



Technische Hochschule
Ingolstadt

Technische Hochschule Ingolstadt

Fakultät Maschinenbau

Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen

Bachelorarbeit

Simulationsbasierter Konzeptvergleich von photovoltaisch
unterstützten Wärmepumpen-Systemen

Abschlussarbeit zur Erlangung des Akademischen Grades
Bachelor of Engineering (B.Eng.)

vorgelegt von

Linda Krauß

Ausgegeben am: 18.12.2015

Abgegeben am: 25.01.2016

Erstprüfer: Prof. Dr. Ing. Wilfried Zörner

Zweitprüfer: Prof. Dr. Ing. Tobias Schrag

Erklärung

Ich erkläre hiermit, dass ich die Arbeit selbständig verfasst, noch nicht anderweitig für Prüfungszwecke vorgelegt, keine anderen als die angegebenen Quellen oder Hilfsmittel benützt sowie wörtliche und sinngemäße Zitate als solche gekennzeichnet habe.

Ingolstadt, _____
(Datum)

(Unterschrift)
Linda Krauß

Danksagung

Hiermit möchte ich mich bei allen bedanken, die mir während der Erstellung dieser Arbeit mit Wort und Tat zur Seite gestanden haben.

Besonderer Dank gilt...

... meiner Familie, die mir immer mit Rat und einem offenen Ohr zur Seite steht.

... insbesondere meinen Eltern, die mich in meinen schulischen und beruflichen Entscheidungen stets unterstützen und bestätigen. Nicht zuletzt durch ihre finanzielle Unterstützung haben sie mir mein Studium ermöglicht.

... all meinen Freunden und Kommilitonen, die mich während der Erstellung dieser Arbeit und über das gesamte Studium hinweg begleitet haben.

...dem Betreuer meiner Bachelorarbeit Herrn Thomas Duschner vom Institut für neue Energiesysteme (InES) für seine wertvollen Anregungen in vielen Besprechungen sowie für die Einarbeitung in MATLAB und die sehr gute Betreuung.

...Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner, der mich auf das Thema dieser Arbeit aufmerksam gemacht hat und die hochschulseitige Betreuung dieser Arbeit übernimmt.

...allen Mitarbeitern des InES für die gute Zusammenarbeit und Unterstützung während der Erstellung meiner Bachelorarbeit.

...meinem Freund Sebastian, der mich auch in schwierigen Phasen meiner Bachelorarbeit ermutigt und aufgebaut hat. Er hatte immer ein offenes Ohr und einen guten Rat für mich.

Herzlichen Dank!

Abstract

Deutlich gesunkene Installationskosten für Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) und die starke Degression der Einspeisevergütungssätze für photovoltaisch erzeugten Strom haben die Voraussetzungen für die Errichtung und den Betrieb von Photovoltaik-Systemen entscheidend verändert. So rechnen sich PV-Anlagen heute vor allem über einen hohen Eigenverbrauchsanteil des erzeugten Solarstromes. Im Zuge dieser Entwicklung stellt die Nutzung des produzierten Stromes der PV-Anlage zur Deckung des Wärmebedarfs im Gebäude eine vielversprechende Alternative dar, um den PV-Eigenverbrauch und somit die Anlagenrentabilität zu erhöhen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Auswirkungen auf den Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom durch die Kombination einer Photovoltaikanlage mit einem Wärmepumpensystem mittels dynamischer Simulation analysiert. Der Vorteil von Wärmepumpen liegt in deren sehr effizienten Arbeitsweise, denn für die Bereitstellung des Wärmebedarfs im Haus benötigen diese nur einen Bruchteil der Wärmeenergie in Form von elektrischem Strom. Auch die Verbesserungspotentiale des Eigenverbrauchsanteiles durch die Integration eines Batteriespeichers werden untersucht.

Wirtschaftlich müssen die PV-Wärmepumpensysteme derzeit gegen die sehr geringen Ölpreise ankämpfen. Ökologisch weist dieses regenerative Wärmebereitstellungssystem jedoch große Vorteile gegenüber einem konventionellen Heizsystem auf.

Considerably lower installation costs for photovoltaic-systems (PV-systems) and the strong degression of feed-rates for photovoltaic-power changed the conditions for the establishment and operation of PV-plants significantly. Thus, photovoltaic-systems today mainly pay off through a high self-consumption-share of solar electricity. In the course of this development, the use of the photovoltaic-power to cover heat demand in buildings represents a promising alternative to increase the PV-self-consumption and hence the plant profitability.

In this thesis the influence on the photovoltaic-electricity self-consumption through the combination of a photovoltaic-system and a heat-pump-system will be analyzed by means of dynamic simulation. The benefit of heat-pumps lies in their very efficient operation. To provide thermal comfort in the house they only need a fraction of the energy in form of electricity. Also the potential for improvement of self-consumption by integrating a battery storage is investigated.

Economically, the PV-heat-pump-system currently has to contend with very low oil prices. Environmentally however, this regenerative heat-supply-system offers major advantages compared with a conventional heating-system.

Inhaltsverzeichnis

Erklärung	II
Danksagung	III
Abstract	IV
Inhaltsverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis	VIII
Tabellenverzeichnis	XI
Abkürzungsverzeichnis	XII
Formelzeichenverzeichnis	XIV
1. Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Zielsetzung	4
2. Stand der Technik	5
2.1 Grundlagen und untersuchte Systemkomponenten	5
2.1.1 Photovoltaikanlagen	5
2.1.1.1 Grundlagen	5
2.1.1.2 Aktuelle Daten zu Photovoltaik	8
2.1.2 Wärmepumpen und Heizstäbe	10
2.1.2.1 Grundlagen zu Wärmepumpen und Heizstäben	10
2.1.2.2 Aktuelle Entwicklung	15
2.1.3 Speichersysteme	17
2.1.3.1 Notwendigkeit von Speichersystemen	17
2.1.3.2 Speicherarten	18
2.1.4 Regelung	22
2.1.4.1 Notwendigkeit einer Regelung	22
2.1.4.2 Energiemanagementsysteme und Smart-Home-Lösungen	23

2.2 Gesamtsysteme	25
2.2.1 Am Markt verfügbare Konzepte	25
2.2.2 Wissenschaftliche Ansätze	28
3. Simulationsaufbau	31
3.1 Simulationsumgebung MATLAB	31
3.2 Datengrundlage	32
3.2.1 Gebäudeparameter	32
3.2.2 Meteorologische Daten.....	33
3.2.3 Lastprofil Haushaltsstrom	34
3.3 Systemmodellierung	35
3.3.1 Umsetzung der Einzelkomponenten	35
3.3.1.1 Photovoltaiksystem mit Batteriespeicher	35
3.3.1.2 Gebäudemodell.....	35
3.3.1.3 Heizungs- und Trinkwarmwassersystem	36
3.3.1.4 Thermischer Speicher	37
3.3.1.5 Wärmepumpe	37
3.3.1.6 Beladesteuerung Speicher	38
3.3.2 Modelliertes Gesamtsystem	39
4. Simulationsergebnisse und Bewertung.....	40
4.1 Energetische Bewertung	40
4.1.1 Ausgewählte Kennzahlen	40
4.1.2 Bewertung der Simulationsergebnisse.....	41
4.1.2.1 PV-Wärmepumpensystem ohne Batteriespeicher	42
4.1.2.2 PV-Wärmepumpensystem mit Batteriespeicher	46
4.2 Ökonomische Bewertung	51
4.2.1 Anschluss der Wärmepumpe.....	51
4.2.2 Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage.....	55
4.2.3 Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen	58
4.2.4 Ökonomische Bewertung des Gesamtsystems mittels Annuitätenmethode.....	61

4.3 Ökologische Bewertung	67
4.3.1 Primärenergetische Bewertung.....	67
4.3.2 Bewertung hinsichtlich der Treibhausgasemissionen.....	72
5. Zusammenfassung und Ausblick.....	76
5.1 Zusammenfassung	76
5.2 Ausblick	78
Literaturverzeichnis	79
Anhang.....	i
A.1 Übersicht der untersuchten wissenschaftlichen Ansätze.....	i
A.2 Ausführliche Berechnung der Gesamtannuitäten nach VDI 2067	iii

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Entwicklung der Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen nach Anlagengröße im Vergleich zur Entwicklung der Haushaltsstrompreise (JM ProjektInvest GmbH & Co. KG, 2014; Strom-Report, 2014)	2
Abbildung 1.2: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2013 (Statista, 2015)	3
Abbildung 2.1: Photovoltaisches Gesamtsystem mit Erläuterung der beteiligten Komponenten (Triwatt GmbH, 2012)	7
Abbildung 2.2: Status Photovoltaikleistung in Deutschland (Quaschning, 2015).....	8
Abbildung 2.3: Zahl der verbauten Photovoltaikanlagen 2013, aufgeschlüsselt nach Leistungsklassen (Gorgus, 2014)	9
Abbildung 2.4: Schematische Darstellung des Wärmepumpenkreislaufes (Strobel, 2015; Boos, 2015).....	10
Abbildung 2.5: Veranschaulichung des Zusammenhangs zwischen Effizienz der Wärmepumpe und nötiger Vorlauftemperaturen des Wärmeabgabesystems (Beitzke, 2014; Schrag, 2015).....	12
Abbildung 2.6: Mögliche Betriebsweisen von Wärmepumpen (Schrag, 2015).....	14
Abbildung 2.7: Absatzzahlen Heizwärmepumpen in Deutschland (Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2015)	16
Abbildung 2.8: Nutzenergiebedarf eines 20 kWh/m ² a-Hauses, Endenergiebedarf einer Luft-Wärmepumpe um Nutzwärme zu erzeugen, PV-Ertrag einer 3,6-kWp-Anlage (Becke, 2014).....	17
Abbildung 2.9: Speichertypen nach ihrem Einsatzzweck (Oberzig, 2014).....	19
Abbildung 2.10: Betonkernaktivierung zur Temperierung (Schrag, 2015)	20
Abbildung 2.11: Funktionsweise eines Nacht-speicherofens (Bundesamt für Gesundheit, 2008).....	20
Abbildung 2.12: Blick in einen geöffneten Eisspeicher von Viessmann (Bruschke-Reimer, 2015)	21
Abbildung 2.13: Aufbau eines PV-Wärmepumpensystems mit zentraler Regelung (Tjaden, et al., 2015)	22
Abbildung 2.14: SG-Ready-Label (Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2015).....	23
Abbildung 2.15: Statusbildschirm mit aktuellen Leistungsdaten, Erzeugungsprognose und "Fahrplan" für die steuerbaren Verbraucher (SMA Solar Technology AG, 2015)	24
Abbildung 3.1: Gebäudegeometrie des SFH15 und SFH45 mit Blick auf Süd- und Westfassade (Dott, 2013).....	33
Abbildung 3.2: Zwei Typtage der Stromlast nach VDI 4655	34

Abbildung 3.3: Darstellung der thermischen Gewinne und Verluste eines Wohngebäudes (Tjaden, 2015)	35
Abbildung 3.4: Schematischer Aufbau des Kombispeichers	37
Abbildung 3.5: Black-Box-Modell der Beladesteuerung des Speichers	38
Abbildung 3.6: Schematischer Aufbau des modellierten PV-Wärmepumpensystems	39
Abbildung 4.1: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad für das Referenzgebäude SFH45 für die Fälle "nur Haushaltsverbraucher an die PV-Anlage angeschlossen" und "Wärmepumpe und Haushalt werden mit PV-Strom versorgt "	43
Abbildung 4.2: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des PV-Wärmepumpensystems für die beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15 für den Fall „Wärmepumpe und Haushalt werden mit Solarstrom versorgt“	44
Abbildung 4.3: Einsparungen des Netzbezugs für den Haushalt und die Wärmepumpe gegenüber einem Gebäude ohne PV-Anlage	44
Abbildung 4.4: Nutzung der Solarerzeugung eines 8-kWp-PV-Systems für die beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15	45
Abbildung 4.5: Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität und PV-Leistung, jeweils normiert auf den Jahresstrombedarf in MWh (Quaschnig, et al., 2013)	46
Abbildung 4.6: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des PV-Wärmepumpensystems für das Referenzgebäude SFH45 ohne und mit Batteriespeicher	47
Abbildung 4.7: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des PV-Wärmepumpensystems für das Referenzgebäude SFH45 ohne und mit Batteriespeicher	48
Abbildung 4.8: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des PV-Wärmepumpensystems für die beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15 jeweils mit Batteriespeicher	49
Abbildung 4.9: Vergleich der Einsparung an Netzbezug für Haushaltsstrom und Wärmepumpe des PV-Wärmepumpensystems mit und ohne Batteriespeicher	50
Abbildung 4.10: Erforderlicher Autarkiegrad des Wärmepumpenstrombedarfs $a_{WP, min}$ für einen ökonomischen Betrieb der Wärmepumpe in Kombination mit einem netzgekoppelten PV-System (Tjaden, 2015)	52
Abbildung 4.11: Deckungsanteile des Wärmepumpenstrombedarfs des Referenzgebäudes SFH45 durch ein PV-System mit einer Leistung 6 kWp, 8 kWp oder 10 kWp jeweils ohne und mit Batteriespeicher	54
Abbildung 4.12: Vergleich der Deckungsanteile des Wärmepumpenstrombedarfs der beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15 für ein PV-System mit einer Leistung von 10 kWp und einem Batteriespeicher mit 8 kWh Speicherkapazität	55
Abbildung 4.13: Minimal erforderlicher Eigenverbrauchsanteil zur Wirtschaftlichkeit des PV-Systems (Weniger, et al., 2014).....	56

Abbildung 4.14: Eigenverbrauchsanteile des Referenzgebäudes SFH45 für die Fälle "nur die Verbraucher im Haushalt sind an die PV-Anlage angeschlossen", "Wärmepumpe und Haushalt werden mit Solarstrom versorgt - ohne Batterie" und "Wärmepumpe und Haushalt werden mit Solarstrom versorgt – mit Batterie“	57
Abbildung 4.15: Erforderliche Einspeisevergütung zur Wirtschaftlichkeit von PV-Systemen in Abhängigkeit der PV-Systemkosten und der auf den Jahresstromverbrauch normierten PV-Leistung (Weniger, et al., 2014).....	58
Abbildung 4.16: Mittlere Stromkosten für 20 Jahre, kurzfristiges Szenario (Quaschnig, et al., 2013)	59
Abbildung 4.17: Mittlere Stromkosten für 20 Jahre, mittelfristiges Szenario (Quaschnig, et al., 2013)	60
Abbildung 4.18: Mittlere Stromkosten für 20 Jahre, langfristiges Szenario (Quaschnig, et al., 2013)	61
Abbildung 4.19: Berechnete Annuitäten des PV-Wärmepumpensystems sowie des Heizölkessel-Systems	66
Abbildung 4.20: Einsparung an Netzbezug für die Wärmepumpe und den Haushalt (ohne und mit einem Batteriespeicher) gegenüber einem Gebäude ohne PV-System.....	69
Abbildung 4.21: Autarkiegrade des Referenzgebäudes SFH45 für die Fälle "nur die Verbraucher im Haushalt sind an die PV-Anlage angeschlossen", "Wärmepumpe und Haushalt werden mit Solarstrom versorgt - ohne Batterie" und "Wärmepumpe und Haushalt werden mit Solarstrom versorgt – mit Batterie“	71
Abbildung 5.1: Eigenverbrauchsanteile der beiden Referenzgebäude für verschiedene Systemkombinationen (PV-Systemleistung 10 kWp, Batteriespeicherkapazität 10 kWh).....	76

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Solarzellentypen, unterteilt nach ihrer Materialstruktur (Bschorer, 2013; Wagner, 2009).....	6
Tabelle 2: Übersicht der untersuchten am Markt vorhandenen Systemlösungen.....	27
Tabelle 3: Übersicht der untersuchten wissenschaftlichen Ansätze zur photovoltaischen Heizungsunterstützung.....	29
Tabelle 4: Jahresenergiemengen der beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15.....	42
Tabelle 5: Einsparungen an Netzbezug für verschiedene PV-Generatorgrößen der beiden Referenzgebäude.....	45
Tabelle 6: Nutzungsanteile des produzierten Solarstroms für verschiedene PV-Generatorgrößen der beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15.....	45
Tabelle 7: Anteil des Netzbezugs am Gesamtstrombedarf des Haushaltes der beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15 - Gegenüberstellung mit und ohne Batteriespeicher 50	
Tabelle 8: Minimale Autarkiegrade des Wärmepumpenstrombedarfs $a_{WP, min}$ für die beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15.....	53
Tabelle 9: Annahmen und Prognosen zur Analyse der Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen (Quaschnig, et al., 2013).....	59
Tabelle 10: Allgemeine Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mittels Annuitätenmethode.....	62
Tabelle 11: Annahmen zu den Investitionskosten, Exemplarisch für eine 8 kWp PV-Anlage (ohne UST).....	63
Tabelle 12: Vergleich der Gesamtannuitäten der unterschiedlichen Systemkonzepte.....	66
Tabelle 13: Primärenergiefaktoren der verschiedenen Energieträger (Safner, 2015).....	68
Tabelle 14: Ergebnisse der primärenergetischen Bewertung aller untersuchten Systemvarianten.....	68
Tabelle 15: Ergebnisse der primärenergetischen Bewertung des PV-Wärmepumpensystems (PV-Leistung 8 kWp).....	70
Tabelle 16: Ergebnisse der primärenergetischen Bewertung des Heizölkessel-Systems.....	72
Tabelle 17: Treibhausgasemissionsfaktoren verschiedener Energieträger (Umweltbundesamt, 2013; Klimaschutz- und Energieagentur, 2014).....	73
Tabelle 18: Treibhausgasemissionen (als CO ₂ -Äquivalente) für alle untersuchten Systemvarianten der beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15.....	73
Tabelle 19: Ergebnisse der Bewertung des PV-Wärmepumpensystems hinsichtlich Treibhausgasemissionen (PV-Systemleistung 8 kWp, Batteriespeicherkapazität 8kWh).....	74
Tabelle 20: Ergebnisse der Bewertung des Heizölkessel-Systems hinsichtlich Treibhausgasemissionen.....	75

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AEE	Agentur für erneuerbare Energien
AEE INTEC	Institut für nachhaltige Technologien
BFE	Bundesamt für Energie
BK	Brennwertkessel
BWP	Bundesverband Wärmepumpe e.V.
COP-Wert	Leistungszahl
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
EnEV	Energieeinsparverordnung
ES	Elektrischer Speicher
EVS	Energieverteilsystem
HPP	Heat Pump Programme
HS	Heizstab
HSR	Hochschule für Technik Rapperswil
HTW	Hochschule für Technik und Wirtschaft
IEA	Internationale Energie Agentur
IFSH	Institut für Solarenergieforschung GmbH, Hameln
InES	Institut für neue Energiesysteme
IR	Intelligente Regelung
ITW	Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik
JAZ	Jahresarbeitszahl
kWp	Kilo-Watt-Peak (Leistung)
MFH	Mehrfamilienhäuser
MPP	Maximum-Power-Point
PV	Photovoltaik
PVT	Photovoltaikmodul mit integrierter Solarthermie
SFH	Single Family House
SG	Smart Grid (Intelligentes Stromnetz)
SHC	Solar Heating and Cooling Programme
Si	Silizium
SPF	Institut für Solartechnik
ST	Solarthermie

Abkürzung	Bedeutung
SWX	Werktag im Sommer
TS	Thermischer Speicher
TWW	Trinkwarmwasser
TZS	Forschungs- und Testzentrum Solaranlagen
T44A38	Task 44 Annex 38
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
WP	Wärmepumpe
WSB	Bewölkter Sonntag im Winter

Formelzeichenverzeichnis

Formelzeichen	Einheit	Bedeutung
a	-	Annuitätsfaktor
a	%	Autarkiegrad
$a_{WP,min}$	%	minimale Autarkiegrad des Wärmepumpenstrombedarfs
A_0	€	Investitionsbetrag
$A_1 \dots A_n$	€	Barwert der ersten, zweiten, ..., n-ten Ersatzbeschaffung
A_{B1}	€	Betriebsgebundene Kosten im ersten Jahr für Bedienung
A_{IN}	€	Betriebsgebundene Kosten im ersten Jahr für Instandhaltung
A_N	€	Gesamtannuität
$A_{N,B}$	€	Annuität der betriebsgebundenen Kosten
$A_{N,E}$	€	Annuität der Einnahmen z.B. aus der Netzeinspeisung von Solarstrom
$A_{N,K}$	€	Annuität der kapitalgebundenen Kosten
$A_{N,V}$	€	Annuität der bedarfsgebundenen Kosten
$A_{V,1}$	€	Bedarfsgebundene Kosten im ersten Jahr
b	-	preisdynamischer Barwertfaktor
β	-	Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe
e	%	Eigenverbrauchsanteil
ε	-	Leistungszahl der Wärmepumpe
E	kWh/a	Jahresenergieverbrauch für alle elektrischen Komponenten der Wärmepumpenanlage
E_1	€	Erlöse im ersten Jahr
E_{BE}	kWh	Energie Batterieentladung
E_{BL}	kWh	PV-Energie zur Batterieladung
$E_{DV,HH}$	kWh	Direktverbrauchte PV-Energie im Haushalt
$E_{DV,WP}$	kWh	Direktverbrauchte PV-Energie durch die Wärmepumpe
E_{PV}	kWh	Erzeugte PV-Energie
$E_{PV,Einspeis}$	kWh	PV-Energie-Einspeisung ins Stromnetz
E_{VB}	kWh	Energieverbrauch Gesamt (Haushalt + Wärmepumpe)
E_{WP}	kWh	Jahresenergieverbrauch der Wärmepumpe

Formelzeichen	Einheit	Bedeutung
f_P	-	Primärenergiefaktor des Energieträgers (nicht erneuerbarer Anteil)
f_{THG}	kg/kWh	Treibhausgasfaktor des Energieträgers
$K_{Z,WP}$	€	Kosten des Wärmepumpenstromzählers in Form einer Grundgebühr
P_E	kW	elektrische Leistung der Wärmepumpe / Antriebsleistung
P_H	kW	Heizleistung der Wärmepumpe
Q	kWh/a	Jahreswärmebedarf des Gebäudes
Q_E	kWh	Endenergie des Energieträgers an der Gebäudegrenze
Q_P	kWh	Primärenergiebedarf
R_w	€	Restwert
T_{HH}	€/kWh	Haushaltsstromtarif
T_{PV}	€/kWh	Einspeisevergütung
T_{WP}	€/kWh	Wärmepumpenstromtarif
THG	kg	Treibhausgasemissionen ausgedrückt als CO ₂ -Äquivalent

1. Einleitung

In dieser Arbeit werden verschiedene photovoltaisch unterstützte Wärmepumpensysteme zur Steigerung des Eigenverbrauches von Solarstrom im Bereich Einfamilienhäuser näher untersucht.

1.1 Motivation

Durch das rasante Ansteigen der Weltbevölkerung und der aktuellen wirtschaftlichen Entwicklung in den Schwellenländern wird der weltweite Energieverbrauch weiter ansteigen. Bisher wird ein Großteil des weltweiten Energiebedarfs mit fossilen Energieträgern wie Steinkohle, Erdöl oder Uran gedeckt. Die Umwandlung der fossilen Ressourcen in Nutzenergie bringt jedoch einige gravierende Nachteile mit sich. Zum einen stieg die CO₂-Konzentration in den letzten 200 Jahren stark an. Auch die globale Temperatur steigt im Mittel an. Diese beiden Fakten lassen auf einen anthropogenen Treibhauseffekt schließen, welcher vor allem auf die Verbrennung fossiler Primärenergieträger zurückzuführen ist. Andererseits sind auch erhebliche Probleme bei der Entsorgung der Reststoffe, z.B. atomarer Abfälle bekannt. Zudem ist nachgewiesen, dass fossile Ressourcen endlich sind und somit nur noch eine begrenzte Zeit zur Verfügung stehen. (Innerhofer, 2015)

Die Rohstoffpreise der fossilen Energieträger werden durch das sich verknappende Angebot zukünftig stetig steigen, wodurch sich auch die Kosten für Energie zunehmend erhöhen. Durch diese Entwicklung und die oben genannten Gründe werden Anlagen zur regenerativen Energiegewinnung aus Sonne, Wind oder Erdwärme immer attraktiver. Durch die fortschreitende Entwicklung in diesem Bereich sinken die Investitionskosten für Anlagen zur nachhaltigen Energiegewinnung, wie beispielsweise Photovoltaikanlagen zur Stromerzeugung (Photovoltaik.org, 2015). Im Zuge des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) und der daraus resultierenden Einspeisevergütung haben sich bereits einige Bürger dazu entschieden, eine PV-Anlage auf ihrem Dach zu installieren. Allerdings nimmt die Vergütung des Photovoltaikstromes aktuell von Jahr zu Jahr ab, wie in Abbildung 1.1 dargestellt.

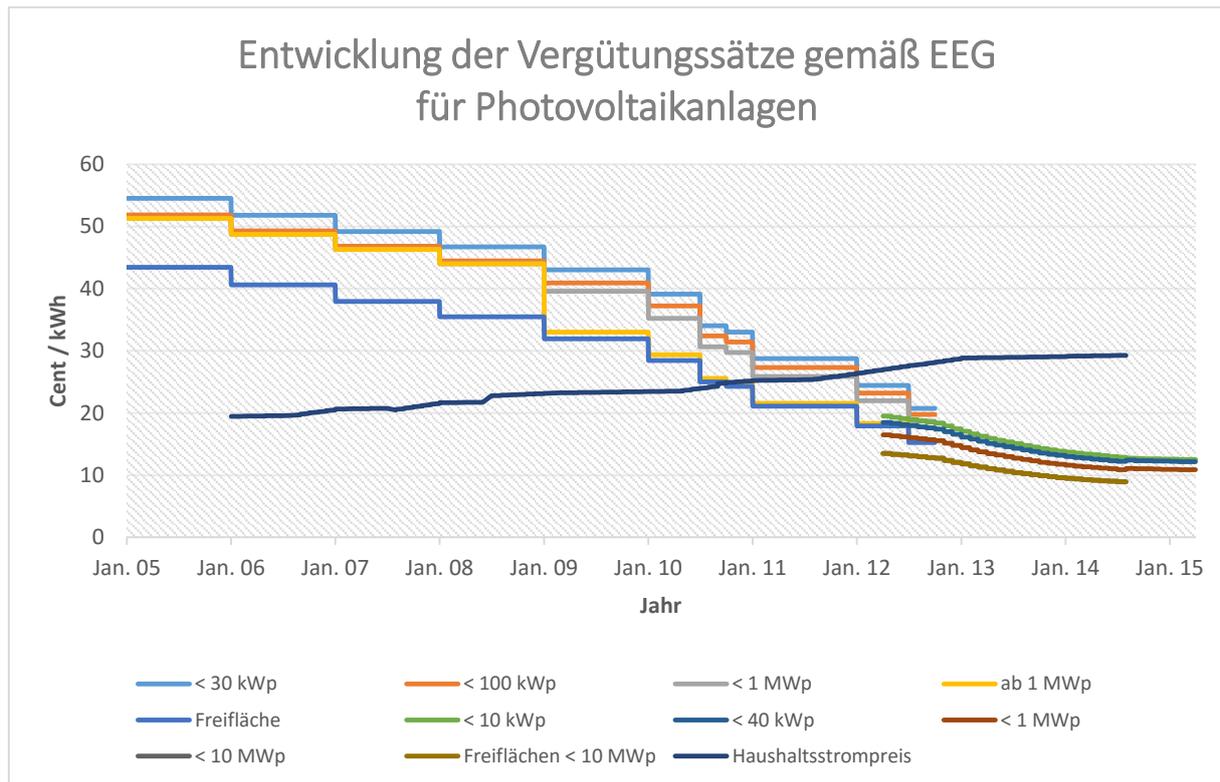


Abbildung 1.1: Entwicklung der Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen nach Anlagengröße im Vergleich zur Entwicklung der Haushaltsstrompreise (JM ProjektInvest GmbH & Co. KG, 2014; Strom-Report, 2014)

Im Jahr 2012 wurde in Deutschland die Netzparität (engl. „Grid Parity“) erreicht, seitdem sind die Stromgestehungskosten für Solarstrom geringer als übliche Haushaltsstromtarife (Tjaden, et al., 2015). Photovoltaikstrom vom Dach ist seitdem günstiger als Strom aus dem Netz. Es spielt für den Betreiber einer Photovoltaikanlage jedoch auch die Höhe der Einspeisevergütung eine wichtige Rolle. Ein weiteres entscheidendes Ereignis ist daher der Schnittpunkt der Vergütung des Solarstromes mit dem Haushaltsstromtarif Anfang 2012 (vgl. Abbildung 1.1). Spätestens seit diesem Zeitpunkt ist es für Haushalte finanziell vorteilhafter, den durch eine PV-Anlage erzeugten Solarstrom selbst zu verbrauchen, anstatt diesen in das Netz einzuspeisen. Die geringen Einnahmen aus der Netzeinspeisung sind allein nicht mehr ausreichend, um ein rein netzgekoppeltes PV-System rentabel zu betreiben. Es rechnen sich daher nur noch Systeme, welche einen Teil des erzeugten Solarstromes zeitgleich oder durch Beladung von Speichern nutzen. Nur aufgrund der dadurch erzielten Einsparung des vergleichsweise teuren Netzstroms ist es heute möglich, ein PV-System rentabel zu betreiben. Somit ist die Steigerung des Eigenverbrauchs eine entscheidende Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit von PV-Systemen. Gleichzeitig äußern immer mehr Eigenheimbesitzer den Wunsch nach größerer Unabhängigkeit von Energieanbietern, auch diese kann durch Nutzung des durch die PV-Anlage produzierten Solarstromes erhöht werden (Tepe, 2014). (Weniger, et al., 2014)

Allerdings stellt der Strom nur einen Teil des Endenergieverbrauches in deutschen Haushalten dar, wie Abbildung 1.2 zeigt. Der weitaus größere Teil des Energieverbrauches ist dem Bereich Wärme zuzuordnen. Jedoch betrug der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Wärmebereitstellung in Deutschland im Jahr 2011 nur 10,4 % (Schrag, 2015). Daraus ist zu schließen, dass derzeit der Großteil der Wärmebereitstellung durch fossile Energieträger gedeckt wird.

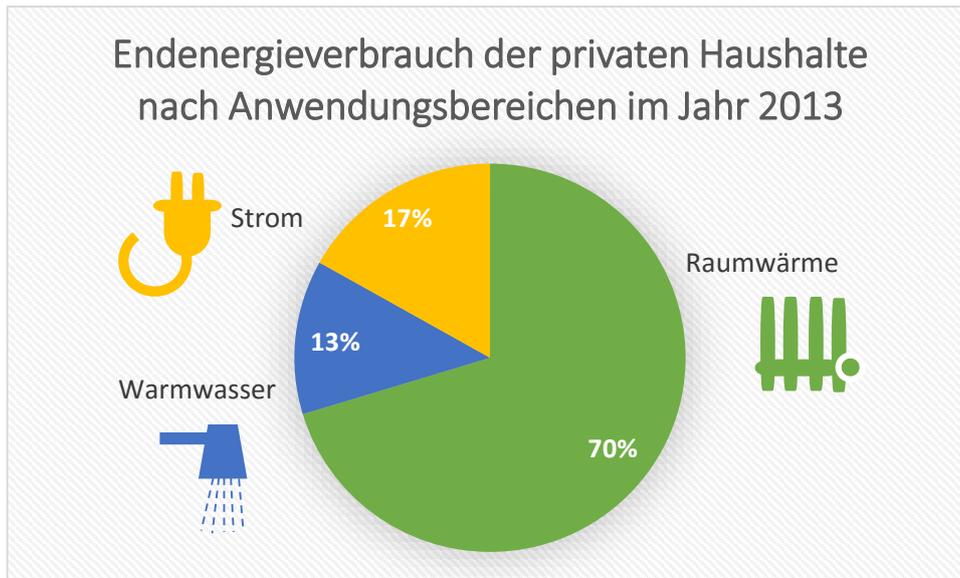


Abbildung 1.2: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2013 (Statista, 2015)

Im Zuge dieser Entwicklung stellt die Nutzung des durch die Sonne produzierten Stromes zur Deckung des Wärmebedarfs im Gebäude eine vielversprechende Alternative da. Der Photovoltaikstrom-Eigenverbrauch und somit die Anlagenrentabilität können somit erheblich gesteigert werden. Auch der Anteil der regenerativen Energien an der Wärmebereitstellung in Deutschland kann dadurch ausgebaut werden. Gleichzeitig ließe sich auch die Abhängigkeit von immer unsichereren Gas- und Ölimporten umgehen.

1.2 Zielsetzung

Im Rahmen dieser Arbeit sollen wissenschaftliche Erkenntnisse zur Eigenverbrauchssteigerung von Solarstrom durch photovoltaische Unterstützung im Heizungssystem für Wohngebäude, insbesondere Einfamilienhäuser, gewonnen werden. Ziel dieser Arbeit ist es, verschiedene praxisnahe Systemkonfigurationen mit PV-Anlage, Wärmepumpe und Batteriespeicher für unterschiedliche Gebäudetypen zu simulieren und zu bewerten. Im Fokus steht dabei, den Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Solarstrom zu steigern und somit die Rentabilität der PV-Anlage bei sinkender Einspeisevergütung zu erhöhen.

Ausgehend von einer Literaturrecherche zu den einzelnen Systemkomponenten und der Erfassung von möglichen Systemansätzen werden Kennzahlen zur Beurteilung der Konzepte vorgestellt. Anschließend werden geeignete PV-Wärmepumpenkonzepte in MATLAB/Simulink nachgebildet. In den folgenden Simulationsrechnungen wird dann untersucht, inwieweit sich der Eigenverbrauchsanteil einer PV-Anlage in Verbindung mit einem Wärmepumpensystem und einem Batteriespeicher steigern lässt. Dabei werden zunächst die energetischen Auswirkungen untersucht, indem neben den elektrisch betriebenen Verbrauchern im Haushalt auch die Wärmepumpe an den PV-Stromkreis angeschlossen wird. Des Weiteren wird dem System ein Batteriespeicher hinzugefügt und dessen Auswirkungen auf den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad des Gebäudes analysiert. Es werden dabei zwei Gebäudetypen unterschiedlichen Wärmedämmstands (Effizienzklassen) betrachtet. Anschließend wird eine umfassende wirtschaftliche Bewertung der Simulationsergebnisse vorgenommen. Dabei wird sowohl die ökonomische Sinnhaftigkeit einzelner Komponenten des Systems betrachtet, als auch das gesamte PV-Wärmepumpensystem hinsichtlich seiner Wirtschaftlichkeit analysiert. Abschließend erfolgt eine ökologische Bewertung der betrachteten Systeme.

2. Stand der Technik

Im Folgenden werden die einzelnen Systemkomponenten zur photovoltaischen Heizungsunterstützung genauer untersucht. Dabei wird im ersten Schritt die Stromerzeugung mittels PV-Systemen betrachtet. Anschließend werden Wärmepumpen analysiert, mit deren Hilfe der erzeugte Strom der PV-Anlage in Wärme gewandelt und im Gebäude genutzt werden kann. Da zwischen Wärmebedarf des Gebäudes und Energieangebot der Sonne gewisse saisonale sowie tageszeitbedingte Diskrepanzen bestehen, müssen Wärmespeichersysteme zum Einsatz kommen. Damit die einzelnen Komponenten des Gesamtsystems miteinander kommunizieren können, werden Steuerungen benötigt, die u.a. die Be- und Entladung der Speichersysteme regeln. Abschließend werden die bereits auf dem Markt verfügbaren Gesamtkonzepte betrachtet und verschiedene wissenschaftliche Systemansätze untersucht.

2.1 Grundlagen und untersuchte Systemkomponenten

Um ein funktionsfähiges Gesamtsystem zur photovoltaischen Unterstützung im Heizungssystem zu entwickeln und mithilfe der Simulationssoftware MATLAB/Simulink analysieren zu können, erfolgt zunächst eine Betrachtung der einzelnen Systemkomponenten.

2.1.1 Photovoltaikanlagen

Da die Sonnenenergie dem Menschen kostenlos und praktisch unbegrenzt zur Verfügung steht, ist sie besonders gut geeignet, um sie mithilfe einer Photovoltaikanlage zur Deckung des Energiebedarfes zu nutzen.

Bisher wird in Deutschland nur ein Teil des vorhandenen Potentials der Energieversorgung mittels Sonnenenergie genutzt. Eine Abschätzung der wirtschaftlich nutzbaren Dachflächen für Photovoltaikanlagen in der Bundesrepublik Deutschland ergab ein Dachflächenpotential von 161 GWp Leistung (Lödl, 2010). Die Ende 2014 installierte Anlagenleistung von 38 GWp in Deutschland (Quaschnig, 2015) entspricht daher, ohne Berücksichtigung des Anteils der vorhandenen Freiflächenanlagen, etwa 24 % des möglichen Potentials. Das zusätzliche Potential auf Ackerflächen oder freien Grünflächen bleibt unberücksichtigt, da in dieser Arbeit ausschließlich PV-Anlagen auf Dächern von Einfamilienhäusern betrachtet werden.

2.1.1.1 Grundlagen

Das Grundprinzip von Photovoltaik besteht darin, dass es mit Hilfe einer Solarzelle möglich ist, Solarstrahlung auf direktem Wege in elektrischen Strom umzuwandeln. Die Zellen bestehen heute meist aus dem Halbleitermaterial Silizium (Si), das auf der Erde in Form von

Quarzsand reichlich vorhanden ist. Ohne Zwischenspeicherprozesse werden in der Photovoltaikzelle unmittelbar bewegliche Ladungsträger generiert und getrennt, also ein elektrisches Spannungsfeld erzeugt. (Zahoransky, 2004)

Grundsätzlich werden drei unterschiedliche Solarzellentypen unterschieden, die jeweils andere Eigenschaften aufweisen und somit verschiedene Wirkungsgrade sowie Vor- und Nachteile mit sich bringen. Die Zellarten werden in Tabelle 1 näher erläutert. In der Literatur sind noch weitere Typen zu finden, die im Folgenden jedoch eine untergeordnete Rolle spielen und somit vernachlässigt werden.

Tabelle 1: Solarzellentypen, unterteilt nach ihrer Materialstruktur (Bschorer, 2013; Wagner, 2009)

Zelltypen	Eigenschaften	Vor- und Nachteile	Wirkungsgrade
Monokristalline Siliziumzelle 	<ul style="list-style-type: none"> * werden aus Silizium-Einkristallen gefertigt * Zellen bestehen aus einem sehr geordneten Kristallgitter 	<ul style="list-style-type: none"> - sehr hoher Herstellungsaufwand + höchste Wirkungsgrade erreichbar 	15 – 17,5 %
Polykristalline Siliziumzelle 	<ul style="list-style-type: none"> * werden durch Gießprozess hergestellt * bestehen aus einem ungeordnetem Kristallgitter („Eisblumen-Oberfläche“) 	<ul style="list-style-type: none"> - Wirkungsgrade geringer als bei monokristallinen Zellen + Geringerer Herstellungsaufwand 	14 – 15 %
Amorphe Siliziumzelle 	<ul style="list-style-type: none"> * Siliziumschicht wird aufgedampft * amorphes, nicht kristallines Material * direkte Absorption der Solarstrahlung möglich 	<ul style="list-style-type: none"> - sehr geringer Wirkungsgrad + niedrige Herstellkosten, da geringe Schichtdicke und somit geringerer Materialaufwand 	5 – 7 %

Quellen Bilder: (EOPLLY SOLAR; Solaranlage.eu; Conrad)

Von der auf die Solarzelle einfallenden Strahlung wird nur ein kleiner Teil in elektrische Energie umgewandelt. Der weitaus größere Teil der Strahlungsenergie wird in den Photovoltaikzellen in Wärme umgesetzt. Der Ertrag einer Zelle ist vor allem auch von deren Standort abhängig. Des Weiteren beeinflussen die Wettergegebenheiten, die Höhe der Anlage, der Sonnenstand im Tagesverlauf, der Aufstellwinkel, der diffuse Strahlungsanteil und das reale Lichtspektrum den Stromertrag an einem gewählten Standort (Weitz, 2014). Auch die Betriebstemperatur spielt eine entscheidende Rolle.

Durch das Verschalten der einzelnen Solarzellen mit Kupferbändern entstehen Solarmodule. Diese bestehen neben den eigentlichen Zellen aus einer vorderseitigen Glasabdeckung mit

einer Antireflexionsbeschichtung und einer rückseitigen Versiegelung. Meist wird das Modul noch mit einem Rahmen versehen. (Wagner, 2009)

Den grundsätzlichen Aufbau eines photovoltaischen Gesamtsystems zeigt Abbildung 2.1. Darin sind die einzelnen Komponenten sowie deren Beitrag zur Verteilung des Solarstromes kurz erklärt. Bei dem dargestellten System handelt es sich um eine netzgekoppelte Photovoltaikanlage. Diese bietet die Möglichkeit, den Teil des erzeugten Solarstromes, der nicht direkt genutzt wird, in das öffentliche Netz einzuspeisen.

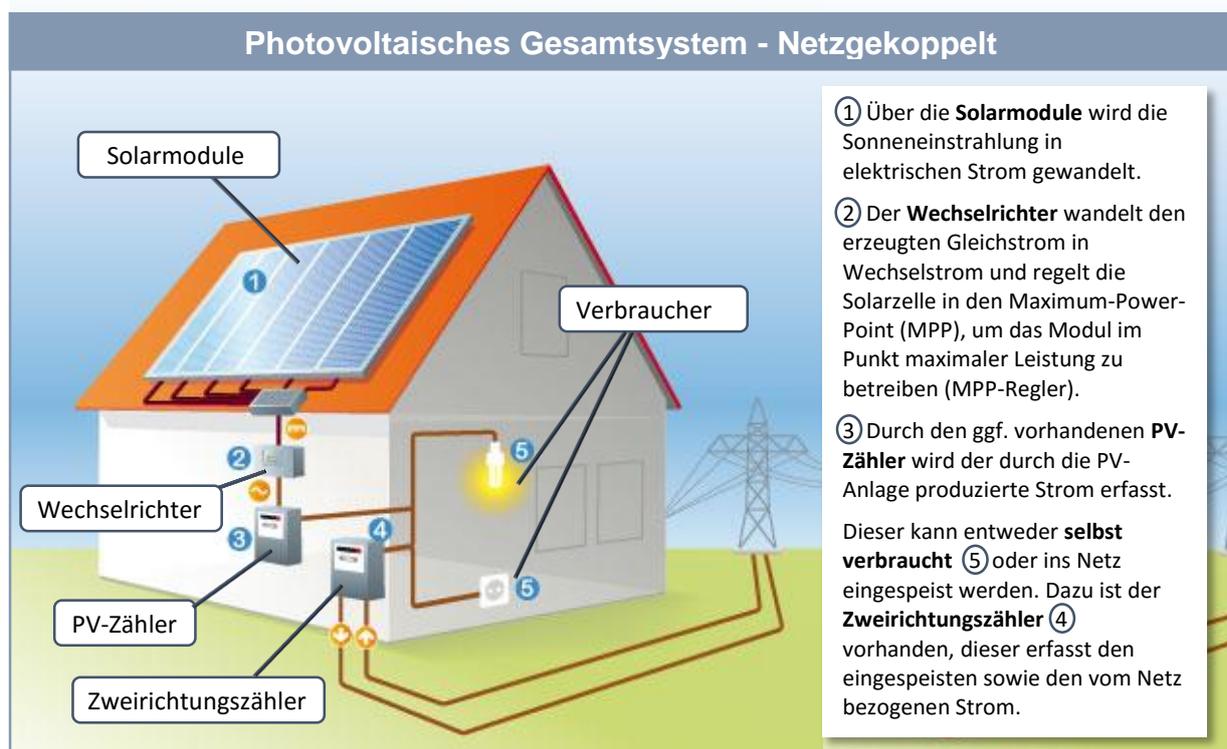


Abbildung 2.1: Photovoltaisches Gesamtsystem mit Erläuterung der beteiligten Komponenten (Triwatt GmbH, 2012)

Im Gegensatz zu netzgekoppelten Anlagen sind auch Inselösungen auf dem Markt verfügbar. Diese dienen der autarken Stromversorgung ausschließlich zum Eigenverbrauch. Da dort in der Regel zeitliche Unterschiede zwischen dem Energieangebot und dem Bedarf bestehen, sind Speichersysteme erforderlich. In der Praxis werden hierzu meist wieder aufladbare elektrochemische Speicher (Batterien) verwendet. (Wagner, 2009)

Aufgrund der stark gesunkenen Einspeisevergütung, wie bereits in Kapitel 1 erläutert, den gestiegenen Strombezugskosten und den gesunkenen Installationskosten für PV-Anlagen werden netzgekoppelte Anlagen üblicherweise nicht mehr nach der zur Verfügung stehenden Dachfläche ausgelegt, sondern auf Eigenverbrauch hin optimiert.

2.1.1.2 Aktuelle Daten zu Photovoltaik

Im Jahr 2000 brachte die Bundesregierung das EEG auf den Weg, das u.a. die Einspeisevergütung von regenerativen Strom in das öffentliche Netz regelt. Zielsetzung dabei war die Beschleunigung der Markteinführung von Technologien zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, wie Windkraft oder Solarenergie. Bis zur Novelle des EEG, die am 1. August 2014 in Kraft getreten ist, sollten Betreiber von Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, eine über 20 Jahre garantierte Einspeisevergütung erhalten. Die Kosten für die EEG-Förderung sollten dabei gleichmäßig auf alle verteilt werden, die Strom verbrauchen. Daraus resultierte die sogenannte EEG-Umlage, diese wird mit dem Strompreis bezahlt. Die Zubaurate an Photovoltaikanlagen stieg durch die staatliche Bezuschussung sehr stark an und der Zweck des EEG wurde im Zeitraum von 2009 bis 2012 sogar übererfüllt (Weitz, 2014). Daraufhin wurden die Subventionen durch das EEG massiv gekürzt, wie auch in Kapitel 1.1 bereits beschrieben, was großen Einfluss auf die Photovoltaikbranche hatte. Der Zubau ist ab dem Jahr 2013 signifikant eingebrochen, wie auch an Grafik 2.2 ersichtlich. Die Anlagenpreise bleiben durch den Entwicklungsfortschritt jedoch weitestgehend stabil, da die Modulherstellungskosten kaum weiteres Kostensenkungspotential aufweisen (Weitz, 2014).

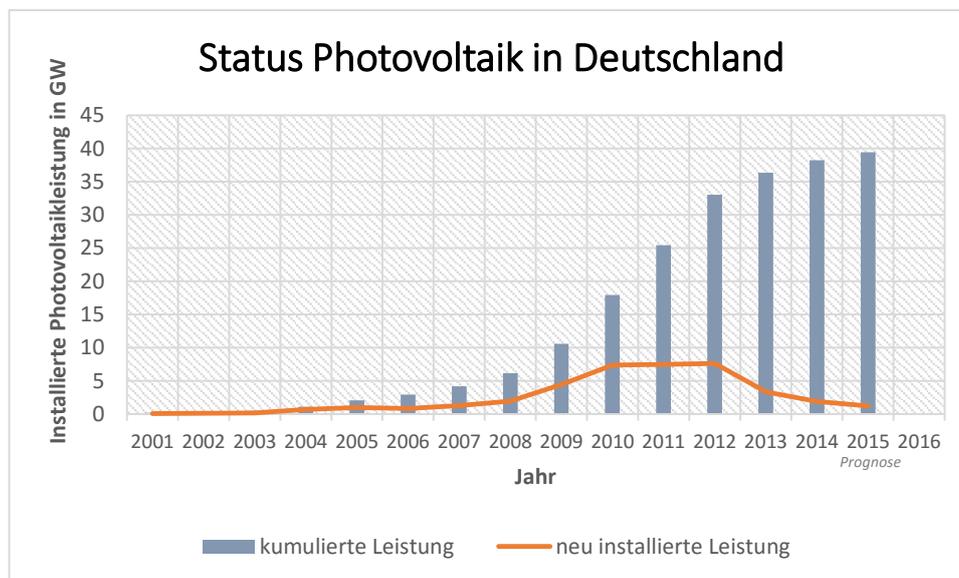


Abbildung 2.2: Status Photovoltaikleistung in Deutschland (Quaschnig, 2015)

Fraglich ist, was mit den bestehenden Anlagen geschieht, die bereits über 20 Jahre die zugesicherte Einspeisevergütung erhalten haben. Da die Vergütung nur auf 20 Jahre geregelt wurde, laufen die alten Verträge ab dem Jahr 2020 nach und nach aus. Es ist zu erwarten, dass nur noch eine sehr geringe oder gar keine Förderung gezahlt wird. Auch dadurch rückt der Eigenverbrauch immer stärker in den Fokus der Anlagenbetreiber.

Aus Abbildung 2.3 geht hervor, dass der Großteil der neu installierten Photovoltaikanlagen in 2013 im Leistungsbereich bis 10 kW Peak-Leistung liegt. Daraus ist zu schließen, dass es sich hierbei meist um lokale Kleinanlagen auf Gebäude-Dächern handelt. Die Einheit Kilo-Watt-Peak (kWp) beschreibt hierbei die genormte Leistung der Module bei einer standardisierten Einstrahlung (1000 W/m², 25°C, AM1,5) (Weitz, 2014).

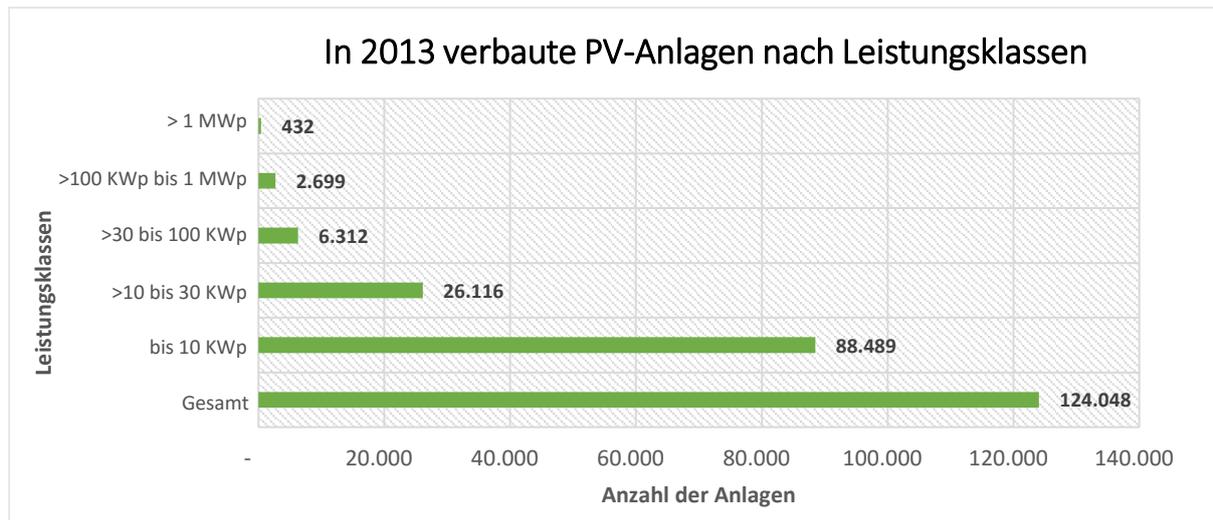


Abbildung 2.3: Zahl der verbaute Photovoltaikanlagen 2013, aufgeschlüsselt nach Leistungsklassen (Gorgus, 2014)

Anhand der vorangegangenen Grafiken wurde ersichtlich, dass in Deutschland bereits eine Photovoltaikleistung von nahezu 40 GW installiert ist. Zudem sind die meisten Anlagen im Bundesgebiet eher kleinere Anlagen mit bis zu 10 kWp, wie sie beispielsweise auf Dächern von Einfamilienhäusern zu finden sind. Auch wurde bereits erläutert, dass sich die Anlagen unter heutigen Bedingungen vor allem über einen hohen Eigenverbrauch rechnen. Dieser könnte durch eine Nutzung des Solarstromes zur Wärmebedarfsdeckung weiter gesteigert werden.

Die Thematik des Verbrauchs elektrischer Energie zur Wärmebereitstellung wird allerdings auch kritisch diskutiert, da die Umwandlung von hochwertigem Strom in niederwertige Wärme exergetisch nachteilig ist. Andererseits gibt es auch aktuelle Diskussionen zur Netzstabilität mit Abregelung von installierten Wind- und PV-Anlagen. Dann ist es wiederum sinnvoll, die Anlagen nicht abzuschalten, sondern den überschüssigen Strom in Form von Wärme zu nutzen. (Tepe, 2014)

Da der Großteil der Anlagen eine geringe Gesamtleistung aufweist und es sich dabei meist um Anlagen auf Hausdächern handelt, können diese auch lokal für den Eigenverbrauch

verwendet werden. Mit welchen technischen Lösungen der erzeugte Solarstrom in Wärme gewandelt werden kann, wird im folgenden Teilkapitel näher beschrieben.

2.1.2 Wärmepumpen und Heizstäbe

Mit Hilfe von Wärmepumpen und elektrischen Heizstäben ist es möglich, den durch die PV-Anlage gewonnen Solarstrom in thermische Energie zu wandeln und somit für den Haushalt in Form von Heizwärme und/oder Warmwasser nutzbar zu machen. Dadurch kann der Eigenverbrauch und somit die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage erheblich gesteigert werden.

2.1.2.1 Grundlagen zu Wärmepumpen und Heizstäben

Grundlagen zu Wärmepumpen

Wärmepumpen nutzen höherwertige Energie, wie Strom oder Erdgas, um Wärme, die sie aus der Umgebung aufnehmen, auf ein höheres Temperaturniveau anzuheben. Die Funktionsweise einer Wärmepumpe entspricht thermodynamisch der eines Kühlschranks. Dieser entzieht den Lebensmitteln Wärme und gibt sie nach außen ab. Bei der Wärmepumpe hingegen, wird nicht dem Kühlgut sondern der Umwelt (bspw. Wasser, Luft, Erdreich) Wärme entzogen und für die Wärmebereitstellung im Haushalt nutzbar gemacht. (Schrag, 2015)

Das Funktionsprinzip einer Wärmepumpe ist in Abbildung 2.4 anschaulich dargestellt. Die Umweltwärme erwärmt ein flüssiges Kühlmittel, das dabei verdampft (1). Anschließend verdichtet ein Kompressor das erwärmte, gasförmige Kühlmittel. Dadurch erwärmt es sich noch weiter (2). Das heiße, gasförmige Kühlmittel kann dann die Wärme an das Heizsystem und den Warmwasserspeicher übertragen. Dabei kühlt es ab und wird flüssig (3). Danach wird das Kühlmittel über ein Expansionsventil entspannt, dadurch wird es noch weiter abgekühlt und kann erneut Wärme aus der Umgebung aufnehmen (4).

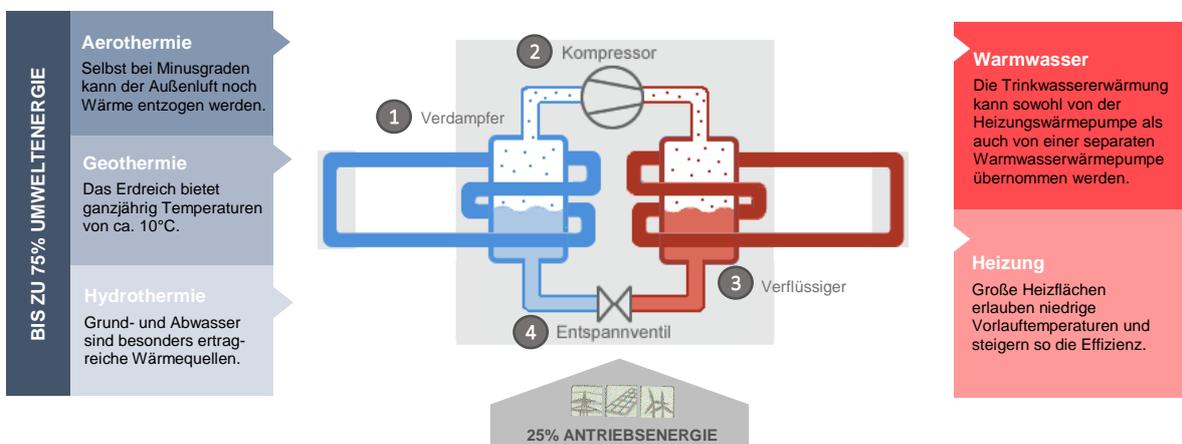


Abbildung 2.4: Schematische Darstellung des Wärmepumpenkreislaufes (Strobel, 2015; Boos, 2015)

Wärmepumpen arbeiten sehr effizient. Für die Bereitstellung des Wärmekomforts im Haus wird nur ein Bruchteil der Wärmeenergie in Form von elektrischem Strom benötigt. Die Wärmepumpe holt den Großteil der Energie aus Grundwasser, Erdreich oder Luft. Diese Energiequellen stehen unerschöpflich und kostenlos zur Verfügung. So können mit einer Einheit Strom als Antriebsenergie der Wärmepumpe, etwa drei bis vier Einheiten Wärme erzeugt werden (Strobel, 2015).

Um die Effizienz von Wärmepumpen bzw. Wärmepumpenanlagen miteinander vergleichen zu können, sind Kennzahlen erforderlich. Die wichtigste Kenngröße ist hierbei der COP-Wert, im deutschsprachigen Raum auch unter dem Begriff Leistungszahl bekannt. Der COP-Wert wird am Prüfstand unter definierten Bedingungen ermittelt. Um die Vergleichbarkeit der COP-Werte für unterschiedliche Wärmepumpen zu gewährleisten, ist darauf zu achten, dass die Werte im gleichen Betriebspunkt sowie nach gleicher Norm ermittelt werden. Daher gehört zur Leistungszahl auch immer die Temperaturangabe der Wärmequelle, z.B. Sole und die Temperaturangabe der abgebenden Wärme, in der Regel Wasser. (Miara, 2013; Bonin, 2012)

$$COP = \varepsilon = \frac{P_H}{P_E} \quad (2.1)$$

mit: P_H = Heizleistung der Wärmepumpe [kW]

P_E = elektrische Leistung der Wärmepumpe / Antriebsleistung [kW]

Eine zweite wichtige Kennzahl, die allerdings nur rein rechnerisch ermittelt wird, ist die Jahresarbeitszahl (JAZ). Dabei wird eine bestimmte Zeitperiode, meist ein Jahr, betrachtet und Klimabedingungen, Betriebsweise der Wärmepumpe sowie Nutzungsverhalten mit einbezogen. Die ermittelte Kennzahl ermöglicht eine Abschätzung der zu erwartenden Effizienz für die angenommenen Bedingungen über eine gewisse Zeit. Die Jahresarbeitszahl kann auch auf der Vermessung der Wärmepumpe unter realen Bedingungen im Feld basieren. (Miara, 2013; Bonin, 2012)

$$JAZ = \beta = \frac{Q}{E} \quad (2.2)$$

mit: Q = Jahreswärmebedarf des Gebäudes [kWh/a]

E = Jahresenergieverbrauch für alle elektrischen Komponenten der Wärmepumpenanlage [kWh/a]

Die Leistungszahl ist hoch, wenn die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequellentemperatur und Temperatur des Wärmeabgabesystems, d.h. notwendige Vorlauftemperatur gering ist. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 2.5 im linken Diagramm dargestellt. Deshalb ist die

Verwendung von Flächenheizsystemen in Verbindung mit Wärmepumpensystemen zu empfehlen, da diese nur geringe Vorlauftemperaturen benötigen und somit das obere Temperaturniveau gering gehalten werden kann. Auch die Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe ist neben der Art der Wärmequelle entscheidend von der benötigten Vorlauftemperatur des Heizsystems abhängig. Diese Beziehung ist in Abbildung 2.5 auf der rechten Seite verdeutlicht. Des Weiteren geht aus der Grafik hervor, dass Grundwasser-Wärmepumpen auch bei hohen Vorlauftemperaturen am effizientesten arbeiten. Dies ist auf das annähernd gleichbleibende Temperaturniveau des Grundwassers im Jahresverlauf zurückzuführen (Schrag, 2015).

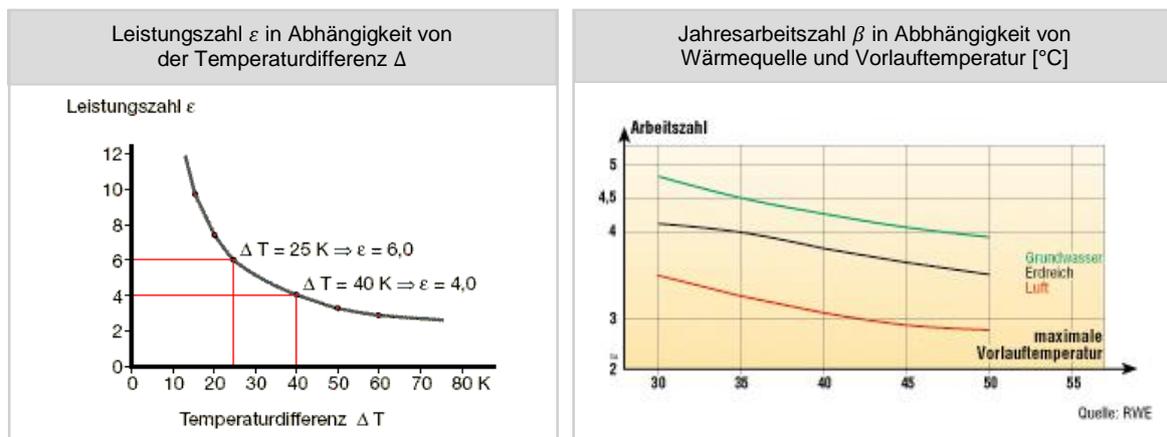


Abbildung 2.5: Veranschaulichung des Zusammenhangs zwischen Effizienz der Wärmepumpe und nötiger Vorlauftemperaturen des Wärmeabgabesystems (Beitzke, 2014; Schrag, 2015)

Wie bereits erwähnt benötigt die Wärmepumpe eine Wärmequelle, der sie Wärme entziehen kann. In der folgenden Auflistung sind die im Wohnungsbau in Deutschland üblichen Wärmequellen mit ihren Vor- und Nachteilen kurz erläutert. In der Fachliteratur sind noch weitere Wärmequellen aufgeführt, die im Folgenden nicht weiter betrachtet werden.

1. Wärmequelle: Erdreich

a. Erdkollektor



- * geschlossenes Rohrsystem in den oberen fünf Metern des Untergrundes
- * Forstschutz-Wasser-Gemisch entzieht im Heizbetrieb dem Erdreich Wärme

Vorteil: + relativ hohe Jahresarbeitszahlen erreichbar
 Nachteile: - viel Fläche für wenig Entzugsleistung nötig
 - Verwendung des Bodens eingeschränkt & teuer

Ertrag: $1 \text{ kW} / 42 \text{ m}^2$ Registerfläche, Jahresarbeitszahl: 3,0 – 4,0

b. Erdwärmesonden



- * geschlossenes Rohrsystem, in Deutschland meist in Tiefen zw. 50m-100m
- * Nutzung des umgebenden Erdreiches als Wärmequelle im Heizbetrieb

Vorteil: + bereits bei geringer Tiefe hohe Entzugsleistung
 Nachteile: - Bohrung nötig, diese ist meist aufwändig und teuer
 - Gefahr Grundwasserverunreinigung bei Bohrung

Ertrag: $1 \text{ kW} / 15 \text{ m}$ Sondenlänge, Jahresarbeitszahl: 3,0 – 4,0

2. Wärmequelle: Grundwasser

Grundwasserbrunnen



- * offenes System, Grundwasser wird über Förderbrunnen hochgepumpt
- * nach der Nutzung in der Wärmepumpe in gleiche Schicht zurückgeführt

Vorteil: + keine wesentlichen Temperaturschwankungen über Jahr
 Nachteile: - Standortabhängig, Wasserführende Schicht ist nötig
 - offenes System: Grundwasserschutz, Verunreinigungen

Ertrag: 1kW / >150l/h Wasser, Jahresarbeitszahl: 3,5 – 4,5

3. Wärmequelle: Außenluft

Außenluftnutzung



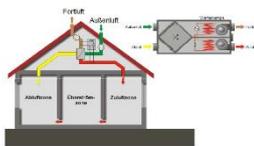
- * Nutzung der Außenluft als Wärmequelle, jahreszeitliche Schwankungen
- * Divergenz zwischen größter Heizlast (Winter) und Außentemperaturen

Vorteil: + geringe Installationskosten & überall Verfügbar
 Nachteile: - hohe Schallemissionen
 - geringer Wirkungsgrad, im Winter geringe Temperaturen

Ertrag: 1kW / 1.200 m³ Luft, Jahresarbeitszahl: 2,4 – 2,9

4. Wärmequelle: Abluft

Lüftungsanlagen



- * Nutzung der Abluft aus den Räumen als Wärmequelle möglich
- * nach der Nutzung über Dach oder an der Außenwand ausgeblasen

Vorteil: + im Winter höhere Temperaturen als Außenluft vorhanden
 Nachteile: - hohe Schallemissionen
 - nur möglich, wenn Lüftungsanlage im Haus vorhanden ist

(Miara, 2013; Schrag, 2015)

Die Außenluft-Wärmepumpe gewinnt in Deutschland, vor allem wegen ihrer geringen Installationskosten, zunehmend an Bedeutung. Zudem ist diese als Nachrüstlösung bei Altbauten gut einsetzbar. Allerdings bringt sie den Nachteil der hohen Schallemissionen mit sich. Eine mögliche Lösung hierfür ist der Einsatz von Splitgeräten, bei denen Verdampfer und Verdichter in einem separaten Außenmodul untergebracht werden. Auf dem Markt werden heute auch Wärmepumpen mit Kühlfunktion angeboten. (Bruschke-Reimer, 2015)

Nach Festlegung der Wärmequelle und Ermittlung der erforderlichen Heizleistung ist zu definieren, ob der gesamte Jahresheizwärmebedarf durch die Wärmepumpe gedeckt werden soll. Dabei sind verschiedene Betriebsmöglichkeiten der Wärmepumpe denkbar, die in Abbildung 2.6 dargestellt sind. Wird der Jahresbedarf von einer oder mehreren Wärmepumpen gedeckt, handelt es sich um monovalenten Betrieb. Wird eine Wärmepumpe mit einem weiteren elektrisch betriebenen Wärmeerzeuger bspw. einem Elektroheizstab kombiniert, spricht man von monoenergetischem Betrieb. Eine Wärmepumpe wird bivalent betrieben,

wenn sie mit einem weiteren Wärmeerzeuger kombiniert wird, der einen anderen Endenergieträger als Strom nutzt. (Miara, 2013)

Der bivalente bzw. monoenergetische Betrieb einer Wärmepumpe ist durchaus sinnvoll, da Wärmepumpen im Winter bei geringer Außentemperatur meist an Effizienz verlieren, dort allerdings die Heizlast sehr hoch ist. Dieses Verhalten tritt gerade bei Luft-Wasser-Wärmepumpen besonders stark auf. Somit ist ein zusätzlicher Wärmeerzeuger eine gute Möglichkeit zur Spitzenlastdeckung an kalten Tagen. Ein weiterer Aspekt zur Wahl der Betriebsart ist die maximal nötige Heizungsvorlauftemperatur. Liegt diese über der von der Wärmepumpe erreichbaren Vorlauftemperatur, wird in jedem Fall ein weiterer Wärmeerzeuger benötigt. (Miara, 2013)

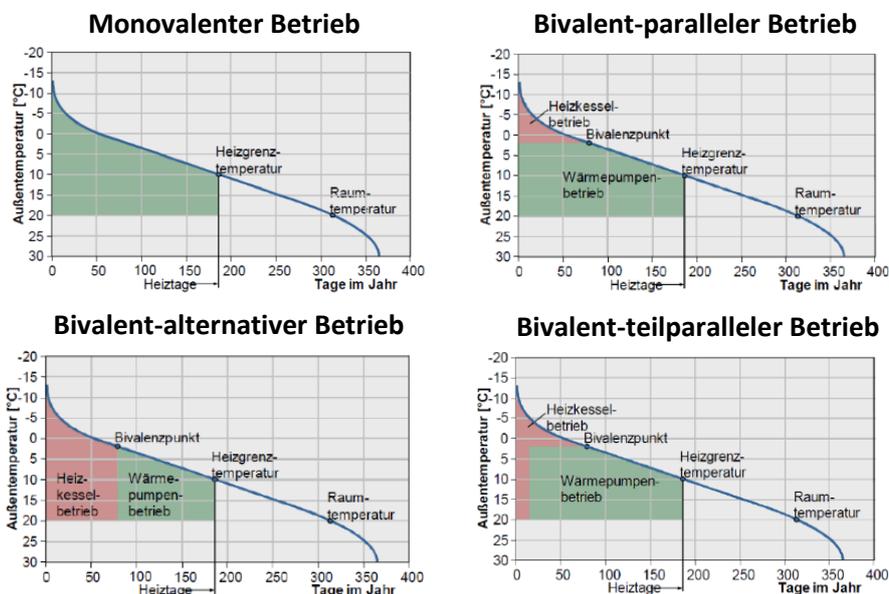


Abbildung 2.6: Mögliche Betriebsweisen von Wärmepumpen (Schrag, 2015)

Um möglichst viel des erzeugten Solarstromes zur Wärmebedarfsdeckung nutzen zu können, ist der Einsatz von modernen Inverter-Wärmepumpen vorteilhaft. Durch die variable Anpassung der elektrischen Aufnahmeleistung, können diese sehr effektiv die fluktuierenden Überschüsse des Solarstromes verwerten. (Tjaden, et al., 2015)

Grundlagen zu Heizstäben

Es ist auch denkbar, den Photovoltaikstrom mittels einer Elektroheizung, meist in Form eines Elektroheizstabes zum Heizen zu verwenden. Eine einfache Elektroheizung kann jedoch, im Gegensatz zu einer Wärmepumpe, die eingesetzte Energie nicht vervielfachen und erzielt somit keinen Wirkungsgrad größer eins. Deshalb ist eine reine Beheizung mittels Elektroheizung aus Effizienzgründen nicht empfehlenswert. Es kann jedoch durchaus sinnvoll

sein, den Elektroheizstab mit einer Wärmepumpe zu kombinieren und als Notreserve zu nutzen, falls die Wärmepumpenleistung nicht ausreichend ist. Der Heizstab kann sich bspw. im Heizungspuffer-, dem Trinkwasserspeicher oder dem gemeinsamen Vorlauf befinden. (Miara, 2013)

Heizstäbe sind im Vergleich zu Wärmepumpen zwar weniger effizient, jedoch deutlich günstiger bezüglich der Investitionskosten. Durch den Einsatz einer Heizpatrone bspw. zur Spitzenlastdeckung ist es möglich, die Wärmepumpe kleiner zu dimensionieren, was wiederum finanzielle Vorteile aufweist. Zudem sind Heizstäbe leichter nachrüstbar, was insbesondere bei Sanierungen von Altbauten eine wichtige Rolle spielt.

Des Weiteren ist zu differenzieren, ob der eingesetzte Heizstab in seiner Leistungsaufnahme regelbar ist oder nicht. Wird bspw. in einem Altbau neben elektrischen Haushaltsgeräten ausschließlich ein Heizstab zur Zuheizung an die PV-Anlage angeschlossen, ist die Regelbarkeit wichtig, um die Leistungsaufnahme an den aktuellen Solarstromüberschuss anzupassen. Der Überschuss der PV-Anlage, nach Stromverbrauch der Haushaltsgeräte, kann durchaus geringer sein als die typische Heizstableistung von zwei bis fünf Kilowatt. Ist der Heizstab nicht regelbar, muss er entweder ausgeschaltet bleiben oder es muss Netzstrom bezogen werden, was ökologisch nicht sinnvoll ist. (Fuhs, 2014)

2.1.2.2 Aktuelle Entwicklung

Mit der überarbeiteten Energieeinsparverordnung (EnEV 2014) und der Durchführungsverordnung zur Energiekennzeichnung (EnergieLabel) haben Bund und EU Änderungen der Gesetzeslage auf den Weg gebracht, die weitreichende Auswirkungen für die Heizungsbranche zur Folge haben. Die neuen Regelungen zielen darauf ab, die Energieeffizienz von Gebäuden zu steigern. Da Wärmepumpen einen hohen Anteil regenerativer Umweltenergie nutzen, also sehr effizient arbeiten und extrem sparsam mit primärenergetischen Ressourcen umgehen, profitiert die Technologie von den verschärften EnEV-Standards und der verbesserten Transparenz durch das EnergieLabel. Zudem wird durch die EnEV-Anpassung der Primärenergiefaktor für Strom zum 1. Januar 2016 von 2,4 auf 1,8 gesenkt. Dadurch schneiden Wärmepumpen auch in einer ökologischen Betrachtung zukünftig noch besser ab. (Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2014)

Durch diese Entwicklung gewinnt auch für Verbraucher der Einsatz von Wärmepumpensystemen zunehmend an Attraktivität. Durch die Vorgaben der EnEV wird der maximal zulässige Primärenergiebedarf beschränkt. Investiert ein Bauherr gleich in ein regeneratives Heizsystem, kann er sich die teureren Maßnahmen zur Optimierung eines

konventionellen Systems sparen. Die stetig steigende Akzeptanz der Wärmepumpensysteme bei den Verbrauchern ist auch an Abbildung 2.7 erkennbar.

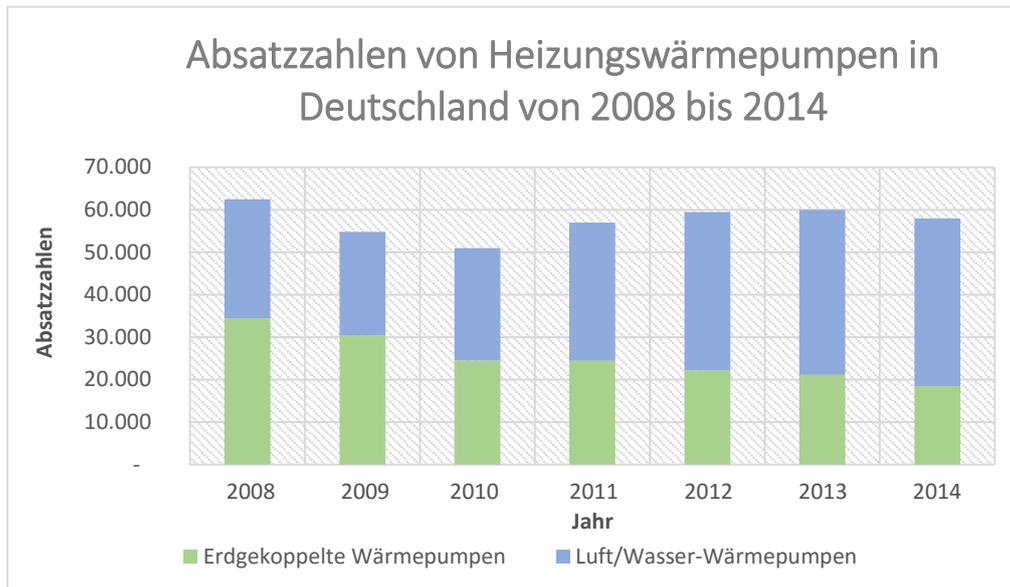


Abbildung 2.7: Absatzzahlen Heizwärmepumpen in Deutschland (Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2015)

Seit 2011 liegen die Verkaufszahlen etwa auf gleichem Niveau von jährlich ca. 60.000 verkauften Wärmepumpen. Den leicht rückläufigen Wärmepumpenabsatz 2014 begründet der Geschäftsführer des Bundesverbandes Wärmepumpe e.V. mit dem Ölpreis-Verfall und der Verunsicherung der Verbraucher durch nicht eingehaltene Regierungsversprechen (Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2015). Allerdings ist an der Auswertung der Verkaufszahlen zu erkennen, dass im Jahr 2014 Luft-Wärmepumpen doppelt so oft verkauft wurden als erdgekoppelte Wärmepumpen. Der Grund dafür liegt vorrangig in den geringeren Investitionskosten für Luft-Wärmepumpen, obwohl erdgekoppelte Anlagen deutliche Vorteile bezüglich der Effizienz aufweisen. Durch die verschärften EnEV-Bedingungen ist zu erwarten, dass der Absatz für Wärmepumpensysteme in den kommenden Jahren weiter zunehmen wird. Mit einem Marktanteil von 32% sind Wärmepumpensysteme heute schon nach Gasheizungen die zweitbeliebteste Heizquelle im Neubau (Bruschke-Reimer, 2015).

Wenn nun zusätzlich der für die Wärmepumpe benötigte Strom eigens durch eine Photovoltaikanlage erzeugt werden kann, ist dies für den Verbraucher wiederum wirtschaftlicher. Mit Stromentstehungskosten für Solarstrom je nach Systempreis, Renditeerwartung und Anlagenperformance zwischen 10 und 18 Cent/kWh ist Solarstrom damit billiger als der Großteil der Regionaltarife für Wärmepumpen. Dadurch erhöht auch jede über eine Wärmepumpe genutzte solare Kilowattstunde die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe. (Tjaden, et al., 2015)

Aus den vorgegangenen Erläuterungen ist zu schließen, dass die Kombination von Photovoltaik und Wärmepumpe auch in Zukunft großes Einsatzpotential aufweist. Allerdings bestehen zwischen dem Stromangebot durch die Solarstrahlung und dem Heizwärmebedarf oft zeitliche Unterschiede. Wie die Diskrepanz zwischen Energieangebot und Wärmebedarf ausgeglichen werden kann, wird im nächsten Teilkapitel näher erläutert.

2.1.3 Speichersysteme

2.1.3.1 Notwendigkeit von Speichersystemen

Wird die solare Strahlung der Sonne zur Energiegewinnung genutzt, muss berücksichtigt werden, dass diese nicht zu jeder Zeit zur Verfügung steht. In der Regel kommt es zu einer Phasenverschiebung zwischen solarem Energieangebot und dem Wärmebedarf eines Haushaltes (Zahoransky, 2004). Diese Verschiebung kann im Laufe eines Tages auftreten, bei der Gebäudebeheizung tritt sie sogar saisonal auf, weshalb solar betriebene Wärmesysteme in der Regel nicht ohne Energiespeicherung auskommen. In Abbildung 2.8 ist die saisonale Phasenverschiebung schematisch dargestellt. Vergleicht man die blaue und die grüne Linie, ist erkennbar, dass Bedarf und Erzeugung nicht den gleichen Jahresverlauf aufweisen. Dies kann durch kleine, lokale Speicher oder durch große, zentrale Saisonspeicher überbrückt werden. Zudem ist erkennbar, dass bei stündlicher Bilanzierung der mögliche Direktverbrauch sinkt, denn bei Nacht oder an Tagen mit geringer Einstrahlung kann der Strombedarf nicht durch die PV-Anlage gedeckt werden. (Becke, 2014)

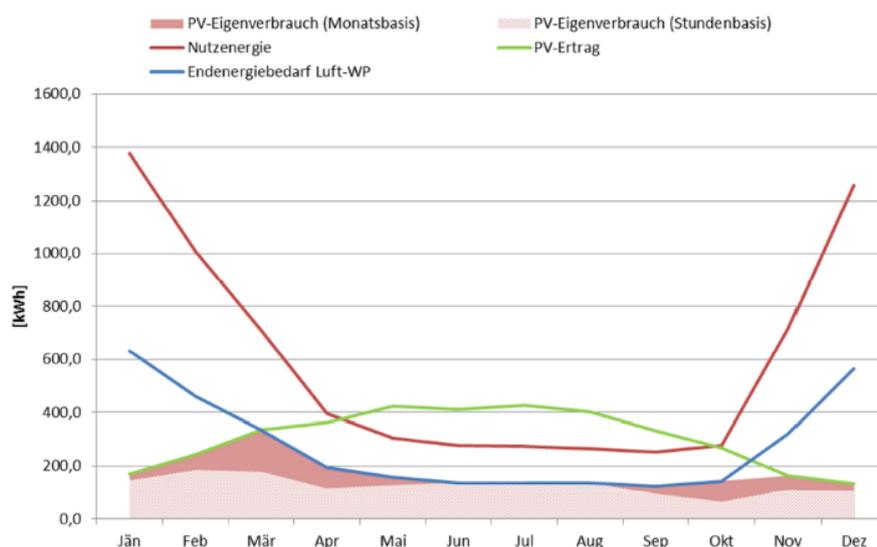


Abbildung 2.8: Nutzenergiebedarf eines 20 kWh/m²a-Hauses, Endenergiebedarf einer Luft-Wärmepumpe um Nutzwärme zu erzeugen, PV-Ertrag einer 3,6-kWp-Anlage (Becke, 2014)

Erzeugung und Verbrauch von Wärme müssen zeitlich entkoppelt werden. Damit auch an kalten Wintertagen mit wenig Sonneneinstrahlung genügend Wärme für Warmwasser- und

Heizbedarf zur Verfügung steht, können verschiedenste Speichersysteme zum Einsatz kommen. Die wichtigsten Speichertypen für Einfamilienhäuser werden nachfolgend kurz erläutert.

2.1.3.2 Speicherarten

Bei der Betrachtung der Speicherarten wird grundsätzlich zwischen elektrischen und thermischen Speichern unterschieden. Den elektrischen Speichern wird bei der Entladung elektrischer Strom entnommen. Thermische Speicher können sowohl thermisch als auch elektrisch beladen werden, bei der Entladung wird jedoch ausschließlich thermische Energie abgegeben.

Elektrische Speicher

Elektrochemische Speicher

Eine Möglichkeit besteht darin, den erzeugten Solarstrom direkt in einem wiederaufladbaren elektrochemischen Speicher (Batterie) zu speichern. Dabei ist die Blei-Säure-Batterie, wegen ihres einfachen und preiswerten Aufbaues, das am weitesten verbreitete Speichersystem. Die Selbstentladungsrate von 0,5% bis 1% pro Tag ist im Vergleich zu anderen Batterietypen verhältnismäßig gering. Auch die Anschaffungskosten sind vergleichsweise günstig. (Wagner, 2009)

Des Weiteren ist auch der Einsatz von Nickel-Cadmium-Batterien, Nickel-Metallhydrid-Batterien oder Lithium-Ionen-Batterien denkbar. Der Vorteil von Lithium-Ionen-Batterien besteht darin, dass diese Batterien besonders hohe Speicherkapazitäten aufweisen. Auch deren Haltbarkeit bei zyklischer Belastung ist im Vergleich zu Blei-Batterien deutlich höher. Allerdings beschränken die hohen Materialkosten die Anwendung auf Bereiche, in denen sehr hohe Energie- und Leistungsdichten notwendig sind. Somit sind diese Batterien auch für die mögliche Einbindung in ein Photovoltaiksystem gut geeignet. (Wagner, 2009)

Thermische Speicher

Warmwasserspeicher

Die derzeit üblichste Art, die durch die Wärmepumpe erzeugte thermische Energie zu speichern, sind Warmwasserspeicher. Wasser hat als Speichermedium die Vorteile, dass es in ausreichender Menge vorhanden ist, chemische Stabilität aufweist und eine vergleichsweise große spezifische Wärmekapazität besitzt. Für den Heizungsbereich ist es zudem gut geeignet, weil es im Temperaturbereich bis 90°C problemlos handhabbar ist. (Oberzig, 2014)

Es wird unterschieden, ob die erzeugte Wärme ausschließlich zur Trinkwassererwärmung dient oder auch zur Deckung des Heizwärmebedarfs verwendet wird. Je nach Verwendungszweck der erzeugten Wärme wird zwischen Brauchwasserspeicher, Pufferspeicher oder Kombispeicher differenziert. Die verschiedenen Wasser-Speichersysteme sind in Abbildung 2.9 dargestellt.

Bei warmem Brauchwasser ist die Trinkwasserqualität entscheidend, deshalb ist besonderes Augenmerk auf die Hygiene zu legen. Wird hingegen erwärmtes Wasser des Heizkreises in einem Pufferspeicher zwischengelagert, dient dies zur Überbrückung sonnenarmer Phasen und die Hygienequalität spielt dabei eine untergeordnete Rolle. Deshalb können diese aus unbeschichtetem Stahl oder Kunststoff gefertigt sein, was zu geringen Kosten führt. Kombispeicher sind kompakt und platzsparend, da die Funktionen Brauchwassererwärmung und Pufferung des Heizwassers in einem Gerät integriert sind. Bei allen Wasserspeichern ist auf eine ausreichende Dämmung des Speichers sowie der Rohranschlüsse zu achten. (Oberzig, 2014)

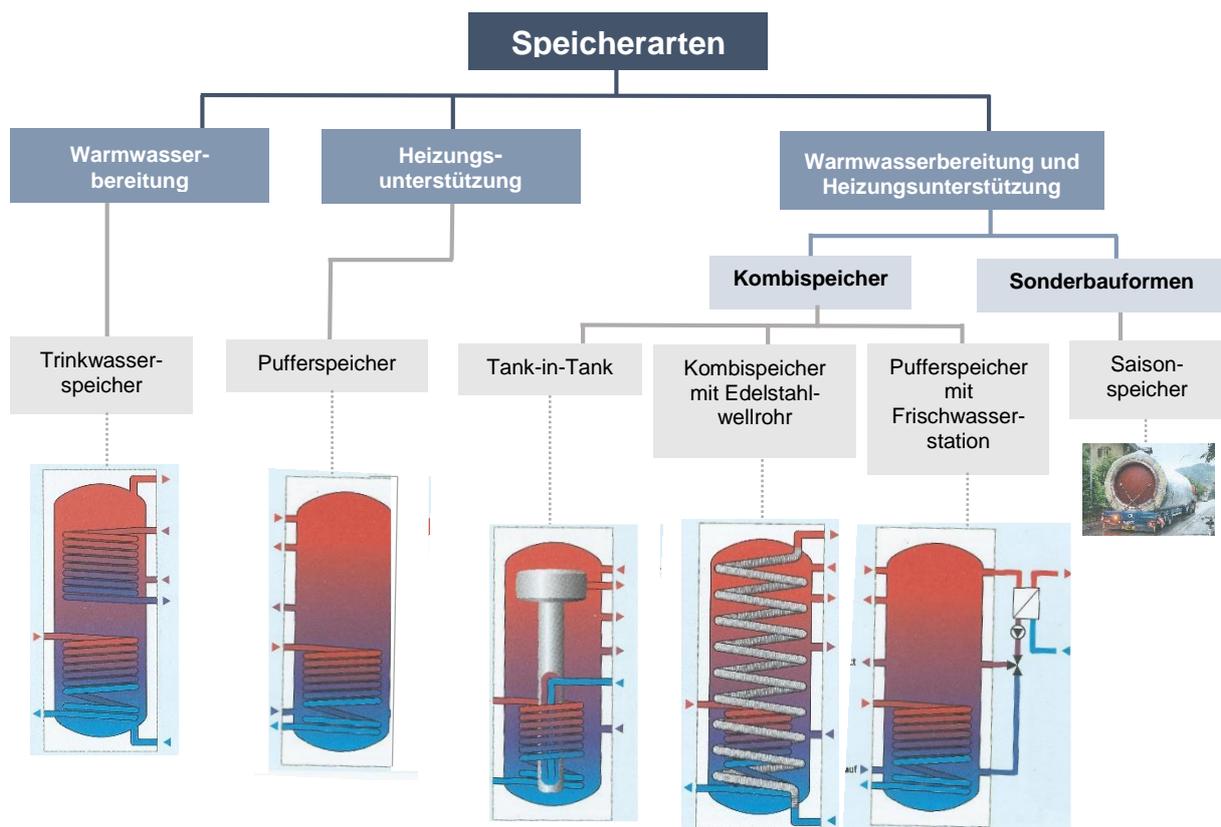


Abbildung 2.9: Speichertypen nach ihrem Einsatzzweck (Oberzig, 2014)

Gebäude Aktivierung

Eine weitere Möglichkeit der thermischen Wärmespeicherung stellt die Gebäudeaktivierung dar. Dazu werden dünne Kunststoffrohre direkt in Massivdecken oder Massivwände verlegt, durch die Wasser als Heizmedium fließt. Werden die Rohre direkt in eine Betonschicht eingebettet, wie in Abbildung 2.10 dargestellt, spricht man auch von Betonkernaktivierung. Die Rohrsysteme nutzen den Betonkern der Gebäudemasse zur Speicherung und zum Austausch thermischer Energie (Uponor, 2015).

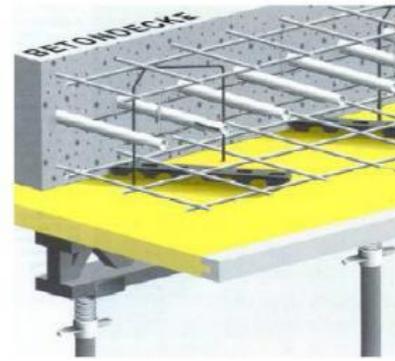


Abbildung 2.10: Betonkernaktivierung zur Temperierung (Schrag, 2015)

Die aktivierten Bauteile können über die gesamte Fläche Wärme abgeben. Durch die großen Übertragungsflächen kann die Vorlauftemperatur niedrig gehalten werden. Dies ist besonders für den effizienten Einsatz von Wärmepumpensystemen vorteilhaft. Als Nachteil der Gebäudeaktivierungs-Systeme ist vor allem deren schlechte Regelbarkeit anzuführen. Durch die Massivdecken bzw. -wände sind die Systeme sehr träge. Grundsätzlich eignen sich die Systeme der Gebäudeaktivierung sowohl zur Beheizung als auch zur Kühlung. (Schrag, 2015)

Nachtspeicheröfen

Nachtspeicheröfen wurden in den 1960er-Jahren entwickelt, um die Auslastung von schlecht regelbaren Kraftwerken und damit deren Wirkungsgrad zu erhöhen. Kern- oder Braunkohlekraftwerke können nicht oder nur schlecht an ein vorgegebenes Lastprofil angepasst werden. Gleiche Eigenschaften diesbezüglich weisen auch Windkraft- oder Photovoltaikanlagen auf. Speicherheizungen sind eine Möglichkeit, Erzeugung und Bedarf in Einklang zu bringen. (Sterner, et al., 2014)

Nachtspeicherheizungen nehmen während der Schwachlastzeit elektrische Energie auf, wandeln diese in Wärme und speichern die Wärme in ihrem Kern. Verteilt über den Rest des Tages gibt die Heizung die gespeicherte Wärme dann wieder ab. Das Funktionsprinzip ist in Abbildung 2.11 dargestellt. Kalte Luft strömt seitlich in den Ofen ein, erwärmt sich in den Kanälen der Speichersteine und strömt als warme Luft durch die Luftaustrittsgitter in den Raum. Aus primärenergetischer bzw. ökologischer Sicht ist die Verwendung von üblichem Haushaltsstrom kritisch zu betrachten.

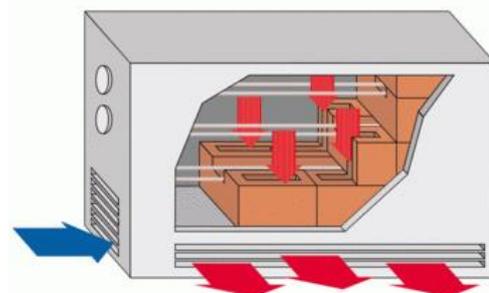


Abbildung 2.11: Funktionsweise eines Nachtspeicherofens (Bundesamt für Gesundheit, 2008)

Wird der Strom allerdings durch erneuerbare Energiequellen erzeugt, trifft diese Aussage nicht mehr zu. Somit ist es sinnvoll, diese nicht mehr wie früher bevorzugt nachts zu laden, sondern immer dann, wenn ein Überschuss aus Solarstrom oder Windkraft vorhanden ist. Die elektrische Energie kann dann in den Speicheröfen gespeichert und zeitversetzt in Form von Wärme wieder freigegeben werden. (Sternier, et al., 2014)

Eisspeicher

Der Eisspeicher ist als Latentwärmespeicher eine Sonderbauform des Wasserspeichers. Die Kombination aus Wärmepumpe und Eisspeicher ersetzt Erdsonden und Erdkollektoren. Der Vorteil des Eisspeichers gegenüber anderen erdgekoppelten Wärmepumpensystemen besteht darin, dass kein aufwändiges Genehmigungsverfahren erforderlich ist (Frenken, et al., 2015). Der Eisspeicher wird komplett mit Wasser (Leitungswasser oder Grundwasser) gefüllt, somit bringt eine Leckage keine negativen Einflüsse auf Umwelt oder Grundwasser mit sich.

Abbildung 2.12 zeigt den Blick in einen geöffneten Eisspeicher von Viessmann. Der Eisspeicher nutzt die im Wasser enthaltene Energie, die beim Gefrieren frei wird. Das Funktionsprinzip ist Folgendes: Außenluftwärme oder solare Strahlungswärme wird in den mit Wasser gefüllten Betonbehälter im Erdreich eingespeist. Über einen Wärmeübertrager entzieht die Wärmepumpe die Energie zur Wärmebedarfsdeckung des Haushaltes, bis sich der Speicher so stark abkühlt, dass er vereist. Der Phasenübergang von Wasser zu Eis bringt einen zusätzlichen Energiegewinn. Solare Wärme von Solarthermie-Kollektoren und Erdwärme tauen den Eisspeicher dann wieder auf, der Kreislauf beginnt von neuem. (Bruschke-Reimer, 2015)



Abbildung 2.12: Blick in einen geöffneten Eisspeicher von Viessmann (Bruschke-Reimer, 2015)

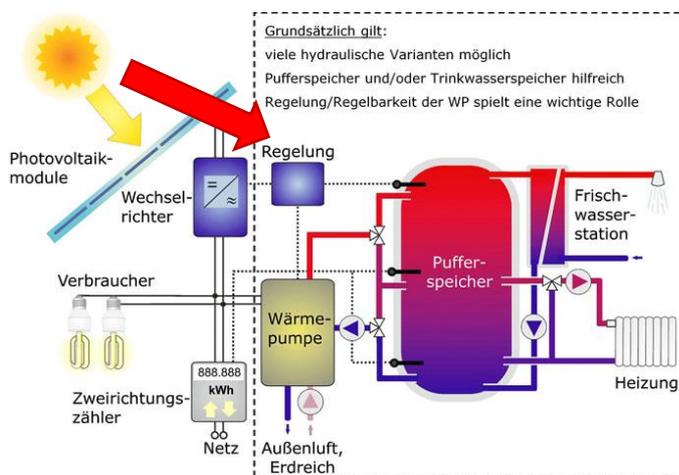
Damit die einzelnen bisher betrachteten Systemkomponenten PV-Anlage, Wärmepumpe und Speicher miteinander kommunizieren und somit optimal aufeinander abgestimmt werden können, sind spezielle Regelungen erforderlich. Mit den verschiedenen Möglichkeiten der Systemregelung befasst sich das folgende Teilkapitel.

2.1.4 Regelung

Für die effiziente Eigennutzung des überschüssigen, selbst produzierten Solarstromes ist es wichtig, dass die Wärmepumpe genau dann läuft, wenn ausreichend Strom von der PV-Anlage zur Verfügung steht.

2.1.4.1 Notwendigkeit einer Regelung

Um grundsätzlich selbst erzeugten Solarstrom nicht nur im Haushalt, sondern auch über die Wärmepumpe nutzen zu können, muss diese an den Haushaltsstromkreis angeschlossen werden. Zu einem PV-Wärmepumpensystem gehört neben der PV-Anlage, der Wärmepumpe



und einem geeigneten Speicher auch ein Systemregler (siehe Abbildung 2.13), der durch Messung der PV-Erzeugung und der zeitgleich im Haushalt auftretenden elektrischen Last, die zur Verfügung stehenden Überschüsse berechnet. Das Regelsystem sorgt somit für eine reibungslose Kommunikation unter den Systemkomponenten. (Tjaden, et al., 2015)

Abbildung 2.13: Aufbau eines PV-Wärmepumpensystems mit zentraler Regelung (Tjaden, et al., 2015)

Um der Wärmepumpe zu signalisieren, wann sie mit Solarstrom betrieben werden kann, fungiert in der Regel der „SG-Ready“-Eingang (SG = Smart Grid) als Ohr der Wärmepumpe. Um den Eingang anzusteuern existieren grundsätzlich mehrere Möglichkeiten. Im einfachsten Fall ist die SG-Ready-Schnittstelle mit einem Relais im Wechselrichter verbunden, welches schaltet, wenn eine bestimmte Leistung durch die PV-Anlage erzeugt wird. Der Schwellwert kann bspw. so eingestellt werden, dass die Leistung dem Durchschnittsverbrauch des Haushaltes plus der Leistung der Wärmepumpe entspricht (Zeitung für Sanitär und Heizung, 2015). Eine weitere Möglichkeit bietet ein elektronischer Stromzähler, der ein definiertes Signal sendet, wenn eine festgelegte Leistung von der Photovoltaikanlage ins Netz eingespeist wird. Auch vorhandene Energiemanagementsysteme können die Aufgabe übernehmen und visualisieren zudem die Energieflüsse im Gebäude. (SANITRÄR + HEIZUNGSTECHNIK, 2015)

Der Bundesverband Wärmepumpe (BWP) hat im Jahr 2013 zur Kennzeichnung von Wärmepumpen, die über eine SG-Ready-Schnittstelle verfügen, das „SG-Ready“-Label

(Abbildung 2.14) auf den Weg gebracht (Bruschke-Reimer, 2015). Über diese standardisierte Kommunikationsschnittstelle sind Wärmepumpen somit in intelligenten Stromnetzen, den Smart Grids, einsetzbar. Wie oben bereits beschrieben können Wärmepumpen, die mit einer SG-Ready-Funktion ausgestattet sind, über ein Signal die Information bekommen, dass im Moment (und ggf. für eine bestimmte Zeit) regenerativer Strom zur Verfügung steht. Woher diese Information kommt – vom Energieversorger oder von der eigenen PV-Anlage – ist für die Wärmepumpe unerheblich. (Zeitung für Sanitär und Heizung, 2015)



Abbildung 2.14: SG-Ready-Label (Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2015)

Mit Hilfe von intelligenten Energiemanagementsystemen können die flexiblen Wärmepumpen künftig dazu beitragen, die schwankende Erzeugung regenerativen Stroms aus Solarstrahlung durch entsprechenden Verbrauch auszugleichen. Bei einem Überangebot an Solarstrom werden sie durch entsprechende Regelungstechnik eingeschaltet und beladen Trinkwasser- oder Heizungsspeicher, ohne dass sich der Betreiber darum kümmern muss. Die genaue Funktionsweise dieser Systeme wird im folgenden Teilkapitel erläutert. (Bruschke-Reimer, 2015)

2.1.4.2 Energiemanagementsysteme und Smart-Home-Lösungen

Zur optimalen Ansteuerung der Wärmepumpen, werden diese künftig verstärkt in Smart Home- oder intelligente Energiemanagementsysteme eingebunden (Bruschke-Reimer, 2015). Ein Energiemanagementsystem geht über das reine Zuschalten der Wärmepumpe hinaus. Einige der derzeit auf dem Markt angebotenen intelligenten Energiemanagementsysteme basieren auf dem „Sunny-Home-Manager“ der Firma SMA. Dieses System erfasst nicht nur alle elektrischen Energieflüsse in Echtzeit, sondern empfängt auch standortbezogene Wetterdaten zur Prognose der PV-Leistung und erlernt das Verbraucherverhalten der Hausbewohner. Auf Basis dieser Daten kann der Sunny-Home-Manager automatisch und vorausschauend planen und zeitlich flexible Stromverbraucher, wie bspw. Waschmaschine, Spülmaschine und insbesondere auch die Wärmepumpe, so ansteuern, dass sie möglichst vollständig mit günstigem Solarstrom betrieben werden. Mit dieser Systemlösung kann zum einen der Eigenverbrauch des durch die PV-Anlage produzierten grünen Stromes erheblich gesteigert werden. Andererseits ermöglicht das System auch, den Energieverbrauch allgemein zu reduzieren. Es ermittelt z.B. welche Verbraucher den meisten Strom verbrauchen und gibt Empfehlungen, welche Gewohnheiten verändert werden sollten oder welche Geräte durch effizientere ersetzt werden könnten. Der Nutzer erhält mit dieser Lösung zusätzlich ein leistungsfähiges PV-Monitoringsystem, mit dem er alle wesentlichen elektrischen Energieflüsse im Haushalt im Blick hat. Voraussetzung für das Abrufen der Wetterdaten durch

den Sunny-Home-Manager und der Ertragsprognose der PV-Anlage ist eine funktionierende Internetverbindung. (Röpcke, 2015; Zeitung für Sanitär und Heizung, 2015)

Damit es dem Energiemanager möglich ist, mit Haushaltsgeräten und Heizsystemen zu kommunizieren, muss zwischen den Geräten ein Steuerungsinterface (zu dt. Schnittstelle) vorhanden sein, über das der Sunny-Home-Manager seine Befehle senden kann. Darauf basierend ist eine Kommunikation über Funksteckdosen via Bluetooth-Verbindung oder eine direkte Datenverbindung (Ethernet) zu Geräten von Stiebel Eltron, Miele oder Tecalor möglich (SMA Solar Technology AG, 2015). (Röpcke, 2015)

Abbildung 2.15 zeigt den durch den Sunny-Home-Manger erstellten „Fahrplan“ für die steuerbaren Verbraucher. Er gibt zudem optische Handlungsempfehlungen zur Steigerung des Eigenverbrauchs.

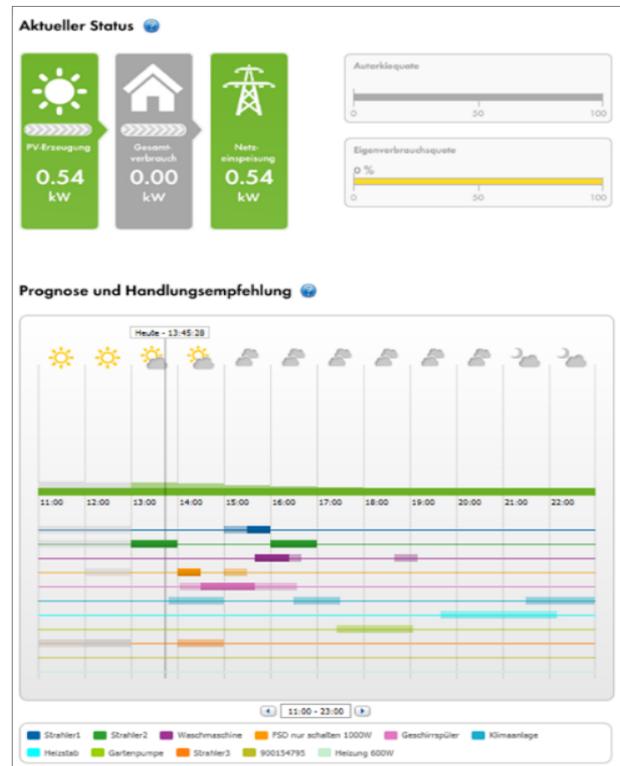


Abbildung 2.15: Statusbildschirm mit aktuellen Leistungsdaten, Erzeugungprognose und "Fahrplan" für die steuerbaren Verbraucher (SMA Solar Technology AG, 2015)

Die bisher auf dem Markt angebotenen Smart-Home-Lösungen beinhalten u.a. die Steuerung von Rollläden, Lampen oder Raumtemperaturen über Smartphones oder Tablet-Computer. Beispielsweise können Heizkörper bereits vor dem Nachhausekommen über das Smartphone eingeschaltet und die gewünschte Raumtemperatur eingestellt werden (Augsten, 2014). Die Hersteller dieser Technik wollen ihren Kunden damit hauptsächlich eine Komfortsteigerung bieten. Die Einbindung von intelligenten Energiemanagementsystemen in die Gebäudetechnik zielt hingegen vor allem auf einen möglichst hohen Eigenverbrauch von Solarstrom sowie auf Energieeinsparung ab. Vor allem die Verbindung von elektrischen Haushaltsverbrauchern, Wärmepumpen und E-Mobilität mit Photovoltaikanlagen steht dabei im Vordergrund.

Den Ausführungen ist demnach zu entnehmen, dass durch die intelligente Zusammenarbeit der einzelnen Systemkomponenten eines PV-Wärmepumpensystems eine Maximierung des PV-Eigenverbrauches möglich ist.

2.2 Gesamtsysteme

Im Vorangegangenen wurden die einzelnen Systemkomponenten zur photovoltaischen Heizungsunterstützung in Wohngebäuden näher untersucht. Dabei wurden vor allem die Grundlagen zu den Komponenten PV-Anlage, Wärmepumpe/Heizstab, Speicher und Regelung betrachtet. Durch unterschiedliche Kombination der einzelnen Systemteile entstehen funktionsfähige Gesamtsysteme. Diese werden im Folgenden betrachtet. In einem ersten Schritt werden die bereits auf dem Markt verfügbaren Konzepte zur photovoltaischen Unterstützung in Heizsystemen analysiert. Anschließend werden vorhandene wissenschaftliche Systemansätze erfasst und untersucht. Bei Betrachtung der Konzepte steht stets die Eigenverbrauchssteigerung des regenerativ erzeugten Solarstromes im Vordergrund.

2.2.1 Am Markt verfügbare Konzepte

Es sind bereits einige Gesamtsysteme zur Wärmeerzeugung mittels Solarstrom entwickelt worden. Dabei handelt es sich zum einen um Pilotanlagen und Forschungsprojekte, die verschiedene Möglichkeiten demonstrieren. Andererseits bieten einige Hersteller der Heizungsbranche bereits schon standardisierte Gesamtsysteme auf dem Markt an. Darüber hinaus ist es möglich, mit verschiedenen Anbietern individuelle, auf das Gebäude abgestimmte Lösungen zu planen. Eine Auswahl der auf dem Markt vorhandenen und für diese Arbeit relevanten Gesamtsysteme wird nachfolgend näher erläutert.

Die vorhandenen technischen Konzepte reichen von rein strombasierten Wärmebereitstellungskonzepten mittels Wärmepumpe über Kombinationen von Wärmepumpensystemen mit Brennwertkesseln bis hin zur Verbindung von Photovoltaik und Solarthermie. Zur übersichtlicheren Darstellung werden die analysierten Konzepte in drei Gruppen eingeteilt. Dabei wird zwischen „reinen PV-Wärmepumpensystemen“, „Hybridsystemen“ und „PV-Wärmepumpensystemen mit Solarthermie“ unterschieden.

Gruppe 1 – Reine PV-Wärmepumpensysteme

In Gruppe 1 „Reine PV-Wärmepumpensysteme“ werden alle Konzepte zusammengefasst, die zur Wärmebedarfsdeckung des Gebäudes ausschließlich auf strombasierte Wärmeerzeuger zurückgreifen. Die untersuchten Energiekonzepte beinhalten neben einer Photovoltaikanlage und einer Wärmepumpe auch einen thermischen Speicher. Optional wird das System durch einen Batteriespeicher oder einen Heizstab ergänzt. Die Systemkomponenten arbeiten in allen Konzepten der Gruppe 1 durch eine intelligente Regelung zusammen.

Der von der PV-Anlage erzeugte Strom wird in den verschiedenen Konzepten in unterschiedlicher Prioritätenfolge genutzt. Meist wird der Solarstrom vorrangig zur Deckung des Haushaltsstrombedarfes genutzt, sekundär zur Aufheizung des Trinkwarmwasserspeichers und mit dritter Priorität zur Raumheizung. Überschüsse werden ggf. in einer Batterie gespeichert und können zu gegebener Zeit wieder entnommen werden. Wenn auch der elektrische Speicher voll beladen ist, können weitere Überschüsse in das öffentliche Netz eingespeist werden. Idealerweise regelt ein intelligentes Energiemanagementsystem die Stromverteilung, um zeitflexible Verbraucher optimal anzusteuern und somit einen möglichst hohen Photovoltaikstrom-Eigenverbrauch zu erreichen.

Gruppe 2 – Hybridsysteme

Um Wärmepumpensysteme auch in bereits bestehenden Gebäuden zu etablieren, werden auf dem Markt hybride Heizlösungen angeboten. Diese sind in Gruppe 2 „Hybridsysteme“ zusammengefasst. Die Kombination von unterschiedlichen Wärmeerzeugern mit verschiedenen Energieträgern verringert einerseits die Abhängigkeit von einem System und macht andererseits den Wärmepumpenbetrieb effizienter. Besonders bei hohen Vorlauftemperaturen kann ein bivalenter Betrieb sinnvoll sein. Bei der Modernisierung eines Altbaus könnte ein bereits vorhandener Kessel bspw. genutzt werden, um die Spitzenlast an sehr kalten Tagen abzudecken, während die kleiner dimensionierte Wärmepumpe die Grundlast übernimmt oder generell nur in der wärmeren Jahreszeit zum Einsatz kommt. Wird der Altbau zusätzlich gedämmt, kann die fossile Heizung möglicherweise ganz entfallen. Insbesondere bei Luft-Wasser-Wärmepumpen ist es sinnvoll, diese mit anderen Wärmeerzeugern zu kombinieren, da die Wärmequelle Außenluft im Winter, wenn der größte Wärmebedarf besteht, am kältesten ist. Bei allen hybriden Anlagen ist ein abgestimmtes Regelungskonzept entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der Anlage. (Bruschke-Reimer, 2015)

Neben den Nachrüstlösungen, bei denen eine bestehende Heizung durch eine Wärmepumpe ergänzt wird, sind seit kurzem auch Kombi-Geräte auf dem Markt. Bei diesen Geräten sind die Wärmepumpe und ein Brennwertkessel in einem Gehäuse untergebracht. Auch hier ist eine Regelung zum effizienten Einsatz der beiden Wärmeerzeuger nötig. (Bruschke-Reimer, 2015)

Gruppe 3 – PV-Wärmepumpensysteme mit Solarthermie

Das Besondere der in Gruppe 3 „PV-Wärmepumpensysteme mit Solarthermie“ untersuchten Konzepte sind die Photovoltaikmodule mit integrierter Solarthermie (PVT). Dabei hat der solarthermische Teil der Hybridkollektoren die Aufgabe die Solarstrahlung direkt in Wärme umzuwandeln. Der vom photovoltaischen Teil erzeugte Strom kann genutzt werden, um eine

Wärmepumpe anzutreiben. Diese nutzt in den untersuchten Konzepten einen Eisspeicher als Wärmequellen. Die Funktionsweise eines Eisspeichersystems wurde bereits in Kapitel 2.1.3 erläutert.

Tabelle 2 stellt eine Übersicht der untersuchten Systeme dar und zeigt, wodurch sich die Lösungen der jeweiligen Gruppe unterscheiden. Detaillierte Informationen zu den aufgeführten Systemen können den angegebenen Quellen entnommen werden. Wie anhand Tabelle 2 ersichtlich, sind heute, gerade im Bereich reiner PV-Wärmepumpensysteme, viele verschiedene Systemlösungen auf dem Markt verfügbar. Auch diese Arbeit legt den Fokus auf Gesamtsysteme, die ausschließlich auf strombasierte Wärmerzeuger zurückgreifen.

Tabelle 2: Übersicht der untersuchten am Markt vorhandenen Systemlösungen

Gruppe	Konzept-Nr.	Konzeptbeschreibung	Komponenten des jeweiligen Konzeptes							
			PV	WP	TS	HS	ES	IR	BK	ST
Reine PV-Wärmepumpensysteme	1	Energiekonzept Doppelhaus Hr. Löderbusch (SANITÄR + HEIZUNGSTECHNIK, 2015)	X	X	X	X	X	X		
	2	Enerquinn, PV-Wärmepumpensystem als Eigenverbrauchslösung (Augsten, 2014), (Enerquinn Energiesystemtechnik GmbH)	X	X	X		X	X		
	3	Rennergy Systems: „PV-Heiz“-System (Q-Hybrid-Solo) (Schwarzburger, 2015), (Rennergy Systems AG, 2015)	X	X	X	X		X		
	4	Ebitsch, PV-Wärmepumpensystem mit vertikalem Saisonspeicher (Ebitsch, 2015)	X	X	X			X		
	5	Bosch PowerTec, PV-Wärmepumpen-System mit Regelung „e.Control“ (Buddensiek, 2014), (Bosch PowerTec, 2015)	X	X	X		X Opt.	X		
Hybridsysteme	6	Wärmepumpe und Heizkessel (WP u.a. als Nachrüstlösung) (Bruschke-Reimer, 2015), (Viessmann, 2015)	X	X	X			X	X	
	7	Kombi-Geräte, Wärmepumpe und Brennwertkessel in einem Gehäuse (Bruschke-Reimer, 2015), (Rotex), (Junkers)	X	X	X			X	X mit WP in einem Gehäuse	
PV-Wärmepumpensysteme mit Solarthermie	8	Firma Valvo, Absorber unter PV-Module geklebt mit Eisspeicher (Komplettlösung) (Ullrich, 2015), (Valvo GmbH)	X	X	X		X	X		X
	9	Aktivhaus B10 Stuttgart, Photovoltaikmodule mit integrierter Solarthermie und Eisspeicher (Forschungsprojekt) (Bruschke-Reimer, 2015), (Stadt Stuttgart)	X	X	X		X	X		X

PV = Photovoltaikanlage, WP = Wärmepumpe, TS = thermischer Speicher (u.a. auch Eisspeicher), HS = Heizstab, ES = Elektrischer Speicher (Batterie), IR = intelligente Regelung, BK = Brennwertkessel, ST = Solarthermie, Opt. = optional möglich

Da in dieser Arbeit ausschließlich die photovoltaische Heizungsunterstützung, d.h. Heizungsunterstützung mittels Solarstrom betrachtet wird, werden die PVT-Hybridmodule im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Wie der vorangegangenen Tabelle zu entnehmen ist, gibt es viele verschiedene Systemmöglichkeiten zur photovoltaischen Heizungsunterstützung. Welches Konzept bzw. Gesamtsystem für ein Gebäude am passendsten ist, hängt letztendlich hauptsächlich vom Gebäude selbst ab. Im Gebäudebestand kommt es oft vor, dass bereits eine intakte Heizungsanlage installiert ist oder eine PV-Anlage mit zu geringer Größe zur gesamten Gebäudebeheizung vorhanden ist. Auch das Budget ist bei Sanierungs- oder Modernisierungsvorhaben von Altbauten oft knapp. Deshalb werden in Bestandsgebäuden bspw. oft nur Brauchwasser-Wärmepumpen für die reine Warmwasserbereitung eingesetzt. Auch der Einbau von den beschriebenen Hybridsystemen ist sinnvoll. Die Herausforderung ist, das Konzept auf die gegebene Situation im Gebäude anzupassen. Wichtig ist dabei auch, die Grenzen eines sinnvollen Einsatzes der Wärmepumpen-Technologie zu beachten. In Altbauten ist oft der Wärmeverbrauch hoch und es sind zudem nur kleine Heizkörper vorhanden, die eine hohe Vorlauftemperatur benötigen. Grundsätzlich ist es natürlich möglich, auch diese mit Wärmepumpensystemen zu beheizen. Allerdings ist es meist sinnvoller, erst das Gebäude zu Dämmen und somit den Wärmebedarf zu reduzieren. Im Neubausektor hingegen ist man frei mit der Wahl des Heizsystems und kann somit auf ein regeneratives Gesamtsystem zurückgreifen. Das ist durchaus sinnvoll, denn durch das sich verknappende Angebot fossiler Energieträger werden diese voraussichtlich zukünftig immer teurer werden. Ob der Einsatz eines reinen strombasierten PV-Wärmepumpen-Heizsystems oder eines Hybridsystems, z.B. die Kombination der Wärmepumpe mit einem Pelletofen sinnvoller ist, ist u.a. vom Wärmebedarf des Gebäudes, vom Wärmeabgabesystem und von der Art der Wärmepumpe abhängig. (Augsten, 2015)

2.2.2 Wissenschaftliche Ansätze

Neben den bereits umgesetzten und am Markt verfügbaren PV-Wärmepumpensystemen, beschäftigen sich derzeit auch viele wissenschaftliche Arbeiten mit dem Thema photovoltaische Heizungsunterstützung.

Tabelle 3 stellt eine Zusammenfassung der Auswertung der untersuchten wissenschaftlichen Ansätze dar, die ausführliche Auswertung ist Anhang A.1 zu entnehmen. Dabei wurden vor allem die angenommenen Gebäudedaten detailliert betrachtet. Da in dieser Arbeit ausschließlich Einfamilienhäuser (EFH), die über eine Wohneinheit verfügen, betrachtet werden, wurden den analysierten wissenschaftlichen Studien nur die Daten für EFH

entnommen. Für die spätere Simulation maßgeblich ist der aus den Gebäudedaten resultierende gesamte Energiebedarf des Gebäudes.

Tabelle 3: Übersicht der untersuchten wissenschaftlichen Ansätze zur photovoltaischen Heizungsunterstützung

Nr.	Wissenschaftliche Institution	Thema	Erläuterung
1	Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin	Techno-Ökonomischer Vergleich von Solarthermieanlagen mit Photovoltaik-Wärmepumpensystemen mittels dynamischer Simulation (Tjaden, 2013)	<i>Vergleich von Solarthermieanlagen und PV-Wärmepumpensystemen</i>
2	Universität Stuttgart	PV-Wärme – Zukunftstechnologie oder Unsinn? (Drück, et al., 2013)	<i>Vergleich von solarthermischer und photovoltaischer Wärmeerzeugung</i>
3	Institut für Solarenergieforschung GmbH Hameln (ISFH)	Photovoltaik statt Solarthermie im Einfamilienhaus? (Tepe, 2014)	<i>Untersuchung verschiedener Systemkonzepte zur Nutzung von PV im Einfamilienhaus</i>
4	AEE – Institut für Nachhaltige Technologien (AEE INTEC), Österreich	Zukünftige solare Wärmeversorgungs-technologien – Solarthermie oder Photovoltaik? (Becke, 2014)	<i>Vergleich von solarthermischen sowie strombasierten Wärmebereitstellungskonzepten</i>
5	Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin	Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades im Einfamilienhaushalten (Tjaden, 2015)	<i>Fokus auf PV-Wärmepumpensysteme und deren maximal möglichen Grad der Eigenversorgung</i>
6	Hochschule für Technik Rapperswil (HSR)	Solare Wärmepumpensysteme auf dem Prüfstand (Haberl, et al., 2014)	<i>Test von kompletten Heizsystemen unter realitätsnahen Bedingungen auf dem Prüfstand</i>
7	Bundesamt für Energie (BFE), Schweiz	Simulation von Wärmepumpensystemen in Polysun4 (Marti, 2009)	<i>Ziel des Projektes war die Wärmepumpen mit verschiedenen Wärmequellen in die bereits existierende Software Polysun einzubinden.</i>

Die Auswertung der Simulationsstudien zeigt, dass vier der sieben untersuchten Arbeiten sowohl die photovoltaische als auch solarthermische Wärmeerzeugung betrachten. Dabei werden die solarthermischen Heizungssysteme oft den photovoltaischen Wärmebereitstellungskonzepten gegenübergestellt und die Ansätze verglichen. Auch die Verbindung von beiden solaren Wärmekonzepten wird betrachtet. Diejenigen wissenschaftlichen Studien, welche die Solarthermie mitbetrachten, sind in Tabelle 3 in Blau gekennzeichnet. Arbeit Nr.3 hingegen untersucht lediglich Konzepte zur Nutzung von Photovoltaikstrom im Einfamilienhaus. Dabei werden ausgehend von einem Referenzsystem ein Systemkonzept mit Gas-Brennwertkessel und Heizstab im Trinkwarmwasser-Speicher und ein rein strombasiertes Wärmekonzept mit Wärmepumpe und Heizstab untersucht. Das Konzept ist in Grün markiert, da es u.a. ein hybrides Heizsystem enthält. Die beiden verbleibenden Arbeiten konzentrieren sich ausschließlich auf die Betrachtung von rein strombasierten Wärmebereitstellungskonzepten. Wobei in Arbeit Nr. 7 kein Gesamtsystem betrachtet, sondern nur die Einbindung von Wärmepumpen in die Simulationssoftware

Polysun behandelt wird. Studie Nr. 5 beschäftigt sich mit der Erhöhung des Autarkiegrades durch den Einsatz von PV-Anlagen mit Wärmepumpe und Batteriespeicher. Die beiden Arbeiten Nr. 5 und Nr. 7 sind als rein strombasierte Konzepte in Gelb gekennzeichnet.

Der Auswertung ist auch zu entnehmen, dass in den untersuchten Simulationsstudien oft mehrere Wärmedämmstandards der Gebäude miteinander verglichen werden. Arbeit Nr. 5 vergleicht bspw. drei unterschiedlich gedämmte Einfamilienhäuser mit spezifischen Heizwärmebedarfen von 100, 60 und $30 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$. So ist es möglich, Aussagen bzgl. unterschiedlicher Gebäudetypen treffen zu können.

In dieser Arbeit werden, ähnlich wie in den Arbeiten Nr. 3 und 5, ausschließlich photovoltaische Heizungsunterstützungssysteme betrachtet und optimiert. Während Studie Nr. 3 zum Ziel hat, die relative Endenergieeinsparung zu untersuchen, zielt diese Arbeit darauf ab, eine möglichst hohe Eigenverbrauchssteigerung des produzierten Solarstroms zu erreichen. Ein hoher Eigenverbrauch ist vor allem für die Rentabilität von neuen PV-Systemen wichtig, da durch die geringen Einspeisevergütungssätze eine reine Refinanzierung über die Netzeinspeisung nicht mehr möglich ist. Deshalb werden in den nachfolgenden Simulationen die Auswirkungen einer Wärmepumpe und eines Batteriespeichers auf den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad eines PV-Systems genauer analysiert. Auch Studie Nr. 5 untersucht diese Zusammenhänge. Im Unterschied zu dieser Studie der HTW Berlin kommt in den nachfolgenden Untersuchungen eine Wärmepumpe der Firma EFFIZIENTO zum Einsatz. Außerdem wird anstatt eines reinen Trinkwarmwasserspeichers ein Kombispeicher in das PV-Wärmepumpensystem integriert. Zudem werden andere Dämmstandards der Gebäudehülle und ein abweichender Standort betrachtet. Die Wissenschaftler der HTW Berlin untersuchen neben den Auswirkungen eines Batteriespeichers auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad noch die Veränderungen durch eine Nachtabenkung des Heizungssystems und die Modulation der Wärmepumpe. Diese beiden Aspekte werden in der vorliegenden Arbeit nicht betrachtet, allerdings wird zusätzlich zur energetischen Bewertung der Simulationsergebnisse eine ausführliche wirtschaftliche und ökologische Analyse durchgeführt, um Aussagen bezüglich der Wirtschaftlichkeit und ökologischen Sinnhaftigkeit von PV-Wärmepumpensystemen ohne und mit Batteriespeicher treffen zu können.

Im folgenden Kapitel wird nun der Aufbau der Simulation näher erläutert. Dazu wird zunächst die Simulationsumgebung MATLAB beschrieben. Anschließend werden die Eingangsgrößen der Simulation aufgeführt und die Modellierung der einzelnen Systemkomponenten erläutert.

3. Simulationsaufbau

Zur Simulation von regenerativen Energiesystemen ist eine Vielzahl an kommerziellen und freien Softwareanwendungen am Markt verfügbar. Vorteilhaft sind Anwendungen, die es erlauben, alle verwendeten Technologien in einer einzigen Umgebung zu modellieren und zu simulieren (Tjaden, 2013). Mit MATLAB und TRNSYS stehen grundsätzlich zwei Anwendungen zur Verfügung, die diese Anforderung erfüllen. Die Software MATLAB mit der grafischen Simulationsumgebung Simulink bietet den Vorteil, dass die einzelnen Systemkomponenten für Simulink, durch verschiedene Toolboxes wie bspw. CARNOT, sehr detailliert auf die nötigen Anforderungen abgestimmt und definiert werden können. Für diese Arbeit wurde daher MATLAB als Simulationssoftware gewählt.

Im Folgenden wird nun die Software MATLAB/Simulink mit der Toolbox CARNOT als Simulationsumgebung vorgestellt. Anschließend werden verschiedene Eingangsdaten aufgeführt, die als Grundlage für die Simulation dienen. Im Weiteren wird die Modellierung des Systems mit den entsprechenden Komponenten erläutert und das Gesamtsystem schematisch dargestellt.

Mithilfe des Simulationsmodelles kann untersucht werden, welchen Einfluss die photovoltaische Heizungsunterstützung mittels Wärmepumpe auf die Steigerung des Photovoltaikstrom-Eigenverbrauches hat. Dabei liegt der Fokus auf der Veränderungen des maximal möglichen Grads der Eigenversorgung den ein Haushalt mit rein strombasierter Energieversorgung durch ein PV-System bestimmter Größe erreichen kann. Auch die Änderungen durch den Einsatz eines Batteriespeichers können mittels der Simulationen detailliert betrachtet werden.

3.1 Simulationsumgebung MATLAB

Die Software MATLAB der Firma Mathworks basiert auf Matrizenrechnung (MATrix LABoratory) und kann zu Zwecken der numerischen Mathematik, der Datenverarbeitung und der Simulation eingesetzt werden. Die weitverbreitete, umfangreiche Software liefert eine eigene Programmiersprache, bietet jedoch auch Schnittstellen zu anderen gängigen Programmiersprachen wie C oder Java. Um die grundlegenden Funktionalitäten von MATLAB zu erweitern, entwickelte Mathworks die Simulationsumgebung Simulink, zur grafischen Modellierung und Simulation physikalischer Systeme. Mit Simulink steht eine umfangreiche Bibliothek mit vorgefertigten Blöcken für lineare, nichtlineare, diskrete und hybride Systemen zur Verfügung. Simulink kann auf den MATLAB Workspace zugreifen und somit Variablen lesen und schreiben. (Lohmann, 2013)

Die Toolbox CARNOT stellt eine Erweiterung der Simulationsumgebung Simulink dar und wurde vom Solar-Institut Jülich der FH Aachen entwickelt und veröffentlicht. CARNOT enthält vorgefertigte Blöcke aus den Bereichen Gebäude- und Heizungstechnik und ermöglicht somit die Simulation von Wärmebereitstellungssystemen sowohl mit konventionellen als auch mit regenerativen Elementen. Die CARNOT-Bibliothek wurde entwickelt, um anspruchsvolle Simulationen und Analysen von Heizungsanlagen durchführen zu können. Sie enthält eine breite Palette von Komponenten, die vom Benutzer selbst parametrisiert werden können. Die Elemente enthalten jedoch einige Grundfunktionen, um die Modellierung zu erleichtern. Ferner sind in der CARNOT-Bibliothek kommerziell erhältliche Komponenten von Heizungsanlagen enthalten. Auch diese können in den Simulationen verwendet werden, um bspw. Heizungsanlagen mit Standard-Komponenten zu analysieren. (Lohmann, 2013; Hafner, 1999)

3.2 Datengrundlage

Im diesem Abschnitt werden die untersuchten Gebäudetypen, die meteorologischen Daten und das Haushaltslastprofil vorgestellt, auf denen die Simulationsrechnung basiert. Diese Eingangsgrößen spielen bei der Simulation des PV-Wärmepumpensystems eine entscheidende Rolle, denn sie beeinflussen das Simulationsergebnis maßgeblich.

3.2.1 Gebäudeparameter

Die Untersuchungen sollen ausschließlich für Einfamilienhäuser erfolgen. An dieser Stelle werden nun zwei Gebäudetypen beschrieben, welche als Grundlage für die Modellierung und anschließende Simulation sowie Parametervariierung dienen.

Im Rahmen des solaren Heiz- und Kühlprogrammes (SHC) der Internationalen Energieagentur (IEA) wurden Referenzgebäude für Gebäudesimulationen definiert, um gleiche Randbedingungen in den Simulationen zu gewährleisten und damit die Vergleichbarkeit verschiedener Untersuchungen sicherzustellen. Nach dem IEA-SHC Task 44 / Heat Pump Programme (HPP) Anhang 38 (T44A38) wurden drei Referenzgebäude mit unterschiedlichen Heizwärmebedarfen und Wärmeabgabesystemen festgelegt. Ausgehend von der Geometrie eines Einfamilienhauses, die bereits in IEA SHC Task 32 festgelegt wurde, wurden die folgenden drei Gebäude mit unterschiedlichen energetischen Standards definiert. Dabei steht SFH für Single Family House und die Zusätze 15, 45 und 100 für den spezifischen Heizwärmebedarf in kWh/(m²*a). (Dott, 2013)

- SFH15: repräsentiert eine aktuelle Gebäudehülle mit sehr hoher energetischer Qualität, es entspricht den deutschen Passivhaus-Anforderungen
- SFH45: enthält Elemente, die so konstruiert sind, dass sie den aktuellen gesetzlichen Anforderungen entsprechen oder ein renoviertes Gebäude mit guter thermischer Qualität der Gebäudehülle darstellen
- SFH100: entspricht einem nicht renovierten Bestandsgebäude

Das SFH100 wird in den folgenden Simulationen nicht weiter betrachtet, da dort ein Radiator als Wärmeabgabesystem vorgesehen ist. Radiatoren benötigen jedoch aufgrund ihrer kleineren Wärmeabgabefläche als Fußbodenheizungen eine höhere Vorlauftemperatur. In diesem Temperaturbereich arbeitet jedoch eine Luft-Wärmepumpe nicht mehr effizient.

Im Folgenden werden deshalb nur die Gebäudedämmstandards SFH45 und SFH15 betrachtet. Abbildung 3.1 zeigt die in der Richtlinie der IEA definierte Geometrie, die für beide Gebäude identisch ist. Der Hauptunterschied der Referenzgebäude liegt in deren Isolationsschichtdicke und somit im Wärmebedarf. Das SFH15 ist zudem mit einer Wärmerückgewinnungsanlage ausgestattet, die technisch in Form eines Luft-Luft-Wärmetauschers realisiert ist. (Dott, 2013)

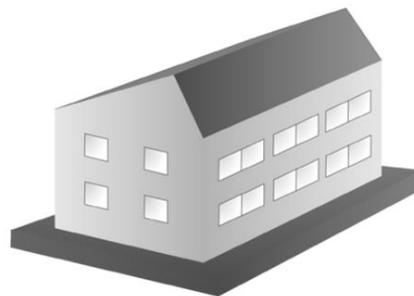


Abbildung 3.1: Gebäudegeometrie des SFH15 und SFH45 mit Blick auf Süd- und Westfassade (Dott, 2013)

Weitere wichtige Daten bezüglich der Modellierung der Gebäude sind dem Teilabschnitt 3.3.1.2 Gebäudemodell zu entnehmen.

3.2.2 Meteorologische Daten

Die meteorologischen Daten sind für die Simulation des solaren Energiesystems die wichtigsten Eingangsgrößen, da der erzielbare Photovoltaikertrag entscheidend von der vorhandenen Sonneneinstrahlung abhängt. Um repräsentative Aussagen über das simulierte PV-Wärmepumpensystem treffen zu können, sollte die Simulation mit zeitlich hoch aufgelösten Wetterdaten erfolgen. Grundlage dieser Untersuchung bildet der Wetterdatensatz des Standortes Ingolstadt, welcher aus der Software Meteonorm extrahiert wurde und in einer

zeitlichen Auflösung von einer Stunde zur Verfügung stehen. Die verwendete meteorologische Zeitreihe beinhaltet unter anderem Werte für die Direkt- und Diffusbestrahlungsstärke sowie der Lufttemperatur.

3.2.3 Lastprofil Haushaltsstrom

Für die realitätsnahe Berechnung ist es sinnvoll, dass auch das elektrische Lastprofil in einer hohen zeitlichen Auflösung vorliegt, um die Gleichzeitigkeit von Photovoltaikstrom und auftretender Last detailliert erfassen zu können (Tjaden, 2015). Hierzu wird auf ein 1-minütiges elektrisches Lastprofil für den Haushaltsstrom in Einfamilienhäusern zurückgegriffen, welches mithilfe der VDI-Richtlinie 4655 erstellt wurde (Klimaregion 13). Die Richtlinie ermöglicht in Abhängigkeit des Wochentages (Werktag/ Sonntag), der Temperatur und der Bewölkung die Definition von 10 verschiedenen Typtagen (Tepe, 2014). Es wird dabei unterschieden, ob es sich um einen Wintertag, Sommertag oder einen Tag in den Übergangszeiten handelt. Jedem Typtag ist ein charakteristischer Tagesverlauf des Energieverbrauchs zugeordnet (Tjaden, 2013). Für die Sommertypage ist in der VDI-Richtlinie keine Unterscheidung nach der Bewölkung vorgenommen worden, da der Heizwärmebedarf im Sommer nicht von der Bewölkung abhängig ist. Die exemplarischen Tagesenergieverbräuche der beiden Typtage „Werktag im Sommer (SWX)“ und „bedeckter Sonntag im Winter (WSB)“ sind dem Diagramm der Abbildung 3.2 zu entnehmen. Da die Richtlinie auch Feiertage berücksichtigt, wurde das Jahr 2015 als Referenzjahr herangezogen. Für die folgenden Untersuchungen wird ein Jahreshaushaltsstromverbrauch von 4.000 kWh in einem 4-Personen Haushalt angenommen.

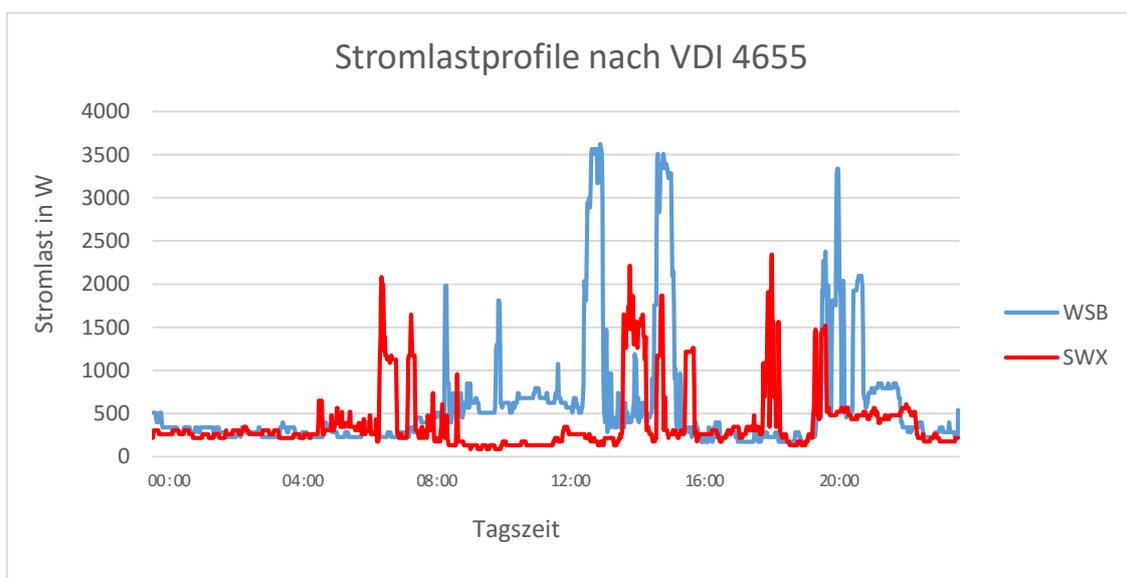


Abbildung 3.2: Zwei Typtage der Stromlast nach VDI 4655

3.3 Systemmodellierung

In den folgenden Teilkapiteln wird nun aufgezeigt, wie die Einzelkomponenten des strombasierten Wärmebereitstellungssystems, u.a. mithilfe von Simulink und der Toolbox CARNOT, modelliert wurden. Anschließend wird das Gesamtsystem schematisch dargestellt, auf dem die Simulationsrechnungen basieren.

3.3.1 Umsetzung der Einzelkomponenten

Basierend auf den Angaben zu den verwendeten Daten in Kapitel 3.2 werden nachfolgend die modellierten Einzelkomponenten vorgestellt und deren Funktionsweise kurz erläutert.

3.3.1.1 Photovoltaiksystem mit Batteriespeicher

Für die nachfolgenden Simulationen wird auf das PV-Generator-Modell der Toolbox CARNOT zurückgegriffen. Die Photovoltaikmodule sind dabei südlich ausgerichtet und um 30° geneigt. Um die Erträge der installierten Photovoltaikanlage simulieren zu können, müssen die in der horizontalen Ebene gemessenen Wetterdaten auf die geneigte Fläche umgerechnet werden. Die Umrechnung der gemessenen Direkt- und Diffusstrahlung auf die geneigte Ebene erfolgt nach dem Perez-Modell und wird ebenfalls von einem Block der Toolbox CARNOT übernommen.

In den Untersuchungen werden u.a. die Verbesserungspotentiale durch Speicherung des erzeugten Photovoltaikstroms betrachtet, deshalb kommt in einigen Simulationen ein Batteriespeichersystem zum Einsatz. Dazu wird ein am Institut für neue Energiesysteme (InES) entwickeltes Batteriemodell herangezogen. Die Kapazität der Batterie kann im Modell variiert und auf die vorhandene PV-Systemgröße abgestimmt werden.

3.3.1.2 Gebäudemodell

Zur Nachbildung des Einfamilienhauses wird ein einfaches Ein-Zonen-Gebäudemodell verwendet. Die Beheizung des 140m² großen Gebäudes erfolgt über eine direkt durchströmte Fußbodenheizung. Der Heizwärmebedarf des Gebäudes ist von zahlreichen Einflussgrößen abhängig. Wie an Abbildung 3.3 ersichtlich, reduzieren interne Gewinne durch Personen oder elektrische Geräte den Heizwärmebedarf. Auch solare Gewinne durch das Fenster sorgen dafür, dass sich der Bedarf an Heizenergie reduziert.

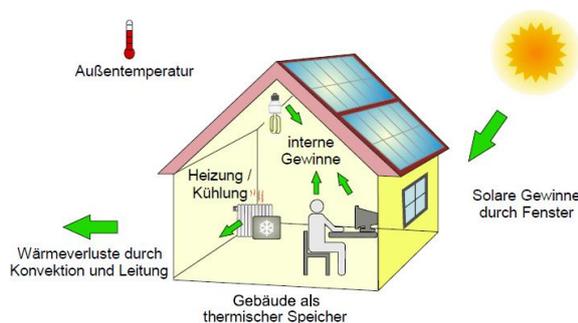


Abbildung 3.3: Darstellung der thermischen Gewinne und Verluste eines Wohngebäudes (Tjaden, 2015)

Wärmeverluste wirken sich hingegen negativ auf den Heizwärmebedarf aus und erhöhen diesen. (Tjaden, 2015)

Das für die Untersuchungen gewählte Gebäudemodell basiert auf folgender Differentialgleichung:

$$(m * c)_{house} * \frac{dT}{dt} = solar_{gain} + internal_{gain} + heating_{power} - loose_{to_{ambient}} - loose_{to_{neighbour\ room}} \quad (3.1)$$

Somit ist es in der Lage, die Innentemperatur in Abhängigkeit von der Außentemperatur, der Heizleistung sowie der internen und externen Gewinne möglichst genau bei gleichzeitig geringem Rechenaufwand abzubilden (Tjaden, 2015). Die Parametrisierung des Gebäudes wurde, wie bereits in Kapitel 3.2.1 beschrieben, nach IEA SHC Task 44 Annex 38 vorgenommen.

Mit verbessertem Gebäudestandard steigt die Bedeutung von internen und externen Gewinnen zur Bereitstellung der Heizleistung. Die konkreten Werte für die Gewinne wurden ebenfalls dem Dokument der IEA SHC T44A38 entnommen. Jedoch muss beachtet werden, dass nicht alle Gewinne tatsächlich zu einer Reduktion des Heizwärmebedarfes führen, da sie nicht immer mit dem Raumwärmebedarf korrelieren. Im Sommer führen die internen und solaren Gewinne unter Umständen sogar zu einem Kühlbedarf. Die Kühlung des Gebäudes wird in dieser Arbeit jedoch nicht betrachtet. (Tjaden, 2015)

3.3.1.3 Heizungs- und Trinkwarmwassersystem

Wie bereits erwähnt, erfolgt die Wärmeabgabe in dem vorliegenden System über eine direkt durchströmte Fußbodenheizung. Durch den Einsatz dieses Flächenheizsystems kann die Vorlauftemperatur niedrig gehalten werden, was sich wiederum positiv auf die Effizienz der Wärmepumpe auswirkt. Die Vorlauftemperatur des Heizsystems wird in der nachfolgenden Simulation in Abhängigkeit der Außentemperatur geregelt, sodass sich während der Heizperiode eine Raumtemperatur von 20°C (+/- 0,5°C) einstellt.

Zur Abbildung des Trinkwarmwasserbedarfs wird auf ein Zapfprofil nach VDI 4655 mit einem jährlichen Warmwasserbedarf von 2.000 kWh zurückgegriffen. Bei der Annahme eines 4-Personen-Haushaltes entspricht dies einem Bedarf von 500 kWh pro Person und Jahr. Die Kaltwassertemperatur wird auf einen konstanten Wert von 10°C festgelegt. Die Erwärmung des Trinkwassers hat in den folgenden Simulationen eine höhere Priorität als die Bereitstellung von Raumwärme.

3.3.1.4 Thermischer Speicher

Für die Beschreibung thermischer Speicher existieren zahlreiche Modelle, die sich jedoch in ihrer Komplexität stark unterscheiden (Tjaden, 2015). Für die folgenden Untersuchungen wird ein Speichermodell verwendet, welches einen Kombispeicher abbildet. Das Volumen des Speichers wird auf 500 Liter festgelegt. Dabei wird der gesamte Tank als Pufferspeicher für das Heizungssystem verwendet. Die Warmwasserbereitung wird durch einen internen Wärmetauscher realisiert. Das Frischwasser wird dadurch, ähnlich dem Prinzip einer Frischwasserstation, im Durchflussprinzip erzeugt, was hygienische Vorteile aufweist.

Als Grundlage für die Parametrisierung des Speichers wird der 1.000 Liter Kombispeicher „Vitocell 340-M“ der Firma VISSMANN herangezogen. Der Wert der Umgebungstemperatur wird zudem konstant mit 15°C angenommen, was der durchschnittlichen Kellertemperatur entspricht.

Die Besonderheit des hier verwendeten Speichermodells stellt die Wahlmöglichkeit zwischen zwei Einlasshöhen für die erzeugte Wärme der Wärmepumpe dar. Dabei kann das Wasser der Wärmepumpe entweder in den oberen Bereich des Speichers bei 100 % Höhe oder in den unteren Teil des Speichers bei ca. 50 % der Höhe eingeleitet werden, vgl. Abbildung 3.4.

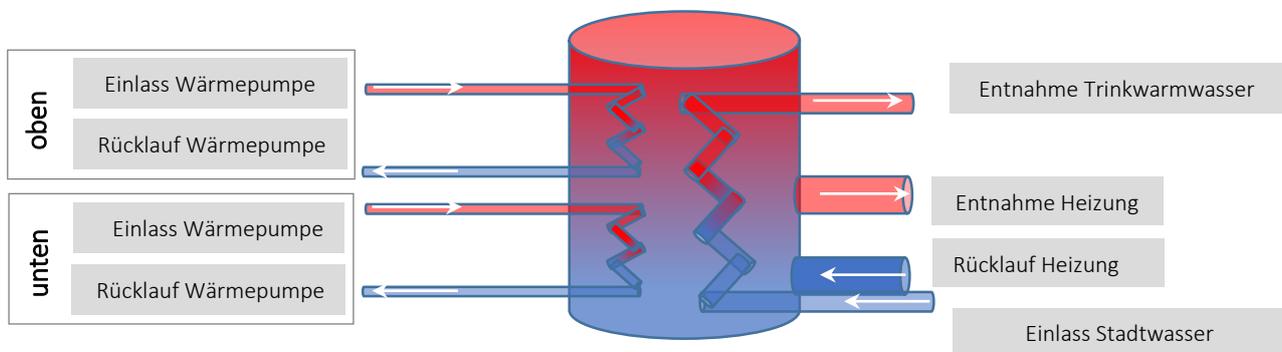


Abbildung 3.4: Schematischer Aufbau des Kombispeichers

3.3.1.5 Wärmepumpe

Die Bereitstellung des Wärmebedarfs übernimmt in der nachfolgenden Simulation eine monovalent betriebene Luft-Wasser-Wärmepumpe. Grundsätzlich ist auch der Einsatz von Erd- oder Grundwasser-Wärmepumpen denkbar, allerdings weist die Luft-Wasser-Wärmepumpe Vorteile bezüglich der Investitionskosten, der einfacheren Nachrüstbarkeit sowie ihrer wenigen Einschränkungen bezüglich des Einsatzortes auf. Vor allem in Städten ist der Zugang zu Grundwasser oder die Bohrung von Erdsonden nur in den wenigsten Fällen möglich (Tjaden, 2013).

Das hier verwendete linearisierte Wärmepumpenmodell wurde der MATLAB-Toolbox CARNOT entnommen und nach Schwamberger (Fortschrittsbericht VDI Nr. 263, 1991) entwickelt. Es basiert hauptsächlich auf den Messergebnissen der Wärmeleistung und Leistungsaufnahme für verschiedene Quell- und Zieltemperaturen nach DIN EN 14511 (Tjaden, 2015). Grundlage für die Parameter der hier verwendeten Wärmepumpe sind die Herstellerangaben der Luft-Wasser-Wärmepumpe Effiziento HTZ 8 des Herstellers Effiziento Haustechnik. Es kommt für beide Gebäudetypen SFH45 und SFH15 die gleiche Wärmepumpe zum Einsatz.

3.3.1.6 Beladesteuerung Speicher

Damit die Prioritätenreihenfolge Trinkwassererwärmung vor Bereitstellung der Raumwärme eingehalten werden kann, muss die Beladesteuerung des Speichers korrekt programmiert sein. Dabei muss dem Speicher signalisiert werden, in welchen Teil des Speichers die Wärme der Wärmepumpe eingespeist werden soll.

Hierzu misst zunächst ein Temperatursensor in 75 % Speicherhöhe die Temperatur der Speicherschicht. Liegt diese unterhalb von 48°C wird zuerst der obere Teil des Speichers mit Wärme der Wärmepumpe befüllt. Liegt die Schichttemperatur über 52°C, ist der Speicher in diesem Bereich heiß genug und muss derzeit nicht nachgeladen werden. Auch im unteren Teil des Speichers, bei ca. 25 % Höhe wird die Temperatur im Speicher gemessen und mit der außentemperaturabhängigen Soll-Speichertemperatur verglichen. Bevor allerdings der untere Teil des Speichers für die Raumwärmebereitung angesteuert wird, ist zu prüfen, ob die Sommerabschaltung aktiv ist. Außerhalb der Heizperiode wird somit nur der obere Teil des Speichers für die Warmwasserbereitung auf Temperatur gehalten.

Während der Heizperiode ist auch der Fall denkbar, dass sowohl ein Wärmebedarf für die Trinkwassererwärmung als auch für die Bereitstellung der Raumwärme vorhanden ist. In diesem Fall wird zuerst der obere Teil des Speichers zur Beladung angesteuert, erst wenn dieser die Soll-Temperatur von 52°C erreicht hat, wird der untere Speicherteil bedient. Die Wärmepumpe empfängt von der Regelung immer dann ein Signal, wenn ein Wärmebedarf des Speichers besteht, unabhängig davon, für welchen Zweck die Wärme benötigt wird. In Abbildung 3.5 sind zusammenfassend die Ein- und Ausgänge der Beladesteuerung schematisch im Black-Box-Modell dargestellt.



Abbildung 3.5: Black-Box-Modell der Beladesteuerung des Speichers

3.3.2 Modelliertes Gesamtsystem

Abbildung 3.6 stellt nun abschließend das modellierte Gesamtsystem schematisch dar, auf dem die nachfolgenden Simulationsrechnungen beruhen. Die beschriebenen Einzelkomponenten werden somit zu einem funktionsfähigen Simulationsaufbau kombiniert. Dabei ist die Verzahnung von Strom und Wärmeerzeugung deutlich zu erkennen. Der Strom kann somit durch die Umwandlung in Wärme über den thermischen Energiespeicher kostengünstig nutzbar gemacht werden (Oberzig, 2014). Außerdem ist es möglich, Photovoltaikstrom-Überschüsse in einem Batteriespeicher zwischen zu speichern. Entscheidend dafür ist, wie bereits mehrfach erwähnt, die eingebaute Regelung, die die Verteilung des produzierten Solarstroms auf Haushalt, Wärmepumpe und Batterie übernimmt. Gleichzeitig sorgt diese auch für die richtige Einspeisung der produzierten Wärme der Wärmepumpe in die entsprechende Speicherschicht und gibt der WP ein Signal, wenn Wärmebedarf besteht.

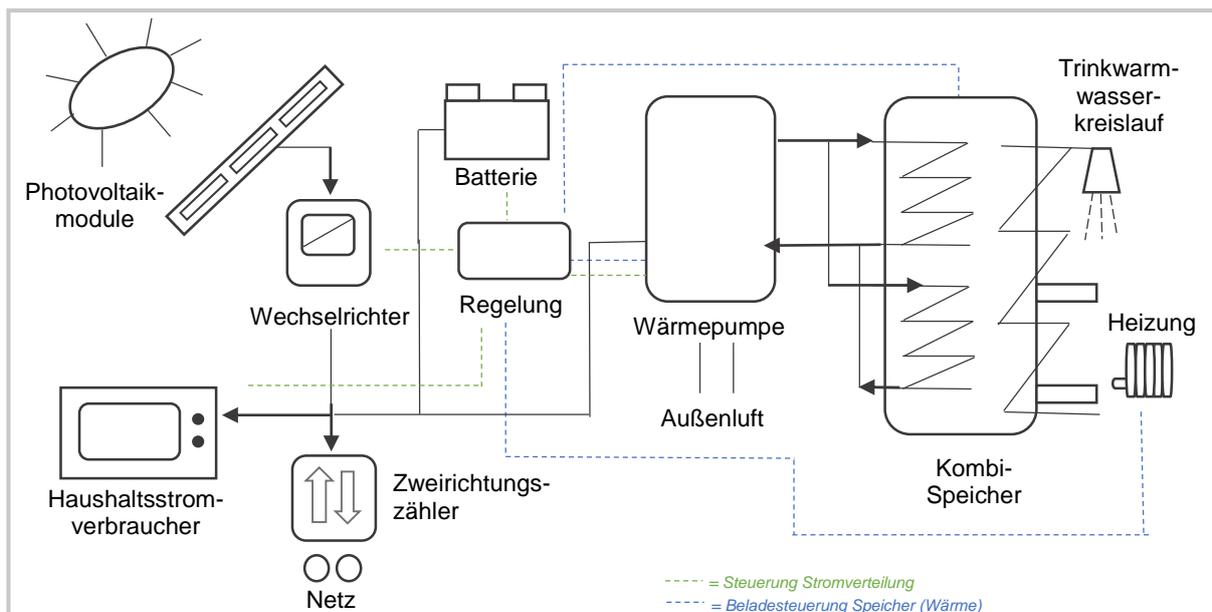


Abbildung 3.6: Schematischer Aufbau des modellierten PV-Wärmepumpensystems

Anmerkung:

Wenn in den nachfolgenden Ausführungen von dem gesamten Stromverbrauch des Gebäudes die Rede ist, so bezieht diese Aussage nur den Strombedarf für die elektrischen Verbraucher des Haushaltes und ggf. die Wärmepumpe mit ein, nicht aber den Strom für Umwälzpumpen. Der Verbrauch der Umwälzpumpen bleibt folglich unberücksichtigt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese Vereinfachung nur kleine Ungenauigkeiten zur Folge hat.

4. Simulationsergebnisse und Bewertung

In den folgenden Simulationsrechnungen wird untersucht, inwieweit sich der Eigenverbrauchsanteil einer PV-Anlage in Verbindung mit einem Wärmepumpensystem und optional mit einem Batteriespeicher steigern lässt. Dabei werden zunächst die energetischen Auswirkungen untersucht, indem – neben den Verbrauchern im Haushalt – auch die Wärmepumpe an den PV-Stromkreis angeschlossen wird. Des Weiteren wird dem System ein Batteriespeicher hinzugefügt und dessen Auswirkungen auf den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad des Gebäudes analysiert. Die Untersuchung erfolgt für zwei Gebäudetypen unterschiedlichen Wärmedämmstandards (Effizienzklassen). Neben der energetischen Bewertung erfolgt ferner eine umfassende wirtschaftliche Bewertung der Simulationsergebnisse. Dabei wird sowohl die ökonomische Sinnhaftigkeit einzelner Komponenten des Systems betrachtet als auch das gesamte PV-Wärmepumpensystem hinsichtlich seiner Wirtschaftlichkeit analysiert. Abschließend erfolgt eine ökologische Bewertung der betrachteten Systeme.

4.1 Energetische Bewertung

In diesem Teilkapitel werden die simulierten Wärmepumpensysteme hinsichtlich dem maximal möglichen Grad an Eigenversorgung ausgewertet, den ein Haushalt mit einem rein strombasierten Wärmebereitstellungssystem und einer PV-Anlage erreichen kann. Dabei erfolgt eine Unterteilung in mehrere Abschnitte. Im ersten Teil werden die ausgewählten Kennzahlen zur energetischen Bewertung erläutert. Im Abschnitt 4.1.2 findet die Bewertung der Simulationsergebnisse statt. Hierbei wird das PV-Wärmepumpensystem zunächst ohne Batteriespeicher betrachtet. In diesem Teilkapitel werden vor allem die Auswirkungen des Anschlusses der Wärmepumpen an den Haushaltsstromkreis näher betrachtet. Anschließend wird die Kombination des PV-Wärmepumpensystems mit einem Batteriespeicher analysiert.

4.1.1 Ausgewählte Kennzahlen

Als wichtige energetische Bewertungsgrößen der simulierten Systeme werden der Eigenverbrauchsanteil e und der Autarkiegrad a herangezogen.

Der Eigenverbrauchsanteil gibt den Anteil der erzeugten PV-Energie an, der zeitgleich durch die Last im Haushalt, der Wärmepumpe sowie zur Ladung der Batterie genutzt wird. Der Eigenverbrauchsanteil e berechnet sich nach:

$$e = \frac{E_{DV,HH} + E_{DV,WP} + E_{BL}}{E_{PV}} = 1 - \frac{E_{PV,Einspeis}}{E_{PV}} \quad (4.1)$$

Mit	$E_{DV,HH}$	= Direktverbrauchte PV-Energie im Haushalt
	$E_{DV,WP}$	= Direktverbrauchte PV-Energie durch die Wärmepumpe
	E_{BL}	= PV-Energie zur Batterieladung
	E_{PV}	= Erzeugte PV-Energie
	$E_{PV,Einspeis}$	= PV-Energie-Einspeisung ins Stromnetz

Mit dieser Kennzahl ist jedoch keine Aussage über den eingesparten Energiebezug bzw. den Grad der Eigenversorgung möglich, deshalb ist diese lediglich als informative Vergleichsgröße geeignet (Tepe, 2014). Wesentlich für die Bewertung der energetischen Performance des Gesamtsystems ist der Autarkiegrad α . Er gibt an, welchen Anteil der erzeugte Solarstrom durch Direktverbrauch im Haushalt oder durch die Wärmepumpe sowie durch die Entladung der Batterie an der Gesamtenergieversorgung des Einfamilienhauses decken kann. Der Autarkiegrad α berechnet sich zu:

$$\alpha = \frac{E_{DV,HH} + E_{DV,WP} + E_{BE}}{E_{VB}} = \frac{E_{DV} + E_{BE}}{E_{VB}} \quad (4.2)$$

Mit	E_{BE}	= Energie Batterieentladung
	E_{VB}	= Energieverbrauch Gesamt (Haushalt + Wärmepumpe)

Sowohl der Eigenverbrauchsanteil als auch der Autarkiegrad beziehen sich auf Jahresenergiemengen und eignen sich im weiteren Verlauf für eine energetische sowie ökonomische und ökologische Bewertung von Eigenversorgungssystemen (Tjaden, 2015).

4.1.2 Bewertung der Simulationsergebnisse

In den folgenden Simulationsrechnungen wird untersucht, inwieweit sich der Einsatz einer Wärmepumpe zur Wärmebereitstellung auf den Eigenverbrauch eines PV-Systems mit und ohne Batteriespeicher sowie auf den Autarkiegrad des Haushalts auswirkt.

Die Parametrisierung der Gebäude wurde, wie bereits in Kapitel 3.2.1 erläutert, nach IEA SHC Task 44 Annex 38 vorgenommen. Dabei ergeben sich im simulierten Gesamtsystem die in Tabelle 4 dargestellten Jahresenergiemengen.

Tabelle 4: Jahresenergiemengen der beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15

	SFH45 Werte in kWh/a	SFH15 Werte in kWh/a
Strom		
Jahresstrombedarf Haushalt	3.980	3.980
Jahresstrombedarf Wärmepumpe	2.973	1.764
Wärme		
Jahreswärmebedarf Gebäude gesamt (inkl. Verluste)	11.143	6.406
Jahreswärmebedarf Trinkwarmwasser	2.096	2.096
Jahreswärmebedarf Raumwärme	8.979	3.841

Es ist zu erkennen, dass sich in den Simulationsrechnungen durch die vorgegebenen Gebäudeparameter bei SFH45 ein spezifischer Heizwärmebedarf in Höhe von 64 kWh/(m²*a) ergibt. Beim Referenzgebäude SFH15 ergeben sich 27 kWh/(m²*a). Diese Abweichungen sind vor allem auf den vom IEA SHC Task 44 abweichenden Wetterdatensatz für den Standort Ingolstadt zurückzuführen. In den nachfolgenden Betrachtungen werden die Bezeichnungen SFH45 und SFH15 für die beiden zu untersuchenden Wärmedämmstandards beibehalten, jedoch vor dem Hintergrund, dass der jeweilige tatsächliche spezifische Heizwärmebedarf von diesen Bezeichnungen abweicht.

Die energetische Performance der photovoltaisch unterstützten Wärmepumpensysteme wird für verschiedene Sensitivitäten vorgestellt. Zunächst erfolgt eine Untersuchung der Simulationsergebnisse in Abhängigkeit der PV-Systemgröße. Dabei wird unterschieden, ob nur die elektrischen Verbraucher im Haushalt an die PV-Anlage angeschlossen sind oder ob zusätzlich auch die Wärmepumpe mit Solarstrom versorgt wird. Auch die beiden unterschiedlichen Wärmedämmstandards werden gegenübergestellt und die Ergebnisse verglichen. Für den Betreiber eines PV-Systems sind besonders die Einsparungen an teurem Netzstrom von Bedeutung. Auch diese werden im Folgenden grafisch dargestellt. Um die Eigenverbrauchsanteile weiter steigern zu können, wird im nächsten Schritt ein Batteriespeicher in das PV-Wärmepumpensystem integriert und dessen Auswirkungen auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad der beiden Referenzgebäude analysiert.

4.1.2.1 PV-Wärmepumpensystem ohne Batteriespeicher

Zunächst erfolgt eine Untersuchung der Simulationsergebnisse in Abhängigkeit der PV-Systemgröße von 2 kWp bis 10 kWp (jeweils in 2-kWp-Schritten). Abbildung 4.1 zeigt, dass eine Vergrößerung des PV-Systems stets zu einer Verringerung des Eigenverbrauchsanteils führt. Die erzielbaren Autarkiegrade nehmen hingegen zu.

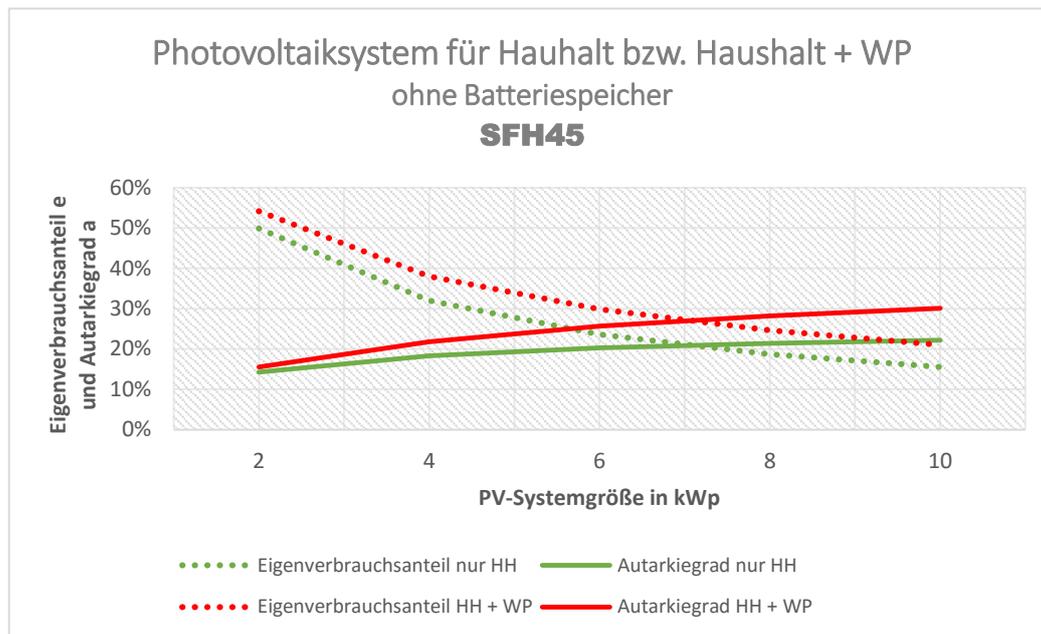


Abbildung 4.1: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad für das Referenzgebäude SFH45 für die Fälle "nur Haushaltsverbraucher an die PV-Anlage angeschlossen" und "Wärmepumpe und Haushalt werden mit PV-Strom versorgt"

Wird der erzeugte PV-Strom nur zur Deckung des zeitgleich auftretenden Haushaltsstrombedarfes genutzt (Abbildung 4.1, grüne Linien), würde dies bei einem 8-kWp-System für das Referenzgebäude SFH45 einen Eigenverbrauchsanteil von 19 % bedeuten. Durch den Anschluss einer Wärmepumpe an den Haushaltsstromkreis (rote Linien) kann der Eigenverbrauchsanteil um 6 % auf 25 % gesteigert werden. Auch der Grad der Eigenversorgung (Autarkiegrad) kann durch den Anschluss der Wärmepumpe an die 8 kWp PV-Anlage von 21 % auf 28 % erhöht werden. Es wird ersichtlich, dass der Einsatz von Systemen der photovoltaischen Heizungsunterstützung zur Steigerung des Solarstrom-Eigenverbrauches sinnvoll ist.

Mit Verbesserung des Gebäudedämmstandards fällt der Eigenverbrauchsanteil durch die Einbindung einer Wärmepumpe in den PV-Stromkreis geringfügig geringer aus, was Abbildung 4.2 zeigt. Jedoch liegt der Autarkiegrad des Referenzgebäudes SFH15 bei allen PV-Generatorgrößen oberhalb des Autarkiegrades des Gebäudes SFH45, was auf den insgesamt geringeren Energiebedarf zurückzuführen ist.

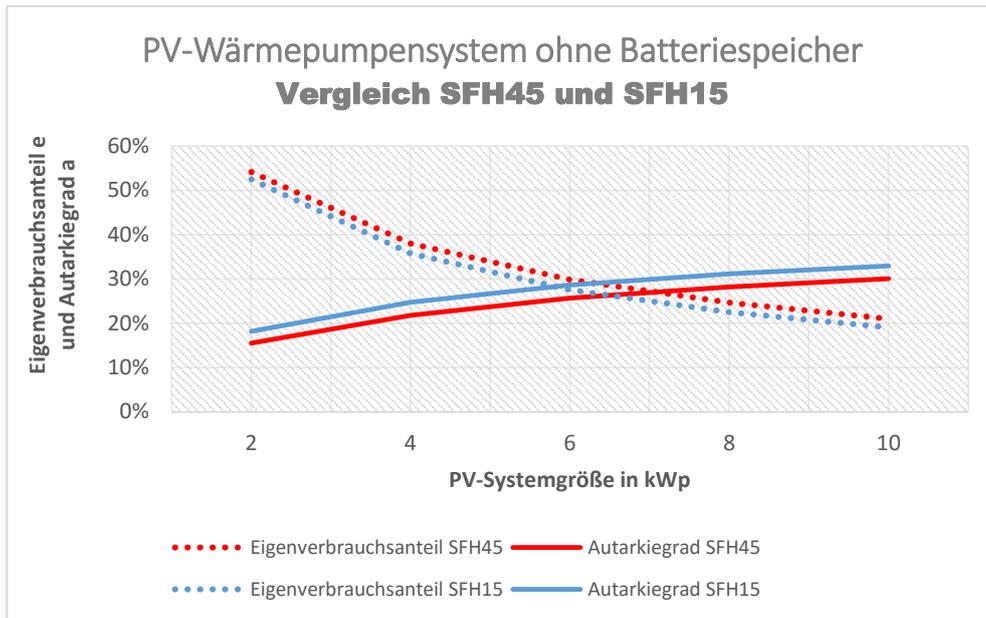


Abbildung 4.2: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des PV-Wärmepumpensystems für die beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15 für den Fall „Wärmepumpe und Haushalt werden mit Solarstrom versorgt“

Neben den erzielbaren Eigenverbrauchsanteilen ist es für viele Betreiber einer Photovoltaikanlage bedeutender, wie hoch die Einsparungen an Netzbezug für den Haushaltsstrom und die Wärmepumpe sind (Tjaden, et al., 2015). Bei Referenzgebäude SFH45 kann durch die zeitgleiche Nutzung des PV-Stroms bspw. aus einer 8 kWp PV-Anlage für Haushaltsgeräte und Wärmepumpe ein Autarkiegrad von 28 % erreicht werden. Das heißt, rund ein Viertel des Netzbezugs kann vermieden werden (Abbildung 4.3, links). Für Passivhäuser wie das SFH15 wäre bei gleicher PV-Systemgröße eine Reduzierung des Netzbezugs in Höhe von 31 % möglich (Abbildung 4.3, rechts). Für die übrigen PV-Generatorgrößen sind die Ergebnisse der Einsparung an Netzbezug in Tabelle 5 dargestellt.

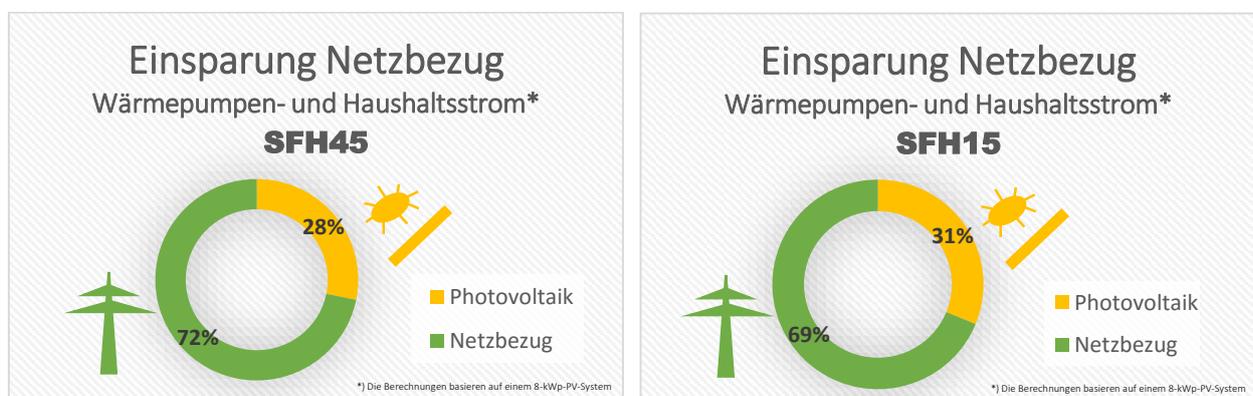


Abbildung 4.3: Einsparungen des Netzbezugs für den Haushalt und die Wärmepumpe gegenüber einem Gebäude ohne PV-Anlage

Tabelle 5: Einsparungen an Netzbezug für verschiedene PV-Generatorgrößen der beiden Referenzgebäude

Einsparungen an Netzbezug					
SFH 45	2 kWp	4 kWp	6 kWp	8 kWp	10 kWp
Deckung durch PV	16%	22%	26%	28%	30%
Netzbezug	84%	78%	74%	72%	70%
SFH 15	2 kWp	4 kWp	6 kWp	8 kWp	10 kWp
Deckung durch PV	18%	25%	29%	31%	33%
Netzbezug	82%	75%	71%	69%	67%

Aus Abbildung 4.4 geht im Gegenzug hervor, dass mit 75 % bzw. 77 % noch rund drei Viertel des durch die 8 kWp PV-Anlage erzeugten Solarstromes ins Netz eingespeist wird. Die Anteile der Netzeinspeisung an der gesamten Solarstromerzeugung für die übrigen PV-Generatorgrößen sind Tabelle 6 zu entnehmen. Durch die Integration eines Batteriespeichers zur weiteren Erhöhung des Eigenverbrauchs und der Selbstversorgung könnte das Gesamtsystem nochmals verbessert bzw. die Netzeinspeisung weiter reduziert werden. Diese Zusammenhänge werden im folgenden Teilkapitel näher analysiert.

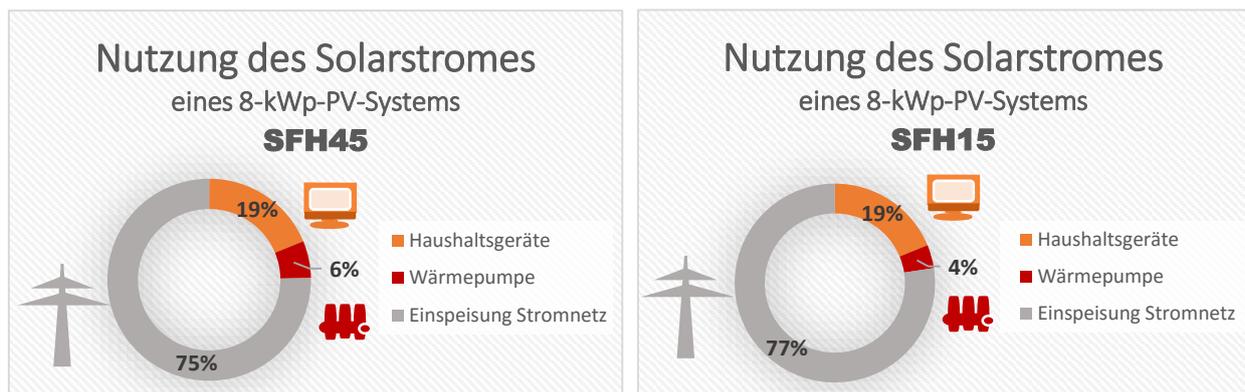


Abbildung 4.4: Nutzung der Solarerzeugung eines 8-kWp-PV-Systems für die beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15

Tabelle 6: Nutzungsanteile des produzierten Solarstroms für verschiedene PV-Generatorgrößen der beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15

Anteilige Netzeinspeisung des erzeugten Solarstromes					
SFH 45	2 kWp	4 kWp	6 kWp	8 kWp	10 kWp
Direktverbrauch gesamt (WP + HH)	54%	38%	30%	25%	21%
Netzeinspeisung	46%	62%	70%	75%	79%
SFH 15	2 kWp	4 kWp	6 kWp	8 kWp	10 kWp
Direktverbrauch gesamt (WP + HH)	52%	36%	28%	23%	19%
Netzeinspeisung	48%	64%	72%	77%	81%

4.1.2.2 PV-Wärmepumpensystem mit Batteriespeicher

Die Untersuchungen in Abschnitt 4.1.2.1 haben gezeigt, dass die Autarkiegrade des PV-Wärmepumpensystems trotz Anschluss der Wärmepumpe an den PV-Stromkreis unter 35 % liegen. Daher wird nun analysiert, welchen Einfluss ein Batteriespeichersystem auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad der Referenzgebäude hat. Die Betriebsstrategie erfüllt dabei folgende Prioritätenfolge:

1. Deckung des Haushaltsstrombedarfes
2. Deckung des Strombedarfes der Wärmepumpe
3. Beladung der Batterie

Sind darüber hinaus noch weitere Überschüsse vorhanden, werden diese in das öffentliche Netz eingespeist und vergütet.

Wie Untersuchungen der HTW Berlin (Quaschnig, et al., 2013) zeigen, hängen die beiden Bewertungsgrößen Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad eng von der zur Verfügung stehenden PV-Systemgröße und der Batteriespeicherkapazität ab. Auch der Haushaltsstrombedarf spielt eine entscheidende Rolle im Hinblick auf die Kennzahlen. Abbildung 4.5 zeigt den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität der Batterie und der Leistung der Photovoltaikanlage, jeweils normiert auf den Jahreshaushaltsstrombedarf in MWh. (Quaschnig, et al., 2013)

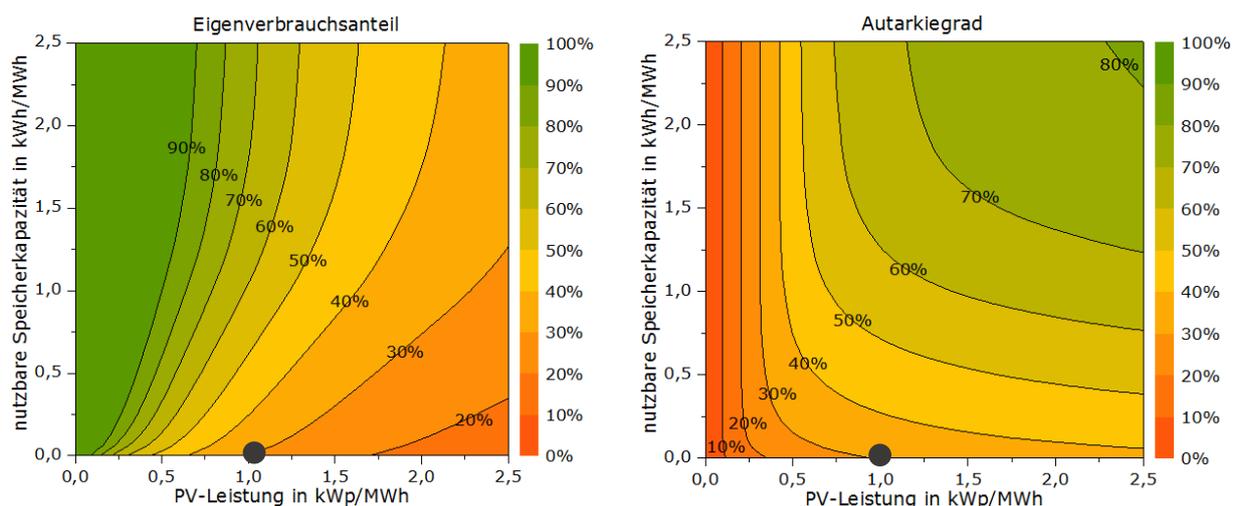


Abbildung 4.5: Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität und PV-Leistung, jeweils normiert auf den Jahresstrombedarf in MWh (Quaschnig, et al., 2013)

Wie bereits in den Auswertungen des Kapitels 4.1.2.1 beschrieben, zeigt auch diese Abbildung, dass mit zunehmender PV-Systemgröße der Eigenverbrauchsanteil sinkt und der Autarkiegrad steigt. Bei einem PV-System mit einer spezifischen Leistung von 1 kWp/MWh

(z.B. PV-Systemgröße 4 kWp, Jahreshaushaltsstrombedarf 4.000 kWh) ohne Batteriespeicher, kann ein Einfamilienhaushalt im Jahresmittel einen Eigenverbrauchsanteil und einen Autarkiegrad von rund 30 % erreichen (Punkt auf Abszisse). Durch die Installation eines 4-kWh-Batteriespeichers (spezifische Speicherkapazität im gewählten Beispiel 1 kWh/MWh), kann der Eigenverbrauchsanteil auf 60 % und der Autarkiegrad auf 55 % gesteigert werden. Zudem ist ersichtlich, dass mit zunehmender Batteriespeicherkapazität auf über 1,5 kWh/MWh der Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad nur noch geringfügig gesteigert werden können. Dies ist damit zu begründen, dass größere Batteriespeicher in der Regel nicht mehr vollständig be- und entladen werden. Aus energetischer Sicht ist es den Berechnungen der HTW Berlin zufolge deshalb günstig, je 1 kWp PV-Leistung eine nutzbare Speicherkapazität von 1 kWh zu installieren. Somit ist es möglich, hohe Autarkiegrade zu erreichen. Auf Grundlage dieser Erkenntnis wurden die nachfolgenden Untersuchungen durchgeführt. (Quaschnig, et al., 2013)

In einem ersten Schritt wurden die beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15 mit einem Batteriespeicher ausgestattet. Die nutzbare Speicherkapazität in kWh wurde wie oben beschrieben an die PV-Systemgröße angepasst. So wurde beispielsweise bei der Betrachtung des 2 kWp PV-Systems ein Batteriespeicher mit 2 kWh Speicherkapazität gewählt. Die Abbildungen 4.6 und 4.7 zeigen jeweils eine Gegenüberstellung des Referenzgebäudes mit und ohne Batteriespeicher. Dabei ist die Wärmepumpe stets zusätzlich zu den Haushaltsgeräten an den PV-Stromkreis angeschlossen.

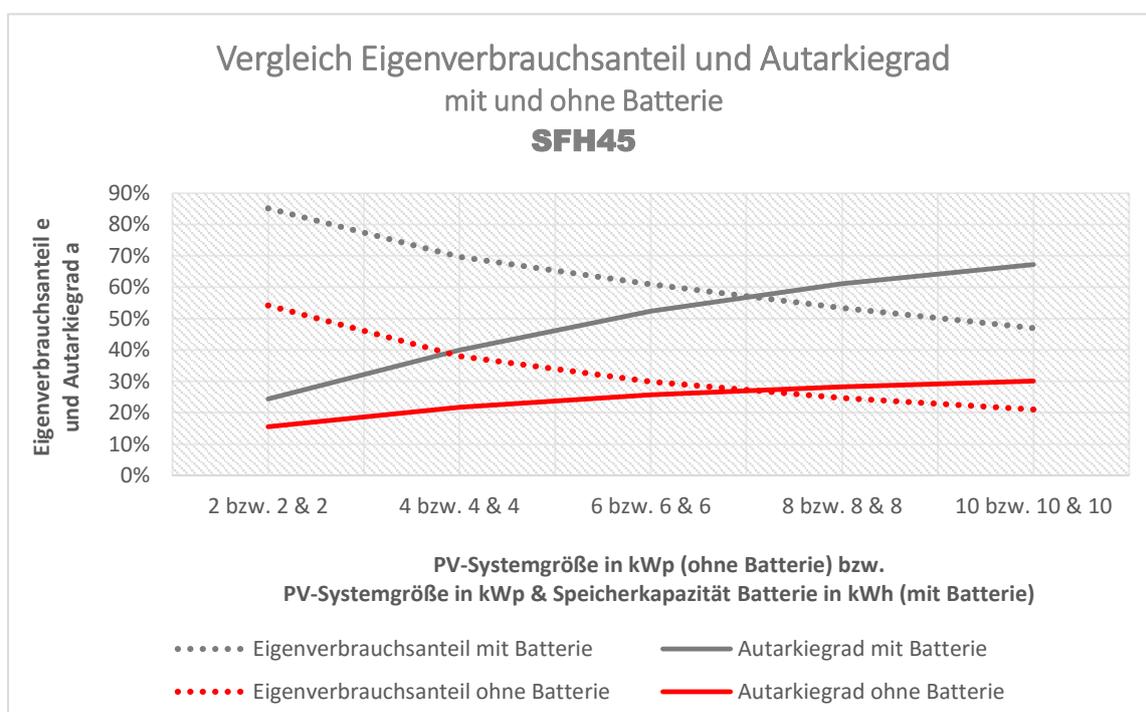


Abbildung 4.6: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des PV-Wärmepumpensystems für das Referenzgebäude SFH45 ohne und mit Batteriespeicher

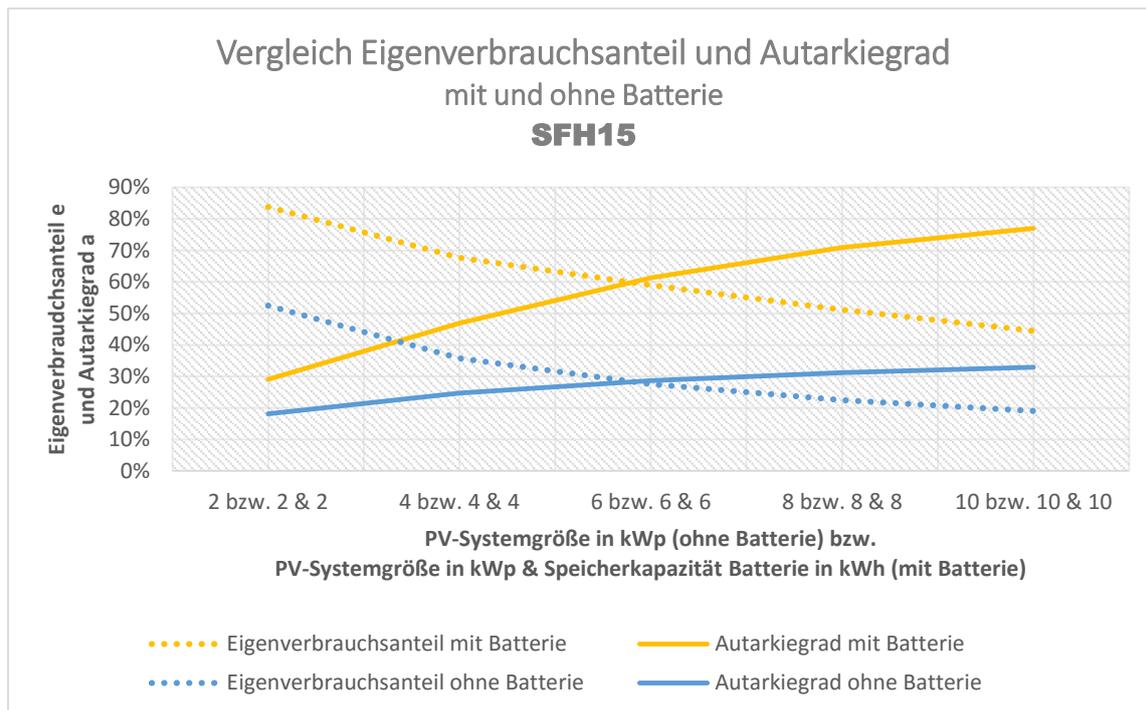


Abbildung 4.7: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des PV-Wärmepumpensystems für das Referenzgebäude SFH45 ohne und mit Batteriespeicher

Anhand der Diagramme wird ersichtlich, dass sowohl Autarkiegrad als auch Eigenverbrauchsanteil durch eine Batterie erheblich gesteigert werden können. Bei exemplarischer Betrachtung des 8 kWp PV-Systems mit einem Batteriespeicher mit 8 kWh Speicherkapazität, versorgen sich die beiden Referenzgebäude zwischen 61 % (SFH45) und 71 % (SFH15) selbst. Auch die Eigenverbrauchanteile können im Vergleich zu den Systemen ohne Batterie bei einem 8 kWp PV-System um 28 % bei beiden Gebäudedämmstandards gesteigert werden. So erreicht SFH45 einen Eigenverbrauchsanteil von 53 % (graue Linien) und SFH15 kann 51 % (gelbe Linien) der erzeugten PV-Energie des 8-kWp-Systems vor Ort verbrauchen bzw. zur Batterieladung nutzen. Die Kombination eines PV-Wärmepumpensystems mit einem Batteriespeicher ermöglicht also, einen höheren Anteil der erzeugten PV-Energie selbst zu nutzen. Dadurch können die Haushalte den vergleichsweise teuren Strombezug aus dem Netz und die damit verbundenen Ausgaben reduzieren (Quaschnig, et al., 2013).

Abbildung 4.8 zeigt den direkten Vergleich der beiden Referenzgebäude, ausgestattet mit einem Batteriespeicher, in einem Diagramm. Ähnlich wie in Abbildung 4.2 ist auch hier zu sehen, dass mit verbessertem Gebäudestandard der Eigenverbrauchsanteil leicht sinkt und der Autarkiegrad steigt. Dieses Verhalten ist auch hier auf den insgesamt geringeren Energiebedarf des besseren Gebäudedämmstandards SFH15 zurückzuführen.

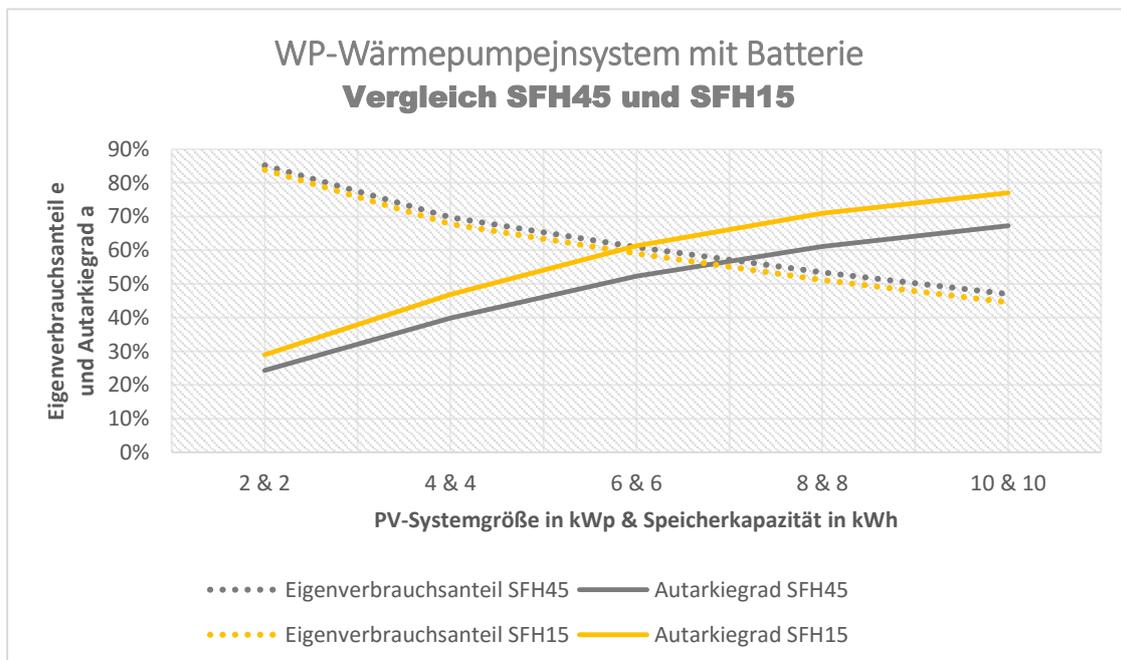


Abbildung 4.8: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des PV-Wärmepumpensystems für die beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15 jeweils mit Batteriespeicher

Durch die Integration des Batteriespeichers kann der Netzbezug für Haushaltsstrom und Wärmepumpe erheblich reduziert werden. Wie aus Abbildung 4.9 hervorgeht, können bspw. mit einem 8 kWp PV-System und einer Batteriespeicherkapazität von 8 kWh bei Referenzgebäude SFH45 33 % des gesamten Strombedarfs zusätzlich durch die PV-Anlage in Form der Batterieentladung genutzt werden. Dadurch kann der Strombezug von 72 % auf 39 % gesenkt werden. Bei SFH15 sind noch 29 % des Strombedarfs über das öffentliche Stromnetz zu decken, da der Batteriespeicher hier 40 % des Strombedarfs für Wärmepumpe und Haushalt abdecken kann. Die noch verbleibenden Netzbezüge der PV-Systemgrößen 2 kWp, 4 kWp, 6 kWp und 10 kWp sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

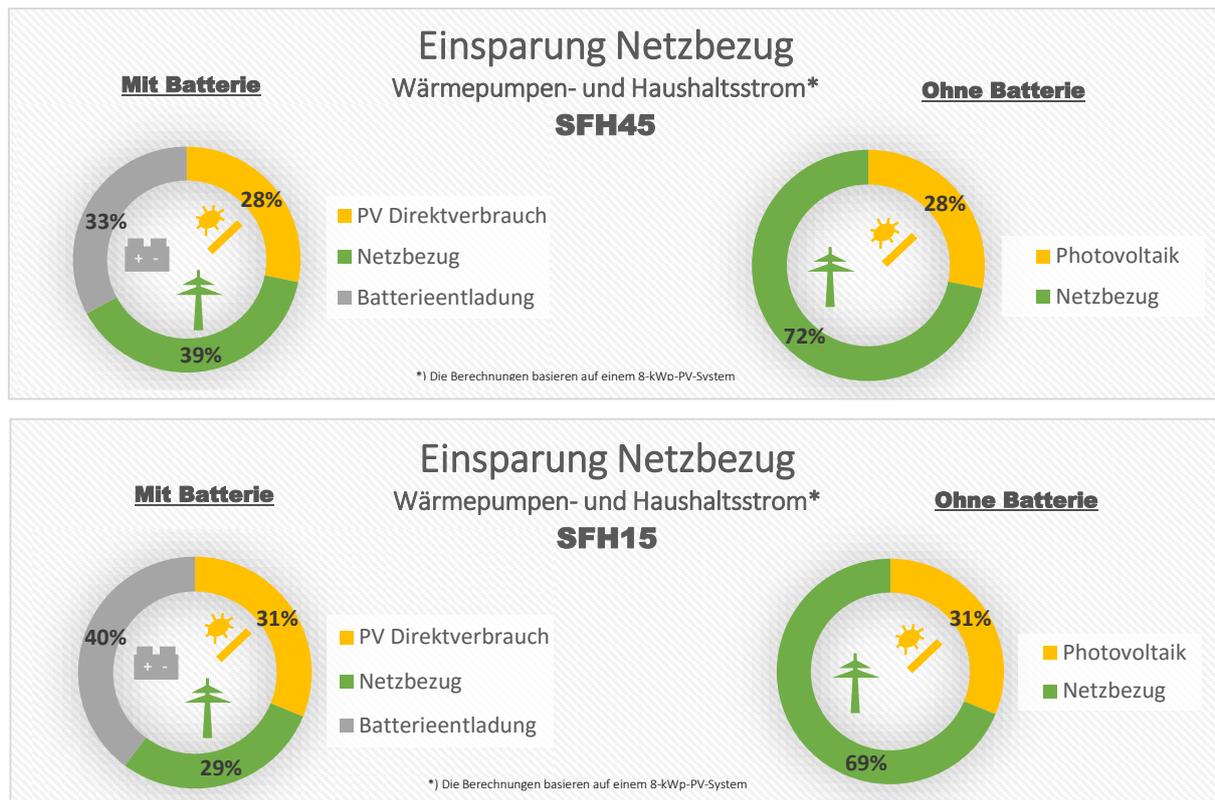


Abbildung 4.9: Vergleich der Einsparung an Netzbezug für Haushaltsstrom und Wärmepumpe des PV-Wärmepumpen-systems mit und ohne Batteriespeicher

Tabelle 7: Anteil des Netzbezugs am Gesamtstrombedarf des Haushaltes der beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15 - Gegenüberstellung mit und ohne Batteriespeicher

Verbleibender Netzbezug					
	2 kWp	4 kWp	6 kWp	8 kWp	10 kWp
SFH 45					
Netzbezug OHNE Batterie	84%	78%	74%	72%	70%
Netzbezug MIT Batterie	76%	60%	48%	39%	33%
SFH 15					
Netzbezug OHNE Batterie	82%	75%	71%	69%	67%
Netzbezug MIT Batterie	71%	53%	39%	29%	23%

Die Kombination von PV-Anlage und Batteriespeicher ermöglicht es, einen hohen Anteil der erzeugten Solarenergie vor Ort zu nutzen. Dadurch ist es den Haushalten möglich, die Ausgaben für Netzstrombezug zu reduzieren. Jedoch liegen die Investitionskosten von Batteriespeichern heute noch relativ hoch. Ab welcher Systemdimensionierung der Einsatz von elektrischen Speichertechnologien auch ökonomische Vorteile bietet, wird u.a. im folgenden Kapitel näher erläutert.

4.2 Ökonomische Bewertung

Im Folgenden werden verschiedene Aspekte der Wirtschaftlichkeit von PV-Wärmepumpensystemen genauer betrachtet. Zunächst wird untersucht, ab wann sich der Anschluss einer Wärmepumpe an den Haushaltsstromkreis und somit an die PV-Anlage lohnt. Im nächsten Schritt wird die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage bei sinkender Einspeisevergütung genauer betrachtet. Auch die kostenoptimale Dimensionierung des Batteriespeichersystems wird nachfolgend analysiert. Nachdem die ökonomische Sinnhaftigkeit einzelner Komponenten des Systems betrachtet wurde, wird abschließend das gesamte PV-Wärmepumpensystem mittels Annuitätenmethode hinsichtlich seiner Wirtschaftlichkeit untersucht.

Um beurteilen zu können, ob ein System rentabel betrieben werden kann, müssen Annahmen über zukünftige Entwicklungen verschiedener Kostenkomponenten getroffen werden. Deshalb sollte man bei Betrachtung der betriebswirtschaftlichen Berechnung stets bedenken, dass es dabei auch zu Fehleinschätzungen kommen kann.

4.2.1 Anschluss der Wärmepumpe

Potentielle Betreiber einer Wärmepumpe stehen vor der Entscheidung, ob die Wärmepumpe an den Haushaltsstromzähler oder einen gesonderten Wärmepumpenzähler angeschlossen werden soll. Der Anschluss an einen Wärmepumpenzähler bringt den Vorteil mit sich, dass vergünstigte Wärmepumpenstromtarife genutzt werden können. Allerdings kann dann der durch eine PV-Anlage erzeugte Solarstrom verschaltungsbedingt nicht für die Wärmepumpe genutzt werden. Soll der erzeugte PV-Strom zur Heizungsunterstützung im Gebäude dienen, muss die Wärmepumpe an den Haushaltsstromkreis angeschlossen werden. (Tjaden, 2015)

Unter Berücksichtigung verschiedener Einflussgrößen kann bestimmt werden, ob sich der Anschluss der Wärmepumpe an den Haushaltsstromkreis lohnt. Als Messgröße kann hierzu der minimale Autarkiegrad des Wärmepumpenstrombedarfs $a_{WP,min}$ herangezogen werden. Dieser beschreibt, welchen Anteil des Wärmepumpenstrombedarfs das PV-System mindestens decken muss, damit ein Verzicht auf den günstigen Wärmepumpenstromtarif wirtschaftlich rentabel ist (Tjaden, 2015). Der minimale Autarkiegrad des Wärmepumpenstrombedarfs berechnet sich nach Gleichung 4.3 zu:

$$a_{WP,min} = \frac{T_{HH} - T_{WP} - k_{Z,WP}}{T_{HH} - T_{PV}} \quad \text{mit} \quad k_{Z,WP} = \frac{K_{Z,WP}}{E_{WP}} \quad (4.3)$$

Mit E_{WP} = Jahresenergieverbrauch der Wärmepumpe

$K_{Z,WP}$ = Kosten des Wärmepumpenstromzählers in Form einer Grundgebühr

T_{HH} = Haushaltsstromtarif

T_{WP} = Wärmepumpenstromtarif

T_{PV} = Einspeisevergütung

Die Ergebnisse der Berechnungen für zwei unterschiedliche Gebäudetypen mit verschiedenen Jahresstromverbräuchen der Wärmepumpe, die an der HTW Berlin durchgeführt wurden, sind der Abbildung 4.10 zu entnehmen. Dabei werden ein Wärmepumpenstromtarif von 18,5 Ct/kWh und ein Haushaltsstromtarif von 28 Ct/kWh zu Grunde gelegt. So ergibt sich für ein Gebäude mit einem Wärmepumpenstrombedarf von 6.000 kWh/a, dass ein PV-System mindestens 50 % des Wärmepumpenstrombedarfs decken müsste, damit sich der Anschluss an den Haushaltsstromkreis lohnt (Abbildung 4.10, rechts). Ist der Stromverbrauch der Wärmepumpe geringer, bspw. wegen dem Einsatz einer effizienteren Technik oder durch eine Modernisierung des Gebäudes, so lohnt sich eine Einbindung bereits ab einem $a_{WP,min}$ von 18 % (bei Wärmepumpenstrombedarf von 1.500 kWh/a, siehe Abbildung 4.10 links). Mit zunehmender Gebäudeeffizienz oder Effizienz der Anlagentechnik lohnt sich folglich der Anschluss an den Haushaltsstromkreis schon bei geringen Autarkiegraden. Bei den Berechnungen wurde von einer Grundgebühr für den Wärmepumpenzähler in Höhe von 100 € ausgegangen und eine Einspeisevergütung von 12,5 Ct/kWh (Bundesnetzagentur, 2015) angenommen. (Tjaden, 2015)

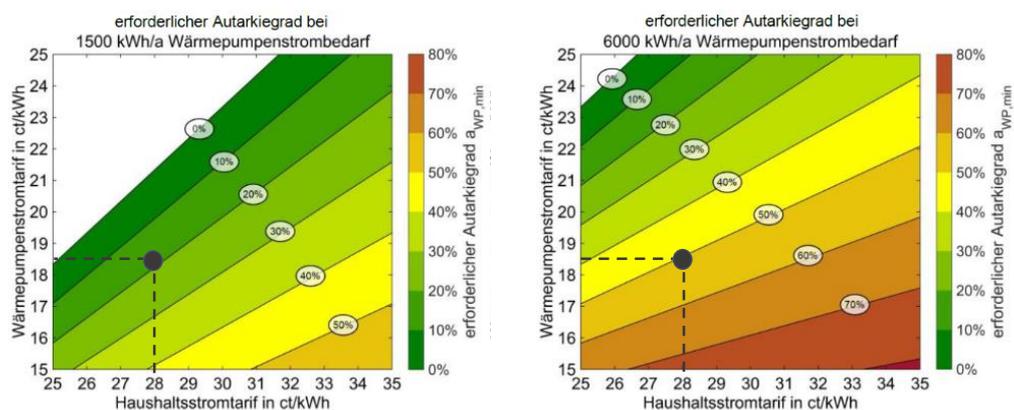


Abbildung 4.10: Erforderlicher Autarkiegrad des Wärmepumpenstrombedarfs $a_{WP,min}$ für einen ökonomischen Betrieb der Wärmepumpe in Kombination mit einem netzgekoppelten PV-System (Tjaden, 2015)

Werden die Annahmen für Haushalts- und Wärmepumpenstromtarif auf den Standort Ingolstadt bezogen, der auch in den Simulationen als Grundlage dient, steht dort der vergleichsweise günstige Stromanbieter Grünwelt Energie zur Verfügung. Die Kosten für den Haushaltsstrom belaufen sich bspw. durch Wahl des Tarifs „grünstrom classic“ auf 23 Ct/kWh

(Stromauskunft, 2015), dieser Wert ist im Vergleich zum bundesweiten Durchschnittswert für Haushaltsstrom von 28,81 Ct/kWh (Strom-Report, 2015) sehr gering. Für die Wärmepumpe bietet Grünwelt Energie z.B. den Tarif „Grünwelt Wärmestrom 12 Bonus“ mit 18 Ct/kWh (Stromanbietervergleich, 2015) an. Wird sonst von den gleichen Annahmen wie in der Beispielrechnung ausgegangen, ergeben sich für die Referenzgebäude SFH45 und SFH15 die in Tabelle 8 dargestellten minimalen Autarkiegrade des Wärmepumpenstrombedarfs. Daraus ist zu entnehmen, dass bei SFH45 ca. 16 % des Wärmepumpenstromes durch die PV-Anlage gedeckt werden müssen, damit sich der Anschluss an den Haushaltsstromzähler lohnt. Bei SFH15 ergibt sich ein minimaler Autarkiegrad von 0 %, was bedeutet, dass es sich für den Betreiber der Wärmepumpe in keinem Fall lohnt, den vergünstigten Wärmepumpenstromtarif zu nutzen. Die Wärmepumpe kann daher sofort rentabel über den Solarstrom betrieben werden.

Tabelle 8: Minimale Autarkiegrade des Wärmepumpenstrombedarfs $a_{WP,min}$ für die beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15

	SFH45	SFH15
Jahresstromverbrauch Wärmepumpe in kWh/a	2.973	1.764
$a_{WP,min}$	16%	0%

Die berechneten Werte sind jedoch stark von dem gewählten Haushaltsstromtarif, dem angebotenen Wärmepumpenstromtarif am jeweiligen Standort sowie der Effizienz der Wärmepumpe abhängig. Die Werte der Tabelle 8 beziehen sich ausschließlich auf die oben genannten Annahmen für die Stromtarife. Ändern sich die Kosten für den Strom, so werden die minimalen Autarkiegrade von den angegebenen Werten abweichen.

Nun wird überprüft, ob das simulierte Gesamtsystem die berechneten minimalen Autarkiegrade des Wärmepumpenstrombedarfs aufweist und ob sich unter den getroffenen Annahmen der Anschluss der Wärmepumpe an den Haushaltsstromzähler lohnt. Aus Abbildung 4.11 (oben) geht hervor, dass mit steigender PV-Systemgröße ein höherer Direktverbrauch an Photovoltaikstrom für die Wärmepumpe erreicht werden kann. Bei einer Photovoltaiksystem-Leistung von 10 kWp ohne Batterie können bei Referenzgebäude SFH45 bis zu 18 % des Wärmepumpenstrombedarfs über die Photovoltaikanlage gedeckt werden. Auch das 8-kWp-System erfüllt bereits den errechneten minimalen Autarkiegrad von 16 %. Da bei einer PV-Leistung von 6 kWp nur 13 % des Wärmepumpenstroms über die PV-Anlage gedeckt werden können, ist es hier nicht wirtschaftlich, die Wärmepumpe an den Haushaltsstromzähler anzuschließen, stattdessen ist es sinnvoller den günstigen Wärmepumpenstromtarif für die Wärmepumpe zu nutzen. Auch bei noch geringen

Systemleistung von 4 kWp oder 2 kWp kann der berechnete minimale Autarkiegrad nicht erreicht werden. Ein 4-kWp-System kann maximal 8 % des Wärmepumpenstrombedarfs decken, eine 2 kWp PV-Anlage deckt 3 %. Wird jedoch zusätzlich ein Batteriespeichersystem in das Gesamtsystem integriert, kann der Deckungsanteil durch die Photovoltaikanlage erheblich gesteigert werden. Der Grund dafür ist, dass dann auch die Batterieentladung zur Deckung des Wärmepumpenstrombedarfes beiträgt, wie Abbildung 4.11 (unten) zeigt.

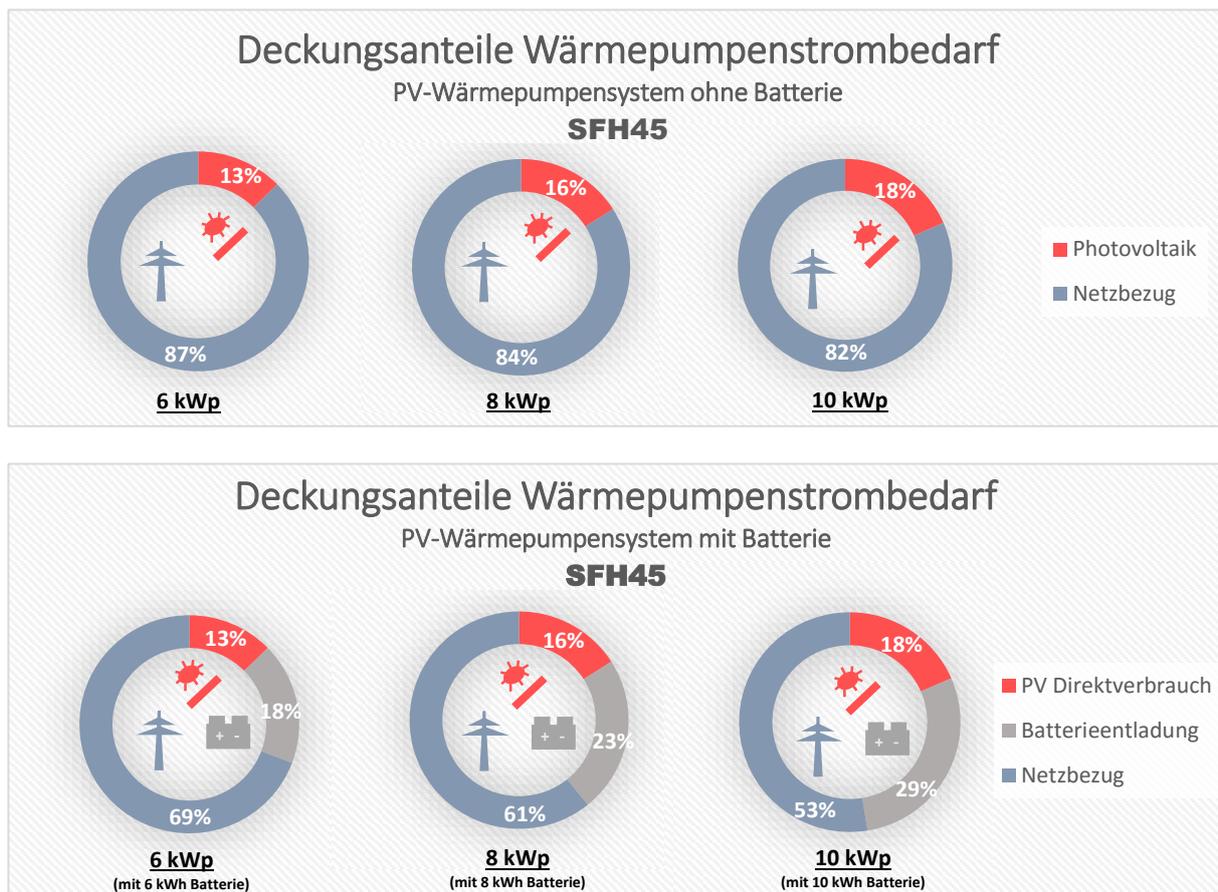


Abbildung 4.11: Deckungsanteile des Wärmepumpenstrombedarfs des Referenzgebäudes SFH45 durch ein PV-System mit einer Leistung 6 kWp, 8 kWp oder 10 kWp jeweils ohne und mit Batteriespeicher

Das PV-Wärmepumpensystem des Referenzgebäudes SFH45 erreicht mit einem 10 kWp PV-System und einer Batteriekapazität von 10 kWh einen Deckungsanteil durch die Photovoltaikanlage von 47 %. Somit kann fast die Hälfte des gesamten Wärmepumpenstrombedarfes durch die PV-Anlage gedeckt werden. Das Referenzgebäude SFH15 erreicht mit einer PV-Systemleistung von 10 kWp und einem 10 kWh Batteriespeicher einen Autarkiegrad des Wärmepumpenstrombedarfes von 58 %. Somit müssen zur Deckung des Wärmestroms nur noch 42 % aus dem Netz bezogen werden. Die Gegenüberstellung der beiden Gebäudedämmstandards bzgl. des $a_{WP,min}$ veranschaulicht Abbildung 4.12.

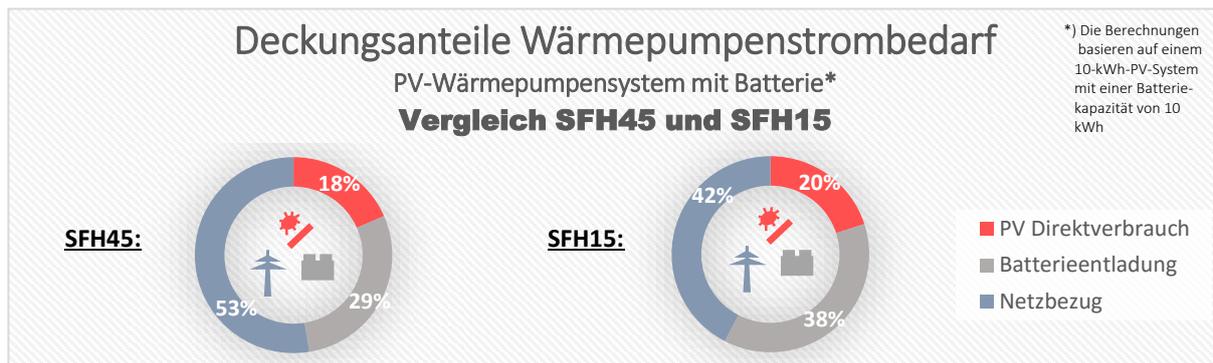


Abbildung 4.12: Vergleich der Deckungsanteile des Wärmepumpenstrombedarfs der beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15 für ein PV-System mit einer Leistung von 10 kWp und einem Batteriespeicher mit 8 kWh Speicherkapazität

Hohe PV-Deckungsanteile für den Wärmepumpenstrom können folglich vor allem mit großen PV-Systemen erreicht werden. Für die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlagen sind jedoch hohe Eigenverbrauchsanteile erforderlich, wie im nachfolgenden Teilkapitel ausführlich erläutert wird. Hohe Eigenverbrauchsanteile sind allerdings gerade durch kleine PV-Leistungen erreichbar. Somit sind im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung immer mehrere Teilaspekte abzuwägen und es gilt stets das Gesamtsystem im Blick zu behalten.

4.2.2 Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage

Bisher wurden PV-Anlagen oft nur für die Einspeisung des erzeugten Solarstromes in das öffentliche Netz errichtet. Diese konnten sich dann ausschließlich durch die gesetzlich fest zugesicherten Einnahmen aus der Netzeinspeisung refinanzieren. In den vergangenen Jahren fielen jedoch die Einspeisevergütungssätze drastisch (vgl. Abbildung 1.1), weshalb künftig ein Teil des erzeugten Solarstromes zeitgleich verbraucht werden muss, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. (Weniger, et al., 2014)

In den vergangenen Jahren sind auch die Stromgestehungskosten für PV-Energie deutlich gesunken, was auf die starke Preissenkung bei PV-Systemen zurückzuführen ist. Gleichzeitig steigen die Strombezugskosten für private Haushalte an (siehe ebenfalls in Abbildung 1.1). Durch die starke Degression der Vergütungssätze für PV-Strom liegen diese mittlerweile unterhalb der Stromgestehungskosten typischer PV-Systeme. Durch diese Entwicklung sind die Einnahmen aus der Netzeinspeisung allein nicht mehr ausreichend, um eine PV-Anlage rentabel zu betreiben. Nur durch Einsparung des vergleichsweise teuren Netzstromes ist es heute möglich, ein PV-System wirtschaftlich zu betreiben. Die Ökonomie von photovoltaischen Eigenverbrauchsanlagen wird daher entscheidend von der langfristigen Entwicklung der Strombezugskosten sowie der Höhe des Solarstrom-Eigenverbrauches beeinflusst. Wie hoch

der für die Wirtschaftlichkeit erforderliche Eigenverbrauchsanteil des erzeugten Solarstromes ist, zeigen nachfolgende Berechnungen der HTW Berlin. (Weniger, et al., 2014)

Anhand Abbildung 4.13 wird ersichtlich, wie hoch der erforderliche Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit der Vergütungshöhe und der PV-Stromgestehungskosten mindestens sein muss, damit ein wirtschaftlicher Betrieb der PV-Anlage möglich ist. Dabei wird von einem Anstieg der Strompreise in den nächsten 20 Jahren um jährlich 2 % (Inflation) ausgegangen, im Mittel ergibt sich ein Netzstrombezugspreis von 34 Ct/kWh. In dem in grün gekennzeichneten Bereich liegt die Vergütung über den Gestehungskosten, somit ist

der Eigenverbrauch für die Rentabilität nicht zwingend erforderlich. Zudem wird deutlich, dass mit zunehmender Differenz zwischen Einspeisevergütung und Gestehungskosten ein höherer Eigenverbrauchsanteil nötig ist, um das PV-System wirtschaftlich betreiben zu können. Wie bereits anhand der Auswertungen in Kapitel 4.1 ersichtlich wurde, lassen sich hohe Eigenverbrauchsanteile nur mit sehr kleinen PV-Systemen oder durch Batteriespeicher erreichen. (Weniger, et al., 2014)

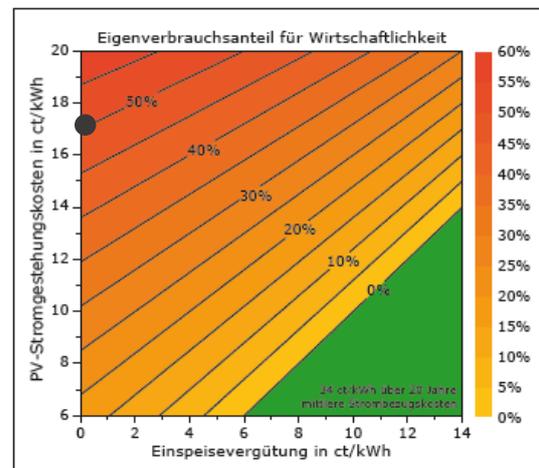


Abbildung 4.13: Minimal erforderlicher Eigenverbrauchsanteil zur Wirtschaftlichkeit des PV-Systems (Weniger, et al., 2014)

Damit ein PV-System mit Stromgestehungskosten von 17 Ct/kWh (Höchstwert 2013, (Enkhardt, 2014)) auch ohne Netzeinspeisung rentabel ist, muss den Berechnungen zufolge ein Eigenverbrauchsanteil von über 50 % realisiert werden (Punkt auf Ordinate). In Abbildung 4.14 ist die Entwicklung des Eigenverbrauchsanteils des Referenzgebäudes SFH45 durch Anschluss der Wärmepumpe an den Haushaltsstromkreis (rote Linie) sowie durch den Einsatz eines Batteriespeichers zur Deckung von Haushalts- und Wärmepumpenstrombedarf (graue Linie) dargestellt. Wird nur der Haushaltsstrombedarf durch die PV-Anlage gedeckt und steht kein Batteriespeichersystem zur Verfügung, kann bei dem simulierten Referenzgebäude nur mit einer sehr kleinen PV-Anlage von 2 kWp ein Eigenverbrauchsanteil von ca. 50 % erreicht werden, was zu einem wirtschaftlichen Betrieb führt. Wird zusätzlich die Wärmepumpe an den PV-Stromkreis angeschlossen, erreicht ebenfalls nur das PV-System mit einer Leistung von 2 kWp einen Eigenverbrauchsanteil von über 50 %. Wird das PV-Wärmepumpensystem zusätzlich um einen Batteriespeicher erweitert, können die Eigenverbrauchsanteile insgesamt erheblich gesteigert werden. Dann erreicht auch das 8-kWp-PV-System einen

Eigenverbrauchsanteil von über 50 % und ist auch ohne Netzeinspeisung bei 17 Ct/kWh Stromgestehungskosten noch rentabel.

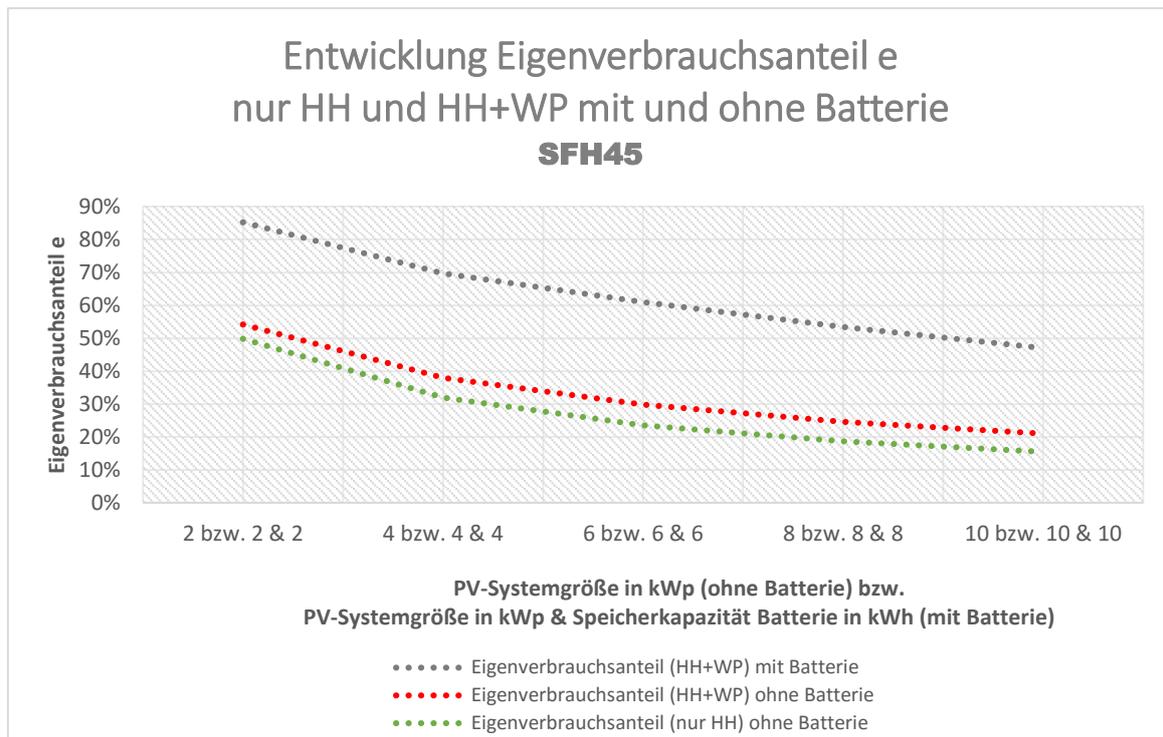


Abbildung 4.14: Eigenverbrauchsanteile des Referenzgebäudes SFH45 für die Fälle "nur die Verbraucher im Haushalt sind an die PV-Anlage angeschlossen", "Wärmepumpe und Haushalt werden mit Solarstrom versorgt - ohne Batterie" und "Wärmepumpe und Haushalt werden mit Solarstrom versorgt – mit Batterie"

Die Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) hat eine Marktanalyse zu den Stromgestehungskosten im Energiebereich durchgeführt. Die Analyse im Bericht der AEE (Agentur für Erneuerbare Energien, 2014) vergleicht 20 wissenschaftliche Studien hinsichtlich ihrer zu erwartenden Entwicklung der Stromgestehungskosten. Laut dieser Untersuchung gehen alle 20 Studien davon aus, dass Strom aus Photovoltaik und Windkraft in den kommenden Jahren noch günstiger werden wird. So lagen im Jahr 2013 die Stromgestehungskosten für PV-Strom im Bereich von 8 Ct/kWh bis 17 Ct/kWh. PV-Anlagen, die 2015 ans Netz gehen, könnten nach den Analysen Strom für 8 Ct/kWh bis 15 Ct/kWh produzieren. Für die Zukunft gehen alle Studien von noch weiteren Kostensenkungen aus. Dies bedeutet nach Abbildung 4.13, dass bspw. ein PV-System mit Stromgestehungskosten von 8 Ct/kWh und ohne Einspeisevergütung schon bei einem Eigenverbrauchsanteil von ca. 24 % rentabel zu betreiben ist. Das Referenzgebäude SFH45 erreicht diesen Wert bei allen untersuchten Konzepten mit Batteriespeicher. Werden nur die Verbraucher im Haushalt versorgt (ohne Batterie), erreicht weder das 8 kWp System noch das 10-kWp-PV-System einen Eigenverbrauchsanteil von 24%. Auch wenn zusätzlich die Wärmepumpe an den PV-Stromkreis angeschlossen wird (ebenfalls ohne Batterie), erreicht das 10-kWp-System nur einen Eigenverbrauchsanteil von 21%. (Enkhardt, 2014)

Die Einspeisevergütung ist für die Rentabilität großer PV-Systeme jedoch weiterhin erforderlich. Kleine PV-Systeme mit hohen Eigenverbrauchsanteilen können sich überwiegend durch die Einsparungen des Netzbezuges refinanzieren. Die Wirtschaftlichkeit von großen PV-Systemen mit geringen Eigenverbrauchsanteilen ist entscheidend von der Höhe der Einspeisevergütung abhängig. Abbildung 4.15 zeigt die zur Wirtschaftlichkeit von PV-Systemen erforderliche Einspeisevergütung in Abhängigkeit der PV-Systemkosten und der auf den Jahresstrombedarf normierten PV-Leistung. Würde der ins Netz eingespeiste Strom nicht

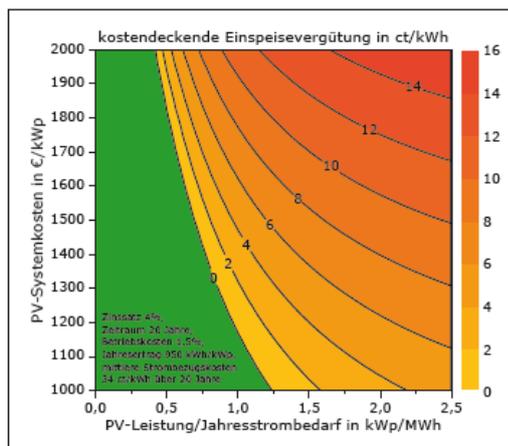


Abbildung 4.15: Erforderliche Einspeisevergütung zur Wirtschaftlichkeit von PV-Systemen in Abhängigkeit der PV-Systemkosten und der auf den Jahresstromverbrauch normierten PV-Leistung (Weniger, et al., 2014)

mehr vergütet werden, wären bspw. bei aktuellen PV-Systemkosten in Höhe von 1.600 €/kWp (netto) (Photovoltaik.org, 2015) nur noch PV-Systeme mit einer Leistung von bis zu 0,7 kWp/MWh wirtschaftlich. Bei einem Jahreshaushaltsstromverbrauch von 4.000 kWh wären das PV-Systeme von bis zu 2,8 kWp. Es würden sich also größere PV-Systeme mit geringem Eigenverbrauchsanteil nicht mehr rentieren und große Anteile des Dachflächenpotentials in Deutschland blieben ungenutzt. (Weniger, et al., 2014)

4.2.3 Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen

Die kostenoptimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen ist einer Vielzahl von Einflussfaktoren unterworfen und variiert stark in Abhängigkeit von der jeweiligen Kostensituation. Da zum Zeitpunkt der Systemplanung die Entwicklung der Strombezugskosten und der jährliche Strombedarf während der Nutzungsdauer nur prognostiziert werden können, kann auch die kostenoptimale Systemdimensionierung nur abgeschätzt werden. Zudem sind zur ökonomischen Bewertung von PV-Speichersystemen weitere Annahmen und Prognosen erforderlich, die in Tabelle 9 zusammengestellt sind. (Quaschnig, et al., 2013)

Tabelle 9: Annahmen und Prognosen zur Analyse der Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen (Quaschnig, et al., 2013)

Annahmen und Prognosen zum PV-Speichersystem			
Nutzungsdauer PV-System	20 Jahre		
Kalendarische Lebensdauer Batteriespeicher	20 Jahre		
Zyklenlebensdauer Batterie	5.000 Zyklen		
Jährliche Betriebskosten PV-Speichersystem (Wartung, Reparaturen, Versicherungsprämien)	1,5% der Investitionskosten		
Kapitalverzinsung	4%		
Netzbezugskosten (gemittelt über 20 Jahre, ausgehend von 28 Ct/kWh und 2% Preissteigerung pro Jahr)	34 Ct/kWh		
Szenarien zur Kostenentwicklung			
	Kurzfristig	Mittelfristig	Langfristig
PV-Systemkosten in €/kWp (brutto)	1.500	1.200	1.000
Batteriespeicherkosten in €/kWp (brutto)	1.500	1.000	600
Einspeisevergütung in Ct/kWh	11	6	2

Als Bewertungsgröße werden die mittleren Stromkosten des Haushaltes in Ct/kWh herangezogen. Diese entsprechen dem Preis, den der Haushalt für den gesamten Strombedarf während der Nutzungsdauer des PV-Speichersystems durchschnittlich zahlen muss. Die Erlöse aus der Netzeinspeisung des PV-Stroms werden dabei kostenmindernd betrachtet. Die kostenoptimale Dimensionierung stellt die Systemkonfiguration mit den geringsten mittleren Stromkosten dar. (Quaschnig, et al., 2013)

Kurzfristig: Bereits kleine Batteriespeicher rentabel

Typische Kosten für PV-Systeme unter 10kWp liegen derzeit in der Größenordnung um 1.900 €/kWp (brutto) (Photovoltaik.org, 2015). Es wird davon ausgegangen, dass die Reduktion der PV-Systemkosten im Gegensatz zu den Jahren 2008 bis 2012 zukünftig deutlich geringer ausfallen wird. Es ist daher zu erwarten, dass die Kosten für PV-Anlagen kurzfristig nur moderat auf 1.500 €/kWp sinken (siehe Tabelle 9), da die Technik aktuell sehr ausgereift ist und nur noch wenig Kostensenkungspotential bietet. Kurzfristig sind zudem Batteriespeicherkosten in Höhe von 1.500 €/kWh vorstellbar. Gleichzeitig muss damit gerechnet werden, dass die Degression der Einspeisevergütung in Zukunft anhält. Unter der Annahme, dass die Netzeinspeisung kurzfristig nur noch mit 11 Ct/kWh vergütet wird, ergeben sich die in Abbildung 4.16 dargestellten mittleren Stromkosten. Die Farben kennzeichnen die mittleren Stromkosten über

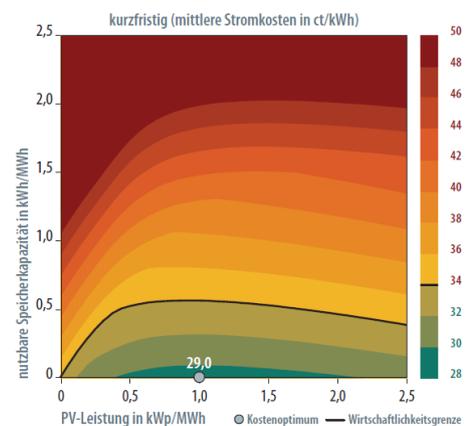


Abbildung 4.16: Mittlere Stromkosten für 20 Jahre, kurzfristiges Szenario (Quaschnig, et al., 2013)

20 Jahre in Abhängigkeit der PV-Systemgröße und der nutzbare Speicherkapazität. Es ist zu erkennen, dass sich in besonderem Maße kleine Systeme mit hohem Eigenverbrauchsanteil rechnen. Bei der gegebenen Kostensituation liegt das ökonomische Optimum bei einer Größe des PV-Systems von 1 kWp/MWh. Jedoch hat eine vom Kostenoptimum abweichende PV-Systemgröße nur eine geringe Steigerung der mittleren Stromkosten zur Folge. Der wirtschaftliche Betrieb ist bei einer PV-Systemgröße von 1 kWp/MWh auch noch bei einer nutzbaren Speicherkapazität von 0,5 kWh/MWh gegeben (siehe Wirtschaftlichkeitsgrenze, Abbildung 4.16). (Quaschnig, et al., 2013)

Mittelfristig: Größere Batteriespeicher attraktiv

Da bereits kurzfristig der wirtschaftliche Betrieb von kleinen Batteriespeichern möglich sein wird, ist damit zu rechnen, dass die Verbreitung und Entwicklung der Speicher weiter zunimmt. Deshalb ist mittelfristig von einer weiteren Reduktion der Batteriespeicherkosten auf 1.000 €/kWh auszugehen. Mittelfristig ist zudem eine weitere Senkung der PV-Systemkosten auf 1.200 €/kWp zu erwarten. Der zunehmende Anteil der Photovoltaik an der Stromerzeugung wird dann zu einer weiteren Degression der Einspeisevergütung für neue PV-Systeme führen. Daher wird angenommen, dass die Vergütung des eingespeisten Solarstroms mittelfristig nur noch 6 Ct/kWh beträgt. Durch diese Entwicklung steigt die Diskrepanz zwischen Einspeisevergütung und PV-Stromgestehungskosten, was zu einer weiteren Verkleinerung des kostenoptimalen PV-Systems hin zu höheren Eigenverbrauchsanteilen führt, wie Abbildung 4.17 zeigt. Auf Basis der genannten Kostenannahmen ergeben sich die geringsten mittleren Stromkosten bei einer PV-Systemgröße von 0,6 kWp/MWh. Durch den Einsatz von Speichersystemen könnten der Autarkiegrad und der Eigenverbrauchsanteil zu geringen Mehrkosten weiter gesteigert werden. Auch durch den Einsatz größerer PV-Systeme würden die Kosten nur geringfügig ansteigen. Es wird ersichtlich, dass mittelfristig die Systemkonfiguration die mittleren Stromkosten über einen weiten Bereich nur wenig beeinflusst. Dies zeigt auf, dass sich bereits mittelfristig PV-Systeme mit größeren Batteriespeichern wirtschaftlich betreiben lassen. (Quaschnig, et al., 2013)

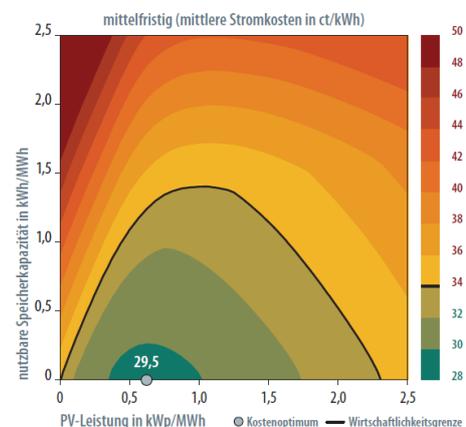


Abbildung 4.17: Mittlere Stromkosten für 20 Jahre, mittelfristiges Szenario (Quaschnig, et al., 2013)

Langfristig: PV-Systeme mit Speicher kostenoptimal

Langfristig sind spezifische Kosten für Batteriespeicher in Höhe von 600 €/kWh und für PV-Systeme 1.000 €/kWp vorstellbar. Für die Einspeisevergütung werden im Mittel 2 Ct/kWh angenommen, da nach Auslaufen der EEG-Förderung davon auszugehen ist, dass die Netzeinspeisung nur noch zu Marktpreisen vergütet wird. Die geringe Netzeinspeisung kann dabei kaum zur Refinanzierung der PV-Systeme beitragen, weshalb sich die Entwicklung zu Systemkonfigurationen mit hohem Eigenverbrauchsanteil verstärken wird. Diesen Zusammenhang veranschaulicht auch Abbildung 4.18. So liegt die kostenoptimale Systemdimensionierung bei einer PV-Leistung von 0,8 kWp/MWh und einer nutzbaren Speicherkapazität von 1,1 kWh/MWh. Durch das ökonomisch optimale System kann dann ein Eigenverbrauchsanteil von 70 % und ein Autarkiegrad von 54 % erzielt werden. Auch Systemkonfigurationen mit noch höheren Autarkiegraden können zu geringfügigen Mehrkosten bevorzugt werden, denn diese ermöglichen gleichzeitig eine geringere Abhängigkeit von möglichen Steigerungen der Strombezugskosten. Langfristig lassen sich also durch den Einsatz eines Batteriespeichersystems geringere mittlere Stromkosten realisieren als durch ein PV-System ohne Batteriespeicher. Ein wirtschaftlicher Betrieb von großen PV-Systemen wird nach angenommener Kostenentwicklung ohne Speicher nicht mehr möglich sein. (Quaschnig, et al., 2013)

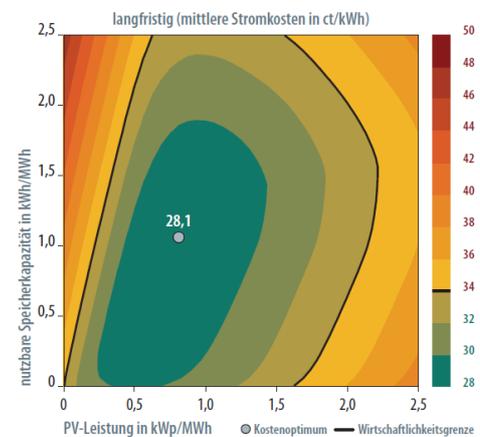


Abbildung 4.18: Mittlere Stromkosten für 20 Jahre, langfristiges Szenario (Quaschnig, et al., 2013)

Obwohl die Entwicklung der angenommenen Eingangsgrößen auf zahlreichen Prognosen basiert, konnte grundsätzlich gezeigt werden, dass die Kombination von PV-Systemen mit Batteriespeichern langfristig finanziell vorteilhaft sein wird. Werden die Kosten für Batteriespeicher und PV-System zukünftig sinken, ist ein wirtschaftlicher Betrieb von PV-Anlagen mit Speichern auch bei geringen Einspeisevergütungen möglich. (Quaschnig, et al., 2013)

4.2.4 Ökonomische Bewertung des Gesamtsystems mittels Annuitätenmethode

Im Vorangegangenen wurden einzelne Systemteile wie der Anschluss der Wärmepumpe, das Photovoltaiksystem oder der Batteriespeicher hinsichtlich ihrer ökonomischen Rentabilität bewertet. Im folgenden Teilkapitel wird nun das gesamte PV-Wärmepumpensystem hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit analysiert. Dazu wird die Annuitätensmethode nach

VDI-Richtlinie 2067 herangezogen. Mithilfe dieser Methode ist es möglich, einmalige Investitionskosten und laufende Zahlungen während des Betrachtungszeitraums in jährlich gleichbleibenden Zahlungen, den Annuitäten, zusammenzufassen. Die daraus erhaltenen Annuitäten verschiedener Systeme können dann miteinander verglichen werden. Die jährliche Gesamtannuität A_N ergibt sich unter Berücksichtigung aller anfallenden Geldströme zu (Lopez, et al., 2011):

$$A_N = (A_{N,K} + A_{N,V} + A_{N,B}) - A_{N,E} \quad (4.4)$$

Mit: $A_{N,K}$ = Annuität der kapitalgebundenen Kosten
 $A_{N,V}$ = Annuität der bedarfsgebundenen Kosten
 $A_{N,B}$ = Annuität der betriebsgebundenen Kosten
 $A_{N,E}$ = Annuität der Einnahmen z.B. aus der Netzeinspeisung von Solarstrom

Um das PV-Wärmepumpensystem bewerten zu können, ist ein Referenzsystem für den Vergleich der Gesamtannuität nötig. Hierbei wird auf ein konventionelles Wärmeversorgungssystem, einen Heizkessel zurückgegriffen. Zur Berechnung der Annuitäten müssen wiederum einige Annahmen und Prognosen getroffen werden. Die angenommenen finanzmathematischen Parameter sowie die Annahmen zu den Energie- und Investitionskosten können den Tabellen 10 und 11 entnommen werden.

Tabelle 10: Allgemeine Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mittels Annuitätenmethode

Annahmen zur Annuitätenberechnung		
Allgemeine Annahmen		
<i>Parameter</i>	<i>Wert</i>	<i>Quelle</i>
Betrachtungszeitraum	20 Jahre	-
Zinssatz	5 %	-
Preisänderungsfaktor	3 %	-
Nutzungsdauern nach VDI 2067, außer:		(Bundesministerium für Finanzen, 2014)
- PV-Anlage	20 Jahre	(Drück, et al., 2013)
- Speicher	30 Jahre	
Anlagen und Installationskosten		
- PV-Anlage	1.640 €/kWp	(Photovoltaik.org, 2015)
Wartungs- und Instandhaltungskosten, nach VDI 2067, außer		(Photovoltaik.org, 2015)
- PV-Anlage	25 €/kWp (entspricht 1,5% der Investitionskosten)	
Einspeisevergütung	12,31 Ct/kWh	(Bundesnetzagentur, 2015)
Annahmen der Energiekosten (brutto)		
<i>Parameter</i>	<i>Wert</i>	<i>Quelle</i>
Haushaltsstromtarif	28,81 Ct/kWh	(Strom-Report, 2015)
Heizöl	5,81 Ct/kWh	(Thermondo GmbH, 2015)

Tabelle 11: Annahmen zu den Investitionskosten, Exemplarisch für eine 8 kWp PV-Anlage (ohne UST)

Investitionskosten (netto)			
Kostenart	Wert (€/a)		Quelle
	PV-Wärmepumpen-system	Heizöl-Referenzsystem	
Heizraum	2.800	2.800	VDI 2067 Beispiel
PV-Anlage inkl. Installation (8kWp)	13.120	-	Siehe Annahme Tabelle x
Wärmepumpe Investition ohne Speicher	10.097	-	Preis Wärmepumpe Effiziento HTZ 8 (Effiziento, 2015)
Montage Wärmepumpe	2.000	-	(Wärmepumpen.info, 2015)
Anschluss an Haushaltsstromkreis	100	-	-
Kessel (10 kW) Investition ohne Speicher	-	4.000	Mittelwert aus Angeboten (Idealo, 2015)
Ölbrenner mit Gebläse und Zubehör	-	900	Mittelwert aus Angeboten (Idealo, 2015)
Montage Kessel	-	1.500	(Kloth, 2015)
Heizöltank, 1000 Liter	-	800	Mittelwert aus Angeboten (Idealo, 2015)
Speicher (inkl. Wärmetauscher für TWV)	2.235	2.235	Preis VIEMANN Vitocell 340-M (Idealo, 2015)
Gesamt	30.352	12.235	

Exemplarisch wird das PV-Wärmepumpensystem ohne Batteriespeicher des Referenzgebäudes SFH15 mit einer PV-Leistung von 8 kWp betrachtet und bewertet. Es wird davon ausgegangen, dass das System in einen Neubau zum Einsatz kommt. Auch der Heizkessel wurde auf die Daten des Gebäudes SFH15 ausgelegt. Die Investitionskosten für das Wärmeverteilsystem und -abgabesystem werden bei beiden Systemen als identisch betrachtet und bleiben deshalb bei den folgenden Betrachtungen unberücksichtigt. Auch von der Berücksichtigung ggf. vorhandener staatlicher Förderungen wurde abgesehen.

Zur Ermittlung der Gesamtannuität nach Formel 4.4 des jeweiligen Wärmeerzeugungssystems wird in vier Schritten vorgegangen. Zunächst wird die Annuität der kapitalgebundenen Kosten $A_{N,K}$ ermittelt, diese errechnet sich nach folgender Gleichung:

$$A_{N,K} = (A_0 + A_1 + A_2 + \dots + A_n - R_W) * a \quad (4.5)$$

Mit: A_0 = Investitionsbetrag

$A_1 \dots A_n$ = Barwert der ersten, zweiten, ..., n-ten Ersatzbeschaffung

R_w = Restwert
 a = Annuitätsfaktor

Dabei sind vor allem die Investitionen in die betriebstechnischen Anlagenteile detailliert zu betrachten, die Ergebnisse sind Tabelle 11 zu entnehmen. Die Nutzungsdauer der Anlagenkomponenten ist nach der VDI-Richtlinie 2067 festgelegt und ggf. vorhandene Ersatzbeschaffungen innerhalb des Betrachtungszeitraums der 20 Jahre werden berücksichtigt. Am Ende der 20 Jahre weisen einige Komponenten einen Restwert auf. Dieser kann anhand der linearen Abschreibung und Abzinsung auf den Beginn des Betrachtungszeitraums ermittelt werden. Mithilfe des Annuitätenfaktors a können die Investitionen dann in die jährliche Annuität der kapitalgebundenen Kosten umgerechnet werden.

Im zweiten Schritt werden die bedarfsgebundenen Kosten betrachtet. Dazu müssen zunächst der Jahresenergiebedarf und die Energiekosten der jeweiligen Energieträger (siehe Tabelle 10) bekannt sein. Aus den bedarfsgebundenen Kosten im ersten Jahr kann dann durch Multiplikation mit dem Annuitätenfaktor und dem preisdynamischen Barwertfaktor die Annuität der bedarfsgebundenen Kosten $A_{N,V}$ nach Gleichung 4.6 ermittelt werden. Der Barwertfaktor berücksichtigt dabei Preisänderungen, die während des Betrachtungszeitraums auftreten.

$$A_{N,V} = A_{V,1} * a * b \quad (4.6)$$

Mit: $A_{V,1}$ = Bedarfsgebundene Kosten im ersten Jahr
 b = preisdynamischer Barwertfaktor

In Schritt drei wird die Annuität der betriebsgebundenen Kosten $A_{N,B}$ ermittelt, vgl. Gleichung 4.7. Darunter fallen vor allem Kosten für die Bedienung und Instandhaltung der Anlagen bzw. Anlagenkomponenten. Auch Änderungen der betriebsgebundenen Kosten wie z.B. Änderungen des Lohnniveaus während des Betrachtungszeitraums werden berücksichtigt, wiederum über den preisdynamischen Barwertfaktor.

$$A_{N,B} = A_{B1} * a * b + A_{IN} * a * b \quad (4.7)$$

Mit: A_{B1} = Betriebsgebundene Kosten im ersten Jahr für Bedienung
 A_{IN} = Betriebsgebundene Kosten im ersten Jahr für Instandhaltung

Im letzten Schritt ist die Annuität der Erlöse $A_{N,E}$, unter Annahme von Preisänderungen, nach Gleichung 4.8 zu berechnen. Beim PV-Wärmepumpensystem sind an dieser Stelle die Erlöse aus der Netzeinspeisung des Photovoltaikstroms zu betrachten.

$$A_{N,V} = E_1 * a * b \quad (4.8)$$

Mit: E_1 = Erlöse im ersten Jahr

Sind die einzelnen Annuitäten ermittelt, kann daraus die Gesamtannuität aller Kosten des Wärmeerzeugungssystems berechnet werden. Bei einem Vergleich der Annuitäten ist das System zu wählen, das weniger Gesamtkosten verursacht. Die genauen Berechnungsformeln der einzelnen Komponenten der Gleichungen 4.5 bis 4.8 können der VDI-Richtlinie 2067 (VDI, 2012) entnommen werden.

Abbildung 4.19 stellt die Ergebnisse der exemplarischen Bewertung des 8 kWp PV-Wärmepumpensystems nach der Annuitätenmethode dar. Die genauen Werte können den Berechnungen in Anhang A.2 entnommen werden. Dabei weist das Kesselsystem mit 3.740 € die geringere Gesamtannuität auf. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die Investitionskosten des PV-Wärmepumpensystems im Vergleich zum Ölkesselsystem um ca. 18.000 € höher liegen. Vor allem die Kosten für die PV-Anlage mit über 13.000 € und die Kosten der Wärmepumpe wirken sich dabei stark aus. Ein zweiter Effekt, der zu der höheren Gesamtannuität des PV-Wärmepumpensystems führt, sind die derzeit sehr geringen Kosten für Heizöl mit nur 5,81 Ct/kWh (Thermondo GmbH, 2015). Die Energiekosten für Strom mit 28,81 Ct/kWh liegen somit vergleichsweise hoch. Es können durch die 8-kWp-PV-Anlage des PV-Wärmepumpensystems zwar 31% des Netzbezugs eingespart werden, jedoch weist das PV-Wärmepumpensystem trotzdem eine Annuität der bedarfsgebundenen Kosten von 1.463 € auf. Somit ist diese nur um 483 € geringer als die des Ölkessels. Mit einer zukünftig zu erwartenden Ölpreissteigerung wird die Annuität der bedarfsgebundenen Kosten des Ölkesselsystems deutlich ansteigen. Somit wird der Punkt erreicht werden, an dem die Mehrkosten der Investition in das regenerative Wärmebereitstellungssystem von den höheren Energieträgerkosten für Heizöl aufgehoben werden. Langfristig ist dadurch von der wirtschaftlichen Überlegenheit des PV-Wärmepumpensystems auszugehen.

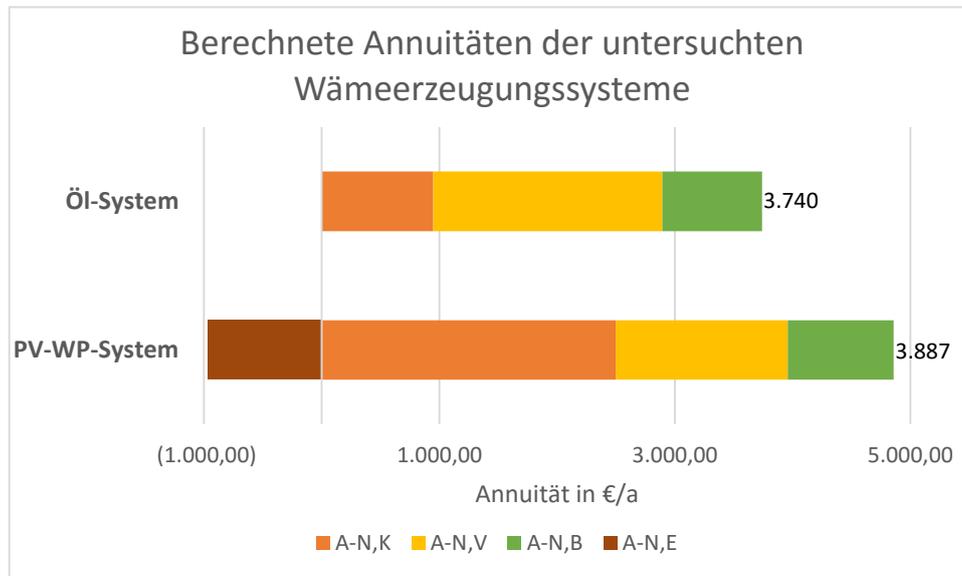


Abbildung 4.19: Berechnete Annuitäten des PV-Wärmepumpensystems sowie des Heizölkessel-Systems

Die berechneten Annuitäten der übrigen Systemvarianten des jeweiligen Referenzgebäudes können Tabelle 12 entnommen werden. Die im Vorangegangenen beschriebenen Annahmen wurden bei den Berechnungen beibehalten. Lediglich die Investitionskosten des Ölkessels wurden bei Betrachtung des Referenzgebäudes SFH45 auf 4.500 € abgeändert, was mit dem erhöhten Wärmebedarf zu begründen ist. An den Ergebnissen ist erkennbar, dass mit steigender PV-Leistung, trotz der höheren Investitionskosten der PV-Anlage, die Gesamtannuität des PV-Wärmepumpensystems abnimmt. Dies ist einerseits auf die höhere Deckungsrate des Strombedarfs durch Photovoltaikstrom zurückzuführen, andererseits wirkt sich auch die steigende Annuität der Erlöse stark aus.

Tabelle 12: Vergleich der Gesamtannuitäten der unterschiedlichen Systemkonzepte

Vergleich der Annuitäten der unterschiedlichen PV-Systemgrößen						
Referenzgebäude SFH15 - ohne Batterie						
	2 kWp	4 kWp	6 kWp	8 kWp	10 kWp	
Annuitäten A-N,X	PV-WP-System	PV-WP-System	PV-WP-System	PV-WP-System	PV-WP-System	Ölkessel-System
A-N,K	1.706,74	1.969,94	2.233,13	2.496,33	2.759,52	947,99
A-N,V	1.738,50	1.590,09	1.505,29	1.462,88	1.420,48	1.945,77
A-N,B	708,58	772,64	836,69	900,74	964,79	846,39
A-N,E	149,04	403,20	681,67	972,60	1.270,06	-
Gesamtannuität	4.004,78	3.929,46	3.893,44	3.887,35	3.874,74	3.740,16
Referenzgebäude SFH45 - ohne Batterie						
	2 kWp	4 kWp	6 kWp	8 kWp	10 kWp	
Annuitäten A-N,X	PV-WP-System	PV-WP-System	PV-WP-System	PV-WP-System	PV-WP-System	Ölkessel-System
A-N,K	1.706,74	1.969,94	2.233,13	2.496,33	2.759,52	988,11
A-N,V	2.155,65	2.001,68	1.899,03	1.847,70	1.796,38	2.298,37
A-N,B	708,58	772,64	836,69	900,74	964,79	868,81
A-N,E	143,78	388,90	660,05	945,71	1.239,16	-
Gesamtannuität	4.427,19	4.355,35	4.308,79	4.299,06	4.281,53	4.155,30

Im Vorangegangenen wurde die Wirtschaftlichkeit einzelner Systemkomponenten eines PV-Wärmepumpensystems analysiert und anschließend das Gesamtsystem ökonomisch bewertet. Im Vergleich zu einem konventionellen Ölkesselsystem sind die PV-Wärmepumpensysteme ohne Batteriespeicher derzeit noch nicht wirtschaftlich. Die Differenz zwischen den berechneten Gesamtannuitäten ist aber gering und zukünftig ist zu erwarten, dass die Preise für fossile Energieträger ansteigen. Allerdings ist neben der ökonomischen auch eine ökologische Betrachtung der beiden Systeme anzustellen.

4.3 Ökologische Bewertung

Bei der Planung und Durchführung von Projekten steht oft die Lösung im Vordergrund, die aus Sicht der Betriebswirtschaft optimal ist. Bei dieser Handlungsweise werden jedoch die negativen Folgen für die Umwelt nicht ausreichend berücksichtigt. In Zukunft gilt es verstärkt ein Augenmerk auf den Klimaschutz und die Energiewende hin zu regenerativen Energiesystemen zu legen. Neben einer ökonomischen Bewertung eines Energiesystems ist deshalb immer auch eine ökologische Untersuchung durchzuführen, die im folgenden Kapitel näher betrachtet wird. (Quaschnig, 2011)

4.3.1 Primärenergetische Bewertung

Um den Jahresprimärenergiebedarf von Gebäuden zu bestimmen, wurde mit der EnEV 2002 der dimensionslose Primärenergiefaktor eingeführt. Die Primärenergie enthält neben dem Endenergiebedarf die vorgelagerten Prozessketten wie die Gewinnung, Umwandlung oder Lagerung des verwendeten Energieträgers. Die Primärenergiefaktoren der EnEV setzen sich aus zwei Anteilen zusammen: dem erneuerbaren Anteil und dem nicht erneuerbaren Anteil. Der erneuerbare Anteil von Solarenergie wird dabei mit 1, also 100 % bewertet, ihr nicht erneuerbarer Anteil ist Null. Das bedeutet, in der Nutzungsphase muss keine Primärenergie aufgewendet werden. Bei Verwendung von fossilen Energieträgern beträgt der erneuerbare Anteil Null und der nicht erneuerbare Anteil wird mit einem Faktor größer 1 bewertet und berücksichtigt somit einen Anteil für die Vorketten. Auch dem allgemeinen Strommix in Deutschland wird ein Primärenergiefaktor zugewiesen, dieser beinhaltet sämtliche im Betrachtungszeitraum zur Stromerzeugung beitragenden Primärenergien. Auch für den Energieträger Strom wird in der EnEV ein erneuerbarer Anteil berücksichtigt. Tabelle 13 zeigt einen Auszug der derzeit gültigen Primärenergiefaktoren nach EnEV2013, welche seit 1. Mai 2014 in Kraft getreten ist. (Safner, 2015)

Tabelle 13: Primärenergiefaktoren der verschiedenen Energieträger (Safner, 2015)

Energieträger	Primärenergiefaktor	
	Insgesamt	Nicht erneuerbarer Anteil f_P
Heizöl	1,1	1,1
Erdgas	1,1	1,1
Holz	1,2	0,2
Allgemeiner Strommix	2,8	1,8
Solarenergie	1,0	0,0
Umgebungswärme	1,0	0,0

Zum 1. Januar 2016 wird der nicht erneuerbare Anteil des Primärenergiefaktors für Strom der EnEV2013 von 2,4 auf 1,8 sinken. Diese Reduktion führt zu einer Neubewertung elektrischer Energieversorgungs-lösungen. Dadurch wird der Bereich Wärmepumpensysteme zukünftig noch mehr an Bedeutung gewinnen. (Heikrodt, 2015)

Der jährliche Primärenergiebedarf eines Gebäudes während der Nutzungsphase der Anlagentechnik berechnet sich als Produkt der erforderlichen Endenergie und dem zum Energieträger passenden nicht erneuerbaren Anteil des Primärenergiefaktors zu (Safner, 2015):

$$Q_P = Q_E * f_P \quad (4.9)$$

Mit: Q_P = Primärenergiebedarf

Q_E = Endenergie des Energieträgers an der Gebäudegrenze

f_P = Primärenergiefaktor des Energieträgers (nicht erneuerbarer Anteil)

Nun erfolgt die Bewertung der simulierten PV-Wärmepumpensysteme hinsichtlich des erforderlichen Primärenergiebedarfes. Den Berechnungen wurde bereits der ab 1.1.2016 gültige nicht erneuerbare Anteil des Primärenergiefaktors für Strom von 1,8 zu Grunde gelegt. Die Ergebnisse für alle untersuchten Systemvarianten sind in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14: Ergebnisse der primärenergetischen Bewertung aller untersuchten Systemvarianten

Berechnung Primärenergiebedarf										
Referenzgebäude SFH45										
	2 kWp		4 kWp		6 kWp		8 kWp		10 kWp	
	Netzbezug (kWh)	Primärenergiebedarf (kWh)								
Wärmepumpensystem ohne PV, ohne Batterie	6.953	12.516	6.953	12.516	6.953	12.516	6.953	12.516	6.953	12.516
PV-Wärmepumpensystem ohne Batterie	5.841	10.513	5.424	9.762	5.145	9.262	5.006	9.011	4.867	8.761
PV-Wärmepumpensystem mit Batterie	5.284	9.512	4.172	7.510	3.338	6.008	2.712	4.881	2.295	4.130
Referenzgebäude SFH15										
	2 kWp		4 kWp		6 kWp		8 kWp		10 kWp	
	Netzbezug (kWh)	Primärenergiebedarf (kWh)								
Wärmepumpensystem ohne PV, ohne Batterie	5.744	10.340	5.744	10.340	5.744	10.340	5.744	10.340	5.744	10.340
PV-Wärmepumpensystem ohne Batterie	4.710	8.479	4.308	7.755	4.079	7.341	3.964	7.135	3.849	6.928
PV-Wärmepumpensystem mit Batterie	4.079	7.341	3.045	5.480	2.240	4.033	1.666	2.999	1.321	2.378

Im Folgenden wird exemplarisch die Variante des PV-Wärmepumpensystems mit einer 8 kWp PV-Anlage detailliert erläutert. Die jeweiligen Einsparungen an Netzbezug sind in Abbildung 4.20 grafisch dargestellt. In einem ersten Schritt wird der Fall betrachtet, dass keine PV-Anlage zur Verfügung steht und der komplette Endenergiebedarf durch den Bezug von Netzstrom gedeckt werden muss. Dabei ergibt sich bei SFH45 ein Netzbezug von 6.953 kWh und bei Referenzgebäude SFH15 5.744 kWh für Haushaltsstrom und Wärmepumpe. Anschließend wird das PV-Wärmepumpensystem ohne Batteriespeicher betrachtet, bei dem sowohl Haushaltsgeräte als auch die Wärmepumpe an den PV-Stromkreis angeschlossen sind. Dabei können mit 8 kWp PV-Leistung bei SFH45 28 % des Netzbezugs durch Nutzung des Solarstromes vermieden werden, bei SFH15 deckt die Photovoltaikanlage 31 % des Strombedarfes. Wird zusätzlich eine Batterie installiert, erhöhen sich die Deckungsanteile durch die 8 kWp PV-Anlage bei SFH45 auf 61 % und bei SFH15 sogar auf 71 %.

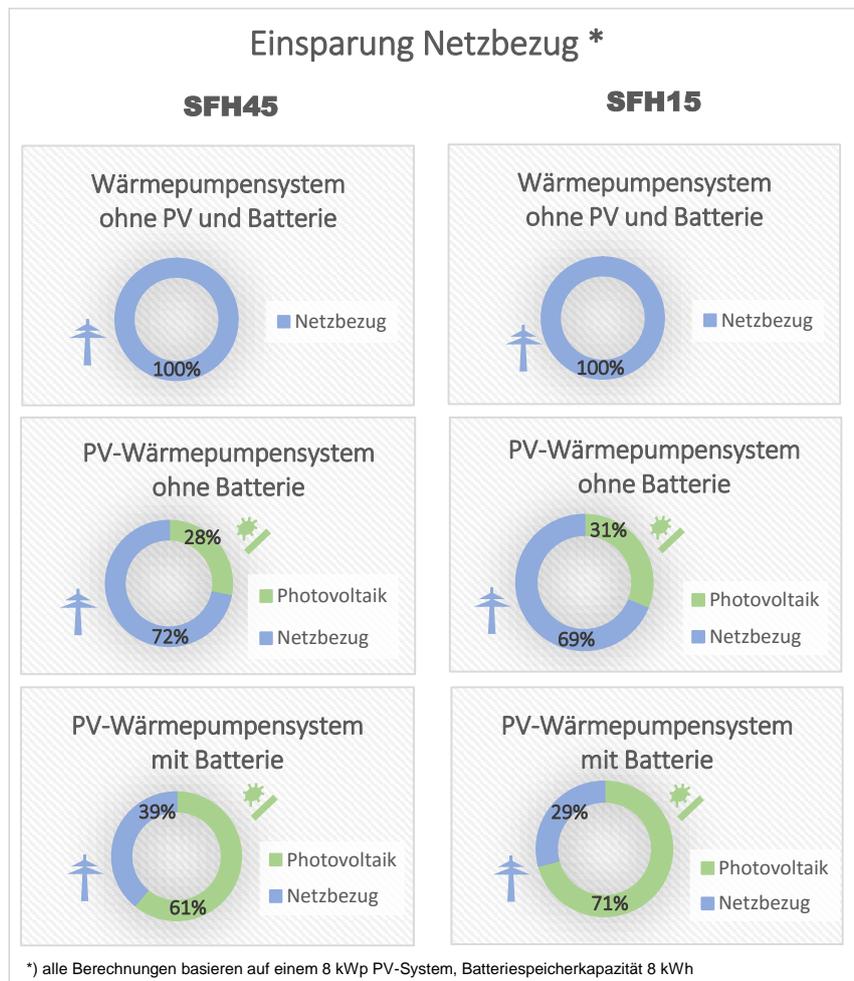


Abbildung 4.20: Einsparung an Netzbezug für die Wärmepumpe und den Haushalt (ohne und mit einem Batteriespeicher) gegenüber einem Gebäude ohne PV-System

Anhand dieser Informationen kann der Primärenergiebedarf der jeweiligen Systeme berechnet werden. Dabei wird für den Netzbezug ein Primärenergiefaktor (nicht erneuerbarer Anteil) von 1,8 berücksichtigt. Für den Solarstrom ist ein Primärenergiefaktor von 0,0 (nicht erneuerbarer Anteil) in der EnEV definiert, somit ergibt sich der Anteil, der durch die PV-Anlage gedeckt wird zu Null. Die Ergebnisse der primärenergetischen Auswertung des 8 kWp PV-Systems sind separat nochmals in Tabelle 15 zusammengefasst.

Tabelle 15: Ergebnisse der primärenergetischen Bewertung des PV-Wärmepumpensystems (PV-Leistung 8 kWp)

	SFH45		SFH15	
	Endenergiebedarf, nur Netzbezug (kWh)	Primärenergiebedarf (kWh)	Endenergiebedarf, nur Netzbezug (kWh)	Primärenergiebedarf (kWh)
Wärmepumpensystem ohne PV, ohne Batterie	6.953	12.516	5.744	10.340
PV-Wärmepumpensystem ohne Batterie	5.006	9.011	3.964	7.135
PV-Wärmepumpensystem mit Batterie	2.712	4.881	1.666	2.999

Es ist erkennbar, dass mit zunehmendem Dämmstandard des Gebäudes insgesamt weniger Primärenergie benötigt wird. Konkret bedeutet das, dass SFH15 ca. 2.000 kWh weniger Primärenergie in Form von Netzbezug pro Jahr benötigt als SFH45. Zudem wird ersichtlich, dass je höher der Autarkiegrad des Gebäudes ist, d.h. desto höher der Anteil an dem Gesamtenergieverbrauch des Haushaltes ist, der durch die PV-Anlage gedeckt werden kann, desto besser ist dies aus ökologischer Sicht. In den vorangegangenen Untersuchungen wurde bereits ersichtlich, dass vor allem durch die Integration eines Batteriespeichers der Autarkiegrad erheblich gesteigert werden kann. Abbildung 4.21 verdeutlicht diesen Zusammenhang nochmals am Beispiel des Referenzgebäudes SFH45, wenn zusätzlich zu den elektrischen Verbrauchern des Haushaltes die Wärmepumpe an die PV-Anlage angeschlossen wird (rote Linie) und anschließend ein Batteriespeicher integriert wird (graue Linie). Durch den elektrischen Speicher kann der Autarkiegrad des Gebäudes SFH45 mit einer 8 kWp PV-Anlage auf 61 % gesteigert und somit eine Primärenergieeinsparung in Höhe von ca. 7.600 kWh erreicht werden.

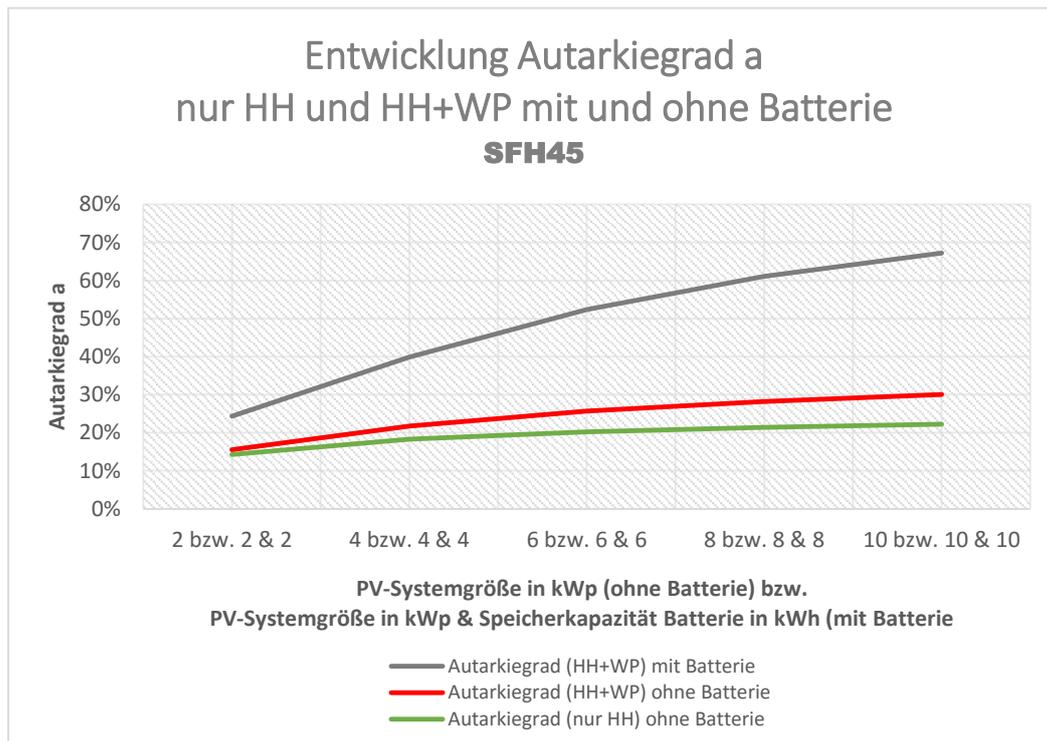


Abbildung 4.21: Autarkiegrade des Referenzgebäudes SFH45 für die Fälle "nur die Verbraucher im Haushalt sind an die PV-Anlage angeschlossen", "Wärmepumpe und Haushalt werden mit Solarstrom versorgt - ohne Batterie" und "Wärmepumpe und Haushalt werden mit Solarstrom versorgt - mit Batterie"

Abschließend wird noch ein primärenergetischer Vergleich des in Kapitel 4.2.4 betrachteten Heizkessel-Systems mit dem Wärmepumpensystem vorgenommen. Anhand der Werte in Tabelle 16 ist zu erkennen, dass das Heizkessel-System bzgl. des Primärenergiebedarfs insgesamt deutlich schlechter abschneidet als das Wärmepumpensystem ohne PV-Anlage und Batteriespeicher. Dies ist hauptsächlich auf die sehr effiziente Arbeitsweise von Wärmepumpen zurückzuführen. Denn diese benötigen für die Bereitstellung des Wärmekomforts im Gebäude nur einen Bruchteil der Energie in Form von elektrischem Strom. Die Wärmepumpe gewinnt den Großteil der Energie aus Grundwasser, Erdreich oder Luft. Somit kann mit einer Einheit Strom, das drei bis vier-fache an Wärme erzeugt werden. Trotz des derzeit noch hohen Primärenergiefaktors für Strom, der auf dem Energieträgermix der deutschen Stromerzeugung beruht, kann mithilfe des Wärmepumpensystems ohne PV-System und Speicher eine Primärenergieeinsparung bei Referenzgebäude SFH45 in Höhe von 6.900 kWh, bei SFH15 in Höhe von 4.000 kWh erreicht werden. Nach Daten des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. wurden 2014 noch ca. dreiviertel des Stroms mithilfe fossiler Energieträger wie Kohle oder Kernenergie erzeugt (Safner, 2015). Da jedoch der Anteil der erneuerbaren Energien wie Photovoltaik oder Windenergie an der Stromerzeugung in Deutschland steigt, ist zu erwarten, dass der nicht erneuerbare Anteil des Primärenergiefaktors für Strom zukünftig noch weiter abgesenkt werden wird, was sich

wiederum positiv auf die primärenergetische Bewertung des Wärmepumpensystems auswirkt. Außerdem ist erkennbar, dass mit steigendem Autarkiegrad des Haushaltes durch eine PV-Anlage und einen Batteriespeicher das PV-Wärmepumpensystem primärenergetisch immer günstiger wird im Vergleich zum fossilen Kesselsystem. Bei Referenzgebäude SFH45 kann mit einem 8 kWp PV-System und einer Batteriespeicherkapazität von 8 kWh eine Primärenergieeinsparung von 14.540 kWh gegenüber dem konventionellen System erreicht werden.

Tabelle 16: Ergebnisse der primärenergetischen Bewertung des Heizkessel-Systems

	SFH45		SFH15	
	Endenergiebedarf, Strom und Wärme (kWh)	Primärenergiebedarf (kWh)	Endenergiebedarf, Strom und Wärme (kWh)	Primärenergiebedarf (kWh)
Heizkessel-System	Strom: 3.980 Wärme: 11.143	19.421	Strom: 3.980 Wärme: 6.406	14.410

Anhand der Auswertungen wird ersichtlich, dass das Heizkessel-System derzeit zwar finanzielle Vorteile gegenüber einem PV-Wärmepumpensystem aufweist, jedoch hinsichtlich ökologischen Gesichtspunkten wie dem Primärenergieverbrauch deutlich schlechter abschneidet.

4.3.2 Bewertung hinsichtlich der Treibhausgasemissionen

Analog zur Berechnung der Primärenergiebedarfswerte werden zur Bestimmung der Treibhausgasemissionen ebenfalls definierte Umwandlungsfaktoren herangezogen, die den Endenergiebedarf auf die emittierten CO₂-Äquivalente umrechnen. Dabei werden für die jeweiligen Energieträger alle Emissionen berücksichtigt, die bei der vorgelagerten Kette z.B. Förderung, Aufbereitung, Transport zum Endverbraucher sowie bei der Umwandlung des Energieträgers auftreten. Auch andere klimawirksame Emissionen wie Methan oder Lachgas werden in den CO₂-Äquivalenten berücksichtigt. Die resultierenden Treibhausgasemissionen werden anhand der in Tabelle 17 aufgeführten Treibhausgasfaktoren nach folgender Formel berechnet (Lopez, et al., 2011):

$$THG = Q_E * f_{THG} \quad (4.10)$$

Mit: THG = Treibhausgasemissionen ausgedrückt als CO₂-Äquivalent

Q_E = Endenergie des Energieträgers an der Gebäudegrenze

f_{THG} = Treibhausgasfaktor des Energieträgers

Tabelle 17: Treibhausgasemissionsfaktoren verschiedener Energieträger (Umweltbundesamt, 2013; Klimaschutz- und Energieagentur, 2014)

Energieträger	Treibhausgasemissionsfaktor (CO ₂ -Äquivalent)
	in kg/kWh
Heizöl	0,319
Erdgas	0,274
Holz (Pellets)	0,027
Strom Bundesmix	0,606
PV-Strom (Modul polykristallin)	0,0589

Die Berechnung des Emissionsfaktors für Photovoltaikstrom beinhaltet ausschließlich die Herstellungsseite der PV-Anlage und deren vorgelagerte Prozessschritte, da der Betrieb des PV-Systems emissionsfrei ist. Bei kristallinen Siliziumzellen ist vor allem der Aufwand zur Herstellung des Halbleitermaterials von Bedeutung. Da polykristalline Solarmodule mit über 80 % bisher den größten Marktanteil in Deutschland besitzen (Photovoltaik.org, 2015), wird für die folgenden Betrachtungen der Treibhausgasemissionsfaktor für polykristalline Zellen herangezogen. (Umweltbundesamt, 2013)

Unter Berücksichtigung der ermittelten Treibhausgasemissionsfaktoren ergeben sich für die simulierten PV-Wärmepumpensysteme die in Tabelle 18 aufgeführten Treibhausgasemissionen, ausgedrückt als CO₂-Äquivalent.

Tabelle 18: Treibhausgasemissionen (als CO₂-Äquivalente) für alle untersuchten Systemvarianten der beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15

Berechnung Treibhausgasemissionen									
Referenzgebäude SFH45									
	2 kWp			4 kWp			6 kWp		
	Netzbezug (kWh)	Deckung durch PV (kWh)	CO ₂ -Äquivalent (kg/a)	Netzbezug (kWh)	Deckung durch PV (kWh)	CO ₂ -Äquivalent (kg/a)	Netzbezug (kWh)	Deckung durch PV (kWh)	CO ₂ -Äquivalent (kg/a)
Wärmepumpensystem ohne PV, ohne Batterie	6.953	-	4.214	6.953	-	4.214	6.953	-	4.214
PV-Wärmepumpensystem ohne Batterie	5.841	1.113	3.605	5.424	1.530	3.377	5.145	1.808	3.225
PV-Wärmepumpensystem mit Batterie	5.284	1.669	3.301	4.172	2.781	2.692	3.338	3.616	2.236
	8 kWp			10 kWp					
	Netzbezug (kWh)	Deckung durch PV (kWh)	CO ₂ -Äquivalent (kg/a)	Netzbezug (kWh)	Deckung durch PV (kWh)	CO ₂ -Äquivalent (kg/a)			
Wärmepumpensystem ohne PV, ohne Batterie	6.953	-	4.214	6.953	-	4.214			
PV-Wärmepumpensystem ohne Batterie	5.006	1.947	3.149	4.867	2.086	3.072			
PV-Wärmepumpensystem mit Batterie	2.712	4.241	1.893	2.295	4.659	1.665			

Tabelle 18 – Teil 2: Treibhausgasemissionen (als CO₂-Äquivalente) für alle untersuchten Systemvarianten der beiden Referenzgebäude SFH45 und SFH15

Referenzgebäude SFH15									
	2 kWp			4 kWp			6 kWp		
	Netzbezug (kWh)	Deckung durch PV (kWh)	CO ₂ -Äquivalent (kg/a)	Netzbezug (kWh)	Deckung durch PV (kWh)	CO ₂ -Äquivalent (kg/a)	Netzbezug (kWh)	Deckung durch PV (kWh)	CO ₂ -Äquivalent (kg/a)
Wärmepumpensystem ohne PV, ohne Batterie	5.744	-	3.481	5.744	-	3.481	5.744	-	3.481
PV-Wärmepumpensystem ohne Batterie	4.710	1.034	2.915	4.308	1.436	2.695	4.079	1.666	2.570
PV-Wärmepumpensystem mit Batterie	4.079	1.666	2.570	3.045	2.700	2.004	2.240	3.504	1.564
	8 kWp			10 kWp					
	Netzbezug (kWh)	Deckung durch PV (kWh)	CO ₂ -Äquivalent (kg/a)	Netzbezug (kWh)	Deckung durch PV (kWh)	CO ₂ -Äquivalent (kg/a)			
Wärmepumpensystem ohne PV, ohne Batterie	5.744	-	3.481	5.744	-	3.481			
PV-Wärmepumpensystem ohne Batterie	3.964	1.781	2.507	3.849	1.896	2.444			
PV-Wärmepumpensystem mit Batterie	1.666	4.079	1.250	1.321	4.423	1.061			

Schon anhand des geringen Treibhausgasemissionsfaktor für Solarstrom wird deutlich, je größer der Anteil an PV-Strom an der Deckung des gesamten Strombedarfes des Gebäudes ist, desto weniger Emissionen werden ausgestoßen und umso besser ist das System im Hinblick auf die Umweltbelastung. Deshalb sind auch bezüglich der emittierten Treibhausgase hohe Autarkiegrade anzustreben. Diese können vor allem durch möglichst große PV-Systeme erreicht werden bzw. durch geeignete Speichertechniken.

Exemplarisch wird wiederum das PV-Wärmepumpensystem mit einer PV-Leistung von 8 kWp und einer Batteriespeicherkapazität von 8 kWh genauer betrachtet. Die Ergebnisse der Bewertung dieses Systems hinsichtlich der Treibhausgasemissionen sind zur genaueren Analyse nochmals in Tabelle 19 zusammengefasst.

Tabelle 19: Ergebnisse der Bewertung des PV-Wärmepumpensystems hinsichtlich Treibhausgasemissionen (PV-Systemleistung 8 kWp, Batteriespeicherkapazität 8kWh)

	SFH45			SFH15		
	Endenergiebedarf, Netzbezug	Endenergiebedarf, Solarstrom	CO ₂ -Äquivalent in kg / Jahr	Endenergiebedarf, Netzbezug	Endenergiebedarf, Solarstrom	CO ₂ -Äquivalent in kg / Jahr
Wärmepumpensystem ohne PV, ohne Batterie	6.953	0	4.214	5.744	0	3.481
PV-Wärmepumpensystem ohne Batterie	5.006	1.947	3.149	3.964	1.781	2.507
PV-Wärmepumpensystem mit Batterie	2.712	4.241	1.893	1.666	4.079	1.250

Anhand der Werte in Tabelle 19 ist erkennbar, dass mit verbessertem Gebäudedämmstandard und somit reduziertem Wärmebedarf erhebliche Mengen Treibhausgase vermieden werden können. So fallen bei Referenzgebäude SFH15 mit einem Wärmepumpensystem ohne PV-Anlage und Batteriespeicher ca. 3.500 kg-CO₂-Äquivalente/Jahr und somit 733 kg/Jahr weniger Emissionen an, als bei Referenzgebäude SFH45 mit gleicher Technik. Wird bei Referenzgebäude SFH15 das PV-Wärmepumpensystem um eine PV-Anlage mit einer Leistung von 8 kWp und einen Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 8 kWh erweitert, können jährlich rund 2.230 kg Treibhausgasemissionen (ausgedrückt als CO₂-Äquivalente) eingespart werden.

Im Vergleich zu den Treibhausgasemissionen eines PV-Wärmepumpensystems fallen bei einem konventionellen Heizölkessel-System deutlich größere Mengen an (siehe Tabelle 20). Wird das Referenzgebäude SFH15 mit einem Kesselsystem ausgestattet, so fallen 4.455 kg CO₂-Äquivalente an. Wird hingegen ein Wärmepumpensystem ohne PV-Anlage anstatt dem Kesselsystem in das Gebäude integriert, können 974 kg Treibhausgasemissionen (ausgedrückt als CO₂-Äquivalente) vermieden werden.

Tabelle 20: Ergebnisse der Bewertung des Heizölkessel-Systems hinsichtlich Treibhausgasemissionen

	SFH45			SFH15		
	Endenergiebedarf, Strom in kWh	Endenergiebedarf, Wärme in kWh	CO ₂ -Äquivalent in kg / Jahr	Endenergiebedarf, Strom in kWh	Endenergiebedarf, Wärme in kWh	CO ₂ -Äquivalent in kg / Jahr
Heizölkessel-System	3.980	11.143	5.967	3.980	6.406	4.455

Die vorangegangenen ökologischen Untersuchungen zeigen, dass das Wärmepumpensystem in jedem Fall umweltfreundlicher als die Heizölkesselanlage ist. Obwohl der Strombedarf aus dem Netz mit einem hohen Primärenergie- sowie Treibhausgasemissionsfaktor bewertet wird, schneiden die Wärmepumpensysteme aufgrund ihrer sehr effizienten Arbeitsweise besser ab. Zudem wird ersichtlich: umso höher der Autarkiegrad der Gebäude mit dem rein strombasierten Wärmebereitstellungssystem durch ein Photovoltaiksystem ist, desto besser fällt die Bewertung hinsichtlich der ökologischen Gesichtspunkte aus. Die Untersuchungen bezüglich der energetischen Performance der PV-Wärmepumpensysteme zeigen, dass hohe Autarkiegrade vor allem durch Batteriespeicher und große PV-Anlagen erreicht werden. Wie der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Kapitel 4.2.3 zu entnehmen ist, sind langfristig PV-Systeme mit Speicher auch die kostenoptimale Lösung.

5. Zusammenfassung und Ausblick

5.1 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Simulationsmodell entwickelt, mit dem der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad von Gebäuden mit Photovoltaikanlage, Wärmepumpe und ggf. Batteriespeicher ermittelt werden konnten. In diesem Zusammenhang sollte insbesondere untersucht werden, welchen Nutzen die Kombination von Photovoltaikanlage und Wärmepumpe bringt und welchen Beitrag ein zusätzlicher Batteriespeicher in Einfamilienhäusern leisten kann. Anhand der Variation der PV-Systemgröße und der Batteriekapazität wurde ersichtlich, dass der Autarkiegrad durch einen Batteriespeicher deutlich gesteigert werden kann. Durch einen hohen Grad an Eigenversorgung lässt sich der vergleichsweise teure Bezug aus dem Stromnetz reduzieren und folglich die Rentabilität der PV-Anlage erhöhen.

Die Untersuchungen für den Fall, dass nur der Haushalt an die Photovoltaikanlage angeschlossen wird, ergaben für eine PV-Systemgröße von 10 kWp einen Eigenverbrauchsanteil von 16 % für beide Gebäudedämmstandards (Abbildung 5.1). Wird zusätzlich die Wärmepumpe an den Haushaltsstromkreis und somit an die 10 kWp PV-Anlage angeschlossen, lassen sich zwischen 19 % und 21 % des produzierten Photovoltaikstroms in den Gebäuden nutzen. Die größten Veränderungen bzgl. des Eigenverbrauches können durch einen Batteriespeicher erzielt werden. Dieser ermöglicht die Speicherung überschüssigen Solarstroms und kann diesen den Verbrauchern in sonnenarmen Zeiten wieder zur Verfügung stellen.

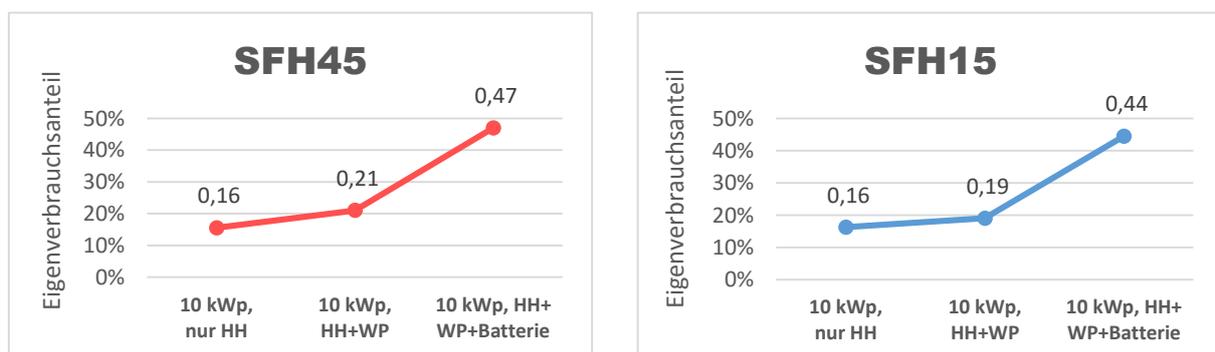


Abbildung 5.1: Eigenverbrauchsanteile der beiden Referenzgebäude für verschiedene Systemkombinationen (PV-Systemleistung 10 kWp, Batteriespeicherkapazität 10 kWh)

Durch ein großes PV-System mit 10 kWp Leistung lassen sich die größten Autarkiegrade und somit die höchsten Einsparungen im Netzbezug erreichen. Bei Referenzgebäude SFH15 lassen sich durch das PV-Wärmepumpensystem und insbesondere durch den Direktverbrauch der Haushaltsgeräte und der Wärmepumpe 33 % des Netzbezugs vermeiden. Wird zusätzlich

ein Batteriespeicher in das System integriert, können bei gleichem Gebäudedämmstandard bis zu 77 % des gesamten Strombedarfs durch die PV-Anlage gedeckt werden.

Grundsätzlich ist die Nutzung des Solarstroms zur Wärmeerzeugung jedoch nur möglich, wenn die Wärmepumpe mit an den Haushaltsstromkreis angeschlossen wird. Dieser Anschluss ist nur dann wirtschaftlich, wenn die berechnete Untergrenze des minimalen Autarkiegrades des Wärmepumpenstrombedarfs erreicht wird. Ohne Batteriespeicher können bei SFH45 nur die Systemvarianten mit 8 kWp bzw. 10 kWp PV-Leistung den berechneten minimalen Autarkiegrad von 16 % erreichen. Durch die starke Degression der Einspeisevergütungssätze tragen zur Refinanzierung von PV-Systemen neben den Einnahmen aus der Netzeinspeisung, heute vor allem die eingesparten Netzbezugskosten bei. Die Auswertungen haben gezeigt, dass der zur Wirtschaftlichkeit erforderliche Eigenverbrauchsanteil stark von der Entwicklung der Vergütungshöhe für eingespeisten Strom und den Stromgestehungskosten abhängt. Ein Lösungsansatz, um möglichst viel Strom vor Ort zu verbrauchen, ist die Integration eines Batteriespeichers. Wie aus den Analysen hervorgeht, wird die Kombination aus PV-System und Batteriespeicher langfristig auch finanziell vorteilhaft sein. Das gesamte PV-Wärmepumpensystem weist gegenüber einem konventionellen Ölkesselsystem derzeit noch ökonomische Nachteile auf. Dies ist insbesondere auf die Investitionskosten in die PV-Anlage, die vergleichsweise hohen Kosten des Netzstroms und die derzeit günstigen Heizölpreise zurückzuführen.

Die Untersuchungen zeigen jedoch auch, dass ein photovoltaisch unterstütztes Wärmepumpensystem gegenüber einem Heizölkesselsystem mit Blick auf die Energieeinsparungen und die Klimaveränderungen vorteilhaft ist. Das PV-Wärmepumpensystem des Referenzgebäudes SFH45 mit einer PV-Systemleistung von 10 kWp und einer Batteriespeicherkapazität von 10 kWh weist dabei die höchste Primärenergieeinsparung in Höhe von 15.291 kWh gegenüber dem konventionellen Heizsystem auf. Auch bezüglich der Treibhausgasemissionen ist eindeutig die regenerative Heizvariante zu bevorzugen. Während das Ölkesselsystem bei SFH45 ca. 6.000 kg/a Treibhausgasemissionen, ausgedrückt aus CO₂-Äquivalent, verursacht, kommt das Wärmepumpensystem ohne PV-Anlage und Batterie auf 4.200 kg/a. Durch die Integration eines 10 kWp PV-Systems und eines Batteriespeichers mit 10 kWh Speicherkapazität kann die höchste Treibhausgaseinsparung in Höhe von 4.302 kg/a erreicht werden.

5.2 Ausblick

Die durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass sich PV-Systeme in Zukunft voraussichtlich nur noch über einen hohen Eigenverbrauchsanteil wirtschaftlich betreiben lassen. Diese Steigerung des Eigenverbrauchs kann einerseits durch die thermische Nutzung des Solarstroms erfolgen, andererseits könnte des Weiteren auch die Einbindung der Elektromobilität untersucht werden. Die optimale Nutzung des erzeugten PV-Stroms könnte dann ein intelligentes Energiemanagementsystem koordinieren, das Wetterprognosen mit einbezieht und das Verbraucherverhalten der Hausbewohner berücksichtigt. Es ist somit in der Lage, zeitflexible Verbraucher so anzusteuern, dass diese möglichst vollständig mit günstigem Solarstrom betrieben werden können. Zur Maximierung des Solarstrom-Eigenverbrauches ist eine Betrachtung von intelligenten Steuerungssystemen mit Prognosen durchaus sinnvoll.

Diese Studie gibt zudem keine Antwort auf die Frage, ob es sinnvoller ist mit Photovoltaikstrom Wärme zu erzeugen oder Solarthermie-Module zu installieren. Auch wird nicht beleuchtet, wie sehr das öffentliche Netz im Sommer durch die Einspeisung der Solarstromerträge und durch den erhöhten Strombedarf der Wärmepumpe im Winter belastet wird. Diese Arbeit steuert aber wichtige Erkenntnisse hinsichtlich der Eigenverbrauchssteigerung des produzierten Solarstroms bei und zeigt auf, in welchen Bereichen noch Forschungs- und Optimierungspotentiale vorhanden sind.

Literaturverzeichnis

Agentur für Erneuerbare Energien. 2014. Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien. *Forschungsradar Energiewende - Metaanalyse*. [Online] 9. 2014. [Zitat vom: 9. 12. 2015.] Verfügbar unter: http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_okt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf.

Augsten, Eva. 2014. Schlau heizen für alle. *SONNE, WIND & WÄRME*. 2014, Nr. 10, S. 32-33.

Augsten, Eva. 2015. Zusammenwachsen: Heizen mit PV. *SONNE, WIND & WÄRME*. 2015, Nr. 3, S. 50-52.

Becke, W. [u.a.]. 2014. *Zukünftige solare Wärmeversorungstechnologien - Solarthermie oder Photovoltaik?* Gleisdorf, Österreich : Institut für Nachhaltige Technologien (AEE INTEC), 2014. OTTI-Konferenz, 24. Symposium, Bad Staffelstein, 7.-9.5.2014.

Beitzke, Dietrich. 2014. Heizungs-Betrieb. *Die Wärmepumpe*. [Online] 29. 6. 2014. [Zitat vom: 24. 10. 2015.] Verfügbar unter: <http://www.heizungsbetrieb.de/de/wp.html>.

Bonin, Jürgen. 2012. *Handbuch Wärmepumpen*. Berlin : Beuth Verlag GmbH, 2012.

Boos, Markus. 2015. Wärmepumpen Portal. *Funktionsweise Wärmepumpe*. [Online] 2015. [Zitat vom: 2. 12. 2015.] Verfügbar unter: http://www.waermepumpenportal.de/funktionsweise_waermepumpe.html.

Bosch PowerTec. 2015. Energieintelligenz fürs Eigenheim. *So einfach erhöhen Sie Ihren Solarstrom-Eigenverbrauch*. [Online] 2015. [Zitat vom: 21. 10. 2015.] Verfügbar unter: http://aebpte.resource.bosch.com/media/documents/dokumente_e_control/lb_Bo-ThermElektrVernetzung-De-1509.pdf.

Bruschke-Reimer, Almut. 2015. Die Zukunft ist hybrid. *IKZ-Haustechnik*. 2015, Nr. 12, S. 34-39.

Bschorer, Sabine. 2013. *Energietechnik Vorlesungsskript*. Ingolstadt : Technische Hochschule Ingolstadt, 2013.

Buddensiek, Volker [u.a.]. 2014. Produktvorschau Intersolar 2014: Wärmepumpe & Solar. *SONNE, WIND & WÄRME*. 2014, Nr. 5, S. 58.

Bundesamt für Gesundheit. 2008. Schweizerische Eidgenossenschaft. *Einzelspeicherheizung*. [Online] Bundesamt für Gesundheit BAG, Schweiz, 23. 12. 2008. [Zitat vom: 14. 10. 2015.] Verfügbar unter: <http://www.bag.admin.ch/themen/strahlung/00053/00673/05441/?lang=de>.

Bundesministerium für Finanzen. 2014. Steuerliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen. *BMF-AV Nr. 8/2014*. [Online] BMF, 24. 2. 2014. [Zitat vom: 10. 12. 2015.] Verfügbar unter: <https://findok.bmf.gv.at/findok/resources/pdf/453238eb-1f5b-4c64-9c6c-7f5a35f5224f/68198.1.1.0.pdf>.

Bundesnetzagentur. 2015. Datenmeldungen und EEG-Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen. [Online] Bundesnetzagentur, 30. 11. 2015. [Zitat vom: 9. 12. 2015.] Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG

VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-
VergSaetze_node.html;jsessionid=0256DF23BE5C5D68F21BD2A6452A.

Bundesverband Wärmepumpe e.V. 2015. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. *Wärmepumpen-Absatz 2014 leicht rückläufig.* [Online] 2015. [Zitat vom: 14. 10 2015.] Verfügbar unter:
<http://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/details/waermepumpen-absatz-2014-leicht-ruecklaeufig/>.

Bundesverband Wärmepumpe e.V. 2015. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. *SG READY-LABEL.* [Online] 2015. [Zitat vom: 20. 10 2015.] Verfügbar unter:
<https://www.waermepumpe.de/sg-ready/>.

Bundesverband Wärmepumpe e.V. 2014. *Leitfaden Energieeffizienz: EnEV, Ökodesign und Energielabel.* Berlin : Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. , 2014.

Conrad. Dünnschicht Solarmodul 20 Wp 18 V. [Online] [Zitat vom: 24. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://www.conrad.de/ce/de/product/110706/Duennschicht-Solarmodul-20-Wp-18-V.>

Dott, Ralf [u.a.] 2013. *The Reference Framework for Systems Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38, Part B: Buildings and Space Heat Load.* Paris / Muttenz, Switzerland : International Energy Agency (IEA) / Institut Energie am Bau - Fachhochschule Nordwestschweiz, 2013.

Drück, Harald und Sommer, Karola. 2013. *PV-Wärme - Zukunftstechnologie oder Unsinn?* Stuttgart : Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen (TSZ), 2013. OTTI-Konferenz, 23. Symposium, Bad Staffelstein, 24.-26.4.2013.

Ebitsch, Horst. 2015. Bunker unter der Terrasse. *photovoltaik.* 2015, Nr. 3, S. 30-32.

Effiziento. 2015. Luft-Wasser Wärmepumpe 8kW. *Preis.* [Online] 2015. [Zitat vom: 28. 12 2015.] Verfügbar unter: <http://www.effiziento.de/shop/b2c/luft-wasser-waermepumpe.html>.

Enerquinn Energiesystemtechnik GmbH. Mit eigenem Solarstrom. *Die Eigenverbrauchslösung.* [Online] [Zitat vom: 21. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://www.enerquinn.de/component/jdownloads/finish/48/207?Itemid=0>.

Enhardt, Sandra. 2014. Photovoltaik-Stromgestehungskosten bald auf Niveau von Steinkohlekraftwerken. *pv magazine.* 2014, vom 7.10.2014.

EOPLLY SOLAR. Monokristalline Solarzellen. [Online] [Zitat vom: 24. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://de.eopllysolar.com/monocrystalline-solar-cell.html>.

Frenken, Elmar, Vaupel, Manfred und Vissmann, Wärmepumpen GmbH. 2015. IKZ Heizung. *Eis für die Heizung.* [Online] 28. 7 2015. [Zitat vom: 15. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://www.ikz.de/nc/heizung/news/article/eis-fuer-die-heizung-0055517.html>.

Fuhs, Michael. 2014. Übersicht regelbare Heizstäbe. *pv magazine.* [online], 2014, [Zitat vom: 14.10.2015], Verfügbar unter:
http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/bersicht-regelbare-heizstbe_100016795/.

Gorgus, Manfred. 2014. SOLAR professionell. [Online] 7. 03 2014. [Zitat vom: 8. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://www.solar-professionell.de/artikel/was-ist-los-mit-photovoltaik-in-deutschland-erfolgte-in-2013-das-ko-einer-branche.html>.

Haberl, R., Haller, M.Y. und Frank, E. 2014. *Solare Wärmepumpensysteme auf dem Prüfstand - Systemtests von 11 verschiedenen Systemen.* Rapperswil : Hochschule für

Technik HSR, Institut für Solartechnik SPF, 2014. OTTI-Konferenz, 24. Symposium, Bad Staffelstein, 7.-9.5.2014.

Hafner, Bernd [u.a.]. 1999. *CARNOT Blockset - Version 1.0, User's Guide*. Jülich : Solar-Institut Jülich, 1999.

Heikrodt, Klaus. 2015. Wärmeversorgungskonzepte der Zukunft. *IKZ Haustechnik*. 2015, Nr. 22, S. 28+29.

Holding Graz Services. 2014. Graz Holding Services. *Wasserwirtschaft, Wasserqualität, Analyse Andritz*. [Online] Mai 2014. [Zitat vom: 4. 11 2015.] Verfügbar unter: <http://www.holding-graz.at/wasserwirtschaft/wissenswertes/wasserqualitaet.html>.

Idealo. 2015. Heizölkessel. [Online] 2015. [Zitat vom: 15. 12 2015.] Verfügbar unter: <http://www.idealo.de/preisvergleich/MainSearchProductCategory.html?q=%C3%B6lkessel+15+kw>.

Idealo. 2015. Heizöltank. [Online] 2015. [Zitat vom: 10. 12 2015.] Verfügbar unter: <http://www.idealo.de/preisvergleich/ProductCategory/18480.html?q=heiz%C3%B6ltank+1000l>.

Idealo. 2015. Kombispeicher. *Viessmann Vitocell 340-M (750 Liter)*. [Online] 2015. [Zitat vom: 10. 12 2015.] Verfügbar unter: http://www.idealo.de/preisvergleich/OffersOfProduct/1776111_-vitocell-340-m-750-liter-viessmann.html.

Idealo. 2015. Ölbrenner. [Online] 2015. [Zitat vom: 15. 12 2015.] Verfügbar unter: <http://www.idealo.de/preisvergleich/MainSearchProductCategory.html?q=%C3%B6lbrenner>.

Innerhofer, Stefan. 2015. *Biogene Kraftstoffe*. Ingolstadt : Technische Hochschule Ingolstadt, 2015.

JM ProjektInvest GmbH & Co. KG. 2014. Einspeisevergütung Photovoltaik: Solarförderung durch das EEG. [Online] JM Projektinvest, 10 2014. [Zitat vom: 9. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://www.jm-projektinvest.com/de/photovoltaik/einspeiseverguetung>.

Junkers. Kombinationskünstler an der Wand. *Hybrid-Wärmepumpensystem Supraeco SAS Hybrid kombiniert Wärmepumpe mit Junkers-Gas-Brennwertgerät*. [Online] [Zitat vom: 22. 10 2015.] Verfügbar unter: http://www.junkers.com/ueber_junkers/presse/fachpresse/junkers_heizungen/kombinationskuenstler_an_der_wand/kombinationskuenstler.

Klimaschutz- und Energieagentur. 2014. CO₂-Emissionsfaktoren. [Online] Klimaschutz- und Energieagentur (KEA) Baden-Württemberg GmbH, 2014. [Zitat vom: 3. 12 2015.] Verfügbar unter: <http://www.kea-bw.de/service/emissionsfaktoren/>.

Kloth, Philipp. 2015. Energieheld. *Die Ölheizung - welche Kosten fallen an?* [Online] 2015. [Zitat vom: 15. 12 2015.] Verfügbar unter: <http://www.energieheld.de/heizung/oelheizung/kosten>.

Lödl, Martin [u.a.]. 2010. *Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland*. München : TU München, Siemens AG München, 2010. Energieinnovationen, 11. Symposium, Graz/Austria, 10.-12.2.2010.

Lohmann, Sandra. 2013. *Einführung in die Software MATLAB-Simulink und die Toolboxen Carnot und Stafflow zur Simulation von Gebäude- und Heizungstechnik*. Düsseldorf : Fachhochschule Düsseldorf, Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, 2013.

- Lopez, Jose Urena, Klesse, Andreas und Wagner, Hermann-Josef. 2011.** *Solares Heizen und Kühlen in Niedrigenergie- und Passivhäusern.* Berlin : LIT Verlag Dr. W.Hopf, 2011.
- Marti, Jörg [u.a.]. 2009.** Bundesamt für Energie BFE, Schweizerische Eidgenossenschaft . *Simulation von Wärmepumpensystemen in Polysun* . [Online] 10. 2 2009. [Zitat vom: 30. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://www.hetag.ch/download/Polysun4.pdf>.
- Miara, Marek [u.a.]. 2013.** *Wärmepumpen: Heizen - Kühlen - Umweltenergie nutzen.* Karlsruhe : Fraunhofer IRB Verlag, 2013.
- Oberzig, Klaus. 2014.** *Solarwärme: Heizen mit der Sonne.* Berlin : Stiftung Warentest, Rita Brosius (Ltg.) , 2014.
- Photovoltaik.org. 2015.** Photovoltaik Kosten. [Online] 2015. [Zitat vom: 10. 12 2015.] Verfügbar unter: <http://www.photovoltaik.org/betrieb/photovoltaik-kosten>.
- Photovoltaik.org. 2015.** Photovoltaik Preise 2015. *Entwicklung der Photovoltaik Preise.* [Online] Photovoltaik.org - Unabhängige Beratung, 2015. [Zitat vom: 9. 12 2015.] Verfügbar unter: <http://www.photovoltaik.org/wirtschaftlichkeit/photovoltaik-preise>.
- Photovoltaik.org. 2015.** Polykristalline Solarmodule. *Vorteile.* [Online] 2015. [Zitat vom: 12. 1 2015.] Verfügbar unter: <http://www.photovoltaik.org/wissen/polykristalline-solarmodule>.
- Quaschnig, Volker. 2015.** Erneuerbare-Energie-und-Klimaschutz. [Online] 07 2015. [Zitat vom: 8. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://volker-quaschnig.de/datserv/pv-deu/index.php>.
- Quaschnig, Volker. 2011.** *Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation.* München : Hanser Verlag, 2011.
- Quaschnig, Volker, Weniger, Johannes und Tjaden, Tjarko. 2013.** Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen. *pv magazine.* 2013, 1, S. 70-75.
- Rennergy Systems AG. 2015.** PV-Heiz-Systeme. [Online] 2015. [Zitat vom: 21. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://www.rennergy.de/service/bilderdownload/pv-heiz.html>.
- Röpcke, Ina. 2015.** Apps für mehr Eigenverbrauch. *SONNE, WIND & WÄRME.* 2015, Nr. 5, S. 77-79.
- Rotex.** ROTEX Heating Systems GmbH . *ROTEX HPU hybrid - Clever modernisieren mit Wärmepumpe und Gas.* [Online] [Zitat vom: 22. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://de.rotex-heating.com/produkte/waermepumpe/gas-hybrid-waermepumpe.html>.
- Safner, Boris. 2015.** Grundlagenpapier Primärenergiefaktoren. *Der Zusammenhang von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung.* [Online] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 22. 4 2015. [Zitat vom: 3. 12 2015.] Verfügbar unter:
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/06FBC70ECF24F3A7C1257E51003DA425/\\$file/705_2015-04-22_Grundlagenpapier-Primaeenergiefaktoren.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/06FBC70ECF24F3A7C1257E51003DA425/$file/705_2015-04-22_Grundlagenpapier-Primaeenergiefaktoren.pdf).
- SANITÄR + HEIZUNGSTECHNIK. 2015.** Top-Team: WP plus PV. *SANITÄR+HEIZUNGSTECHNIK.* 80. Jahrgang, 2015, Heft 9, S.50-52.
- Schrag, Tobias. 2015.** *Gebäudeenergietechnik Vorlesungsskript* . Ingolstadt : Technische Hochschule Ingolstadt, 2015.
- Schwarzburger, Heiko. 2015.** Jedes Quäntchen nutzen. *phovovoltaik.* 2015, Nr.3, S. 24-26.

SMA Solar Technology AG. 2015. SMA. *Sunny Home Manager*. [Online] 2015. [Zitat vom: 20. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://www.sma.de/produkte/monitoring-control/sunny-home-manager.html>.

Solaranlage.eu. Polykristalline Solarzellen. [Online] [Zitat vom: 24. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://www.solaranlage.eu/photovoltaik/technik-komponenten/solarzellen/polykristalline-solarzellen>.

Stadt Stuttgart. Landeshauptstadt Stuttgart, Abteilung Kommunikation. *Projekt Aktivhaus B10*. [Online] [Zitat vom: 22. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://www.stuttgart.de/item/show/542305>,
<http://www.stuttgart.de/img/mdb/item/542305/98854.pdf>.

Statista. 2015. Das Statistik-Portal. [Online] Statista GmbH, 2015. [Zitat vom: 9. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/165364/umfrage/energieverbrauch-der-privaten-haushalte-fuer-wohnen-2000-und-2009/>.

Sterner, Michael und Stadler, Ingo. 2014. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg : Springer Vieweg Verlag, 2014.

Strobel, Christopher (Hrsg.). 2015. Wertschätzen statt wegwerfen - Überschussstrom: Wärmepumpen verfügen über großes Potential für das Lastmanagement. *IKZ Energy* 9. Nr. 6/7, 2015, S. 50-51.

Stromanbietervergleich. 2015. Stromanbietervergleich . *Als Wärmepumpenbesitzer Geld durch günstigen Strom sparen*. [Online] 2015. [Zitat vom: 9. 12 2015.] Verfügbar unter: <http://www.stromanbietervergleich.de/waermepumpe/>.

Stromauskunft. 2015. Stromauskunft. *Alles über Strom*. [Online] 2015. [Zitat vom: 9. 12 2015.] Verfügbar unter: <https://www.stromauskunft.de/signup/>.

Strom-Report. 2014. Stromquellen im Vergleich. [Online] Strom-Report , 2014. [Zitat vom: 9. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://strom-report.de/strom-vergleich/#strompreise-stromerzeugung>.

Strom-Report. 2015. Strom-Report, Strompreise. *Strompreisentwicklung für private Haushalte 2006 - 2015*. [Online] 2015. [Zitat vom: 9. 12 2015.] Verfügbar unter: <http://strom-report.de/strompreise/#strompreisvergleich>.

Tepe, Rainer [u.a.]. 2014. *Photovoltaik statt Solarthermie im Einfamilienhaus?* Hameln : Institut für Solarenergieforschung GmbH Hameln, 2014. OTTI-Konferenz, 24. Symposium, Bad Staffelstein, 7.-9.5.2014,.

Thermondo GmbH. 2015. Erdgas oder Heizöl? *Preisentwicklung von Erdgas und Heizöl*. [Online] 2015. [Zitat vom: 10. 12 2015.] Verfügbar unter: <https://www.thermondo.de/ratgeber/energietraeger/erdgas-oder-heizoel/>.

Tjaden, Tjarko [u.a.]. 2015. *Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten*. Berlin : Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, 2015. Photovoltaische Solarenergie Konferenz, 30. Symposium, Bad Staffelstein, 4.-6.3.2015.

Tjaden, Tjarko. 2013. *Techno-Ökonomischer Vergleich von Solarthermieanlagen mit Photovoltaik-Wärmepumpen-Systemen mittels dynamischer Simulation*. Berlin : Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Masterthesis, 2013.

Tjaden, Tjarko, Weniger, Johannes und Quaschnig, Volker. 2015. Eine vorteilhafte Kombination. *IKZ-Haustechnik*. 2015, Sonderheft Heizungstechnik 2015, S. 56-58.

Triwatt GmbH. 2012. Saubere Energie ...rund um die Uhr. [Online] 2012. [Zitat vom: 8. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://www.triwatt.de/?cid=00109>.

Ullrich, Sven. 2015. Doppelpack mit viel Nutzen. *photovoltaik* . 2015, Nr. 3, S. 27-29.

Umweltbundesamt. 2013. Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. *Bestimmung der vermiedenen Emissionen 2012*. [Online] Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, CLIMATE CHANGE 15/3013, 10 2013. [Zitat vom: 3. 12 2015.] Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_15_2013_emissionsbilanz_erneuerbarer_energietraeger.pdf.

Uponor. 2015. Contec Betonkernaktivierung. [Online] 2015. [Zitat vom: 24. 10 2015.] Verfügbar unter: <https://www.uponor.de/loesungen/flaechenheizung-und-kuehlung/deckeninstallation/contec-betonkernaktivierung.aspx>.

Valvo GmbH. Valvo Eco-Hightech-Solutions. *Datenblatt Solarhybridmodul PVT 60P*. [Online] [Zitat vom: 23. 10 2015.] Verfügbar unter: <https://dl.dropboxusercontent.com/u/2458133/Permanent/VALVO/Website/Datenbl%C3%A4tter/DATENBLATT%20PVT%2060P.pdf>.

VDI, Verein Deutscher Ingenieure. 2012. *VDI 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. ICS 91.140.01, Blatt 1 9* 2012. Fachbereich Technische Gebäudeausrüstung.

Viessmann. 2015. Vitocal 250-S - Hybridwärmepumpe zum Nachrüsten . [Online] 2015. [Zitat vom: 22. 10 2015.] Verfügbar unter: <http://www.viessmann.de/de/wohngebaeude/hybridgeraete/oel-hybridgeraete/vitocal-250-s.html>.

Wagner, Ulrich. 2009. *Nutzung regenerativer Energien*. München : E&M Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH, 2009.

Wärmepumpen.info. 2015. Wärmepumpen Preise. *Installationskosten* . [Online] 2015. [Zitat vom: 10. 12 2015.] Verfügbar unter: <http://www.waermepumpen.info/ratgeber/preise>.

Weitz, Peter. 2014. *Photovoltaik Vorlesungsskript*. Ingolstadt : Technische Hochschule Ingolstadt, 2014.

Weniger, Johannes, Tjaden, Tjarko und Quaschnig, Volker. 2014. PV-Eigenverbrauch - Ökonomie von Photovoltaiksystemen im Eigenverbrauchszeitalter. *SONNENENERGIE*. 2014, Nr. 2, April-Mai, S. 26+27.

Zahoransky, Richard A. 2004. *Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*. Wiesbaden : Vieweg Verlag , 2004.

Zeitung für Sanitär und Heizung. 2015. Optimierung des PV-Eigenverbrauchs. *Zeitung für Sanitär und Heizung* 22. 2015, Nr. 3, S. 16-17.

Anhang

A.1 Übersicht der untersuchten wissenschaftlichen Ansätze

Übersicht der untersuchten wissenschaftlichen Ansätze zum Thema photovoltaische Heizungsunterstützung

Nr.	Wissenschaftliche Institution	Thema der wissenschaftlichen Untersuchung (mit Erläuterung)	Gebäudetyp	Daten der untersuchten Gebäude				
				Wohnfläche [m ²]	Heizwärmebedarf [kWh/m ² *a]	Trinkwarmwasserbedarf [kWh/m ² *a]	Haushaltsstrombedarf [kWh/a]	Sonstiges
1	Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin	Techno-Ökonomischer Vergleich von Solarthermieanlagen mit Photovoltaik-Wärmepumpen-Systemen mittels dynamischer Simulation (Tjaden, 2013)	EFH	127	174 (Durchschnitt Wohngebäude)	16	3.937	- 500l- Pufferspeicher & Frischwasserstation - Luft-Wasser-Wärmepumpe - Dachneigung 45° - Anzahl Bewohner: 3
2	Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen (TZS)	PV-Wärme – Zukunftstechnologie oder Unsinn?(Vergleich von solarthermischer und photovoltaischer Wärmeerzeugung) (Drück, et al., 2013)	EFH	128	Zwei Wärmedämmstandards: Neubau nach EnEV2009 63 Bestand nach WSchVO953 83	21	3.500	- zehn Systemvarianten (bzgl. Dachflächenaufteilung PV und ST) - Luft-Wasser-Wärmepumpe - Dachfläche 55m ² - Dachneigung 45° - Anzahl Bewohner: 4
3	Institut für Solarenergieforschung GmbH Hameln (ISFH)	Photovoltaik statt Solarthermie im Einfamilienhaus? (Untersuchung verschiedener Systemkonzepte zur Nutzung von PV im Einfamilienhaus) (Tepe, 2014)	EFH	140	58	15	4.500	- Basisfall und zwei Systemvarianten - Erdgekoppelte Wärmepumpe - 150l- TWW-Speicher - Dachneigung 30° - Anzahl Bewohner: 4
4	AEE – Institut für Nachhaltige Technologien (AEE INTEC), Österreich	Zukünftige solare Wärmeversorgungstechnologien – Solarthermie oder Photovoltaik? (Vergleich von solarthermischen sowie strombasierten Wärmebereitstellungskonzepten) (Becke, 2014)	EFH	187,5 (Bruttogeschossfläche)	100 (teilsanierter Bestand) 50 (umfassend sanierter Bestand bzw. Neubau nach Bauordnung) 20 (Niedrigstenergiehaus) 10 (Passivhaus)	200l bei 50° pro Tag ¹⁾ 17	4.500	- 13 Wärmeerzeugungssysteme werden betrachtet - Solar nutzbare Dachfläche: 58m ² - Dachneigung 45° - Anzahl Bewohner: 4
5	Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin	Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades im Einfamilienhaushalten (Fokus auf maximal möglichen Grad der Eigenversorgung) (Tjaden, 2015)	EFH	133 (aus Jahresheizenergiebedarf ermittelt)	100 60 30	20	4.000	- Betrachtung von 4 Konzepten (mit und ohne Speichersystemen) - TWW-Speicher - Luft-Wasser-Wärmepumpe - Dachneigung 45° - Anzahl Bewohner: 4

6	Hochschule für Technik Rapperswil HSR, Institut für Solartechnik SPF	Solare Wärmepumpensysteme auf dem Prüfstand (Test von kompletten Heizsystemen unter realitätsnahen Bedingungen auf dem Prüfstand) (Haberl, et al., 2014)	EFH	140	100 (Normheizlast) 60 (Umstellung auf neuen Standard) 15 (Niedrigenergiehäuser)	Keine Angabe	Keine Angabe	- Systemtest von 11 verschiedenen Systemen - Gemeinsamkeit aller getesteten Systeme: thermische Kollektoren, Wärmepumpe, Kombi-Speicher
7	Bundesamt für Energie BFE, Schweizerische Eidgenossenschaft	Simulation von Wärmepumpensystemen in Polysun4 (Marti, 2009)	Nicht auf einen speziellen Gebäudetyp ausgelegt. Ziel des Projektes war die Wärmepumpen mit verschiedenen Wärmequellen in die bereits existierende Software Polysun einzubinden.					

Blau = PV-Wärmepumpensystem mit Solarthermie, Grün = Hybridsystem, Gelb = reine PV-Wärmepumpensystem

1) Wassertemperatur des Stadtwassers in Graz: 12,1°C (Messwert: Mai 2014), (Holding Graz Services, 2014),
daraus ergibt sich mit $c_p = 4,19 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$ ein Trinkwarmwasserbedarf von $17,2 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\cdot\text{a}}$

A.2 Ausführliche Berechnung der Gesamtannuitäten nach VDI 2067

Berechnungen nach der Annuitätenmethode - VDI 2067

Annahmen

Betrachtungszeitraum in a	T	20
---------------------------	---	----

Zinsfaktor	q	5%	1,05
Preisänderungsfaktor	r	3%	1,03

Annuitätenfaktor	a	0,080242587	$a = q \cdot 1 / (1 - q^{-a} \cdot T)$
Barwertfaktor	b	15,96478354	$b = (1 - (r/q)^{a \cdot T}) / (q - r)$

Komponentennr.	Bezeichnung	Anfangsinvest in € (netto)	Quelle	Nutzungsdauer in a	Ersatzhäufigkeit	Faktor für Instandhaltung (%)	Aufwand für Bedienen (h/a)	Aufwand für Bedienen bei 30 €/h (€)
1	Heizraum	2.800,00	VDI 2067 Bsp.	50	0	2	0	-
2	PV-Anlage inkl. Installation	13.120,00	photovoltaik.org	20	0	(200€ gesamt)	0	-
3	WP Invest. ohne Speicher	10.097,00	effiziento.de	18	1	2,5	5	150,00
4	Montage WP	2.000,00	waermepumpen.info	18	1	0	0	-
5	Anschluss an HH-Stromkreis	100,00	-	18	1	0	0	-
6	Öl-Kessel Invest ohne Speicher	4.000,00	idealo	20	0	3,5	10	300,00
7	Ölbrenner mit Gebläse und Zube	900,00	idealo	12	1	12	0	-
8	Montage Öl-Kessel	1.500,00	energieheld.de	20	0	0	0	-
9	Öltank 1.000l	800,00	VDI 2067 Bsp.	25	0	1,5	0	-
10	Kombi-Speicher	2.235,00	idealo	30	0	2	0	-

1. Berechnung Annuität der Kapitalgebundenen Kosten

Komponentennr.	Bezeichnung	Anfangsinvest in € (netto)	Barwert der Ersatzinvestition A1	Barwert des Restwerts R _w	Summe der Barwerte	Summe der Barwerte * a = Annuität der Kapitalgebundenen Kosten
		A0	$A1 = A0 \cdot (r^{-a} \cdot (1+r)^{a \cdot T} - N) / q^a \cdot (1+r)^{a \cdot T}$	$R_w = A0 \cdot r^a \cdot (1+r)^{a \cdot T} \cdot N \cdot ((n+1)^{a \cdot T} - 1) / (q - r)$	$A0 + A1 - R_w$	$A \cdot N \cdot K = (A0 + A1 + A2 \dots + A_n - R_w) \cdot a$
1	Heizraum	2.800,00	-	633,17	2.166,83	173,87
2	PV-Anlage inkl. Installation	13.120,00	-	-	13.120,00	1.052,78
3	WP Invest. ohne Speicher	10.097,00	7.142,58	5.758,69	11.480,89	921,26
4	Montage WP	2.000,00	1.414,79	1.140,67	2.274,12	182,48
5	Anschluss an HH-Stromkreis	100,00	70,74	57,03	113,71	9,12
10	Kombi-Speicher	2.235,00	-	280,78	1.954,22	156,81
		30.352,00				2.496,33
						A-N, K

Komponentennr.	Bezeichnung	Anfangsinvest in € (netto)	Barwert der Ersatzinvestition A1	Barwert des Restwerts R _w	Summe der Barwerte	Summe der Barwerte * a = Annuität der kapitalgebundenen Kosten
		A0	$A1 = A0 \cdot (r^n(1+T-N)) / (q^n(1+T-N))$	$R_w = A0 \cdot r^n(n+T-N) \cdot ((n+1) \cdot T - N - T / (T-N)) \cdot 1/q^n T$	$A0+A1-R_w$	$A-NK = (A0 + A1 + A2 + \dots + A_n - R_w) \cdot a$
1	Heizraum	2.800,00	-	633,17	2.166,83	173,87
6	Öl-Kessel Invest ohne Speicher	4.000,00	-	-	4.000,00	320,97
7	Ölbrenner mit Gebläse und Zube	900,00	714,53	161,21	1.453,32	116,62
8	Montage Öl-Kessel	1.500,00	-	-	1.500,00	120,36
9	Öltank 1.000l	800,00	-	60,30	739,70	59,36
10	Kombi-Speicher	2.235,00	-	280,78	1.954,22	156,81
		12.235,00				947,99

A-N,K

2. Berechnung Annuität der bedarfsgebundenen Kosten

Energieart	Verbrauch in kWh/a
Wärmebedarf thermisch	6.406
Strom Wärmepumpe	1.764
Strom Haushalt	3.980

PV-WP-System

Energieart	Deckungsanteile	Verbrauch in kWh/a	Kosten in €/kWh	Kosten in €/a	Annuität der bedarfsgebundenen Kosten
					$A-N,V = A-V1 \cdot a \cdot b-v$
Deckungsanteil durch PV-Anlage	31%	1.780,78	-	-	-
Netzbezug	69%	3.963,68	0,2881	1.141,94	1.462,88
					1.462,88

A-N,V

Ölkessel+-System

Energieart	Anteile	Verbrauch in kWh/a	Kosten in €/kWh	Kosten in €/a	Annuität der bedarfsgebundenen Kosten
					$A-N,V = A-V1 \cdot a \cdot b$
Haushaltsstrom	3.980	3.980,25	0,2881	1.146,71	1.469,00
Wärmebedarf	6.406	6.405,72	0,0581	372,17	476,77
					1.945,77

A-N,V

3. Berechnung Annuität der Betriebsgebundenen Kosten

PV-WP-System									
Komponentennr.	Bezeichnung	Anfangsinvest in € (netto)	Faktor für Instandhaltung (f)	Annuität der Instandhaltungskosten $A-IN = A \cdot 0 \cdot f \cdot a \cdot b$	Bedienungskosten in €/a	Annuität der Instandhaltungskosten $A-B = A \cdot B1 \cdot a \cdot b$	Annuität der BetriebsgebundenK osten $A-N, B = A \cdot B + A \cdot IN$		
		AO			A-B1				
1	Heizraum	2.800,00	0,02	71,74	-	-	71,74		
2	PV-Anlage inkl. Installation	13.120,00	(200€ gesamt)	256,21	-	-	256,21		
3	WP Invest. ohne Speicher	10.097,00	0,025	323,37	150,00	192,16	515,53		
4	Montage WP	2.000,00	0	-	-	-	-		
5	Anschluss an HH-Stromkreis	100,00	0	-	-	-	-		
10	Kombi-Speicher	2.235,00	0,02	57,26	-	-	57,26		
		30.352,00					900,74		

A-N, B

Ölkessel+System

Komponentennr.	Bezeichnung	Anfangsinvest in € (netto)	Faktor für Instandhaltung (f)	Annuität der Instandhaltungskosten $A-IN = A \cdot 0 \cdot f \cdot a \cdot b$	Bedienungskosten in €/a	Annuität der Instandhaltungskosten $A-B = A \cdot B1 \cdot a \cdot b$	Annuität der BetriebsgebundenK osten $A-N, B = A \cdot B + A \cdot IN$
		AO			A-B1		
1	Heizraum	2.800,00	0,02	71,74	-	-	71,74
6	Öl-Kessel Invest ohne Speicher	4.000,00	0,035	179,35	300,00	384,32	563,66
7	Ölbrenner mit Gebläse und Zube	900,00	0,12	138,35	-	-	138,35
8	Montage Öl-Kessel	1.500,00	0	-	-	-	-
9	Öltank 1.000l	800,00	0,015	15,37	-	-	15,37
10	Kombi-Speicher	2.235,00	0,02	57,26	-	-	57,26
		12.235,00					846,39

A-N, B

4. Berechnung Annuität der Erlöse

PV-WP-System			
Einspeisevergütung	€/kWh	Einspeisung in kWh/a	Annuität der Erlöse $A-N, E = E \cdot a \cdot b$
	0,1231	6.167,49	972,60
			972,60

A-N, E

Gesamtannuität: $A-N = A \cdot N, E - (A \cdot N, K + A \cdot N, V + A \cdot N, B)$

PV-WP-System	-	3.887,35	A-N
Ölkessel+System	-	3.740,16	A-N