A. (2014). Personal and social factors that influence pro-environmental concern and behaviour: A review. *International Journal of Psychology*, 49 (3), 141-157. doi:10.1002/ijop.12034
- Hamstra, M. R. W., Sassenberg, K., Yperen, N. W. van & Wisse, B. (2014). Followers feel valued — When leaders' regulatory focus makes leaders exhibit behavior that fits followers' regulatory focus. *Journal of Experimental Social Psychology*, 51, 34-40. doi:10.1016/j.jesp.2013.11.003
- Higgins, E. T. (1997). Beyond pleasure and pain. *American Psychologist*, 52 (12), 1280-1300. doi:10.1037/0003-066X.52.12.1280
- Higgins, E. T. (2000). Making a good decision: Value from fit. *American Psychologist*, 55, 1217-1230. doi:10.1037//0003-066X.55.11.1217
- Higgins, E. T. (2008). Culture and Personality: Variability across universal motives as the missing link. *Social and Personality Psychology Compass*, 2, 208-634. doi:10.1111/j.1751-9004.2007.00075.x
- Higgins, E. T. & Spiegel, S. (2004). Promotion and prevention strategies for self-regulation: A motivated cognition perspective. In R. F. Baumeister & K. D. Vohs (Eds.), *Handbook of self-regulation: Research, theory, and applications* (S. 171-187). New York, NY: Guilford Press.
- Higgins, E. T. & Tykocinsky, O. (1992). Self-discrepancies and biographical memory: Personality and cognition at the level of psychological situation. *Personality and Social Psychology Bulletin*, 18, 527-535. doi:10.1177/0146167292185002
- Idson, L. C., Liberman, N. & Higgins, E. T. (2004). Imagining how you'd feel: The role of motivational experiences from regulatory fit. *Personality and Social Psychology Bulletin*, 30, 926-937. doi:10.1177/0146167204264334
- IGS (2016). *Solsys - Analyse und Optimierung solarer Energieversorgungssysteme (Wärme / Strom)*. Verfügbar unter: <https://www.tu-braunschweig.de/igs/forschung/solsys/ziele>
- Jager, W. (2006). Stimulating the diffusion of photovoltaic systems: A behavioural perspective. *Energy Policy*, 34, 1935-1943. doi:10.1016/j.enpol.2004.12.022
- Karrer, K., Glaser, C., Clemens, C. & Bruder, C. (2009). Technikaffinität erfassen – er Fragebogen TA-EG. Unveröffentlichte Arbeit, Technische Universität Berlin.
- Kastner, I. & Stern, P. C. (2015). Examining the decision-making processes behind household energy investments: A review. *Energy reserch & social science*, 10, 72-89. doi:10.1016/j.erss.2015.07.008
- Kees, J., Burton, S. & Tangari, A. H. (2010). The impact of regulatory focus, temporal orientation, and fit on consumer responses to health-related advertising. *Journal of Advertising*, 39, 19-34. doi:10.2753/JOA0091-3367390102
- Keller, J. & Bless, H. (2008). Regulatory fit and cognitive performance: The interactive effect of chronic and situationally induced self-regulatory mechanisms on test performance. *European Journal of Social Psychology*, 36, 393-405. doi:10.1002/ejsp.307

- Kempf, W. (2014). Framing. In M. A. Wirtz (Hrsg.), *Dorsch – Lexikon der Psychologie* (18. Aufl., S. 579). Bern: Hogrefe.
- Kim, H., Park, E., Kwon, S. J., Ohm, J. Y. & Chang, H. J. (2014). An integrated adoption model of solar energy technologies in South Korea. *Renewable Energy*, 66, 523-531. doi:10.1016/j.renene.2013.12.022
- Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, (2019). *Abschlussbericht*. Verfügbar unter: <http://www.spiegel.de/media/media-44069.pdf>
- Korcaj, L., Hahnel, U. J. & Spada, H. (2015). Intentions to adopt photovoltaic systems depend on homeowners' expected personal gains and behavior of peers. *Renewable Energy*, 75, 407-415. doi:10.1016/j.renene.2014.10.007
- Krumme, J.-H., McKenna, R. (2018). *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*. Verfügbar unter: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/erneuerbare-energien-gesetz-eeg-36812/version-260259>
- Kübler, K. (2013). EEG-Förderung der Photovoltaik: Über den Anfang nach dem Ende. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63 (9), 27-31.
- Lee, A. Y. & Aaker, J. L. (2004). Bringing the frame into focus: The influence of regulatory fit on processing fluency and persuasion. *Journal of Personality and Social Psychology*, 86, 205-218.
- Leenheer, J., Nooij, M. de & Sheikh, O. (2011). Own power. Motives of having electricity without the energy company. *Energy Policy*, 39 (9), 5621-5629. doi:10.1037/0022-3514.86.2.205
- Levin, I. P., Schneider, S. L. & Gaeth, G. J. (1998). All frames are not created equal: A typology and critical analysis of framing effects. *Organizational Behavior and Human Decision Processes*, 76 (2), 149-188. doi:10.1006/obhd.1998.2804
- Li, H. (2016). *Consumer behavior, social influence, and smart grid implementation*. Dissertation, Universität Stuttgart.
- Lin, C.-Y., & Yeh, W.-J. (2017). How does health-related advertising with a regulatory focus and goal framing affect attitudes toward ads and healthy behavior intentions? *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 14, 1507. doi:10.3390/ijerph14121507
- Lockwood, P., Jordan, C. H. & Kunda, Z. (2002). Motivation by positive or negative role models: Regulatory focus determines who will best inspire us. *Journal of Personality and Social Psychology*, 83, 854-864. doi:10.1037//0022-3514.83.4.854
- Luchs, M. G. & Mooradian, T. A. (2012). Sex, personality, and sustainable consumer behaviour: Elucidating the gender effect. *Journal of Consumer Policy*, 35, 27-144. doi:10.1007/s10603-011-9179-0
- Mahoney, K. T., Buboltz, W. C. & Levin, I. P. (2012). Individual differences and message framing: A review. In L. M. Bertrand & R. A. Nielson (Ed.), *Psychology of Individual Differences* (S. 1-32). Hauppauge, NY: Nova Science Publishers.
- Mannetti, L., Brizi, A., Giacomantonio, M. & Higgins, E. T. (2013). Framing political messages to fit the audience's regulatory orientation: How to improve the efficacy of the same message content. *PLoS ONE - Online*, 8 (10), e77040. Verfügbar unter: <https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0077040>
- Mathieson, K. (1991). Predicting user intentions: Comparing the technology acceptance model with the theory of planned behavior. *Information Systems Research*, 2 (3), 173-239. doi:10.1287/isre.2.3.173
- Möller, L. (1999). Akzeptanz von Solaranlagen. Dissertation, Universität Karlsruhe.

- Muttarak, R. & Chankrajang, T. (2015). Who is concerned about and takes action on climate change? Gender and education divides among Thais. *Vienna Yearbook of population Research*, 13 (1), 193-220. doi:10.1553/populationyearbook2015s193
- Neyer, F.J., Felber, J. & Gebhardt, C. (2012). Entwicklung und Validierung einer Kurzsкала zur Erfassung von Technikbereitschaft. *Diagnostica*, 58 (2), 78-99. doi:10.1026/0012-1924/a000067
- Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., Tena, D. L., Trieb, F., et al. (2012). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Schlussbericht*. Verfügbar unter: http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie_2011/BMU_Leitstudie2011.pdf
- O'Keefe, D. J. & Jensen, J. D. (2009). Relative persuasiveness of gain-framed and loss-framed messages for encouraging disease detection behaviors: A meta-analytic review. *Journal of Communication*, 59, 296-316. doi:10.1111/j.1460-2466.2009.01417.x
- Ozaki, R. (2011). Adopting sustainable innovation: What makes consumers sign up to green electricity? *Business, Strategy and the Environment*, 20, 1-17. doi:10.1002/bse.650
- Pallant, J. (2013). *SPSS: Survival Manual*. Maidenhead: Mc Graw Hill.
- Pospischil, P. (2016). *Alternativen zu Öl und Gas: Regenerative Energien im privaten Haushalt*. Verfügbar unter: https://www.vis.bayern.de/energie/bauen_wohnen/regenerativeenergien.htm
- Rabin, M. (1998). Psychology and economics. *Journal of Economic Literature*, 36 (1), 11-46.
- Rauh, J. (2013). Solarenergetische Dachanlagen: Verbreitung, Akzeptanz, Nutzungspotenziale und Handlungsoptionen der räumlichen Planung. In W. Kufeld (Hrsg.), *Klimawandel und Nutzung von regenerativen Energien als Herausforderungen für die Raumordnung* (Arbeitsberichte der ARL, Bd. 7, S. 207-225). Hannover: ARL.
- Roberts, B. W., Walton, K. E. & Viechtbauer, W. (2006). Patterns of mean-level change in personality traits across the life course: A meta-analysis of longitudinal studies. *Psychological Bulletin*, 123 (1), 1-25. doi:10.1037/0033-2909.132.1.1
- Rothman, A. J., & Updegraff, J. A. (2011). Specifying when and how gain- and loss-framed messages motivate healthy behavior: An integrated approach. In G. Keren (Ed.), *Society for Judgment and Decision Making series. Perspectives on framing* (S. 257-277). New York, NY, US: Psychology Press. doi:10.4324/9780203854167
- Sassenberg, K. & Woltin, K.-A. (2008). Group-based self-regulation: The effects of regulatory focus. *European Review of Social Psychology*, 19, 26-164. doi:10.1080/10463280802201894
- Sassenrath, C., Sassenberg, K., Ray, D. G., Scheiter, K. & Jarodzka, H. (2014). A motivational determinant of facial emotion recognition: Regulatory focus affects recognition of emotions in faces. *PLoS ONE - Online*, 9 (11), e112383. Verfügbar unter: <https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0112383>
- Schabbach, T. & Leibbrandt, P. (2014). *Solarthermie. Wie Sonne zu Wärme wird*. Berlin: Springer. doi:10.1007/978-3-642-53907-7
- Scholar, A. A. & Higgins, E. T. (2012). Too much of a good thing? Trade-offs in promotion and prevention focus. In R. M. Ryan (Ed.) *Oxford library of psychology. The Oxford handbook of human motivation* (S. 65-84). New York: Oxford University Press.
- Shah, J., Higgins, E. T. & Friedman, R. S. (1998). Performance Incentives and Means: How Regulatory Focus Influences Goal Attainment. *Journal of Personality and Social Psychology*, 74, 285-293.
- Statistisches Bundesamt (2017). *Verdienste auf einen Blick*. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/VerdiensteArbeitskosten/Arbeitnehmerverdienste/BroschuereVerdiensteBlick0160013179004.pdf?__blob=publicationFile

- Tabachnick, B. G. & Fidell, L. S. (2014). *Using multivariate statistics*. Harlow: Pearson.
- Tam, K.-P. & Chan, H.-W. (2018). Generalized trust narrows the gap between environmental concern and pro- environmental behavior: Multilevel evidence. *Global Environmental Change*, 48, 182-194. doi:10.1016/j.gloenvcha.2017.12.001
- Trandafilovic, I., Conic, V. & Blagojevic, A. (2017). Impact of demographic factors on environmentally conscious purchase behavior. *Economics of Agriculture*, 64, 1365-1377. doi:10.5937/ekoPolj1704365T
- Umweltbundesamt (2016). *Nachhaltigkeit, ein Thema für junge Leute? – Na klar!* Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/nachhaltigkeit-ein-thema-fuer-junge-leute-na-klar>
- Verhagen, E., Ketter, W., Rook, L. & Dalen, J. van (2012). *The impact of framing on consumer selection of energy tariffs*. Konferenzbeitrag präsentiert beim 2012 International Conference on Smart Grid Technology, Economics and Policies (SG-TEP), Nürnberg.
- Welt (2019). *Umfrage: Angst vorm Klimawandel wird größer*. Verfügbar unter: <https://www.sueddeutsche.de/news/wissen/klima-umfrage-angst-vorm-klimawandel-wird-groesser-dpa.urn-newsml-dpa-com-20090101-190211-99-942039>
- Wesselack, V & Voswinkel, S. (2016). *Photovoltaik - Wie Sonne zu Strom wird*. (2. Aufl.). Berlin: Springer. doi:10.1007/978-3-642-24297-7
- Wetterkontor.de (n.d.). Monats- und Jahreswerte. Verfügbar unter: <https://www.wetterkontor.de/de/wetter/deutschland/monatswerte-station.asp?id=10348&yr=2019&mo=-1>
- Wiernik, B. M., Ones, D. S. & Dilchert, S. (2013). Age and environmental sustainability: a meta-analysis. *Journal of Managerial Psychology*, 28, 826-856. doi:10.1108/JMP-07-2013-0221
- Wilson, C. & Dowlatabadi, H. (2007). Models of decision making and residential energy use. *Annual Review of Environment and Resources*, 32, 169-203. doi:10.1146/annurev.energy.32.053006.141137
- Wirt, H. (2018). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>
- Wolske, K. S., Stern, P. C. & Dietz, T. (2017). Explaining interest in adopting residential solar photovoltaic systems in the United States: Toward an integration of behavioral theories. *Energy Research & Social Science*, 25, 134-151. doi:10.1016/j.erss.2016.12.023
- Wunderlich, C. & Vohrer, P. (2012). *Akzeptanz Erneuerbarer Energien in der deutschen Bevölkerung. Bundesländergenaue Ergebnisse einer repräsentativen Umfrage von TNS Infratest im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien (Nr. 56)*.
- Wundersee, P. (2018). *Wenn Politiker mit Worten kämpfen*. Verfügbar unter: <http://www.tagesschau.de/inland/framing-105.html>
- Zipp, A. (2016). Markt- und Systemintegration von erneuerbaren Energien im Rahmen der Systemtransformation – Ein Beitrag zur definitorischen Abgrenzung. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 40 (4), 233-243. doi:10.1007/s12398-016-0187-2

9 Anhang A: Versuchsmaterial (Version Promotion-Fokus)

A 1 Basisfragebogen

Code: **A** _ _ _ _ _
HiWiStadt Nummerierung

Leitfaden zur Ansprache potentieller Studienteilnehmenden

Hallo, mein Name ist.... Ich bin vom Institut für Im Rahmen eines Forschungsprojektes zum Thema Solarenergie möchte ich Ihnen gerne einige Fragen stellen. Die Befragung dauert ca. 5-10 Minuten. Sie müssen 18 Jahre oder älter sein, um an der Befragung teilzunehmen. Die Teilnahme an der Befragung ist freiwillig. Sie können jederzeit und ohne Angabe von Gründen die Befragung abbrechen, ohne dass Ihnen daraus Nachteile entstehen. Die Ergebnisse und Daten dieser Studie werden im Rahmen eines Projektes veröffentlicht. Ihre Antworten werden in anonymisierter Form erfasst. D.h., dass keine Rückschlüsse auf Ihre Person gezogen werden können. Sind Sie damit einverstanden?

1. Bei den folgenden Fragen geht es darum, einige Persönlichkeitsmerkmale abzufragen. Bitte geben Sie an, inwieweit folgende Aussagen auf Sie zutreffen. Nutzen Sie dafür eine Skala von 1 bis 5. Dabei steht 1 für „trifft nicht zu“ und 5 für „trifft zu“.

	trifft nicht zu	trifft zu
Ich bevorzuge es, ohne fremde Anleitung zu arbeiten.	①	② ③ ④ ⑤
Für mich ist es sehr wichtig, meinen Verpflichtungen nachzukommen.	①	② ③ ④ ⑤
Probleme löse ich meist auf kreative Art und Weise.	①	② ③ ④ ⑤
Ich erledige Dinge gerne auf eine neue Art und Weise.	①	② ③ ④ ⑤
Ich versuche immer möglichst genau und fehlerfrei zu arbeiten.	①	② ③ ④ ⑤
Es ist wichtig für mich, dass meine Leistung von anderen anerkannt und geschätzt wird	①	② ③ ④ ⑤

2. Bitte beantworten Sie die folgenden Fragen mit Ja oder Nein:

- a) Wussten Sie, dass Sie mit der Nutzung eigener Solarenergie eine **Verbesserung** der Energiekosten um die Hälfte **erreichen** können?
- Ja
 - Nein
- b) Wussten Sie, dass Sie durch die Investition in eigene Solarenergie aktiv dazu **beitragen** können, die Umwelt zu **verbessern**?
- Ja
 - Nein

3. Im folgenden Block geht es um Veränderungen und Innovationen. Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:

- Ich schließe eine Investition in eigene Solartechnologie aus. (1)
- Eine Investition in eigene Solartechnologie ist für mich eine mögliche Option. (2)
- Ich habe beschlossen in eigene Solartechnologie zu investieren. (3)
- Ich habe in eigene Solartechnologie investiert. (4)

4. Bitte geben Sie an, inwieweit folgende Aussagen auf Sie zutreffen. Nutzen Sie dafür eine Skala von 1 bis 5. Dabei steht 1 für „trifft nicht zu“ und 5 für „trifft zu“.

	Trifft nicht zu	trifft zu
Für mich sind die Vorteile und Nutzen einer Solaranlage die wichtigsten Faktoren bei der Kaufentscheidung. (z.B. Kosten, Unabhängigkeit, Umweltbewusstsein)	① ② ③ ④ ⑤	
Ich würde nur dann in eine Solaranlage investieren, wenn ich nichts an meinem Lebensstil ändern müsste.	① ② ③ ④ ⑤	
Es ist unwahrscheinlich, dass ich eine Solaranlage kaufe, bevor ich nicht gesehen habe, dass sie bei vielen störungsfrei funktioniert.	① ② ③ ④ ⑤	
Wenn ich einmal aus der Nähe gesehen habe, wie Solaranlagen funktionieren, erhöht dies die Wahrscheinlichkeit, dass ich in eine Solaranlage investiere.	① ② ③ ④ ⑤	
Wenn ich denke, dass die Nutzung einer Solaranlage zu komplex ist, dann hält mich dies vom Kauf ab, selbst wenn ich den Vorteil erkenne.	① ② ③ ④ ⑤	

5. Es geht im Folgenden um die wahrgenommenen Vorteile der Nutzung von eigener Solarenergie und fördernde Rahmenbedingungen. Bitte geben Sie an, inwieweit die Aussagen auf Sie zutreffen mit Anwendung der bekannten Skala von 1-5.

	trifft nicht zu	Trifft zu
Die Nutzung von eigener Solarenergie bietet uns soziale Vorteile [z.B. Gesundheit, Bildung, Einkommen, Anerkennung].	① ② ③ ④ ⑤	
Die Nutzung von eigener Solarenergie bietet ökologische Vorteile.	① ② ③ ④ ⑤	
Im Ganzen denke ich, dass die Nutzung von eigener Solarenergie gut für die Gesellschaft ist.	① ② ③ ④ ⑤	
Die Nutzung von eigener Solarenergie gibt uns mehr ökonomische und industrielle Vorteile, als andere Energietechnologien [z.B. Braunkohle, Atomenergie].	① ② ③ ④ ⑤	

6. Die folgenden Fragen richten sich an Ihre Nutzung von Solarenergie. Nutzen Sie eigene Solarenergie?

a) Die Antwortmöglichkeiten sind ja, nein oder Umsetzung erfolgt im Laufe des nächsten Jahres.

- Ja (weiter auf S. 3)
- Nein (weiter auf S. 4)
- Umsetzung erfolgt im Laufe des nächsten Jahres (weiter auf S. 3)

Falls ja oder in Planung (sonst weiter auf S. 4):

b) Welche Form von Solarenergie nutzen Sie?

7. Hier geht es um die Bewertung der Investition und Ihre Einstellung. Bitte geben Sie an, inwieweit folgende Aussagen auf Sie zutreffen. Nutzen Sie dafür das gewohnte Format von 1 „trifft nicht zu“ bis 5 „trifft zu“.

	trifft nicht zu	trifft zu
In ein Solarenergiesystem zu investieren hat mir ein gutes Gefühl gegeben.	① ② ③ ④ ⑤	
Eine Investition in eigene Solarenergie war eine gute Entscheidung für mich.	① ② ③ ④ ⑤	
Es ist besser Solarenergie als andere Technologien zu nutzen [z.B. Braunkohle, Atomenergie].	① ② ③ ④ ⑤	

8.

	trifft nicht zu	trifft zu
Ich fühle mich verpflichtet, in eigene Solarenergie zu investieren.	① ② ③ ④ ⑤	
Für Menschen in meiner Situation ist es üblich in eigene Solarenergie zu investieren.	① ② ③ ④ ⑤	
Viele Menschen, die mir wichtig sind, haben in eigene Solarenergie investiert.	① ② ③ ④ ⑤	
Viele Menschen in meiner Nachbarschaft haben in eigene Solarenergie investiert.	① ② ③ ④ ⑤	

(Nun weiter auf S. 5 bei Frage 11)

Falls nein (nur wenn bei Frage 5 „Nein“ angegeben wurde):

9. Hier geht es um die Bewertung der Investition und Ihre Einstellung. Bitte geben Sie an, inwieweit folgende Aussagen auf Sie zutreffen. Nutzen Sie dafür das gewohnte Format von 1 „trifft nicht zu“ bis 5 „trifft zu“.

	trifft nicht zu	trifft zu
Ich denke, in ein Solarenergiesystem zu investieren würde mir ein gutes Gefühl geben.	① ② ③ ④ ⑤	
Eine Investition in eigene Solarenergie wäre eine gute Idee für mich.	① ② ③ ④ ⑤	
Es ist besser Solarenergie als andere Technologien zu nutzen [z.B. Braunkohle, Atomenergie].	① ② ③ ④ ⑤	

10.

	trifft nicht zu	trifft zu
Ich fühle mich verpflichtet in eigene Solarenergie zu investieren.	① ② ③ ④ ⑤	
Für Menschen in meiner Situation ist es üblich in eigene Solarenergie zu investieren.	① ② ③ ④ ⑤	
Viele Menschen, die mir wichtig sind, haben in eigene Solarenergie investiert.	① ② ③ ④ ⑤	
Viele Menschen in meiner Nachbarschaft haben in eigene Solarenergie investiert.	① ② ③ ④ ⑤	

Es folgen nun einige Angaben zu Ihrer Person.

11. Wie alt sind Sie? Aus Datenschutzgründen ist der Fragebogen in Alterskategorien geteilt.

- 18-27 Jahre (1)
- 28-37 Jahre (2)
- 38-47 Jahre (3)
- 47-58 Jahre (4)
- 57-68 Jahre (5)
- 67-78 Jahre (6)
- > 78 Jahre (7)

12. Welches Geschlecht haben Sie? (Ich muss Ihnen die Frage so stellen)

- Männlich (1)
- Weiblich (2)
- Keine Angabe (3)

13. Was für eine Ausbildung oder höchsten Abschluss haben Sie?

- Keine Ausbildung (1)
- Abgeschlossene Berufsausbildung (2)
- Hauptschulabschluss (3)
- Realschulabschluss (4)
- Abitur (5)
- Hochschulabschluss (6)
- Promotion (7)

14. Bitte schätzen Sie Ihr monatliches Haushaltsnettoeinkommen und geben einen Bereich an.

- Unter 2200 € (1)
- 2200 bis 4700 € (2)
- über 4700 € (3)

15. Sind Sie ... (Mehrfachnennung möglich)

- Mieter (1)
- Vermieter (2)
- Bauherr (3)
- Eigentümer einer Wohnung (4)
- Eigentümer eines Hauses (5)

16. Berufstätigkeit

- Selbstständig (1)
- Beamte/r (2)
- Angestellte/r (3)
- Rentner/in (4)
- Arbeitssuchend (5)
- Nicht erwerbstätig (6)
- Student/in (7)

Vielen Dank, dass Sie bis hierhin teilgenommen haben! Hätten Sie noch 5 weitere Minuten?

Notizen zu Passant/in:

A 2 Zusatzfragebogen

Code: _____
HiwiStadt Nummerierung

Falls ja oder in Planung bei Frage 6 (sonst weiter bei Frage Nr. 19):

17. Bitte antworten Sie frei auf die folgende Frage:

a) Was hat Sie dazu bewogen in eigene PV/Solarthermie zu investieren?

PV	Solarthermie

Wenn nur in eines von beiden investiert:

b) Was hat Sie dazu bewogen nicht in das andere zu Investieren?

18. Welche Aspekte empfinden Sie im Nachgang bei der Investition in Solarenergie als störend?

(Nun weiter auf S. 7 bei Frage Nr. 21)

Falls nein bei Frage 6:

19. Bitte antworten Sie frei auf die beiden folgenden Fragen:

a) Was hält Sie bisher davon ab in eigene Solarenergie zu investieren? (beides abfragen)

PV	Solarthermie

b) Was würde Ihnen helfen, sich für die Investition in eigene Solarenergie zu entscheiden?

24. Ich denke, dass...

	trifft nicht zu	trifft zu
...die Investition in Solarenergie alles in Allem zu riskant ist.	① ② ③ ④ ⑤	
...die Anforderungen, die ein Solarenergiesystem an mich stellt, zu hoch sind.	① ② ③ ④ ⑤	
...eine Investition in eigene Solarenergie als eine finanzielle Vorsorge für das Alter angesehen werden kann.	① ② ③ ④ ⑤	
...die Investition in eigene Solarenergie eine sichere Geldanlage ist.	① ② ③ ④ ⑤	
...mit einem Solarenergiesystem die Energie produziert werden kann, die ich benötige.	① ② ③ ④ ⑤	
...die Investition in ein eigenes Solarsystem profitabel ist.	① ② ③ ④ ⑤	

25.

	Trifft nicht zu	Trifft zu
Wenn ich Fragen bezüglich der Investition in eigene Solarenergiesystemen habe, ist Unterstützung verfügbar.	① ② ③ ④ ⑤	
Spezielle Personen oder Ansprechpartner stehen zur Verfügung, wenn ich Probleme mit der Nutzung von Solarenergiesystemen haben sollte.	① ② ③ ④ ⑤	

26. Die nächste Frage richtet sich an Ihre Verantwortungsübernahme. Bitte geben Sie an, inwieweit folgende Aussagen auf Sie zutreffen. Nutzen Sie dafür das gewohnte Format von 1 „trifft nicht zu“ bis 5 „trifft zu“.

	trifft nicht zu	trifft zu
Ich fühle eine persönliche Verpflichtung zu tun, was immer ich kann, um den Klimawandel zu stoppen.	① ② ③ ④ ⑤	
Die Industrie sollte ihre Emissionen reduzieren, um ihren Beitrag zu leisten, den Klimawandel zu stoppen.	① ② ③ ④ ⑤	
Die Regierung sollte massive Maßnahmen ergreifen, damit die Emissionen reduziert werden, um den Klimawandel zu stoppen.	① ② ③ ④ ⑤	

Die Fragen zu Ihrer Nutzung von Solarenergie sind hiermit beendet. Abschließend haben wir noch eine Frage zu Ihrer Einstellung zu Technik im Allgemeinen.

27. Glauben Sie, dass die Technik allgemein eher ein Fluch oder ein Segen für die Menschheit ist?

- Eher ein Fluch (1)
- Eher ein Segen (2)
- Weder noch (3)

10 Anhang B: Legende zu statistischen Kennwerten

ANOVA (Analysis of Variance; einfaktorielle Varianzanalyse) = Test, um die Wirkung eines oder mehrerer Faktoren auf eine abhängige Variable zu untersuchen (z.B. um Unterschiede für eine Variable zwischen verschiedenen Gruppen festzustellen)

B (Beta-Koeffizient) = Regressionskoeffizient, der den relativen Beitrag jedes Prädiktors zur gesamten Vorhersage der abhängigen Variable einschätzt

df (degree of freedom; Freiheitsgrade) = Anzahl der Werte, die frei geändert werden können, ohne das Gesamtergebnis zu ändern. Dieser Wert wird durch die Anzahl der Beobachtungen in der Stichprobe und die Anzahl der Parameter im Modell bestimmt. Bei einer (M)ANOVA sind immer zwei Freiheitsgrad-Angaben, während bei einem t-Test nur ein Wert für die Freiheitsgrade angegeben. Das liegt daran, dass bei einem t-Test immer nur zwei Gruppen verglichen werden (das muss demnach nicht extra angegeben werden). Bei Varianzanalysen hat man es mit mehr als zwei Gruppen zu tun; es muss angegeben werden, um wie viele Gruppen es sich handelt. Die Anzahl der Freiheitsgrade ist dann die Anzahl der Gruppen minus eins (hier $3 - 1 = 2$). Der zweite Wert ergibt sich wie beim t-Test aus der Zahl der Versuchsteilnehmer minus der Anzahl von Gruppen.

F (F-Test) = Test, um zu prüfen, ob die Varianzen von zwei Stichproben im statistischen Sinne gleich sind, d.h. homogen. Der F-Test umfasst eine Gruppe statistischer Verfahren. Varianzhomogenität ist beispielsweise eine Voraussetzung des t-Tests für unabhängige Stichproben und bei Varianzanalysen (ANOVA). Der F-Wert ist entsprechend ein Maß, welches bei einer ANOVA oder MANOVA angegeben wird.

KI (Konfidenzintervalle) = ein Intervall bzw. Bereich von Werten, das den gesuchten Parameter mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit enthält.

MANOVA (Multivariate Analysis of Variance; Multivariate Varianzanalyse) = Test, um die Wirkung eines oder mehrerer Faktoren auf mehrere abhängige Variablen zu untersuchen (z.B. um Unterschiede für drei Variablen zwischen verschiedenen Gruppen festzustellen)

N (number in a sample) = Stichprobe

Odds Ratio (OR) = statistische Kennzahl, die die Stärke des Zusammenhangs (bzw. das Chancenverhältnis) von zwei Merkmalen angibt

Partielles Eta-Quadrat = Gütemaß der Effektstärke für (M)ANOVAs. Dieses Maß schätzt die Varianz, die eine Variable aufklärt und gibt Informationen zur Erklärungskraft des Gesamtmodells.

p (probability value) = Maß der statistischen Wahrscheinlichkeit (d.h. sind Ergebnisse einer Studie ggfs. nur durch Zufall zustande gekommen). Liegt dieser p-Wert über dem gewählten Signifikanzniveau (> 0.05), wird die Nullhypothese nicht verworfen; liegt er darunter (< 0.05), wird die Nullhypothese verworfen (und die Alternativhypothese angenommen). Die Nullhypothese geht immer davon aus, dass kein Effekt bzw. Unterschied vorliegt oder dass ein bestimmter Zusammenhang nicht besteht.

Post hoc Test = dieser Test wird berechnet, wenn ein signifikantes Ergebnis über Unterschiede in Gruppen gefunden wurde (z.B. mittels einer ANOVA). Um zu überprüfen, zwischen welchen Gruppen der Unterschied liegt, wird ein post hoc Test gerechnet.

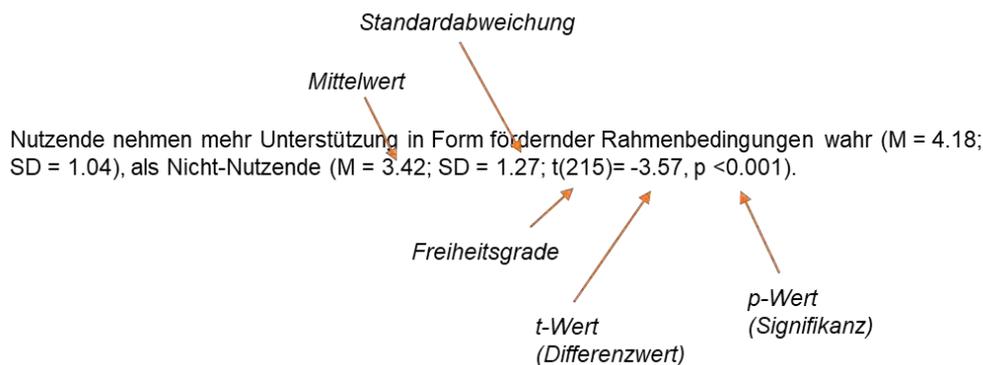
SD (standard deviation; Standardabweichung) = durchschnittliche Entfernung aller gemessenen Ausprägungen eines Merkmals vom Durchschnitt.

t (*t-Test*) = Der *t-Test* wird eingesetzt, um den Mittelwert zweier Gruppen zu vergleichen (Mittelwertvergleich). Der daraus entstehende *t-Wert* ist eine Prüfgröße, die aus den Mittelwerten, Standardfehler und Stichprobengröße berechnet wurde. Hat man mehr als zwei Gruppen, muss statt dem *t-Test* ein anderes Testverfahren, z.B. eine einfache Varianzanalyse (ANOVA), gerechnet werden.

Wilks-Lambda = Gütemaß der Effektstärke für MANOVAs. Dieses Maß schätzt die Varianz, die eine Variable aufklärt.

Beispiel für die Ergebnisbeschreibung eines *t-Tests*:

t(df) = t-Wert, p = Signifikanz



Beispiel für die Ergebnisbeschreibung einer MANOVA:

F(dfZähler, dfNenner) = F-Wert, p = Signifikanz, Wilks Lambda, partielles Eta-Quadrat

