



*Masterarbeit von Johannes Brucker*

*Entwicklungs- und Marktpotenziale*

*photovoltaischer Anlagen zur Integration in Energie-*

*versorgungsanlagen von Wohngebäuden*



Hochschule für Angewandte  
Wissenschaften Hamburg  
*University of Applied Sciences*



AKADEMIE  
FÜR ERNEUERBARE  
ENERGIEN

## **Masterthesis**

Masterstudiengang: Erneuerbare Energien

# **Entwicklungs- und Marktpotenziale photovoltaischer Anlagen zur Integration in Energieversorgungsanlagen von Wohngebäuden**

## **The Development and Market Potential of Photovoltaic Installations for the Integration of Energy Supply Systems in Residential Buildings**

**vorgelegt am 01.03.2016**

### **Verfasser:**

Johannes Brucker 2040102

### **Erstprüferin:**

Prof. Dr.- Ing. Heike Frischgesell

### **Zweitprüfer:**

Dr.-Ing. Hans Schäfers

**Johannes Brucker**

## **Thema der Masterthesis**

Entwicklungs- und Marktpotenziale photovoltaischer Anlagen zur Integration in Energieversorgungsanlagen von Wohngebäuden

## **Stichworte**

Erneuerbare Energien; Photovoltaikanlagen; Referenzlastprofile des -Strombedarfs, -Wärmebedarfs, -Trinkwarmwasserbedarfs; PV-Erzeugungsprofil; PV-Eigenstromnutzung; PV-Deckungsanteil; Entwicklung der Energiemärkte; Energiekostenprognose; Energieversorgungsanlagen; Heizungsanlagen; Wärmepumpe; PV-Speichersystemen; Demand-Side-Management

## **Kurzzusammenfassung**

Das Ziel dieser Masterarbeit war es, die Entwicklungs- und Marktpotenziale photovoltaischer Anlagen zur Integration in Energieversorgungsanlagen von Wohngebäuden zu untersuchen. Dazu wurden die Gebäude und Anlagentechnik unter den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen betrachtet. In Anlehnung an die VDI 4655 wurden die Referenzlastprofile für den Strombedarf, den Trinkwarmwasserbedarf und den Heizungswärmebedarf für ein Referenzgebäude ermittelt. Anschließend wurden diese Daten dem PV-Ertragsprofil gegenübergestellt und die möglichen PV-Deckungsanteile errechnet. Mittels dieser Deckungsanteile wurde für die gängigen Energieversorgungsanlagen eine ökonomische Betrachtung durchgeführt und deren Einsatzmöglichkeiten ermittelt. Die Ergebnisse ergaben, dass PV-Anlagen sich im Bestand zur Deckung des Strombedarfes ökonomisch einsetzen lassen. Die Einbindung der PV-Anlagen in Energieversorgungsanlagen von Wohngebäuden mittels Elektroheizstab ist zum aktuellen Zeitpunkt nicht ökonomisch realisierbar und wird unter den prognostizierten Energiepreisen bis zum Jahr 2024 auch nicht wirtschaftlich. Mit steigenden Energiepreisen ist nach dem Erreichen der Öl-/Gas-Parität zu den Stromgestehungskosten einer PV-Anlage mit einem wirtschaftlichen Betrieb zu rechnen. Die Betrachtung der PV-Anlage in Kombination mit einer Wärmepumpe weist ein sehr großes Potenzial auf. Diese Kombination kann in der heutigen Zeit bereits wirtschaftlicher als eine Gasheizungs- und Solaranlage betrieben werden. Mit der weiteren Degression der Einspeisevergütung sowie dem Erreichen der Fördergrenze für die Einspeisung des PV-Stromes in das Stromnetz wird die Kombination der Wärmepumpen- und PV-Anlage zur ökonomischsten Anlagentechnik für das Referenzgebäude.

Mit elektrischem Speicher könnte der Eigenstromverbrauch erhöht werden. Jedoch stehen dem wirtschaftlichen Speicherbetrieb derzeit noch zu hohe Investitionskosten gegenüber.

**Johannes Brucker**

**Title of the paper**

The Development and Market Potential of Photovoltaic Installations for the Integration of Energy Supply Systems in Residential Buildings.

**Keywords**

Renewable Energy; Photovoltaic Installations; Reference load profiles -electricity demand; -heat demand; -hot water demand; Creation profiles of Photovoltaic; Photovoltaic Power Profile; Development of Energy market; Development of Energy prices; Energy Supply Systems; Thermal Heat Pump; Storage System Photovoltaic, Strategic Demand Side Management

**Abstract**

The aim of this thesis was to investigate the development and market potential of photovoltaic installations for the integration of energy supply systems within residential buildings. In order to do this the buildings and systems technology were examined according to the current legal framework. Regarding the VDI 4655, the load profile reference for electricity demand, the demand for warm drinkable water and the heating of the reference building was determined. Subsequently, this data was compared to the PV-performance profile and the possible coverage proportion was calculated. Using these coverage proportions, a consideration of the economics of the current energy supply systems was carried out and their potential applications established. The results showed that PV-installations can be used economically to secure the demand for electricity in existing buildings. Incorporating PV-installations into the energy supply systems of residential buildings using electric heating rods is, at present, not economically feasible and considering the predicted energy prices, will not be so until 2024. With rising energy prices a cost effective operation could be assumed when parity between oil/gas and electricity production costs of a PV-system has been reached. An analysis of the PV-system in combination with a heat pump shows great potential. At present, this combination can already operate more economically than a gas heating and solar installation. When a further degression of the feed-in remuneration, as well as when the subsidy cap for feeding-in PV-electricity into the grid has been reached, the combination of heat pump and PV-installation will become the most economical installation technology for the reference building.

The own power consumption of electricity can be increased with electric storage. However, the present economics of storage facilities are hampered by high investment costs.

## III Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung .....	1
1.1	Einleitung .....	1
1.2	Aufbau der Arbeit .....	2
2.	Grundlagen .....	5
2.1	Rechtliche Grundlagen für Ein- und Zweifamilienhäuser .....	5
2.1.1	Energieeinsparungsgesetz (EnEG).....	5
2.1.2	Energieeinsparverordnung 2014 (EnEV 2014) .....	6
2.1.3	Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, (EEG 2014) .....	11
2.1.4	Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz 2015, (EEWärmeG 2015) .....	12
2.1.5	Erneuerbare-Wärme-Gesetz 2015 (EWärmeG 2015) .....	14
2.2	Technische und ökonomische Grundlagen .....	16
2.2.1	Rahmenbedingungen und Entwicklung der PV-Anlagen.....	16
2.2.2	Rahmenbedingungen und Entwicklung von Wohngebäuden .....	20
2.2.2.1	Bestandsanalyse von Wohngebäuden .....	20
2.2.2.2	Bestandsanalyse Gebäudebeheizung.....	22
2.2.2.3	Bestandsanalyse Gebäude-Trinkwarmwasserbereitung .....	24
2.3	Referenzgebäude.....	26
2.3.1	Rahmenbedingungen Referenzgebäude .....	26
2.3.2	Referenzgebäude technische Daten.....	26
2.3.3	Energiebilanz Referenzgebäude.....	29
3.	Photovoltaikanlagen .....	32
3.1	Funktion einer PV-Anlage .....	32
3.2	Einsatzbereiche netzgekoppelte Photovoltaikanlage .....	32
3.3	Prognostizierter Photovoltaikanlagenertrag .....	33
3.3.1	PV-Anlagengendaten .....	33
3.3.2	Jährliche Stromerzeugungsprognose am Standort Baiersbronn .....	34
3.3.3	Jährliche Stromerzeugungsprognose der PV-Anlage .....	35
3.3.4	Investitions- und Betriebskosten einer PV-Anlage im Jahre 2016 .....	37
3.4	Ökonomische Betrachtung der PV-Anlage 2016.....	38
3.4.1	Ökonomische Betrachtung der PV-Anlage nach dem Erreichen der 52-GW-Grenze .....	40

3.5	Stand der Technik .....	43
3.5.1	Integration von PV-Anlagen in Energieversorgungsanlagen von Wohngebäuden .....	43
<b>4.</b>	<b>PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes</b>	<b>46</b>
4.1	Parameter des Referenzgebäudes .....	46
4.2	Grundlagen zur Ermittlung der Lastprofile nach VDI 4655 .....	48
4.2.1	Heizungslastprofil für das Referenzgebäude .....	49
4.2.2	Stromlastprofil für das Referenzgebäude.....	54
4.2.3	Trinkwarmwasserlastprofil für das Referenzgebäude .....	57
4.2.4	Lastprofile des Referenzgebäudes .....	60
4.3	Erzeugungsprofil PV-Anlage .....	62
4.3.1	Globalstrahlungsanteil .....	62
4.3.2	Erzeugungsprofil PV-Anlage.....	64
4.4	Last- und PV-Erzeugungsprofil des Referenzgebäudes .....	65
4.5	Eigenverbrauchspotenziale .....	67
4.5.1	Eigenstromnutzung zur Deckung des Strombedarfs .....	68
4.5.2	Eigenstromnutzung Trinkwarmwasserbereitung .....	69
4.5.3	Eigenstromnutzung Heizungswärmeerzeugung.....	72
4.6	Solarer Deckungsanteil .....	74
4.6.1	PV-Deckungsanteil für den Strombedarf des Referenzgebäudes .....	74
4.6.2	PV-Deckungsanteil für den TWW-Bedarf des Referenzgebäudes .....	75
4.6.3	PV-Deckungsanteil für den Heizungswärmebedarf des Referenzgebäudes .....	75
4.6.4	PV-Deckungsanteil für das Referenzgebäude .....	76
<b>5.</b>	<b>Ökonomische Bewertung der PV-Anlage im Referenzgebäude.....</b>	<b>79</b>
5.1	Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung .....	79
5.1.1	Prognose für die Entwicklung der Einspeisevergütung für PV-Strom .....	79
5.1.2	Energiekostenverlauf und -prognose bis zum Jahr 2025 .....	80
5.2	Marktpotenziale von PV-Anlagen für das Referenzgebäude unter ökonomischer Betrachtung .....	82
5.2.1	Integration der PV-Anlage im bestehenden Referenzgebäude .....	83
5.2.2	Integration der PV-Anlage in den Referenzgebäude-Neubau 2016 .....	86
5.2.3	Integration der PV-Anlage in das Referenzgebäude 2024 .....	91

5.3	Ausblicke Marktpotenziale & Synergieeffekte .....	95
5.3.1	Strom-Speicher.....	95
5.3.2	Demand-Side-Management (DSM).....	97
5.3.3	Integration der Elektromobilität in Haushalte.....	98
6.	Schlussfolgerungen und Zusammenfassung .....	99
VII.	Literaturverzeichnis .....	101
VIII.	Rechtsquellenverzeichnis.....	105
IX.	Normenverzeichnis .....	105
X.	Abkürzungsverzeichnis .....	106
XI.	Anhang.....	107
XI.I	Anhang zu Kapitel1 .....	107
XI.I.I	Pläne Referenzgebäude .....	107
XI.II	Anhang zu Kapitel 4 .....	110
XI.II.I	Jahresheizwärmebedarfsberechnung nach der DIN 4108-6 .....	110
XI.II.II	Bauteilkennwerte EnEV .....	112
XI.II.III	Gebäudeenergiebedarf nach Typtagen.....	114
XI.II.IV	Jahresenergieertrag der PV-Anlage.....	119
XI.II.V	PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes je Typtag .....	120
XI.III	Anhang zu Kapitel 5 .....	125
XI.III.I	Energiepreisentwicklung .....	125
XI.III.II	Energieeinsatz der PV-Anlage zur Wärmepumpennutzung .....	126
XI.III.III	Excel-Berechnungstool.....	127

## IV Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1-2: Veranschaulichung der EnEV 2016 Berechnungsvariante EFH.....	10
Abbildung 2.1-1: Beispielgebäude zur Betrachtung der EnEV 2016 .....	10
Abbildung 2.1-3: Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990–2014 .....	11
Abbildung 2.2-1: Installierte PV-Anlagenleistung in Deutschland .....	17
Abbildung 2.2-2: Strompreis für Haushalte und die EEX-Börse im Jahre 2014 .....	20
Abbildung 2.2-3: Energiearten zur Beheizung von Wohngebäuden in der BRD .....	22
Abbildung 2.2-4 Sanierungsfällige Heizungsanlagen nach Energieart der Beheizung .....	23
Abbildung 2.2-5: Energiearten zur Trinkwassererwärmung in Wohngebäuden der BRD .....	24
Abbildung 2.2-6: Bestehende Trinkwassererwärmung in Wohngebäuden nach Energieart .....	25
Abbildung 2.2-7: Differenz der Energieträger zwischen der Beheizung von Wohngebäuden und der Trinkwassererwärmung .....	25
Abbildung 2.3-1: Nordansicht des Referenzgebäudes .....	27
Abbildung 2.3-2: Südansicht des Referenzgebäudes.....	27
Abbildung 2.3-3: Westansicht des Referenzgebäudes.....	27
Abbildung 2.3-4: Ostansicht des Referenzgebäudes .....	27
Abbildung 2.3-5: Grundriss des Referenzgebäudes.....	28
Abbildung 2.3-6: Energieflussdiagramm Gebäudeheizung .....	29
Abbildung 2.3-7: Flussdiagramm Trinkwassererwärmung.....	30
Abbildung 2.3-8 Energiebilanz eines EFH.....	31
Abbildung 3.1-1 Aufbau Silizium Solarzelle .....	32
Abbildung 3.3-1: Jährliche Strahlungsausbeute der BRD in kWh/m <sup>2</sup> .....	35
Abbildung 3.3-2: Einfluss von Neigungswinkel und Ausrichtung auf den Anlagenertrag .....	36
Abbildung 3.5-1: Integration PV-Stromheizung in die Anlagenhydraulik .....	44
Abbildung 3.5-2: Schematische Übersicht PV-Stromheizsystem mit Wärmepumpe .	45
Abbildung 4.2-1: Heizwärmebedarf für das Referenzgebäude anhand der Typtage .	53
Abbildung 4.2-2: Stromlastprofil des Referenzgebäudes .....	56
Abbildung 4.2-3: Trinkwarmwasserbedarfsprofil des Referenzgebäudes.....	59

## IV Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 4.2-4 Lastprofile des Referenzgebäudes .....	60
Abbildung 4.3-1: Globalstrahlungsanteil je Typtag .....	63
Abbildung 4.4-1: Tageslast- & PV-Erzeugungsprofil des Referenzgebäudes für den Typtag Übergang-Werntag-Bewölkt (ÜWB) .....	66
Abbildung 4.5-1: Eigenstromnutzungsanteil durch den erzeugten PV-Strom .....	69
Abbildung 4.5-2: Gedeckter Trinkwarmwasserbedarf durch den erzeugten PV-Strom .....	71
Abbildung 4.5-3: Gedeckter Heizungswärmebedarf durch den erzeugten PV-Strom	73
Abbildung 4.6-1: PV-Deckungsanteil einer 4-kWp-PV-Anlage am Strombedarf des Referenzgebäudes.....	74
Abbildung 4.6-2: PV-Deckungsanteil einer 4-kWp-PV-Anlage am Trinkwarmwasser- bedarf des Referenzgebäudes.....	75
Abbildung 4.6-3: PV-Deckungsanteil einer 4-kWp-PV-Anlage an der Heizungs- wärmeerzeugung des Referenzgebäudes .....	76
Abbildung 4.6-4: PV-Deckungsanteil je kWp-PV-Anlagenleistung .....	77
Abbildung 5.1-1: Einspeisevergütung zur installierten PV-Anlagenleistung in der BRD .....	79
Abbildung 5.1-2: Energiekostenverlauf und Energiekostenpreisprognose bis zum Jahr 2015.....	81
Abbildung 5.2-1: Wirtschaftliche Betrachtung der Einsatzmöglichkeiten einer PV- Anlage zur Erweiterung der Energieversorgungsanlage.....	84
Abbildung 5.2-2: Wirtschaftliche Betrachtung der Einsatzmöglichkeiten einer PV- Anlage zur Erweiterung der Energieversorgungsanlage im Jahr 2016 .....	89
Abbildung 5.2-3: Wirtschaftliche Betrachtung der Einsatzmöglichkeiten einer PV-Anlage zur Erweiterung der Energieversorgungsanlage nach dem Erreichen des 52-GW-Deckels im Jahr 2024 .....	91
Abbildung 5.3-1: PV-Deckungsgrad mit el. Speicher in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße .....	96
Abbildung 5.3-2: Elektromobilitätsprognose .....	98

## V Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1-1 Primärenergie-Aufwandszahl typischer Heizungsanlagen.....	8
Tabelle 2.1-2: Zusammenfassung EEWärmeG .....	12
Tabelle 2.1-3: EWärmeG – Erfüllungsoptionen .....	15
Tabelle 2.3-1: Daten Referenzgebäude .....	26
Tabelle 3.3-1: Solarmodul HS PXL 210 – technische Daten .....	33
Tabelle 3.4-1 Wirtschaftlichkeitsprognose für die PV-Anlage im Januar 2016 .....	38
Tabelle 3.4-2: Wirtschaftlichkeitsprognose einer 5 kWp PV-Anlage im Jahr 2016 ....	39
Tabelle 3.4-3: Wirtschaftlichkeitsprognose für die PV-Anlage nach .....	41
Tabelle 3.4-4: Wirtschaftlichkeitsprognose einer 5 kWp PV-Anlage nach dem Erreichen der 52-GW-Grenze im Jahr 2024.....	42
Tabelle 4.1-1: Technische Daten und Parameter des Referenzgebäudes .....	47
Tabelle 4.2-1: Typtagkategorien nach VDI 4655 .....	48
Tabelle 4.2-2: Jährlicher Strombedarf für ein EFH pro Person je Jahr .....	54
Tabelle 4.3-1: Jahresenergiebedarf einer 4-kWp-PV-Anlage .....	64
Tabelle 5.1-1: Energiepreisprognose für das Jahr 2024.....	82
Tabelle 5.2-1: Investitionsempfehlung für PV-Anlagen in den Gebäudebestand.....	86
Tabelle 5.2-2: Investitionsempfehlung für PV-Anlagen in Neubauten ab 2016 .....	90
Tabelle 5.2-3: Investitionsempfehlung für PV-Anlagen in Neubauten ab 2024 .....	94
Tabelle 5.3-1:Wirtschaftlichkeitsprognose PV-Anlage mit el. Speicher .....	97
Tabelle XI.II-1 Jahresenergieertrag einer 4-kWp-PV-Anlage.....	119

## VI Formelverzeichnis

Formel 2.1-1 Anforderung EnEV 2016 Jahresprimärenergiebedarf .....	7
Formel 2.1-2 Jahresprimärenergiebedarf .....	7
Formel 2.1-3 Anforderungen EnEV 2016 spezifischer Transmissionswärmeverlust ...	8
Formel 2.1-4 Transmissionswärmeverlust.....	8
Formel 2.1-5 spezifischer Transmissionswärmeverlust.....	9
Formel 3.3-1: Jährliches Strahlungspotenzial am PV-Anlagen Standort	
Baiersbronn.....	35
Formel 3.3-2 Stromerzeugungsprognose einer 5 kW <sub>p</sub> -PV-Anlage .....	36
Formel 4.2-1: Jahresheizwärmebedarf.....	49
Formel 4.2-2: Transmissionswärmeverluste.....	49
Formel 4.2-3: Lüftungswärmeverluste .....	50
Formel 4.2-4: Interne Wärmegewinne .....	51
Formel 4.2-5: Solare Wärmegewinne .....	51
Formel 4.2-6 Heizwärmebedarf je Typtag .....	52
Formel 4.2-7: Heizwärmebedarf je Minute jedes Typtages .....	52
Formel 4.2-8: Jährliche elektrische Arbeit des Referenzgebäudes .....	54
Formel 4.2-9: Strombedarf je Typtag.....	55
Formel 4.2-10: Strombedarf je Minute jedes Typtages.....	55
Formel 4.2-11: Jährlicher Trinkwarmwasserbedarf des Referenzgebäudes .....	57
Formel 4.2-12: Trinkwarmwasserbedarf je Typtag .....	57
Formel 4.2-13 Trinkwarmwasserbedarf je Minute jedes Typtages .....	57
Formel 4.2-14: Wärmemenge Trinkwarmwasser.....	58
Formel 4.5-1: Variable Wärmemenge Trinkwarmwasserspeicher .....	70
Formel 4.5-2 variable Wärmemenge Heizungswärmeerzeuger .....	72

# 1. Einleitung

## 1.1 Einleitung

Deutschland stellt sich mit der Energiewende einem umfangreichen Wandel der Energieerzeugung und der Energieverteilung. Das Ziel, die Treibhausgase verbindlich und nachhaltig zu senken, sowie der Ausstieg aus der Atomkraft haben weitreichende Auswirkungen auf die Stromlandschaft in Deutschland. Der aktuelle Kraftwerkspark zur Stromerzeugung wird zunehmend durch Kraftwerke erweitert und ersetzt, die Strom aus regenerativen Energien erzeugen. Im Vordergrund steht dabei die Erzeugung von Strom aus Sonnenenergie, Wind- und Wasserkraft sowie aus Biomasse.

Für die regenerative Stromerzeugung in Wohngebäuden bieten Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) eine Möglichkeit den benötigten Haushaltsstrom dezentral zu erzeugen und direkt am Standort zu nutzen. Erzeugte Stromüberschüsse können nach dem Stromeinspeisungsgesetz und zu festgelegten Vergütungen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz in das Stromnetz eingespeist werden. Diese Vergütung stellte den Antrieb für die boomende Solarindustrie der letzten Jahre dar und machte einen wirtschaftlichen Betrieb photovoltaischer Anlagen möglich. Sinkenden Produktions- und Installationskosten wurde vom Gesetzgeber mit der kontinuierlichen Reduzierung der Vergütungssätze entgegengewirkt, die bis zum Entfall der Vergütungssätze beim Erreichen einer deutschlandweiten installierten PV-Anlagenleistung von 52 GW führen. Ab diesem Zeitpunkt müssen sich Photovoltaikanlagen konkurrenzfähig zu den konventionellen Stromerzeugern am Energiemarkt beweisen, um weiterhin am Markt bestehen zu können. Diese Ausarbeitung soll Aufschluss über die gegenwärtigen und zukünftigen Entwicklungs- und Marktpotenziale photovoltaischer Anlagen geben.

Mit der Degression der Einspeisevergütung und dem Erreichen der Netzparität aus Solarstrom wandelte sich die Betriebsweise der PV-Anlagen. Während bis zu diesem Zeitpunkt für den Anlagenbetreiber lediglich die Einspeisung in das Stromnetz von Interesse war, besteht mittlerweile für den Anlagenbetreiber die finanzielle Motivation möglichst viel des Solarstromes im eigenen Haus zu nutzen – je mehr desto besser. Damit spart dieser sich den Zukauf an teurerem Haushaltsstrom und die PV-Anlage erwirtschaftet einen höheren Ertrag als über die Einspeisevergütung

erreicht wird. Beim Erreichen der 52-GW-Grenze kann der Solarstrom nur noch zu Strompreisen der EEX-Börse, welche derzeit bei rund 25 % der festen Einspeisevergütung liegen, vermarktet werden. Der entscheidende Einfluss für den zukünftigen ökonomischen Betrieb einer PV-Anlage auf dem Dach eines Familienhauses geht somit einher mit der Eigenstromnutzung.

Dieser Aspekt erweitert die Untersuchung der Entwicklungs- und Marktpotenziale photovoltaischer Anlagen um den integrativen Anteil in Energieversorgungsanlagen von Wohngebäuden derzeit und beim Erreichen der 52-GW-Grenze. Damit stellt sich zudem die Frage, welcher Anteil des PV-Stromes in Einfamilienhäusern eingesetzt werden kann und wie sich dies ökonomisch gestalten lässt.

### **1.2 Aufbau der Arbeit**

Im Kapitel 2 werden die rechtlichen Grundlagen sowie die technischen und ökonomischen Aspekte für die PV-Anlagentechnik sowie für Ein- und Zweifamilienhäuser betrachtet und zusammengestellt. Bei den rechtlichen Rahmenbedingungen wurden im Wesentlichen die Gesetze einbezogen, welche entscheidend für den Bau und die Sanierung von Wohngebäuden sowie deren Anlagentechnik sind.

Als zweiter Teil wird im Kapitel 2 eine Bestandsanalyse des Gebäudebestandes in der Bundesrepublik Deutschland durchgeführt. Hier werden speziell die potenziellen Sanierungsbedarfe erfasst, die für den untersuchten Zeitraum in Betracht fallen. Dies erfolgt im Hinblick darauf, dass im späteren Teil der Ausarbeitung die Betrachtung der Integration von PV-Anlagen in bestehende Wohngebäude auf Basis der tatsächlichen verbauten Anlagentechnik erfolgen kann. Anhand des Gebäudebestandes sowie der rechtlichen Rahmenbedingungen wird ein Referenzgebäude erarbeitet, welches ein durchschnittliches Gebäude in Deutschland widerspiegelt. Alle folgenden Berechnungen werden auf Basis dieses Referenzgebäudes erstellt. Die Berechnungsergebnisse können in Betracht zu dem Referenzgebäude auf weitere Ein- und Zweifamilienhäuser übertragen werden. Zu Ende des zweiten Kapitels wird die Energiebilanz für das Referenzgebäude sowie der Stand der Technik ermittelt.

Kapitel 3 beschäftigt sich mit der Photovoltaikanlagentechnik. Es werden zuerst die Funktionsweise und deren Einsatzbereiche aufgezeigt. Anschließend erfolgt eine Ertragsabschätzung nach dem Stand der Technik. Diese dient ersten ökonomischen Abschätzungen und zur Prüfung der Sinnhaftigkeit der weiteren Ausarbeitung. Die richtungsweisenden Ergebnisse bestätigen, dass der Eigenstromnutzungsanteil es-

senziell für den ökonomischen Betrieb einer zukünftigen PV-Anlage ist. Im Anschluss werden die Möglichkeiten zur Integration von PV-Anlagen in die Energieversorgungsanlagen von Gebäuden analysiert und deren Einsatz aufgezeigt. So kann der PV-Strom in der einfachsten Variante z.B. mittels eines Elektroheizstabes den überschüssigen Strom in Wärme umwandeln und somit in der Trinkwarmwasserbereitung oder der Heizungserwärmung eingesetzt werden. Eine andere Variante bietet der PV-Stromeinsatz in Kombination mit einer Wärmepumpe. Diese Technologie bietet gegenüber dem Heizstabeinsatz eine effizientere Technologie. Entscheidend für den Einsatz einer dieser Technologien ist später deren wirtschaftlicher Einsatz und der damit verbundene Deckungsanteil am jeweiligen Energiebedarf.

Das Kapitel 4 beschäftigt sich mit dieser Thematik und stellt die Lastprofile des Referenzgebäudes dem errechneten Erzeugungsprofil einer PV-Anlage gegenüber. Für viele Prognosen werden meist nur statische Berechnungen durchgeführt, die den Deckungsgrad lediglich in Abhängigkeit der erzeugten und verbrauchten Energiemenge über das Jahr bilanzieren. Diese Prognosen zeigen zumeist ein hohes Potenzial, jedoch ist nicht ersichtlich, wann welcher Anteil genutzt werden kann. Gerade im Strombereich ist es essentiell für den ökonomischen Betrieb der Anlage, wann welcher elektrische Teil zur Bedarfsdeckung eingesetzt werden kann oder ob dieser in das Stromnetz eingespeist werden muss. Aus diesem Grund wird in dieser Ausarbeitung eine Simulation durchgeführt, bei der das PV-Erzeugerprofil den Lastprofilen in minutigen Werten überlagert wird und die tatsächlich nutzbare Energiemenge anschließend je Stunde und für die nach der DIN 4655 ermittelten Typtage ausgegeben wird.

Aus der Überlagerung des Energieertrages und der Lastprofile wird die theoretisch mögliche Eigenstromnutzung zur Deckung der Lastgänge für jede Energieform ermittelt. Dabei wird als Annahme immer der Strombedarf vor dem Trinkwarmwasserbedarf gedeckt. Weitere PV-Ertragsüberschüsse dienen anschließend zur Deckung der Heizungswärmeerzeugung. Auf Basis dieser Berechnungen wird anschließend der PV-Deckungsanteil in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße für jede Energieart sowie für den Gesamtenergiebedarf des Gebäudes ermittelt.

Anhand der in Kapitel 4 ermittelten Deckungsanteile und der prognostizierten Energiekosten werden in Kapitel 5 die möglichen Entwicklungs- und Marktpotenziale für den Einsatz der PV-Anlage anhand der drei nachfolgenden Szenarien unter ökonomischen Gesichtspunkten ermittelt und zusammengefasst:

## 1. Einleitung

---

- Integration der PV-Anlage im bestehenden Referenzgebäude
- Integration der PV-Anlage in den Referenzgebäude-Neubau 2016
- Integration der PV-Anlage in das Referenzgebäude 2024.

Des Weiteren gibt Kapitel 5 einen Ausblick darauf, wie die Anlagentechnik zukünftig optimiert eingesetzt werden kann.

## 2. Grundlagen

### 2.1 Rechtliche Grundlagen für Ein- und Zweifamilienhäuser

In diesem Kapitel werden nachfolgend die politischen Rahmenbedingungen des Gesetzgebers für Ein- und Zweifamilienhäuser sowie für die Gebäudetechnik im Neubau und Gebäudebestand erfasst. Nichtwohngebäude sind kein Bestandteil dieser Ausarbeitung und werden nicht betrachtet.

#### 2.1.1 Energieeinsparungsgesetz (EnEG)

##### **Titel: Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden**

Dieses Gesetz ermächtigt die Bundesregierung, die Anforderungen an den Wärmeschutz von Gebäuden und ihre Bauteile festzulegen. Die Anforderungen beziehen sich im Wesentlichen auf die Begrenzung des Wärmedurchgangs sowie der Lüftungswärmeverluste für beheizte und gekühlte Wohnräume. Des Weiteren bietet das EnEG mit dem § 1 (3) die Möglichkeit für die Bundesregierung entsprechende Folgeverordnungen ohne die Zustimmung des Bundesrates zu erlassen. Dies hat den Vorteil, dass die Verordnungen mittels Novellierung nach Bedarf sowie dem aktuellen Stand der Technik im Hinblick auf die energetischen Anforderungen zeitnah angepasst werden können. (BMJV, 2013 S. §1)

Im Zuge der ersten Ölkrise im Jahre 1976 verabschiedete die damalige Bundesregierung das EnEG 1976, welches mittlerweile in der vierten Fassung als EnEG 2013 die Grundlage für viele folgende Verordnungen zur Einsparung von Energie in Gebäuden liefert. So wurde auf Basis des EnEG 1976 bereits im darauffolgenden Jahr 1977 die Wärmeschutzverordnung (WärmeschutzV) vom Bundestag beschlossen und als erste Folgeverordnung basierend auf des EnEG in Kraft gesetzt. Diese Wärmeschutzverordnung wurde bis zum Jahre 1995 zweimal novelliert und in Zusammenfassung mit der Heizungsanlagenverordnung (HeizAnIV) im Jahre 2002 zur Energieeinsparverordnung 2002 zusammengeführt.

### 2.1.2 Energieeinsparverordnung 2014 (EnEV 2014)

#### **Titel: Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (EnEV 2014, 2015)**

Die im Jahre 2002 in Kraft getretene Energieeinsparverordnung wurde zur Einsparung von Energie in Gebäuden verordnet und dient im Wesentlichen zur Erfüllung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, einen klimaneutralen Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 zu erreichen. In den nachfolgenden Jahren 2007 und 2009 wurde die EnEV novelliert. Aktuell ist die Energieeinsparverordnung 2014 in Kraft. Zum 1. Januar 2016 wird der mit der EnEV 2014 festgeschriebene erhöhte Energiestandard für Neubauten eingeführt. Dieser ist für Gebäude, deren Bauantrag nach dem 1. Januar 2016 gestellt wurde, richtweisend.

Des Weiteren ist die EnEV von Gebäudebesitzern zu erfüllen, sobald:

- mehr als 10 % einer Bauteilfläche saniert werden.
- ein Anbau mit einer hinzukommenden Nutzfläche  $\geq 50\text{m}^2$  erstellt wird.
- die Heizungsanlage vor dem 1.1.1985 eingebaut wurde.
- die oberste Geschossdecke nicht den Anforderungen an den Mindestwärmeschutz (U-Wert von  $0,24 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ ) erfüllt.

In diesem Fall müssen die betroffenen Bauteile vom Besitzer innerhalb zweier Jahre auf den vorgeschriebenen Stand der EnEV gebracht werden.

Während die EnEV 2014 noch auf Bauteilkennwerte festgeschrieben war (Anhang 3 XI.II.II Bauteilkennwerte EnEV), wird mit dem eingeführten Energiestandard für Neubauten ab 2016 nicht nur die Energieeffizienz des gesamten Gebäudes anhand des Jahresprimärenergiebedarfs ( $Q_p$ ) betrachtet, sondern auch der referenzierte spezifische Höchstwert der wärmeübertragenden Umfassungsflächen, die Transmissionswärmeverluste ( $H_T'$ ). Die Anforderungen an diese beiden Kennwerte werden zum 1. Januar 2016 verschärft. Da diese Kennwerte und deren Zusammenhänge für die Ausarbeitung wichtige Größen darstellen, werden diese an dieser Stelle erläutert:

### Energieeffizienzklasse des Gebäudes

Der zulässige Jahresprimärenergiebedarf ( $Q_p$ ) und die damit verbundene Energieversorgung in Gebäuden reduziert sich mit der Verschärfung für das Jahr 2016 um 25 % im Vergleich zur aktuellen EnEV 2014 und ist wie nachfolgend definiert:

#### **Formel 2.1-1 Anforderung EnEV 2016 Jahresprimärenergiebedarf**

$$Q_{p,ist} \leq 0,75 * Q_{p,ref}$$

#### **Formel 2.1-2 Jahresprimärenergiebedarf**

$$Q_p = e_p * (Q_h + Q_w)$$

Hier bedeutet:

- $Q_p$  Jahresprimärenergiebedarf, in [kWh/a]
- $e_p$  Primärenergiebezogene Anlagenaufwandszahl [–]
- $Q_h$  Heizwärmebedarf, in [kWh/a]
- $Q_w$  Trinkwasserwärmebedarf, in [kWh/a]

Die treibende Größe für den Jahresprimärenergiebedarf, bei gleicher Gebäudekonstellation, ist die Anlagenaufwandszahl. Sie besteht im Verhältnis des Aufwandes an Primärenergie zu der im Gebäude nutzbaren Wärmeenergie und berücksichtigt dabei deren anteilige Nutzung erneuerbarer Energien. Die Anlagenaufwandszahl kann mittels DIN 4701-10 berechnet werden und stellt einen Effizienzgrad dar. Je niedriger die Anlagenaufwandszahl, desto weniger abhängig ist das Heizungssystem von fossilen Energieträgern. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Anlagenaufwandszahl als Richtwerte anhand einiger Heizungsanlagen inklusive Trinkwassererwärmung, wie sie nach DIN V 4701-10 für ein typisches Wohngebäude errechnet werden:

## 2. Grundlagen

**Tabelle 2.1-1 Primärenergie-Aufwandszahl typischer Heizungsanlagen**

Heizanlage inkl. Trinkwassererwärmung	Anlagenaufwandszahl ep [-]
Niedertemperatur-Kessel 70/55° C mit Horizontal-Verteilung und Kesselaufstellung im Keller	1,4 – 2,0
Niedertemperatur-Kessel 70/55° C komplett im beheizten Bereich aufgestellt	1,3 – 1,8
Brennwert-Kessel 55/45° C komplett im beheizten Bereich aufgestellt	1,2 - 1,6
Brennwert-Kessel 55/45° C komplett im beheizten Bereich aufgestellt und Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung	1,08 – 1,15
Brennwert-Kessel 55/45° C komplett im beheizten Bereich aufgestellt und Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung	1,13 – 1,48
Biomasse (z.B. Pellets) – Erzeuger, Kesselaufstellung im Keller	0,5 – 0,6

(Giega, 2005 S. 41) (Eigene Darstellung)

Für eine Pellet-Heizungsanlage in Verbindung mit Solar kann die Primärenergie-Aufwandszahl typischer Heizungsanlagen je Anlagenaufwandszahl auch  $< 0,5$  werden. Somit erhält man im Umkehrschluss aus einer vergleichbaren kWh Primärenergie über zwei kWh Nutzenergie für ein Pellet-Heizungssystem.

### Wärmeschutz der Gebäudehülle

Der maximale, spezifische Transmissionswärmeverlust durch Gebäudeaußenbauteile reduziert sich um 20 % im Vergleich zur aktuellen EnEV 2014. Nachfolgende Rahmenbedingungen sind zu erfüllen, um die EnEV einzuhalten:

**Formel 2.1-3 Anforderungen EnEV 2016 spezifischer Transmissionswärmeverlust**

$$H_T'_{ist} \leq H_T'_{max}$$

$$H_T'_{ist} \leq 0,8 * H_T'_{ref}$$

dabei setzt sich  $H_T'$  wie folgt zusammen:

**Formel 2.1-4 Transmissionswärmeverlust**

$$H_T = \sum(F_{xi} * U_i * A_i) + H_{WB}$$

mit:

$H_T$  Transmissionswärmeverlust, in [W/K]

$F_{xi}$	Temperatur-Korrekturfaktor für den jeweiligen Bauteil [-]
$U_i$	Wärmedurchgangskoeffizienten des jeweiligen Bauteils, in [W/(m <sup>2</sup> *K)]
$A_i$	wärmeübertragende Fläche des jeweiligen Bauteils, in [m <sup>2</sup> ]
$H_{WB}$	Transmissionswärmeverluste über Wärmebrücken [W/K]

**Formel 2.1-5 spezifischer Transmissionswärmeverlust**

$$H_T' = \frac{H_T}{A}$$

mit:

$H_T'$	spezifischer Transmissionswärmeverlust, in [W/K]
$A$	wärmeübertragende Umfassungsfläche, in [m <sup>2</sup> ]

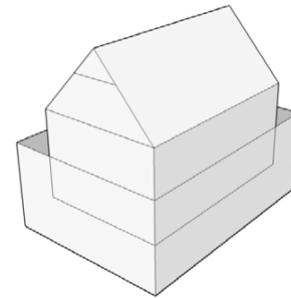
Der Temperatur-Korrekturfaktor ist von der Ausrichtung der Bauteilfläche abhängig und somit bei ähnlicher Gebäudekonstellation gleich groß. Dadurch ist bei dieser Formel der Wärmedurchgangskoeffizient (U-Wert) das entscheidende Kriterium für den spezifischen Transmissionswärmeverlust. Diese steigen und reduzieren sich in Abhängigkeit des Wärmedurchgangskoeffizienten der Bauteile. (IEE&A, 2015)

Unter Berücksichtigung der erhöhten Anforderungen ab dem 1. Januar 2016 kann das Referenzgebäude nicht mehr gem. den Bauteilrichtwerten (Anhang 3 XI.II.II Bauteilkennwerte EnEV) „nachgebaut“ werden, sondern ist im Zusammenspiel des Jahresprimärenergiebedarfs und der spezifischen Transmissionswärmeverluste zu bewerten. Die Bilanzierung sowie der Nachweis zur Erfüllung der EnEV erfolgt weiterhin mittels Referenzgebäudeverfahren und kann nach DIN V 18599 oder DIN V 4108-6/ DIN V 4701 berechnet werden.

Im Zusammenspiel dieser beiden Kennwerte ergibt sich eine technologieoffenere Situation für den Gebäudebesitzer. Dieser kann zum Beispiel eine energieeffizientere Anlagentechnik als gefordert über die Gesamtbilanzierung des Primärenergiebedarfs, mit einem minimalen Wärmeschutz realisieren oder umgekehrt. Die maximalen Grenzwerte  $H_T'$  und  $q_p$  dürfen jedoch weiter nicht überschritten werden.

## 2. Grundlagen

Ein Auszug aus einer Präsentation der Berliner Energietage 2013 über die „EnEV im Detail: Wirtschaftlichkeit der energetischen Anforderungen“ (Maas, 2013) verdeutlicht dies anhand des nebenstehenden für die Betrachtung gewählten Beispielgebäudes. Die Abbildung 2.1-2 zeigt, dass unter Einhaltung der maximalen Werte das Zusammenspiel zwischen Primärenergiebedarf und den spezifischen Transmissionswärmeverlusten der Gebäudehülle variiert werden kann. So benötigt eine zu 100 % erneuerbare Anlagentechnik mittels Pelletkessel und Abluftanlage einen maximal zulässigen spezifischen Transmissionswärmeverlust.



### Freistehendes Einfamilienhaus 1,5-geschossig

beheiztes Volumen

$V_e$	669,0	$m^3$
Hüllfläche A	455,0	$m^2$
$A/V_e$ -Verhältnis	0,68	$m^{-1}$
Nutzfläche $A_N$	214,1	$m^2$
$Q_{P,max,2014}$	58,5	$kWh/(m^2a)$
$Q_{P,max,2016}$	50,1	$kWh/(m^2a)$
$H_{T,max,2014}$	0,38	$W/(m^2K)$
$H_{T,max,2016}$	0,36	$W/(m^2K)$

Abbildung 2.1-1: Beispielgebäude zur Betrachtung der EnEV 2016

(Maas, 2013 S. 4)

### Berechnungsvarianten für ein Einfamilienhaus EnEV 2016

(DIN V 4108-6/DIN V 4701-10)  $Q_{P,max}=50,1 kWh/(m^2a)$ ;  $H_{T,max}=0,36 W/(m^2K)$

Variante	n [h <sup>-1</sup> ]	$\square U_{WB}$	$U_W/g$	$U_{AW}$	$U_D$	$U_G$	$H_{T'}$	$e_p$ [-]	$q_E$ [kWh/(m <sup>2</sup> a)]	$q_P$ [kWh/(m <sup>2</sup> a)]
1 Brennwert, Solar, Abluftanlage geregelt	0,55	0,02	0,95/0,60	0,28	0,16	0,25	0,26	1,08	43,1	<b>49,8</b>
2 Brennwert, Solar, Abluftanlage geregelt, keine WW-Zirkulation	0,55	0,02	0,95/0,60	0,28	<b>0,20</b>	<b>0,31</b>	0,28	1,01	43,5	<b>49,8</b>
3 Brennwert, Solar, <b>Zu-/Abluftanlage mit Wärmerückgewinnung</b>	<b>0,60</b>	0,05	0,95/0,60	0,28	<b>0,20</b>	<b>0,35</b>	0,32	0,87	41,8	<b>49,5</b>
4 <b>Luft/Wasser-Wärmepumpe, Abluftanlage</b>	0,55	0,05	<b>1,3/0,60</b>	<b>0,35</b>	<b>0,20</b>	<b>0,35</b>	<b>0,36</b>	0,78	23,5	42,3
5 <b>Pelletkessel, Abluftanlage</b>	0,55	0,05	<b>1,3/0,60</b>	<b>0,35</b>	<b>0,20</b>	<b>0,35</b>	<b>0,36</b>	0,50	118,4	29,1

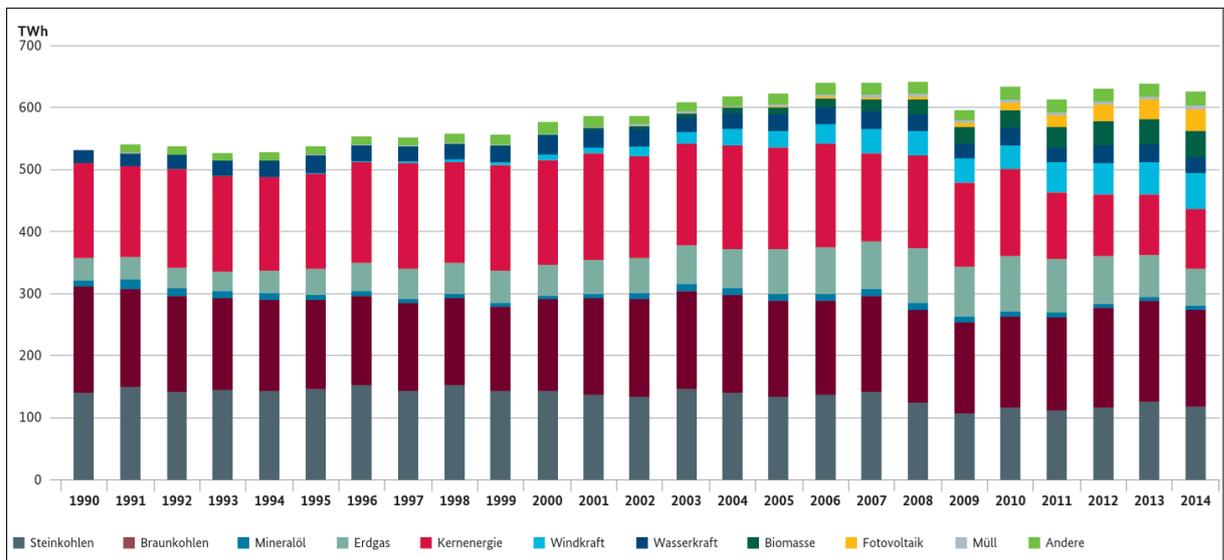
Abbildung 2.1-2: Veranschaulichung der EnEV 2016 Berechnungsvariante EFH

(Maas, 2013 S. 16)

### 2.1.3 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, (EEG 2014)

Hinter dem Kurzbegriff EEG verbirgt sich das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Ziel dieses Gesetzes ist eine kosteneffiziente und stetige Anteilssteigerung des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stromes. Dabei sollen bis zum Jahr 2050 80 % des Bruttostromverbrauches durch erneuerbare Energien erzeugt werden. Im Klima- und Umweltschutzinteresse soll somit eine nachhaltige Energieversorgung aufgebaut werden.

Zur Realisierung dieser Ziele garantiert das EEG eine feste Einspeisevergütung für Strom, welcher aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Des Weiteren gibt dieses Gesetz den Anlagenbetreibern die Investitionssicherheit, dass der von erneuerbaren Kraftwerken produzierte Strom garantiert und bevorzugt ins Stromnetz eingespeist werden kann. (EEG, 2014 S. 1ff.)



**Abbildung 2.1-3: Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990–2014**

(BmWi, Oktober 2015 S. 36)

Die Abbildung zeigt die Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern sortiert von 1990–2014. Mit der erstmaligen Einführung des EEG-Gesetzes im Jahr 1999 beginnt der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu steigen. im Jahr 2014 wurden rund 30 % des Bruttostromanteiles durch erneuerbare Energien gedeckt.

**2.1.4 Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz 2015, (EEWärmeG 2015)**

Was das Erneuerbare-Energien-Gesetz für den Stromsektor darstellt, ist das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz für den Wärmebereich und dient im Wesentlichen der Förderung von Technologien zur Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien. Infolgedessen soll das EEWärmeG insbesondere im Interesse des Klimaschutzes, der Schonung fossiler Ressourcen und der Abhängigkeit von Energieimporten eine nachhaltige Energieversorgung entwickeln. Als Ziel dieses Gesetzes soll bis zum Jahr 2020 ein erneuerbarer Energien-Anteil von 14 % am Endenergieverbrauch von Wärme erreicht werden.

Mit dem Inkrafttreten des EEWärmeG am 1. Januar 2009 wurden Eigentümer von Neubauten mit einer Nutzfläche von mehr als 50 m<sup>2</sup> dazu verpflichtet, den Gebäudewärmebedarf anteilig aus Erneuerbaren Energien zu decken. Was anfänglich nur für Wohngebäude galt, wurde mit der Novellierung des EEWärmeG im Jahr 2015 auch auf Nichtwohngebäude übertragen. Die nachfolgende Tabelle zeigt zusammenfassend, wie die Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich erfolgen kann, dabei können die Maßnahmen zur Erfüllungspflicht miteinander kombiniert werden. (EEWärmeG, 2015)

**Tabelle 2.1-2: Zusammenfassung EEWärmeG**  
(Eigene Darstellung)

<b>EEWärmeG</b>	
Anwendungsbereich: Alle Neubauten egal welcher Art	
<b>Erneuerbarer Anteil</b>	<b>Ersatzweise Erfüllung</b>
<b>Solaranlage</b>	<b>Abwärme</b>
min. 15 % des Wärmeenergiebedarf	min. 50 % des Wärmeenergiebedarfs
Einfamilienhaus / Zweifamilienhaus 0,04 m <sup>2</sup> Aperturfläche (Nettofläche) je m <sup>2</sup> Nutzfläche ( $A_N=0,32 \cdot V_E$ )	Nutzung durch: 1. Wärmepumpen (u.a. Geothermie) 2. RLT-Anlagen: • WRG min. 70 % • Leistungszahl aus WRG zum Stromeinsatz min. 10 • Anlage Stand neuester Technik
Mehrfamilienhaus 0,03 m <sup>2</sup> Aperturfläche (Nettofläche) je m <sup>2</sup> Nutzfläche ( $A_N=0,32 \cdot V_E$ )	

<b>EEWärmeG</b> (Weiterführung zu Tabelle 2.1.2)	
<b>Erneuerbarer Anteil</b>	<b>Ersatzweise Erfüllung</b>
<b>gasförmige Biomasse</b>	<b>Nah oder Fernwärmeversorgung</b>
min. 30 % des Wärmeenergiebedarf nur mit KWK möglich.	gilt nur dann als Ersatzmaßnahme, wenn die erzeugte Wärme eine der vorherstehenden Maßnahmen erfüllt.
<b>flüssige Biomasse</b>	<b>PV-Anlagen</b>
min. 50 % des Wärmeenergiebedarfs Heizkessel mit bester verfügbarer Technik!	Anrechnung indirekt über ENEV mög- lich.
<b>feste Biomasse</b>	<b>Kraft Wärme Kopplung</b>
min. 50 % des Wärmeenergiebedarfs <ul style="list-style-type: none"> <li>• min Kesselwirkungsgrad</li> </ul> Bis 50 kW → $\eta=0,86$ > 50 kW → $\eta=0,88$	min. 50 % des Wärmeenergiebedarfs → Hocheffiziente KWK-Anlage (Siehe Anlage Nr. 6 EEWärmeG)
<b>Geothermie / Umweltwärme</b>	<b>Einsparung von Energie</b>
min. 50 % des Wärmeenergiebedarfs <ul style="list-style-type: none"> <li>• Warmwasserbereitung ohne Wärmepumpe: Luft/Luft &amp; Luft/Wasser WP JAZ=3,5 alle weiteren JAZ=4,0</li> <li>• Warmwasserbereitung mit Wärmepumpe oder zu wesentlichem Teil durch andere Erneuerbare Energien: Luft/Luft &amp; Luft/Wasser WP JAZ=3,3 alle anderen JAZ=3,8</li> </ul>	z.B. durch Dämmung <ul style="list-style-type: none"> <li>• Unterschreitung des Jahresprimärenergiebedarfs nach der aktuellen EnEV um 15 %</li> </ul> → Nachweispflicht über Energiepass (Siehe Anhang Nr.7 EEWärmeG)

### **2.1.5 Erneuerbare-Wärme-Gesetz 2015 (EWärmeG 2015)**

Das EWärmeG ist ein Landesgesetz in Baden-Württemberg zur Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung. Des Weiteren soll durch die Umsetzung des EWärmeG der CO<sub>2</sub>-Ausstoß reduziert, der Wärmeenergiebedarf gesenkt und die energetische Sanierung von Gebäuden vorangebracht werden.

Das Gesetz wurde zum 1. Januar 2008 in Kraft gesetzt und verpflichtete Gebäudeeigentümer zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie anfänglich sowohl für Neu- und Bestandsgebäude und gilt als Vorreiter des EEWärmeG des Bundes. Nach dem Inkrafttreten des EEWärmeG wurde die Nutzungspflicht für Neubauten durch dieses Gesetz geregelt und das EEWärmeG übernahm die Deckung des Erneuerbaren Energieanteiles der Wärmeversorgung für Neubauten. Seit diesem Zeitpunkt verpflichtet das EWärmeG Eigentümer zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Altbauten, sofern wesentliche Komponenten einer zentralen Heizungsanlage saniert werden. Mit der Novellierung zum Juni 2016 wurde der Pflichtanteil der Nutzung erneuerbarer Energie von 10 % auf 15 % erhöht. Des Weiteren sind seit diesem Zeitpunkt auch Nichtwohngebäude von dieser Regelung betroffen.

Der Gebäudeeigentümer ist verpflichtet 15 % des Wärmeenergiebedarfes durch regenerative Energien zu decken, dies kann wie folgt tabellarisch zusammengefasst erfolgen: (EWärmG, 2015)

## 2. Grundlagen

**Tabelle 2.1-3: EWärmeG – Erfüllungsoptionen**

(EWärmeG-Schematische Übersicht, 2015)

Erfüllungsoptionen	Wohngebäude		
	5 %	10 %	15 %
Solarthermie <sup>*,****</sup> [m <sup>2</sup> Aperturfläche/m <sup>2</sup> Wfl] (Pauschalisiert & rechnerischer Nachw.)	✓ (EZFH 0,023 m <sup>2</sup> ) (MFH 0,02 m <sup>2</sup> )	✓ (EZFH 0,047 m <sup>2</sup> ) (MFH 0,04 m <sup>2</sup> )	✓ (EZFH 0,07 m <sup>2</sup> ) (MFH 0,06 m <sup>2</sup> )
Holzcentralheizung*	✓	✓	✓
Einzelraumfeuerung (Kachel-/Putz-/Grund-/Pelletofen) % der Wfl beheizt oder mit Wasserwärmeübertrager	-	(✓) bis 30.6.2015 ≥ 25 % Wfl	✓ ≥ 30 % Wfl
Wärmepumpe* (JAZ ≥ 3,50; JHZ ≥ 1,20)	✓	✓	✓
Biogas* (i.V.m. Brennwert)	✓ ≤ 50 kW	✓ ≤ 50 kW	-
Bioöl* (i.V.m. Brennwert)	✓	✓	-
Baulicher Wärmeschutz - Dach und oberste Geschossdecke <sup>***</sup> - Außenwände <sup>***</sup> - „Kellerdeckendämmung“ <sup>***</sup> - Transmissionswärmeverlust <sup>****</sup> (H <sub>T</sub> ) - Bilanzierung des WEB*	✓ > 8 VG ✓ ✓ 3 bis 4 VG ✓ -	✓ 5 bis 8 VG ✓ ✓ ≤ 2 VG ✓ -	✓ ≤ 4 VG ✓ - ✓ -
KWK* - ≤ 20 kW <sub>el</sub> (el. Nettoarb./m <sup>2</sup> Wfl) - > 20 kW <sub>el</sub> (min. 50 % Deckung des WEB)	✓ (≥ 5 kWh <sub>el</sub> ) ✓	✓ (≥ 10 kWh <sub>el</sub> ) ✓	✓ (≥ 15 kWh <sub>el</sub> ) ✓
Anschluss an Wärmenetz*	✓	✓	✓
Photovoltaik* [kWp/m <sup>2</sup> Wfl]	✓ (0,0067 kWp)	✓ (0,0133 kWp)	✓ (0,02 kWp)
Wärmerückgewinnung in Lüftungsanlagen und Abwärmenutzung*	-	-	-
Sanierungsfahrplan	✓	-	-

\*anteilig anrechenbar, bzw. andere Zwischenschritte von 0 bis 10 bzw. 15 Prozent möglich  
(Bei Dach und Außenwänden: nur flächenanteilige Anrechnung möglich)

\*\*EnEV -20%

\*\*\*Abhängig von Datum des Bauantrages

\*\*\*\*Beim Einsatz von Vakuumröhrenkollektoren verringert sich die Mindestfläche um 20 Prozent

### 2.2 Technische und ökonomische Grundlagen

#### 2.2.1 Rahmenbedingungen und Entwicklung der PV-Anlagen

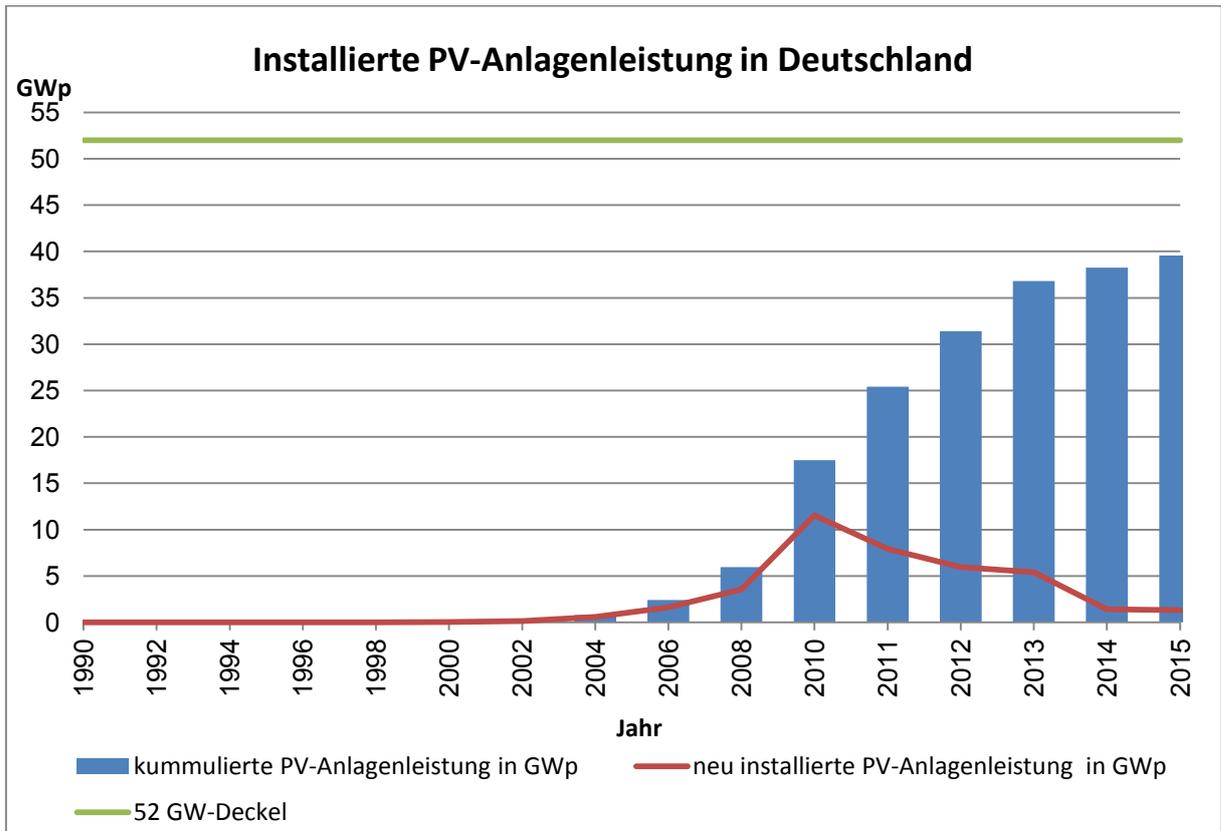
„The beginning of an era, leading eventually to the realization of one of mankind’s most cherished dreams – the harnessing of the almost limitless energy of the sun for the uses of civilization.“, titelte die New York Times im Jahr 1953, als die Firma BELL LABS in New Jersey die erste Silizium-Solarzelle vorstellte. Die ca. 2 cm<sup>2</sup> großen Silizium-Solarzellen besaßen einen Wirkungsgrad von bis zu 6 % und waren mit ca. 500 \$/ Watt noch sehr teuer und für den Einsatz auf der Erde somit ungeeignet. Aus diesem Grund fanden die PV-Zellen ihren ersten Anwendungsfall 1958 im All zur Versorgung der Raumflugkörper mit elektrischer Energie. Der Wirkungsgrad dieser PV-Zellen konnte in diesen Jahren bereits auf ca. 10 % erhöht werden. Aufgrund der enormen Investitionskosten fanden die PV-Zellen jedoch noch längere Zeit kein Einsatzgebiet auf der Erde.

Die erste und zweite Ölkrise sorgte in den 70er und 80er Jahren für einen Aufschwung der Solarenergie und so installierten Hausbesitzer Mitte der 80er Jahre die ersten netzgekoppelten Photovoltaikanlagen auf ihren Dächern. (scon, 2015) (Dreyer, 2012).

In Deutschland wurde 1991 mit dem Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) die erste gesetzliche Regelung zur Förderung von Strom aus Photovoltaikanlagen festgeschrieben. Dieses Gesetz garantierte dem Betreiber eine Vergütung in Höhe von 90 % des Endkundenstrompreises, was jedoch für den ökonomischen Betrieb einer Photovoltaikanlage für Hausbesitzer zu gering war und folglich blieb ein verstärkter Zubau von PV-Anlagen aus. Erst als im Jahre 2004 mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz die Vergütung von Photovoltaikanlagen auf 57,4 Cent je erzeugte kWh-PV-Strom (für PV-Anlagen  $\leq 30$  kWp installierter Anlagenleistung) angehoben wurde, ermöglichte dies einen wirtschaftlichen Betrieb von PV-Anlagen. Die Vergütung wurde für den Betreiber auf 20 Jahre festgeschrieben, sodass die nötige Investitionssicherheit gegeben war. Diese Grundvoraussetzungen ermöglichten einen Aufschwung für die PV-Technologie. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht den Zubau der installierten Photovoltaikanlagenleistung über die Jahre 1990 bis November 2015. Dabei ist der Aufschwung der Photovoltaikenergie beginnend mit dem Jahre 2004 und einer neu installierten Leistung von über 0,5 GW erstmals sichtbar.

## 2. Grundlagen

Während die blauen Balken die installierte PV-Anlagenleistung kumuliert darstellen, vermittelt die rote Linie den jährlichen Zubau an installierter PV-Anlagenleistung.



**Abbildung 2.2-1: Installierte PV-Anlagenleistung in Deutschland <sup>1</sup>**

(Eigene Darstellung, vgl. (BDEW , 2015 S. 14) (Bundesnetzagentur, 2015))

Mit steigenden Produktionszahlen und dem damit verbundenen industriellen Wachstum senkten sich die Produktions- und Installationskosten für PV-Anlagen in den folgenden Jahren nochmals deutlich und die Photovoltaiktechnologie erlebte einen Boom. Die jährlich neu installierte Anlagenleistung stieg dabei teilweise auf über 10 GW je Jahr. Analog zu dieser Entwicklung wurde die festgeschriebene Vergütung kontinuierlich reduziert. Für die Monate Januar bis März 2016 sind die Vergütungssätze für PV-Anlagen < 10 kWp-Anlagenleistung mit 12,31 Cent je kWh erzeugtem Strom von der Bundesnetzagentur festgeschrieben. Somit reduzierte sich die Vergütung für Aufdachanlagen ( $\leq 10$  kWp) in den letzten 12 Jahren um 78,5 %. Zuzüglich zur massiven Senkung der Einspeisevergütung wurden mit

<sup>1</sup> bis 30. November 2015

## 2. Grundlagen

---

- dem Ausschluss von landwirtschaftlich nutzbaren Freiflächenanlagen aus der EEG-Vergütung (2010)
- dem Ausschluss von Anlagen größer 10 MW aus der EEG-Vergütung (2012)
- den Mengenbeschränkungen, Mindestpreis und Strafzöllen für chinesische Module durch die EU-Kommission (2013)
- der wachsenden EEG-Umlagen-Entrichtungsgebühr für Anlagen >10 kW (2014)
- der direkten Stromvermarktung für Anlagen > 100 kW (2016)

der jährliche Zubau reduziert. Die rote Kennlinie der jährlich neu installierten PV-Anlagenleistungen zeigt den Zubau der PV-Anlagenleistungen, der durch die aktuellen Rahmenbedingungen stark rückläufig ist. Dieser Rückgang ist – bedingt durch den Entfall der Förderung von Großanlagen sowie die reduzierte Förderung für mittlere und Kleinanlagen – derzeit nicht vollständig kompensierbar. Mit einem jährlichen Zubau von PV-Anlagen mit ca. 1,5 GW in den letzten beiden Jahren ist die zusätzlich installierte PV-Anlagenleistung aber auf einem guten Niveau. (Wirth, 2015)

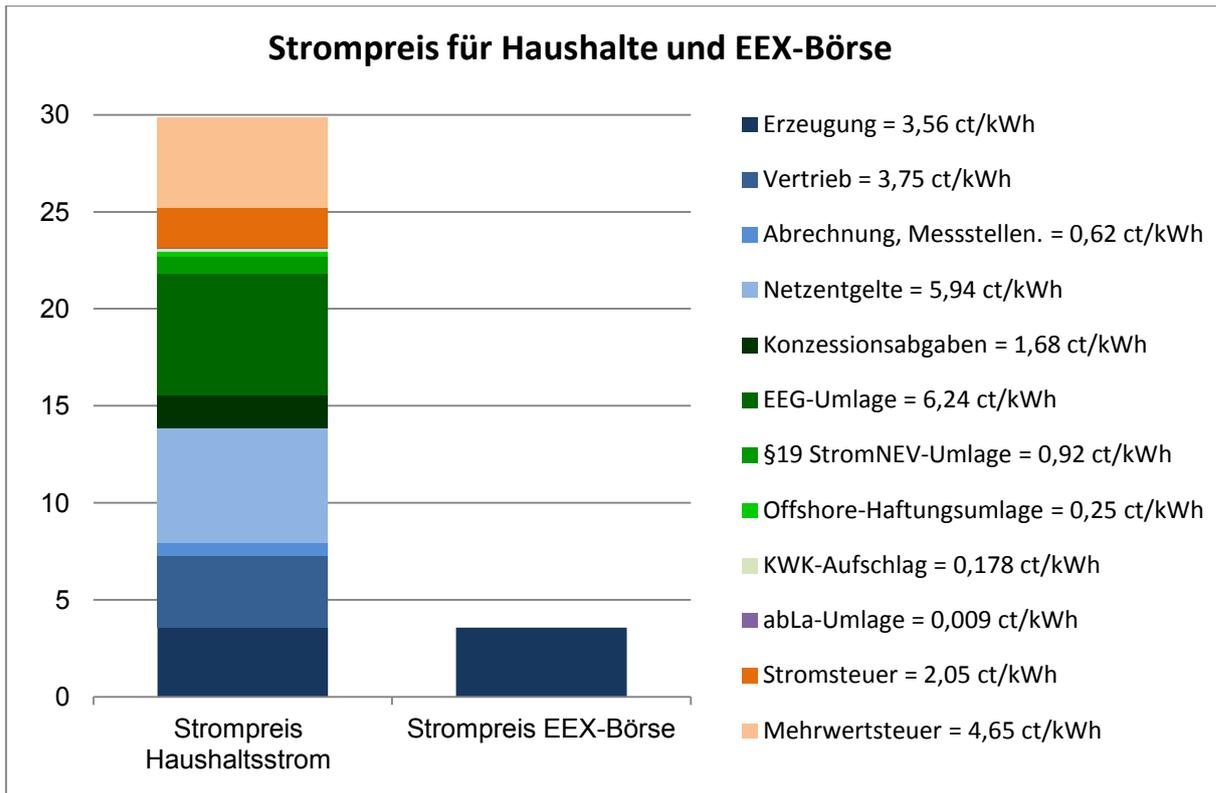
In dieser Arbeit sollen lediglich PV-Anlagen für Ein- und Zweifamilienhäuser betrachtet werden. Diese Anlagen liegen mit <10 kWp installierter Anlagenleistung unterhalb der im EEG verankerten 10kWp-Anlagenleistungsgrenze für Kleindachanlagen und sind derzeit zu 100 % förderfähig. Die Einspeisevergütung wird für diese Anlagen vollumfänglich vergütet und es muss keine anteilige EEG-Umlage entrichtet werden.

Die weitere Degression für die Einspeisevergütung ist an die zusätzlich installierte Anlagenleistung in Deutschland gekoppelt und reduziert sich verstärkt mit einer erhöhten installierten Anlagenleistung bis zum Erreichen des 52 GW-Deckels. Kleindachanlagen unterliegen ebenfalls dieser Degression. Sobald die in Deutschland installierte Anlagenleistung einen Deckelwert von 52 GW erreicht, wird der erzeugte Strom aus PV-Anlagen nicht mehr gefördert. Sämtliche Vergütungen erlöschen und Photovoltaikanlagen müssen sich mit ihrer Konkurrenz der konventionellen Stromerzeuger messen. Wirft man in Anbetracht der Nullvergütung einen Blick auf den durchschnittlichen Strompreis, welcher im Jahre 2015 an der EEX-Börse mit 3,56 Cent/kWh gehandelt wurde, so offenbart dies die Messlatte für den aus PV-Anlagen erzeugten Strom. (BDEW, 2011 S. 45) Wurde in den letzten Jahren von Experten noch prognostiziert, dass der Schwellenwert von 52 GW bereits zwischen den Jah-

ren 2016 und 2018 erreicht wird, so verzögert sich dieser nach aktuellen Kenntnissen und wird voraussichtlich erst in den Jahren nach 2020 erreicht. (Münzinger, 2014) (Quaschning, 2012)

Als bestehender Vorteil kann jedoch der erzeugte PV-Strom, wie seit dem Jahr 2009 festgeschrieben, wahlweise über die Eigenverbrauchsregelung vergütet werden. Dies bedeutet, dass der eingespeiste Strom einer PV-Anlage zeitgleich im Haushalt eingesetzt werden kann und somit zukünftig nicht nur in direkter Konkurrenz mit den konventionellen Stromerzeugern steht, sondern sich über die Relation zum Haushaltsstrom und den verbundenen Einsparungskosten einen wirtschaftlichen Vorteil verschaffen kann.

Die nachfolgende Grafik zeigt die Zusammensetzung der Haushaltsstromkosten mit 29,13 ct/kWh gegenüber den an der Börse gehandelten Stromerzeugungskosten mit 3,56 ct/kWh. Der wesentliche Kostenblock des Haushaltstroms setzt sich mit 52,4 % aus Steuern, Abgaben und Umlagen zusammen, während für die Strombeschaffung sowie den Vertrieb noch 25,1 % aufgewendet werden. Der kleinste Kostenanteil der Haushaltskosten entsteht durch die regulierten Netzentgelte mit einem Anteil von 20,4 %.



**Abbildung 2.2-2: Strompreis für Haushalte und die EEX-Börse im Jahre 2014 2**

(Eigene Darstellung, vgl. (BDEW, 2014 S. 13))

Betrachtet man die Haushaltsstromkosten unter der Erreichung des 52 GW-Deckels und in Relation zu den Stromerzeugungskosten der EEX-Börse, so wird schnell deutlich, dass die mehr als 8-fache Eigenverbrauchsvergütung gegenüber der Volleinspeisung wirtschaftliche Vorteile bringt. Somit gilt es, die Eigenstromnutzung des erzeugten PV-Stromes zu optimieren.

### 2.2.2 Rahmenbedingungen und Entwicklung von Wohngebäuden

#### 2.2.2.1 Bestandsanalyse von Wohngebäuden

Nach dem statistischen Jahrbuch 2015 des statistischen Bundesamtes gibt es in Deutschland zum 1.1.2013 ca. 40,032 Millionen private Haushalte. Rund 35 % dieser Haushalte sind Ein- und Zweifamilienhäuser mit Grundbesitz, welche in den Betrachtungswinkel dieser Studie fallen. Der Gebäudebestand für Ein- und Zweifamilienhäuser in Deutschland beläuft sich auf 14 Millionen Gebäude. (destatis, 2015)

<sup>2</sup> Durchschnittliche Strompreis für Haushalte 2014 bei einem Jahresverbrauch von 3.500kWh; durchschnittlicher EEX-Börsenpreis für 2015.

## 2. Grundlagen

---

In Baden-Württemberg gibt es 1,95 Millionen Ein- und Zweifamilienhäuser, die nach dem EWärmeG bei einer anstehenden Sanierung der Heizungsanlage einen Anteil an erneuerbaren Energien nachweisen müssen. Anhand der Mikrozensus-Erhebung über den Bestand und die Struktur der Wohneinheiten wurde ermittelt, dass in den Jahren 1987–2000 rund 10,6 % des aktuellen Gebäudebestandes errichtet wurden. (destatis, 2012 S. 43) Bei diesen Anlagen ist in den nächsten Jahren eine Sanierung der Heizungsanlage notwendig. Daraus resultiert ein Sanierungsaufwand von ca. 204.750 bestehenden Heizungsanlagen in Ein- und Zweifamilienhäusern für das Bundesland Baden-Württemberg. (Statistik BW, 2015)

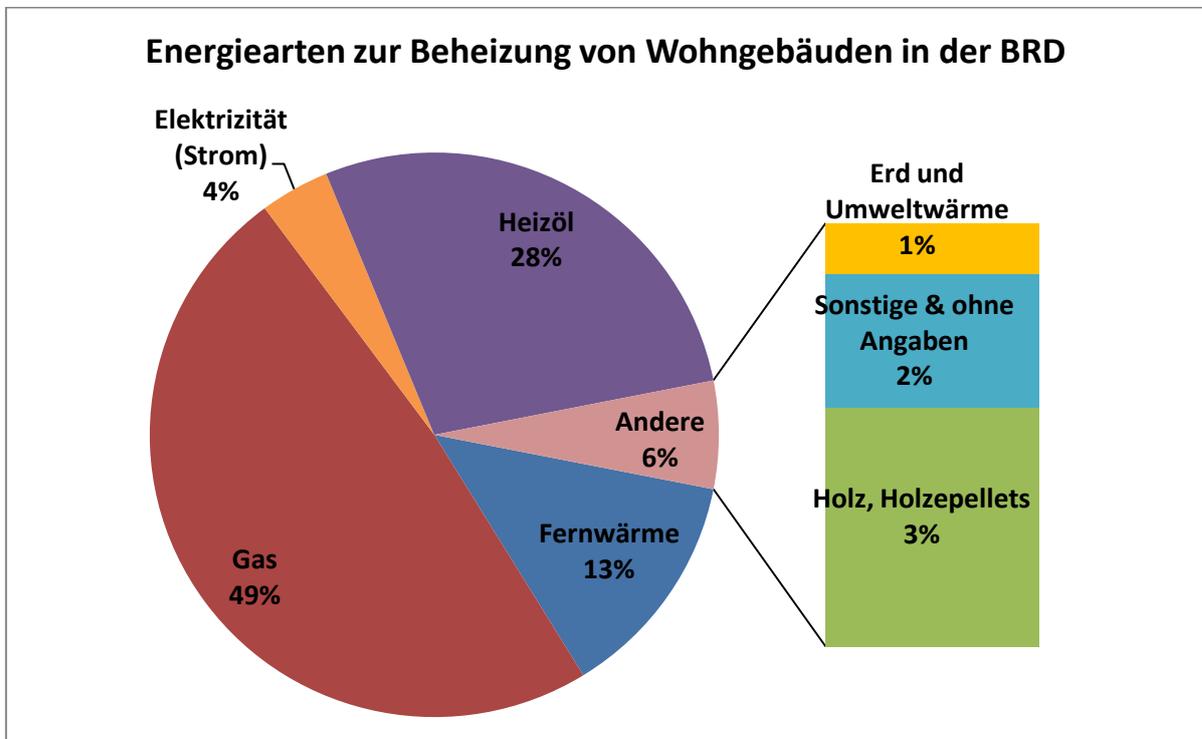
Des Weiteren sind für diese Ausarbeitung die Haushalte von Interesse, welche nach dem EEWärmeG als Neubauten den festgelegten Anteil erneuerbarer Energien nutzen müssen. Im Jahre 2014 wurden in Deutschland 111.610 Baugenehmigungen für Wohngebäude erteilt. Rund 87,6% dieser Wohngebäude sind Ein- und Zweifamilienhäuser. Der jährliche Zubau, welcher die letzten vier Jahre nahezu konstant blieb, beläuft sich auf eine jährliche Errichtung von 97.770 Ein- und Zweifamilienhäusern in der BRD. (destatis, 2015)

Summiert fallen in Deutschland ca. 302.520 Ein- und Zweifamilienhäuser nach den Richtlinien des EWärmeG und EEWärmeG zur Sanierung an. Diese Zahl wird in der vorliegenden Ausarbeitung als Sanierungspotenzial zugrunde gelegt.

Dementsprechend ist vom Bauherrn nach den jeweiligen Vorschriften die Maßnahme zur Nutzung erneuerbarer Energien oder eine evtl. Ersatzmaßnahme zu erbringen. Für die nachfolgenden Untersuchungen müssen somit die Sowiesokosten, die für die Erbringung des erneuerbaren Energieanteils in Wohngebäuden als erforderlich gelten, in Abzug gebracht werden.

### 2.2.2.2 Bestandsanalyse Gebäudebeheizung

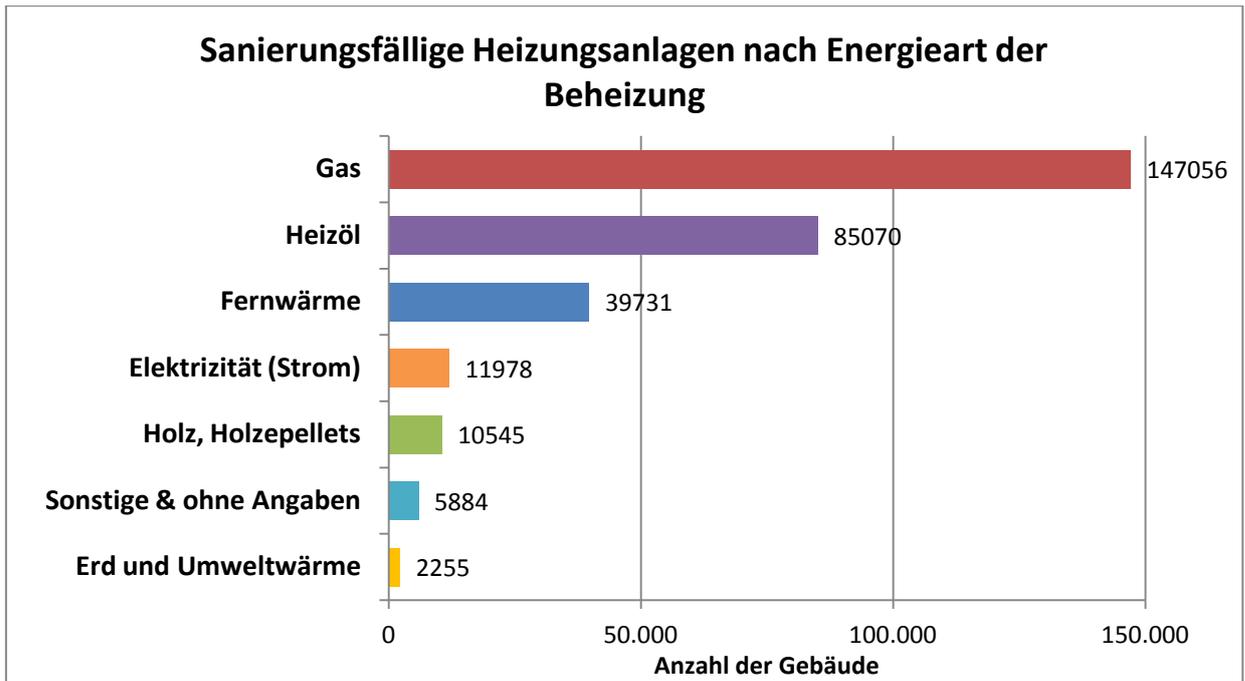
Die Grundlage der Bestandsanalyse ist die vom Statistischen Bundesamt durchgeführte Mikrozensus-Zusatzerhebung 2010 „Bestand und Struktur der Wohneinheiten. Wohnsituation der Haushalte“ aus dem Jahre 2012. (destatis, 2012) Darin sind für alle Wohneinheiten der Bestand sowie die Struktur der Wohnung erfasst. Des Weiteren ist die Beheizungsart der rund 40 Mio. privaten Haushalte erfasst. Anhand dieser erfassten Daten wurde nachfolgende Abbildung über die jeweilige anteilige Gebäudebeheizung erstellt. Die Energiearten, welche einen Anteil  $< 0,5\%$  aufwiesen, wie Briketts, Braunkohle, Steinkohle, Koks, Biomasse (außer Holz) und Sonnenenergie wurden als Sonstige zusammen mit den bei der Studie nicht vorliegenden Daten (ohne Angaben) abgebildet.



**Abbildung 2.2-3: Energiearten zur Beheizung von Wohngebäuden in der BRD**

(Eigene Darstellung, vgl. (destatis, 2012 S. 36))

Aus dieser prozentualen Verteilung lässt sich der in den kommenden Jahren anfallende Sanierungsbedarf von Heizungsanlage nach der Art der Energieträger zusammensetzen. Für die in dieser Studie betrachteten 302.520 Haushalte ergibt sich somit der folgende Sanierungsbedarf je Energieträger der Heizungsanlage.



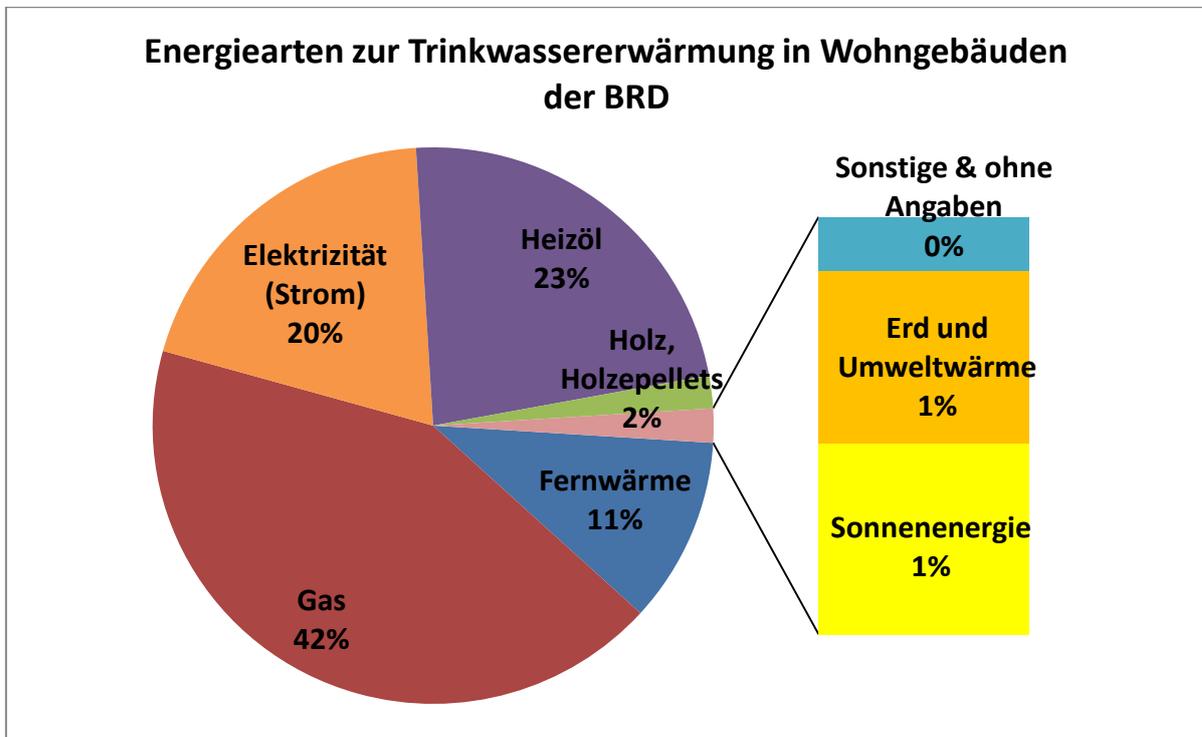
**Abbildung 2.2-4 Sanierungsfällige Heizungsanlagen nach Energieart der Beheizung**

(Eigene Darstellung)

Dies zeigt das große Sanierungspotenzial der nächsten Jahre auf dem Heizungssektor. Die zentralen Heizungsanlagen wurden dabei in den 90er Jahren überwiegend mit Gas- und Ölheizungen installiert. Die Deckung des Fernwärmeanteils erfolgt mit zentralen Fernwärmeheizwerken oder mittels der Nutzung industriell erzeugter Abwärme. Die Wärmeverteilung erfolgt über isolierte Erdleitungen zu den einzelnen Häusern.

### 2.2.2.3 Bestandsanalyse Gebäude-Trinkwarmwasserbereitung

Die Energiearten zur Trinkwarmwasserbereitung unterscheiden sich im Vergleich zu den zentralen Heizungsanlagen. Der wesentliche Unterschied ist dabei der erhöhte Einsatz der Elektrizität. Die nachfolgende Abbildung zeigt die anteiligen Energiearten, welche in Wohngebäuden zur Trinkwarmwasserbereitung eingesetzt werden.

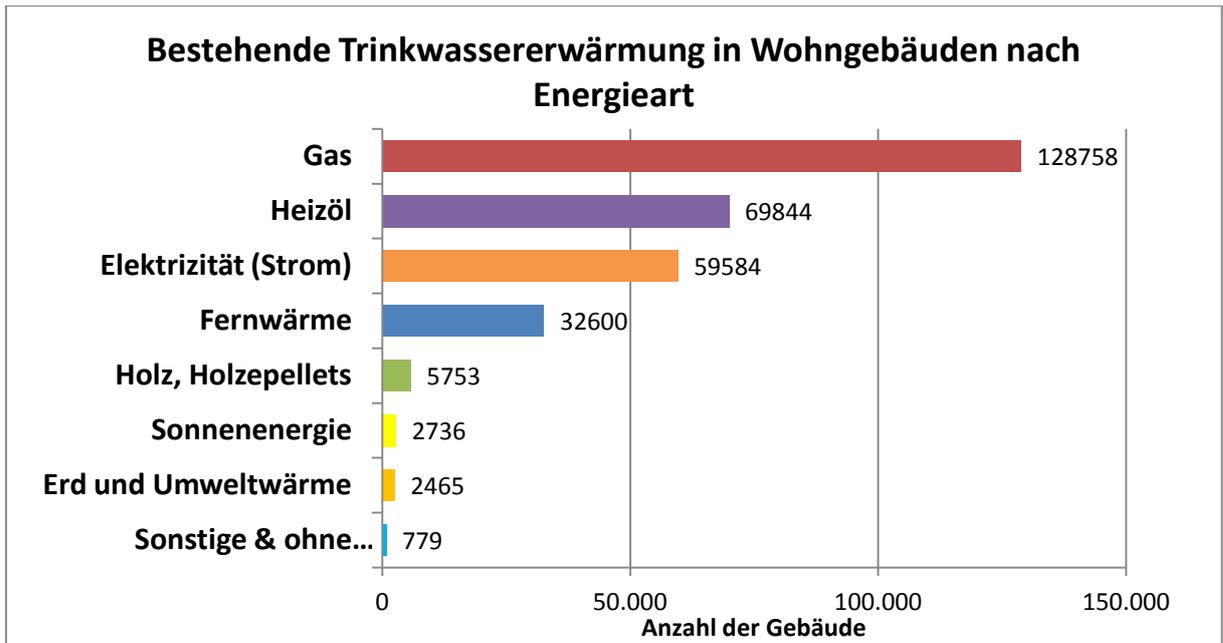


**Abbildung 2.2-5: Energiearten zur Trinkwassererwärmung in Wohngebäuden der BRD**

(Eigene Darstellung, vgl. (destatis, 2012 S. 36))

Rund 20 % der Warmwasserbereitung in Ein- und Zweifamilienhäusern werden durch Elektrowarmwasserbereiter in Form von Durchlauferhitzern oder Warmwasserbrauchspeichern gedeckt. Dies führt zu einer erhöhten Warmwasserbereitung in Einfamilienhäusern mittels elektrischer Energie. Während solarthermische Anlagen in der Heizungswärmebereitung noch einen unwesentlichen Anteil zur Gebäudeerwärmung beitragen, decken diese in der Brauchwasserbereitung knapp 1 % des Bedarfs der untersuchten Haushalte. Bezogen auf die untersuchten Haushalte ergibt sich somit folgende Bestandsanalyse für die bestehende Trinkwassererwärmung in Wohngebäuden.

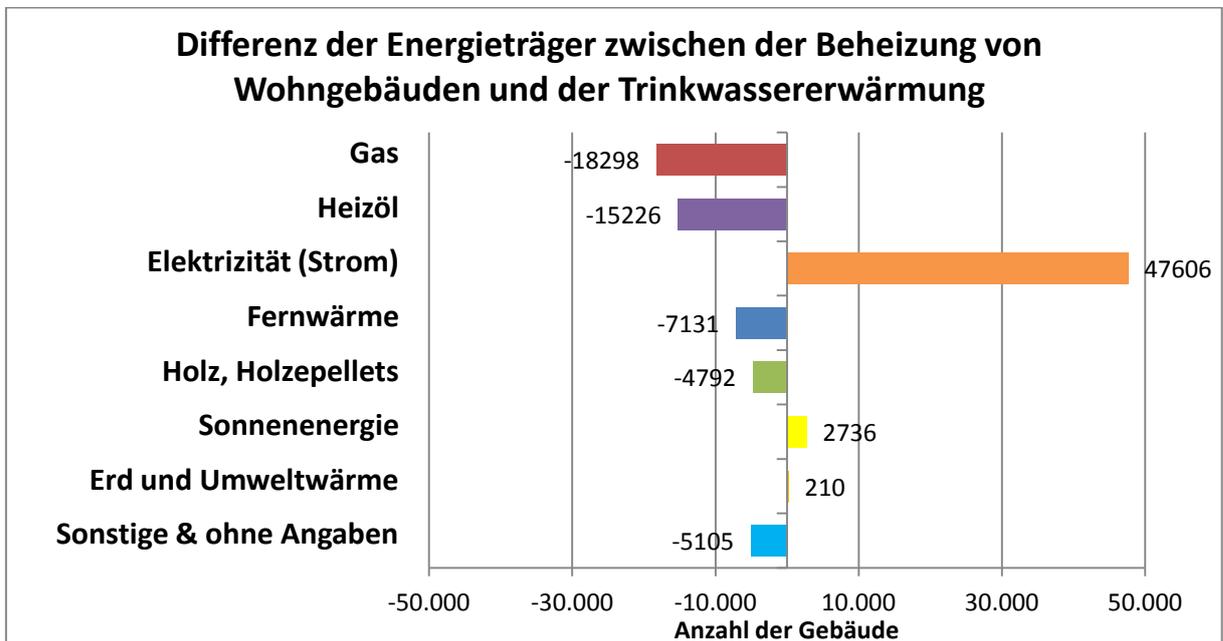
## 2. Grundlagen



**Abbildung 2.2-6: Bestehende Trinkwassererwärmung in Wohngebäuden nach Energieart**

(Eigene Darstellung)

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht zusammenfassend die Differenz der jeweiligen Energieträger zwischen der Brauchwasserbereitung und der Beheizung von Wohngebäuden.



**Abbildung 2.2-7: Differenz der Energieträger zwischen der Beheizung von Wohngebäuden und der Trinkwassererwärmung**

(Eigene Darstellung)

## 2.3 Referenzgebäude

### 2.3.1 Rahmenbedingungen Referenzgebäude

Die durchschnittliche Wohnfläche beträgt in Baden-Württemberg 45,9 m<sup>2</sup> je Person (FaFo, 2013 S. 8). Für das Referenzgebäude ergibt sich für einen durchschnittlichen Dreipersonenhaushalt mit einer angenommenen Wohnfläche von 45 m<sup>2</sup>/Person somit eine Referenzwohnfläche von 135 m<sup>2</sup>. Diese Wohnfläche dient als Grundlage für das Referenzgebäude.

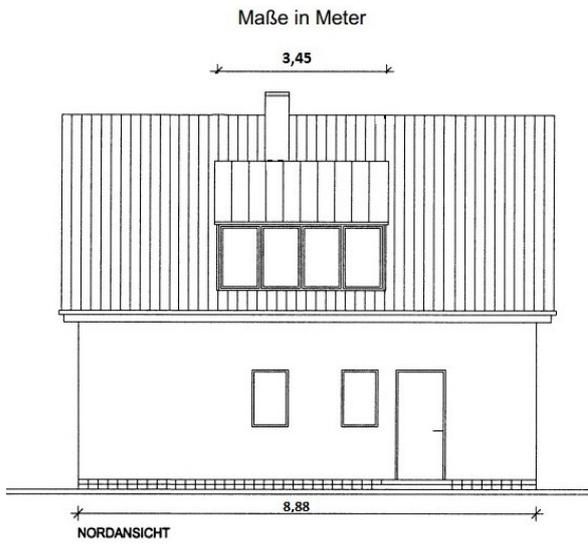
Die EnEV bezieht sich für energiesparrechtliche Berechnungen auf die Gebäudenutzfläche, welche bereits das beheizte Gebäudevolumen für weitere referenzierende Berechnungen berücksichtigt. Dementsprechend errechnet sich die Gebäudenutzfläche mittels eines aus der EnEV bekannten Pauschalwertes von 1,2 multipliziert mit der Wohnfläche. Die Gebäudenutzfläche ( $A_N$ ) für das Referenzgebäude beträgt 162 m<sup>2</sup>. Mittels der ermittelten Gebäudenutzfläche und dem daraus resultierenden Bruttovolumen von 506,25 m<sup>3</sup> wird das nachfolgenden Referenzgebäude in Anlehnung an das Beispielgebäude der DIN 4108-6 Anhang F ermittelt. (Tuschinski, 2015 S. 10)

### 2.3.2 Referenzgebäude technische Daten

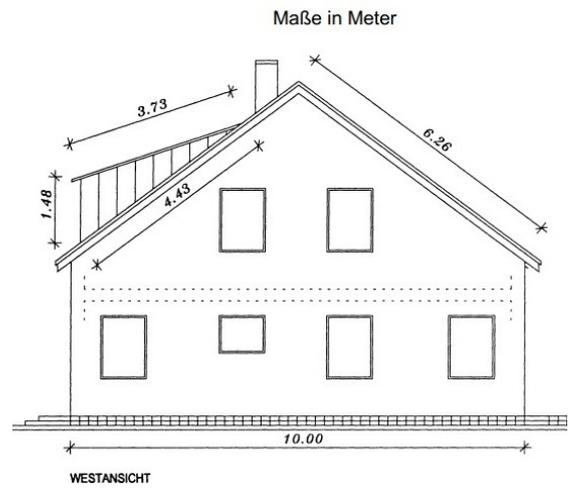
**Tabelle 2.3-1: Daten Referenzgebäude**

Referenzgebäude	
Art des Gebäudes	Einfamilienhaus (EFH)
Wohnfläche in m <sup>2</sup>	135 m <sup>2</sup>
Gebäudenutzfläche in m <sup>2</sup> ( $A_N = V_E \cdot 0,32$ )	162 m <sup>2</sup>
Bruttovolumen des Gebäudes in m <sup>3</sup> ( $V_E$ )	506,25 m <sup>3</sup>
Bruttovolumen Gaube	9,02 m <sup>3</sup>
Bruttovolumen Gebäude ohne Gaube	497,28 m <sup>3</sup>
Gebäudehöhe; -breite; -länge	5,6 m x 10 m x 8,8 m
Dachausrichtung	Nord/Süd
Dachneigung	37 °

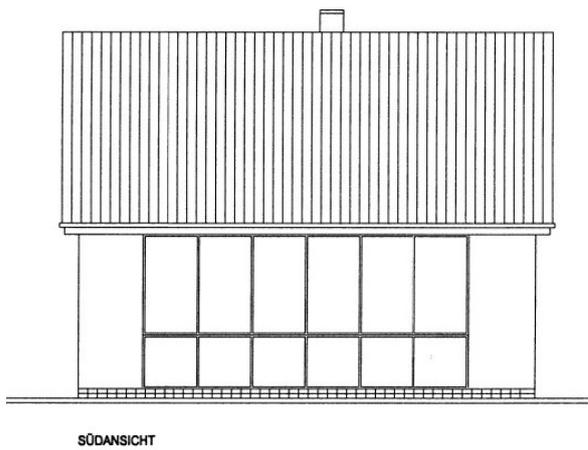
## 2. Grundlagen



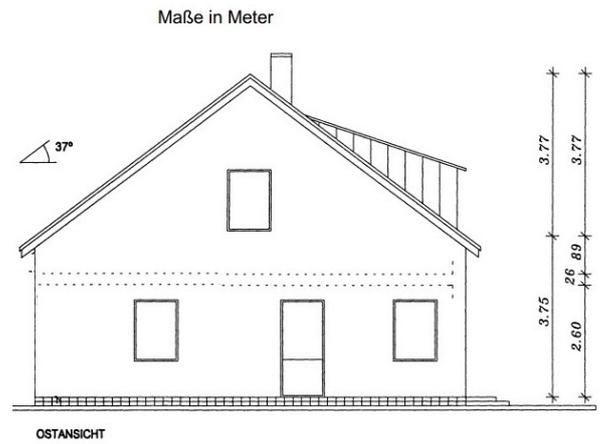
**Abbildung 2.3-1: Nordansicht des Referenzgebäudes**



**Abbildung 2.3-3: Westansicht des Referenzgebäudes**

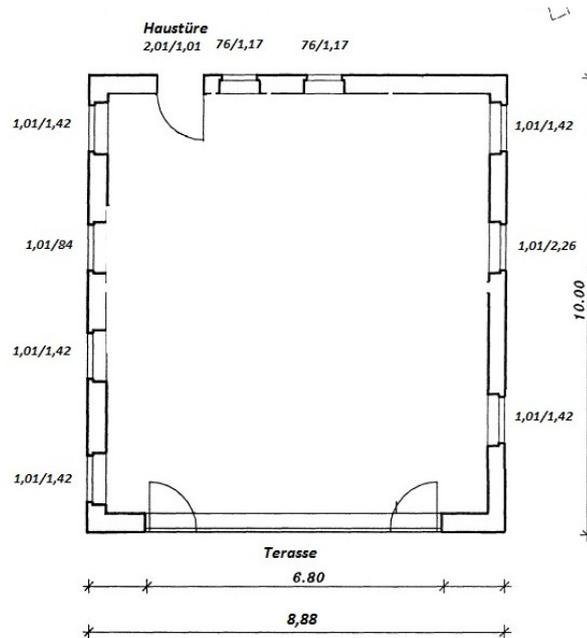


**Abbildung 2.3-2: Südansicht des Referenzgebäudes**



**Abbildung 2.3-4: Ostansicht des Referenzgebäudes**

## 2. Grundlagen



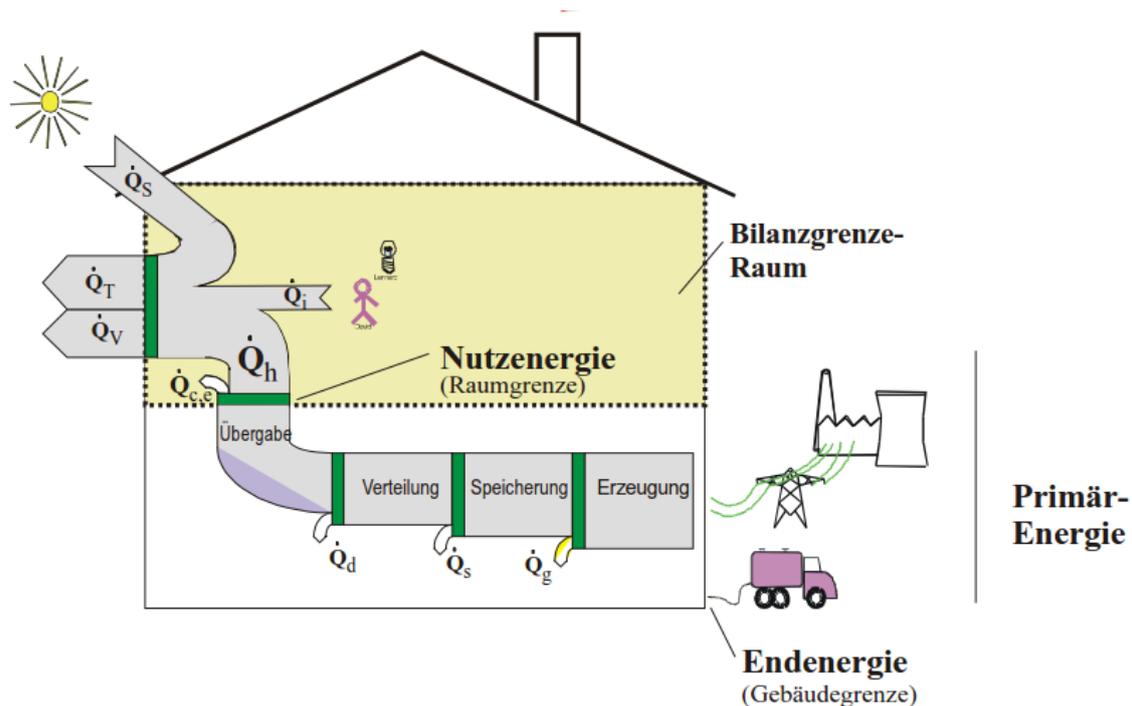
**Abbildung 2.3-5: Grundriss des Referenzgebäudes**

Das ermittelte Referenzgebäude stellt ein durchschnittliches Einfamilienhaus dar und dient als Grundlage für weitere Berechnungen. Weitere Gebäudedaten und größere Planausschnitte können im Anhang zu Kapitel 1 unter XI.1.1 eingesehen werden.

### 2.3.3 Energiebilanz Referenzgebäude

Wie bereits in Kapitel 2.1.2 „Energieeinsparverordnung 2014 (EnEV 2014)“ erwähnt, setzt sich die EnEV aus der Wärmeschutzverordnung und der Heizungsanlagenverordnung zusammen. Die Berechnung der Energiekennwerte erfolgt dabei für die Bautechnik über den Wärmeschutznachweis gem. der DIN V 4108-6 sowie für die anlagentechnische Bewertung mittels der DIN V4701-10.

Anhand der Kennwerte für die Gebäudehülle und Anlagentechnik wird die Energiebilanz für das Referenzgebäude ermittelt und dargestellt. Die Bilanzgrenze für das Referenzgebäude ist dabei die wärmeübertragende Umfassungsfläche. Unter Zufuhr von Nutzenergie, die mittels einer Heizungsanlage in den Jahres-Heizwärmebedarf ( $Q_h$ ) umgewandelt und mit den internen Wärmegewinnen ( $Q_i$ ) und den von außen auftretenden solaren Gewinne ( $Q_s$ ) durch transparente und opake Bauteile verrechnet wird, wird die Deckung der jährlichen Transmissions- ( $Q_T$ ) und Lüftungswärmeverluste ( $Q_V$ ) gedeckt. Die Energiebilanz zwischen Wärmequellen und Wärmesenken ist ausgeglichen.



**Abbildung 2.3-6: Energieflussdiagramm Gebäudeheizung**

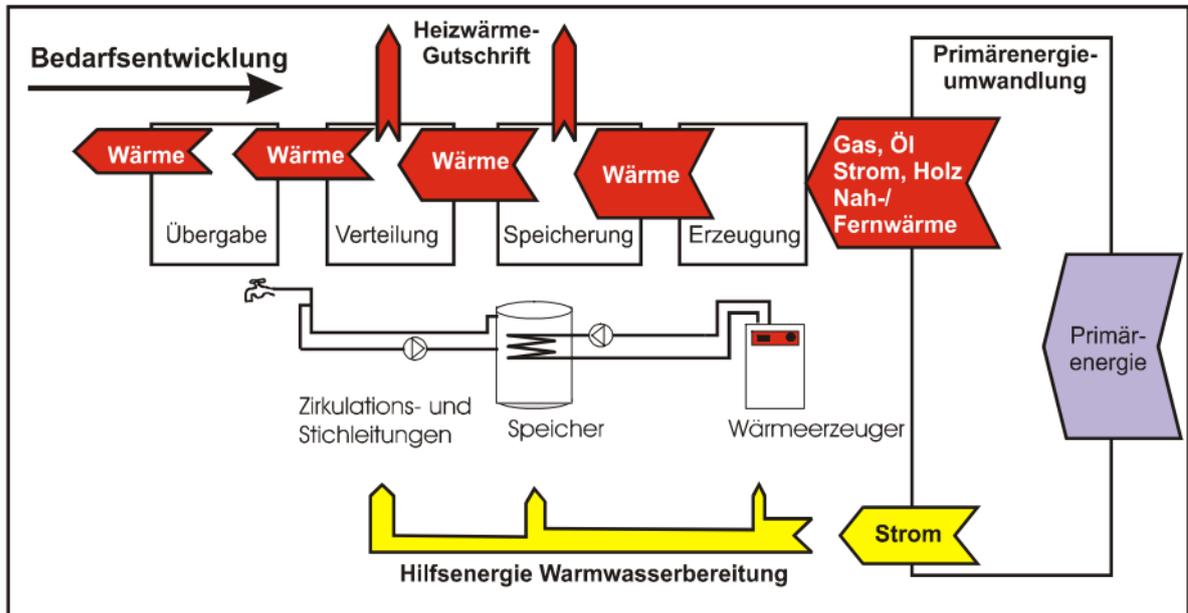
(DIN V 4701-10, 2003 S. 9)

Des Weiteren werden in der obigen Abbildung die auftretenden Erzeugungsverluste der Heizungsanlage ( $Q_g$ ) über die Speicherung der Wärme ( $Q_s$ ) und die Wärmeverteilung in den Rohrleitungen ( $Q_d$ ) wie auch die Wärmeverluste an den Übergabepunkten ( $Q_{ce}$ ) dargestellt. Der Wärmeerzeuger ist in diesem Beispiel außerhalb der

## 2. Grundlagen

Bilanzgrenze dargestellt. In den meisten EFH ist dieser von beheizten Räumen umgeben und die auftretenden Verluste für die Wärmeverteilung kommen den umliegenden Räumen zugute. So können manche Verluste kompensiert und vernachlässigt werden.

Zuzüglich zur Nutzwärmeenergiebilanz sind noch der benötigte Haushaltsstrom und die Trinkwarmwasserbereitung zu bilanzieren. Die nachfolgende Abbildung stellt dies zusammenfassend mit dem Trinkwarmwasserflussdiagramm dar.



**Abbildung 2.3-7: Flussdiagramm Trinkwassererwärmung**

(DIN V 4701-10, 2003 S. 9)

Die Trinkwarmwasserbereitstellung erfolgt dabei in fünf Schritten.

1. Umwandlung Primärenergiebedarf in Endenergie
2. Warmwasserbereitung mittels Wärmeerzeuger
3. Speicherung des erwärmten Trinkwassers
4. Verteilung des Trinkwassers mittels Rohrsystem
5. Übergabe des warmen Trinkwassers an den Nutzer über die Zapfstelle

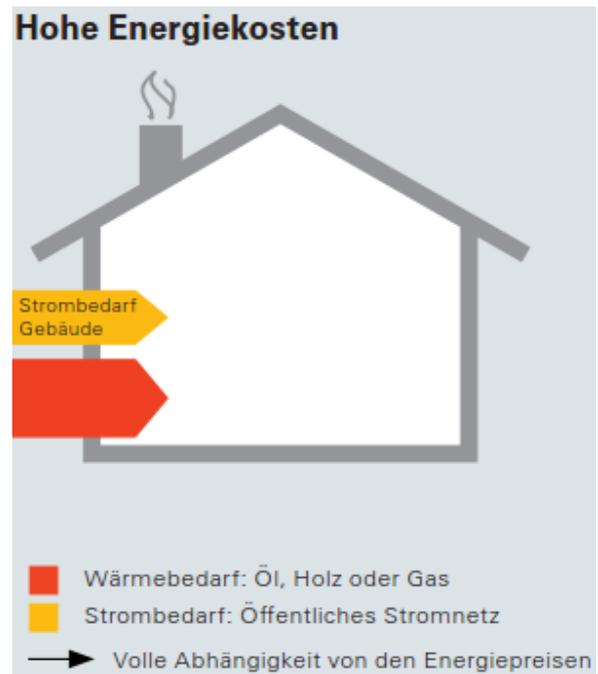
Zusätzlich zur Trinkwarmwasserbereitung und Heizwärmeversorgung wird im Einfamilienhaus noch elektrische Energie für die Beleuchtung und den Betrieb elektrischer Verbraucher eingesetzt. Dieser muss dem Gebäude ebenfalls über die Bilanzgrenze zugeführt werden, was meist über die Zufuhr von Endenergie in Form von elektrischer Energie erfolgt. Bei der Warmwasserbereitung und Heizwärmeversorgung wird zumeist noch zusätzliche Hilfsenergie zur Erzeugung und Verteilung in Form von Strom eingesetzt.

Vereinfacht kann man die Gesamtbilanzierung des Referenzgebäudes wie in nebenstehender Abbildung darstellen. Die Wärmeerzeugung erfolgt dabei mittels zentraler Energieversorgungsanlage (z.B. Ölheizung). Diese übernimmt auch die Warmwasserbereitung und ist innerhalb der Gebäudehülle installiert. Des Weiteren wird dem Referenzgebäude Strom aus dem öffentlichen Stromnetz zugeführt.

Zur Bilanzierung werden bei der zentralen Heizungswärme- und Trinkwarmwasserbereitung zumeist zwei Endenergieformen dem Gebäude über dessen Bilanzgrenze zugeführt:

- elektrische Energie in Form von Strom
- Wärmeenergie in den Endenergieformen Öl, Gas, Holz oder auch Strom.

Der Anlagenbetreiber ist somit von den jeweiligen Endenergien sowie deren Energiekosten abhängig.



**Abbildung 2.3-8 Energiebilanz eines EFH**  
(Viessmann, 7/2013 S. 2)

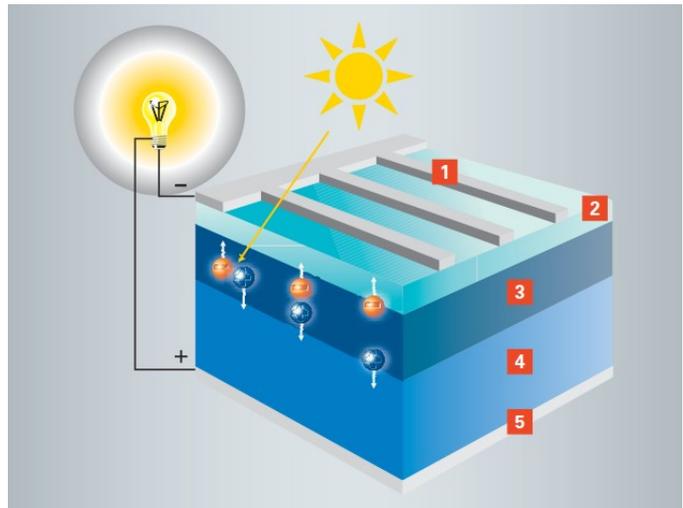
## 3. Photovoltaikanlagen

### 3.1 Funktion einer PV-Anlage

Der Begriff Photovoltaik ist eine Komposition aus dem griechischen Wort für Licht (phos) und der Einheit für elektrische Spannung (Volt). Mit dem photoelektrischen Effekt wird Sonnenlicht mittels einer Solarzelle in elektrische Energie umgewandelt. Die Solarzelle besteht aus zwei Halbleiterschichten (meist Silizium), die bei der Herstellung durch das Einbringen von chemischen Elementen jeweils positiv oder negativ dotiert werden. Nach der Dotierung weisen die beiden Halbleiterschichten einen

positiven Ladungsträgerüberschuss (p-dotiertes Silizium) oder einen negativen Ladungsträgerüberschuss (n-dotiertes Silizium) auf. Zwischen den beiden dotierten Halbleiterschichten entsteht eine Grenzschicht. Fallen Photonen auf das Solarmodul, lösen sich die freien Ladungsträger. Es kommt zu einer Anreicherung von Elektronen im n-Bereich sowie von Elektronenlöchern im p-Bereich. Diese Spannungsdifferenz kann über einen an den Elektroden angeschlossenen

elektrischen Verbraucher abgegriffen werden. Zwischen den beiden Elektroden fließt ein Gleichstrom. (Watter, 2015 ) (Viessmann, 2015)



**Abbildung 3.1-1 Aufbau Silizium Solarzelle**

(Viessmann, 2015 S. 9)

- |                      |                        |
|----------------------|------------------------|
| 1 Negative Elektrode | 2 n-dotiertes Silizium |
| 3 Grenzschicht       | 4 p-dotiertes Silizium |
| 5 Positive Elektrode |                        |

### 3.2 Einsatzbereiche netzgekoppelte Photovoltaikanlage

In den meisten Fällen werden Photovoltaikanlagen als netzgekoppelte Anlagen betrieben. Somit muss der vom Solarmodul erzeugte Gleichstrom mit einem Wechselrichter in netzkonforme Wechselspannung, bei Einfamilienhäusern meistens auf 230 Volt / 50 Hz Wechselspannung umgewandelt werden.

#### 3.3 Prognostizierter Photovoltaikanlagenertrag

In diesem Kapitel erfolgt die Ermittlung des theoretisch möglichen Energieertrages aus einer PV-Anlage für das Referenzgebäude. Die Prognostizierung erfolgt dabei in Anlehnung an die DIN EN 61724 und dient zur ersten Grundlagenermittlung des PV-Systems und Abschätzung der weiteren Entwicklung.

##### 3.3.1 PV-Anlagengendaten

Für die Ermittlung des theoretischen Ertrages einer Photovoltaikanlage sind nachfolgende Parameter für das Referenzgebäude festgelegt worden.

##### Geografische Lage des Anlagenstandortes

Bundesland: Baden Württemberg  
Ort: Baiersbronn  
PLZ: 72270  
Längengrad: 8.3°  
Breitengrad: 48,5°  
Höhe über n.N.: 584 m ü. NN

##### Gebäudedaten

Dachneigung: 30°  
Orientierung: 225° (Süd-West)  
Dachfläche (LxB): 8,8 m x 6,66 m

##### PV-Moduldaten

**Tabelle 3.3-1: Solarmodul HS PXL 210 – technische Daten**

(Heckert Solar, 2015)

Hersteller	Heckert Solar
Modultyp	HS-PXL 210
Abmessungen	990 x 1480 mm
Höhe	38 mm
Gewicht	18,7 kg
Glas	4 mm hochtransparentes Solarglas

### 3. Photovoltaikanlagen

---

Zellen	54 polykristallin 6"
Rahmen	38 mm eloxierter Aluminiumrahmen
Nennleistung	210 WP
Wirkungsgrad	15 %

#### Abmessungen der PV-Anlage

Länge der PV-Anlage: 0,99 m Modullänge x 8 PV-Module = 7,92 m

Breite der PV-Anlage: 1,48 m Modulbreite x 3 PV-Module = 4,44 m

Die Anlage könnte somit als Rechteck mit den Abmessungen: 7,92 m x 4,44 m auf dem Süddach des Referenzgebäudes installiert werden.

#### PV-Anlagenleistung

Mit dem ausgewähltem Modul HS-PXL 210 und einer Modulnennleistung von 210W<sub>P</sub> ergibt sich mit 24 Modulen eine Anlagengröße von 5,04 kW<sub>P</sub>. Dies stellt eine durchschnittliche Anlagengröße für Ein- und Zweifamilienhäuser dar und liegt mit <10 kW<sub>P</sub> im Förderbereich für Kleindachanlagen.

### **3.3.2 Jährliche Stromerzeugungsprognose am Standort Baiersbronn**

#### Ermittlung der solaren Strahlungsausbeute

Die nachfolgende Abbildung zeigt die mittlere solare Tagessumme der Strahlungsausbeute in der BRD in kWh/m<sup>2</sup>.

### 3. Photovoltaikanlagen

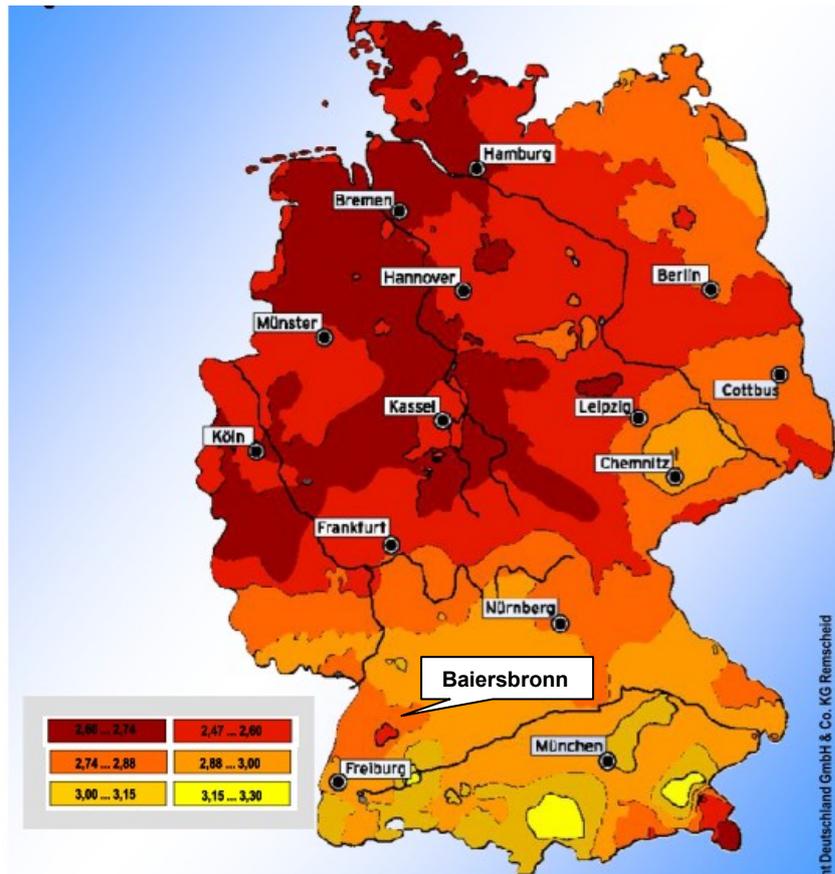


Abbildung 3.3-1: Jährliche Strahlungsausbeute der BRD in kWh/m<sup>2</sup>

(Dreyer, 2012)

Für den Standort wird eine mittlere solare Tagessumme der Strahlungsausbeute von 2,8 kWh/m<sup>2</sup> ermittelt. Dies entspricht einer maximalen jährlichen Strahlungsausbeute ( $E_{\text{Strahlungs-Potenzial}}$ ) am Standort Baiersbronn von:

**Formel 3.3-1: Jährliches Strahlungspotenzial am PV-Anlagen Standort Baiersbronn**

$$E_{\text{Strahlungs-Potenzial}} = 2,8 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 * \text{d}} * 365 \frac{\text{d}}{\text{a}} = 1.022 \frac{\text{kWh}}{\text{a} * \text{m}^2}$$

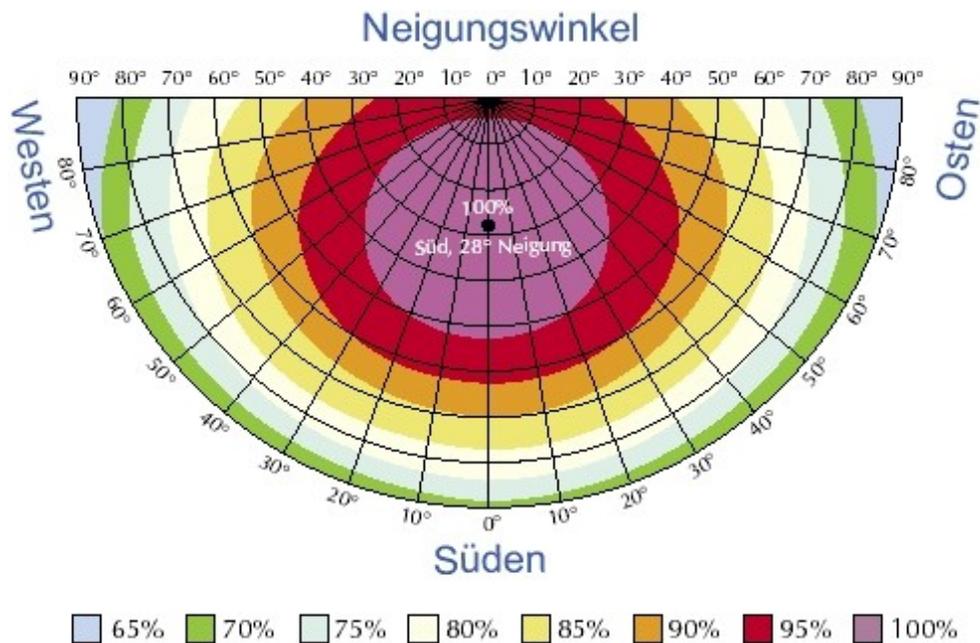
#### 3.3.3 Jährliche Stromerzeugungsprognose der PV-Anlage

Zur Ermittlung der jährlichen Stromerzeugungsausbeute der Anlage muss sowohl die Orientierung als auch der Neigungswinkel der Anlage berücksichtigt werden.

Dachneigung: 30°

Orientierung: 225° (Süd-West)

### 3. Photovoltaikanlagen



**Abbildung 3.3-2: Einfluss von Neigungswinkel und Ausrichtung auf den Anlagenenertrag**

(TST Arge Solarstrom, 2015)

Für die Süd-West-Orientierung der Anlage mit einem Neigungswinkel von 30° ergibt sich nach der Abbildung 1.2-4 ein Nutzungsgrad von 100 %. Die Orientierung und die Dachneigung der Anlage beeinflussen die jährliche Strahlungsausbeute nicht, die somit der jährlichen Strahlungsausbeute am Standort entspricht.

- Jährliche Strahlungsausbeute für den Anlagenstandort mit  $1.022 \frac{kWh}{a \cdot m^2}$
- Der Wirkungsgrad der PV-Module beträgt 15 %.
- Der Wirkungsgrad der Wechselrichter wird mit einem durchschnittlichen Wert von 95 % berücksichtigt
- Ausfallzeiten, Wirkungsgradverschlechterung der PV-Module sowie Leitungsverluste werden mit einem Wirkungsgrad von 90 % berücksichtigt.

**Formel 3.3-2 Stromerzeugungsprognose einer 5 kW<sub>p</sub>-PV-Anlage**

*jährliche PV – Stromerzeugungsprognose*

$$\begin{aligned}
 &= \text{Anzahl der PV – Module} * \text{PV – Modul Länge} * \text{PV – Modul Breite} \\
 &* \text{Jährliche Strahlungsausbeute} * \text{PV – Modul Wirkungsgrad} \\
 &* \text{Wechselrichter Wirkungsgrad} * \text{Verluste} \\
 &= 24 * 1,48 \text{ m} * 0,99 \text{ m} * 1.022 \frac{kWh}{a * m^2} * 0,15 * 0,95 * 0,90 = 4609 \frac{kWh}{a}
 \end{aligned}$$

#### **3.3.4 Investitions- und Betriebskosten einer PV-Anlage im Jahre 2016**

##### Investitionskosten

Für eine wirtschaftliche Betrachtung der Anlage wurde ein Angebot für die Installation einer PV-Anlage mit 5 kWp-Leistung bei einer PV-Montagefirma eingeholt. Dieses beinhaltet nachfolgende Leistungen:

1. Solar-Strommodule HS-PXL 210
2. Zentrale Wechselrichter
3. Montagesystem zur Aufdachmontage für 24 Module
4. 150 m doppelt isoliertes PV-Kabel
5. Montage der PV-Anlage
6. Elektroseitiger Anschluss
7. Überspannungsschutz für die AC-Seite

Die Investitionskosten für die Installation der vorgenannten 5 kWp-Anlage belaufen sich auf 8.000 €.

##### Betriebskosten (DAA, 2015)

Die Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten sollte ein Fachbetrieb per Wartungsvertrag übernehmen. Viele Modulhersteller fordern eine regelmäßige Wartung, damit die Modulgarantie bestehen bleibt. Des Weiteren entbindet den Anlagenbetreiber eine professionelle Wartung der Anlage von Arbeiten, die gefährlich sind oder mangels technischer Ausstattung kaum in Eigenleistung durchgeführt werden können.

Zu den Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten gehören:

- Reinigungsarbeiten durch Verschmutzungen wie z.B. Staub, Moos, Vogelkot
- Evtl. Fernmonitoring der Anlage, um frühzeitig auf Störungen reagieren zu können.
- Kontrolle der Unterkonstruktion bzw. Befestigungstechnik
- Sichtprüfung der PV-Anlage auf Beschädigungen an Glas oder Rahmen
- Austausch defekter Wechselrichter

Die Wartungs- und Betriebskosten inkl. Versicherung der PV Anlage sind mit 2–3 % der Investitionskosten je Betriebsjahr üblich und werden in der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnung mit 2 % zuzüglich jährlicher Preissteigerung von 2 % angenommen.

#### 3.4 Ökonomische Betrachtung der PV-Anlage 2016

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der PV-Anlage erfolgt unter Zugrundelegung folgender Rahmenbedingungen:

**Tabelle 3.4-1 Wirtschaftlichkeitsprognose für die PV-Anlage im Januar 2016**

(Eigene Darstellung)

<b>Wirtschaftlichkeitsprognose PV-Anlagendaten Januar 2016</b>	
Anlagenleistung:	5,04 kWp
Prognostizierte Stromerzeugung je Jahr :	4.609 kWh/a
Einspeisevergütung für Netzeinspeisung:	12,31 ct/kWh
Strombezugskosten Haushaltsstrom	29,13 ct/kWh
Preissteigerung der Strombezugskosten	3 %/a
Betriebsdauer und Vergütungslaufzeit	20 Jahre
Installationszeitpunkt/Inbetriebnahme	Januar 2016
<b>Investitionskosten</b>	
Investitionskosten, netto, ohne MwSt.	8.000 €
Eigenkapitalsanteil	100 %
Investitionskosten je kWp, netto, ohne MwSt.	1.620 €/ kWp
Zinssatz für Kapitalverzinsung	1 %
<b>Betriebskosten</b>	
Laufende Betriebskosten pro Jahr	160 €/a
Angenommene jährliche Teuerung	2 %/a

Die PV-Anlage soll im Januar 2016 in Betrieb genommen werden. Für diesen Installationszeitpunkt ist die Einspeisevergütung mit 12,31 ct je erzeugte kWh Strom festgeschrieben. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der PV-Anlage erfolgt mittels dynamischer Betrachtung unter Berücksichtigung von Energiepreissteigerungen und Zinssatz für die Kapitalverzinsung der eigenkapitalfinanzierten PV-Anlage. Steuerliche Aspekte wie Umsatzsteuer und Einkommenssteuer sind bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung der Beispielanlage nicht berücksichtigt.

Die Berechnung erfolgt für fünf Eigenstromnutzungsstufen aufsteigend von 0 % bis 100 %. Der Differenzstrom wird in das Netz eingespeist und über die Einspeisevergütung vergütet.

### 3. Photovoltaikanlagen

**Tabelle 3.4-2: Wirtschaftlichkeitsprognose einer 5 kWp PV-Anlage im Jahr 2016**

(Eigene Darstellung)

<b>Wirtschaftlichkeitsprognose einer 5 kWp PV- Anlage 2016</b>						
Einspeisung in das Stromnetz in [%]	100%	80%	60%	40%	20%	0%
Eigenstromnutzung in [%]	0%	20%	40%	60%	80%	100%
<b>Einnahmen/Ersparnisse</b>						
Einkünfte aus Stromverkauf durch Netzeinspeisung	12.617,8 €	10.094,24 €	7.570,88 €	5.047,12 €	2.523,56 €	- €
Ersparnisse aus Haushaltsstrom-einsparung durch Eigenverbrauch	- €	7.215,24 €	14.430,48 €	21.645,73 €	28.860,97 €	36.076,21 €
<b>Summe Einnahmen</b>	<b>12.617,80 €</b>	<b>17.309,49 €</b>	<b>22.001,17 €</b>	<b>26.692,85 €</b>	<b>31.384,53 €</b>	<b>36.076,21 €</b>
<b>Ausgaben</b>						
Investitionskosten	8.000,00 €					
Betriebskosten	3.887,58 €					
<b>Summe der Ausgaben</b>	<b>11.887,58 €</b>					
<b>Erträge</b>						
Ertrag über die Laufzeit von 20 Jahren	730,23 €	5.421,91 €	10.113,59 €	14.805,27 €	19.496,95 €	24.188,63 €
Rendite je Jahr	0,3%	1,9%	3,1%	4,1%	5,0%	5,7%
Amortisationszeit in Jahren	18,8	13,7	10,8	8,9	7,6	6,6

Die Tabelle 3.4-2: Wirtschaftlichkeitsprognose einer 5 kWp PV-Anlage im Jahr 2016“ zeigt zusammenfassend die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Bei einer Volleinspeisung des erzeugten PV-Stroms in das Stromnetz erhält der Anlagenbetreiber über 20 Jahre die festgelegte Einspeisevergütung von 12,31 ct/kWh. Hierfür ergibt sich für den im Beispiel gewählten Anlagenstandort eine Rendite von 0,3 %. Die Anlage hätte sich somit nach 18,8 Jahren amortisiert.

Betrachtet man die verschiedenen Eigenstromnutzungsstufen, so ist sehr gut erkennbar, dass die Ertragssumme in Abhängigkeit der Eigenstromnutzung steigt. Mit steigender Eigenstromnutzung bis zum autarken Betrieb der Photovoltaikanlage mit 100 % Nutzung des erzeugten PV-Stromes erhöht sich die Ertragssumme um mehr als das Doppelte. Die Rendite kann somit in Abhängigkeit der Eigenstromnutzung bis auf 5,7 % gesteigert werden.

Da der erzeugte Strom aus der PV-Anlage nicht zu jedem Erzeugungszeitpunkt vollständig von elektrischen Verbrauchern im Haushalt eingesetzt werden kann, müsste für die gesamte Eigenstromnutzung ein ausreichend großer Energiespeicher vorhanden sein. Dieser wäre wiederum mit weiteren Investitions- und Betriebskosten verbunden.

In den meisten Fällen wird die PV-Anlage im Modell der Überschusseinspeisung betrieben. Dies bedeutet, dass der zeitgleich zur Erzeugung nutzbare Stromanteil im Haushalt eingesetzt wird. Der überschüssige Strom, welcher nicht direkt im Haushalt genutzt werden kann, wird über die Einspeisevergütung dem Stromnetz zugeführt. Bei einer Eigenverbrauchsquote für berufstätige Haushalte von üblicherweise ca. 20 bis 30 % liegt die Anlagenrendite bei ca. 2,5%. (Anondi S. 73)

#### **3.4.1 Ökonomische Betrachtung der PV-Anlage nach dem Erreichen der 52-GW-Grenze**

Wie im Kapitel 2.2.1 „Rahmenbedingungen und Entwicklung der PV-Anlagen“ beschrieben, wird in absehbarer Zeit der Deckelwert von 52 GW erreicht. Dieses Kapitel prognostiziert den Einfluss der 52-GW-Grenze auf den Betrieb von PV-Anlagen und deren Wirtschaftlichkeit. Dabei ist die entscheidende Differenz zwischen den Stromgestehungskosten einer PV-Anlage und den Strombezugskosten für Strom das Maß für die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen.

Da in naher Zukunft nicht zu erwarten ist, dass:

- der Wirkungsgrad von marktfähigen PV-Modulen sich deutlich erhöht
- die Haushaltsstromkosten sich gegenüber den aktuellen Preisen deutlich verringern
- die Investitionskosten einer PV-Anlage sich maßgeblich verringern
- zusätzliche fördernde Rahmenbedingungen für PV-Anlagen geschaffen werden

wird bei dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung lediglich die festgelegte Einspeisevergütung von 12,31 ct/kWh auf den an der Strombörse gehandelten Stromerzeugerpreis mit 3,56 ct/kWh aus dem Jahr 2015 angepasst. Die Anpassung weiterer Werte, wie z.B. die jährliche Stromerzeugungsprognose, welche im Wesentlichen vom Modulwirkungsgrad und der Anlagenperformance beeinflusst werden, bleiben für diesen Fall unberücksichtigt.

### 3. Photovoltaikanlagen

**Tabelle 3.4-3: Wirtschaftlichkeitsprognose für die PV-Anlage nach dem Erreichen der 52-GW-Grenze voraussichtlich im Jahr 2024**

(Eigene Darstellung)

<b>Wirtschaftlichkeitsprognose</b>	
Prognostizierte PV-Anlagendaten für das Erreichen der 52 GW-grenze im Jahr 2024	
Anlagenleistung:	4,94 kWp
Prognostizierte Stromerzeugung je Jahr :	4.609 kWh/a
Stromerzeugungspreis EEX-Börse 2022	4,25 ct/kWh
Strombezugskosten Haushaltsstrom	34,78 ct/kWh
Preissteigerung der Strombezugskosten	3 %/a
Betriebsdauer und Vergütungslaufzeit	20 Jahre
Installationszeitpunkt/Inbetriebnahme	Januar 2022
<b>Investitionskosten</b>	
Investitionskosten, netto, ohne MwSt.	9.009,30 €
Eigenkapitalsanteil	100 %
Investitionskosten je kWp, netto, ohne MwSt.	1.823,74 €/ kWp
Zinssatz für Kapitalverzinsung	1 %
<b>Betriebskosten</b>	
Laufende Betriebskosten pro Jahr	168,92 €/a
Angenommene jährliche Teuerung	2 %/a

Die nachfolgende Tabelle stellt die Wirtschaftlichkeit des PV-Anlagenbeispiels in Anbetracht des Erreichens des 52 GW-Deckels dar.

### 3. Photovoltaikanlagen

**Tabelle 3.4-4: Wirtschaftlichkeitsprognose einer 5 kWp PV-Anlage nach dem Erreichen der 52-GW-Grenze im Jahr 2024**

(Eigene Darstellung)

<b>Wirtschaftlichkeitsprognose einer PV- Anlage mit 5 kWp nach Erreichen der 52-GW-Grenze im Jahre 2024</b>						
Einspeisung in das Stromnetz in [%]	100%	80%	60%	40%	20%	0%
Eigenstromnutzung in [%]	0%	20%	40%	60%	80%	100%
<b>Einnahmen/Ersparnisse</b>						
Einkünfte aus Stromverkauf durch Netzeinspeisung	4.854,98 €	3.883,98 €	2.912,99 €	1.941,99 €	971,00 €	- €
Ersparnisse aus Haushaltsstrom-einsparung durch Eigenverbrauch	- €	8.615,38 €	17.230,75 €	25.846,13 €	34.461,51 €	43.076,88 €
<b>Summe Einnahmen</b>	<b>4.854,98 €</b>	<b>12.499,36 €</b>	<b>20.143,74 €</b>	<b>27.788,12 €</b>	<b>35.432,50 €</b>	<b>43.076,88 €</b>
<b>Ausgaben</b>						
Investitionskosten	8.000,00 €					
Betriebskosten	3887,58 €					
<b>Summe der Ausgaben</b>	<b>11.887,58 €</b>					
<b>Erträge</b>						
Ertrag über die Laufzeit von 20 Jahren	- 7.032,60 €	611,78 €	8.256,16 €	15.900,54 €	23.544,92 €	31.189,30 €
Rendite je Jahr	-4,4%	0,3%	2,7%	4,3%	5,6%	6,6%
Amortisationszeit in Jahren	49,0	19,0	11,8	8,6	6,7	5,5

Die Tabelle 3.4-4 zeigt, dass mit dem Entfall der festgelegten Einspeisevergütung unter gleichbleibenden Rahmenbedingungen der erzeugte Strom aus PV-Anlagen noch nicht komplett konkurrenzfähig zu den aktuellen Stromerzeugungspreisen an der Börse ist. Jedoch könnte mit einem Eigenstromnutzungsanteil von 20 % eine geringe Rendite erwirtschaftet werden. Verglichen mit den Haushaltsstromkosten ist der Eigenstromverbrauch wiederum die Hauptantriebskraft für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Folglich ist eine Forcierung der Eigenstromnutzung von hohem Interesse für den Anlagenbetreiber. Dieser könnte beim Verbrauch des insgesamt erzeugten PV-Stromes seine Rendite bis auf 6,6 % erhöhen.

Auffallend bei der zusammenfassenden Tabelle ist, dass sich mit dem Wegfallen der Einspeisevergütung parallel der Grat zwischen einem für den Betreiber wirtschaftlichen oder unwirtschaftlichen Betrieb schmälert. Die Amortisationszeiten spiegeln dies mit 5,5–49 Jahren für Anlagen nach dem Erreichen des 52 GW-Deckels im Vergleich zu installierten Anlagen aus dem Jahr 2016 mit 6,6–18,8 Jahren wider.

Mit einer Erhöhung der Eigenstromnutzung kann zusätzlich zur Steigerung der Anlagenrendite der Autarkiegrad von Haushalten verbessert werden. Die dezentrale und verbrauchsnahe PV-Stromerzeugung, verteilt über ganz Deutschland hinweg, entlastet das Netz und wirkt dem erforderlichen Netzausbau, resultierend aus dem

Zubau der erneuerbaren Energien aus Windkraft, entgegen. Der zukünftige Anlagenbetreiber muss sich vor der Investition in eine PV-Anlage somit mit nachfolgenden Fragen beschäftigen:

„Welcher Eigenstromverbrauchsanteil ist für meinen Haushalt realistisch? Wie kann ich meinen Eigenverbrauch optimieren und welche Marktpotenziale ergeben sich so für meine PV-Anlagen?“ Diese Thematiken werden in den nachfolgenden Kapiteln behandelt.

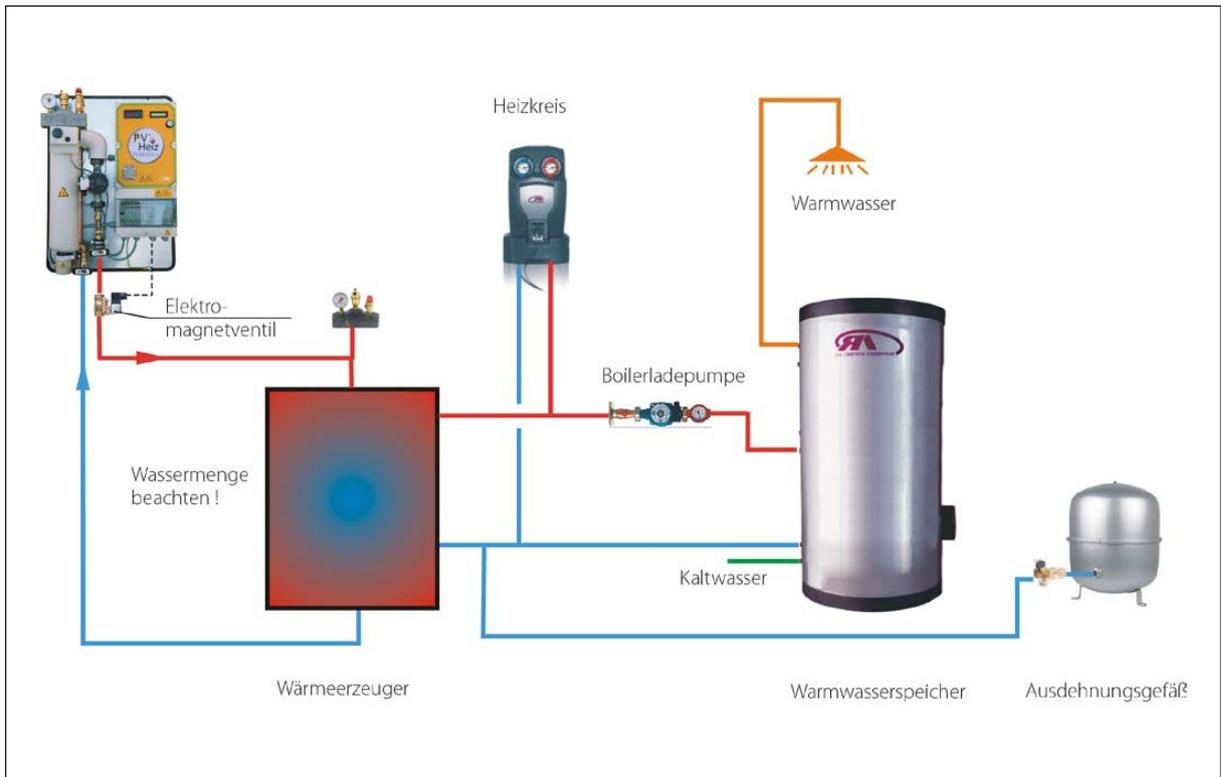
#### **3.5 Stand der Technik**

Derzeit werden die meisten der installierten PV-Anlagen netzgekoppelt und zur Deckung des Eigenstrombedarfes betrieben. Dies gilt zur heutigen Zeit als Stand der Technik. Wie im vorherigen Kapitel analysiert, ist die Eigenstromnutzung der treibende Faktor für den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage. In den letzten Jahren wird in diesem Zusammenhang immer häufiger die Möglichkeit des Heizens mit PV-Strom aufgeworfen. So erschien bereits im März 2013 ein Bericht über das „Heizen mit PV-Strom – Chance für den Wärmemarkt“ im Magazin Sonne Wind & Wärme, welcher die Chancen und Möglichkeiten für PV-Systeme aufzeigte und unter der zu erwartenden Heizölparität einen wirtschaftlichen Einsatz einer direkten Wärmeerzeugung mittels Elektroheizstab zur Diskussion stellte. Die nachfolgenden Unterkapitel stellen Möglichkeiten vor, wie sich in einem Gebäude nicht nur der Strombedarf, sondern auch eventuell der Wärmebedarf mittels überschüssigem PV-Strom decken lässt.

##### **3.5.1 Integration von PV-Anlagen in Energieversorgungsanlagen von Wohngebäuden**

Mittlerweile gibt es einige Systemanbieter, die Pakete zur Integration des PV-Stromes anbieten. Die nachfolgende Abbildung stellt ein Schema dar, wie die Integration mittels Heizstab ausgeführt werden könnte. Dabei wird der PV-betriebene Elektroheizstab parallel zum Kessel gekoppelt. Das installierte Magnetventil regelt den Massenstrom in Abhängigkeit der elektrischen Erwärmungsleistung sowie der gewünschten Vorlauftemperatur. In dieser Variation könnte der überschüssige PV-Strom zur Trinkwarmwasserbereitung und heizungsunterstützend installiert werden. Dieses Installationsschema könnte in dieser Art und Weise im Einsatz mit einer Öl- oder Gasheizung betrieben werden.

### 3. Photovoltaikanlagen



**Abbildung 3.5-1: Integration PV-Stromheizung in die Anlagenhydraulik**

(Rennergy, 2015)

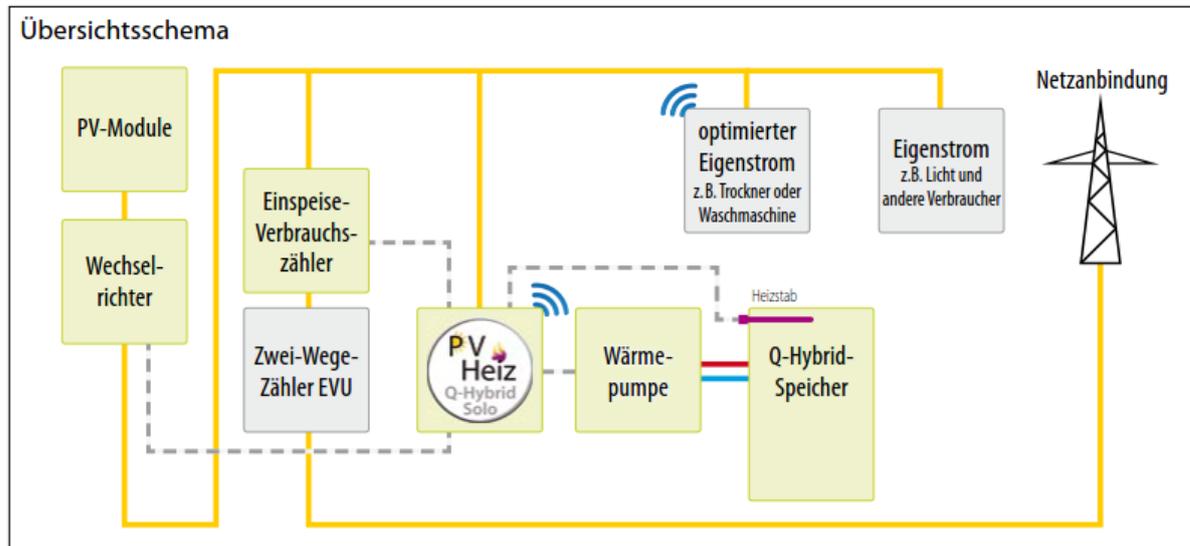
Des Weiteren könnte dieses System auch für Holzheizungen angewandt werden. Allerdings ändert sich dabei das Schema geringfügig, da für den Holzkesselbetrieb bereits ein installierter Heizungspufferspeicher bauseitig vorhanden sein sollte. So ist zu empfehlen, dass das Solar-Heizsystem parallel zum Pufferspeicher installiert und betrieben wird. Die Trinkwarmwasserbereitung könnte wie bauseitig über einen Boiler oder eine Frischwasserladestation frei realisiert werden. Mittels dieser Systemvariante könnte der PV-Strom ergänzend zu Pelletheizungsanlagen in das Heizungs- und Trinkwarmwassersystem integriert werden.

Aus ökologischen Gründen wird das direkte „Verheizen“ des elektrischen Stromes von Physikern oft sehr kritisch beäugt, da die elektrische Energie mit einem höheren nutzbaren Energieanteil (Exergieanteil) im Vergleich zur Wärmeenergie den „höherwertigen“ Energieträger darstellt. Mittels des elektrischen Heizstabes kann 1kWh elektrische Energie lediglich in 1kWh Wärme umgewandelt werden.

Eine Möglichkeit, die den Eigenstrom effizienter einsetzen kann, ist eine Wärmepumpe. Diese Technologie bietet die Möglichkeit unter der Zufuhr elektrischer Antriebsenergie eine Quelltemperatur auf ein höheres Temperaturniveau zu erwärmen. Mit dieser Anlagentechnik könnten somit nach den Mindesteinsatzanforderungen der EnEV aus 1kWh elektrischer Energie 3,3 kWh Wärmeenergie für die Trinkwarmwas-

### 3. Photovoltaikanlagen

serbereitung bereitgestellt werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt an einem Flussdiagramm, wie der Einsatz einer Wärmepumpe im Referenzgebäude realisiert werden könnte.



**Abbildung 3.5-2: Schematische Übersicht PV-Stromheizsystem mit Wärmepumpe**  
(Rennergy, 2015)

Der im PV-Modul erzeugte Strom wird über den Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt. Bei Bedarf wird dieser anschließend zur Deckung des Eigenstromanteils eingesetzt. Besteht weiterhin ein PV-Stromüberschuss, kann dieser über die Wärmepumpe zur Trinkwarmwasser- oder Wärmebereitung eingesetzt oder in das Stromnetz eingespeist werden.

Die nachfolgenden Kapitel beschäftigen sich mit dem Energiebedarf von Gebäuden und ermitteln die Potenziale, die das Referenzgebäude für den Einsatz der PV-Anlagentechnik in Kombination mit den jeweiligen Heizungssystemen erbringen kann.

### 4. PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes

Für die Analyse des Eigenstromverbrauchanteils sowie zur Integration des PV-Stromes in Energieversorgungsanlagen von Gebäuden werden die Verbrauchs- und Erzeugerkennwerte zu deren aktuellen Verbrauchs- und Entstehungszeiten benötigt. Wie im Kapitel 2.3.3 „Energiebilanz Referenzgebäude“ ermittelt, sind hierfür die nachfolgenden drei Lastprofile für:

- die Beheizung
- die Trinkwasserbereitung und
- den Strombedarf

zu betrachten. Diese drei Verbraucherlastprofile des Referenzgebäudes werden nach der VDI 4655 „Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen“ ermittelt. Im Gegenzug wird anschließend das Erzeugungsprofil einer PV-Anlage anhand der aufgezeichneten Globalstrahlungsdaten des Deutschen Wetterdienstes errechnet. Auf Basis der ermittelten Referenzerzeuger- und Referenzlastprofile wird eine Simulation durchgeführt, bei der die PV-Ertragskurve dem jeweiligen Nutzerprofil überlagert wird. Mittels dieser Simulation, auf Basis minütlicher Erzeuger- und Nutzerlastprofile, wird das Potenzial des tatsächlich möglichen Eigenstromverbrauchs prognostiziert. Diese Potenzialanalyse bietet den Vorteil, dass der produzierte PV-Strom auch wirklich zeitgleich zu den Erzeugungslastgängen im Referenzgebäude eingesetzt werden kann und somit die tatsächlich realistischen Potenziale ermittelt werden. Anhand dieser Datensätze wird anschließend das Einsatzpotenzial des PV-Stromes in der Gebäudeenergieversorgung analysiert.

#### 4.1 Parameter des Referenzgebäudes

Für die Berechnung der Lastprofile wurden die benötigten Werte in Anlehnung an die DIN 4108-6 sowie die aktuelle EnEV gewählt und festgelegt. Diese Werte sind zusammengefasst in der nachfolgenden Tabelle für das Referenzgebäude dargestellt und dienen als Grundlage für die darauffolgenden Berechnungen.

#### 4. PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes

**Tabelle 4.1-1: Technische Daten und Parameter des Referenzgebäudes**

<b>Referenzgebäude</b>	
Art des Gebäudes	Einfamilienhaus (EFH)
Bewohner	3 Personen
Gebäudestandort	72270 Baiersbronn
Wohnfläche in m <sup>2</sup>	135 m <sup>2</sup>
Gebäudenutzfläche in m <sup>2</sup> ( $A_N = V_E \cdot 0,32$ )	162 m <sup>2</sup>
Bruttovolumen des Gebäudes in m <sup>3</sup> ( $V_E$ )	506,25 m <sup>3</sup>
Bruttovolumen Gaube	9,02 m <sup>3</sup>
Bruttovolumen Gebäude ohne Gaube	497,28 m <sup>3</sup>
Gebäudehöhe; -breite; -länge	5,6 m x 10 m x 8,8 m
Dachausrichtung	Nord/Süd
Dachneigung	37 °
<b>Gebäudebauteile</b>	
Wärmedurchgangskoeffizient Außenwand (U-Wert)	0,24 W/(m <sup>2</sup> *K)
Wärmedurchgangskoeffizient Fenster (U-Wert)	1,3 W/(m <sup>2</sup> *K); doppeltverglast
Wärmedurchgangskoeffizient Dach (U-Wert)	0,2 W/(m <sup>2</sup> *K)
Wärmedurchgangskoeffizient Kellerdecke (U-Wert)	0,3W/(m <sup>2</sup> *K)
Temperatur-Korrekturfaktoren: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Außenwand</li> <li>• Dach (Systemgrenze)</li> <li>• Fußboden auf Erdreich</li> </ul>	$F_{AW} = 1,0$ $F_D = 1,0$ $F_U = 1,0$
Temperatur-Korrekturfaktor für transparente Bauteile.	$F_C = 1,0$ $F_S = 0,9$ $F_W = 0,9$ $F_F = 0,7$ $= 1,0 \times 0,9 \times 0,9 \times 0,7 = 0,567$
Fenster, Gesamtenergiedurchlassgrad	$g_i = 0,55$
Lüftung; freie Lüftung mit Dichtigkeitsnachweis	$n = 0,6 \text{ h}^{-1}$

## 4.2 Grundlagen zur Ermittlung der Lastprofile nach VDI 4655

(VDI 4655, 2008)

Die Ermittlung der Bedarfslastgänge erfolgt mittels der VDI 4655 „Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen“. Diese Richtlinie wurde im Jahr 2008 eingeführt, da bis zu diesem Zeitpunkt keine Möglichkeit zur Bestimmung des Normnutzungsgrades bei KWK-Anlagen vorhanden war und die Wirtschaftlichkeit einer KWK-Anlage nur mittels des Vergleichs zu konventionellen Heizgeräten unter Anbetracht der DIN 4702-8 ermittelt werden konnte. Da diese Norm jedoch verschiedene Teillastpunkte für den Heizbetrieb definierte, welche für KWK-Anlagen nur unter Berücksichtigung des elektrischen Nutzungsgrades verwendet werden können und diese für den Betreiber essentielle Kennwerte für die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen sind, wurde die VDI 4655 auf den Weg gebracht.

Als Grundlage der VDI 4655 dienen Strom-, Wärme und Warmwasserverbräuche von fünf Einfamilienhäusern und drei Mehrfamilienhäusern, deren Bedarfskennwerte über einen Zeitraum von ein bis zwei Jahren gesammelt, normiert und zusammengefasst wurden. Des Weiteren sind der Norm die Datensätze des Deutschen Wetterdienstes unterlegt. Für die Ermittlung der Energiebedarfe wird Deutschland in 15 Klimazonen eingeteilt. Somit können die mittlere Temperatur sowie der Bedeckungsgrad der jeweiligen Region in der Berechnung berücksichtigt werden. Darauf folgend wird der nach der jeweiligen Energieform differenzierte Jahresenergiebedarf für zehn Typtypen je Typtag ermittelt. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Kategorisierung der zehn verschiedenen Typtage nach der VDI 4655.

**Tabelle 4.2-1: Typtagkategorien nach VDI 4655**

(VDI 4655, 2008 S. 7)

Jahreszeit	Werktag W		Sonntag S	
	Heiter H	Bewölkt B	Heiter H	Bewölkt B
Übergang Ü	ÜWH	ÜWB	ÜSH	ÜSB
Sommer S	SWX		SSX	
Winter W	WWH	WWB	WSH	WSB

Die minutengenauen normierten Bedarfskennwerte, welche mittels Langzeitmessung aus den Beispielgebäuden ermittelt wurden, ergeben als Produkt mit den Tagesenergiebedarfen der o.g. Typtage das Tagesprofil jedes einzelnen Typtages. Diese

Werte können der Tageszeit nach geordnet als Referenzlastprofil für die jeweilige Energieform dargestellt werden. Als Ergebnis kann der minutengenaue Verbrauch an elektrischer Energie, Heizwärme und Trinkwarmwassererwärmung für das referenzierte Gebäude ermittelt werden. Aufgrund der großen Datenmengen werden die berechneten Datensätze anschließend zu Stundenwerten zusammengefasst. Die Aneinanderreihung der Typtage ergibt das Jahreslastprofil.

Die nachfolgenden Kapitel berechnen die einzelnen Lastprofile der jeweiligen Energieform.

### 4.2.1 Heizlastprofil für das Referenzgebäude

Zur Ermittlung des Heizlastprofils muss zunächst der Jahresenergiebedarf für Heizwärme ermittelt werden. Dieser Jahresheizwärmebedarf  $Q_h$  wird auf Basis der DIN V 4108-6 mittels des Monatsbilanzverfahrens, der DIN EN 832 sowie in Anlehnung an das vereinfachte Berechnungsverfahren für Wohngebäude gem. den Rechengängen der EnEV und dem Anhang D der DIN V 4108-6 nachfolgend ermittelt:

#### **Formel 4.2-1: Jahresheizwärmebedarf**

$$Q_h = 66 (H_T + H_V) - 0,95 (Q_s + Q_i)$$

Hierbei bedeutet:

- :  $H_T$  spezifischer Transmissionswärmeverlust [W/K]
- $H_V$  spezifischer Lüftungswärmeverlust [W/K]
- $Q_s$  solare Wärmegewinne [kWh/a]
- $Q_i$  interne Wärmegewinne [kWh/a]

Der jährliche Heizwärmebedarf setzt sich aus den vier o.g. Kenngrößen zusammen, welche bilanziert die Summe aller Wärmesenken und Wärmegewinne des Wohngebäudes ergeben. Dabei setzen sich die Wärmesenken aus den Transmissionswärmeverlusten und den Lüftungswärmeverlusten zusammen. Die Transmissionswärmeverluste sind die Wärmeverluste, welche über die wärmeübertragende Umfassungsfläche nach außen an die Umwelt und das Erdreich abgegeben werden. Die Berechnung erfolgt mittels

#### **Formel 4.2-2: Transmissionswärmeverluste**

$$H_T = \Sigma (F_{xi} * U_i * A_i) + U_{WB}$$

## 4. PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes

---

Hierbei bedeutet:

- $F_{xi}$  Temperatur – Korrekturfaktor nach Tabelle 4.1-1  
 $U_i$  Wärmedurchgangskoeffizient je Bauteil [ $W/(m^2 * K)$ ]  
 $A_i$  wärmeübertragende Umfassungsfläche je Bauteil [ $m^2$ ]  
 $U_{WB}$  pauschaler Wärmebrückenzuschlag nach DIN 4108 Beiblatt 2  
 $= 0,05 W/(m^2 * K) * A$

Die für die Transmissionswärmeverluste maßgebenden Größen sind die wärmeübertragende Umfassungsfläche (A) und der Wärmeübergangskoeffizient (U-Wert) der wärmeübertragenden Außenbauteile. Für die Berechnung des Referenzgebäudes ergibt sich die wärmeübertragende Umfassungsfläche aus den Grundrissplänen und Schnitten des Referenzgebäudes. Mit einem Verhältnis der äußeren beheizten Gebäudehülle zum umschlossenen beheizten Gebäudevolumen ( $A/V_e$ ) von 0,75 kann das Referenzgebäude als baulich kompakt beschrieben werden. Das durchschnittliche  $A/V_e$ -Verhältnis liegt bei Wohngebäuden bei einem Wert von  $\sim 1$ . Je kleiner das  $A/V_e$ -Verhältnis wird, umso kompakter und effizienter ist das Gebäude gebaut. Die U-Werte der einzelnen Bauteile werden für die Berechnung der Transmissionswärmeverluste den Mindestanforderungen der EnEV 2014 angepasst. Diese sind im Anhang zu Kapitel 3 unter XI.II.II aufgeführt und einsehbar.

Der zweite Teil der Wärmesenken sind die auftretenden Wärmeverluste, welche durch die Gebäudehülle, Fenster oder mechanische Lüftung entstehen.

### **Formel 4.2-3: Lüftungswärmeverluste**

$$H_V = 0,163 * V_e$$

Hierbei bedeutet:

- :  $H_V$  spezifischer Lüftungswärmeverlust [ $W/K$ ]  
 $V_e$  beheiztes Gebäudevolumen [ $m^3$ ]  
0,163 Produkt aus Luftwechsel mit  $0,6 h^{-1}$ , Wärmekapazität der Luft mit  $0,34 Wh/m^3 * K$  und dem Umrechnungsfaktor 0,8 von Brutto – zu Nettovolumen [ $Wh/m^3 * K$ ]

Die maßgeblich beeinflussende Größe ist die Dichtheit der Gebäudehülle. Diese wird mittels eines Blower-Door-Testes nachgewiesen. Für das Referenzgebäude wird die

Dichtheitsprüfung der Gebäudehülle durchgeführt. Die auftretenden Lüftungswärmeverluste reduzieren sich gegenüber einem Gebäude ohne Dichtheitsprüfung um ca. 15 %. In der vereinfachten Berechnung wird eine mechanische Lüftungsanlage nicht berücksichtigt.

Die jährlichen Wärmegewinne entstehen durch solare und interne Wärmegewinne. Während die internen Wärmegewinne im Wesentlichen aus der Wärmeabgabe durch elektrische Geräte sowie durch Personen resultieren, werden die solaren Wärmegewinne durch die Strahlungswärme der Sonne auf das Gebäude, primär durch transparente Bauteile, dem Gebäude zugeführt. Die im Sommer auftretenden Wärmegewinne können in Mitteleuropa zeitweise die Wärmeverluste erheblich übersteigen. Dies erfordert teilweise ein Entgegenwirken mit einer Klimatisierung des Gebäudes. Die Berechnung der internen und solaren Gewinne erfolgt mittels:

**Formel 4.2-4: Interne Wärmegewinne**

$$Q_i = 22 * A_N$$

Hierbei bedeutet:

$Q_i$  interne Wärmegewinne [kWh/a]

$A_N$  Gebäudenutzvolumen ( $A_N = 0,32 * V_e$ ) [m<sup>2</sup>], nach Tabelle 4.1-1

**Formel 4.2-5: Solare Wärmegewinne**

$$Q_S = \sum (I_S)_{j,HP} * \sum 0,567 * g_i * A_i$$

Hierbei bedeutet:

$A_i$  Fensterfläche je Orientierung [m<sup>2</sup>]

$(I_S)_{j,HP}$  Sonneneinstrahlungssumme je Orientierung in  $\left[ \frac{kWh}{m^2 * a} \right]$ , dabei gilt:

$$I_{S,Süd-Südwest} = 270$$

$$I_{S,Nordwest-Nordost} = 100$$

$$I_{S,übrige Richtungen} = 155$$

$$I_{S,Dach < 30^\circ} = 225$$

$g_i$  Gesamtenergiedurchlassgrad der Scheiben nach Orientierung [m<sup>2</sup>],  
für doppelverglaste Fenster mit selektiver Beschichtung = 0,55

#### 4. PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes

---

Der ermittelte Jahresheizwärmebedarf für das Referenzgebäude beträgt 8.951 kWh/a. Die zugehörige Berechnung kann im Anhang unter Kapitel 3 XI.II.1 „Jahresheizwärmebedarfsberechnung nach der DIN 4108-6“ eingesehen werden. Des Weiteren sind die zugehörigen Bauteilflächen sowie alle weiteren Berechnungen als Excel-Berechnungen auf der beiliegenden CD-ROM gespeichert und können dort eingesehen sowie zur Berechnung anderer Gebäude eingesetzt werden.

Im Anschluss an die Ermittlung des Jahresheizwärmebedarfs wird der Tagesheizwärmeenergiebedarf anteilig zu jedem Typtag wie nachfolgend errechnet:

**Formel 4.2-6 Heizwärmebedarf je Typtag**

$$Q_{\text{Heiz,TT}} = Q_{\text{Heiz,a}} \cdot F_{\text{Heiz,TT}}$$

Hierbei bedeutet:

$Q_{\text{Heiz,TT}}$	Heizwärmebedarf je Typtag [kWh]
$Q_{\text{Heiz,a}}$	Heizwärmebedarf je Typtag [kWh/a]
$F_{\text{Heiz,TT}}$	Faktor zur Bestimmung des Heizwärmeenergiebedarfs je Typtag [–]

Anhand des in der VDI 4655 ermittelten normierten Energiebedarfs für Einfamilienhäuser kann für jeden Typtag, multipliziert mit dem minutiös genauen Tageswärmebedarf, das Wärmelastprofil des Referenzgebäudes ermittelt werden. Die Berechnung erfolgt gemäß:

**Formel 4.2-7: Heizwärmebedarf je Minute jedes Typtages**

$$Q_{\text{Heiz,TT}(t)} = F_{\text{Heiz,n,TT}(t)} \cdot Q_{\text{Heiz,TT}}$$

Hierbei bedeutet:

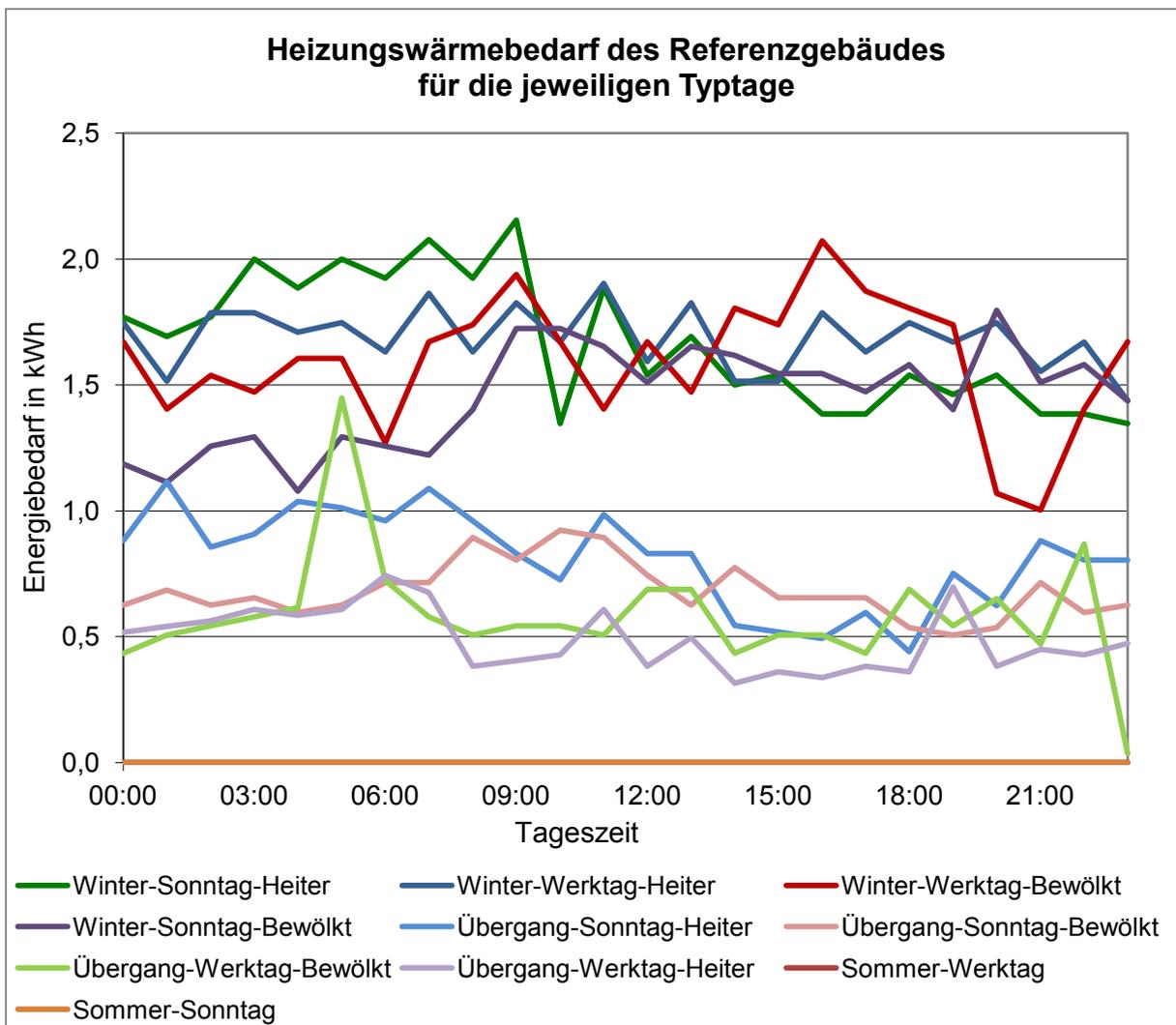
$(t)$	Laufzeitvariable für jede Minute eines Typtages [–]
$Q_{\text{Heiz,TT}(t)}$	Heizwärmebedarf nach (t) je Typtag [kWh]
$F_{\text{Heiz,n,TT}(t)}$	normierter Heizwärmebedarf nach (t) der Typtage für EFH [–]

Die minütlich errechneten Datenpunkte des Heizwärmebedarfs werden zur Visualisierung als Stundenwerte zusammengefasst. Nachfolgendes Diagramm zeigt die für jeden Typtag ermittelten Heizwärmebedarfskennlinien des Referenzgebäudes. Betrachtet man den Wärmebedarf eines einzelnen Typtages, so lässt sich sehr gut dessen Charakteristik erkennen. An den beiden Sommertyptagen „Sommer-Sonntag“

#### 4. PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes

und „Sommer-Werktag“ wird keine Heizungswärme benötigt. Die mittlere Tagesaußentemperatur mit knapp über 15 Grad Celsius erfordert für die 22 Sommertypage je Jahr (4 x SSX-tage + 18 x SWX-tage) keine Wärmezufuhr für das Referenzgebäude.

In der Übergangszeit, die in obigem Diagramm mittels den helleren Kennlinienfarben angegeben ist, variiert der Referenzwärmebedarf zwischen 0,5 und 1,4 kWh, bis hin zu den kräftigeren Kennlinien für die Wintertage mit dem rund dreifach benötigten Wärmeenergiebedarf.



**Abbildung 4.2-1: Heizwärmebedarf für das Referenzgebäude anhand der Typtage**

Betrachtet man die Charakteristik der beiden Wintersonntage heiter und bewölkt, so zeigt sich recht eindrücklich deren unterschiedlicher Verlauf. Weil eine heitere Winternacht zumeist sehr kalt ist, ist bereits in den Nachtstunden ein hoher Wärmeenergiebedarf vorhanden. Mit den eintreffenden Sonnenstrahlen für eine tiefstehende Sonne während der Wintermontage wird beginnend ab 9:00 Uhr der Wärmebedarf

bis ca. 17.00 Uhr für das Referenzgebäude um rund ein Viertel reduziert. Für den „Winter-Sonntag-Bewölkt“ zeigt sich der umgekehrte Kennlinienverlauf. Weil die bewölkte Nacht nicht die tiefen Temperaturen einer heiteren Nacht erreicht, wird hier ein deutlich geringerer Wärmebedarf benötigt, der mit dem Tagesbeginn und einer behaglichen Raumtemperatur bis ca. 9.00 Uhr ansteigt und anschließend über den Tag konstant bleibt.

### 4.2.2 Stromlastprofil für das Referenzgebäude

Für die Berechnung des Stromlastprofiles wird im referenzierten Einfamilienhaus der jährliche Strombedarf über die Personenanzahl ermittelt.

**Tabelle 4.2-2: Jährlicher Strombedarf für ein EFH pro Person je Jahr**

(Eigene Darstellung vgl. (VDI 4655, 2008 S. 15))

Jährlicher Strombedarf für ein	Strombedarf je Jahr
Einfamilienhaus bei weniger als 3 Personen	2.000 kWh/ Person
Einfamilienhaus bei 3 – 6 Personen	1.750 kWh/ Person
Einfamilienhaus bei mehr als 6 Personen	1.500 kWh/ Person

Der jährliche Strombedarf für das Referenzgebäude mit drei Personen errechnet sich wie folgend:

**Formel 4.2-8: Jährliche elektrische Arbeit des Referenzgebäudes**

*Jährliche el. Arbeit  $[W_a]$  = Personenanzahl  $n$  \* Strombedarf pro Person je Jahr*

$$W_a = 3 \text{ Personen} * 1.750 \frac{\text{kWh}}{\text{Person} * \text{Jahr}}$$

$$W_a = 5.250 \text{ kWh/a}$$

Der errechnete Bedarf ist der jährliche Haushaltsstrombedarf. Erfolgt die Warmwasserbereitung oder Beheizung eines Gebäudes elektrisch, so ist dieser Bedarf dem Lastprofil für die Beheizung und Warmwasserbereitung zu entnehmen.

Bei Bestandsgebäuden kann der Strombedarf den Verbrauchskennwerten der Vorjahre entnommen werden. Dieser kann manuell im Eingabefeld der Lastberechnungs-Exceldatei eingegeben und berücksichtigt werden. Für das Referenzgebäude erfolgt die Berechnung gemäß des Pauschalansatzes nach der DIN 4655.

Auf Basis des jährlichen Strombedarfes wird für jeden Typtag der Tagesenergiebedarf gemäß nachfolgender Berechnung bestimmt:

**Formel 4.2-9: Strombedarf je Typtag**

$$W_{TT} = W_a \left( \frac{1}{365} + N_{Pers} \cdot F_{el,TT} \right)$$

Hierbei bedeutet:

$W_{TT}$	<i>Strombedarf je Typtag [kWh]</i>
$W_a$	<i>jährlicher Strombedarf für das Referenzgebäude [kWh/a]</i>
$N_{Pers}$	<i>Personenanzahl im Referenzwohngebäude [-]</i>
$F_{Heiz,TT}$	<i>Faktor zur Bestimmung des Stromenergiebedarfes je Typtag [-]</i>

Anhand des in der VDI 4655 ermittelten normierten Energiebedarfs für EFH kann für jeden Typtag, multipliziert mit dem Tagesbedarf, der minutiös genaue Tageslastgang für den Haushaltsstrombedarf von Einfamilienhäusern ermittelt werden. Die Berechnung erfolgt für den Strombedarf mittels nachfolgender Formel.

**Formel 4.2-10: Strombedarf je Minute jedes Typtages**

$$W_{TT(t)} = F_{el,n,TT(t)} \cdot W_{TT}$$

Hierbei bedeutet:

$(t)$	<i>Laufzeitvariable für jede Minute eines Typtages [-]</i>
$W_{TT,(t)}$	<i>Strombedarf nach (t) je Typtag [kWh]</i>
$F_{el,n,TT(t)}$	<i>normierter Strombedarf nach (t) der Typtage für EFH [-]</i>

Der errechnete Strombedarf für die einzelnen Typtage unterscheidet sich maximal um +/- 20 % zum Mittelwert des durchschnittlichen Strombedarfstypages. Entsprechend verlaufen die Strombedarfsprofile in ähnlichen Bereichen. Um diese in nachfolgender Grafik übersichtlich darzustellen, wurden drei Stromlastprofile ausgewählt. Diese beinhalten mit dem Typtag „Winter-Sonntag-Bewölkt“ den Typtag mit dem größten Strombedarf. Der Typtag „Winter-Werktag-Heiter“ stellt einen durchschnittlichen Strombedarf für einen Typtag dar, während der „Sommerwerktag“ mit einer Tagessumme von 11,78 kWh je Typtag den geringsten Strombedarf aller Typtage aufzeigt.

Die drei Strombedarfskennlinien stellen trotz ihrer gering vom Durchschnitt abweichenden täglichen Strombedarfssumme jeweils ihre eigene Typtag-Charakteristik dar. Die Grundlast des Gebäudes, welche in den Nachtstunden von 0.00 Uhr bis 4.00 Uhr sehr gut zu erkennen ist, beträgt für das Referenzgebäude ca. 300 Watt je

#### 4. PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes

Stunde. Diese wird im Haushalt zumeist von Kühlschrank, Gefrierschrank, Telefon, Heizungs- und Zirkulationspumpe sowie von Standby-Geräten benötigt.

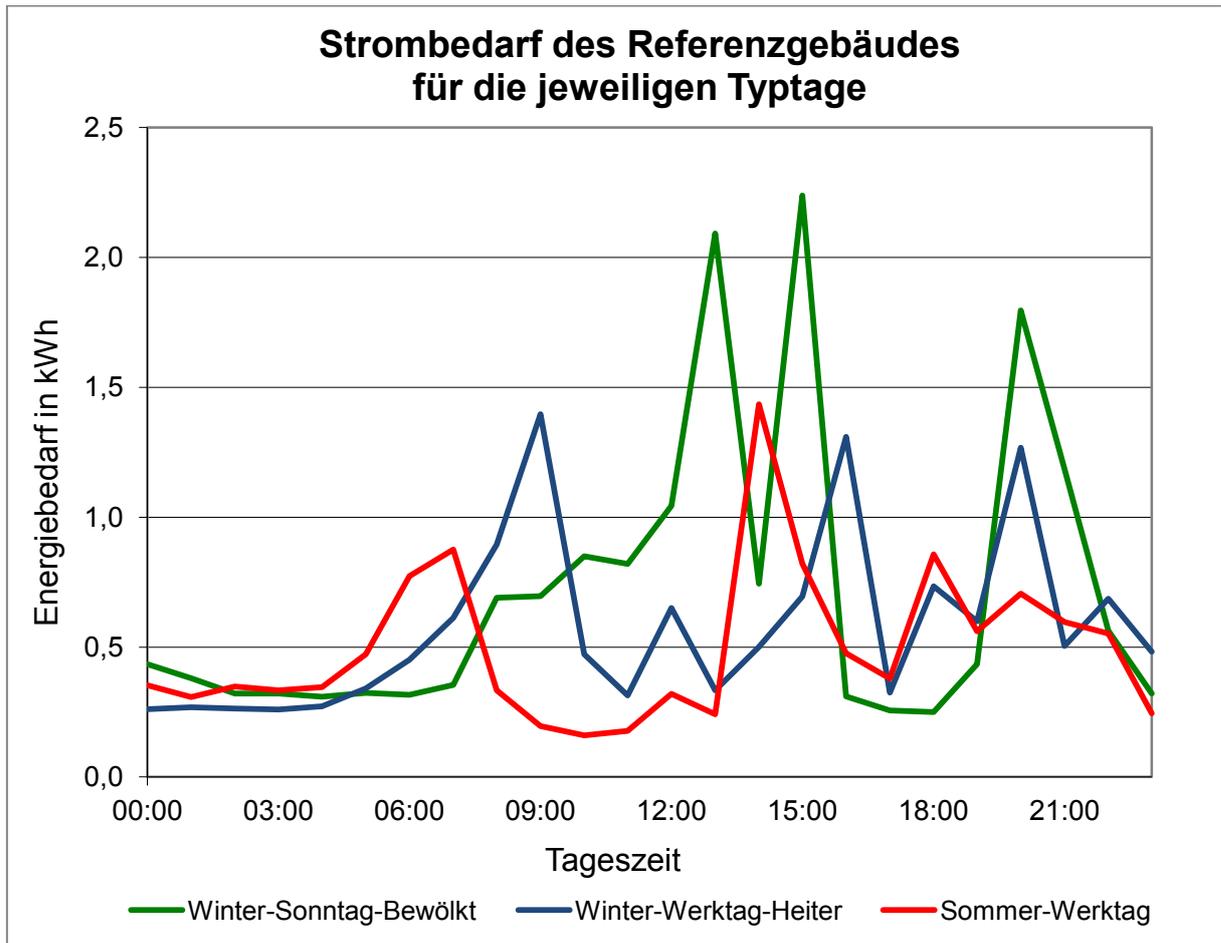


Abbildung 4.2-2: Stromlastprofil des Referenzgebäudes

### 4.2.3 Trinkwarmwasserlastprofil für das Referenzgebäude

Die Trinkwassererwärmung wird nach der DIN 4655 in Anlehnung an die EnEV ermittelt. Anhand der in der EnEV zugrunde gelegten Messdaten ergibt sich ein jährlicher Energiebedarf für die Trinkwasserbereitung von 500 kWh pro Person je Jahr und ist mit der Benutzeranzahl zu multiplizieren:

**Formel 4.2-11: Jährlicher Trinkwarmwasserbedarf des Referenzgebäudes**

*Jährlicher Trinkwarmwasserbedarf* [ $Q_{TWW,a}$ ]

= *Personenanzahl*  $n$  \* *Trinkwassererwärmung pro Person je Jahr*

$$Q_{TWW,a} = 3 \text{ Personen} * 500 \frac{\text{kWh}}{\text{Person} * \text{Jahr}}$$

$$Q_{TWW,a} = 1.500 \text{ kWh/a}$$

Der Tagestrinkwarmwasserbedarf jedes Typtages wird als Anteil des Jahrestrinkwarmwasserbedarfs bestimmt gemäß:

**Formel 4.2-12: Trinkwarmwasserbedarf je Typtag**

$$Q_{TWW,TT} = Q_{TWW,a} \left( \frac{1}{365} + N_{Pers} \cdot F_{TWW,TT} \right)$$

Hierbei bedeutet:

$Q_{TWW,TT}$  *Trinkwarmwasserbedarf je Typtag* [kWh]

$Q_{TWW,a}$  *jährlicher Trinkwarmwasserbedarf für das Referenzgebäude* [kWh/a]

$N_{Pers}$  *Personenanzahl im Referenzwohngebäude* [–]

$F_{TWW,TT}$  *Faktor zur Bestimmung des Trinkwarmwasserenergiebedarfes je Typtag* [–]

Anhand des in der VDI 4655 ermittelten normierten Energiebedarfs für EFH kann für jeden Typtag, multipliziert mit dem Tagestrinkwarmwasserbedarf, der minutiös genaue Tageslastgang für die Trinkwarmwasserbereitung in Einfamilienhäusern ermittelt werden. Die Berechnung erfolgt gemäß:

**Formel 4.2-13 Trinkwarmwasserbedarf je Minute jedes Typtages**

$$Q_{TWW,TT(t)} = F_{TWW,n,TT(t)} \cdot Q_{TWW,TT}$$

Hierbei bedeutet:

( $t$ ) *Laufzeitvariable für jede Minute eines Typtages* [–]

$Q_{TWW,TT,(t)}$  *Trinkwarmwasserbedarf nach ( $t$ ) je Typtag* [kWh]

#### 4. PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes

---

$F_{TWW,n,TT(t)}$  normierter Trinkwarmwasser –  
bedarf nach (t) der Typtage für EFH [–]

Der ermittelte Trinkwarmwasserenergiebedarf für das Referenzgebäude fluktuiert im Vergleich zum durchschnittlichen Strombedarfswert stärker und zu seinem Mittelwert um +/- 40 %. Während an den Werktagen ein unterdurchschnittlicher Warmwasserbedarf auftritt, ist dieser an den 52 Sonntagen im Jahr überdurchschnittlich. Das nachfolgende Diagramm zeigt den Trinkwarmwasserenergiebedarf des Referenzgebäudes anhand drei ausgewählter Typtage. Diese wurden für einen mittleren, durchschnittlichen und überdurchschnittlichen Trinkwarmwasserbedarf ausgewählt. Der Typtag „Winter-Sonntag-Heiter“ weist zwischen 10:00 und 11:00 Uhr einen Maximalwert von 5,32 kWh auf. Dieser Wert übersteigt das Maximum des durchschnittlichen Typtags „Übergang-Sonntag-Heiter“ um das Vierfache. Weil dieser Wert sich deutlich von allen anderen Warmwasserwerten unterscheidet, wurde der Warmwasserbedarf nochmals geprüft. Die Überprüfung dieses Wertes ergab einen Trinkwarmwasserbedarf zwischen 10:03 Uhr und 10:11 Uhr von 3,9 kWh sowie von 10:53 Uhr bis 10:59 Uhr mit 1,2 kWh. Die restliche Differenz wurde über die Stunde verteilt als Nacherwärmung genutzt. Bei einer Trinkwarmwassertemperatur von 60 °C ergibt sich für die erste Trinkwarmwasserbereitung eine Zapfleistung von:

**Formel 4.2-14: Wärmemenge Trinkwarmwasser**

$$Q = m * c * \delta\theta$$

hier gilt:

$Q$  Wärmemenge in kWh

$m$  Masse in kg

$c$  spezifische Wärmekapazität für Wasser = 1,163 Wh/kg \* K

$\delta\theta$  Temperaturdifferenz zwischen KW – Eintritt und TWW – Zapfung

$$m = \frac{Q}{c * \delta\theta} = \frac{3.900Wh}{1,163 \frac{Wh}{kg * K} * (60^{\circ}C - 10^{\circ}C)} = 67 \text{ kg} \rightarrow 67 \text{ l Heißwasser}$$

Das Maximum ist somit nachzuvollziehen und lässt sich auf eine Trinkwarmwassernutzung im Bad zurückführen. Die Charakteristik für den Typtag „Winter-Sonntag-

#### 4. PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes

Heiter“ mit gerade einmal zwei Referenztagen je Jahr zeigt sich somit sehr ausgeprägt.

Vergleicht man die drei Trinkwarmwassernutzungsprofile miteinander, so zeigen diese zwar zeitlich versetzte, aber dennoch einheitliche Trinkwarmwasserbedarfe. Der wesentliche Trinkwarmwasserbedarf entsteht morgens zwischen 7:00 und 10:00 Uhr sowie in den Abendstunden zwischen 17:00 und 21:00 Uhr.

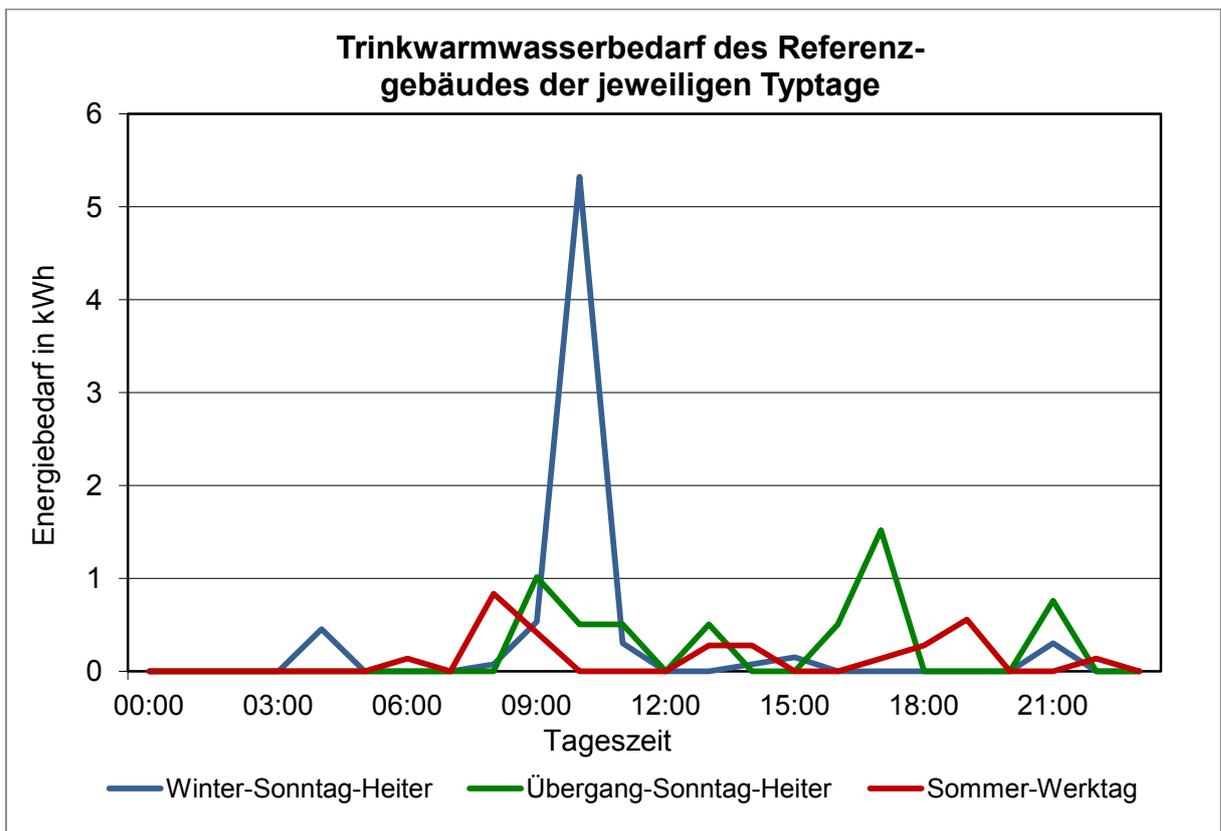
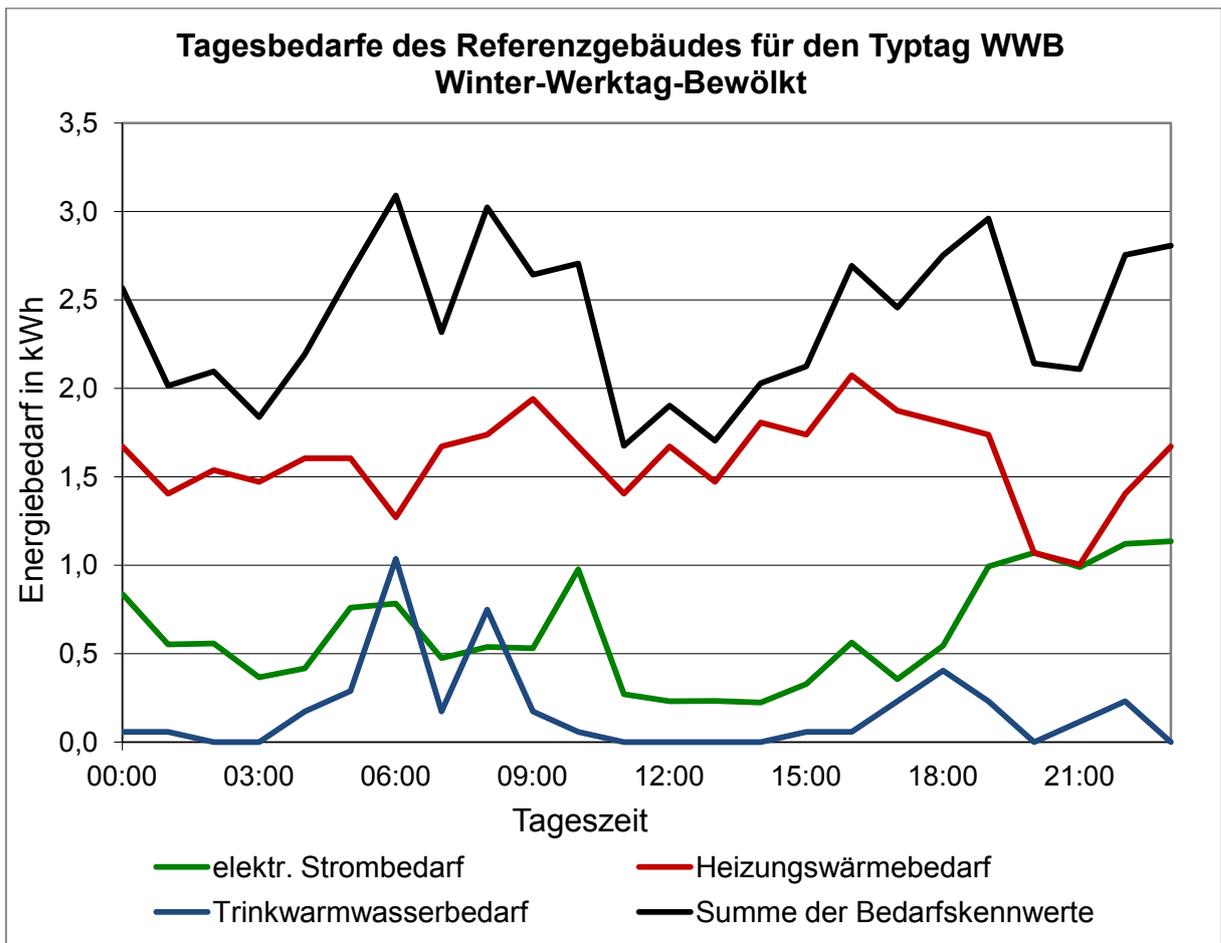


Abbildung 4.2-3: Trinkwarmwasserbedarfsprofil des Referenzgebäudes

#### 4.2.4 Lastprofile des Referenzgebäudes

In diesem Kapitel werden die für das Referenzgebäude ermittelten Lastprofile je Typtag zusammengeführt. Die ermittelten Tagesbedarfe dienen als Grundlage für die weiteren Berechnungen des Referenzgebäudes. Das nachfolgende Diagramm zeigt ein Tageslastprofil mit allen eingetragenen Gebäudeenergiebedarfen für den Typtag „Winter-Werktag-Bewölkt“.



**Abbildung 4.2-4 Lastprofile des Referenzgebäudes**

Der Heizungswärmebedarf zeigt sich über den bewölkten Werktag im Winter mit einer Fluktuation zwischen 1 und 2 kWh stabil. Der Warmwasserbedarf ist für diesen Typtag morgens von 5:00 - 7:00 Uhr vorhanden. Über den Tag verteilt von 10:00–16:00 Uhr wird lediglich Energie zur Deckung der Grundlast benötigt. Gegen 16:00 Uhr kommen die berufstätigen Referenzpersonen nach Hause. Der Strombedarf steigt ab diesem Zeitpunkt über die Grundlast hinaus an. Ab ca. 17:00 Uhr wird im Referenzgebäude Warmwasser benötigt. Nach 18.00 Uhr steigt der Strombedarf erheblich an, bis er am Abend sein Maximum mit knapp über einer kWh erreicht.

#### 4. PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes

---

Die summierten Bedarfe sind mit der schwarzen Kennlinie dargestellt. Anhand des Energiebedarfes kann der Tagesverlauf wie soeben beschrieben bedingt rekonstruiert werden. Der Heizungswärmebedarf ist über den Tage recht konstant und bedarf mit ca. 75 % am Tagesgesamtenergiebedarf. Die Kennlinie des Heizwärmebedarfs verläuft wesentlich glatter, da dieser über den Tag gesehen auch weniger nutzerspezifische Änderungen erhält, denn selbst bei Abwesenheit wird eine gewisse Grundwärmeversorgung bereitgehalten. Demgegenüber sind der Trinkwarmwasserbedarf und der Strombedarf nutzerabhängiger. Besonders die An- und Abwesenheit des Nutzers sowie dessen Nutzerverhalten spiegeln sich in diesen Lastprofilen wider.

Die weiteren Energiebedarfsprofile jedes Typtages können für das Referenzgebäude im Anhang zu Kapitel 3 unter XI.II.III „Gebäudeenergiebedarf nach Typtagen“ eingesehen werden.

### 4.3 Erzeugungsprofil PV-Anlage

#### 4.3.1 Globalstrahlungsanteil

Die in Kapitel 3.3 „Prognostizierter Photovoltaikanlagenenertrag“ ermittelten Kennwerte werden zur Ermittlung der Erzeugungslastprofile von PV-Anlagen herangezogen. Das PV-Erzeugungslastprofil wird auf Basis der Globalstrahlungsdaten des Deutschen Wetterdienstes ermittelt. Hierfür werden die stündlichen Messwerte der Wetterstation Nr. 01443 des Deutschen Wetterdienstes herangezogen. Diese Wetterstation ist in Freiburg in Baden-Württemberg installiert (geologische Lage, geoBreite: 480.223; geoLänge: 78.344). Der Anlagenstandort liegt 236 m über dem Meeresspiegel. (DWD, 2015)

Die Globalstrahlungswerte für das Jahr 2014 des Deutschen Wetterdienstes wurden für diesen Einsatz und die weitere Verwendung entsprechend aufbereitet. Hierzu mussten die Daten konvertiert und mittels des SI-Systemes für Energie auf die in dieser Arbeit verwendete physikalische Größe Wh vergleichbar gerechnet werden. Die jährliche Globalstrahlung für diesen Standort konnte mit 1.214 kWh/m<sup>2</sup> ermittelt werden. Dieser Energieertrag stellt für Deutschland einen überdurchschnittlichen Strahlungsanteil dar und wurde mittels der in Kapitel 3 eingesetzten Abbildung 3.3-1: „Jährliche Strahlungsausbeute der BRD in kWh/m<sup>2</sup>“ geprüft. Der ermittelte jährliche Globalstrahlungsenergieertrag liegt für das Jahr 2014 um ca. 5 % über der durchschnittlichen Strahlungsausbeute der BRD. Die ermittelten Daten sind für den Standort Freiburg plausibel und können für die weiteren Berechnungen uneingeschränkt verwendet werden.

Nach den Typkategorien der DIN 4655 wurde anschließend jedem Jahrestag der passende Typtag zugeordnet. Hierfür erfolgte zuerst eine Trennung der Jahrestage nach Sonn- und Werktagen. Anschließend wurden diese nach deren Jahreszeit in Sommer-, Winter- und Übergangstage sortiert und über die Betrachtung der täglichen Globalstrahlungsanteile einem bewölkten oder heiteren Typtag zugeordnet. Anhand des stündlichen Mittelwertes der den Typtagen zugeordneten Jahrestage ergibt sich der durchschnittliche Globalstrahlungsanteil je Typtag. Dieser ist im nachfolgenden Diagramm dargestellt.

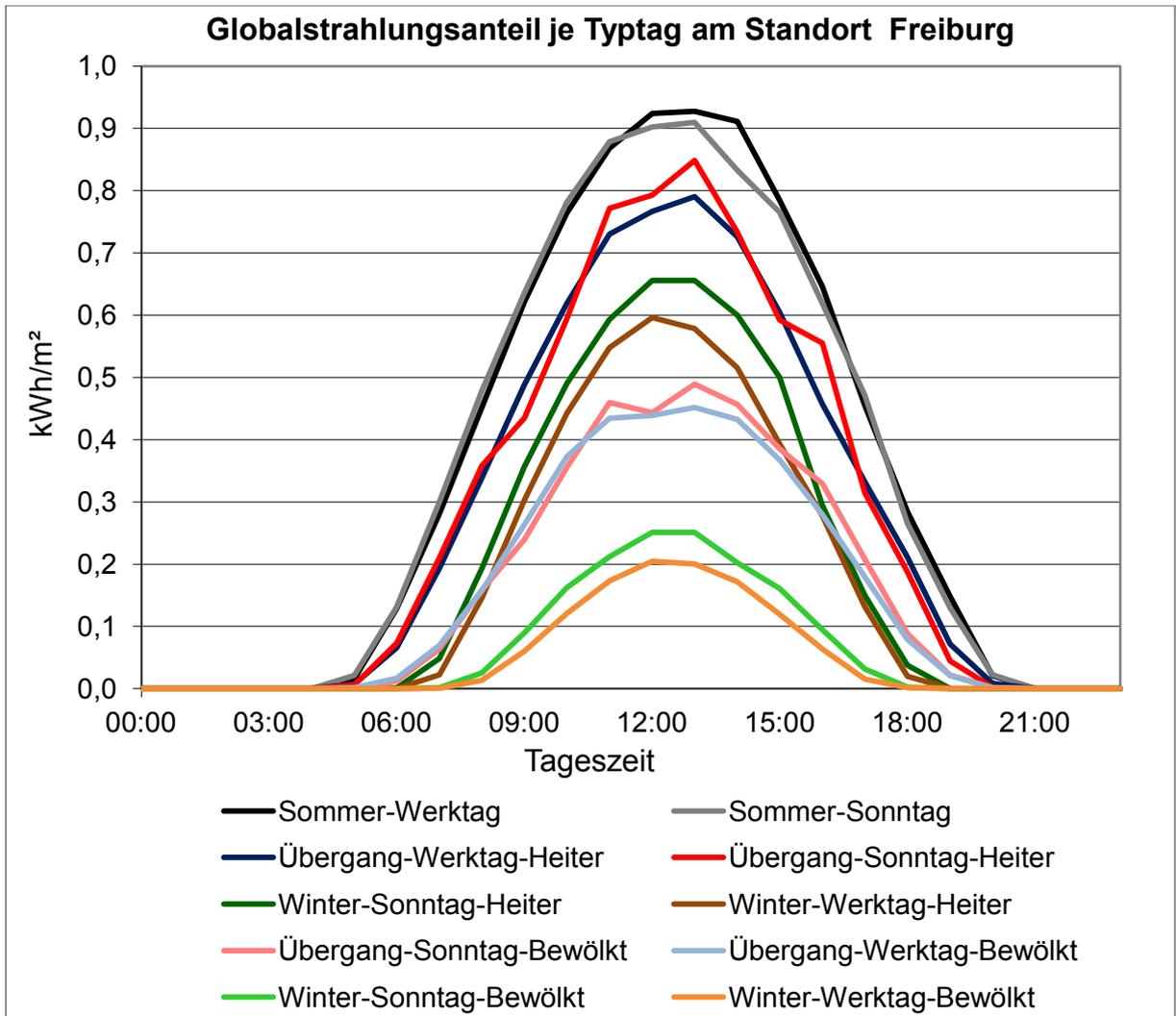


Abbildung 4.3-1: Globalstrahlungsanteil je Typtag

Während an einem heiteren Wintertag noch rund 70 % der täglichen Globalstrahlung eines heiteren Übergangstages am Standort in Freiburg erreicht werden, unterscheidet sich der Globalstrahlungsanteil zwischen bewölkten Wintertagen und den Sommertagen um den ca. fünfeinhalbfachen Faktor bereits erheblich. Trotz des tieferen Sonnenstands im Winter und kürzerer Strahlungsdauer ist an heiteren Wintertagen im Vergleich zu bewölkten Übergangstagen mit einem Mehrertrag von rund 10 % zu rechnen.

Mit dem ermittelten Globalstrahlungsanteil wird nachfolgend in Anlehnung an das Kapitel 3 das Erzeugungsprofil der PV-Anlage ermittelt.

### 4.3.2 Erzeugungprofil PV-Anlage

Mittels den Annahmen aus Kapitel 3 zur Ermittlung des Stromertrages einer photovoltaischen Anlage, der Formel 3.3-2 und den Strahlungsdaten des Jahres 2014 kann für jeden der zehn Typtage der Stromertrag prognostiziert werden. Die Aufsummierung aus dem Produkt der PV-Stromerträge und der jeweiligen Typtaganzahl ergibt den jährlichen Stromertrag der PV-Anlage. Die entscheidenden beeinflussbaren Faktoren für den PV-Ertrag sind die Fläche sowie der Gesamtwirkungsgrad der PV-Anlage. Mit der Änderung dieser Faktoren um den Anteil  $x$  ändert sich der PV-Ertrag um das  $x$ -fache der Globalstrahlung, sodass eine spätere Skalierung des PV-Ertrages auf Basis der Globalstrahlung erfolgen kann. Eine Verdoppelung der Anlagengröße ergibt den doppelten Ertrag, eine Erhöhung des Wirkungsgrades der PV-Module von 15 % auf 17 % ergibt einen Mehrertrag von rund 13 %.

Für die in Kapitel 3.3 prognostizierte PV-Anlage ergibt sich somit ein Skalierungsfaktor der Globalstrahlung von:

$$\begin{aligned} \frac{\text{jährliche PV – Stromerzeugungprognose}}{\text{jährliche Strahlungsausbeute}} &= \text{Skalierungsfaktor} \\ &= \text{PV – Anlagenfläche} * \text{PV – Modul Wirkungsgrad} \\ &\quad * \text{Wechselrichter Wirkungsgrad} * \text{Verluste} \\ &= 30,85 * 0,15 * 0,95 * 0,90 = 3,95 \end{aligned}$$

Bei dieser PV-Anlage ist folglich mit dem ca. vierfachen Jahresenergieertrag der Globalstrahlung zu rechnen. Das detaillierte Erzeugungprofil (Abbildung 4.3-1: Globalstrahlungsanteil je Typtag) wird aus den skalierten Typtagen gebildet. Die nachfolgende Tabelle zeigt die zu erwartenden Energieerträge der PV-Anlage je Typtag.

**Tabelle 4.3-1: Jahresenergiebedarf einer 4-kWp-PV-Anlage**

<b>Jahresenergieertrag einer 4-kWp-PV-Anlage</b>										
<b>Typtage</b>	WWB	WWH	ÜWB	ÜWH	SWX	ÜSB	SSX	WSB	WSH	ÜSH
Anzahl der Typtage	122	17	100	45	18	21	4	28	2	8
Summe je Typtag [kWh]	4,5	15,7	14,1	25,4	32,6	14,7	32,2	5,9	18,1	25,8
Summe aller Typtage einer Kategorie [kWh]	552,8	267,2	1411,5	1141,0	586,2	308,5	128,9	164,6	36,2	206,3
<b>jährlicher PV-Ertrag [kWh]</b>	<b>4.803,1</b>									

Der größte Tagesenergieertrag mit 32,6 kWh je Tag wird wie erwartet an den Sommertagen erzeugt. Da allerdings jährlich nur 22 Sommertage zu erwarten sind, decken diese lediglich 15 % des Jahresenergieertrages einer PV-Anlage. Der Löwenanteil des erzeugten PV-Stromes wird mit 64 % des Jahresertrages an den 174 Übergangstagen erzeugt, während die Wintertage mit einer Energieerzeugung aus der PV-Anlage mit 21 % zu Buche stehen. Somit wird im Vergleich zu den 22 Sommertagen in den 169 Wintertagen gerade einmal ein Mehrenergieertrag von 287,6 kWh (6 % des Jahresenergieertrages) im Jahr erzeugt. Die detaillierten Stundenerträge der PV-Anlage können im Anhang unter der Tabelle XI.II-1 Jahresenergieertrag einer 4-kWp-PV-Anlage“ eingesehen werden.

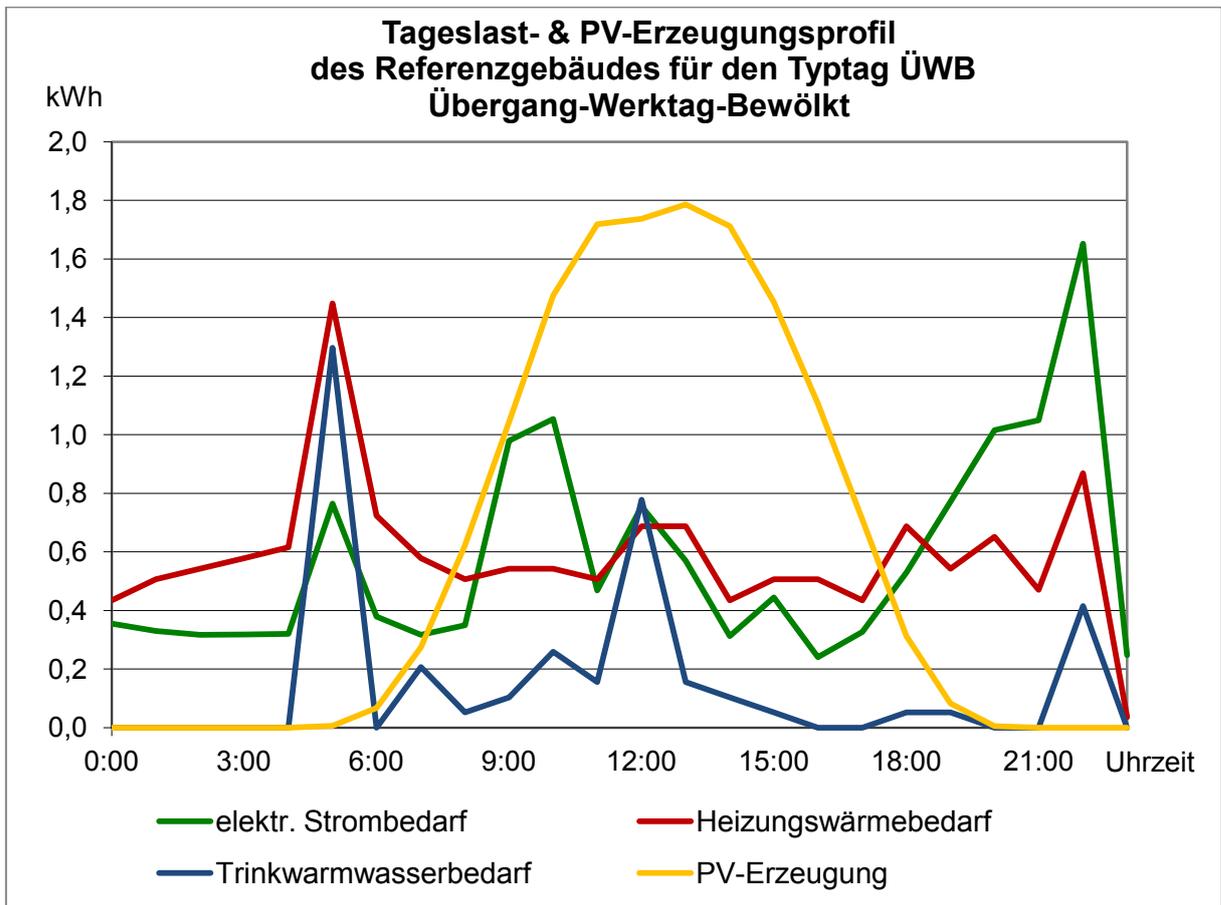
Damit möglichst viel des erzeugten PV-Energieertrages ökonomisch und effizient eingesetzt werden kann, ist der Einsatz des erzeugten PV-Energieertrages gerade in den Übergangszeiten von hohem Interesse. Im nächsten Kapitel werden die Last- und Erzeugungsprofile des Referenzgebäudes zusammengeführt und anhand eines Übergangstages betrachtet.

### **4.4 Last- und PV-Erzeugungsprofil des Referenzgebäudes**

In der Abbildung 4.4-1 werden die zuvor errechneten Lastprofile für den Strombedarf, die Trinkwarmwasserbereitung und den Heizungswärmebedarf mit dem Erzeugungsprofil einer 4-kWp-PV-Anlage für einen bewölkten Übergangs-Werktag zusammengeführt und dargestellt. Dieser Typtag (Jahresanteil: 100/365) wurde zur nachfolgenden Veranschaulichung des Erzeugungs- und Lastprofils gewählt, da er ca. 30 % des jährlichen PV-Ertrages erzeugt und die Lastprofile in der Summe rund 20 % der Jahresenergie bedürfen. Infolgedessen spiegelt dieser Typtag ein hohes Maß des Jahresertrages und der Jahresbedarfe wider. Der Tagesenergieertrag der PV-Anlage liegt mit 14,1 kWh leicht unter dem jährlichen Durchschnitt und könnte den Tagesstrombedarf über den Tag gesehen mit 13,87 kWh decken. Dies würde mit 92 % einem sehr hohen Deckungsanteil des Strombedarfes durch die PV-Anlage bedeuten. Da der erzeugte Strom ohne eine Zwischenspeicherung jedoch nur unmittelbar zum Erzeugungszeitpunkt eingesetzt werden kann, ist die Deckung des Haushaltsstrombedarfes mit Energie aus der PV-Anlage lediglich zu den überschneidenden Zeitpunkten zwischen PV-Erzeugung und Strombedarf möglich. Für diesen Typtag kann der erzeugte PV-Strom zwischen 5:00 Uhr und 21:00 Uhr zur Deckung des Strombe-

#### 4. PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes

darfes im Haushalt eingesetzt werden. Sofern die Erzeugungskennlinie der PV-Anlage den Strombedarf unterschreitet, kann dieser zu 100 % im Haushalt eingesetzt werden. Bei Überschreitung kann der Eigenstrombedarf komplett von der PV-Anlage gedeckt werden. Der überschüssig erzeugte Strom kann jedoch in einer Vielzahl aller Haushalte nicht weiterverwendet werden und wird zur jeweiligen garantierten Einspeisevergütung in das Stromnetz eingespeist.



**Abbildung 4.4-1: Tageslast- & PV-Erzeugungsprofil des Referenzgebäudes für den Typtag Übergang-Werktag-Bewölkt (ÜWB)**

Für die weitere Vorgehensweise werden die beiden Lastprofile für den Heizungs- und Trinkwarmwasserbedarf des Referenzgebäudes mit betrachtet. Diese beiden Energiebedarfe werden wie in Kapitel 2.2.2.1 „Bestandsanalyse von Wohngebäuden“ analysiert, zum größten Teil von fossilen Energieträgern mittels Zentralheizungen gedeckt. Bei 4 % der Heizungsanlage und 20 % der Anlagen zur Trinkwarmwasserbereitung wird Strom als Endenergie zu deren Bereitung eingesetzt. Bei diesen Anlagen könnte die erzeugte PV-Energie direkt im Gebäude eingesetzt werden und so den Wärmebedarf oder den Trinkwarmwasserbedarf des Gebäudes de-

cken. Die direkte Nutzung des PV-Stromes im Haushalt ist für den Anlagenbetreiber von Interesse, sobald deren Einspeisevergütung geringer ist als der Haushaltsstrompreis.

In allen weiteren bestehenden Heizungs- und Trinkwarmwasserbereitungsanlagen kann der überschüssige Strom nicht weiter als Endenergie eingesetzt werden. In diesen Fällen wird er in das Stromnetz eingespeist.

Mittels zusätzlicher Anlagentechnik könnte, wie im Kapitel 3.5.1 „Integration von PV-Anlagen in Energieversorgungsanlagen von Wohngebäuden“ beschrieben, der überschüssige Strom in Energieversorgungsanlagen integriert werden. Im folgenden Kapitel werden die Einsatzpotenziale des PV-Stromes bezogen auf das Referenzgebäude ermittelt.

Die weiteren Diagramme für die PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes können im Anhang unter dem Kapitel XI.II.V für jeden der zehn Typtage eingesehen werden.

### **4.5 Eigenverbrauchspotenziale**

Im nachfolgenden Kapitel wird das zuvor berechnete und zusammengestellte PV-Anlagen-Erzeugerprofil den Lastprofilen des Referenzgebäudes gegenübergestellt und die solare Deckung für das Referenzgebäude analysiert. Die theoretische maximale solare Deckung wird dabei mit folgende Annahmen ermittelt:

- PV-Anlagenerzeugerprofil gem. Kapitel 4.3.2 Erzeugungsprofil PV-Anlage für eine 4-kWp-Anlage
- Der zeitgleiche Strombedarf zum erzeugten PV-Strom kann zu 100 % genutzt werden. Zeitliche Verschiebungen sind nicht möglich. Der Stromüberschuss wird eingespeist oder von Energieversorgungsanlagen im Gebäude genutzt.
- Die Einbindung des überschüssigen elektrischen PV-Stromes in die Anlagentechnik erfolgt mittels Elektroheizstab unter der Annahme, dass 1kWh PV-Strom als 1-kWh Wärme eingesetzt werden kann.

Die Berechnung der solaren Deckung erfolgt auf den minütlich ermittelten Stundenwerten der PV-Erzeugung und der Lastgänge je Typtag. Für die Ermittlung des Eigenverbrauchspotenzials des Referenzgebäudes wurde festgelegt, dass der in PV-

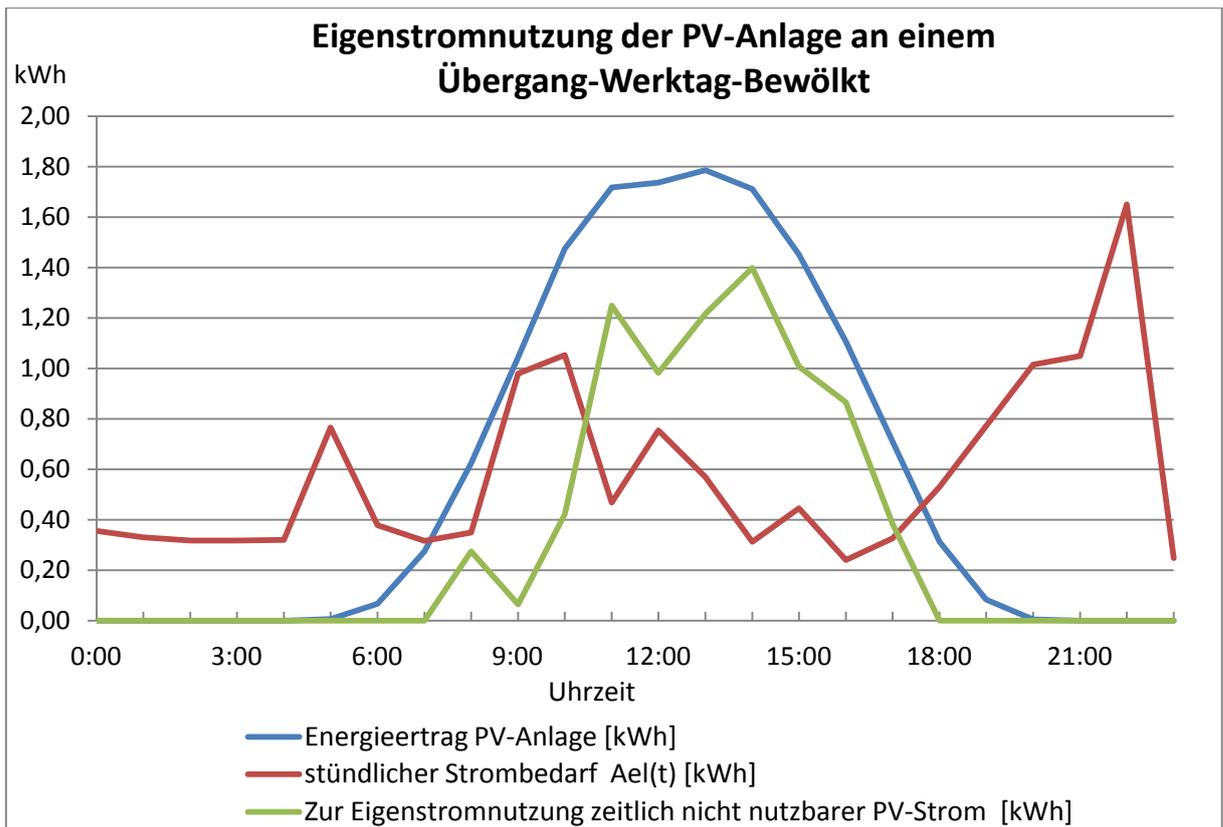
Anlagen erzeugte Strom zur Eigenenergienutzung in der nachfolgenden Reihenfolge eingesetzt wird:

1. Zur Deckung des Strombedarfs
2. Zur Deckung der Trinkwarmwasserbereitung
3. Zur Deckung des Heizungswärmebedarfs
4. Zur Einspeisung in das Stromnetz

Sollte die Einspeisevergütung in der Übergangszeit bis zum Erreichen der 52-GW-Grenze höher als die Endenergiekosten zur Deckung des jeweiligen Bedarfes bzw. höher als die Strombezugskosten sein, so ist der Strom aus wirtschaftlicher Sichtweise des Anlagenbetreibers bereits vorher einzuspeisen.

### **4.5.1 Eigenstromnutzung zur Deckung des Strombedarfs**

Wie im Kapitel 4.4 erörtert, muss der erzeugte PV-Strom beim betrachteten Referenzgebäude direkt zum Zeitpunkt der Stromerzeugung genutzt werden. Eine gesamtheitliche Bilanzierung über den Tag führt ohne einen entsprechend großen Stromspeicher zu verfälschten Werten. Jedoch wird irrtümlicherweise immer wieder eine ausgeglichene Jahresbilanz als Verkaufspotenziale dem Kunden präsentiert und somit suggeriert, dass der PV-Strom zu 100 % direkt den Strombedarf decken könnte. In diesem und den nachfolgenden Kapiteln wird der theoretisch mögliche Anteil der PV-Stromerzeugung anhand des Referenzgebäudes zum Zeitpunkt der Erzeugung analysiert, in den jeweiligen Einsatzzeiten simuliert und der tatsächliche Energieeinsatz ermittelt. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Eigenstromnutzungspotenzial der PV-Anlage anhand des in Kapitel 4.4 ausgewählten Übergangs-Werktag-Bewölkt.



**Abbildung 4.5-1: Eigenstromnutzungsanteil durch den erzeugten PV-Strom**

Die Abbildung zeigt dabei als blaue Kennlinie den Typtages-Energieertrag der PV-Anlage. Dem gegenüber steht mit der roten Kennlinie der Strombedarf des Referenzgebäudes. Die Differenzsumme für jeden Zeitpunkt ergibt den Energieertrag, welcher nicht durch den Strombedarf des Referenzgebäudes gedeckt werden kann. In der Tagesbilanz können 6,25 kWh des Strombedarfes durch den erzeugten Energieertrag (14,11 kWh) der PV-Anlage gedeckt werden. Dies entspricht einem Solarstromdeckungsgrad von 44 % für den Übergang-Werktag-Bewölkt. Der nicht nutzbare PV-Energieanteil wird bei der nachfolgenden Simulation als Eingangskenngröße zur Deckung des Trinkwarmwasserbedarfes eingesetzt.

#### 4.5.2 Eigenstromnutzung Trinkwarmwasserbereitung

Die Deckung der Trinkwarmwasserbereitung erfolgt in Wohngebäuden zumeist zentral über die Heizungsanlage. Dabei wird im Trinkwarmwasserspeicher eine bestimmte Wassermenge auf einer Temperatur von 60 °C gehalten und nach dem Bedarf der Nutzer gezapft. Parallel zum gezapften Warmwasser wird Kaltwasser in den Speicher nachgeführt, welches wiederum erwärmt wird. Bei einer ausreichenden Dimensionierung des Trinkwasserspeichers sowie einer idealen Temperaturschichtung kann die Beladung des Trinkwarmwasserspeichers bedingt zeitversetzt erfolgen.

Der Trinkwarmwasserspeicher des Referenzgebäudes wird nach Erfahrungswerten mit einem Warmwasserbedarf von 30–50 Liter pro Person/Tag angenommen. Die detaillierte Dimensionierung der Warmwasserbereitung ist im Ausführungsfall für ein Einfamilienhaus über die Bedarfskennzahl nach der DIN 4708 zu errechnen und zu prüfen. Beim Referenzgebäude mit drei Personen wird der Warmwasserbedarf auf einen Trinkwarmwasserspeicher von 150 Litern an der oberen Auslegungsgrenze veranschlagt. Im Gegenzug werden dafür rund 60 % dieses Warmwasserspeichervolumens (30 Liter je Person) als Speichervolumen für die Integration des überschüssigen PV-Stromes in die Trinkwarmwasserbereitung genutzt. Dies entspricht einem Energiegehalt von:

**Formel 4.5-1: Variable Wärmemenge Trinkwarmwasserspeicher**

$$Q = m * c * \delta\theta$$
$$Q = 90 \text{ kg (Liter)} * 1,163 \frac{\text{Wh}}{\text{kg} * \text{K}} * (60^\circ\text{C} - 10^\circ\text{C}) = 5,23 \text{ kWh}$$

hierbei gilt:

$Q$  Wärmemenge [kWh]

$m$  Masse [kg]

$c$  spezifische Wärmekapazität für Wasser = 1,163 [Wh/kg \* K]

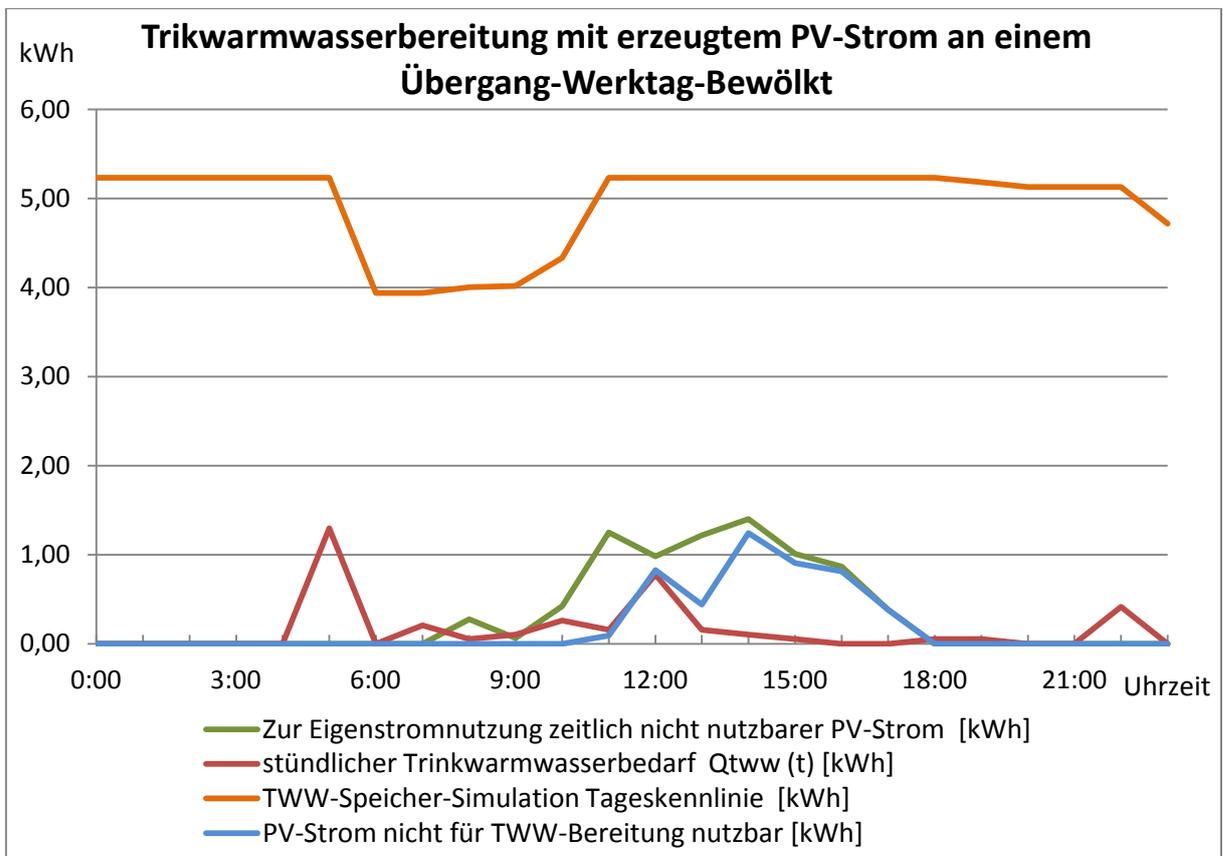
$\delta\theta$  Temperaturdifferenz zwischen KW – Eintritt und TWW – Zapfung [K]

Dieser variable Speicheranteil von 5,23 kWh ist zu Tagesbeginn immer zu 100 % durch die zentrale Heizungsanlage geladen und kann über den Tagesbedarf gesehen nie mehr überschüssige PV-Energie in die Trinkwarmwasserspeicher laden, als tatsächlich Warmwasser gezapft wird. Des Weiteren stehen den Tag über immer minimal 60 Liter Heißwasser zur Deckung des Trinkwarmwasserbedarfs zur Verfügung. Sollte diese Menge unterschritten werden, wird der Speicher durch die zentrale Heizungsanlage geladen. Weitere Speicherdifferenzen sowie auftretende Speicherverluste werden am Ende jedes Tages durch die zentrale Heizungsanlage ausgeglichen. Der Trinkwarmwasserbedarf wird nach dem in Kapitel 4.2.3 ermittelten Trinkwarmwasserlastprofil für das Referenzgebäude übernommen.

Die nachfolgenden Abbildung 4.5-2 zeigt als orangene Kennlinie den variablen Energieinhalt des Trinkwarmwasserspeichers. Die erste Tagesnutzung, ersichtlich als rote Trinkwarmwasserbedarfskennlinie, wird vom Nutzer gegen 5:00 Uhr getätigt und aus dem geladenen Trinkwarmwasserspeicher versorgt. Dieser entlädt sich

#### 4. PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes

nachfolgend anlog zur Bedarfskennlinie. Gegen 8:00 Uhr treten erste PV-Überschüsse auf, welche nicht durch die direkte Eigenstromnutzung abgedeckt werden (grüne Kennlinie). Beim zeitgleichen Auftreten des überschüssigen PV-Stromes und der Trinkwarmwasserbereitung wird der Trinkwarmwasserbedarf direkt vom überschüssigen PV-Strom gedeckt. Beim Überschreiten des Trinkwarmwasserbedarfs gegen 10:00 Uhr wird der überschüssige PV-Strom in den Trinkwarmwasserspeicher geladen. Nachdem der Speicher wiederum zu 100 % geladen ist, kann der überschüssige PV-Strom nicht weiter zur Trinkwarmwasserbereitung eingesetzt werden. Daraus resultiert die blaue Kennlinie, die den restlichen PV-Stromüberschuss visualisiert.



**Abbildung 4.5-2: Gedeckter Trinkwarmwasserbedarf durch den erzeugten PV-Strom**

Dieser nicht nutzbare PV-Energieanteil wird bei der nachfolgenden Simulation als Eingangskenngröße zur Deckung des Heizungswärmebedarfs eingesetzt.

### 4.5.3 Eigenstromnutzung Heizungswärmeerzeugung

Für die Eigenstromnutzung des erzeugten PV-Stromes werden in der Heizungsanlage ein Heizstab sowie ein Speicher mit einem Volumen von 300 Litern vorgesehen. Dieser dient einerseits als Erwärmungsvolumen für den Heizstab und andererseits als Speicher, welcher eine bedingte zeitversetzte Einspeisung des PV-Stromes ermöglicht. Der Energieinhalt des Speichervolumens beträgt bei einer angenommenen Vor- und Rücklauftemperatur der Heizungsanlage von 65 °C/50 °C:

**Formel 4.5-2 variable Wärmemenge Heizungswärmeerzeuger**

$$Q = m * c * \delta\theta$$

$$Q = 300 \text{ kg (Liter)} * 1,163 \frac{\text{Wh}}{\text{kg} * \text{K}} * (65^\circ\text{C} - 50^\circ\text{C}) = 5,23 \text{ kWh}$$

hier gilt:

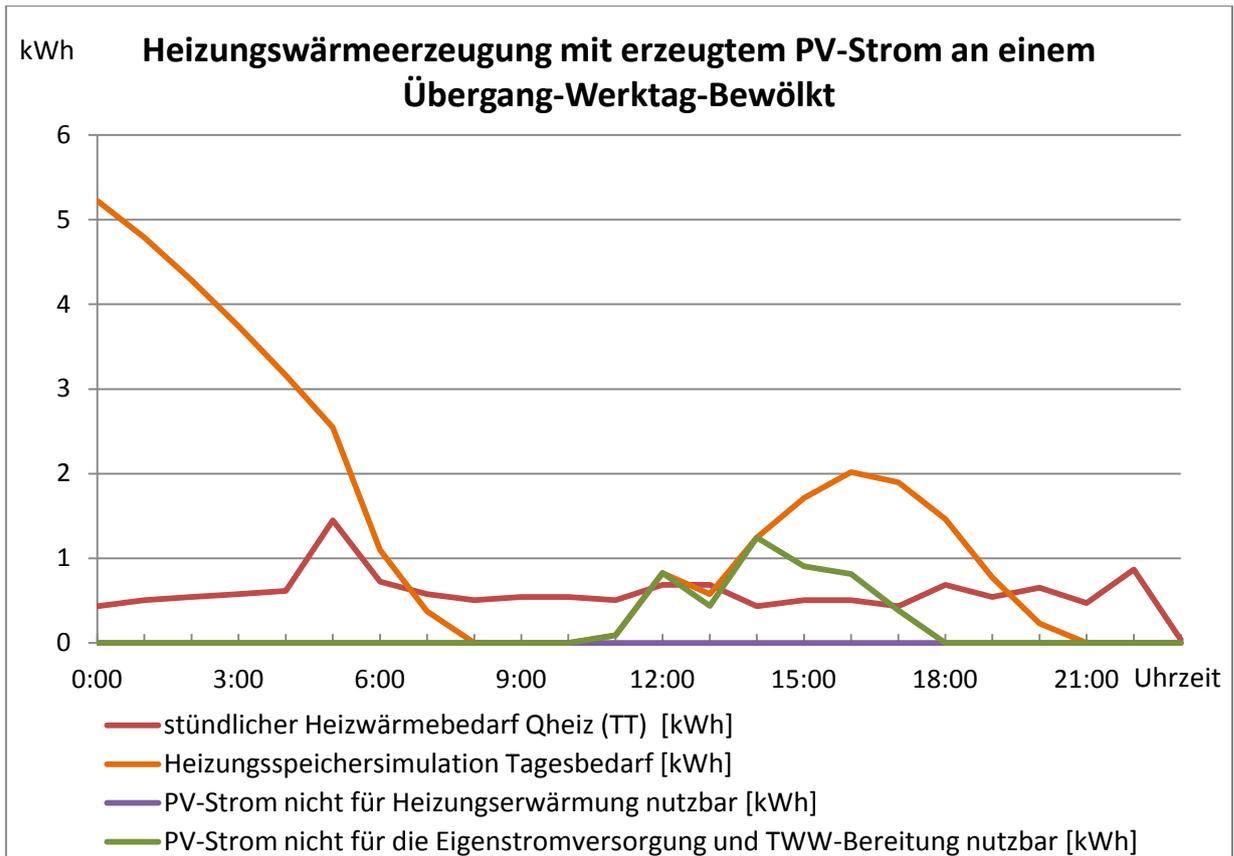
$Q$  Wärmemenge [kWh]

$m$  Masse [kg]

$c$  spezifische Wärmekapazität für Wasser = 1,163 [Wh/kg \* K]

$\delta\theta$  Temperaturdifferenz zwischen KW – Eintritt und TWW – Zapfung [K]

Es wird angenommen, dass das Speichervolumen parallel zur Heizungsanlage betrieben wird und in der Speichersimulation alle Energiedifferenz, welche die Rücklauftemperatur und das Speichervolumen unter 50 °C sinken lassen, deckt. Des Weiteren wird der Speicher in der Simulation immer zuerst vom Wärmebedarfsprofil entladen und durch den überschüssigen Strom beladen. Der Speicherenergieinhalt variiert für die Simulation somit zwischen 0 kWh und maximal 5,23 kWh je Typtag. Das nachfolgende Diagramm zeigt die Speichersimulation für den Typtag Übergang-Werktag-Bewölkt. Der erwärmte Speicherinhalt (orangene Kennlinie) wird bereits in den Nachtstunden vom relativ konstanten Gebäudewärmebedarf (rote Kennlinie) genutzt. Gegen 8:00 Uhr neigt sich der Energiegehalt des Speichers dem Ende und die Heizungsanlage deckt den weiteren Heizwärmebedarf. Ab 11:00 Uhr ist mit den ersten solaren PV-Überschüssen zu rechnen, welche bis 13:00 Uhr den Heizungswärmebedarf decken. In den Tagesstunden zwischen 13:00 Uhr und 16.00 Uhr wird mittels des überschüssigen PV-Stromes das Speichervolumen bis auf 2 kWh geladen. Dieser Wärmeinhalt wird anschließend zeitversetzt für die Beheizung des Gebäudes eingesetzt und kann das Gebäude bis 21:00 Uhr mit Wärme versorgen.



**Abbildung 4.5-3: Gedeckter Heizwärmebedarf durch den erzeugten PV-Strom**

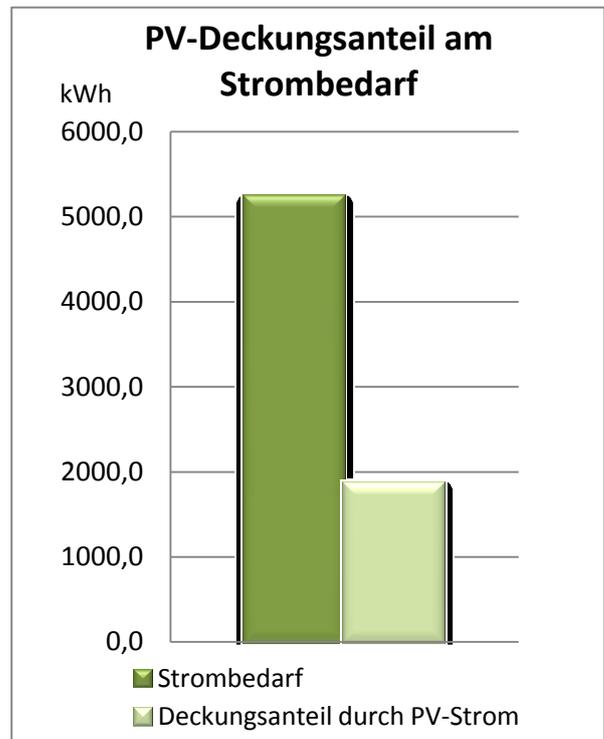
Die Simulation der Eigenstromnutzung, wie in Kapitel 4.5.1 bis 4.5.3 beschrieben, wurde für jeden der zehn Typtage anhand der Referenzlastprofile der drei Energiebedarfsformen elektrischer Strombedarf, Heizwärmebedarf und Trinkwarmwasserbedarf durchgeführt. Die vollständigen Datensätze sowie alle zugehörigen Diagramme sind auf der beiliegenden CD-ROM als MS-Excel-Datei enthalten. Die Summe aller betrachteten Referenztage ergibt das Jahresprofil. Anhand dieses Profils wird im nachfolgenden Kapitel als Resultat der solare Deckungsanteil des Referenzgebäudes ermittelt.

### 4.6 Solarer Deckungsanteil

Der spezifische solare Deckungsanteil (in dieser Arbeit auch PV-Deckungsgrad genannt) beschreibt das Verhältnis des im Referenzgebäude einsetzbaren PV-Stroms zum jeweiligen Energiebedarf der einzelnen Energieformen. Die summierte PV-Eigenstromnutzung der drei Energieformen zur erzeugten PV-Energie ist der solare Deckungsgrad des Gesamtenergiebedarfes. Die Ermittlung des spezifischen solaren Deckungsanteils je Energieform erfolgt auf Basis der in Kapitel 4.5.1 bis 4.5.3 summierten PV-Stromnutzungsanteile aller Typtage. Alle Nutzungsanteile beziehen sich auf das errechnete Referenzgebäude sowie die Erzeugung aus einer 4-kWp-PV-Anlage. Die Ergebnisse werden in den nachfolgenden Kapiteln dargestellt.

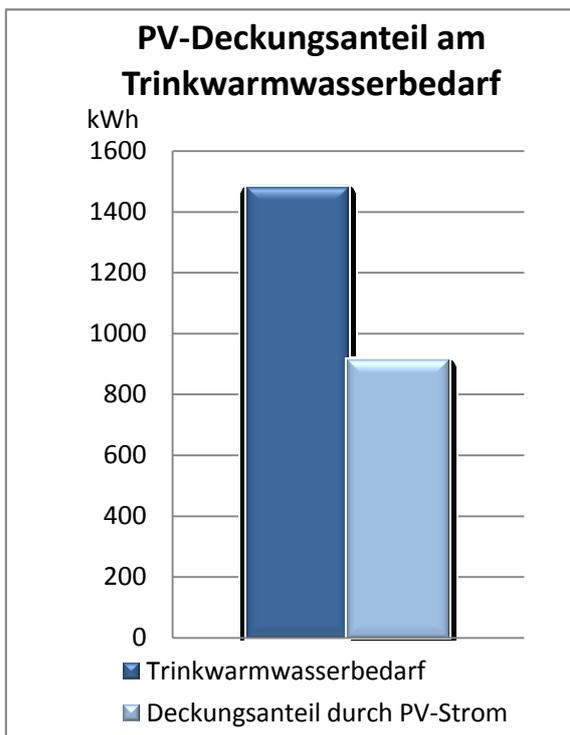
#### 4.6.1 PV-Deckungsanteil für den Strombedarf des Referenzgebäudes

Die nebenstehende Abbildung zeigt den jährlichen PV-Deckungsanteil am Strombedarf des Referenzgebäudes. Die Summe des in Kapitel 4.2.2 ermittelten Stromprofils für das Referenzgebäude liegt bei 5.225 kWh je Jahr. Von diesem Strombedarf können 1.854,5 kWh direkt von der PV-Anlage gedeckt werden. Dies entspricht einem PV-Deckungsanteil von 35 % am Strombedarf und rund 39 % am Energieertrag der PV-Anlage. Somit können im Jahresmittel täglich ca. 5 kWh PV-Strom im Referenzgebäude zum Einsatz gebracht werden.



**Abbildung 4.6-1: PV-Deckungsanteil einer 4-kWp-PV-Anlage am Strombedarf des Referenzgebäudes**

### 4.6.2 PV-Deckungsanteil für den TWW-Bedarf des Referenzgebäudes



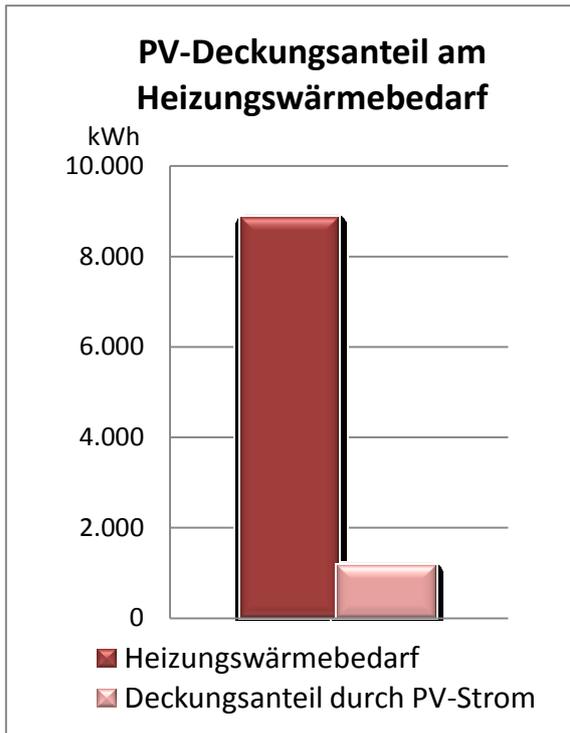
**Abbildung 4.6-2: PV-Deckungsanteil einer 4-kWp-PV-Anlage am Trinkwarmwasserbedarf des Referenzgebäudes**

Die nebenstehende Abbildung zeigt den jährlichen PV-Deckungsanteil am Trinkwarmwasserbedarf des Referenzgebäudes. Die Summe des in Kapitel 4.2.3 ermittelten Trinkwarmwasserprofils für das Referenzgebäude liegt bei 1.500 kWh je Jahr. Von diesem Trinkwarmwasserbedarf können mittels der 4-kWp-PV-Anlage 909 kWh jährlich von der PV-Anlage bereitgestellt werden. Dies entspricht einem PV-Deckungsanteil von 61 % an der Trinkwarmwasserbereitung sowie rund 19 % am Energieertrag der PV-Anlage. Im Jah-

resmittel könnten täglich ca. 2,5 kWh PV-Strom im Referenzgebäude für die Trinkwarmwasserbereitung eingesetzt werden. Ohne die zeitversetzte Nutzung durch den dimensionierten Brauchwasserspeicher könnte lediglich die Hälfte (ca. 420 kWh/Jahr) des PV-Stromes in die Trinkwarmwasserbereitung geladen werden. Eine Verdoppelung des Trinkwarmwasserspeichervolumens bringt keine erhebliche Steigerung des Deckungsanteils.

### 4.6.3 PV-Deckungsanteil für den Heizungswärmebedarf des Referenzgebäudes

Die Abbildung 4.6-3 zeigt den jährlichen PV-Deckungsanteil am Heizungswärmebedarf des Referenzgebäudes. Der in Kapitel 4.2.1 ermittelte Jahresheizwärmebedarf des Referenzgebäudes beträgt 8.853 kWh. 1.161 kWh dieses Heizungswärmebedarfes können mit dem überschüssigen PV-Strom aus der 4-kWp-PV-Anlage bereitgestellt werden. Dies entspricht einem PV-Deckungsanteil von 13 % an der Heizungswärmeerzeugung sowie 24 % am Energieertrag der PV-Anlage. Somit können im Jahresmittel täglich ca. 3,2 kWh PV-Strom im Referenzgebäude zum Einsatz für die Heizungswärmeerzeugung gebracht werden.



**Abbildung 4.6-3: PV-Deckungsanteil einer 4-kWp-PV-Anlage an der Heizungswärmeerzeugung des Referenzgebäudes**

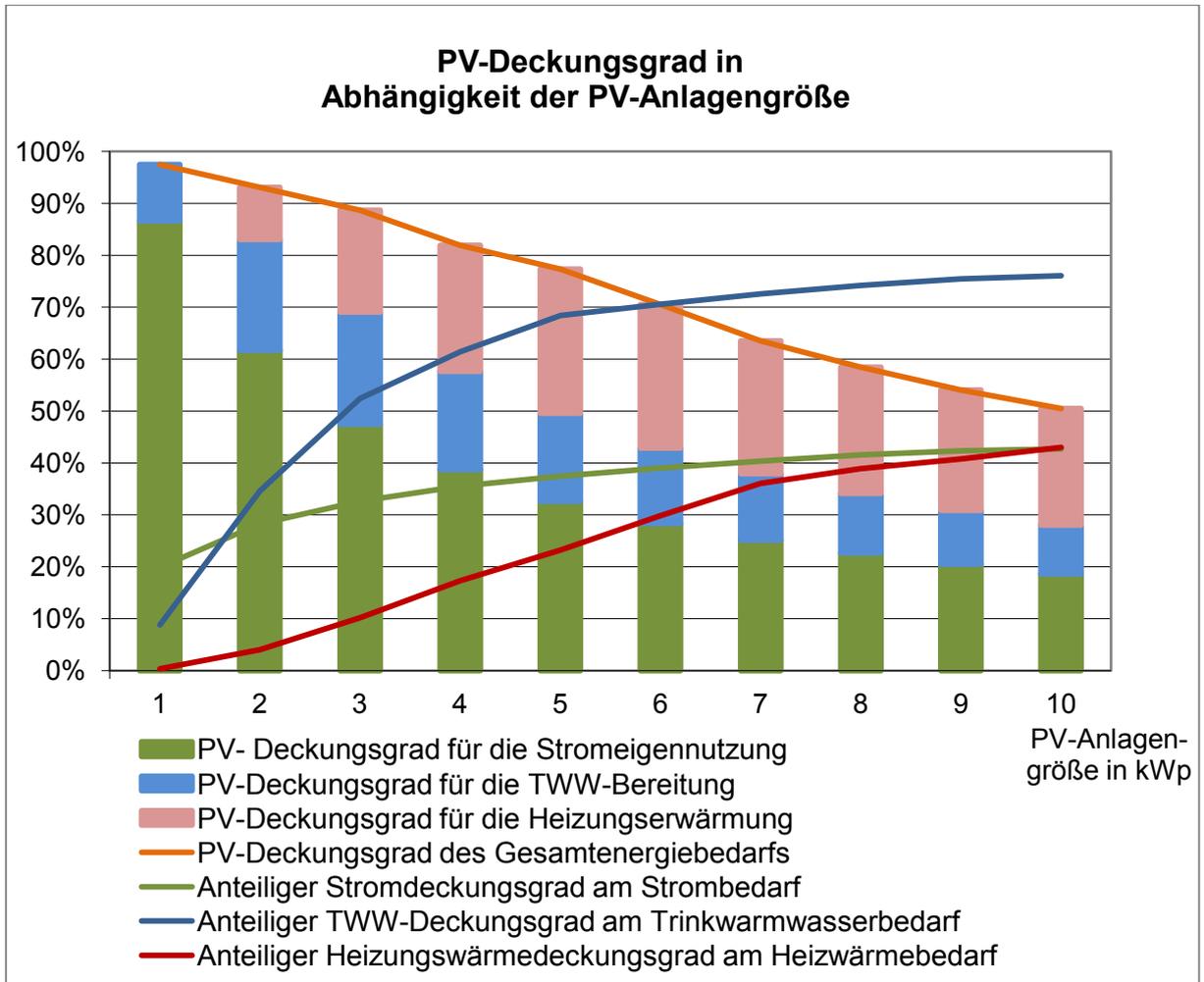
Abhand des PV-Deckungsanteils wurde der Energiespeicher des Heizungssystems nochmals genauer betrachtet. Die empirische Analyse ergab für diese Konstellation mit einer 4-kWp-PV-Anlage, dass für die Verdopplung des Speichervolumens einen maximalen Mehrertrag der Heizungswärmebereitung von 20 kWh (1,7 %) erreicht werden kann. Im Falle einer Verkleinerung des Speichervolumens um 50 % auf einen Energiegehalt von 2,6 kWh kann die PV-Anlage noch 89 % des einsetzbaren Heizungswärmebedarfs decken. Würde das Speichervolumen komplett entfallen und die PV-Energie jeweils nur zum Zeitpunkt der Erzeugung eingesetzt werden, so würde der nutzbare PV-Strom sich um über ein Drittel auf 728 kWh reduzieren. Dies zeigt zum einen, dass das eingesetzte Speichervolumen des Referenzgebäudes ausreichend dimensioniert ist und je nach Anwendungsfall bis auf ca. 2,6 kWh reduziert werden könnte. Zum anderen aber ist zu beachten, dass je nach Heizungsanlagenkonstellation und Größe der PV-Anlage eine neue Beurteilung der Anlagenbauteile erfolgen muss.

### 4.6.4 PV-Deckungsanteil für das Referenzgebäude

Die Summe der in den vorherigen Kapiteln ermittelten spezifischen PV-Deckungsanteile ergibt den gesamten Deckungsanteil der PV-Anlage. Dieser umfasst alle Energieformen, die in einem Gebäude benötigt und eingesetzt werden. Für das Referenzgebäude können insgesamt 3.925 kWh der 4.792 durch die PV-Anlage erzeugten kWh mittels Eigenstromnutzung, Trinkwarmwasserbereitung und Heizungswärmeerzeugung zum Einsatz gebracht werden. Dies entspricht einem PV-Deckungsanteil von 81,9 % der Gesamtanlage. Der gesamte PV-Deckungsanteil sowie der Energieeinsatz im Referenzgebäude sind entscheidend für den wirtschaftlichen Betrieb der PV-Anlage. Die maßgebende Kenngröße, welche für die Deckungsanteile der verschiedenen Energieformen verantwortlich ist, ist neben dem Einsatz der er-

#### 4. PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes

zeugten Energie die Menge des erzeugten PV-Stromes. Dieser kann an einem Standort, bei der Annahme einer verschattungsfreien Installation, durch die Anlagengröße beeinflusst werden. Für das Referenzgebäude wurde die Simulation der Deckungsanteile in Abhängigkeit der PV-Anlagenleistung von 0–10 kWp durchgeführt. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Ergebnis dieser Simulationsreihe.



**Abbildung 4.6-4: PV-Deckungsanteil je kWp-PV-Anlagenleistung**

Die obige Abbildung visualisiert sehr gut die Zusammenhänge der Deckungsanteile in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße. So zeigt sich für die Installation einer 1-kWp-PV-Anlage auf dem Referenzgebäudedach, dass mit 97,5 % nahezu der komplette erzeugte PV-Strom im Referenzgebäude eingesetzt werden könnte. Der größte Anteil mit 86 % wird dabei mittels Eigenstromnutzung im Referenzgebäude eingesetzt, sodass der kleine Restertrag noch zur Trinkwarmwasserbereitung (11,5 %) genutzt wird. Die restlichen 2,5 % PV-Stromüberschuss können an den Sommer-Werktagen nicht zur Heizungserwärmung eingesetzt werden und sind ins Stromnetz einzuspeisen. Parallel zu den Deckungsgraden zeigt das Diagramm die den Energieformen

gleichfarbige Kennlinie den anteiligen Deckungsgrad am jeweiligen Energieformbedarf des Referenzgebäudes. Diese zeigt sehr gut, dass bei der 1-kWp-PV-Anlage zwar 86 % des erzeugten Energiestromes im Gebäude eingesetzt werden können, der Strombedarf des Gebäudes allerdings nur zu 20 %, der Trinkwarmwasserbedarf zu 10 % und der Heizungswärmebedarf gar nicht gedeckt werden können. Betrachtet man die Situation für eine größere PV-Anlagenleistung, werden die Zusammenhänge für das Referenzgebäude deutlich. Mit steigender Anlagenleistung wird der Deckungsgrad am Gesamtenergiebedarf geringer, da die größeren PV-Leistungen erhöhte Energieerträge erwirtschaftet, welche wiederum zu bestimmten Zeitpunkten den Gebäudeenergiebedarf überdecken und somit nicht eingesetzt werden können. Des Weiteren steigt mit der Anlagengröße der anteilige Deckungsgrad der jeweiligen Energieformen. Dabei ist sehr interessant zu sehen, dass diese Kennlinien mit steigender Anlagenleistung sich einem Wert annähern. Dieser Wert zeigt für die betrachtete Anlagenkonstellation eine Annäherung an den jeweiligen maximalen anteiligen Deckungsgrad je Energieform. So kann die PV-Stromnutzung unabhängig von der weiteren Anlagengröße nicht wesentlich mehr als 42 % des jährlichen Strombedarfes des Referenzgebäudes decken. Mittels ausreichend großem el. Speicher und ohne Betrachtung von Verlusten könnte der jährliche Strombedarf zu 100 % gedeckt werden. Dieselbe Konstellation könnte mit einem idealen Trinkwarmwasserspeicher und einem ausreichend großen Heizungswärmespeicher für diese beiden Energieformen erreicht werden.

Unter diesem Betrachtungswinkel stellt die für das Referenzgebäude gewählte 4-kWp-PV-Anlage einen guten Mix dar, der mit einem Gesamtnutzungsgrad von über 80 % sowie einer anteiligen Deckung von:

- 35,5 % des Strombedarfes (min.-max. 19,9%–42,7%)
- 61,4 % des Trinkwarmwasserbedarfes (min.-max. 8,8%–76,1%)
- 13,1 % des Strombedarfes (min.-max. 0%–30,4%)

überzeugt.

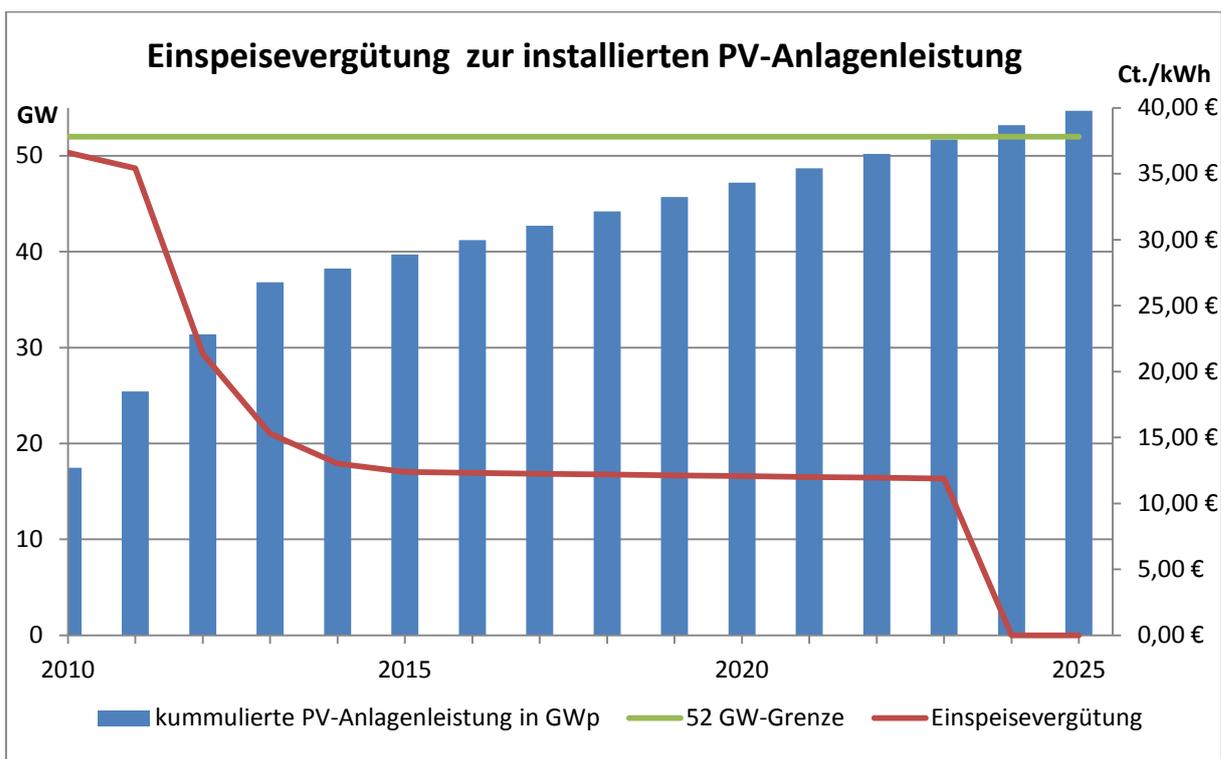
Für die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage ist somit die gesamte Einbausituation entscheidend. Des Weiteren sollte immer eine Feinjustierung über die beeinflussenden Faktoren getätigt werden. Die nachfolgende Wirtschaftlichkeitsberechnung bezieht sich auf die angenommene Referenzanlage des Referenzgebäudes. Des Weiteren wird eine Prognose zur Nutzung beim Erreichen der 52-GW-Grenze erstellt und die Integrationsmöglichkeiten in bestehende Anlage geprüft.

## 5. Ökonomische Bewertung der PV-Anlage im Referenzgebäude

### 5.1 Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

#### 5.1.1 Prognose für die Entwicklung der Einspeisevergütung für PV-Strom

Unter der Annahme einer kontinuierlichen PV-Anlagen-Installationsleistung von 1.500 MWp je Jahr wird der 52-GW-Deckel im Jahre 2024 erreicht werden. Für diesen konstanten Zubau würde sich durch die in der letzten EEG-Novelle vom Gesetzgeber festgelegte Degression die Einspeisevergütung je Quartal um 0 % für den Zubau der installierten PV-Anlagenleistung der vergangenen 12 Monate <1.500 MW und 0,25 % für den Zubau der installierten PV-Anlagenleistung der vergangenen 12 Monate 1.500 MW – 2.400 MW senken. So wird für eine leicht fluktuierende PV-Anlageninstallationsleistung, welche im langzeitigen Durchschnitt ca. 1.500 MW je Jahr beträgt, eine Vergütungsdegression von 0,25 % je halbes Jahr veranschlagt.



**Abbildung 5.1-1: Einspeisevergütung zur installierten PV-Anlagenleistung in der BRD**

(Eigene Darstellung (Bundesnetzagentur, 2015))

Die Abbildung veranschaulicht den Zubau der installierten PV-Anlage sowie die zugehörige Degression der Einspeisevergütung bis zum Erreichen der 52-GW-Grenze im Jahr 2024. (Bundesnetzagentur, 2015)

Mit dem Erreichen der 52-GW-Grenze erlischt die Einspeisevergütung und somit die Förderung der PV-Anlagen. Die PV-Anlagen müssen sich am Markt mit den konventionellen Kraftwerken messen.

### 5.1.2 Energiekostenverlauf und -prognose bis zum Jahr 2025

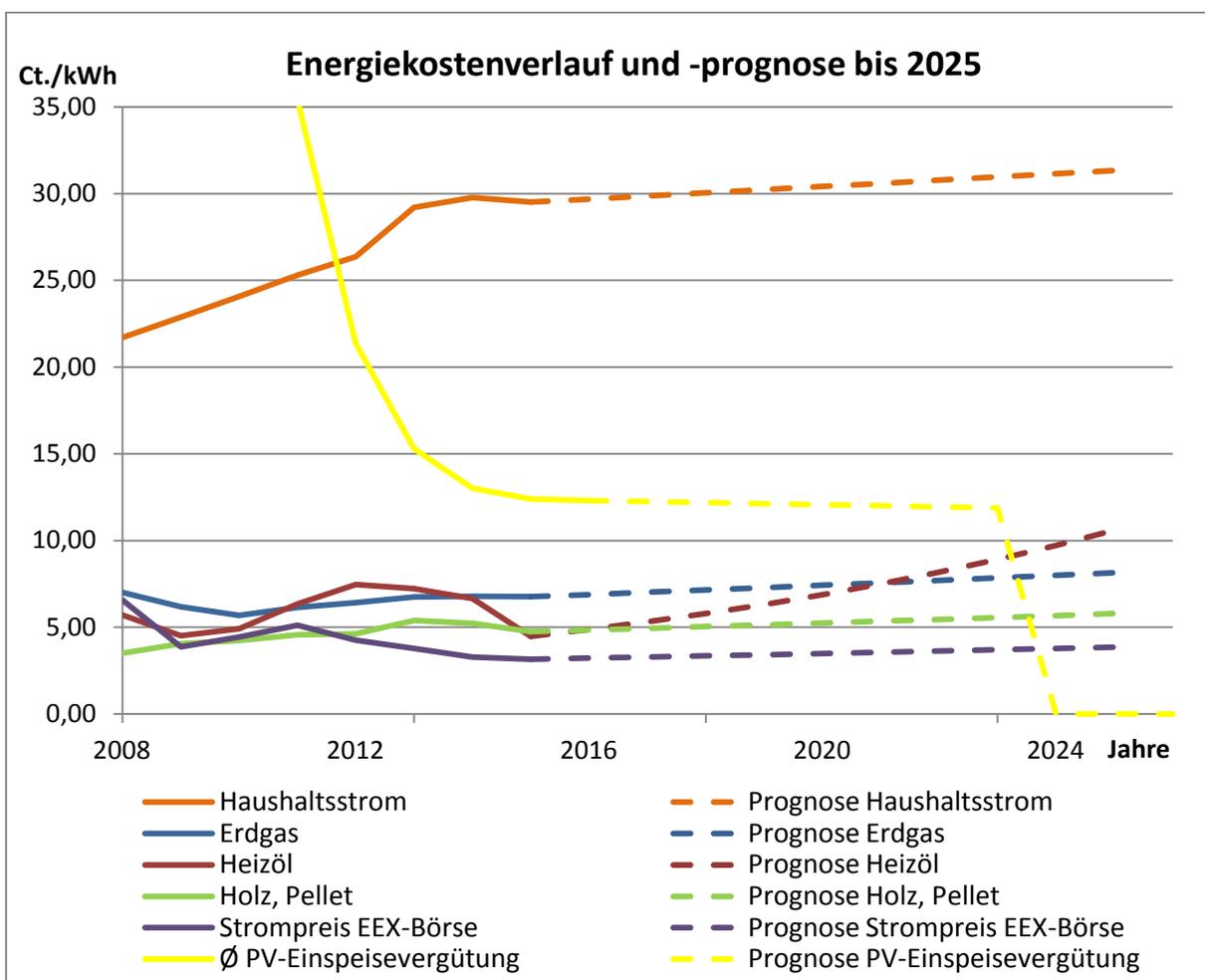
In diesem Kapitel wird die Haushaltsenergiepreisentwicklung der letzten Jahre dargestellt. Die grundlegenden „Daten zur Energiepreisentwicklung“ für die Bundesrepublik Deutschland wurden der gleichnamigen Datenreihe des Statistischen Bundesamtes Wiesbaden entnommen und aufbereitet. (destatis, 2016) Als Ergebnis dieser Datensichtung zeigt die Abbildung 5.1-2 den Energiekostenverlauf in der BRD bis zum Jahr 2015 für die Energieträger Haushaltsstrom, Gas, Öl und Holz in Form von Pellets. Diese Kennlinien wurden als durchgehende Linien dargestellt. Bei Betrachtung der Heizölpreiskennlinie ist ersichtlich, dass sich der Energiepreis dieses Energieträgers allein im Jahr 2015 um 33 % senkte. Mit 4,48 €/kWh liegt der Energiepreis für Öl auf einem Langzeittief, ähnlich dem Niveau von 2009.

Die stark fluktuierenden Energiepreise der letzten beiden Jahre machen eine präzise Aussage zur Preissteigerung der Energiekosten sehr schwierig. Um bei der ökonomischen Betrachtung mit repräsentativen Energiepreissteigerungen rechnen zu können, wurde die Energiepreissteigerung in Anlehnung an die in Auftrag gegebene Studie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie „Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose“, welche im Juni 2014 veröffentlicht wurde, durchgeführt. (Bumi Wi Te, 2014 S. 70) Diese Studie prognostizierte im Jahr 2014 die Entwicklung der Energiewirtschaft bis zum Jahre 2030 und beachtet die Energiepreisentwicklung für die Verbraucher unter Berücksichtigung des Rohstoffaufkommens, der Entwicklung der internationalen Märkte und des Primärenergiebedarfes in Deutschland.

Die aktuellen, stark fluktuierenden Energiepreise werden auf den jeweiligen prognostizierten Energiepreis der Studie für das Jahr 2025 angenähert. Dabei ergibt sich für den Haushaltsstrom eine nur noch geringe Preissteigerung von 1 %, während beim Ölpreis der starken Energiepreissenkung aus dem Jahr 2015 mit einer Preissteigerung von 9 % entgegengewirkt wird. Die Energiepreisentwicklung für die nachfolgenden Jahre wurde anschließend analog zu o.g. Studie bis zum Jahr 2050 durchgeführt. Der Energiekostenverlauf für Öl und Gas wird dabei mit einer zu erwartenden

## 5. Ökonomische Bewertung der PV-Anlage im Referenzgebäude

Preissteigerungen von 2 % je Jahr prognostiziert. Der Holzpreis wird den konventionellen Energieträgern ebenfalls mit einer Preissteigerung von 2 % je Jahr nachgeführt. Beim Haushaltsstrom hingegen wird ab dem Jahr 2025 mit einer Preissenkung von 0,6 % je Jahr gerechnet. Dies ist auf die ab dem Jahr 2025 zu erwartenden rückläufigen Haushaltsstrompreismulagen zurückzuführen, die den Ausbau der Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2025 vorantreiben. Diese Umlagen können anhand der Abbildung 2.2-2: Strompreis für Haushalte und die EEX-Börse im Jahre 2014 nochmals eingesehen werden. Es wird erwartet, dass die EEG-Umlage, welche im Jahr 2014 6,24 Ct./kWh am Strompreis betrug, noch bis 2025 steigt und sich mit den auslaufenden Festvergütungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen anschließend senkt. Im Jahr 2014 sind ca. 50 % der EEG-Umlage für die Förderung des Ausbaus von Photovoltaikanlagen verantwortlich.



**Abbildung 5.1-2: Energiekostenverlauf und Energiekostenpreisprognose bis zum Jahr 2015**

Die Abbildung 5.1-2 zeigt die Energiepreise bis zum Jahr 2015. Die nachfolgenden gestrichelten Kennlinien ab dem Jahr 2016 bis zum 2025 stellen die prognostizierten Energiepreiskosten für die darauffolgenden Jahre dar. Diese Energiepreise dienen

## 5. Ökonomische Bewertung der PV-Anlage im Referenzgebäude

als Grundlage für die nachfolgende Wirtschaftlichkeitsberechnung zur Integration der PV-Anlage in Energieversorgungssysteme des Referenzgebäudes. Für das Jahr 2016 sowie beim voraussichtlichen Erreichen der 52-GW-Grenze im Jahr 2024 betragen diese:

**Tabelle 5.1-1: Energiepreisprognose für das Jahr 2024**

Energiepreisprognose im Jahr	2016	2024
Haushaltsstrom	29,69 Ct./kWh	31,14 Ct./kWh
Erdgas	6,76 Ct./kWh	7,99 Ct./kWh
Heizöl	4,88 Ct./kWh	9,72 Ct./kWh
Holz, Pellet	4,85 Ct./kWh	5,68 Ct./kWh
Strompreis EEX-Börse*	3,23 Ct./kWh	3,78 Ct./kWh
Einspeisevergütung PV-Strom	12,31 Ct./kWh	0,00 Ct./kWh

\*(Sokratherm, 2016)

Die weiteren jährlichen Energiepreise bis zum Jahr 2050 können im Anhang unter XI.III.I Energiepreisentwicklung eingesehen werden.

### 5.2 Marktpotenziale von PV-Anlagen für das Referenzgebäude unter ökonomischer Betrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Integration der PV-Anlagen in die jeweiligen Energieversorgungsanlagen des Referenzgebäudes erfolgt mittels der Kapitalwertmethode. Der Aufzinsungsfaktor wird für die Berechnung mit dem Faktor 1 angenommen und berücksichtigt im Vorfeld keinen Zinssatz. Anschließend wird mittels Cash Flow und Barwert des Cashflow der interne Zinssatz der jeweiligen Investition berechnet. Bei den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen

- liegen die ermittelten Energiepreise des vorherigen Kapitels zu Grunde
- wird der Energieertrag der PV-Anlagen aufgrund der jährlichen Modulleistungsverluste um 0,5 % gemindert
- wird die Investition für eine 4-kWp-PV-Anlage mit 7.616 € angesetzt
- wird die Integration des PV-Stromes in die Energieversorgungsanlage mittels el. Heizstabsystem erbracht. Die Investition beträgt 4.165 €.

- werden der Wartungsaufwand sowie die Versicherungskosten mit 160 €/Jahr veranschlagt.

Die ökonomische Betrachtung erfolgt für die nachfolgenden drei Szenarien:

### 5.2.1 Integration der PV-Anlage im bestehenden Referenzgebäude

Das erste Szenario stellt die Integration der 4-kWp-PV-Anlage in das bestehende Referenzgebäude im Jahr 2016 dar. Dabei wird die ermittelte bestehende Anlagentechnik aus dem Kapitel 2.2.2.2 & Kapitel 2.2.2.3, in denen die Bestandsanalyse Gebäudebeheizung & Bestandsanalyse Gebäude-Trinkwarmwasser durchgeführt wurden, als Grundlage für die ökonomische Betrachtung herangezogen. Es erfolgt eine Unterteilung in die nachfolgenden vier Energieträgersysteme, mittels denen 85 % der Energieversorgungssysteme im Bestand erfasst werden können:

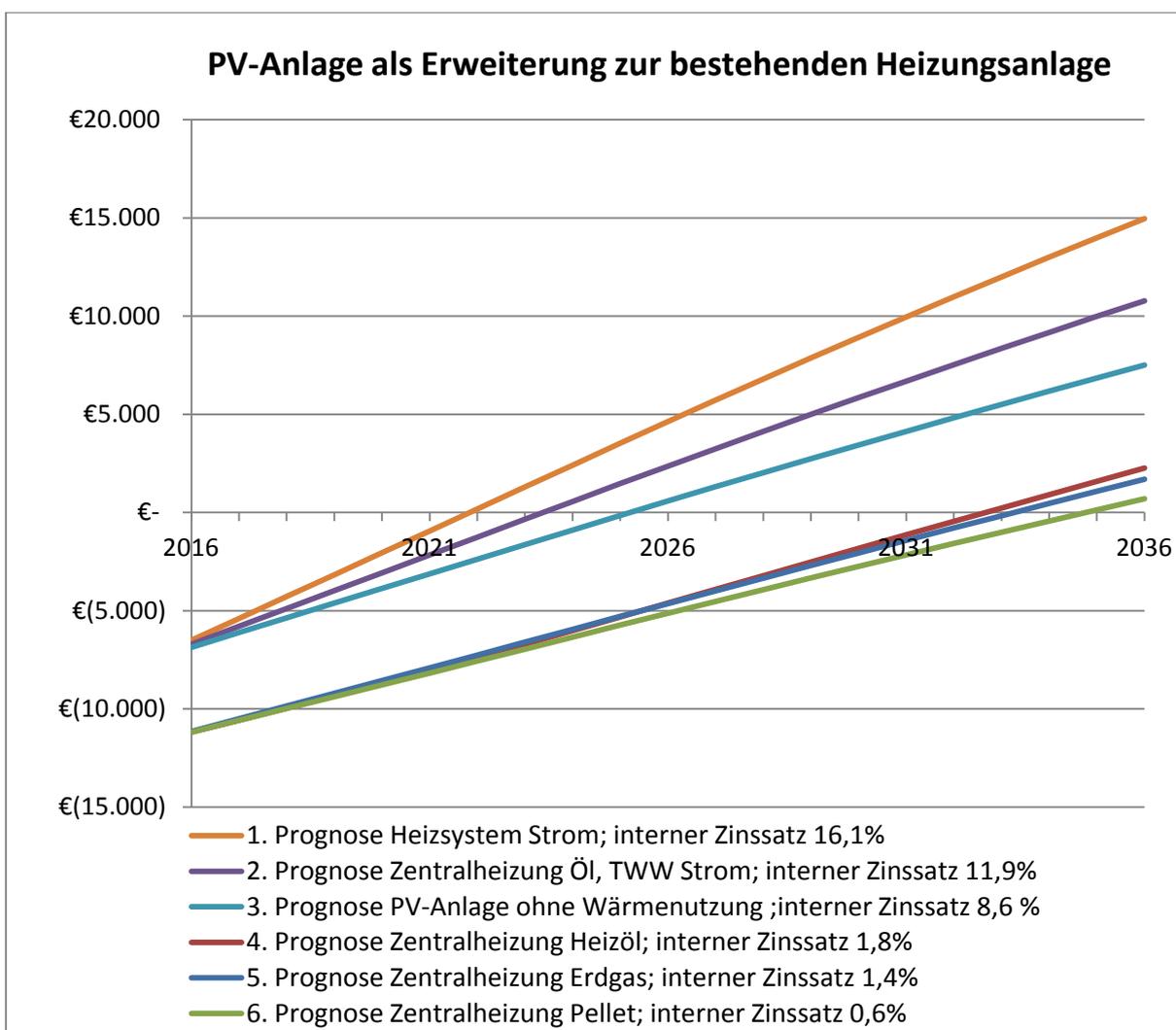
- Zentralheizungsanlage und TWW-Bereitung: Brennstoff: Erdgas (Prognose 5)
- Zentralheizungsanlage und TWW-Bereitung: Brennstoff: Öl (Prognose 4)
- Zentralheizungsanlage: Brennstoff: Pellet (Prognose 6)
- Heizungssystem und TWW-Bereitung mittels el. Energie (Prognose 1)

Jedes dieser Energieversorgungssysteme wird um den Einsatz einer PV-Anlage erweitert. Des Weiteren wird diesen vier Energieversorgungssystemen eine PV-Anlage zur Gebäudestromversorgung gegenübergestellt (Prognose 3).

Auf Grund des hohen elektrischen Anteils der Trinkwarmwasserbereitung in bestehenden Gebäuden wird den bestehenden elektrisch betriebenen Warmwasserboilern noch eine konventionelle Heizungsanlage, im Beispiel mit Öl als Brennstoff betrieben, ergänzt (Prognose 2). Die Warmwasserboiler sind dabei in den Gebäuden vorhanden. Die Antriebsenergie wird versucht soweit wie möglich mit PV-Strom zu versorgen. Die Heizungswärmeversorgung erfolgt komplett mit der Heizungsanlage. Somit wird kein Strom-/Wärme-Integrationssystem benötigt.

Das nachfolgende Diagramm stellt die sechs Prognosen anhand der Kapitalwertmethode gegenüber. Der jeweilige Kennlinienschnittpunkt mit der x-Achse bei 0,- € entspricht der Amortisationszeit der Investition.

## 5. Ökonomische Bewertung der PV-Anlage im Referenzgebäude



**Abbildung 5.2-1: Wirtschaftliche Betrachtung der Einsatzmöglichkeiten einer PV-Anlage zur Erweiterung der Energieversorgungsanlage**

Die sechs Prognosen sind ihrer Rentabilität nach geordnet. Dabei ist die Investition in eine 4-kWp-PV-Anlage für das Referenzgebäude mit elektrischer Heizungs- und Trinkwarmwasseranlage am lukrativsten. Der erzeugte PV-Strom kann direkt im Gebäude zur Deckung des Strombedarfes, der Heizungsanlage und der Trinkwarmwasserbereitung eingesetzt werden. Dabei steht der PV-Strom dem teuren Haushaltsstrom gegenüber, was die Rentabilität der PV-Anlage maßgebend beeinflusst. Diese Prognose betrifft mit 4 % der betrachteten sanierungsfälligen Heizungssysteme gerade noch ca. 12.000 Gebäude in der BRD, für die die Investition sehr empfohlen werden kann, sofern nicht bereits eine Sanierung oder Ersetzung der Nachtspeicheröfen im Raum steht.

Bei der zweiten Investitionsempfehlung kann der PV-Strom nicht nur als gewöhnlicher Haushaltsstrom eingesetzt werden, sondern zusätzlich noch als Strom zur Deckung der Trinkwarmwasserbereitung. Dabei wird der überschüssige Strom in den bauseitig vorhandenen Trinkwarmwasserboilern eingesetzt. Somit müssen keine Investitionskosten für die Integration der PV-Anlage in die Warmwasserbereitung getragen werden.

Die dritte empfehlenswerte Investition ist die Investition in eine PV-Anlage ohne Wärmenutzung. Diese Investition kann zusätzlich zu allen Energieversorgungssystemen im Gebäude erfolgen. Da die festgesetzte Einspeisevergütung mit 12,31 ct./kWh noch deutlich über dem Mittelwert der Energiekosten liegt, ist die Einspeisung in das Stromnetz ökonomisch betrachtet interessanter als der Einsatz in konventionellen EVA. Somit ist die Investition in eine PV-Anlage für die drei konventionellen Energieversorgungssysteme zur Integration in die Energieversorgung von Gebäuden im Jahr 2016 nicht zu empfehlen. Der Einsatz der PV-Anlage zur Deckung des Strombedarfs und Einspeisung des überschüssigen Stromes ist aus ökonomischer Sichtweise für den Anlagenbetreiber mit einem internen Zinssatz von 8,6 % sowie einer Amortisation der Investition von ca. neun Jahren zu empfehlen.

Die nachfolgende Tabelle zeigt zusammenfassend die Beschreibung der sechs Anlagenkombinationen zur Versorgung des Referenzgebäudes. Dabei sind die Investitionen in die Prognosen eins und zwei für den Anlagenbetreiber sehr empfehlenswert und könnten in rund 60.000 sanierungsfälligen Gebäuden in Deutschland zum Einsatz kommen. In allen weiteren Gebäuden ist die Investition in eine PV-Anlage zur Deckung des Strombedarfes gem. der Prognose drei zu empfehlen.

## 5. Ökonomische Bewertung der PV-Anlage im Referenzgebäude

**Tabelle 5.2-1: Investitionsempfehlung für PV-Anlagen in den Gebäudebestand**

Beschreibung der Anlagentechnik	Strombedarf	Trinkwarmwasserbereitung	Heizungsanlage	Anlagensystem Anteil am Bestand	Investition		Interner Zinssatz
					PV-Anlage: 7.616 €	Integration des PV-Stromes in die Heizung: 4.165 €	
1. Stromheizung & PV-Anlage	Strom + Anteilig PV-Strom	Strom + Anteilig PV-Strom	Strom + Anteilig PV-Strom	Heizung: 4% TWW-B: 20%	x	-	16,1%
2. Ölheizung, el. TWW-Bereiter & PV-Anlage	Anteilig PV-Strom	Anteilig PV-Strom	Öl	Anlagenkombination aus: Anlagentechnik 1. & 4.	x	-	11,9%
3. PV-Anlage ohne Wärmenutzung	Anteilig PV-Strom	-	-	-	x	-	8,6%
4. Ölheizung & PV-Anlage	Anteilig PV-Strom	Öl + Anteilig PV-Strom	Öl + Anteilig PV-Strom	Heizung: 28% TWW-B: 23%	x	X	1,8%
5. Gasheizung & PV-Anlage	Anteilig PV-Strom	Gas + Anteilig PV-Strom	Gas + Anteilig PV-Strom	Heizung: 49% TWW-B: 42%	x	X	1,4%
6. Pelletheizung & PV-Anlage	Anteilig PV-Strom	Pellet + Anteilig PV-Strom	Pellet + Anteilig PV-Strom	Heizung: 3% TWW-B: 2%	x	X	0,6%

### 5.2.2 Integration der PV-Anlage in den Referenzgebäude-Neubau 2016

Die Gebäudeenergieversorgung für Neubauten ist nach dem Bundesgesetz EEWärmeG (Kapitel 2.1.4) so zu erstellen, dass die energetischen Mindestanforderungen eingehalten werden. Das EWärmeG (Kapitel 2.1.5), welches in Baden-Württemberg bei der Sanierung von Heizungsanlagen anzuwenden ist, ähnelt dem EEWärmeG stark und wird bei dieser Ausarbeitung mit der Betrachtung des EEWärmeG erfüllt. Im Ausführungsfall ist allerdings darauf zu achten, dass die teilweise leicht unterschiedlichen Anforderungen eingehalten werden. Für das Referenzgebäude werden die vier nachfolgenden Anlagenkonstellationen nach dem EWärmeG betrachtet:

### 1. Zentrale Gasheizungsanlage mit Solaranlage

Erneuerbarer Anteil: Solaranlage mit 0,04 m<sup>2</sup> Kollektor-Aperturfläche je m<sup>2</sup> Nutzfläche. **Kollektorfläche** =  $162\text{m}^2 * 0,04 \frac{\text{m}^2 \text{Kollektor-Aperturfläche}}{\text{m}^2 \text{Nutzfläche}} = 6,5 \text{m}^2$

Der Energieertrag der solarthermischen Anlage wurde mittels den in Kapitel 4.3.1 ermittelten Globalstrahlungsanteilen, der nach dem EEWärmeG geforderten Solarkollektorenfläche von 6,5m<sup>2</sup> sowie einem solarthermischen Wärmenutzungsgrad von 25 % (Watter, 2015 ) mit 1.973 kWh je Jahr ermittelt. Bezogen auf den jährlichen Gebäudewärmebedarf des Referenzgebäudes entspricht dies einem Wärmedeckungsanteil der Solaranlage von 19 %. Der Solarthermische Nutzwärmeertrag wird für die ökonomische Betrachtung auf die Trinkwarmwasserbereitung mit 60 % sowie die Heizungswärmebereitung mit 40 % angerechnet. Die Trinkwarmwasserbereitung erfolgt über die Zentralheizungsanlage.

### 2. Zentrale Ölheizungsanlage mit Solaranlage

Der erneuerbare Anteil wird wie bei der Gasheizungsanlage über die Solaranlage mit einer Kollektorfläche von 6,5m<sup>2</sup> für das Referenzgebäude gedeckt. Die Wärmeverteilung sowie die Trinkwarmwasserbereitung erfolgen über die Zentralheizungsanlage analog zur Variante 1.

### 3. Pelletheizung

Die Wärmebereitung erfolgt mittels Pelletkessel zur zentralen Heizungs- und Trinkwarmwasserbereitung des Referenzgebäudes. Der erneuerbare Anteil wird mit dem Einsatz fester Biomasse (> 50 % des Wärmeenergiebedarfs) erfüllt.

### 4. Wärmepumpenheizung

Die Beheizung und Trinkwarmwasserbereitung des Referenzgebäudes erfolgt über eine monovalent betriebene Wärmepumpe. Der erneuerbare Energieanteil wird mit der Nutzung von Umweltwärme erfüllt, sofern die Jahresarbeitszahl (JAZ) mindestens

JAZ Trinkwarmwasserbereitung > 3,3

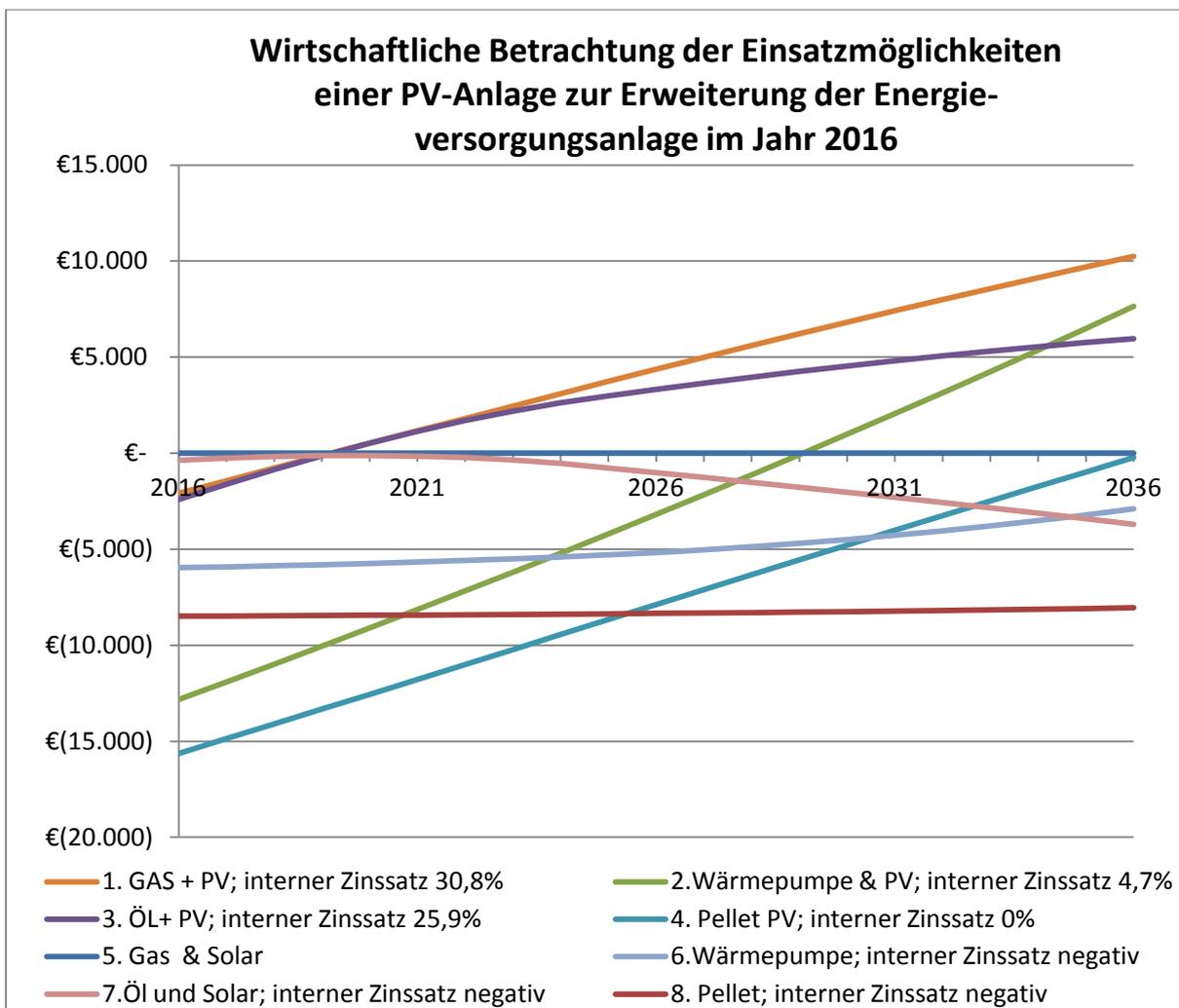
JAZ Heizungswärmebereitung > 3,5

beträgt. Um realistische elektrische Antriebswerte für die Wärmepumpen zu erhalten, wurde die Simulation der Gebäudelast und PV-Erzeugung auf Basis des Wärme-

pumpeneinsatzes je Typtag simuliert und ausgewertet. Somit konnten die Energiemengen bestimmt werden, welche durch den erzeugten PV-Strom zur Verfügung steht und zeitgleich mittels Wärmepumpe in die Wärmeversorgung des Referenzgebäudes integriert werden kann. Diese Werte können im Anhang XI.III.II eingesehen werden und dienen als Grundlage für die ökonomische Betrachtung des Wärmepumpensystems. Des Weiteren wurde für die ökonomische Betrachtung ein handelsüblicher Wärmepumpenstromtarif, mit 22,61 Ct/kWh für das Jahr 2016, angesetzt. Der Wärmepumpenstromtarif steigt und sinkt in Anlehnung an den prognostizierten Strompreis.

Für das Referenzgebäude wird die Anlagenvariante 1. „Gasheizungsanlage mit Solaranlage“ als Basis-Wärmeversorgungssystem für die ökonomische Betrachtung angesetzt, da die Investitionskosten für den Gebäudebetreiber bei dieser Variante am geringsten sind. Alle weiteren Technologien werden in Anlehnung an dieses Wärmesystem betrachtet. Zusätzlich wurden diese vier Heizungsvariationen mittels PV-Anlage als Energieversorgungssystem für das Referenzgebäude betrachtet. Die PV-Anlage ist mit einer Größe von 4 kWp in Kombination mit der Gebäudehülle als erneuerbarer Energieanteil anrechenbar und kann somit auch mit einer Gas- oder Ölheizungsanlage rechtlich kombiniert werden. Da die Ergebnisse des Kapitels 5.2.1 bereits zeigten, dass die Wärmeerzeugung durch die PV-Anlage mittels Heizstab im Jahr 2016 nicht wirtschaftlich ist, wurde die PV-Anlage lediglich in Kombination mit der Wärmepumpe zur Heizungswärme- und Trinkwarmwasserbereitung eingesetzt. Das nachfolgende Diagramm zeigt den Verlauf der Wärmesysteme über einen Betrachtungszeitraum von 20 Betriebsjahren.

## 5. Ökonomische Bewertung der PV-Anlage im Referenzgebäude



**Abbildung 5.2-2: Wirtschaftliche Betrachtung der Einsatzmöglichkeiten einer PV-Anlage zur Erweiterung der Energieversorgungsanlage im Jahr 2016**

Das Diagramm zeigt, dass bei selber Anlagentechnik die Investition in eine PV-Anlage für den Anlagenbetreiber aus ökonomischer Sichtweise der solarthermischen Anlage vorzuziehen ist. Der stärker steigende Ölpreis macht nach etwa fünf Jahren die Investition in eine zentrale Gasheizungsanlage attraktiver.

Während die Wärmepumpenanlage mit einem negativen Zinssatz schlechter als die Kombination einer Gasheizungs- & Solaranlage abschneidet, ist die Kombination einer Wärmepumpe & PV-Anlage hingegen durch den Synergieeffekt, dass der als Antriebsenergie benötigte Strom direkt von der PV-Anlage auf dem Dach günstiger produziert wird als dieser am Markt zu kaufen ist, empfehlenswert.

Die Pelletheizungsanlage weist gleichbleibende Betriebskosten zur zentralen Gasheizungsanlage mit Solar auf. Jedoch machen die höheren Investitionskosten deren Wirtschaftlichkeit zunichte. Die Kombination mit einer PV-Anlage, welche den

## 5. Ökonomische Bewertung der PV-Anlage im Referenzgebäude

Strombedarf zu ca. 30 % deckt, machen die Investition in eine Pelletanlage vergleichbar zur Gasheizungs- & Solaranlage und stellt somit eine Alternative dar. Die nachfolgende Tabelle zeigt zusammenfassend die einzelnen Technologien.

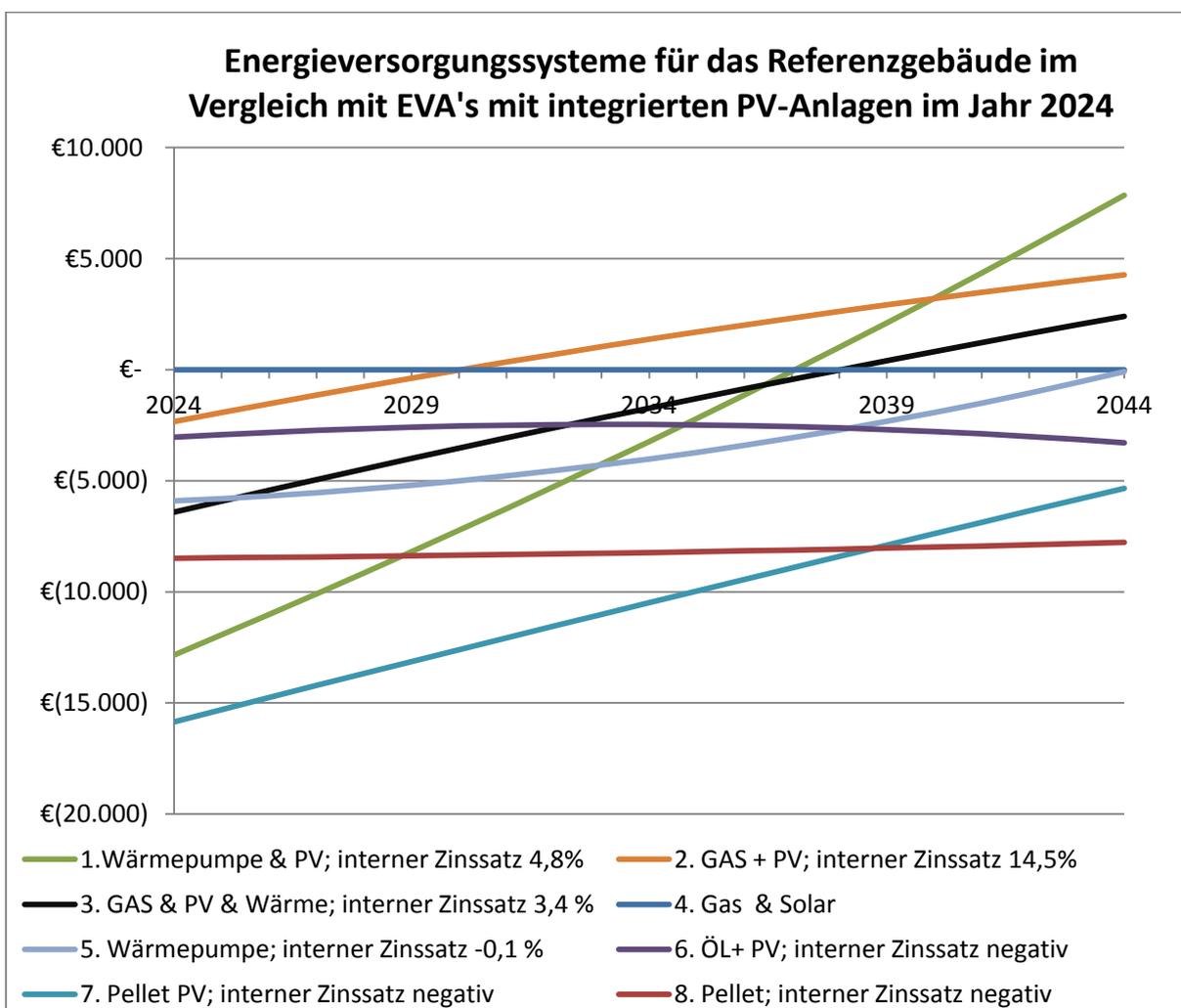
**Tabelle 5.2-2: Investitionsempfehlung für PV-Anlagen in Neubauten ab 2016**

Beschreibung der Anlagentechnik	Strombedarf	Trinkwarmwasserbereitung	Heizungsanlage	Investition (I:) & Wartungskosten (W:)	Interner Zinssatz
1. Gasheizungs- & PV-Anlage	Anteilig PV-Strom	Gas	Gas	I-Gas: 7.500,-€ W-Gas: 150,- € I-PV: 7.735,-€ W-PV: 160,-€	30,8%
2. Wärmepumpe & PV-Anlage	Anteilig PV-Strom	Anteilig PV-Strom und Wärmepumpe	Anteilig PV-Strom und Wärmepumpe	I-WP: 18.500,-€ W-WP: 50,- € I-PV: 7.735,-€ W-PV: 160,-€	25,9%
3. Ölheizungs- & PV-Anlage	Strom + Anteilig PV-Strom	Öl	Öl	I-Öl: 8.000,-€ W-Öl: 185,- € I-PV: 7.735,-€ W-PV: 160,-€	4,7%
4. Pelletheizung & PV-Anlage	Anteilig PV-Strom	Pellet	Pellet	I-Pel: 21.000,-€ W-Pel: 250,- € I-PV: 7.735,-€ W-PV: 160,-€	0,0%
5. Gasheizungs- & Solaranlage	-	Gas & Solar	Gas & Solar	I-Gas: 7.500,-€ W-Gas: 150,- € I-Solar 5.000,-€ W-Solar: 35,-€	-
6. Wärmepumpe	-	Wärmepumpe	Wärmepumpe	I-WP: 18.500,-€ W-WP: 50,- €	Negativ
7. Ölheizungs- & Solaranlage	-	Öl & Solar	Öl & Solar	I-Öl: 8.000,-€ W-Öl: 185,- € I-Solar 5.000,-€ W-Solar: 35,-€	Negativ
8. Pelletheizung	-	Pellet	Pellet	I-Pel: 21.000,-€ W-Pel: 250,- €	Negativ

Investitionskosten (I-x:) mit x für die jeweilige Anlagentechnik Wärmepumpe (WP) , Gasheizungsanlage (Gas), Ölheizungsanlage (Öl), Pelletheizungsanlage (Pel), Photovoltaikanlage (PV)  
Wartungskosten (W-x:)

### 5.2.3 Integration der PV-Anlage in das Referenzgebäude 2024

In den vorherigen Kapiteln stellte sich die Integration der PV-Anlage zur Deckung des Strombedarfs als ökonomisch heraus. Jedoch konnte der PV-Strom, durch die höhere Einspeisevergütung im Vergleich zu den Energiekosten der Energieversorgungsanlagen, für den Wärmebetrieb im Jahr 2016 nicht wirtschaftlich eingesetzt werden. Für die PV-Technologie ist vor allem wegweisend, wie die Technologie ohne die Förderung mittels Einspeisevergütung beim Erreichen des 52-GW-Deckels bestehen kann. Dieser wird nach der Hochrechnung zu Beginn dieses Kapitels wohl im Jahr 2024 sein. Neu installierte Anlagen werden ab diesem Zeitpunkt keine Festvergütung mehr bekommen und der PV-Strom muss sich mit dem Marktpreis an der EEX-Börse messen.



**Abbildung 5.2-3: Wirtschaftliche Betrachtung der Einsatzmöglichkeiten einer PV-Anlage zur Erweiterung der Energieversorgungsanlage nach dem Erreichen des 52-GW-Deckels im Jahr 2024**

## 5. Ökonomische Bewertung der PV-Anlage im Referenzgebäude

---

Die Abbildung 5.2-3 zeigt die acht Szenarien aus Kapitel 5.2.2. unter der Betrachtung, dass im Jahre 2024 der 52-GW-Deckel erreicht wird.

Aus dem Diagramm können folgende Schlüsse gezogen werden. Dabei werden vorerst die Technologien nicht zueinander, sondern in ihrer eigenen Entwicklung bezgl. der Änderung zwischen den Jahren 2016 bis 2024 betrachtet.

### EVA: Gas & Solar; Gas & PV-Anlage; Gas & PV-Anlage & PV-Heizwärme

Während die Kombination aus zentraler Heizungsanlage & PV-Anlage zur Zeiten der Einspeisevergütung noch am wirtschaftlichsten war, reduziert sich der interne Zinssatz von 30 % auf 15 %. Parallel steigt damit verbunden die Amortisationszeit. Während im Jahr 2016 mit einer Amortisationszeit des Energiesystems von drei Jahren gerechnet werden konnte, verdoppelt sich diese auf sechs Jahre. Mit dem Entfall der festen Einspeisevergütung gibt es eine leichte Verschiebung zu Gunsten der Gasheizungs- & Solaranlage. Die Kombination mit der PV-Anlage bleibt weiterhin die ökonomisch attraktivere Lösung.

Als dritte Variante der Gas-EVA wurde nochmals eine Kombination aus Gas & PV-Anlage & PV-Heizwärme illustriert. Diese Variante war im Jahr 2016 aufgrund der großen Differenz zwischen Einspeisevergütung und den verschiedenen Energieträgern ökonomisch noch uninteressant. Für das Jahr 2024 zeigt sich, dass trotz einer höheren Investition für die PV-Anlage sowie für die Heizstabskombination von ca. 7.000,- € sich die Anlage im Vergleich zur Gas- & Solaranlage nach 14 Jahren amortisiert. Des Weiteren ist zu beobachten, dass sich die Differenz zwischen der Gas- & PV-Anlage und der Gas- & PV-Anlage & PV-Heizwärme über die Jahre verringert. Mit steigenden Energiekosten für den Energieträger Gas nähern diese sich an, bis die Stromgestehungskosten der PV-Anlage geringer als die Energieträgerkosten sind. Nach den prognostizierten Strompreisen wird deren Installation im Jahre 2030 wirtschaftlicher betrieben werden können als Gas- & PV-Anlagen.

### Pelletheizung und deren Entwicklung in Kombination mit einer PV-Anlage

Die Pelletheizung ohne unterstützende PV-Anlage verhält sich im Jahr 2024 identisch zum Verlauf von 2016. Die parallel verlaufenden Kennlinien weichen nur marginal voneinander ab, was dafür spricht, dass deren jährliche Betriebskosten sich in der Summe nicht von der Gas- & Solaranlage unterscheiden. Im Jahr 2024 misst sich der ins Stromnetz eingespeiste PV-Strom mit den gehandelten Marktpreisen an

der EEX-Börse. So steht der Börsenstrompreis im Vergleich zur Einspeisevergütung von 2016. Der Vergleichspreis reduziert sich um fast 67 % auf 3,78 ct/kWh. Trotz verbesserter Wirtschaftlichkeit gegenüber der monovalent betriebenen Pelletheizung kann die PV-Anlage die Differenz zur Gas-Solaranlage nicht kompensieren und erweist sich mit einem negativen internen Zinsfuß als unwirtschaftliche Investition im Jahre 2024. Dies verdeutlicht nochmals, dass letztendlich die Entwicklung der Betriebskosten für die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Anlagentechnik maßgebend ist.

### Ölheizung & PV-Anlage

Die verschiedenen Variationen der Ölheizungsanlage in Kombination mit einer PV-Anlage gestaltet sich untereinander deckungsgleich zu den Kombinationen Gasheizungsanlage & Solar, Gasheizungsanlage & PV-Anlage und der Gasheizungsanlage & PV-Anlage & PV-Heizwärme. Aus diesem Grund wurde an dieser Stelle nur eine Variante der Ölheizungsanlage mit PV-Anlage berücksichtigt. Diese zeigt jedoch deutlich den Einfluss des steigenden Ölpreises sowie des sinkenden Haushaltsstrompreises. Während in den ersten Betriebsjahren noch eine positive Tendenz zu erkennen ist, sinkt diese mit dem Erreichen des Wendepunktes im Jahr 2032. Ab diesem Zeitpunkt übersteigen die jährlichen Betriebskosten die der angenommenen Gas & Solar-Kombination. Somit kann zukünftig eine Ölzentralheizungsanlage mit PV-Anlage nicht wirtschaftlicher als die Gas-Solarheizungsanlage betrieben werden.

### Wärmepumpe; Wärmepumpe mit PV-Anlage

Die prognostizierten sinkenden Haushaltsstromkosten sowie die damit verbundenen Wärmepumpenstromkosten fördern im Vergleich zu den konventionellen Energiepreisen die Wirtschaftlichkeit einer Wärmepumpe. So ist selbst mit einer nach dem EWärmeG minimal angesetzten Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe die Investition nach 20 Betriebsjahren mit der deutlich günstigeren Investition in eine Gasheizungs- & Solaranlage gleichzustellen.

Wird die Wärmepumpe mit einer PV-Anlage gekoppelt, ergibt sich der bereits im Kapitel 5.2.2 beschriebene Synergieeffekt. Zusätzlich zur direkten Stromnutzung entsteht für den Anlagenbetreiber eine Teilunabhängigkeit von den Energiepreisen, indem ca. 36 % des benötigten Gebäudeenergiebedarfes durch die PV-Anlage gedeckt werden. So verstärkt sich dieser Synergieeffekt mit steigenden Energiepreisen.

## 5. Ökonomische Bewertung der PV-Anlage im Referenzgebäude

Die Anlagenkombination aus Wärmepumpe & PV-Anlage stellt sich mit einem internen Zinssatz von 4,8 % als zukünftig wirtschaftlichste Anlagenkombination dar.

Die nachfolgende Tabelle zeigt zusammenfassend alle spezifischen Anlagenkennwerte inkl. des Autarkiegrads für den Wärmebedarf sowie für den Gesamtenergiebedarf des Referenzgebäudes. Anhand des Autarkiegrades lässt sich auf die Abhängigkeit der Anlagenkonstellation zur Nutzenergie und den damit folgenden Energiekosten schließen.

**Tabelle 5.2-3: Investitionsempfehlung für PV-Anlagen in Neubauten ab 2024**

Beschreibung der Anlagentechnik	Strombedarf	Trinkwarmwasserbereitung	Heizungsanlage	Investition (I:) & Wartungskosten (W:)	Autarkiegrad	Interner Zinssatz
1. Wärmepumpe & PV-Anlage	Anteilig PV-Strom	Anteilig PV-Strom und Wärmepumpe	Anteilig PV-Strom und Wärmepumpe	I-WP: 18.500,-€ W-WP: 50,- € I-PV: 7.735,-€ W-PV: 160,-€	$\eta$ W:38 % $\eta$ G: 37%	4,8 %
2. Gasheizungs- & PV-Anlage	Anteilig PV-Strom	Gas	Gas	I-Gas: 7.500,-€ W-Gas: 150,- € I-PV: 7.735,-€ W-PV: 160,-€	$\eta$ W:0 % $\eta$ G: 12%	14,5 %
3. Gasheizungs- & PV-Wärme-Anlage	Anteilig PV-Strom	Anteilig PV-Strom & Gas	Anteilig PV-Strom & Gas	I-Gas: 7.500,-€ W-Gas: 150,- € I-PV: 7.735,-€ W-PV: 160,-€ I-PVW: 4.165,€ W-PVW: 0,-€	$\eta$ W:20 % $\eta$ G: 25%	3,4%
4. Gasheizungs- & Solaranlage	-	Gas & Solar	Gas & Solar	I-Gas: 7.500,-€ W-Gas: 150,- € I-Solar 5.000,-€ W-Solar: 35,-€	$\eta$ W:19 % $\eta$ G: 13%	-
5. Wärmepumpe	-	Wärmepumpe	Wärmepumpe	I-WP: 18.500,-€ W-WP: 50,- €	$\eta$ W:0 % $\eta$ G: 0%	Negativ
6. Ölheizung & PV-Anlage	Strom + Anteilig PV-Strom	Öl	Öl	I-Öl: 8.000,-€ W-Öl: 185,- € I-PV: 7.735,-€ W-PV: 160,-€	$\eta$ W:0 % $\eta$ G: 12%	Negativ
7. Pelletheizung & PV-Anlage	Strom + Anteilig PV-Strom	Pellet	Pellet	I-Pel: 21.000,-€ W-Pel: 250,- € I-PV: 7.735,-€ W-PV: 160,-€	$\eta$ W:0 % $\eta$ G: 12%	Negativ
8. Pelletheizung	-	Pellet	Pellet	I-Pel: 21.000,-€ W-Pel: 250,- €	$\eta$ W:0 % $\eta$ G: 0%	Negativ

Investitionskosten (I-x:) mit x für die jeweilige Anlagentechnik Wärmepumpe (WP) , Gasheizungsanlage (Gas), Ölheizungsanlage (Öl), Pelletheizungsanlage (Pel), Photovoltaikanlage (PV), Wartungskosten (W-x:)  
Autarkiegrad Gebäudewärmebedarf ( $\eta$  W:), Autarkiegrad Gebäudeenergiebedarf ( $\eta$  G:)

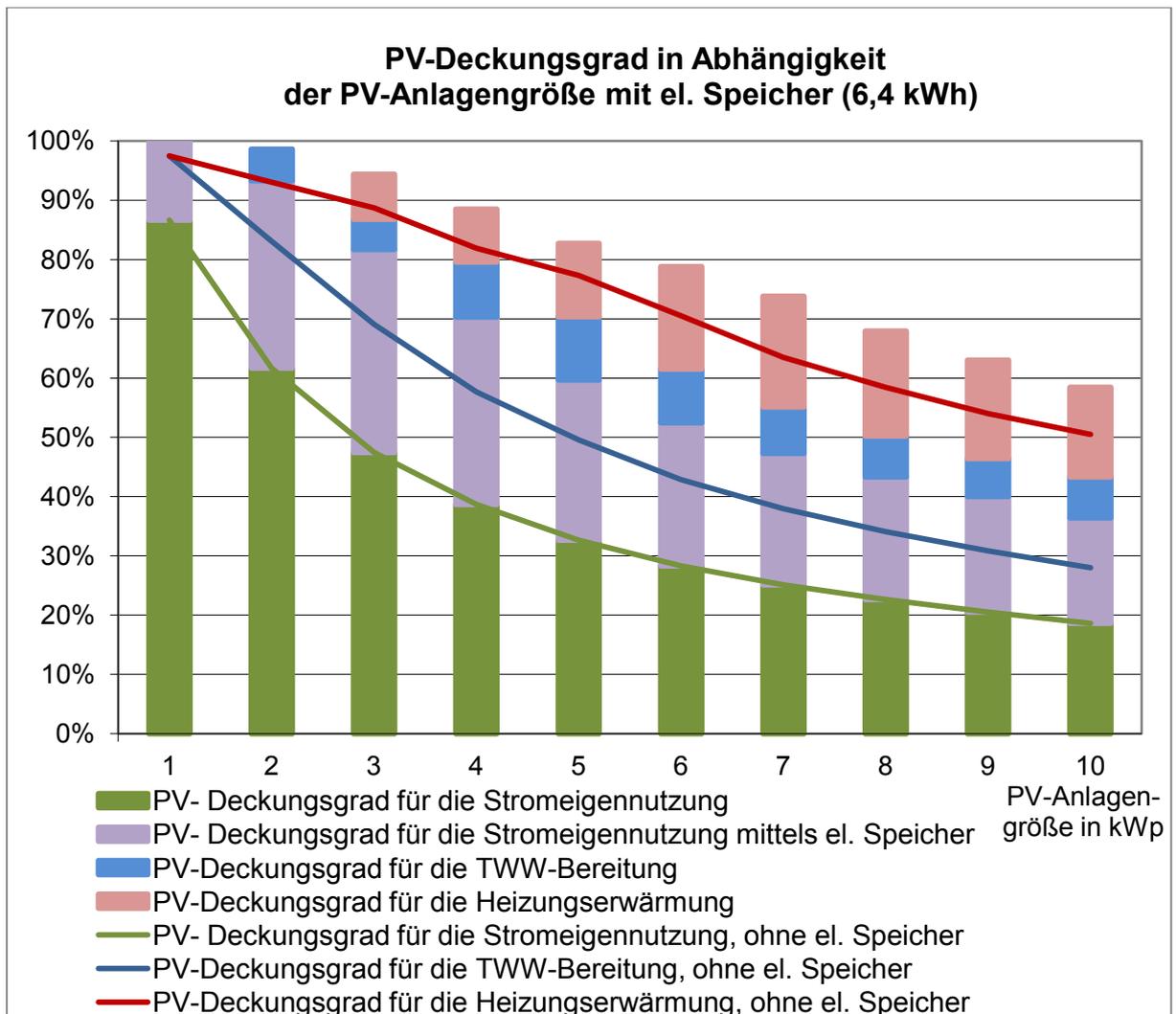
### 5.3 Ausblicke Marktpotenziale & Synergieeffekte

Maßgeblich für den ökonomischen Betrieb einer PV-Anlage ist der Anteil der Eigenstromnutzung verantwortlich. Dieser erwirtschaftet durch die Einsparung des Haushaltsstromes das Drei- bis Vierfache des Wärmeanteils und ca. das Achtfache im Vergleich zu den Strompreisen an der EEX-Börse. Somit ist aus ökonomischer Sichtweise die Eigenstromnutzung zu forcieren. Ökologisch betrachtet hätte dies ergänzend den Vorteil, dass die elektrische Energie mit einem höheren nutzbaren Energieanteil (Exergieanteil) im Vergleich zur Wärmeenergie auch als „höherwertigere“ elektrische Energie eingesetzt würde. Für die Optimierung des Eigenstromanteils der PV-Anlage könnten folgende Varianten eingesetzt werden:

- Stromspeicher
- Demand-Side-Management
- Integration der Elektromobilität in Haushalte

#### 5.3.1 Strom-Speicher

Für die Maximierung des Eigenstromnutzungsanteils könnte ein elektrischer Speicher eingesetzt werden, der den zeitlich nicht nutzbaren Energieanteil speichert und anschließend zeitversetzt den Strombedarf des Gebäudes deckt. In diesem Kapitel wird der energetische Speicheranteil und die damit verbundene Energiebilanz in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße betrachtet. Anhand des Referenzgebäudes wurden die jeweiligen Energiebedarfe sowie der erzeugte PV-Energieertrag für jeden Typtag betrachtet. Der elektrische Speicher wird in der Nutzungsreihenfolge der direkten Stromnutzung nachgeschaltet und somit vor die Trinkwarmwasserbereitung gesetzt. Mittels empirischer Ermittlung konnte der elektrische Speicher für das Referenzgebäude auf eine sinnvolle Energiekapazität von 6,4 kWh festgelegt werden. Das nachfolgende Diagramm zeigt die Speichersimulationsergebnisse für das Referenzgebäude in Abhängigkeit der PV-Anlagenleistung. Zusätzlich wurden die in Kapitel 4.6.4 ermittelten PV-Deckungsanteile für das Referenzgebäude als Vergleichskennlinie hinterlegt.



**Abbildung 5.3-1: PV-Deckungsgrad mit el. Speicher in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße**

Vergleicht man die Deckungsanteile der beiden Varianten mit elektrischem Speicher (Balkendarstellung) und ohne elektrischen Speicher (Kennlinien), so erkennt man:

- Dass die direkte Stromnutzung aus der PV-Anlage unberührt bleibt
- der Energiespeicher über das Jahr zwischen 13 % und 35 % des PV-Ertrages speichert
- aufgrund des elektrischen Speichers sich das nutzbare Wärmepotenzial für die Trinkwarmwasser- und die Heizungswärmebereitung um ca. 10 % verringert
- der Gesamtnutzungsgrad sich im Mittelwert um 7 % erhöht

Somit kann mittels elektrischem Speicher bei vollständiger Speichernutzung, ohne die Betrachtung von Speicherverlusten, die Eigenstromnutzung im Mittelwert um 63 % gesteigert werden. Die Wirtschaftlichkeitsprognose für den Speicher wird überschlägig anhand der bestmöglichen zukünftigen Energieversorgungsanlage nachfolgend ermittelt.

## 5. Ökonomische Bewertung der PV-Anlage im Referenzgebäude

**Tabelle 5.3-1: Wirtschaftlichkeitsprognose PV-Anlage mit el. Speicher**

	PV-Anlagenenertrag	PV-Stromnutzug mit Speicher 6,4 kWh		PV-Stromnutzug ohne Speicher		Differenz PV-Speicher zu PV ohne Speicher [kWh]
	[kWh]	[kWh]		[kWh]		
PV	4792,9	4242,5	89%	3925,1	82%	
Strom	5224,8	1854,5	39%	1854,5	39%	0
Speicher	3370,3	1514,8	32%	0	0%	1514,8
WW	1480,6	445	9%	909,4	19%	-464,4
HZG	8853,8	428,3	9%	1161,2	24%	-732,9
Einspeisung		550,4	11%	867,8	18%	-317,4
Energieart	Jahresarbeitszahl Wärmepumpe		Energiepreise 2024			
				Energiekosten [ct./kWh]	Energiekosten je Jahr [€/Jahr]	
Strom		1	Haushaltsstrom	31,14	-	€
Speicher		1	Haushaltsstrom	31,14		471,71 €
WW		3,3	Haushaltsstrom	31,14	-	43,82 €
HZG		3,5	Haushaltsstrom	31,14	-	65,21 €
Einspeisung		1	Strompreis Börse	5,68	-	18,03 €
						344,65 €
			Betriebsdauer	10 Jahre		3.446,51 €

Für die Kombination der PV-Anlage mit elektrischem Speicher und der Wärmepumpe könnten die jährlichen Energiekosten um 345,- €/a gesenkt werden. Für eine Betriebsdauer des elektrischen Speichers von 10 Jahren ergibt sich eine zusätzliche Einsparung von 3.447,- €. Die Speicherkosten für die Installation eines elektrischen Speichers mit einer Speicherkapazität von 6,4kWh belaufen sich auf ca. 10.000,- €. Folglich ist das jährlich beachtliche Einsparpotenzial gegenüber der Speicherinvestition noch nicht rentabel. Es ist zu beobachten, wie sich die Speicherkosten in den kommenden Jahren entwickeln.

### 5.3.2 Demand-Side-Management (DSM)

Das Demand-Side-Management kommt ursprünglich aus der Kraftwerkstechnik. Dabei werden Verbraucher bei Engpässen in der Stromerzeugung nach deren Bedarf ab- und wieder angeschaltet. Dies kann übertragen auf das Referenzgebäude im Einsatz mit der PV-Anlage erfolgen. Dabei sind die elektrischen Verbraucher der PV-Erzeugungskennlinie anzupassen, so dass in den Tageszeiten, zu denen viel PV-Strom vorhanden ist, dieser auch größtmöglichen Teils von den Verbrauchern eingesetzt wird. Diese Lastanpassung kann durch den Nutzer oder über ein Gebäude-Management-System gesteuert werden. Verbraucher, die sich im Haushalt ohne größeren Aufwand bestens für das Demand-Side-Management einsetzen lassen, sind:

- Waschmaschinen & Trockner
- Geschirrspülmaschinen
- Kühl- & Gefriergeräte

### 5.3.3 Integration der Elektromobilität in Haushalte

Die Studie Elektromobilität in Haushalten und Flotten des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur prognostiziert mittelfristig Privatanutzer als Zielgruppe für die Elektromobilität. Derzeit sind in 77 % aller Haushalte ein oder zwei PKW im Einsatz. Mit Erhöhung der Reichweite – der damit verbundenen Speicherkapazität der im Auto verbauten Akkumulatoren – und Verkürzung der Ladedauer soll dem privaten Nutzer die Elektromobilität attraktiver gemacht werden (BMVI & NOW, 2015). Dies könnte in Zukunft einen weiteren Synergieeffekt für den erzeugten Strom aus PV-Anlagen mit sich bringen, indem dieser direkt im Elektroauto gespeichert und gefahren wird. Während die Heizölparität für private Haushalte derzeit noch nicht gegeben ist, schildert sich dies steuerlastbedingt im Fahrzeug-Kraftstoffbereich anders. Hier ist selbst mit derzeitigen niedrigeren Kraftstoffpreisen von 1,20 € je Liter SuperE10 (~8,5 kWh/Liter) und einem resultierenden Energiepreis von 14 Ct./Liter E10 die Kraftstoffparität zu dem erzeugten Strom aus PV-Anlagen gegeben. Somit könnte jeder Einfamilienhausbesitzer seinen PV-Anlagestrom auf dem Dach günstiger erzeugen als er diesen an der Tankstelle erhält.

Die nebenstehende Abbildung zeigt das vorhandene PV-Anlagenpotenzial, welches nach der Deckung des Haushaltsstromes noch für die Elektromobilität zur Verfügung stehen könnte. Unter der Annahme eines durchschnittlichen Energiebedarfs von 7kWh/100km wird die Energiemenge als Reichweite in km dargestellt.

An Sommertagen könnte der erzeugte PV-Strom aus der referenzierten

4-kWp-PV-Anlage noch für die Deckung von bis zu 360 km reichen.

Des Weiteren könnte ein Elektroauto zukünftig auch als mobiler Elektrospeicher eingesetzt werden und einen Teil der nächtlichen elektrischen Grundlast des Gebäudes decken.

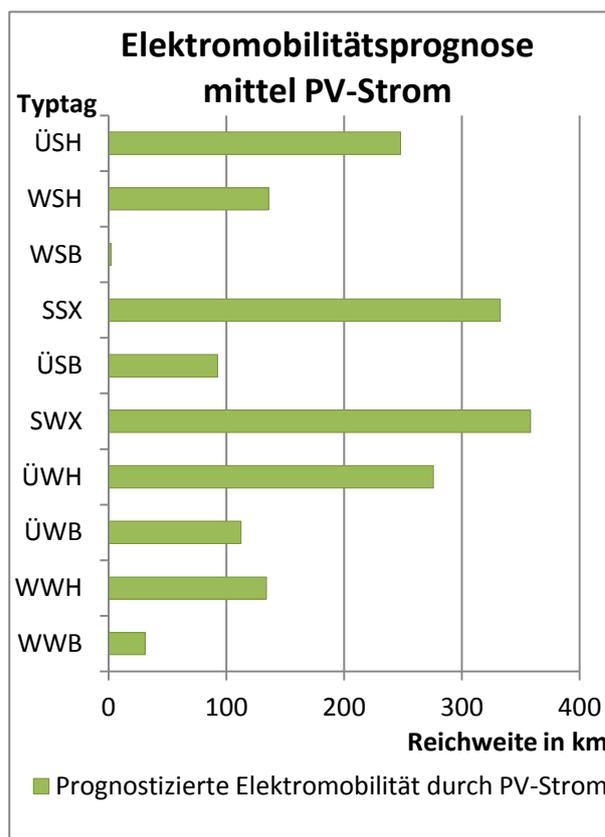


Abbildung 5.3-2: Elektromobilitätsprognose

### **6. Schlussfolgerungen und Zusammenfassung**

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen für Gebäude werden mit der EnEV und dem EWärmeG vom Gesetzgeber vorgegeben. Dabei werden die Stellschrauben der Energieeffizienz und des Anteiles der Nutzung erneuerbarer Energien für Gebäude bezgl. der Gebäudehülle und der Anlagentechnik immer stärker angezogen. Der Erneuerbaren-Energieanteil an der Anlagentechnik sollte nach den aktuellen Regularien mindestens 15 % des Gebäudeenergiebedarfs betragen. Dies kann in den unterschiedlichsten Varianten erfolgen.

Die PV-Technologie ist dabei in der Lage diese Anforderung in der heutigen Zeit zu erfüllen und in der Kombination mit der Gebäudehülle die gesetzlichen Anforderungen zu decken. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen kann eine PV-Anlage in jedem bestehenden Gebäude, sofern dessen Dachausrichtung den Energieertrag nicht zu stark schmälert, wirtschaftlich betrieben werden. Dabei lässt sich die PV-Anlage generell mit steigendem Eigenstromnutzungsanteil auch immer ökonomischer betreiben, da der Haushaltsstrompreis heute und auch in Zukunft mit den derzeit höchsten in einem Gebäude eingesetzten Energiepreisen je kWh das größte Einsparpotenzial für PV-Anlagen birgt. Anhand des ausgearbeiteten Excel-Berechnungstools kann der Deckungsanteil für die jeweiligen Energieform gemäß den beschriebenen Schritten im Anhang XI.III.III für jedes beliebige EFH ermittelt werden.

Selbst den neuen Anforderungen mit der weiteren Degression bis hin zum Entfall der Einspeisevergütung steht die Bilanz der PV-Anlagen sehr positiv gegenüber, auch wenn im Jahr 2024 der Einsatz der PV-Wärmenutzung mittels Elektroheizstab sich als unwirtschaftlich erweist und deren ökonomischer Einsatz erst mit weiter steigenden Energiepreisen in den darauffolgenden Jahren rentabel wird. Jedoch stellt sich die PV-Anlage im Einsatz zur Deckung des vorhandenen Strombedarfs unter der Kombination mit einer konventionellen Heizungsanlagen als ökonomischer gegenüber einer gleichen Anlagenkombination mit einer Solaranlage kombiniert dar.

Die Kombination der PV-Anlage mit einer Wärmepumpenheizung bildet zukünftig sowohl ökonomisch als auch ökologisch betrachtet die ideale Energieversorgungsanlage von Gebäuden. Dabei kann der erzeugte PV-Strom mittels der Wärmepumpentechnologie minimal um den Faktor 3,3–3,5 in der Trinkwarmwasserbereitung und der Heizwärmebereitung eingesetzt werden. Somit werden die Vorteile beider

Technologien kombiniert. Die Wärmepumpe bietet einen sehr effizienten Einsatz mit der Antriebstechnologie Strom. Hierzu stellt die PV-Anlage den überschüssig produzierten Strom zum Einsatz bereit. Im Vergleich zur Gasheizung- und Solaranlagenkombination weist die PV-betriebene Wärmepumpe einen internen Zinsfuß von 4,8 % auf.

Des Weiteren bietet die Anlagenkonstellation mit einem Autarkiegrad von 38 % am Wärmeenergiebedarf sowie 37% am Gesamtenergiebedarf die höchste Unabhängigkeit aller betrachteten Anlagen bezogenen auf die Endenergie.

Für den ökonomischen Betrieb einer PV-Anlage sind in jeder Anlagenkonstellation die Einsatzbedingungen genau zu prüfen. Die während dieser Arbeit ausgearbeiteten Excel-Dateien bieten die Möglichkeit das jeweilige Gebäude und dessen Konstellation zu simulieren. Besonders die dadurch ermittelte Abbildung 4.6-4: PV-Deckungsanteil je kWp-PV-Anlagenleistung“ bietet die Möglichkeit die Anlagenkonstellation für den Kunden speziell auf Maß auszulegen und die Anlagengröße richtig zu wählen.

Zudem ist jedem zukünftigen PV-Anlagenbetreiber zu empfehlen, sein Nutzerverhalten an die Erzeugungszeiten anzupassen. Dies kann teilweise ohne Einschränkungen erfolgen und ist lediglich entsprechend zu koordinieren. Mit dem aktuellen Trend zum Smarthome werden diese Lastanpassungen auch von der Heizungsregelung mit übernommen werden. Dies muss aber nicht zwangsweise über eine Steuerung erfolgen, sondern kann durch den Nutzer ohne finanziellen Aufwand erfolgen.

Die Speichertechnologie kann jederzeit in Energieversorgungssysteme von Gebäuden integriert werden, da sich mit diesen der Gesamtnutzungsgrad der PV-Anlage um ca. 7 % steigern lässt. Zum Zeitpunkt der Ausarbeitung zeigte sich diese Technologie für diesen Einsatz allerdings noch nicht marktreif und ist zum Einsatzzeitpunkt ökonomisch neu zu bewerten.

Zusätzlich ist die Entwicklung der Elektromobilität im Auge zu behalten. Je nach Entwicklung und Marktreife stellt dies eine sehr gute Kombinationsmöglichkeit für die PV-Stromnutzung und als mobile Speichervariante dar.

Die Abbildung auf der Rückseite der Ausarbeitung zeigt abschließend und zusammenfassend die zukünftig ökonomischste Anlagentechnik sowie die zukünftigen Einsatzgebiete auf.

## VII. Literaturverzeichnis

- Anondi.** *Ratgeber Photovoltaik.* Ulm : Anondi GmbH - Redaktion: Carla Lützeler. Grafik-Nachweis: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.: S. 10.
- BDEW . 2015.** *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015).* Berlin : Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2015.
- BDEW. 2014.** *BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014.* Berlin : Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2014.
- . 2011.** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.* [Online] 03 2011. [www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Energiedaten](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten).
- BMJV. 2013.** *Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden (EnEG) - Fassung vom 4. Juli 2013.* Berlin : Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2013.
- BMVI & NOW. 2015.** *Elektromobilität in Haushalten und Flotten: Was beeinflusst die Kauf und Nutzerbereitschaft.* Berlin : Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur & Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie GmbH, 2015.
- BmWi. Oktober 2015 .** *Energiedaten: Gesamtausgabe.* s.l. : Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Oktober 2015 .
- Bumi Wi Te. 2014.** *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose .* Basel/Köln/Osnabrück : Progons AG, Energiewirtschaftliches Institut Köln (EWI), Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH(GWS), 2014. Projekt Nr. 57/12 .
- Bundesnetzagentur. 2015.** <http://www.bundesnetzagentur.de>. [Online] Bundesnetzagentur, 30. 12 2015. [Zitat vom: 11. Januar 2015.] [http://www.bundesnetzagentur.de/cIn\\_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze\\_node.html#doc405794bodyText2](http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html#doc405794bodyText2).
- DAA. 2015.** <http://www.solaranlagen-portal.com>. [Online] DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH, November 2015. <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/betrieb/wartung>.

- destatis. 2012.** *Bauen und Wohnen - Mikrozensus - Zusatzerhebung 2010 Bestand und Struktur der Wohneinheiten Wohnsituation der Haushalte.*  
Wiesbaden : Statistisches Bundesamt, 2012.  
Artikelnummer: 2055001109004.
- **2016.** *Daten zur Energiepreisentwicklung.* Wiesbaden : Statistisches Bundesamt, 2016. 5619001151125.
- **2015.** <https://www.destatis.de>. [Online] Statistisches Bundesamt, Oktober 2015. [https://www.destatis.de/DE/Publikationen/StatistischesJahrbuch/Bauen.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Publikationen/StatistischesJahrbuch/Bauen.pdf?__blob=publicationFile). ISBN 978-3-8246-1037-2.
- DIN V 4701-10. 2003.** *DIN V 4701-10 Energetische Bewertung heiz- und raumlufotechnischer Anlagen.* 10772 Berlin : Deutsches Institut für Normung e.V, 2003. ICS 91.140.10; 91.140.30; 91.140.65.
- Dreyer, Dr. 2012.** *Jährliche Strahlungsausbeute der BRD.* [Skript Herr Dr. Dreyer PV-Anlagen - Akademie EE] Lüchow : Vaillant Deutschland GmbH, 2012.
- **2012.** *Photovoltaische Anlagen - Skript Akademie EE .* Lüchow : i.V. Prof. Dr. Helmut Dreyer, 2012.
- DWD. 2015.** Globalstrahlungsdaten des Deutschen Wetterdienstes für die Station Nr.01443. [www.dwd.de](http://www.dwd.de). [Online] 30. 12 2015. [Zitat vom: 30. 12 2015.] [ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/grids\\_germany/multi\\_annual/solar/](ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/grids_germany/multi_annual/solar/).
- EEG. 2014.** <http://www.bmwi.de/>. [Online] 27. Juni 2014.  
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- EEWärmeG. 2015.** <http://www.gesetze-im-internet.de>. [Online] 20. 10 2015.  
[http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eew\\_rmeg/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eew_rmeg/gesamt.pdf).
- EnEV 2014. 2015.** *Energieeinsparverordnung - EnEV.* s.l. : Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz, 2015.
- EWärmeG-Schematische Übersicht. 2015.** <http://www.energie-experten.org/>. [Online] 2015. [http://www.energie-experten.org/fileadmin/Newsartikel/Newsartikel\\_02/Erf%C3%BCllungsoptionen\\_EW%C3%A4rmeG\\_Wohngeb%C3%A4ude.pdf](http://www.energie-experten.org/fileadmin/Newsartikel/Newsartikel_02/Erf%C3%BCllungsoptionen_EW%C3%A4rmeG_Wohngeb%C3%A4ude.pdf).

- EWärmG. 2015.** Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg. <http://www.energie-experten.org>. [Online] 11. 03 2015. [http://www.energie-experten.org/fileadmin/Newsartikel/Newsartikel\\_02/EW%C3%A4rmeG\\_2015.pdf](http://www.energie-experten.org/fileadmin/Newsartikel/Newsartikel_02/EW%C3%A4rmeG_2015.pdf).
- FaFo. 2013.** *Familie und Wohnen*. Stuttgart : Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2013.
- Giega, Dipl.-Ing. Michael. 2005.** *ENEV - Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden*. s.l. : Arbeitsgemeinschaft Mauerziegel im Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V., 2005.
- Heckert Solar. 2015.** <http://www.heckertsolar.com>. [Online] Heckert Solar, November 2015. [http://www.heckertsolar.com/uploads/media/hs\\_pxl\\_de\\_03.pdf](http://www.heckertsolar.com/uploads/media/hs_pxl_de_03.pdf).
- IEE&A. 2015.** <http://www.enev-online.com>. [Online] Institut für Energie-Effiziente Architektur mit Internet, 14. November 2015. [Zitat vom: 30. November 2015.] [http://www.enev-online.com/news/13.11.02\\_enev\\_2014\\_ab\\_2016\\_verschaeerfte\\_anforderungen\\_betroffene\\_bauvorhaben.htm](http://www.enev-online.com/news/13.11.02_enev_2014_ab_2016_verschaeerfte_anforderungen_betroffene_bauvorhaben.htm).
- Maas, Prof. Dr. Anton. 2013.** *EnEV im Detail: Wirtschaftlichkeit der energetischen Anforderungen*. Berliner Energietage : Prof. Dr. Anton Maas, 2013.
- Münzinger, Nicole. 2014.** <http://www.top50-solar.de>. [Online] Juli 2014. <http://www.top50-solar.de/experten-forum-energiewende/4807/stromerzeugung-aus-solarer-strahlungsenergie-zwischenbericht-feb-2014-was-meinen-die-experten-dazu>.
- Quaschning, Volker. 2012.** <http://www.volker-quaschning.de>. [Online] April 2012. <http://www.volker-quaschning.de/artikel/2012-10-52gw/index.php>.
- Rennergy. 2015.** *RENENERGY PV-Heiz-Systeme - Preisliste 2015/2016*. Buchenberg : Rennergy Systems AG, 2015.
- scon. 2015.** <https://www.solaranlagen-portal.de/>. [Online] scon-marketing GmbH, 2015. <https://www.solaranlagen-portal.de/photovoltaik-technik/solarenergie.html>.
- Sokratherm. 2016.** <http://www.sokratherm.de>. [Online] Januar 2016. [Zitat vom: 5. Februar 2016.] European Energy Exchange AG, Leipzig

([www.eex.com/de](http://www.eex.com/de)), Stand Januar 2016.

[http://www.sokratherm.de/htcms/get\\_file.php5?did=143&tid=21](http://www.sokratherm.de/htcms/get_file.php5?did=143&tid=21).

**Statistik BW. 2015.** <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de>. [Online]  
Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 8. August 2015.  
[http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/ProdGew/Indikatoren/BW-BT\\_einfamilienhaeuser.asp](http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/ProdGew/Indikatoren/BW-BT_einfamilienhaeuser.asp).

**TST Arge Solarstrom. 2015.** <http://www.pv-ertrag.com/neigung-und-ausrichtung/>.  
[Online] TST Arge Solarstrom, November 2015.  
[http://www.webinweb.de/ertrag/wp-content/uploads/2013/03/ausrichtung\\_neigung.jpg](http://www.webinweb.de/ertrag/wp-content/uploads/2013/03/ausrichtung_neigung.jpg).

**Tuschinski, Melita. 2015.** *Energieausweis und EnEV 2009, Die neue Energieeinsparverordnung für Gebäude*. Stuttgart : Institut für Energie-Effiziente Architektur mit Internet-Medien , 2015.

**VDI 4655. 2008.** *VDI 4655 - Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen*. Düsseldorf 2008 : Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2008. ICS 27.100, 91.140.10.

**Viessmann. 2015.** *Strom von der Sonne*. Allendorf : Viessmann Photovoltaik GmbH, 2015. 9443 795 - 4.

—. **7/2013.** *TopInfo climate of innovation - Solarstrom effizient nutzen*. s.l. : Viessmann, 7/2013. 9440 806 - 1 D.

**Watter, Holger. 2015.** *Regenerative Energiesysteme*. Flensburg : Springer Fachmedien, 2015. ISBN 978-3-658-09637-3.

**Wirth, Dr. Harry. 2015.** *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. 79110 Freiburg : Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE , 2015.

## VIII. Rechtsquellenverzeichnis

EnEG	Energieeinsparungsgesetz
WärmeschutzV	Wärmeschutzverordnung
HeizAnIV	Heizungsanlagenverordnung
EnEV 2014	Energieeinsparverordnung 2014
EEG 2014	Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014
EWärmeG 2015	Erneuerbare-Wärme-Gesetz 2015
StromEinspG	Stromeinspeisungsgesetz

## IX. Normenverzeichnis

DIN EN 61724	Überwachung des Betriebsverhaltens photovoltaischer Systeme – Leitfaden für Messen, Datenaustausch und Analyse
DIN EN 13790	Energieeffizienz von Gebäuden – Berechnung des Energiebedarfs für Heizen und Kühlen
DIN 4108-6	Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden
DIN 4701-10	Energetische Bewertung heiz- und raumluftechnischer Anlagen
DIN 4710	Statistiken meteorologischer Daten zur Berechnung des Energiebedarfs von heiz- und raumluftechnischen Anlagen in Deutschland
VDI 4655	Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen

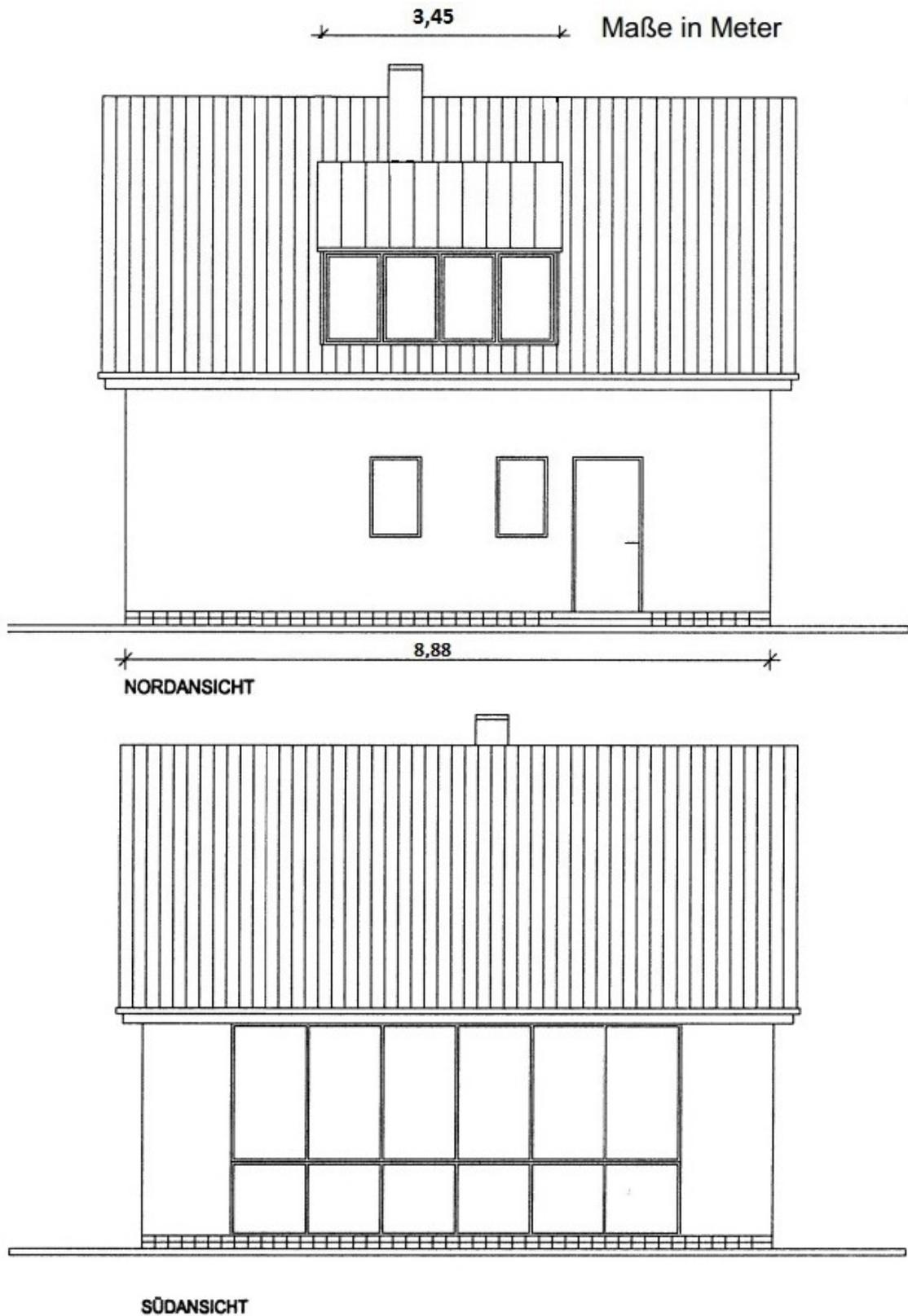
## X. Abkürzungsverzeichnis

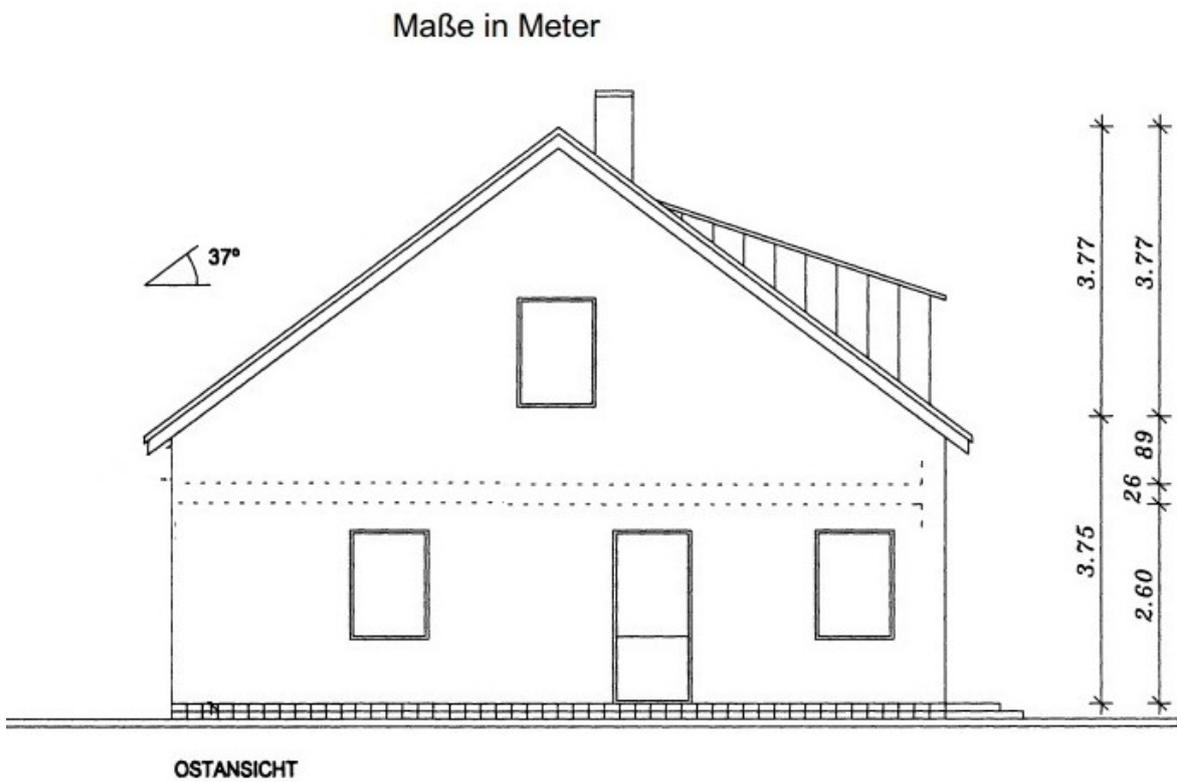
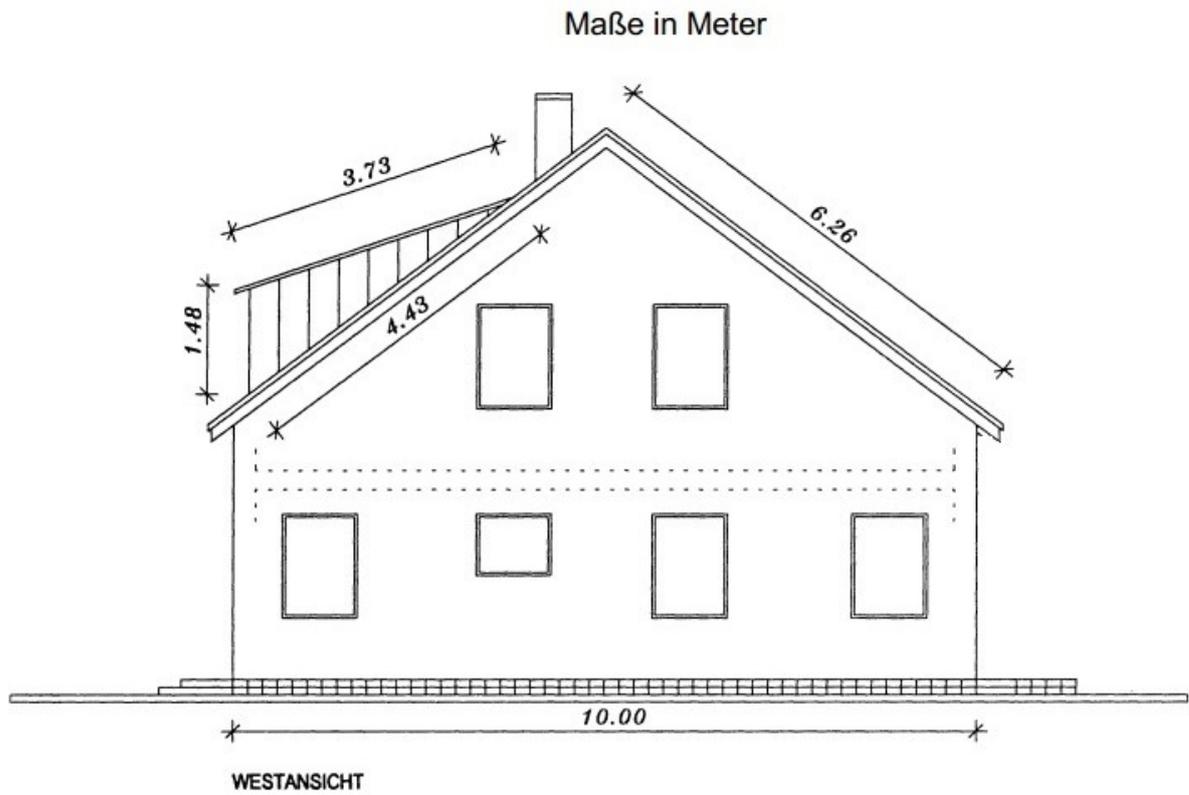
AEE	Agentur für Erneuerbare Energien
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BEE	Branchenverband Erneuerbare Energie e.V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
DE	Deutschland
DENA	Deutsche Energie Agentur
DSM	Demand-Side-Management
EVA	Energieversorgungsanlagen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EZFH	Ein- und Zweifamilienhaus (maximal zwei Wohneinheiten)
EFH	Einfamilienhaus
JAZ	Jahresarbeitszahl bei elektrisch betriebenen Wärmepumpen
JHZ	Jahresheizzahl bei mit Brennstoff betriebenen Wärmepumpen
K	Kelvin
kWh	Kilowattstunden
MWh	Megawattstunden
Nfl	Nettogrundfläche bei Nichtwohngebäuden
PV	Photovoltaik
StromEinspG	Stromeinspeisungsgesetz
TWW	Trinkwarmwasser
TWWB	Trinkwarmwasserbereitung
VG	Vollgeschosse (Definition nach Landesbauordnung Baden-Württemberg)
WEB	Wärmeenergiebedarf
Wfl	Wohnfläche bei Wohngebäuden
PV	Photovoltaik
el.	elektrisch
BMJV	Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz

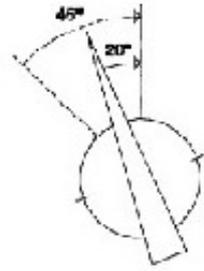
## XI. Anhang

### XI.I Anhang zu Kapitel1

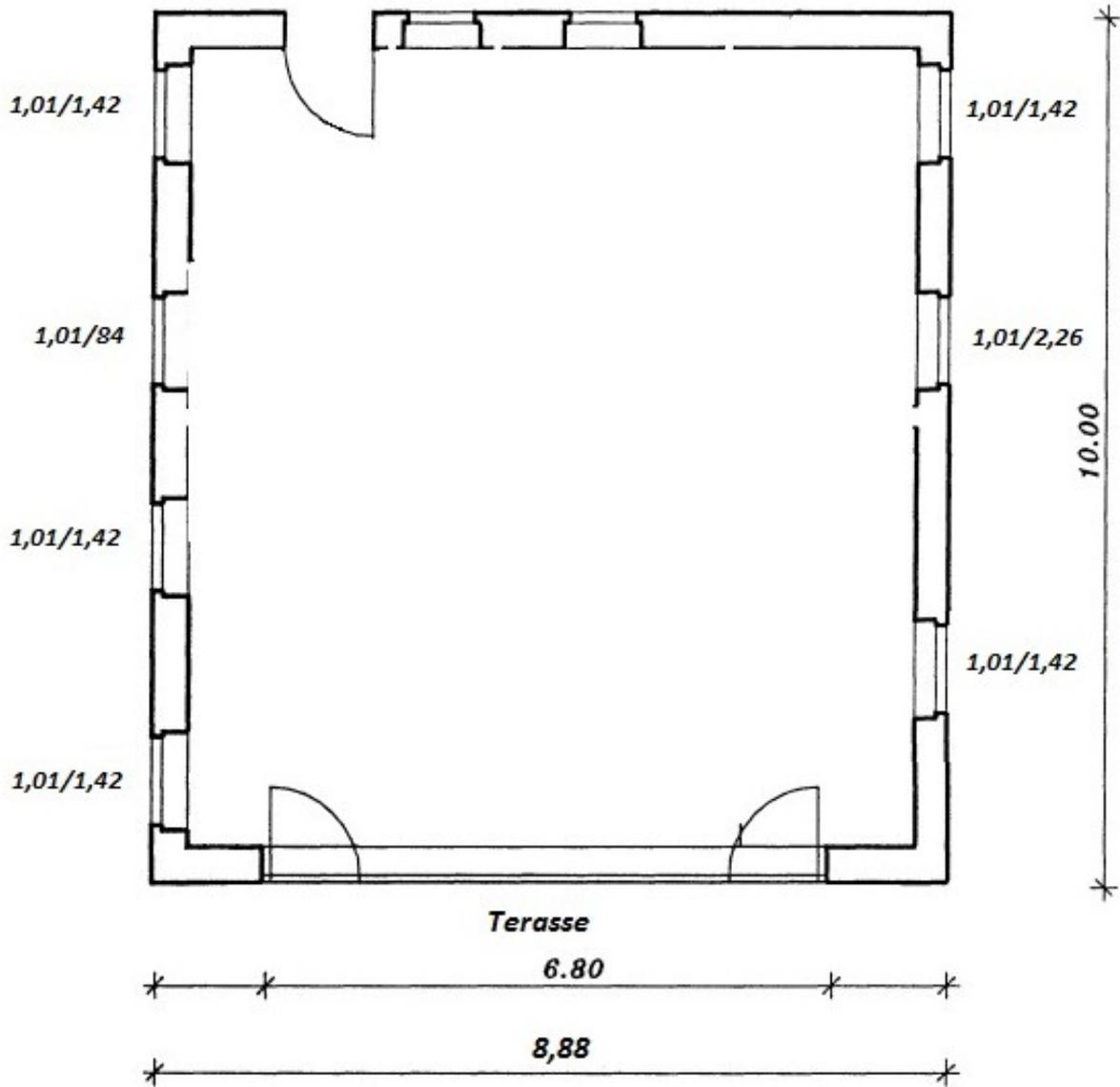
#### XI.I.I Pläne Referenzgebäude







**Haustüre**  
2,01/1,01 76/1,17 76/1,17



XI.II Anhang zu Kapitel 4

XI.II.I Jahresheizwärmebedarfsberechnung nach der DIN 4108-6

Nachweis der Anforderungen nach Energieeinsparverordnung - Wohngebäude - VEREINFACHTES VERFAHREN, Periodenbilanz - in Anlehnung an die DIN 4108-6								
Objekt:		Referenzgebäude						
1	1. Gebäudedaten							
2	Volumen (Außenmaß) [m³]	$V_e =$	506,25					
	Nutzfläche [m²]	$A_N =$	$0,32 * V_e$	$= 0,32 *$	506,25	$=$	162	
	A/V <sub>e</sub> -Verhältnis [1/m]	$A / V_e =$	A	/	V <sub>e</sub>	$=$	0,75	
3	Nutzfläche des gesamten Gebäudes (als Bezug für Anlagentechnik), sofern hier nur Gebäudeteile bilanziert werden [m²]							
		$A_{N,Gesamt} =$	162	m²	(bei Nichteingabe gilt $A_{N,Gesamt} = A_N$ )			
3	2. Wärmeverluste							
4	2.1 Transmissionswärmeverlust [W/K]							
5	Bauteil	Kurzbezeichnung	Fläche	Wärmedurchgangskoeffizient	$U_i * A_i$	Temperatur-Korrektur-faktor $F_{xi}$	$U_i * A_i * F_{xi}$	
			$A_i$	$U_i$				
			[m²]	[W/(m²K)]	[W/K]	[-]	[W/K]	
6	Außenwand	AW Nord	29,49	0,24	7,08	1	7,08	
7		AW Ost	52,28	0,24	12,55	1	12,55	
8		AW West	50,84	0,24	12,20	1	12,20	
9		AW Süd	15,62	0,24	3,75	1	3,75	
10	Fenster	W Nord	6,88	1,30	8,95	1	8,95	
11		W Ost	5,15	1,30	6,70	1	6,70	
12		W West	8,02	1,30	10,43	1	10,43	
13		W Süd	17,68	1,30	22,98	1	22,98	
14	Haustür	T 1	2,03	0,75	1,52	1	1,52	
15	Dach	Dach Nord	50,31	0,20	10,06	1	10,06	
16		Dach Süd	55,59	0,20	11,12	1	11,12	
17						1		
18	Oberste Geschoßdecke					0,8		
19						0,8		
20	Wand gegen Abseitenraum					0,8		
21						0,8		
22	Wände und Decken zu unbeheizten Räumen					0,5		
23						0,5		
24	Kellerdecke/-wände zum unbeheizten Keller					0,6		
25						0,6		
26	Fußboden auf Erdreich Flächen des beheizten Kellers gegen Erdreich	Grundrissfläche	88,00	0,30	26,40	0,6	15,84	
27						0,6		
28						0,6		
29		$\sum A_i = A =$	381,89	Spezifischer Transmissionswärmeverlust $\sum U_i * A_i * F_{xi} =$			123,17	
30	Transmissionswärmeverlust	$H_T = \sum (U_i * A_i * F_{xi}) + DU_{WB} * A$						
		$H_T =$	123,17	$+ 0,05 *$	381,89	$H_T =$	142,27	
31	2.2 Lüftungswärmeverlust [W/K]							
32	Lüftungswärmeverlust ohne Dichtheitsprüfung	$H_V = 0,19 * V_e =$	0,19	$* \underline{\hspace{2cm}}$			$H_V =$	
33	Lüftungswärmeverlust mit Dichtheitsprüfung	$H_V = 0,163 * V_e =$	0,163	$* \underline{\hspace{2cm}}$			$H_V =$ 82,52	

# XI. Anhang

<b>Nachweis der Anforderungen nach Energieeinsparverordnung - Wohngebäude - VEREINFACHTES VERFAHREN, Periodenbilanz - in Anlehnung an die DIN 4108-6</b>					
<b>Objekt:</b>	<b>Referenzgebäude</b>				
34	<b>3. Wärmegewinne</b>				
35	<b>3.1 Solare Wärmegewinne <math>Q_s</math> [kWh/a]</b>				
36	Orientierung	Solare Einstrahlung $I_j$ [kWh/(m <sup>2</sup> a)]	Fenster- Teilfläche $A_{W,j}$ [m <sup>2</sup> ]	Gesamtener- giedurchlaß- grad $g_i$ [-]	$I_j * 0,567 * A_{W,j} * g_i$ [kWh/a]
37	Südost bis Südwest	270	17,68	0,55	1.488,65
38					
39	Nordwest bis Nordost	100	2,87	0,55	89,45
40			6,88	0,55	214,69
41	übrige Richtungen	155	5,15	0,55	248,98
42			8,02	0,55	387,63
43	Dachflächenfenster mit Neigung < 30° <sup>1)</sup>	225	2,87	0,55	201,26
44	Solare Wärmegewinne:	$Q_s = \sum (I_j * 0,567 * A_{W,j} * g_i)$			<b><math>Q_s =</math> 2.630,67</b>
45	<b>3.2 Interne Wärmegewinne <math>Q_i</math> [kWh/a]</b>				
46	Interne Wärmegewinne:	$Q_i = 22 * A_N = 22 * 162$			<b><math>Q_i =</math> 3.564,00</b>
47	<b>4. Jahres-Heizwärmebedarf [kWh/a]</b>				
48	Jahres-Heizwärmebedarf: <sup>2)</sup> $Q_h = 66 * (H_T + H_V) - 0,95 * (Q_s + Q_i)$	$Q_h = 66 * (142,27 + 82,52) - 0,95 * (2.630,67 + 3.564,00)$			<b><math>Q_h =</math> 8.951,0</b>
49	Flächenbezogener Jahres-Heizwärmebedarf: <sup>3)</sup> [kWh/(m <sup>2</sup> a)]	$Q_{h''} = Q_h / A_N = 8.950,96 / 162,00$			<b><math>Q_{h''} =</math> 55,25</b>
<sup>1)</sup> Dachflächenfenster mit Neigung $\geq 30^\circ$ sind hinsichtlich der Orientierung wie senkrechte Fenster zu					
Eingabewerte für die Ermittlung des Jahresheizwärmebedarfes für das Referenzgebäude					
Bauteilspezifische Kennwerte des Referenzgebäudes					

**XI.II.II Bauteilkennwerte EnEV**

U-Werte nach der EnEV 2014 gem. Anlage 3.7

Zeile	Bauteil	Maßnahme nach	Wohngebäude und Zonen von Nichtwohngebäuden mit Innentemperaturen $\geq 19\text{ °C}$	Zonen von Nichtwohngebäuden mit Innentemperaturen von 12 bis $< 19\text{ °C}$
			Höchstwerte der Wärmedurchgangskoeffizienten $U_{\max}$ <sup>1</sup>	
1	Außenwände	Nummer 1 Satz 1 und 2	0,24 W/(m <sup>2</sup> •K)	0,35 W/(m <sup>2</sup> •K)
2a	Fenster, Fenstertüren	Nummer 2 Buchstabe a und b	1,3 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>2</sup>	1,9 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>2</sup>
2b	Dachflächenfenster	Nummer 2 Buchstabe a und b	1,4 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>2</sup>	1,9 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>2</sup>
2c	Verglasungen	Nummer 2 Buchstabe c	1,1 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>3</sup>	keine Anforderung
2d	Vorhangfassaden	Nummer 6 Satz 1	1,5 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>4</sup>	1,9 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>4</sup>
2e	Glasdächer	Nummer 2 Buchstabe a und c	2,0 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>3</sup>	2,7 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>3</sup>
2f	Fenstertüren mit Klapp-, Falt-, Schiebe- oder Hebemechanismus	Nummer 2 Buchstabe a	1,6 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>2</sup>	1,9 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>2</sup>
3a	Fenster, Fenstertüren, Dachflächenfenster mit Sonderverglasungen	Nummer 2 Buchstabe a und b	2,0 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>2</sup>	2,8 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>2</sup>
3b	Sonderverglasungen	Nummer 2 Buchstabe c	1,6 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>3</sup>	keine Anforderung
3c	Vorhangfassaden mit Sonderverglasungen	Nummer 6 Satz 2	2,3 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>4</sup>	3,0 W/(m <sup>2</sup> •K) <sup>4</sup>
4a	Dachflächen einschließlich Dachgauben, Wände gegen unbeheizten Dachraum (einschließlich Abseitenwänden), oberste Geschossdecken	Nummer 4 Satz 1 und 2 Buchstabe a, c und d	0,24 W/(m <sup>2</sup> •K)	0,35 W/(m <sup>2</sup> •K)
4b	Dachflächen mit Abdichtung	Nummer 4 Satz 2 Buchstabe b	0,20 W/(m <sup>2</sup> •K)	0,35 W/(m <sup>2</sup> •K)
5a	Wände gegen Erdreich oder unbeheizte Räume (mit Ausnahme von Dachräumen) sowie Decken nach unten gegen Erdreich oder unbeheizte Räume	Nummer 5 Satz 1 und 2 Buchstabe a und c	0,30 W/(m <sup>2</sup> •K)	keine Anforderung
5b	Fußbodenaufbauten	Nummer 5 Satz 2 Buchstabe b	0,50 W/(m <sup>2</sup> •K)	keine Anforderung
5c	Decken nach unten an Außenluft	Nummer 5 Satz 1 und 2 Buchstabe a und c	0,24 W/(m <sup>2</sup> •K)	0,35 W/(m <sup>2</sup> •K)

<sup>1</sup> Wärmedurchgangskoeffizient des Bauteils unter Berücksichtigung der neuen und der vorhandenen Bauteilschichten; für die Berechnung der Bauteile nach den Zeilen 5a und b ist DIN V 4108-6: 2003-06

## XI. Anhang

---

Anhang E und für die Berechnung sonstiger opaker Bauteile ist DIN EN ISO 6946: 2008-04 zu verwenden.

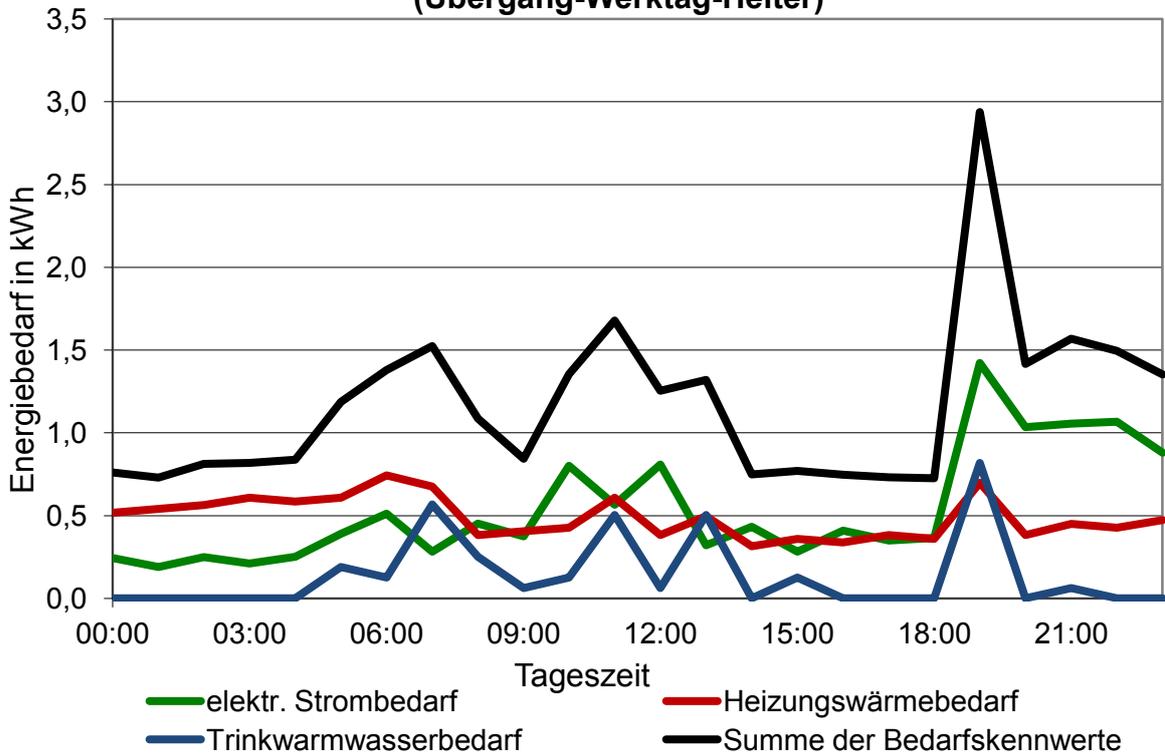
2 Bemessungswert des Wärmedurchgangskoeffizienten des Fensters; der Bemessungswert des Wärmedurchgangskoeffizienten des Fensters ist technischen Produkt-Spezifikationen zu entnehmen oder gemäß den nach den Landesbauordnungen bekannt gemachten energetischen Kennwerten für Bauprodukte zu bestimmen. Hierunter fallen insbesondere energetische Kennwerte aus Europäischen Technischen Bewertungen sowie energetische Kennwerte der Regelungen nach der Bauregelliste A Teil 1 und auf Grund von Festlegungen in allgemeinen bauaufsichtlichen Zulassungen.

3 Bemessungswert des Wärmedurchgangskoeffizienten der Verglasung; Fußnote 2 ist entsprechend anzuwenden.

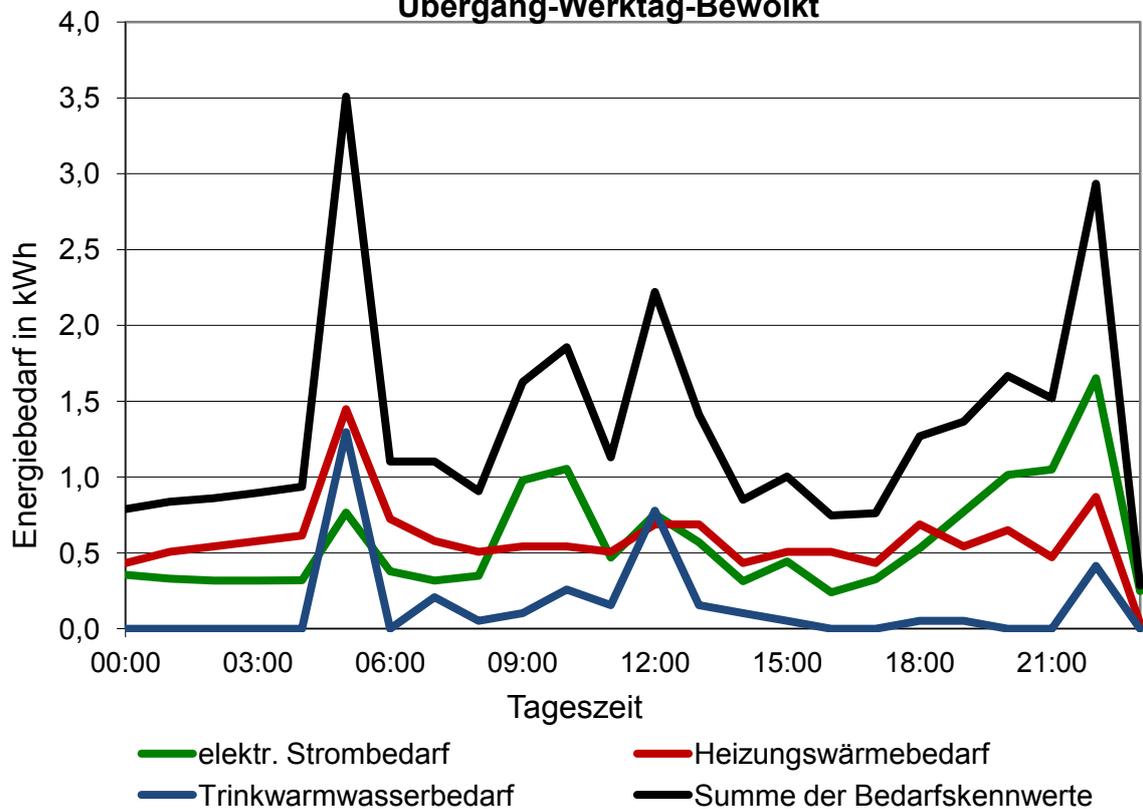
4 Wärmedurchgangskoeffizient der Vorhangfassade; er ist nach DIN EN 13947: 2007-07 zu ermitteln.

**XI.II.III Gebäudeenergiebedarf nach Typtagen**

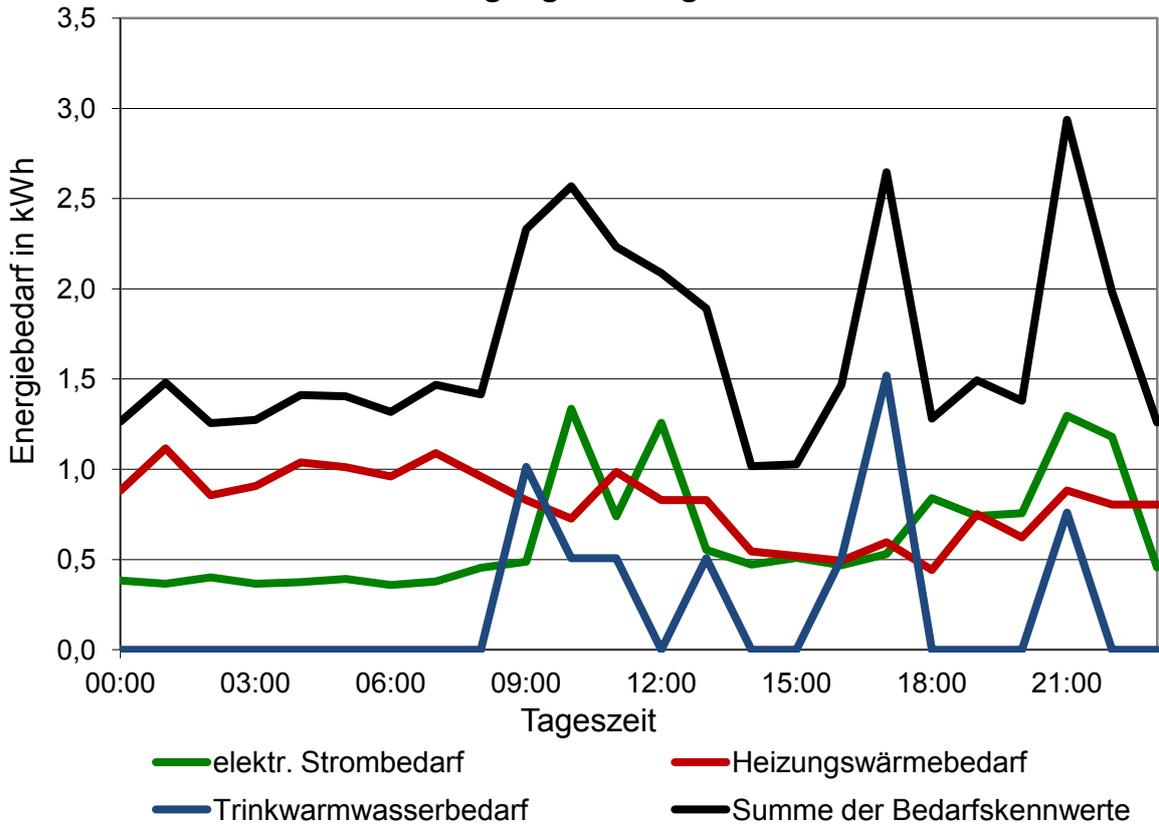
**Tagesbedarfe des Referenzgebäudes für den Typtag ÜWH  
(Übergang-Werktag-Heiter)**



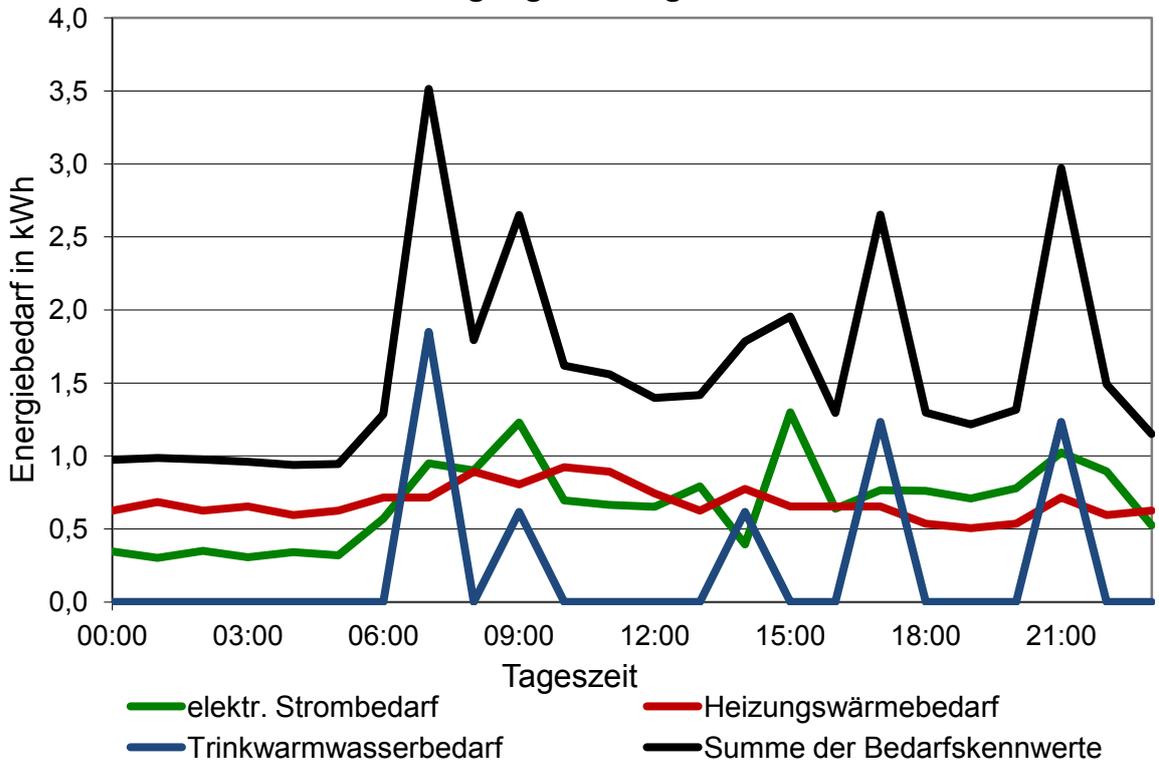
**Tagesbedarfe des Referenzgebäudes für den Typtag ÜWB  
Übergang-Werktag-Bewölkt**



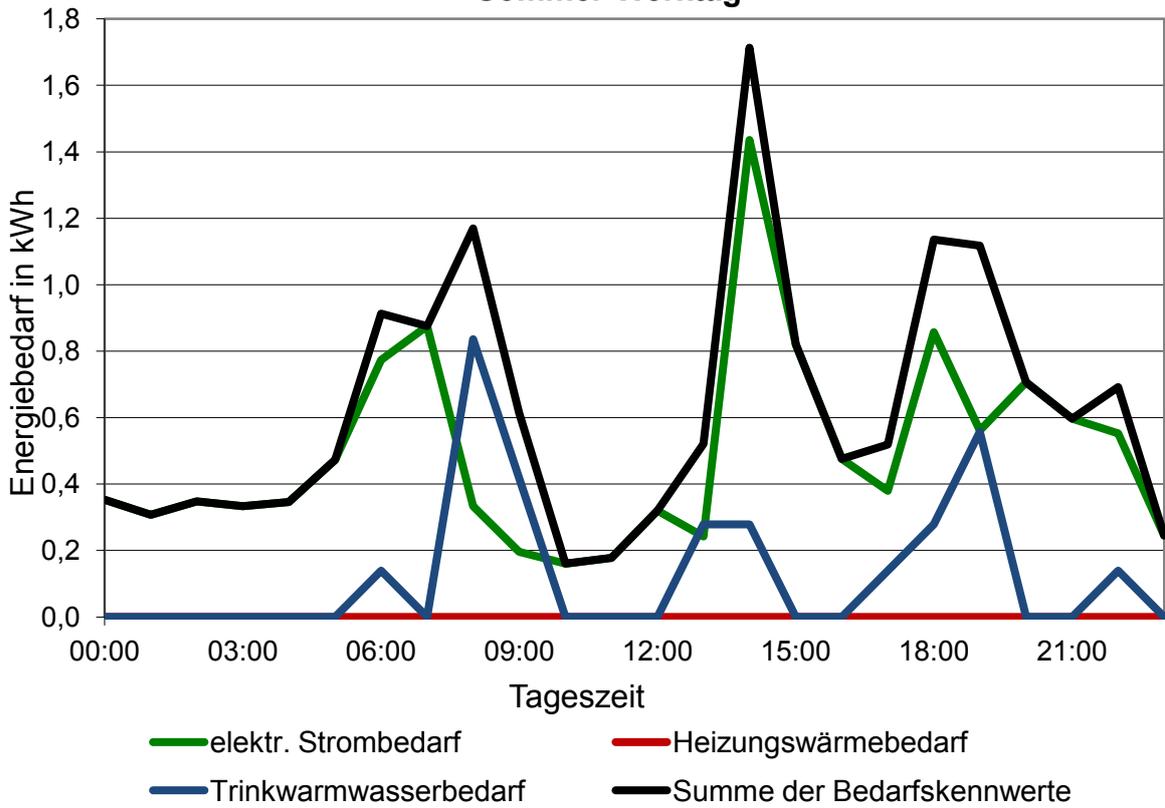
**Tagesbedarfe des Referenzgebäudes für den Typtag ÜSH  
Übergang-Sonntag-Heiter**



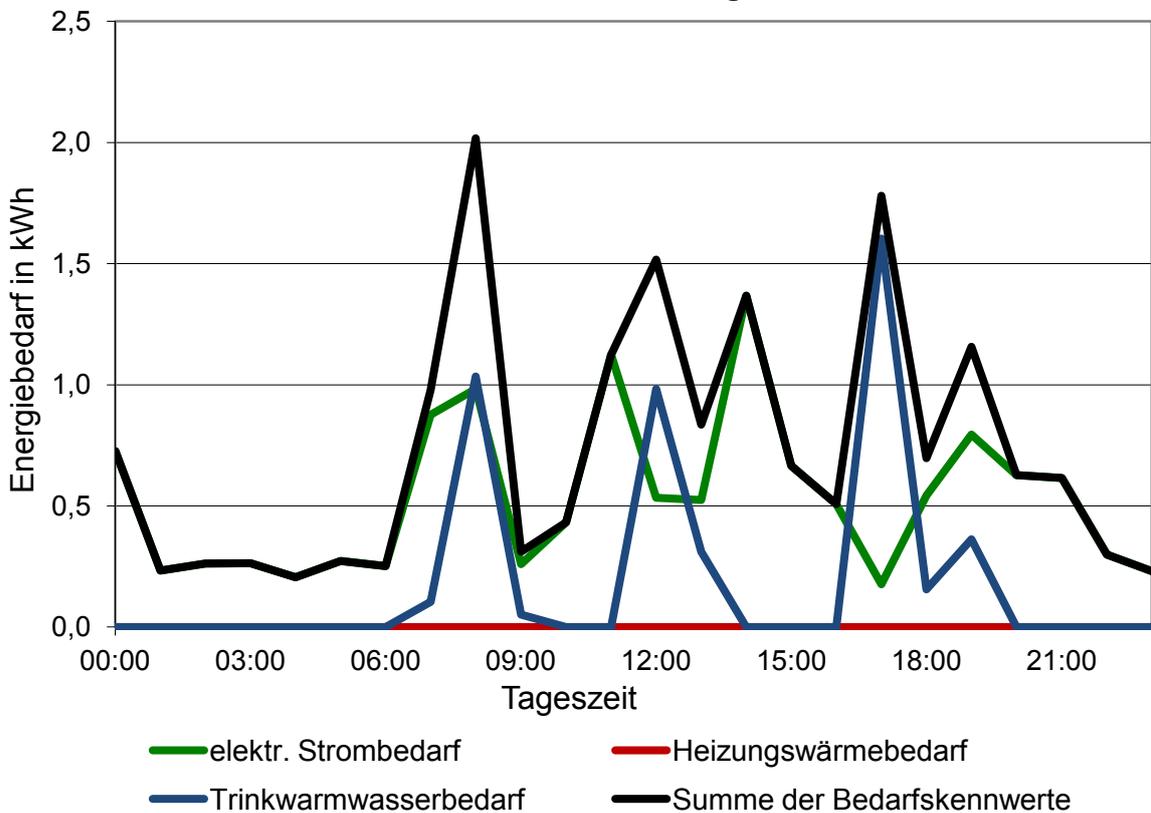
**Tagesbedarfe des Referenzgebäudes für den Typtag ÜSB  
Übergang-Sonntag-Bewölkt**



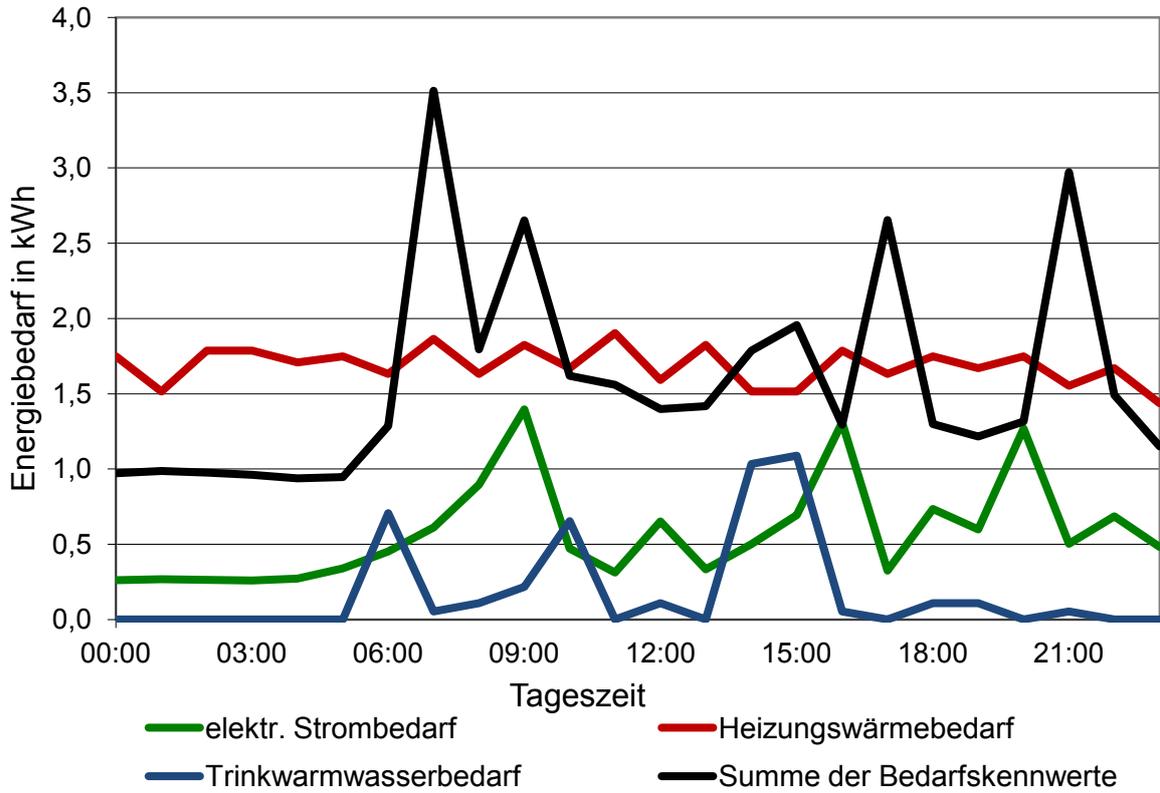
**Tagesbedarfe des Referenzgebäudes für den Typtag SWX  
Sommer-Werntag**



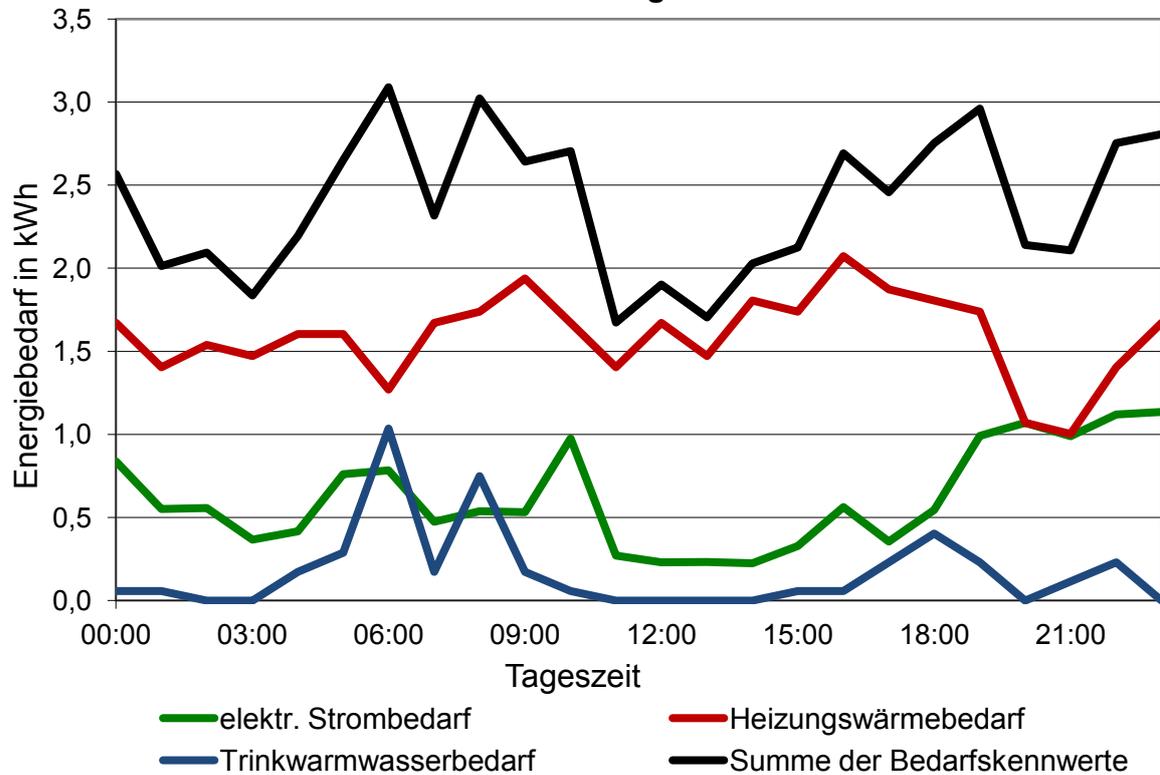
**Tagesbedarfe des Referenzgebäudes für den Typtag SSX  
Sommer-Sonntag**



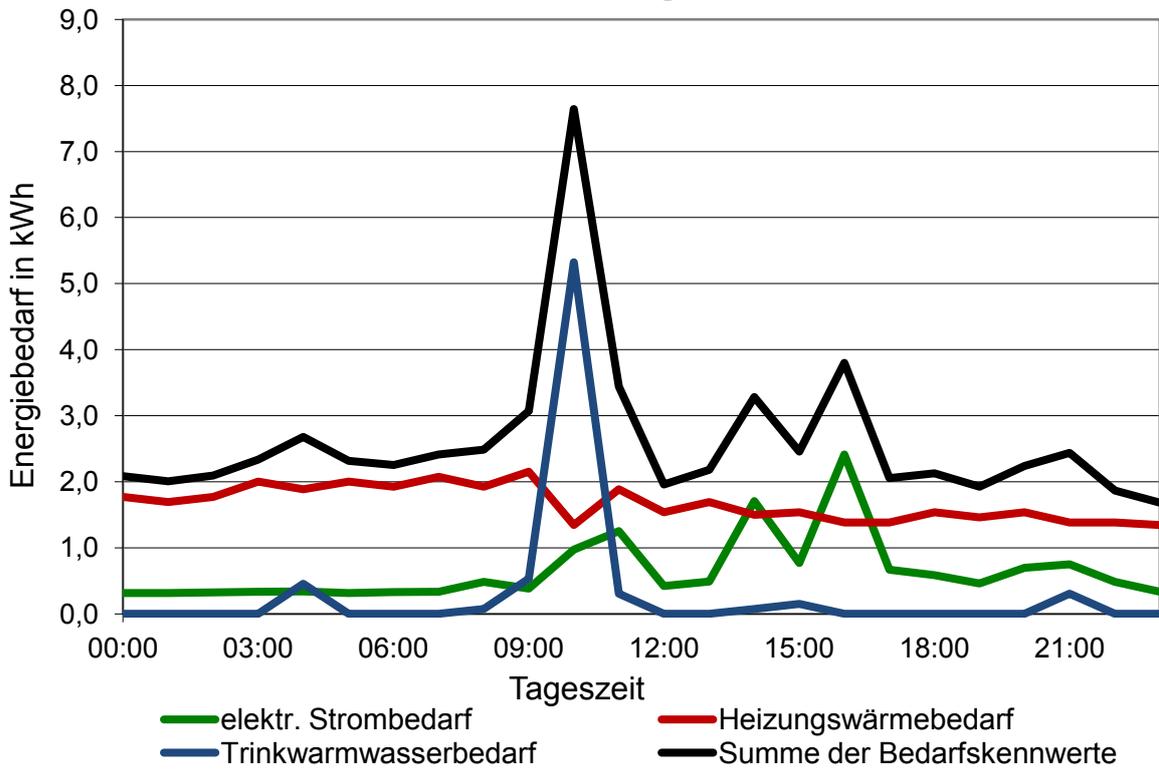
**Tagesbedarfe des Referenzgebäudes für den Typtag WWH  
Winter-Werktag-Heiter**



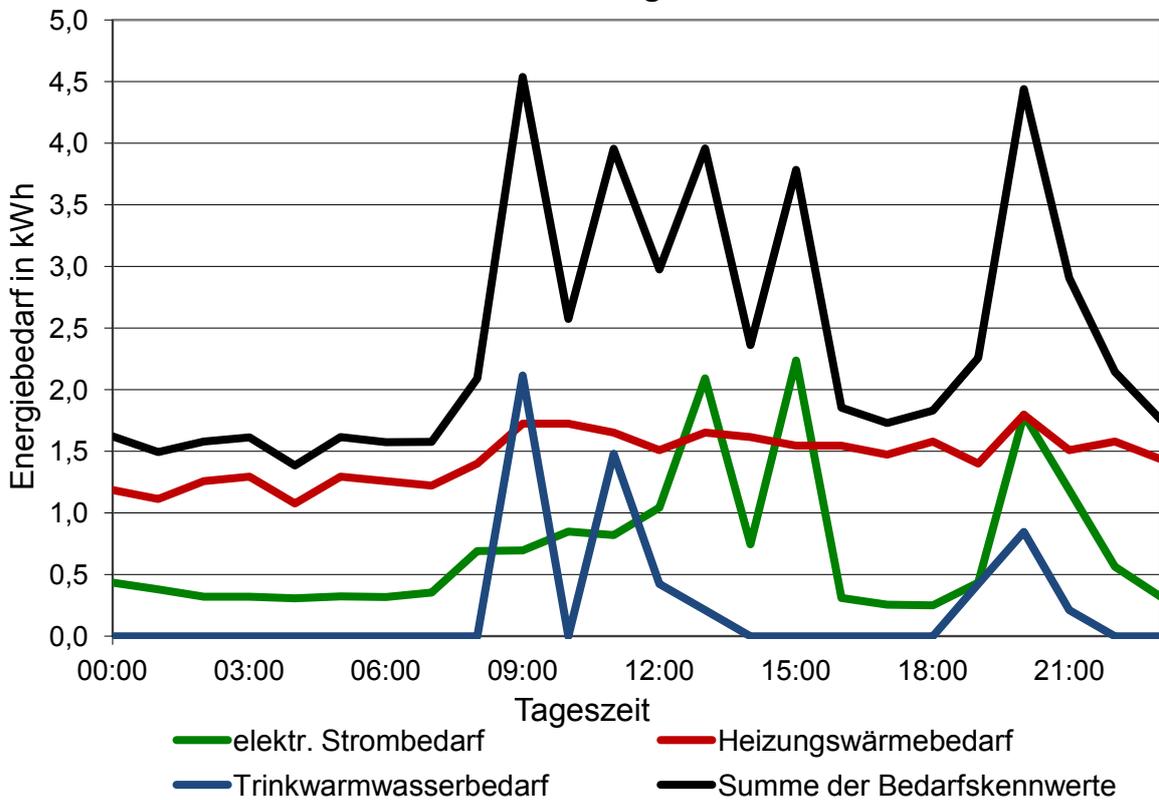
**Tagesbedarfe des Referenzgebäudes für den Typtag WWB  
Winter-Werktag-Bewölkt**



**Tagesbedarfe des Referenzgebäudes für den Typtag WSH  
Winter-Sonntag-Heiter**



**Tagesbedarfe des Referenzgebäudes für den Typtag WSB  
Winter-Sonntag-Bewölkt**

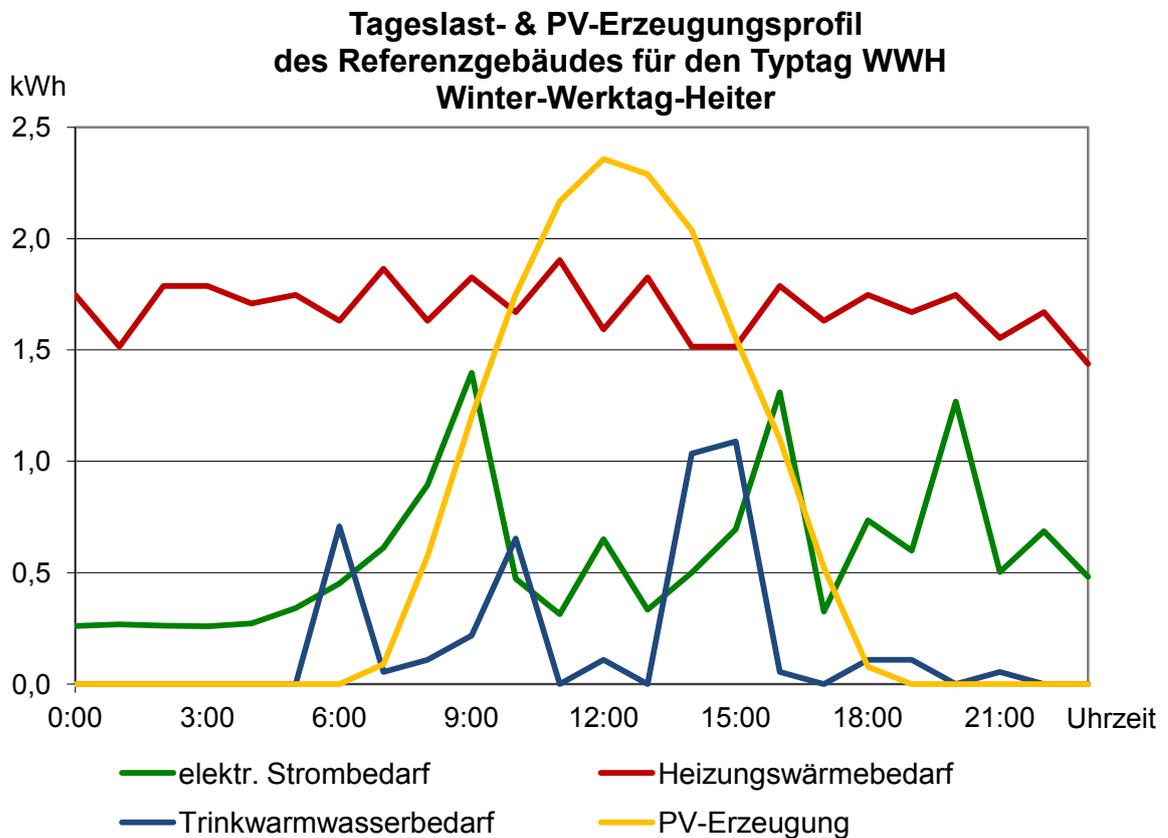
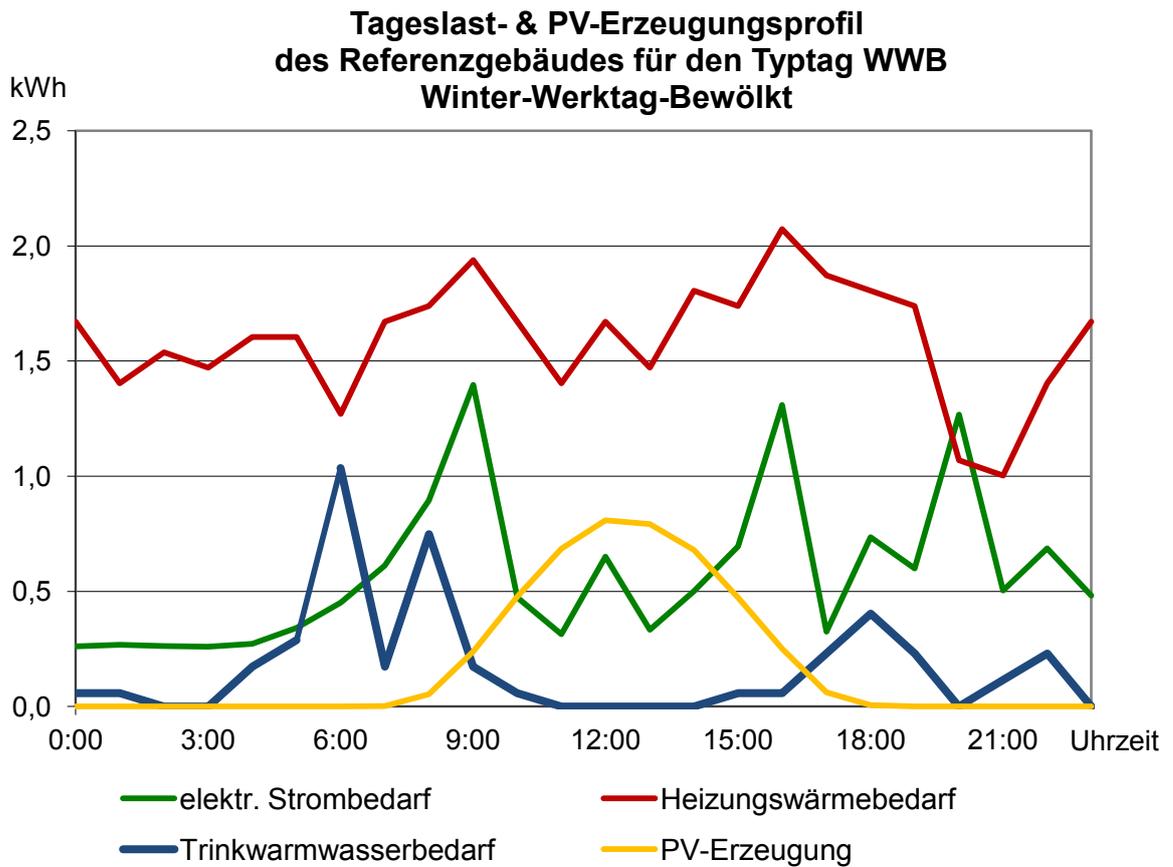


**XI.II.IV Jahresenergieertrag der PV-Anlage**

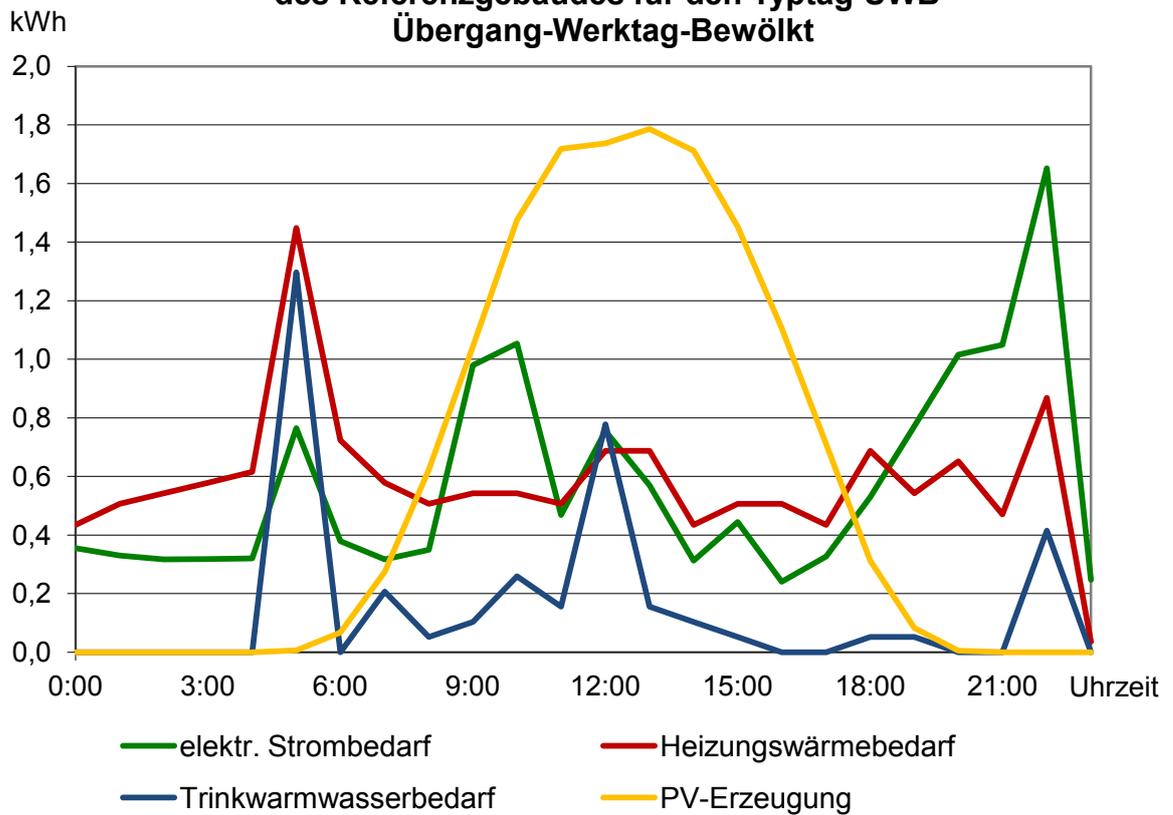
**Tabelle XI.II-1 Jahresenergieertrag einer 4-kWp-PV-Anlage**

<b>Jahresenergieertrag einer PV-Anlage je Typtag</b>										
<b>Typtage</b>	<b>WWB</b>	<b>WWH</b>	<b>ÜWB</b>	<b>ÜWH</b>	<b>SWX</b>	<b>ÜSB</b>	<b>SSX</b>	<b>WSB</b>	<b>WSH</b>	<b>ÜSH</b>
Anzahl der Typtage	122	17	100	45	18	21	4	28	2	8
Uhrzeit										
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,06	0,00	0,09	0,00	0,00	0,02
6:00	0,00	0,00	0,07	0,26	0,51	0,05	0,52	0,00	0,01	0,29
7:00	0,00	0,09	0,27	0,76	1,11	0,25	1,19	0,01	0,19	0,83
8:00	0,05	0,58	0,62	1,34	1,79	0,63	1,89	0,10	0,76	1,42
9:00	0,24	1,20	1,04	1,93	2,46	0,95	2,52	0,36	1,41	1,72
10:00	0,48	1,75	1,48	2,45	3,02	1,41	3,09	0,64	1,94	2,35
11:00	0,68	2,17	1,72	2,89	3,43	1,82	3,48	0,84	2,35	3,05
12:00	0,81	2,36	1,74	3,03	3,65	1,75	3,57	0,99	2,59	3,14
13:00	0,79	2,29	1,79	3,13	3,67	1,94	3,60	0,99	2,59	3,36
14:00	0,68	2,04	1,71	2,87	3,61	1,81	3,29	0,80	2,37	2,90
15:00	0,47	1,55	1,45	2,39	3,10	1,52	3,03	0,64	1,98	2,34
16:00	0,25	1,10	1,11	1,81	2,55	1,30	2,45	0,38	1,16	2,20
17:00	0,06	0,52	0,71	1,31	1,80	0,82	1,87	0,13	0,59	1,24
18:00	0,01	0,08	0,31	0,84	1,12	0,35	1,05	0,01	0,15	0,74
19:00	0,00	0,00	0,08	0,28	0,58	0,09	0,51	0,00	0,00	0,18
20:00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,08	0,01	0,09	0,00	0,00	0,01
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Summe je Typtag [kWh]	4,5	15,7	14,1	25,4	32,6	14,7	32,2	5,9	18,1	25,8
Summe aller Typtage einer Kategorie [kWh]	552,8	267,2	1411,5	1141,0	586,2	308,5	128,9	164,6	36,2	206,3
<b>jährlicher PV-Ertrag [kWh]</b>	<b>4.803,1</b>									

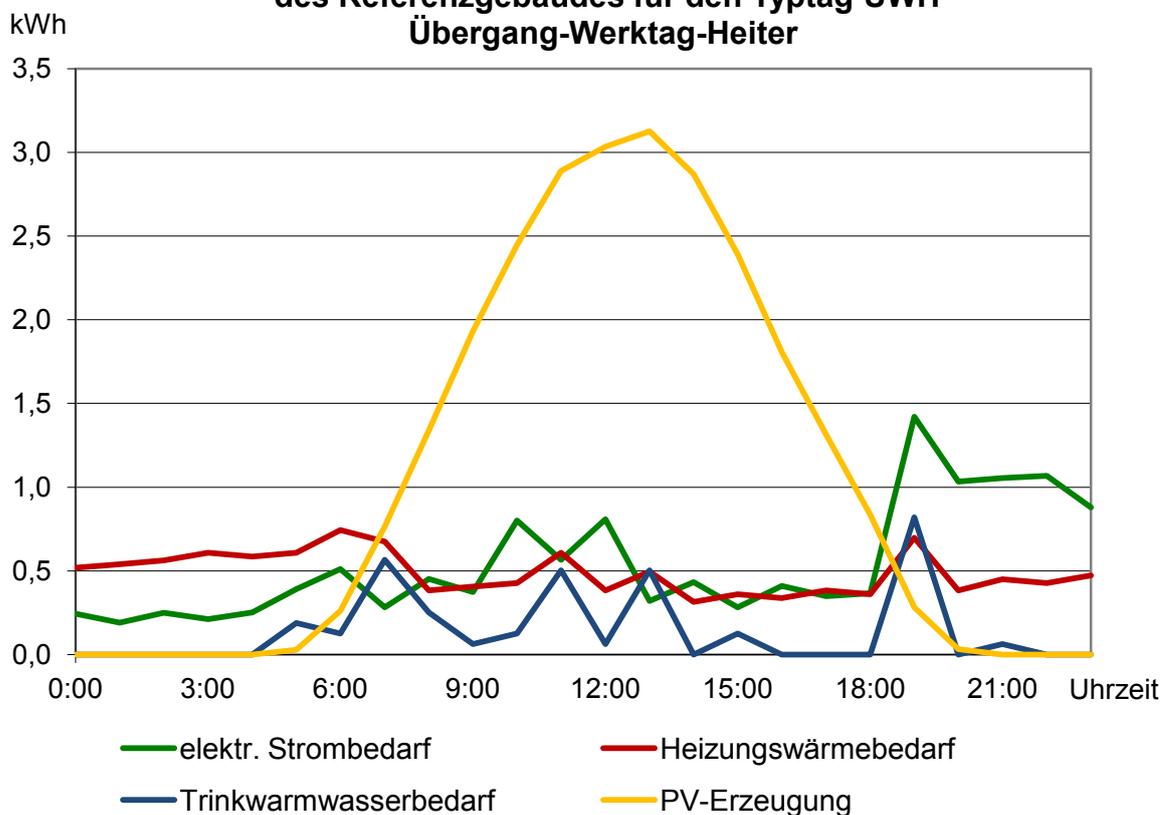
**XI.II.V PV-Erzeugungs- und Lastprofile des Referenzgebäudes je Typtag**



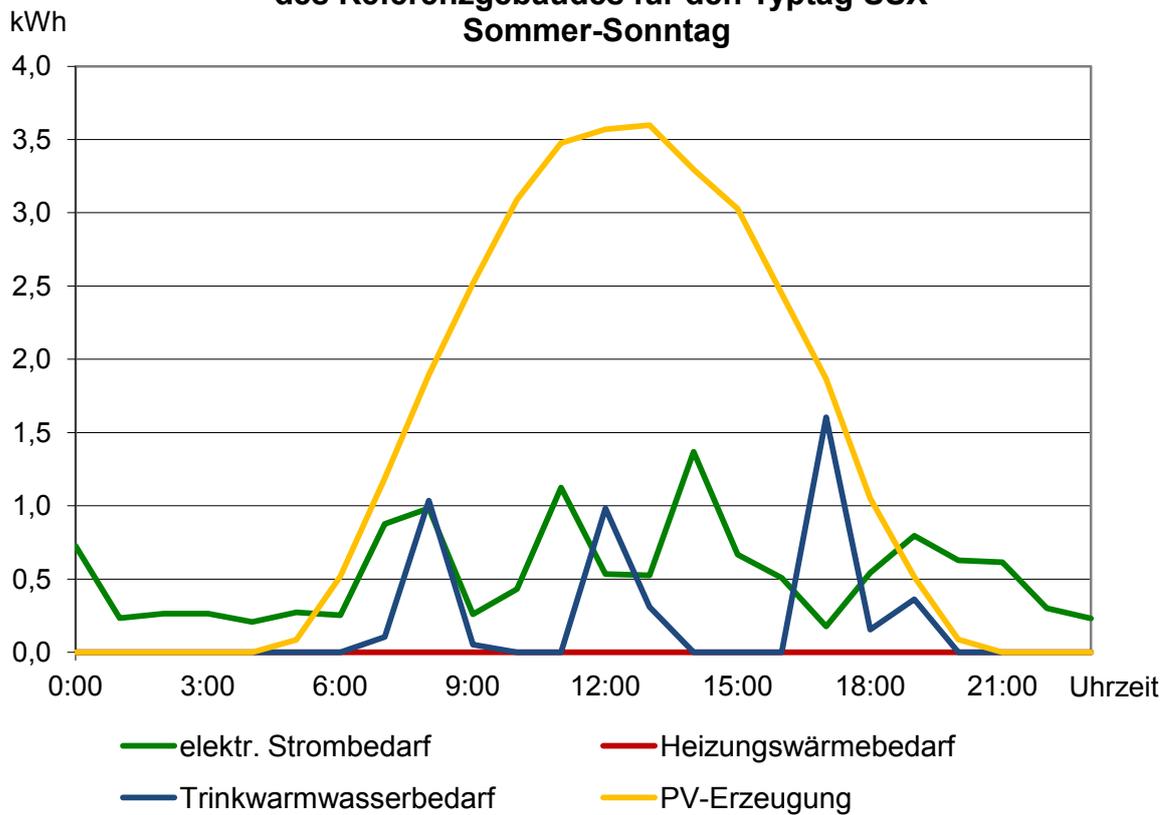
**Tageslast- & PV-Erzeugungsprofil  
des Referenzgebäudes für den Typtag ÜWB  
Übergang-Werktag-Bewölkt**



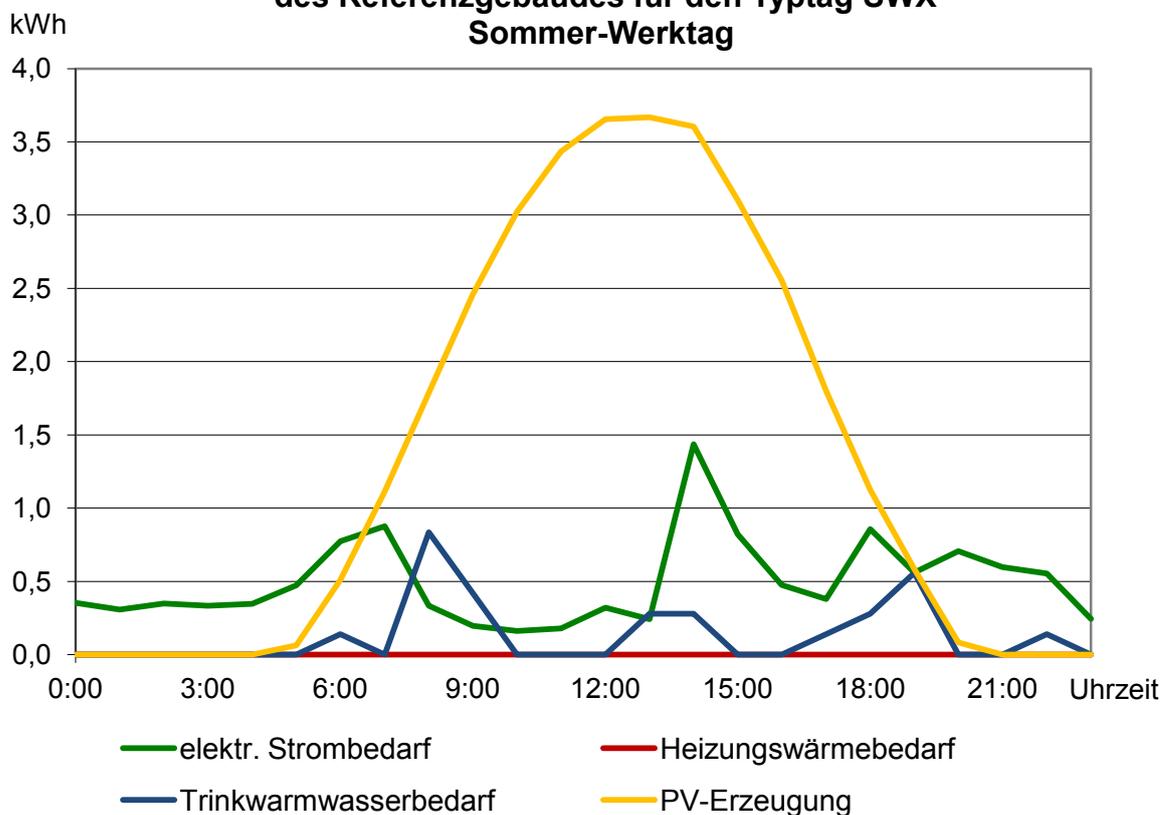
**Tageslast- & PV-Erzeugungsprofil  
des Referenzgebäudes für den Typtag ÜWH  
Übergang-Werktag-Heiter**



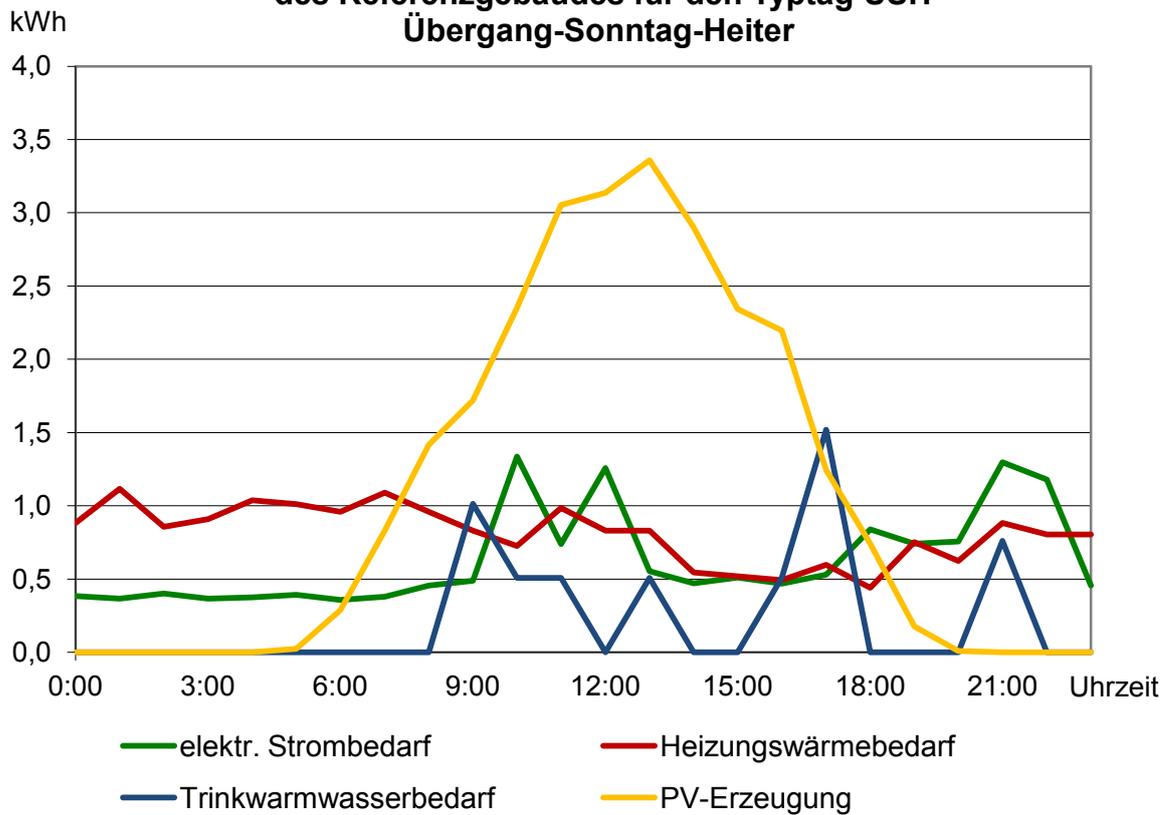
**Tageslast- & PV-Erzeugungsprofil  
des Referenzgebäudes für den Typtag SSX  
Sommer-Sonntag**



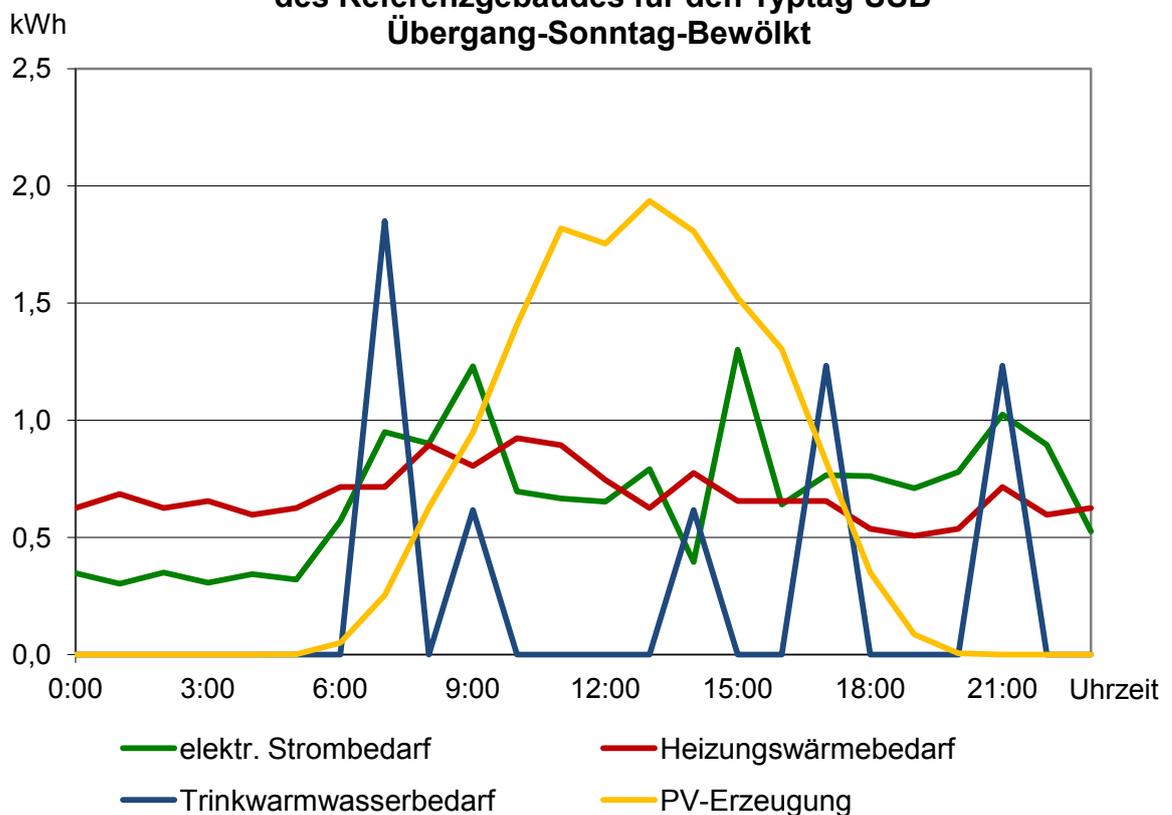
**Tageslast- & PV-Erzeugungsprofil  
des Referenzgebäudes für den Typtag SWX  
Sommer-Werktag**



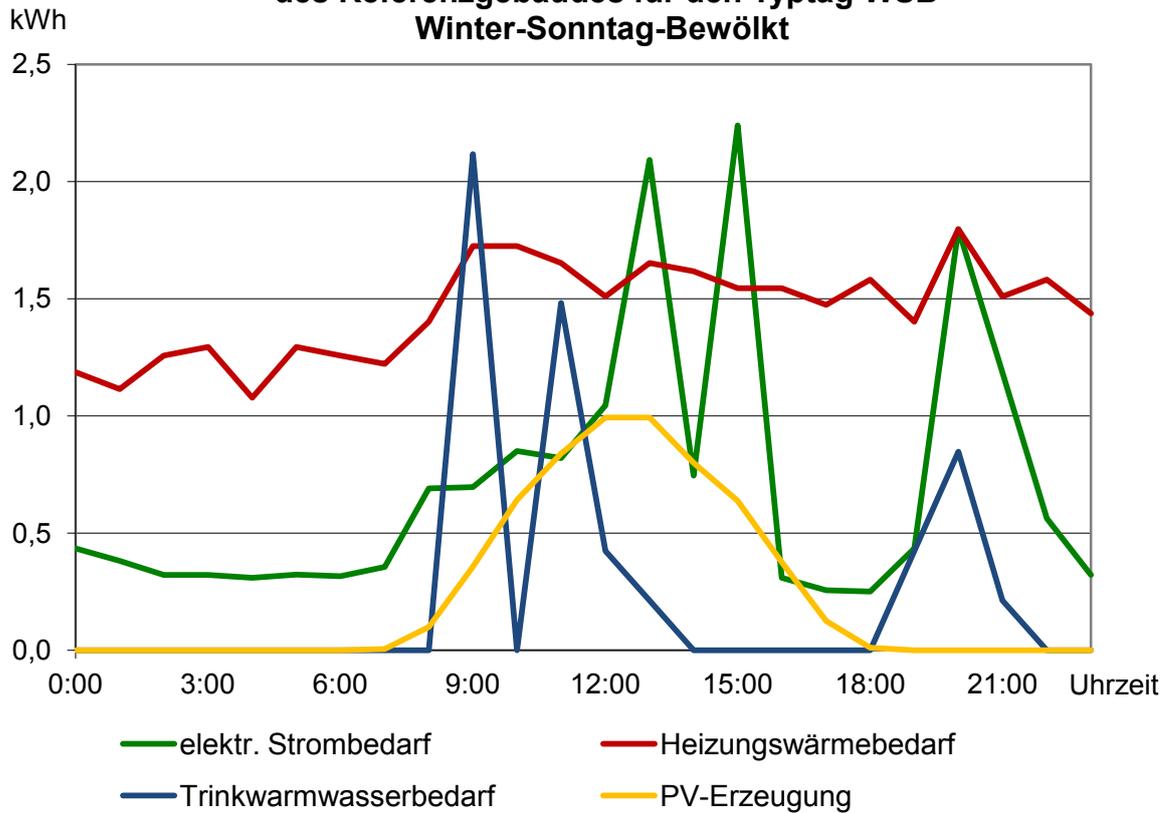
**Tageslast- & PV-Erzeugungsprofil  
des Referenzgebäudes für den Typtag ÜSH  
Übergang-Sonntag-Heiter**



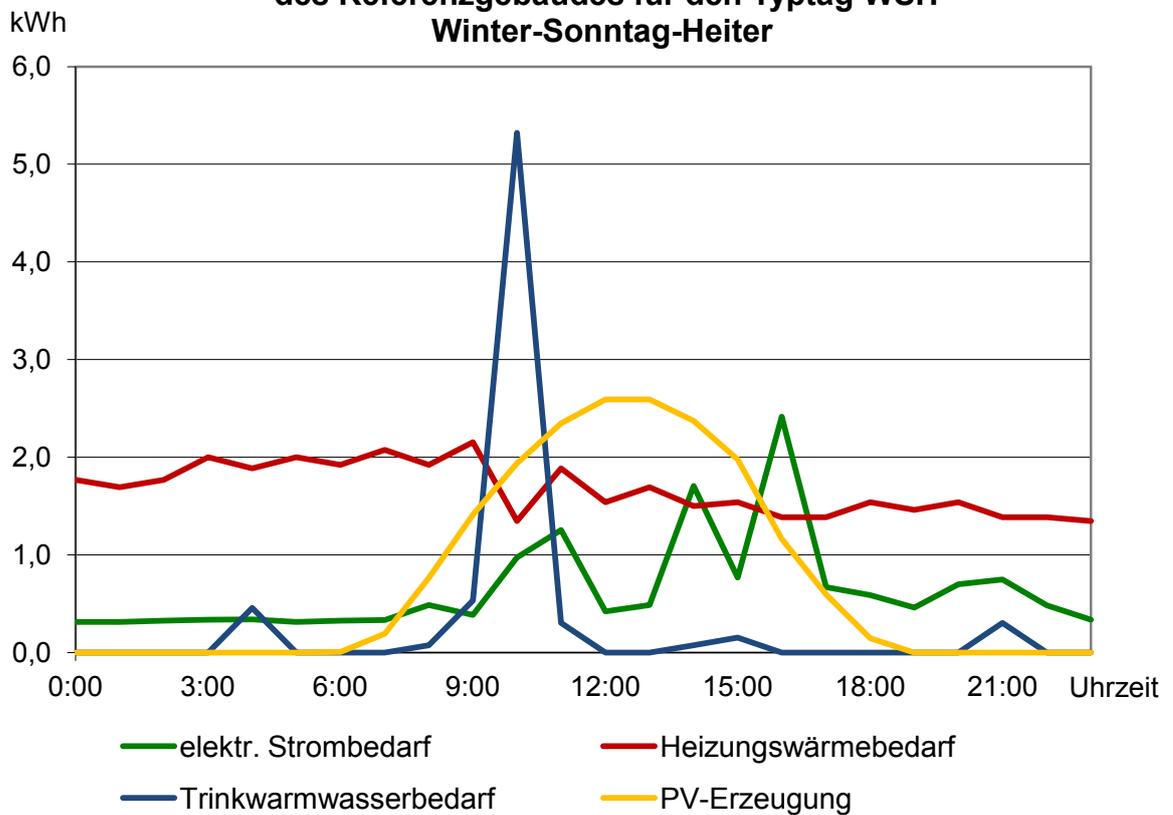
**Tageslast- & PV-Erzeugungsprofil  
des Referenzgebäudes für den Typtag ÜSB  
Übergang-Sonntag-Bewölkt**



**Tageslast- & PV-Erzeugungsprofil  
des Referenzgebäudes für den Typtag WSB  
Winter-Sonntag-Bewölkt**



**Tageslast- & PV-Erzeugungsprofil  
des Referenzgebäudes für den Typtag WSH  
Winter-Sonntag-Heiter**



XI.III Anhang zu Kapitel 5

XI.III.I Energiepreisentwicklung

Energiepreisentwicklung bis zum Jahr 2050 in Ct/kWh

Betrachtungs- zeitraum	Prognose Erdgas	Prognose Heizöl	Prognose Haus- haltsstrom	Prognose Holz, Pellet	Prognose Strompreis EEX-Börse	Ø PV- Einspeise- vergütung
Jahr	[Ct./kWh]	[Ct./kWh]	[Ct./kWh]	[Ct./kWh]	[Ct./kWh]	[Ct./kWh]
2008	7,02	5,71	21,72	3,51	6,57	46,75
2009	6,19	4,51	22,88	4,06	3,88	43,01
2010	5,68	4,92	24,07	4,23	4,45	36,60
2011	6,14	6,35	25,30	4,57	5,11	35,41
2012	6,43	7,47	26,36	4,62	4,26	21,36
2013	6,75	7,23	29,20	5,40	3,78	15,29
2014	6,80	6,65	29,78	5,23	3,28	13,02
2015	6,76	4,48	29,51	4,75	3,16	12,40
2016	6,89 €	4,88 €	29,69 €	4,85 €	3,23 €	12,31
2017	7,02 €	5,32 €	29,87 €	4,94 €	3,29 €	12,25
2018	7,15 €	5,80 €	30,04 €	5,04 €	3,36 €	12,19
2019	7,28 €	6,32 €	30,22 €	5,14 €	3,42 €	12,13
2020	7,42 €	6,89 €	30,41 €	5,24 €	3,49 €	12,07
2021	7,56 €	7,51 €	30,59 €	5,35 €	3,56 €	12,01
2022	7,70 €	8,18 €	30,77 €	5,46 €	3,63 €	11,95
2023	7,85 €	8,92 €	30,96 €	5,57 €	3,70 €	11,89
2024	7,99 €	9,72 €	31,14 €	5,68 €	3,78 €	0,00
2025	8,14 €	10,59 €	31,33 €	5,79 €	3,85 €	0
2026	8,31 €	10,81 €	31,14 €	5,91 €	3,89 €	0
2027	8,47 €	11,02 €	30,95 €	6,02 €	3,93 €	0
2028	8,64 €	11,24 €	30,77 €	6,14 €	3,97 €	0
2029	8,82 €	11,47 €	30,58 €	6,27 €	4,01 €	0
2030	8,99 €	11,70 €	30,40 €	6,39 €	4,05 €	0
2031	9,17 €	11,93 €	30,22 €	6,52 €	4,09 €	0
2032	9,35 €	12,17 €	30,04 €	6,65 €	4,13 €	0
2033	9,54 €	12,41 €	29,86 €	6,78 €	4,17 €	0
2034	9,73 €	12,66 €	29,68 €	6,92 €	4,22 €	0
2035	9,93 €	12,91 €	29,50 €	7,06 €	4,26 €	0
2036	10,13 €	13,17 €	29,32 €	7,20 €	4,30 €	0
2037	10,33 €	13,44 €	29,15 €	7,34 €	4,34 €	0
2038	10,54 €	13,70 €	28,97 €	7,49 €	4,39 €	0
2039	10,75 €	13,98 €	28,80 €	7,64 €	4,43 €	0
2040	10,96 €	14,26 €	28,62 €	7,79 €	4,47 €	0
2041	11,18 €	14,54 €	28,45 €	7,95 €	4,52 €	0
2042	11,40 €	14,83 €	28,28 €	8,11 €	4,56 €	0
2043	11,63 €	15,13 €	28,11 €	8,27 €	4,61 €	0
2044	11,86 €	15,43 €	27,94 €	8,44 €	4,66 €	0
2045	12,10 €	15,74 €	27,78 €	8,60 €	4,70 €	0
2046	12,34 €	16,06 €	27,61 €	8,78 €	4,75 €	0
2047	12,59 €	16,38 €	27,44 €	8,95 €	4,80 €	0
2048	12,84 €	16,71 €	27,28 €	9,13 €	4,85 €	0
2049	13,10 €	17,04 €	27,12 €	9,31 €	4,89 €	0
2050	13,36 €	17,38 €	27,00 €	9,50 €	4,94 €	0

tatsächliche Energiepreise bis zum Jahr 2015 (destatis, 2016)

Preissteigerungsprognose bis zum Jahr 2025 (Bumi Wi Te, 2014 S. 70)

Preissteigerung bis zum Jahr 2050 (Bumi Wi Te, 2014 S. 70)

Jahr 2022 Erreichen der 52-GW-PV-Fördergrenze

# XI. Anhang

## XI.III.II Energieeinsatz der PV-Anlage zur Wärmepumpennutzung

Summierte Energieerträge und Verbräuche	Anzahl der Typtage	PV-Anlage Größe in kWp <b>4</b>	
		Energieertrag der PV-Anlage im Jahr	PV-Stromnutzung
		[kWh]	[kWh]
WWB	127,00	575,5	575,5
WWH	17,00	267,2	251,0
ÜWB	106,00	1496,2	1077,7
ÜWH	45,00	1141,0	421,6
SWX	18,00	586,2	146,6
ÜSB	15,00	220,4	187,8
SSX	4,00	128,9	40,7
WSB	23,00	135,2	135,2
WSH	2,00	36,2	36,2
ÜSH	8,00	206,3	108,1
<b>Summe</b>		<b>4792,9</b>	<b>2980,3</b>
Eigennutzungsgrad je Verbrauchsprofil			
PV-Eigennutzungsgrad je Energiebedarf			
Anteil der Einspeisung in das Stromnetz			62,2%
Gesamteigennutzungsbedarf			

Strombedarf	jährlicher Strombedarf des Referenzgebäudes	Zeitlich nutzbarer PV-Strom durch Eigennutzung [kWh]	zeitlich nutzbarer PV-Strom zur Eigenstromnutzung			
				[kWh]	in kWh	[kWh]
				1883,7	2,4	301,5
236,3	6,3	107,7				
1470,1	6,3	662,6				
582,7	6,0	272,2				
213,7	7,5	134,8				
243,3	8,2	123,4				
51,1	8,9	35,7				
392,2	5,7	131,9				
31,0	8,6	17,2				
120,8	8,4	67,4				
<b>5224,8</b>	<b>68,4</b>	<b>1854,5</b>				
		35%				
		38,7%				
<b>5224,81</b>		<b>1854,48</b>				

Summierte Energieerträge und Verbräuche	Anzahl der Typtage		
		WWB	127,00
		WWH	17,00
ÜWB	106,00		
ÜWH	45,00		
SWX	18,00		
ÜSB	15,00		
SSX	4,00		
WSB	23,00		
WSH	2,00		
ÜSH	8,00		
<b>Summe</b>			
Eigennutzungsgrad je Verbrauchsprofil			
PV-Eigennutzungsgrad je Energiebedarf			
Anteil der Einspeisung in das Stromnetz			
Gesamteigennutzungsbedarf			

Warmwasserbereitung	
jährliche Energiemenge zur Trinkwarmwasserbereitung des Referenzgebäudes	zeitlich nutzbarer PV-Strom zur WW-Bereitung
[kWh]	[kWh]
157,2	106,3
22,2	18,2
118,3	101,6
46,4	34,4
16,7	11,8
25,2	14,0
5,6	5,0
39,8	3,2
4,4	4,1
12,9	7,4
<b>el. Energie 448,7</b>	<b>306,0</b>
	68%
	6,4%
<b>Energie 1480,65</b>	<b>1009,73</b>

Heizungserwärmung	
jährliche Energiemenge zur Wärmeversorgung des Referenzgebäudes	zeitlich nutzbarer PV-Strom zur Wärmeversorgung
[kWh]	[kWh]
1390,1	167,7
196,8	125,1
425,3	313,5
150,8	114,9
0,0	0,0
70,2	50,4
0,0	0,0
229,0	0,0
22,9	14,9
44,5	33,3
<b>2529,6</b>	<b>819,8</b>
	32%
	17,1%
<b>8853,76</b>	<b>2869,41</b>

### **XI.III.III Excel-Berechnungstool**

Mit den auf der CD abgespeicherten Excel-Berechnungstools können die Erzeugungs- und Lastprofile für beliebige Ein- und Zweifamilienhäuser errechnet werden. Als Resultat wird das Eigenverbrauchspotenzial, sowie der solare Deckungsanteile ermittelt und als Diagramme ausgegeben.

Nachfolgende Stichpunkte dienen als Orientierung zur Berechnung:

#### Teil 1 Berechnung Energiebedarf je Typtage für ein Einfamilienhaus

- 1) Ermittlung des Heizungslastprofil für das Referenzgebäude (Kapitel 4.2.1)
  - a) Ermittlung des Jahres-Heizwärmebedarf nach DIN 4108-6 (Register 1):
    - i) Transmissionswärmeverlust
    - ii) Lüftungswärmeverlust
    - iii) Interne Wärmegewinne
    - iv) Solare Wärmegewinne
  
- 2) Ermittlung des Stromlastprofil für das Referenzgebäude (Kapitel 4.2.2)
  - a) Ermittlung der jährlich Elektrische Arbeit gem. Register 2
  
- 3) Ermittlung des Trinkwarmwasserlastprofil für das Referenzgebäude (Kapitel 4.2.3)
  - a) Ermittlung Trinkwarmwasserbedarf gem. Register 2
  
- 4) Optional kann die Auswahl des Gebäudestandortes (Register 3) erfolgen und in die Berechnung eingegeben werden (Register 4).

-> Berechnung der Bedarfsprofile für Heizungswärme, Trinkwarmwasser und Strombedarf jedes Typtages erfolgt. Darstellung in Diagramme kann eingesehen werden.

Teil 2 Ermittlung PV-Lastgang nach Typtage & Deckungsgrade

1.. Die Auswertung der Globalstrahlung für den Standort Freiburg erfolgt je Typtag für die Wetterstation Nr.01443. Für andere Standorte müssen die Globalstrahlungsdaten entsprechend erfasst und aufbereitet werden. Alternativ kann für eine erste Abschätzung die Globalstrahlungsdaten für den Standort Freiburg über einen Faktor in Anlehnung an die Abbildung 3.3-1: Jährliche Strahlungsausbeute der BRD in kWh/m<sup>2</sup> auf den gewünschten Standort referenziert werden (Register 1).

2.. Eingabe der Anlagendaten der PV-Anlage im Register 3

- a. Leistung PV-Anlage in kWp
- b. Modulwirkungsgrad
- c. Wechselrichterwirkungsgrad
- d. Anlagenverluste
- e. PV-Modul Leistung in kWp
- f. PV-Modul Länge in m
- g. PV-Modul Breite in m

--> Aus Kapitel 2 wird der Energieertrag je Typtag berechnet und als Diagramm abgebildet.

3.. Im nächsten Schritt sind die errechneten stündlichen Bedarfskennwerte des Teil 1 in die jeweiligen Energiebedarf des zugehörigen Typtages Teil 2 zu kopieren. Anschließend wird je Typtag der PV-Energieeinsatz errechnet und die zugehörigen Diagramme ausgegeben.

--> Als Resultat wird Zusammenfassend der jeweilige Deckungsanteil je Energieform ausgegeben.



## Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Masterthesis

Zur Erläuterung des Zweckes dieses Blattes:

§ 16 Abs. 5 der APSOTIBM lautet:

„Zusammen mit der Thesis ist eine schriftliche Erklärung abzugeben aus der hervorgeht, dass die Arbeit bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit (§18 Absatz 1) ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Dieses Blatt mit der folgenden Erklärung ist nach Fertigstellung der Arbeit durch jede/n Kandidat/en/in auszufüllen und jeweils mit **Originalunterschrift als letztes Blatt des als Prüfungsexemplar der Masterthesis gekennzeichneten Exemplars einzubinden.**

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann - auch nachträglich - zur Ungültigkeit der Masterprüfung führen.

### Erklärung

Hiermit versichere ich,

Name: \_\_\_\_\_ Vorname: \_\_\_\_\_

dass ich die vorliegende Masterthesis die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit - mit dem Thema

*Entwicklungs- und Marktpotenziale photovoltaischer Anlagen  
zur Integration in Energieversorgungsanlagen von Wohngebäuden*

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

\_\_\_\_\_  
Ort

\_\_\_\_\_  
Datum

\_\_\_\_\_  
Unterschrift im Original



# Zukunftsszenario photovoltaischer Anlage integriert in Wohngebäude

