

ÖKOPLUS-KOMPLEX

Untersuchung der technischen, ökonomischen und ökologischen Voraussetzungen zur Errichtung und Nutzung von Plus-Energie-Häusern und Verbänden solcher Gebäude

S. Gunczy, K.-P. Felberbauer, J. Pucker,
R. Stiglbrunner, D. Tudiwer, E. Sauper, S. Fritz,
H. Gänser, P. Hosch, J. Amplatz, H. Pexider

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

52/2012

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

ÖKOPLUS-KOMPLEX

Untersuchung der technischen, ökonomischen und ökologischen
Voraussetzungen zur Errichtung und Nutzung von
Plus-Energie-Häusern und Verbänden solcher Gebäude

Stefan Gunczy, Karl-Peter Felberbauer, Johanna Pucker,
Rudolf Stiglbrunner, David Tudiwer
JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH

Eckhard Sauper
Sauper Umweltdatentechnik GmbH

Stefan Fritz, Harald Gänser
KLH Massivholz GmbH

Paul Hosch, Jürgen Amplatz
Softechenergy PlanungsgmbH

Herbert Pexider
Herbert Pexider GmbH

Graz, Mai 2012

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm *Haus der Zukunft* des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie.

Die Intention des Programms ist, die technologischen Voraussetzungen für zukünftige Gebäude zu schaffen. Zukünftige Gebäude sollen höchste Energieeffizienz aufweisen und kostengünstig zu einem Mehr an Lebensqualität beitragen. Manche werden es schaffen, in Summe mehr Energie zu erzeugen als sie verbrauchen („Haus der Zukunft Plus“). Innovationen im Bereich der zukunftsorientierten Bauweise werden eingeleitet und ihre Markteinführung und -verbreitung forciert. Die Ergebnisse werden in Form von Pilot- oder Demonstrationsprojekten umgesetzt, um die Sichtbarkeit von neuen Technologien und Konzepten zu gewährleisten.

Das Programm *Haus der Zukunft Plus* verfolgt nicht nur den Anspruch, besonders innovative und richtungsweisende Projekte zu initiieren und zu finanzieren, sondern auch die Ergebnisse offensiv zu verbreiten. Daher werden sie in der Schriftenreihe publiziert und elektronisch über das Internet unter der Webadresse <http://www.HAUSderZukunft.at> Interessierten öffentlich zugänglich gemacht.

DI Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	11
Abstract.....	15
1 Einleitung.....	19
2 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt	20
2.1 Beschreibung des Standes der Technik.....	20
2.1.1 Null-Energiegebäude und Plus-Energiegebäude.....	20
2.1.2 THG-neutrale-Gebäude.....	22
2.2 Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema.....	24
2.3 Innovationsgehalt des Projekts	24
2.4 Methodik und Datenerhebung.....	24
2.4.1 Auswahl der Systemvarianten und Vorgehensweise bei der Datenerhebung.....	24
2.4.2 Technologiebewertung	26
2.4.3 Ökologische Bewertung.....	28
2.4.4 Ökonomische Bewertung	34
3 Ergebnisse des Projektes	37
3.1 THG-Emissionen und Primärenergiebedarf der Systemvarianten für den Ist- Zustand	37
3.1.1 Beschreibung der Systemvarianten.....	37
3.1.2 THG-Emissionen und nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf der Systemvarianten für den Ist-Zustand.....	44
3.1.3 Zusammenfassung der Ergebnisse	53
3.2 Relevante Technologien für Plus-Energie-Gebäude	54
3.2.1 Photovoltaik.....	54
3.2.2 Kleinwindkraft.....	55
3.2.3 Kleinwasserkraft.....	57
3.2.4 Strom und Wärme aus Biomasse	58
3.2.5 Solarthermie.....	58
3.2.6 Wärmepumpen.....	59
3.2.7 Zusammenfassung der Ergebnisse	59
3.3 Elektrische Energiebilanz der Systemvarianten mit verschiedenen Technologieoptionen	60
3.3.1 Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“.....	63

3.3.2	Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + HZg)“	66
3.3.3	Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“	70
3.3.4	Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“	73
3.3.5	Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + HZg)“	76
3.3.6	Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“	79
3.3.7	Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“	82
3.3.8	Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“	86
3.3.9	Technologieoption „T 9 – Blockheizkraftwerk“	90
3.3.10	Energiemanagement	94
3.3.11	Zusammenfassung der Ergebnisse	98
3.4	Ökologische Bewertung der Systemvarianten mit verschiedenen Technologieoptionen	102
3.4.1	Kumulierte THG-Emissionen und Primärenergiebedarf der Systemvariante „S 1 - EFH Dalitz“	104
3.4.2	Kumulierte THG-Emissionen und Primärenergiebedarf der Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“	106
3.4.3	Kumulierte THG-Emissionen der Systemvariante „S 3 - EFH Weiland“ in Kombination mit Kleinwindkraft.....	108
3.4.4	Kumulierte THG-Emissionen der Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“	109
3.4.5	Einfluss der Art der Stromerzeugung.....	110
3.4.6	Einfluss der Referenznutzung der Biomasse	112
3.4.7	Minimale Überschussstromerzeugung mit PV	114
3.4.8	Mobilität.....	116
3.4.9	Zusammenfassung der Ergebnisse	121
3.5	Ökonomische Bewertung der Systemvarianten mit verschiedenen Technologieoptionen	122
3.5.1	Mehrinvestitionskosten für THG-neutrale-Gebäude	122
3.5.2	Ökonomische Aspekte der Strombereitstellung	124
3.5.3	Ökonomische Aspekte der Wärmebereitstellung	128
3.5.4	Zusammenfassung der Ergebnisse	132
4	Detailangaben in Bezug auf die Ziele des Programms.....	134

4.1	Einpassung in das Programm	134
4.2	Beitrag zum Gesamtziel des Programms	134
4.3	Einbeziehung der Zielgruppen (Gruppen, die für die Umsetzung der Ergebnisse relevant sind) und Berücksichtigung ihrer Bedürfnisse im Projekt	134
4.4	Beschreibung der Umsetzungs-Potenziale (Marktpotenzial, Verbreitungs- bzw. Realisierungspotenzial) für die Projektergebnisse.....	134
5	Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen	136
6	Ausblick und Empfehlungen	140
7	Literatur-/ Abbildungs- / Tabellenverzeichnis	142
8	Anhang.....	158
8.1	Anhang: Stand der Technik Technologien	158
8.2	Anhang: Ökologische Grunddaten	208
8.3	Anhang: Ökologische Bewertung - Ergebnistabellen	223
8.4	Anhang: Ökonomische Aspekte der Strombereitstellung	256
8.5	Anhang: Ökonomische Aspekte der Wärmebereitstellung	258

Kurzfassung

Ausgangssituation/Motivation

Die Errichtung und Nutzung von Gebäuden hat einen wesentlichen Anteil an den österreichischen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) und am Energiebedarf. Um die THG-Emissionen und den Energiebedarf dieses Sektors zu verringern wurde in den letzten Jahren an der Entwicklung von sogenannten „Plus-Energie-Gebäuden“ gearbeitet und erste Demonstrationsgebäude errichtet. Im üblichen Sprachgebrauch sind mit „Plus-Energie-Gebäuden“ Gebäude gemeint, welche über einen Zeitraum von einem Jahr mehr Strom erzeugen als darin benötigt wird. Da es keine allgemein gültige Definition gibt, werden im gegenständlichen Projekt damit jene Gebäude bezeichnet, bei welchen die THG-Emissionen über die gesamte Nutzungsdauer (inklusive Errichtung und Abbruch) zumindest ein Level von Null THG-Emissionen erreichen und durch die Erzeugung von zusätzlicher Energie ihre THG-Emissionen kompensieren (exakter ausgedrückt THG-neutrale-Gebäude). Ob bzw. unter welchen technischen, ökologischen und ökonomischen Voraussetzungen dies möglich ist wurde in diesem Projekt untersucht.

Das Projektkonsortium setzte sich aus der JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, der Fa. Sauper Umweltdatentechnik GmbH, der Fa. KLH Massivholz GmbH, der Fa. Softechenergy PlanungsgmbH und der Fa. Herbert Pexider GmbH zusammen. Zusätzlich wirkten weitere Kooperationspartner in der Bereitstellung von Daten und Know-How im Bereich von Architektur und Wissenschaft mit.

Inhalte und Zielsetzungen

Inhalt des Projektes war die Untersuchung verschiedener, real existierender Gebäude, welche als Systemvarianten bezeichnet werden, in Hinblick auf die Möglichkeiten zur Erreichung eines Plus-Energie-Gebäudes. Dazu wurden zuerst die THG-Emissionen und der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf für Errichtung, Nutzung, Abbruch und Entsorgung der Gebäude ermittelt. Anschließend wurden alle relevanten Technologien zur Energieerzeugung am bzw. im Gebäude erhoben. Für die am erfolgversprechendsten erscheinenden Technologien wurden in Kombination mit den Systemvarianten verschiedene „Technologieoptionen“ betrachtet. Ausgewählte Kombinationen daraus wurden anschließend technisch, ökologisch und ökonomisch bewertet.

Ziel des Projektes war die Ermittlung von technischen, ökologischen und ökonomischen Voraussetzungen zur Errichtung und Nutzung von Plus-Energie-Gebäuden auf Basis der betrachteten Systemvarianten.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ergebnisse sind die „THG-Emissionen und der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf der Systemvarianten für den Ist-Zustand“, die Identifikation „relevanter Technologien für Plus-Energie-Gebäude“ (Technologieoptionen), eine „elektrische Energiebilanz der Systemvarianten mit verschiedenen Technologieoptionen“ und eine „ökologische“ und eine „ökonomische“ Bewertung der Systemvarianten und Technologieoptionen.

Als Basis für die Berechnungen wurden sechs Systemvarianten ausgewählt. Es handelt sich dabei um drei Einfamilienhäuser, einen Geschößwohnbau, ein Veranstaltungsgebäude und eine Siedlung.

Die Untersuchungen der THG-Emissionen und des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs für den IST-Zustand zeigten:

In der Phase der Errichtung der betrachteten Gebäude besteht ein relativ geringes Reduktionspotential hinsichtlich THG-Emissionen und nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf. Durch den Einsatz von Dämmstoffen mit niedrigen THG-Emissionen und geringen Baumassen (u. A. durch die Verwendung „leichter“ Baustoffe z.B. „Betonhohlkonstruktionen“) lassen sich die THG-Emissionen trotzdem verringern.

Die Phase der Nutzung der Gebäude hat einen wesentlichen Einfluss auf die THG-Emissionen und den nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf. Durch geringen Energiebedarf insgesamt sowie Minimierung des Einsatzes fossiler Energieträger und Maximierung des Einsatzes erneuerbarer Energieträger können diese während der Nutzung des Gebäudes wesentlich verringert werden.

Relevante Technologien für Plus-Energie-Gebäude zur Wärme- und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sind:

- Photovoltaik (PV)
- Kleinwindkraft
- Kleinwasserkraft
- Wärmeerzeugung bzw. Kraft-Wärme-Kopplung mit Biomasse
- Solarthermie
- Wärmepumpen

Alle diese Technologien wurden, mit Ausnahme der Kleinwasserkraft (aufgrund der standortabhängigen und dadurch sehr begrenzten Einsatzmöglichkeit) näher untersucht.

Für jene Kombinationen von Technologieoptionen und Systemvarianten mit welchen eine „Plus-Energie-Produktion“ möglich ist wurde eine ökologische Bewertung durchgeführt. Dabei wurde die Entwicklung der THG-Emissionen und des Primärenergiebedarfs über den gesamten Gebäudenutzungszyklus (Errichtung, Nutzung, Abbruch) abgeschätzt. Abschließend erfolgte eine ökonomische Bewertung für zwei Systemvarianten und jene Technologieoptionen mit welchen eine „THG-Neutralität“ möglich ist. Es wurden die

ökonomischen Aspekte der Strom- und Wärmebereitstellung und die Mehrinvestitionskosten für Plus-Energie-Gebäude abgeschätzt.

Basierend auf den Ergebnissen der technischen, ökologischen und ökonomischen Bewertung wurden folgende Schlussfolgerungen gezogen:

- Elektrische „Plus-Energie-Produktion“ ist bei jeder untersuchten Systemvariante möglich. Jedoch sollte bereits bei der Planung von zu errichtenden Gebäuden die optimale Installation von Technologien und die Minimierung des Energiebedarfes berücksichtigt werden.
- Geeignete Technologien zur elektrischen Energiebereitstellung sind Photovoltaikanlagen und Kleinwindkraft. Photovoltaikanlagen weisen jedoch einen hohen Flächenbedarf auf, was sich nachteilig für den Geschosswohnbau auswirkt. Bei Kleinwindkraftanlagen ist der Energieertrag stark standortabhängig. Eine genaue technische und wirtschaftliche Detailplanung je nach geographischen und rechtlichen Rahmenbedingungen ist erforderlich.
- Geeignete Technologien zur thermischen Energiebereitstellung sind Wärmepumpen, Pelletkessel und solarthermischen Anlagen. Pelletkessel haben in Hinblick auf eine elektrische Plus-Energie-Produktion den Vorteil gegenüber Wärmepumpen, dass der Strombedarf im Betrieb signifikant geringer ist. Solarthermische Anlagen stehen in Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik
- Die ökologische Bewertung zeigte, dass THG-neutrale-Gebäude möglich sind. Die untersuchten Technologieoptionen stellen ökologisch optimierte Varianten dar, die aufzeigen, welche THG-Einsparungen maximal möglich sind.
- Die Ergebnisse der ökologischen Bewertung sind stark von Annahmen auf denen die Bewertung aufbaut abhängig (z.B. werden THG-Emissionen untersucht oder der Primärenergiebedarf, welcher Energieträger wird durch den am Gebäude erzeugten Überschussstrom ersetzt?)
- Der Standort des Gebäudes ist für das Mobilitätsverhalten der Bewohner entscheidend. Werden die THG-Emissionen der Mobilität den jeweiligen Systemvarianten zugerechnet, kann keine der betrachteten Systemvarianten den Status eines THG-neutralen-Gebäudes erreichen.
- Photovoltaikanlagen haben hohe Investitionskosten (Zusatzinvestitionen von mindestens 20 % der Gebäudeerrichtungskosten). Die Wirtschaftlichkeit hängt vom Einspeisetarif, der Ausrichtung der Module und von der Art der Finanzierung ab (hohe Kapitalkosten bei Fremdfinanzierung).
- Kleinwindkraftanlagen sind an den betrachteten Systemvarianten (wegen der relativ geringen Stromerträge und relativ hohen Investitionskosten) aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll. Der geförderte Einspeisetarif ist zu niedrig um die hohen Stromgestehungskosten abzudecken.

- Die zumindest notwendige Mehrinvestition zur Errichtung THG-neutraler Gebäude im Vergleich zu einem herkömmlichen Niedrigenergiegebäude liegt bei den untersuchten Varianten bei ca. 20 % der Gebäudeerrichtungskosten.

Ausblick

Voraussetzung für den erfolgreichen Betrieb eines Plus-Energie-Gebäudes bzw. eines THG-neutralen-Gebäudes ist das Interesse für die technische Anlage und die Übernahme der Verantwortung als Stromlieferant. Zu einer Markteinführung derartiger Gebäude wird empfohlen folgende Punkte weiter zu bearbeiten:

- Bedeutung von Plus-Energie-Gebäuden in Smart-City-Konzepten
- Entwicklung von Tools zur einfachen Abbildung von THG-Emissionen und Primärenergiebedarf für den gesamten „Gebäudelebenszyklus“.
- Einbindung von Plus-Energie-Gebäuden als Stromlieferanten und -abnehmer in vorhandene und zukünftige Netzstrukturen (Smart Grids), Untersuchung der Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem und Relevanz von elektrischen Energiespeichern.
- Weiterführende Untersuchungen zur Einbeziehung des Mobilitätsverhaltens der Bewohner von Plus-Energie-Gebäuden und die Folgen auf die zukünftige Raumplanung.
- Möglichkeiten der geeigneten Gestaltung von Siedlungs- und Geschosßwohngebäuden als THG-neutrale-Gebäude.
- Weitere Möglichkeiten zur Verringerung des Strombedarfs in Gebäuden (z.B. Einsatz von Low-Tech, Einsatz von "stromlosen Haustechnikkomponenten").
- Einrichtung einer Arbeitsgruppe zum Plus-Energie-Gebäude bzw. THG-neutralen-Gebäude und Einbindung in bereits bestehende Netzwerke und Initiativen (z.B. IG Passivhaus, klima:aktiv)

Abstract

Starting point/Motivation

The construction and operation of buildings contributes significantly to the Austrian greenhouse gas emissions (GHG-emissions) and energy consumption. In the recent years so-called “plus-energy-buildings” were developed and first demonstration buildings installed, to reduce GHG-emissions and energy consumption in the building sector. In general the term “plus-energy-buildings” is used for buildings which generate more electricity than is needed by its resident within one year. However, there is no commonly accepted definition of “plus-energy-buildings”. Therefore in this project the term refers to buildings, which reach at least zero GHG-emissions over the total life-cycle of the building (including construction, operation, and demolition), due to the compensation of GHG-emissions with surplus energy. Expressed more accurately this buildings are called “climate-neutral-buildings”. If climate-neutral-buildings are possible, and which technical, environmental and economic requirements are necessary for such buildings, was investigated in this project.

The project team consisted of JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, Sauper Umweltdatentechnik GmbH, KLH Massivholz GmbH, Softtechenergy PlanungsgmbH, and Herbert Pexider GmbH. Additional partners from architecture and research cooperated with the project team and provided data and know how in the field of energy efficient and future buildings.

Content and Objective

Content of the project was the investigation of the possibilities to reach “plus-energy-buildings”, with real existing buildings as starting point. In the first step GHG-emissions and non-renewable primary energy demand for construction, operation and demolition of the buildings was determined. Subsequently all relevant technologies for energy production on the building surface and within the building were collected. For the most promising technologies combinations of buildings and “technology options” were investigated. For selected combinations a technical, environmental and economic assessment was performed.

Goal of the project was to determine the technical, environmental and economic requirements of the construction and operation of plus-energy-buildings on the basis of existing buildings.

Results

Results are the GHG-emissions and non-renewable primary energy demand of the investigated buildings for the actual condition, identification of relevant technologies for plus-energy-buildings (technology options), an electrical energy balance for different technology options, and the environmental and economic assessment of buildings and technology options.

Starting point for the assessment was the selection of six existing buildings: three single family homes, one multi-story building, an event-building, and a housing complex.

The investigation of GHG-emissions and the non-renewable primary energy demand for the actual condition showed:

In the construction phase of the investigated buildings the potential to reduce GHG-emissions and non-renewable primary energy demand is rather low. Nevertheless, using insulation material with low GHG-emissions and low mass (amongst others by using “light” construction material e.g. “hollow concrete construction”) GHG-emissions can be reduced.

The operation phase of the building has a significant influence on the GHG-emissions and the non-renewable primary energy consumption. A low energy demand of the building, minimizing the use of fossil energy carriers and maximizing the use of renewable energy carriers leads to a significant reduction of GHG-emissions during the operation phase.

Relevant technologies for heat and electricity production with renewable energy carriers in plus-energy-buildings are:

- photovoltaic (PV)
- small wind turbines
- small hydro power plants
- heat generation and combined heat and power generation with biomass
- solar thermal heat plants
- heat pumps

All these technologies, with the exception of small hydro power plants (due to the site specific and limited usage options), were examined more closely.

For the combinations of technology options and buildings, which resulted in a “plus-energy-production”, an environmental assessment was performed. The development of GHG-emissions and non-renewable primary energy demand for the total building life-cycle (construction, operation, demolition) was estimated. The economic assessment was performed for two buildings in combination with technology options, which lead to climate neutrality. Economic aspects of electricity and heat production were investigated and the additional investment costs for plus-energy-buildings estimated.

Based on the results of the technical, environmental and economic evaluation, the following conclusions are drawn:

- Electric “plus-energy-production” is for all investigated buildings possible. In the planning phase, however, optimizing the system design and minimizing the energy demand is important.
- Suitable technologies for electric energy generation are photovoltaic and small wind turbines. Photovoltaic plants have a high building surface area demand, which is a disadvantage for multi-story buildings. The energy output of small wind turbines is

strongly site specific. A detailed technical and economic planning based on the geographic and legal framework is necessary.

- Suitable technologies for thermal electricity generation are heat pumps, pellet boiler and solar thermal plants. Pellet boilers show an advantage for electric “plus-energy-production” due to the significant lower electricity consumption compared to the heat pump. Solar thermal plants are in competition for buildings surface space with photovoltaic plants.
- The environmental assessment showed that climate-neutral-buildings are possible. The investigated technology options are environmental optimized alternatives, which demonstrated the maximum GHG-reduction potential.
- The results of the environmental assessment are strongly influenced by assumptions, which are basic for the assessment (e.g. are GHG-emissions investigated or the primary energy demand, which energy carrier is substituted by the surplus electricity of the buildings).
- The building site is crucial for the mobility behavior of the residents. If the GHG-emissions for transport are included in the assessment, none of the investigated buildings reaches the status of a “climate-neutral-building”.
- Photovoltaic plants have high investment costs (additional costs of minimum 20% of the building construction costs). The profitability depends on the feed-in tariff, the orientation of the panels and the financing structure (high capital costs for external financing).
- From an economic point of view small wind turbines do not make sense for the investigated sites (due to low energy output and high investment costs). The feed-in tariff is too low to compensate the high electricity production costs.
- The additional investment costs for the construction of a climate-neutral-building compared to a low-energy-building are at least 20% of the construction costs.

Prospects / Suggestions for future research

A pre-condition for the successful operation of a plus-energy-building or a climate-neutral-building is to be interested in the technical plants and to take responsibility as a supplier of electricity. For the market implementation of such buildings it is recommend to further work on the following task:

- Role of plus-energy-buildings in smart-city-concepts
- Development of tools for simple mapping of GHG-emissions and primary energy consumption for the total building life-cycle.

- Integration of plus-energy-buildings as electricity suppliers and consumers in existing and future power grids (smart grid); investigation of the influence on the power system and role of electric energy storages in this context.
- Additional investigations on the mobility behavior of the residents and the impact on land use planning and regional development.
- Possibilities to design housing complexes and multi-story-buildings as climate-neutral-buildings.
- Additional possibilities to reduce the electricity consumption in buildings (e.g. usage of low-tec facilities and non-electric building equipment)
- Installation of a working group for plus-energy-buildings and climate-neutral-buildings and integration in already existing networks and initiatives (e.g. IG Passivhaus, klima:aktiv).

1 Einleitung

Die Errichtung und Nutzung von Gebäuden hat einen wesentlichen Anteil an den Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen). Der Energiebedarf und damit die THG-Emissionen bei der Nutzung der Gebäude wurden durch die Entwicklung von Niedrigenergie- und Passivhäusern bereits weitgehend reduziert. Die derzeitigen Standards für Niedrigenergie- und Passivhäuser sehen aber nur eine Minimierung des Energiebedarfs während des Betriebes, jedoch keine Verbesserung der treibhausgasrelevanten Emissionen bei den nicht direkt mit der Benutzung zusammenhängenden Vorgängen vor. Hierzu gehören die THG-Emissionen bei der Herstellung der Baumaterialien und der Errichtung des Gebäudes bis hin zu dem irgendwann zu erwartenden Abbruch. Die hierbei auftretenden THG-Emissionen können zwar ebenfalls bis zu einem gewissen Grad minimiert werden, gegen Null gebracht werden können sie allerdings nicht.

Der Wunsch, im Bereich der Gebäude bzw. des Wohnens „CO₂-neutral“ zu werden, lässt sich aber verwirklichen, indem man das Gebäude zusätzlich zur normalen Bestimmung auch noch nutzt, um damit erneuerbare Energie zu gewinnen. Mit Hilfe von beispielsweise Photovoltaik- oder Windkraftanlagen kann Ökostrom ins Netz eingespeist werden, wodurch der Strombeitrag aus fossilen Energieträgern entsprechend reduziert wird. Damit ist es möglich, für das Gebäude einen Treibhausgas-„Bonus“ zu erhalten, der in der Gesamtbetrachtung tatsächlich zu einem „Nullemissionshaus“ oder gar „Minusemissionshaus“ führt. Solche Gebäude werden im heutigen Sprachgebrauch als „Plus-Energie-Gebäude“ bezeichnet.

Ziel des gegenständlichen Projekts ist die Ermittlung der technischen, ökologischen und ökonomischen Voraussetzungen zur Errichtung und Nutzung von Plus-Energie-Häusern als Basis für deren erfolgreiche Realisierung. Dabei wurden nicht nur einzelne Häuser betrachtet, sondern auch Gebäudeverbände untersucht. Dazu wurden „Systemvarianten“ aus Plus-Energie-Häusern und Gebäudeverbänden definiert, welche anschließend nach technischen, ökologischen und ökonomischen Maßstäben bewertet wurden. Die Projektergebnisse werden in Form von Handlungsempfehlungen am Ende dieses Berichtes zusammengefasst.

Das Projekt wurde in Kooperation mit den Projektpartnern Sauper Umweltdatentechnik GmbH, KLH Massivholz GmbH, Softechenergy PlanungsgmbH und Herbert Pexider GmbH durchgeführt. Zusätzlich wirkten weitere Kooperationspartner als Datenlieferanten, Know-How-Träger im Bereich der Architektur und Wissenschaft an der Entstehung dieses Berichts mit.

2 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt

In diesem Kapitel wird der Stand der Technik, Vorarbeiten zum Thema, der Innovationsgehalt und die Vorgangsweise im Projekt näher beschrieben.

2.1 Beschreibung des Standes der Technik

Im Bereich der Gebäude sind derzeit Passivhäuser und Niedrigenergiehäuser Stand der Technik. Bei Passivhäusern ist der Heizwärmebedarf (HWB) mit maximal 15 kWh/m²a berechnet nach PHPP (Passivhaus Projektierungs-Paket) und der Energiebedarf bzw. Primärenergiebedarf (inkl. Haushaltsstrom) mit maximal 120 kWh/m²a beschränkt. Bei Niedrigenergiehäusern liegt der maximale Heizwärmebedarf bei 50 kWh/m²a. Beide Standards beschäftigen sich primär mit dem Energiebedarf zur Beheizung des Gebäudes und haben das Ziel die Wärmeverluste des Gebäudes zu minimieren. Mit der Anpassung der EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäude im Jahr 2010 (Richtlinie 2010/31/EU) wurde der Begriff des Nearly Zero Energy Buildings bzw. in der Deutschen Übersetzung „Niedrigstenergiegebäude“ eingeführt. Die Definition für Niedrigstenergiegebäude¹ ist in dieser EU-Direktive eher allgemein gehalten und bei der Bestimmung der Gesamtenergieeffizienz des Gebäudes wird nur ein Rahmen vorgegeben. Daraus ergibt sich auch hier Spielraum für Interpretationen bei der Umsetzung der Direktive auf nationaler Ebene.

Neben Passivhäusern, Niedrigenergiehäusern und Niedrigstenergiegebäuden findet man derzeit noch eine Vielzahl von weiteren Gebäudebezeichnungen, wie z.B. Net Zero Energy Building, Null-Energiegebäude, Null-Emissionshaus, Klimaneutrales Haus, Sonnenhaus, Bio-Solar-Haus oder energieautarkes Haus. Als Grundlage für die weiteren Ausführungen in diesem Bericht wird in der Folge genauer auf die Gebäudekonzepte von Null- bzw. Plus-Energie-Gebäuden und des THG²-neutralen-Gebäudes eingegangen.

2.1.1 Null-Energiegebäude und Plus-Energiegebäude

Wenn heute über Plus-Energie-Gebäude gesprochen wird, sind im einfachsten Fall Gebäude gemeint, welche über einem bestimmten Zeitraum mehr Strom produzieren als benötigen (z.B. Kaltenegger, 2011). Der Zeitrahmen, der dafür angesetzt wird, ist unterschiedlich und reicht von einem Monat bis zu einem Jahr. In Abbildung 1 ist diese Betrachtungsweise beispielhaft, bezogen auf den Zeitraum von einem Jahr, dargestellt. Die am oder im Gebäude (mittels verschiedener Technologien - hier Photovoltaik) erzeugte Strommenge x ist größer als die im Gebäude benötigte Strommenge y . Der Indikator für die Bewertung ist „Strombedarf vs. Stromerzeugung“.

¹ „Niedrigstenergiegebäude“: ein Gebäude, das eine sehr hohe Gesamtenergieeffizienz aufweist. Der fast bei Null liegende oder sehr geringe Energiebedarf sollte zu einem ganz wesentlichen Teil durch Energie aus erneuerbaren Quellen - einschließlich Energie aus erneuerbaren Quellen, die am Standort oder in der Nähe gewonnen wird, stammen.

² THG: Treibhausgas

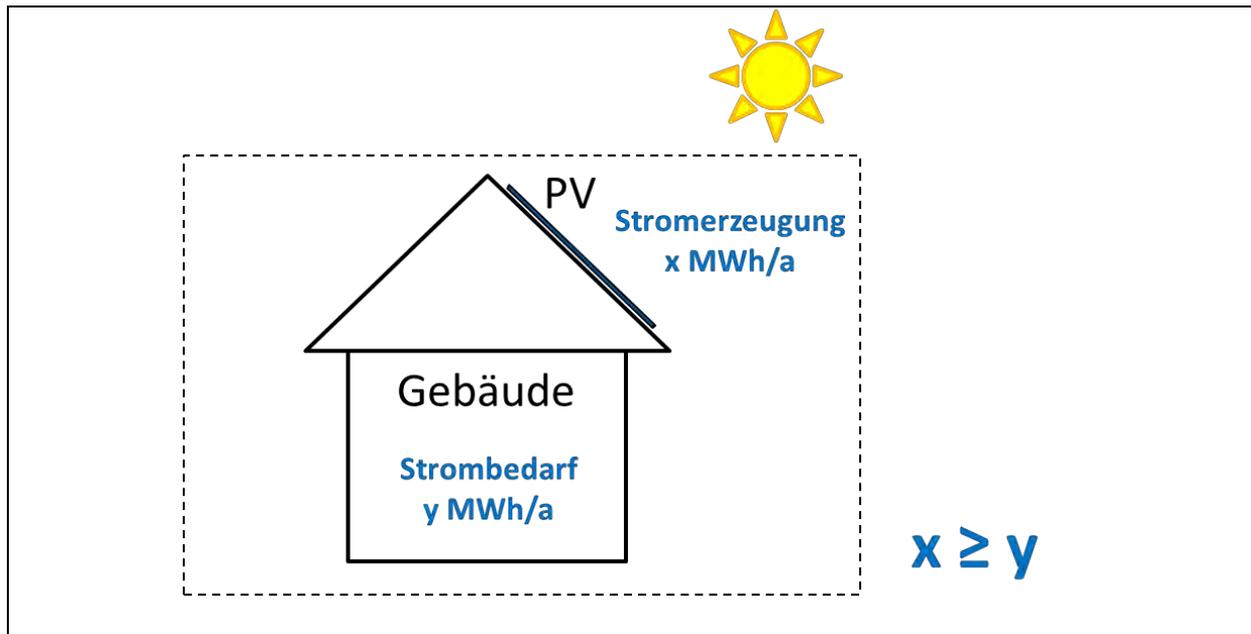


Abbildung 1: Definition Nullenergie- (wenn $x = y$) bzw. Plus-Energie-Gebäude (wenn $x > y$) mit dem Indikator „Stromerzeugung vs. Strombedarf [MWh/a]“

In (Voss, et al., 2011) wird dieses Konzept erweitert und ein Nullenergiegebäude wie folgt definiert: „Ein Nullenergiehaus ist ein energieeffizientes Gebäude, das in Verbindung mit dem Stromnetz und ggf. weiteren Netzen seinen gesamten fossilen Jahresprimärenergiebedarf auf der Basis einer monatlichen Bilanzierung durch die fossile Primärenergiegutschrift für den eingespeisten Energieüberschuss in der Jahressumme deckt. Die Energiebereitstellung vor Ort deckt dabei vorrangig den Eigenbedarf.“

Der Indikator für diese Betrachtung ist die Primärenergie. Die Primärenergie ist jene Energiemenge, die für die Bereitstellung der Endenergie (hier Strom und Wärme) notwendig ist. Primärenergieträger kommen in der Natur direkt vor (z.B. Kohle, Erdöl, Erdgas, Biomasse). Als Primärenergie wird der in diesen natürlich vorkommenden Energieträgern enthaltene Energieinhalt bezeichnet.

Durch die in das Stromnetz oder auch in ein Wärmenetz eingespeiste Überschussenergie (also jene Strom- bzw. Wärmemenge welche nicht im Gebäude benötigt wird), kann die Energieerzeugung aus anderen Energiequellen vermieden werden. Der mit dieser vermiedenen Energieerzeugung verbundene Primärenergieeinsatz, wird als „Primärenergiegutschrift“ bezeichnet. Entspricht der Primärenergiebedarf x für den Betrieb des Gebäudes genau der Primärenergiegutschrift y , handelt es sich um ein Nullenergiegebäude. Im Gegensatz zur zuvor beschriebenen Berechnungsweise wird als Indikator hier der Primärenergiebedarf herangezogen und neben dem Strombedarf wird hier auch die Wärmebereitstellung für das Gebäude berücksichtigt.

Das Konzept für Plusenergiehäuser des Solararchitekten Rolf Disch geht über rein energetische Aspekte hinaus. Merkmale für Plusenergiehäuser nach seinem Konzept sind: 100% regenerative Energieversorgung, emissionsfreier Betrieb, wohngesunde Baustoffe, Umsetzbarkeit zu marktfähigen Preisen (Miloni, 2011). Plusenergiehaus® ist ein für

Deutschland, Österreich und die Schweiz eingetragenes Warenzeichen von Rolf Disch, das wie folgt beschrieben wird: „Plusenergiehaus® erzielt die weltweit besten Energiewerte für Gebäude. Doch es ist weit mehr als bloß ein weiterer Effizienzstandard. Plusenergie bietet ein architektonisches und ökologisches, ein soziales und wirtschaftliches Konzept mit vielen Facetten und Möglichkeiten. Plusenergie macht das Haus zum Kraftwerk: Das Plusenergiehaus® produziert mehr Energie, als seine Bewohner benötigen. Mit dieser positiven Energiebilanz übertrifft es jeden bisherigen Standard (Rolf Disch Solararchitektur, 2012)“.

2.1.2 THG-neutrale-Gebäude

Die Basis für die Arbeiten im Projekt „Ökoplus-Komplex“ ist die Definition eines Plus-Energie-Gebäudes entsprechend der 1. Ausschreibung Haus der Zukunft plus: „Die langfristige Vision für das „Gebäude der Zukunft“ ist, die energetische Effizienz bezüglich Produktion und Betrieb derart zu erhöhen, dass über den gesamten Lebenszyklus von Gebäuden die treibhausrelevante Emissionen in Summe auf „Null“ reduziert werden. Das bedeutet, dass sich das Gebäude in der Betriebsphase vom Verbraucher zum Lieferanten von Energie entwickelt und somit dem Konzept des „Plus-Energie-Hauses“ entspricht.“ (BMVIT, 2008, S8 und BMVIT, 2011, S7).

In Abbildung 2 ist dieses Konzept beispielhaft dargestellt.

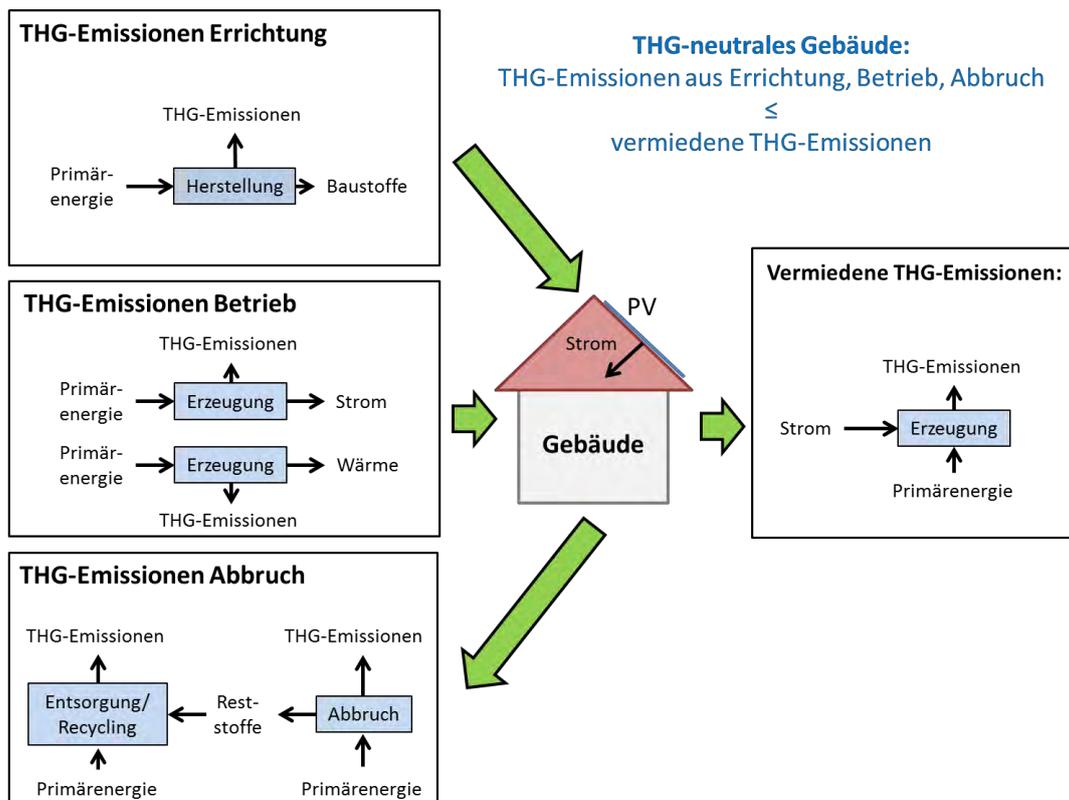


Abbildung 2: Definition eines THG-neutralen-Gebäudes mit dem Indikator „THG-Emissionen aus Errichtung, Betrieb und Abbruch vs. vermiedene THG-Emissionen [t CO₂-Äq.]“

Die Bewertung erfolgt hier anhand der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen)³. Im Gegensatz zu den zuvor dargestellten Bewertungskonzepten werden neben der Phase der Gebäudenutzung auch die Gebäudeerrichtung und der Gebäudeabbruch berücksichtigt. Durch den Energieüberschuss der in der Betriebsphase des Gebäudes in Strom- oder Wärmenetze eingespeist wird, kann die Strom- oder Wärmeerzeugung basierend auf anderen Energieträgern vermieden werden. Basiert die vermiedene Stromerzeugung zumindest teilweise auf fossilen Energieträgern, können dadurch THG-Emissionen vermieden werden.

Zur Erfüllung der oben beschriebenen Definition müssen in der Betriebsphase des Gebäudes mehr THG-Emissionen vermieden werden, als durch die Errichtung, den Betrieb und den Abbruch des Gebäudes entstehen.

In Abbildung 3 ist dieses Bewertungskonzept zur Verdeutlichung in einem Diagramm dargestellt.

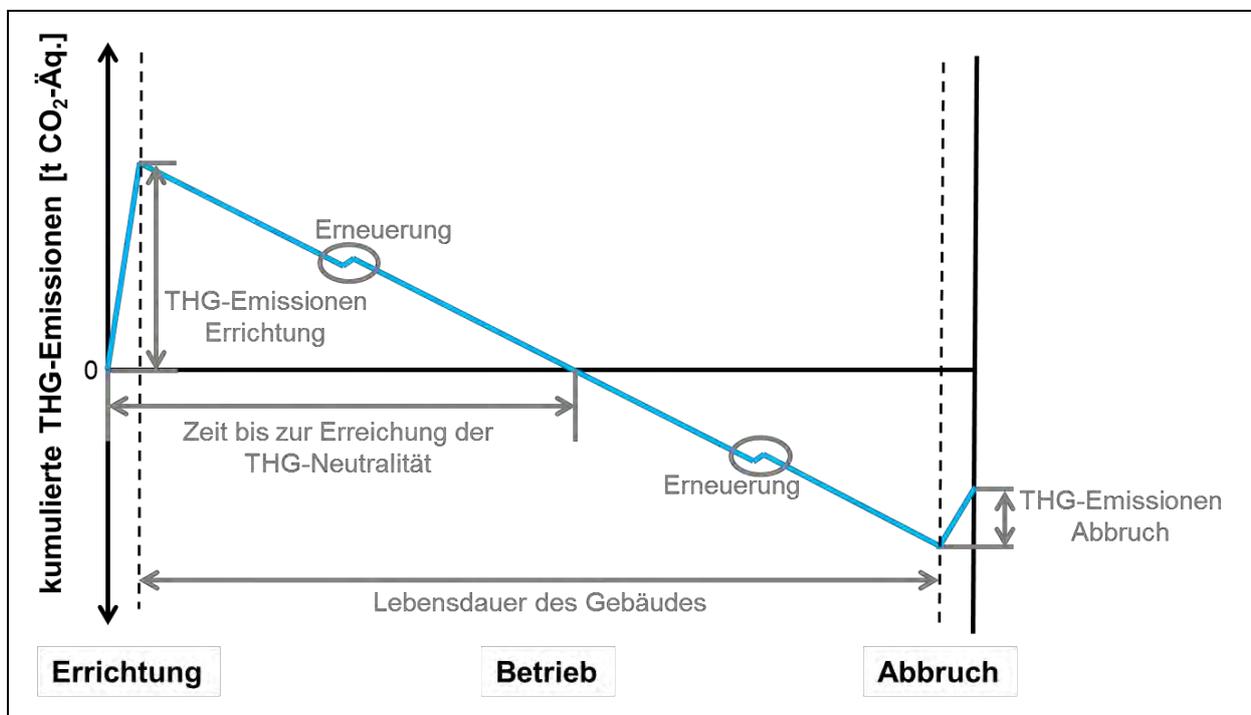


Abbildung 3: Entwicklung der kumulierten THG-Emissionen über den gesamten Gebäudelebenszyklus zur Erreichung eines „THG-neutralen-Gebäudes“

Bei der Errichtung des Gebäudes entstehen THG-Emissionen, welche durch die Erzeugung, Bereitstellung und Verarbeitung der verschiedenen Baumaterialien bzw. Installationen verursacht werden. Während der Gebäudenutzung können - durch die Erzeugung von Überschussenergie aus erneuerbaren Energieträgern und dem damit verbundenen Ersatz von fossilen Energieträgern – THG-Emissionen eingespart werden. Die THG-Emissionen, die bei der Gebäudeerrichtung entstanden sind, reduzieren sich so kontinuierlich. Bis zum

³ Berücksichtigt wurde die Wirkung der Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffmonoxid/Lachgas (N₂O) auf den Treibhauseffekt für einen Zeitraum von 100 Jahren, gewichtet in CO₂-Äquivalent.

Abbruch des Gebäudes sind möglicherweise einzelne Gebäude- oder Haustechnikkomponenten auszutauschen, was zwischenzeitlich wieder zu einem Anstieg der THG-Emissionen führt. Der Gebäudeabbruch ist wieder mit THG-Emissionen verbunden. Sind am Ende des Gebäudelebenszyklus die THG-Emissionen bei null angelangt, handelt es sich laut der Definition der 1. Ausschreibung Haus der Zukunft Plus um ein „Gebäude der Zukunft“. Da die Definition aber auf THG-Emissionen aufbaut, wird in der Folge von einem „**THG-neutralen-Gebäude**“ gesprochen, wenn am Ende des Gebäudelebenszyklus Null genau erreicht oder unterschritten wird.

2.2 Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema

Untersuchungen zu THG-Emissionen bei Gebäuden wurden bei JOANNEUM RESEARCH bereits in zwei Forschungsarbeiten durchgeführt. Im Projekt zur THG-Emissionsprüfung „TANNO meets GEMINI“ wurden zwei Systeme untersucht und von der Errichtung bis zum Abbruch der Gebäude betrachtet (Koppelhuber, 2003). Das Projekt „Ökohaus CO₂ minus 90%“ beschäftigte sich damit Gebäude so zu konzipieren, dass die Menge der THG-Emissionen über den Lebenszyklus gesehen möglichst klein sind (Lauer, 2005).

2.3 Innovationsgehalt des Projekts

Die wissenschaftliche Neuheit bzw. der Vorteil gegenüber dem Ist-Stand liegt in der Betrachtung von Plus-Energie-Gebäuden mit allen relevanten Energieflüssen und CO₂-Emissionen nicht nur bei der Nutzung sondern auch bei der Errichtung solcher Gebäude einschließlich der Erzeugung der Einzelkomponenten, also über den gesamten Lebenszyklus des Gebäudes. Hieraus wurde eine Systematik zur Beurteilung der Kriterien für Plus-Energie-Gebäude abgeleitet. Im Besonderen wurden die treibhausgasrelevanten Interaktionen des Plus-Energie-Gebäudes mit der Umwelt und die Vorgänge im Gebäudes selbst betrachtet, wobei der Einsatz von Smart Grid bzw. Smart Metering berücksichtigt wurde.

2.4 Methodik und Datenerhebung

Zu Beginn erfolgte eine Auswahl der Systemvarianten mit einer Erhebung der Basisdaten. Anschließend wurde eine Technologiebewertung mit einer ökologischen und ökonomischen Bewertung der Plus-Energie-Gebäude durchgeführt. Nachfolgend wird die detaillierte Vorgangsweise zu den jeweiligen Schritten beschrieben.

2.4.1 Auswahl der Systemvarianten und Vorgehensweise bei der Datenerhebung

Ausgehend vom Stand der Technik am Gebäudesektor und aufbauend auf Ergebnissen aus Vorprojekten bzw. Ergebnissen aus der Programmlinie „Haus der Zukunft“ wurden mögliche Systemvarianten von Plus-Energie-Gebäuden und -Gebäudeverbänden spezifiziert.

Die Systemvarianten basieren auf existierenden realen Gebäuden. Anhand folgender Kriterien wurde die Auswahl der Systemvarianten durchgeführt:

- Datenverfügbarkeit (z.B. Baumassen, Gebäudepläne, Energieausweis)
- Hoher bestehender Energiestandard (Niedrigenergie-, Passiv- oder Sonnenhauskonzept⁴)
- Unterschiedliche Bauweisen (Holz- und Ziegelbau)
- Unterschiedliche Gebäudearten (Ein- und Mehrfamilienhäuser - auch Siedlungen)
- Unterschiedliche Standorte in Österreich

Zur Durchführung der erforderlichen Berechnungen wurde für jede Systemvariante eine Vielzahl von Daten erhoben. Im Wesentlichen waren dies Daten zu

- Baumaterialien und Baumassen inklusive Aushub und Haustechnik
- Wärme- und Strombedarf
- Heizsystem und Warmwasserbereitung
- geographische Lage und Ausrichtung

Diese Daten bildeten die Grundlage zur Ermittlung der THG-Emissionen und des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfes (PEB) über den gesamten Lebenszyklus sowie zur Beurteilung der Möglichkeiten des Einsatzes verschiedener Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung. Zur Ermittlung dieser Daten wurden folgend Quellen herangezogen:

- Befragungen mittels Fragebögen
- Pläne der Gebäude
- Energieausweise der Gebäude
- Ergebnisse von durchgeführten Untersuchungen
- Statistische Daten und eigene Berechnungen

Die Daten zu den Baumaterialien und Baumassen der Gebäude wurden mittels tabellarischer Fragebögen bei den jeweiligen Bauträgern, Planern, der bauausführenden Firma oder dem Architekt, etc. erhoben. Gleichzeitig wurden mit diesem Fragebogen auch allgemeine Gebäudedaten (wie z.B. Fläche, Heizwärmebedarf, Art der Warmwasserbereitung, etc.) und sonstige Daten zur Energieversorgung abgefragt.

Die Materialien und Massen betreffend Haustechnik (Elektro- und Sanitärinstallationen, Heizanlage, thermische Solaranlage, etc.) wurden aufgrund der jeweils vorhandenen Gebäudedaten ermittelt.

⁴ Als „Sonnenhaus“ wird ein überwiegend solarbasiertes Niedrigenergiegebäude in Ziegelmassivbauweise bezeichnet. Das Sonnenhauskonzept basiert auf einem großen Warmwasserspeicher, um einen hohen solaren Deckungsgrad für die Heizung zu erreichen, guter Wärmedämmung und einer Restversorgung der Heizungswärme über Biomasse mittels Kamin- oder Kachelöfen bzw. Kessel.

2.4.2 Technologiebewertung

Im Anschluss an die Datenerhebung (u. a. Ermittlung des Leistungsbedarfs, Ermittlung der erforderlichen Energieerzeugung) der Systemvarianten wurden technische Möglichkeiten zur Energiebereitstellung ermittelt. Die Ermittlung der verfügbaren Technologien für die Bereitstellung elektrischer bzw. thermischer Energie erfolgte mittels Literaturrecherche. Im Anschluss erfolgte auf Basis technischer Parameter (z.B. Nutzungsgrad, Lebensdauer, Leistungsbereiche), sowie unter Berücksichtigung des Stands der Technik und dem Entwicklungsstadium (z.B. Labormaßstab, Pilotanlagen, kommerzieller Einsatz) der jeweiligen Technologien eine Technologieauswahl.

Auf Basis der Technologieauswahl wurden die Möglichkeiten zum Energiemanagement und die Energiespeichermöglichkeiten durch intelligentes Lastmanagement im Plus-Energie-Gebäude untersucht und die Auswirkungen zur Steigerung der Energieeffizienz aufgrund von Praxiserfahrungen abgeschätzt.

Auswahl von angewandten Technologieoptionen

Im Anschluss an die Technologieauswahl wurden Technologieoptionen (Kombination von unterschiedlichen Technologien für die Bereitstellung elektrischer und/oder thermischer Energie) ausgewählt. In Summe wurden 9 Technologieoptionen wie folgt festgelegt:

- „T 1 - PV maximal + Wärmepumpe“
- „T 2 - PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW +Hzg)“
- „T 3 - Kleinwindkraft + Wärmepumpe“
- „T 4 - PV maximal + Pelletkessel“
- „T 5 - PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“
- „T 6 - Kleinwindkraft + Pelletkessel“
- „T 7 - PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“
- „T 8 - PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“
- „T 9 – Blockheizkraftwerk“

Die Beschreibung der einzelnen Technologieoptionen erfolgt im Detail in Kapitel 3.3.

Flächenermittlung

Für die Bereitstellung elektrischer Energie mittels Photovoltaik bzw. für die Bereitstellung thermischer Energie mittels einer solarthermischen Anlage war es erforderlich die zur Verfügung stehenden Flächen in den Systemvarianten bzw. an den Gebäuden zu ermitteln. Im Rahmen der Flächenermittlung wurden folgende Freiflächen unter Berücksichtigung der Ausführungspläne ermittelt:

- Dachflächen mit Süd-, Ost- und Westausrichtung
- Fassadenflächen mit Süd-, Ost- und Westausrichtung
- Etwaige „Sonstige Flächen“ (z.B. Vordächer, Garagentore) mit Süd-, Ost- und Westausrichtung

Simulation der energetischen Erträge

Im Anschluss an die Festlegung der Technologieoptionen und die Flächenermittlung erfolgten Simulationen der möglichen elektrischen und thermischen Energiebereitstellung. Die Simulationen wurden mit folgender Software durchgeführt:

- PV*Sol Expert 5.0 – R4 (Valentin, 2011a)
- T*Sol Expert 4.5 – R6 (Valentin, 2011b)
- WindEarner 1.0 (Richter, 2010)

Für die Simulationen wurde, unter Berücksichtigung des Standorts der jeweiligen Systemvarianten, je nach Software auf integrierte meteorologische Datensätze bzw. auf Datensätze von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG, 2011) zurückgegriffen.

2.4.3 Ökologische Bewertung

Die ökologische Bewertung wurde in Anlehnung an die Methode der Lebenszyklusanalyse durchgeführt. Nach EN ISO 14040:2006 „Ökobilanz“ bezieht sich eine Ökobilanz oder Lebenszyklusanalyse auf die Umweltaspekte und potentiellen Umweltwirkungen (wie z.B. Nutzung von Ressourcen und die Umweltauswirkungen von Emissionen) im Laufe des Lebensweges eines Produktes von der Rohstoffgewinnung über die Produktion, Anwendung, Abfallbehandlung, Recycling bis zur endgültigen Beseitigung (d.h. „von der Wiege bis zur Bahre“). Für die hier durchgeführte ökologische Bewertung bedeutet das, dass der gesamte Gebäudelebenszyklus betrachtet wird - inklusive Errichtung, Betrieb und Abbruch - unter Berücksichtigung der Herstellungsprozesse für die eingesetzten Baumaterialien und der Energiebereitstellungskette (von der Rohstoffgewinnung bis zur Energienutzung unter Berücksichtigung der Aufwendungen für Errichtung und Entsorgung der Anlagen).

Die wichtigsten Eckdaten der ökologischen Bewertung sind:

1. Untersuchte Umweltauswirkungen / Indikatoren

Folgende Umweltauswirkungen wurden berücksichtigt:

- THG-Emissionen: Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffmonoxid/Lachgas (N₂O) gewichtet in Kohlendioxid-Äquivalent (CO₂-Äq.).⁵
- Primärenergiebedarf: nicht erneuerbare Energieträger (z.B. Kohle, Erdgas, Rohöl, Atomkraft) und erneuerbare Energieträger (z.B. Biomasse, Sonne, Wasserkraft, Wind, Erdwärme)
- Andere Umweltauswirkungen (wie z.B. Eutrophierung etc.) wurden nicht berücksichtigt, weil sie über die für Plus-Energie-Gebäude verbundenen Themen THG-Bilanz und Energiebilanz hinausgehen.

2. Bewertungssystem

Die Grunddaten für die Bewertung bilden die Situation in Österreich ab. Die Bewertung von Baumaterialien für die Gebäudeerrichtung basiert auf (IBO, 2010), (IBO, 2009) und (IBO, 2008). Für die Energieerzeugung wurden Daten aus GEMIS – Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (Öko-Institut, 2010) und (Umweltbundesamt, 2009) herangezogen und bei Bedarf durch Literaturquellen ergänzt.

3. Bilanzierungszeitraum

Der gewählte Bilanzierungszeitraum ist die Nutzungsdauer des Gebäudes, die mit 60 Jahren angenommen wurde. Die Energiebilanzen in der Nutzungsphase wurden auf Jahresbasis erstellt. Die Grunddaten zur Ermittlung der THG-Emissionen und des fossilen Primärenergiebedarfs während der Nutzungsdauer beziehen sich auf den jetzigen Zeitpunkt und wurden über den betrachteten Zeitraum nicht angepasst (d.h.

⁵ Gewichtungsfaktoren für das Treibhausgaspotential im Zeitraum von 100 Jahren:
1 kg CO₂ = 1 kg CO₂-Äq., 1 kg CH₄ = 25 kg CO₂-Äq., 1 kg N₂O = 298 kg CO₂-Äq. (IPPC, 2007)

beispielsweise sind künftige Änderungen des CO₂-Emissionsfaktors für elektrischen Strom welcher sich auf Grund der Änderungen des Strommixes ergibt und nicht vorhersehbar ist unberücksichtigt).

4. Bilanzgrenze

Es wurde das gesamte Gebäude untersucht, inklusive des Aufwands für die Produktion der eingesetzten Baustoffe und der eingebauten Haustechnik. Am Ende der Lebensdauer wurde der Aufwand für die Entsorgung der einzelnen Komponenten berücksichtigt. Während der Nutzungsphase wurde der gesamte Wärmeenergiebedarf der Bewohner für Heizung, Warmwasser und der Strombedarf in die Berechnung mit einbezogen.

In der Folge wird detaillierter auf die angewandte Methodik und relevante Annahmen anhand der einzelnen Phasen des Gebäudelebenszyklus eingegangen:

Errichtung

Bei der Gebäudeerrichtung wurde die Herstellung der Baumaterialien, die Durchführung des Aushubes sowie die Herstellung und Installation der Haustechnik betrachtet.

Baumaterialien:

Anhand der Baumassenauszüge wurden für jede Systemvariante Art und Menge der eingesetzten Baumaterialien getrennt für die Bauteile

- Keller und Bodenplatte (bis Oberkante Kellerdecke bzw. Bodenplatte),
- Hochbau (ab Oberkante Kellerdecke bzw. Bodenplatte inklusive oberste Geschößdecke) und
- Dach (ab oberste Geschößdecke)

ermittelt.

Aushub:

Im Aushub enthalten sind der erforderliche Aushub und dessen Abtransport sowie der Schotterkoffer unter der Bodenplatte und die Hinterfüllung der erdanliegenden Bauteile (z.B. Kellerwände) mit Schotter. Das Aushubvolumen wurde anhand der Gebäudegrundfläche, unter Berücksichtigung von Mehraushub am Rand (Annahme: 1 m) und einer Aushubtiefe entsprechend den zur Verfügung stehenden Plänen (in der Regel 3,5 m plus Schotterkoffer mit 0,1 m), bestimmt. Für den Abtransport des Aushubes wurden LKWs mit einer Ladekapazität von 8,5 t (Systemvariante „S 1 - EFH Dalitz“) bzw. 15 t (für alle anderen Systemvarianten) angenommen. Als Transportdistanz des Aushubs wurde bei der Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“ 10 km angenommen, für alle anderen Systemvarianten wurden 20 km aufgrund der örtlichen Gegebenheiten angenommen. Für die Aushubarbeiten wurden Bagger mit einer Aushubleistung von 20 m³/h und einem Dieselverbrauch von 13 l/h angenommen.

Haustechnik:

Für die Bewertung der Haustechnik wurde die gleiche Methode angewandt wie bei den Baumaterialien. Im Bereich Haustechnik wurden alle Materialien berücksichtigt die für Heizung, Sanitär, Brandschutz, Regenentwässerung, Lüftung und Elektroinstallation benötigt werden. Für jede Systemvariante wurden die bestehenden Haustechnikkomponenten erhoben bzw. angenommen (z.B. Heizung – Pumpen, Ausdehnungsgefäße, Pufferspeicher, etc.; Sanitär – Rohrleitungen, WC, Badewanne, etc.; Elektrorohre, Kabel, Drähte, Stecker, Schalter, etc.). Es wurden die darin enthaltenen Materialien und deren Massen bestimmt (z.B. Stahl, Kupfer, Keramik). Zusätzlich wurde angenommen, dass die Haustechnik einmal während der Nutzungsdauer des Gebäudes (nach 30 Jahren) ersetzt bzw. generalüberholt wird und dadurch THG-Emissionen und ein nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf in der Höhe von 75% der Errichtung verursacht werden.

Die mit der Herstellung der Baumaterialien verbundenen THG-Emissionen und der Primärenergiebedarf wurden mittels Kennwerten für unterschiedliche Baumaterialien aus (IBO, 2010), (IBO, 2009) und (IBO, 1999) berechnet.

Nicht berücksichtigt in diesen ökologischen Kennwerten ist der Transport der Baumaterialien zum Ort an dem das Gebäude errichtet wird, da es keine Statistiken über die Vertriebswege der Baustoffe gibt und der Einsatzbereich des Baustoffes nicht von vornherein festgelegt ist. Bei den untersuchten Gebäuden ist zwar der Einsatzbereich des Baustoffes bekannt, es ist jedoch nicht möglich zu erheben, wo jeder Baustoff hergestellt wird, welches Transportmittel verwendet wird (LKW, Bahn) und wie weit die Transportdistanz ist. Aus diesem Grund wurde im Projekt der Transport der Baustoffe nicht mitberücksichtigt.

Für die Betrachtung der THG-Emissionen gibt es in den genannten Quellen zwei unterschiedliche Kennzahlen:

- GWP (100) mit Speicherung: Global Warming Potential/Treibhauspotential für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren inklusive der Berücksichtigung des in organischen Baustoffen (z.B. Holz, Kork, Fasern – für Dämmstoffe) gespeicherten biogenen Kohlenstoffs, der durch die Photosynthese gebildet wurde. Dies führt zu negativen Kennwerten für die THG-Emissionen, wenn die durch die Herstellung und Bereitstellung der Baustoffe bedingten THG-Emissionen geringer sind, als der im Baustoff gespeicherte biogene Kohlenstoff.
- GWP (100) ohne Speicherung: Global Warming Potential/Treibhauspotential für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren ohne Berücksichtigung des in Baustoffen gespeicherten biogenen Kohlenstoffs. Je nach Verwendung dieser Baustoffe in der Abbauphase, wird dieser Kohlenstoff freigesetzt (z.B. Verbrennung für energetische Nutzung, Rotteprozesse) oder bleibt weiter gespeichert (Recycling-Prozesse).

Im Rahmen des Projektes wurde für die gesamte Nutzungsdauer des Gebäudes davon ausgegangen, dass die biogenen Anteile nach der Nutzungsdauer einem thermischen Verbrennungsprozess oder einem Rotteprozess (Mechanisch-biologische Anlage) zugeführt werden (Kaltenegger, 2007). Dabei wird der ursprünglich gespeicherte Kohlenstoff in Form von Kohlendioxid (CO₂) wieder an die Atmosphäre abgegeben. Für den biogenen

Kohlenstoff wird angenommen, dass die Bilanz der Netto-CO₂-Fixierung durch die Photosynthese, die Kohlenstoffspeicherung und die folgende Verbrennung bzw. Verrottung der Biomasse Null ist. Diese Annahme entspricht den vom Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) erstellten Richtlinien für die Energiewirtschaft (IPCC, 1996). Damit werden die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung der Biomasse mit Null bilanziert. Für die Bewertung des Gebäudes wurde daher die Kennzahl „GWP (100) ohne Speicherung“ verwendet.

Eine Zusammenfassung der verwendeten Kennwerte für unterschiedliche Baumaterialien und die Baumassenauszüge der untersuchten Systemvarianten befinden sich im Anhang 8.2.

Betriebsphase

In der Betriebsphase wurden der Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser und der Strombedarf berücksichtigt.

Wärmebedarf:

Im ermittelten Wärmebedarf ist die Wärme zur Warmwasserbereitung und zur Raumheizung enthalten. Für die Systemvariante „S 2 - GWB Mühlweg“ liegen Daten aus Messungen der Jahre 2007 und 2008 vor (Wagner et al 2010). Der Wärmebedarf für alle anderen Systemvarianten wurde dem jeweiligen Energieausweis entnommen.

Strombedarf:

Der Strombedarf wurde für jene Systemvarianten für welche Messungen vorliegen („S 4 - GWB Mühlweg“ und „S 5 - VAG Leitl“) auf Basis dieser Messwerte übernommen, für alle anderen Systemvarianten wurde der durchschnittliche Österreichische Strombedarf pro Haushalt und Jahr von ca. 4.400 kWh/a angesetzt (STATISTIK AUSTRIA).

Des Weiteren wurde die am Gebäude oder in unmittelbarer Nachbarschaft vom Gebäude erzeugte Strommenge miteinbezogen. Nicht berücksichtigt wurden die Auswirkungen auf das Stromnetz durch die Einspeisung von Überschussstrom und Speicherverluste im Stromnetz beim Strombezug.

Für die ökologische Bewertung ist es relevant aus welcher Quelle der Strom stammt, der aus dem Stromnetz bezogen wird bzw. welcher Energieträger durch die Überschussstromerzeugung am Gebäude ersetzt wird. Es wurden folgende Varianten betrachtet:

1. **Bezug und Ersatz Österreichischer Strommix:** Es wurde angenommen, dass der bezogene bzw. ersetzte Strom dem österreichischen Strommix entspricht. Die THG-Emissionen (271 g CO₂-Äq./kWh) und der Primärenergiebedarf (1,9 kWh/kWh) wurden aus (Beermann et al, 2010) übernommen, wo diese Werte für österreichische

Stromerzeugung inklusive Import und Export für das Jahr 2007 basierend auf Daten der E-Control GmbH berechnet wurden (Abbildung 4).

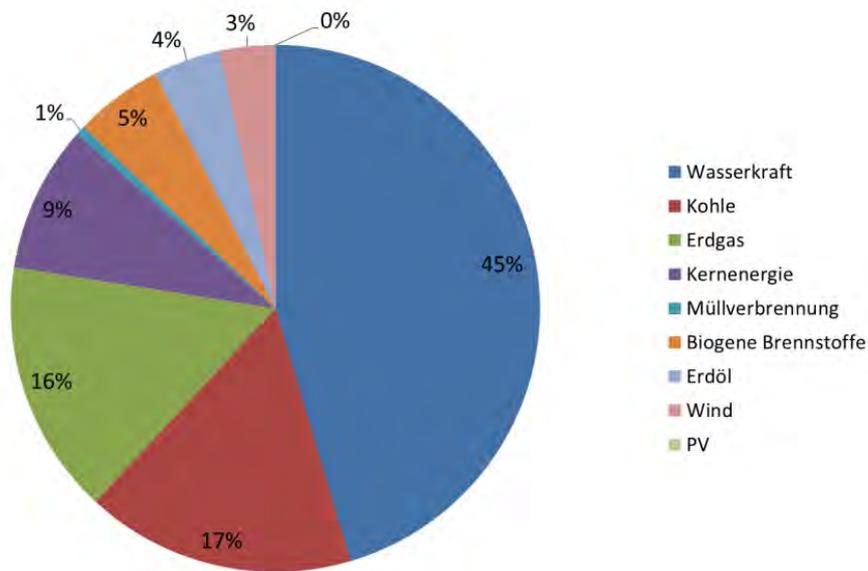


Abbildung 4: Zusammensetzung des Österreichischen Strommix 2007. Davon 69% Stromaufbringung in Österreich und 31% Stromimporte (ENTSOE Mix) (Beermann et al, 2011)

- 2. Bezug und Ersatz Strom aus Erdgas GuD:** Es wurde angenommen, dass der bezogene Strom aus einem modernen Erdgas-Kraftwerk mit Gas- und Dampfturbinenprozess stammt bzw. diese Form der Stromerzeugung ersetzt wird. Erdgas-Kraftwerke sind im Vergleich zu anderen Kraftwerken schnell regelbar. Abbildung 5 zeigt, dass zur Abdeckung des zusätzlichen Strombedarfs in Österreich der Energieträger Erdgas eine hohe Bedeutung hat.

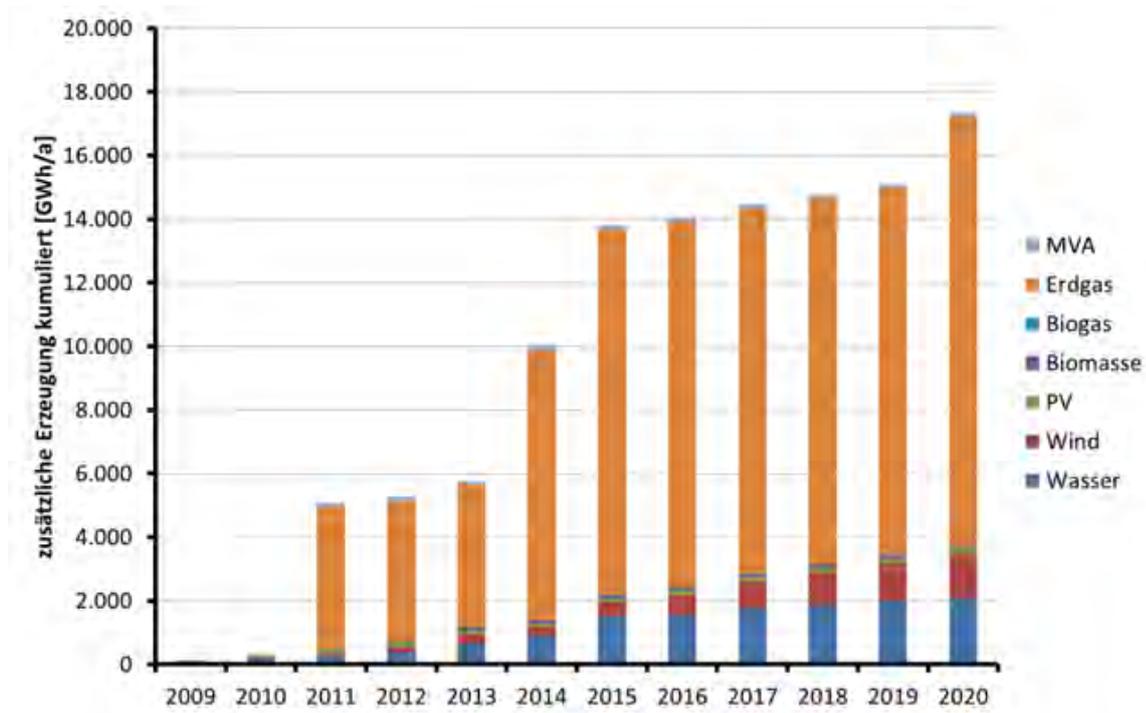


Abbildung 5: Entwicklung der zusätzlichen Stromerzeugung in Österreich bis 2020. Erhebung von JOANNEUM RESEARCH im Jahr 2011 basierend auf bekannten Ausbauplänen für Österreich

Für die Bewertung der Haustechnikkomponenten (z.B. Rohrleitungen, Elektroinstallationen) in der Nutzungsphase wurde angenommen, dass die Komponenten der Haustechnik einmal während der Nutzungsdauer des Gebäudes entsprechend ihrer Lebensdauer generalüberholt werden und dabei zusätzlich 75% der ursprünglichen THG-Emissionen und des Primärenergiebedarfs der Erstinstallation entstehen. Für die betrachteten Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung (z.B. PV-Anlage, Solarthermieanlage, Wärmepumpe...) wurde der Austausch der gesamten Anlage nach Ablauf der Lebensdauer der spezifischen Anlagenteile angenommen. Die Lebensdauern für die betrachteten Technologien wurden entsprechend den Ergebnissen der technischen Bewertung gewählt.

Abbruch und Entsorgung

Nach der mit 60 Jahren angesetzten Gebäudenutzungsdauer muss das Gebäude einer grundlegenden Sanierung mit gravierenden Umbauarbeiten oder einer gänzlichen Beseitigung (Abbruch und Entsorgung) unterzogen werden. Die THG-Emissionen dafür wurden in Anlehnung an die Ergebnisse des Haus der Zukunft Projekts „Assessment of Buildings and Constructions (ABC) – Disposal“ (Mötzl et al, 2009) mit 26% der THG-Emissionen der Errichtung abgeschätzt. Vermiedene THG-Emissionen bei einer möglichen energetischen Verwertung von Abbruchmaterialien wurden nicht berücksichtigt (Vergleiche 2. Entwurf ÖNORM EN 15978).

Für die in diesem Projekt durchgeführten Betrachtungen hat sich diese Form der Abschätzung als ausreichend erwiesen. Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass die Entsorgung einen geringen Einfluss auf das Gesamtergebnis hat.

Für die Entsorgung der betrachteten Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung wurden THG-Emissionen und Primärenergiebedarf mit Daten aus Literaturquellen (Kaltschmitt et al, 2009; Lingitz et al, 2010) bestimmt.

2.4.4 Ökonomische Bewertung

In der ökonomischen Bewertung wurden Systemvarianten mit ausgewählten Technologieoptionen betrachtet. Die Zeitspanne der ökonomischen Betrachtung ist die Betriebsdauer einer Technologiegeneration. Dafür wurden generell 20 Jahre und bei der Photovoltaik 25 Jahre angenommen. Die Kosten für die Gebäudeerrichtung wurden auf Basis von Literaturquellen geschätzt (Stadt Frankfurt am Main 2008; Simon Speigner 2008; IG Passivhaus Österreich 2011). Die Kostenermittlung der Technologien erfolgte durch eine Literatur- und Marktrecherche. Dabei wurden Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten sowie Energiekosten berücksichtigt. Beginnend mit dem Jahr „0“ (dem Jahr der Errichtung und Installation), wurden in Zeitschritten von jeweils einem Jahr, die Barwerte von Betriebs- und Wartungskosten, Energiekosten, Annuitäten und Ausgaben eigener Investitionsmittel für jedes Jahr der angenommenen Betriebsdauer ermittelt.

Die Investitionskosten wurden je nach Szenario zu 100 % fremdfinanziert oder gänzlich aus eigenen Mitteln im Jahr „0“ bezahlt. Fremdfinanziertes Kapital wurde mit 5 % verzinst und jährlich über die Betriebsdauer der Anlage, in nominal gleichbleibenden Annuitäten beglichen. Da der Barwert betrachtet mit einer Inflation von 2 % pro Jahr angenommen wurde, nimmt der Realwert der Annuitäten mit jedem Jahr um 2 % ab.

Die nominalen Betriebs- und Wartungskosten nehmen jährlich um 2 % gegenüber dem Vorjahr zu. Der Realwert von Betriebs- und Wartungskosten bleibt daher über die gesamte Lebensdauer gleich. Für Energiekosten wurde eine Preissteigerung von 3 % angenommen, was auch für die realen Kosten eine Preissteigerung bedeutet. Das betrifft die Energieträger Pellet und Erdgas, sowie die Stromkosten für Endkunden.

Aufgrund des aktuellen Förderangebots in Österreich wurde je ein Szenario mit Förderung der betrachteten Technologien und ein Szenario ohne Förderung erstellt. Daraus ergaben sich vier Szenarien:

1. Finanzierung mit Förderung, ohne Fremdkapital
2. Finanzierung mit Förderung, mit 100 % Fremdkapital
3. Finanzierung ohne Förderung, ohne Fremdkapital
4. Finanzierung ohne Förderung, mit 100 % Fremdkapital

Für jedes Szenario zur Strombereitstellung wurden Stromgestehungskosten, Nettokosten zur Stromgestehung, THG-Vermeidungskosten und Nettokosten zur THG-Vermeidung ermittelt. Die Stromgestehungskosten wurden aus der Summe des Barwerts aller Ausgaben und den, über die gesamte Betriebsdauer der jeweiligen Technologie gewonnenen Ertrag, berechnet.

Für die Nettokosten zur Stromgestehung wurden auch Erlöse durch Stromeinspeisung berücksichtigt. Die beiden Begriffe „THG-Vermeidungskosten“ und „Nettokosten zur THG-Vermeidung“ werden im Folgenden genauer erläutert.

Die THG-Vermeidungskosten (EVK) ergeben sich aus:

$$EVK = \frac{K}{VE - EE}$$

Formel 1: THG – Vermeidungskosten

EVK	THG-Vermeidungskosten [€/ t CO ₂ -Äq.]
K	Kosten (gesamt) [€]
VE	Vermiedene THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]
EE	Erzeugte THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]

Die Kosten (*K*) sind die Summe der Barwerte aller Ausgaben, die während der gesamten Betriebsdauer anfallen. Die vermiedenen THG-Emissionen (*VE*) entstehen durch den über die Betriebsdauer bereitgestellten Strom. Sie sind das Produkt aus den THG-Emissionen pro Energieeinheit und der eingespeisten Energiemenge. Die erzeugten Emissionen (*EE*) sind die Summe der THG-Emissionen die durch die Technologie in der Errichtungs-, Betriebs- und Entsorgungsphase verursacht werden.

Durch die Einspeisung des erzeugten Stroms ergeben sich die Nettokosten zur Vermeidung von THG-Emissionen (*NK*). Diese werden wie folgt berechnet:

$$NK = \frac{K - E}{VE - EE}$$

Formel 2: Nettokosten zur THG-Vermeidung

NK	Nettokosten zur THG-Vermeidung [€/t CO ₂ -Äq.]
K	Kosten (gesamt) [€]
E	Erlöse (gesamt) [€]
VE	Vermiedenen THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]
EE	Erzeugte THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]

Die Höhe der Erlöse (*E*) hängt vom Einspeisetarif ab. Dieser wurde im Jahr „0“ mit 0,06 Euro / kWh angenommen und steigt jährlich um 3 % an. Die betrachteten Technologien Photovoltaik und Kleinwindkraft wurden auch mit einer Förderung durch erhöhte Einspeisetarife angenommen. Hier wurde der geförderte Einspeisetarif für Anlagen gewählt, die im Jahr 2011 errichtet wurden. Für Kleinwindkraft sind es 0,097 Euro / kWh und für Photovoltaik je nach Größe der Anlage 0,33 bis 0,38 Euro / kWh (PV-Austria 2012).

Für jedes Szenario zur Wärmebereitstellung wurden Wärmegestehungskosten ermittelt. Dabei wurde die analoge Vorgangsweise wie bei der Berechnung der Stromgestehungskosten angewendet. Um Aussagen über die Nettokosten zur Wärmegestehung und Nettokosten zur THG-Vermeidung treffen zu können, wurde ein Vergleichssystem herangezogen. In dieser Arbeit wurde dafür ein Erdgas-Brennwertkessel

mit Pufferspeicher ausgewählt. Der vermiedene Kostenaufwand der durch den Kauf von Erdgas oder auch dem gesamten Brennwertkessel entsteht, wurde als Erlös gutgeschrieben.

3 Ergebnisse des Projektes

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse und Meilensteine des Projekts dargestellt. Sie gliedern sich in Ergebnisse zu den „THG-Emissionen und Primärenergiebedarf der Systemvarianten für den Ist-Zustand“, „relevante Technologien für Plus-Energie-Gebäude“, eine „elektrische Energiebilanz der Systemvarianten mit verschiedenen Technologieoptionen“ und eine „ökologische“ und eine „ökonomische“ Bewertung der Systemvarianten.

3.1 THG-Emissionen und Primärenergiebedarf der Systemvarianten für den Ist-Zustand

Nach der in Kapitel 2.4.1 beschriebenen Methodik wurden folgende sechs Systemvarianten ausgewählt:

- „S 1 - EFH Dalitz“ – Einfamilienhaus (Kärnten)
- „S 2 - EFH Schlosser“ - Einfamilienhaus (Oberösterreich)
- „S 3 - EFH Weiland“ - Einfamilienhaus (Wien)
- „S 4 - GWB Mühlweg“ - Mehrfamilienhaus-Geschoßwohnbau (Wien)
- „S 5 - VAG Leitl“ - Veranstaltungsgebäude (Oberösterreich)
- „S 6 - Siedlung Teufenbach“ - Mehrfamilienhaus-Siedlung (Steiermark)

Anschließend werden die ausgewählten Systemvarianten beschrieben und die THG-Emissionen und der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf wird für den Istzustand der Gebäude dargestellt.

3.1.1 Beschreibung der Systemvarianten

In den nachfolgenden Kapiteln sind die ausgewählten Systemvarianten mit deren Eckdaten dargestellt. Weitere Daten wie Pläne und Energieausweis (inkl. Angaben zu Wandaufbauten, U-Werten, Fensterflächen etc.) befinden sich im Anhang.

Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“

Bei dieser Systemvariante handelt es sich um ein eingeschossiges Einfamilienhaus auf einer Bodenplatte aus Beton (ohne Keller) und entspricht dem Niedrigenergiehaus-Standard (siehe [Abbildung 6](#)). Das Gebäude ist in Ziegelmassivbauweise mit integrierter XPS-Dämmung (€COPEX-System – formschlüssige Steckverbindung von EPS-Dämmsystem und Ziegel) ausgeführt. Die Wohnfläche beträgt 108 m². Die bestehenden Nebengebäude (Probe-, Abstell- und Arbeitsraum) wurden bei den durchgeführten Berechnungen nicht berücksichtigt. Die Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasserbereitung) erfolgt mittels einer Luftwärmepumpe.

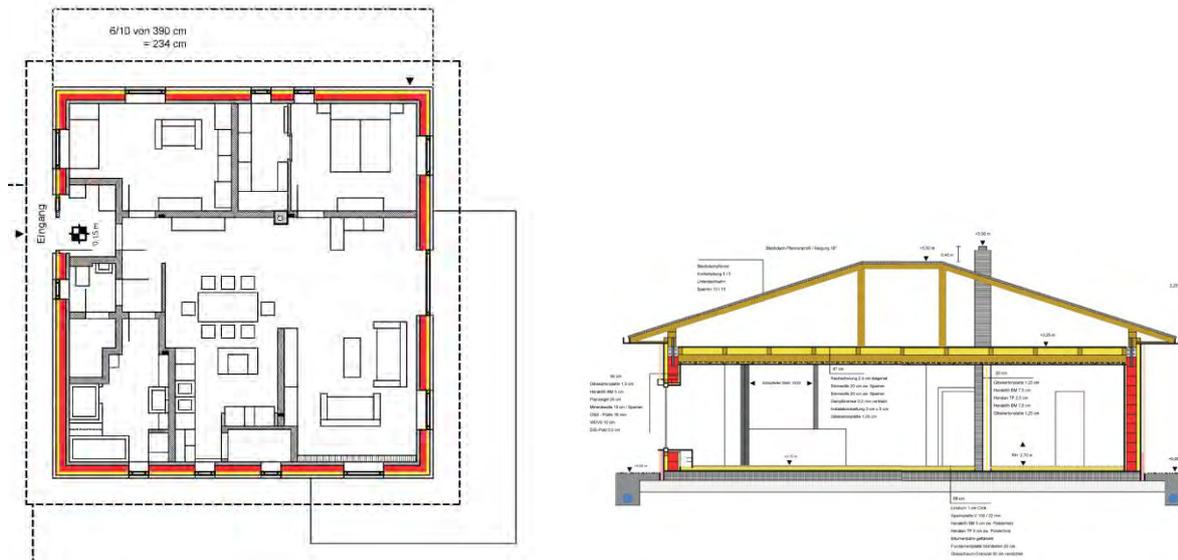


Abbildung 6: Grundriss und Schnitt des Wohngebäudes der Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“ (Quelle: Planung Uwe Dalitz)

Systemvariante „S 2 – EFH Schlosser“

Bei dieser Systemvariante handelt es sich um ein zweigeschossiges, zur Gänze unterkellertes Einfamilienhaus. Das Gebäude ist in Ziegelmassivbauweise ausgeführt (siehe Abbildung 7). Die Wohnfläche beträgt 277 m². Die Energieversorgung entspricht dem Sonnenhauskonzept und verfügt über drei a´ 5.000 Liter Pufferspeicher, einer Solarkollektorfläche von 28 m² und einem Holzkessel.

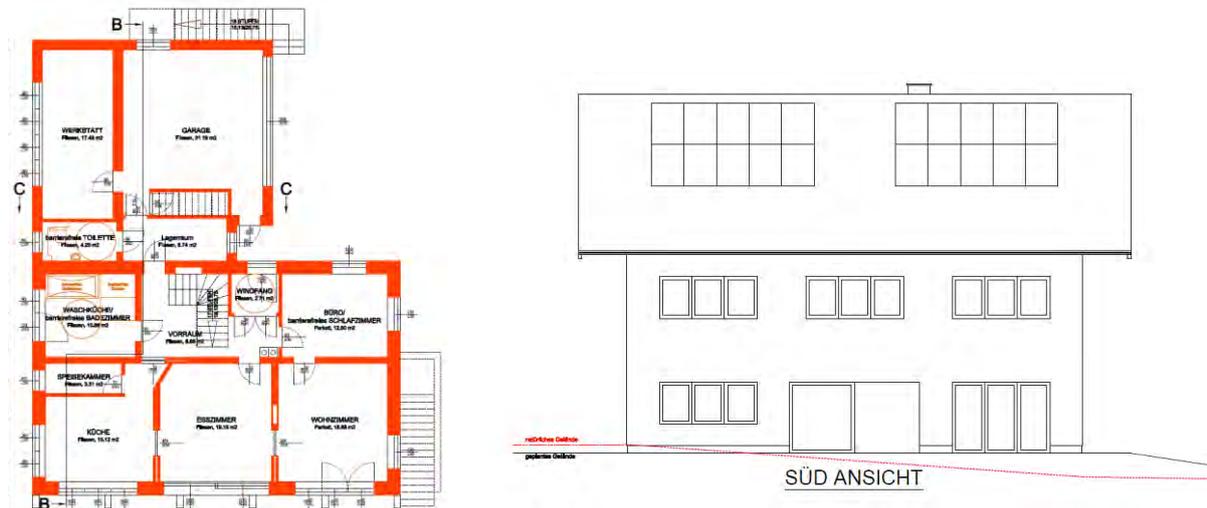


Abbildung 7: Grundriss des Erdgeschosses und Süd-Ansicht der Systemvariante „S 2 – EFH Schlosser“ (Quelle: Einreichplan Kerstin und Hannes Schlosser)

Systemvariante „S 3 – EFH Weiland“

Bei dieser Systemvariante handelt es sich um ein zweigeschossiges Einfamilienhaus mit integrierter Garage und teilweiser Unterkellerung welches dem Passivhaus-Standard entspricht (siehe [Abbildung 8](#)). Es ist in Holzbauweise (KLH Massivholzplatten) errichtet, die Wohnfläche beträgt 147 m². Die Warmwasserbereitstellung und Beheizung erfolgt über eine Solarthermieanlage in Kombination mit einer Wasser/Wasser Wärmepumpe.

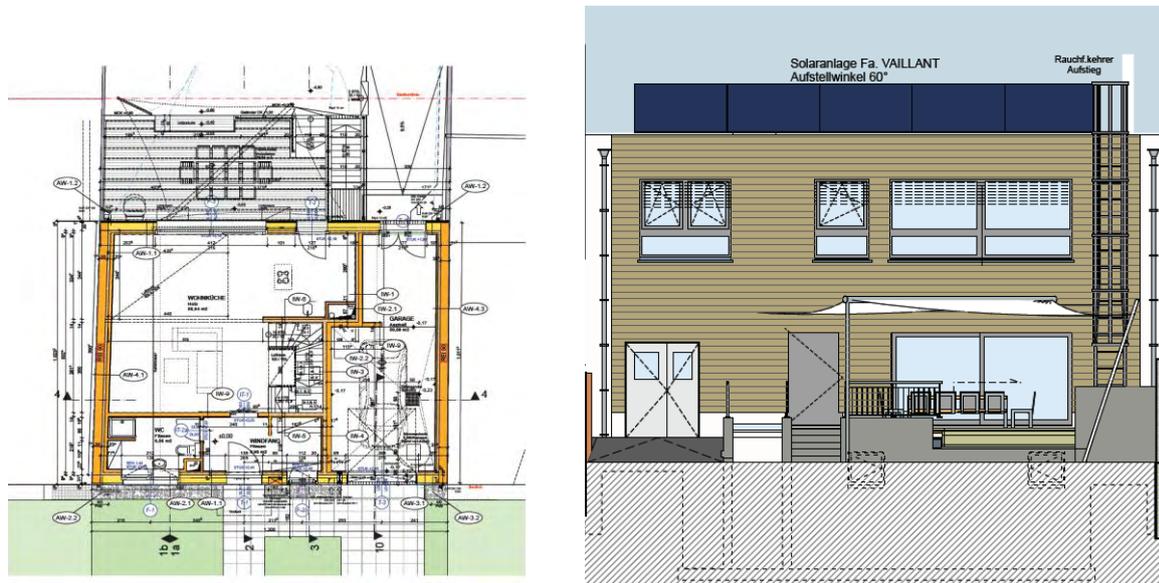


Abbildung 8: Grundriss des Erdgeschosses und Außen-Ansicht der Systemvariante „S 3 – EFH Weiland“ (Quelle: KLH Massivholz GmbH)

Systemvariante „S 4 – GWB Mühlweg“

Bei dieser Systemvariante handelt es sich um ein viergeschossiges Wohngebäude mit 18 Wohneinheiten. Das betrachtete Gebäude (Haus C) ist Bestandteil einer Passivhausssiedlung (bestehend aus vier Gebäuden) in Holzmassiv-Mischbauweise („Betonkern“ – Eingangsbereich, Stiegenhaus und Aufzugsschächte, Rest KLH Massivholzplatten) (siehe [Abbildung 9](#) und [Abbildung 10](#)). Das Gebäude wurde bereits im Rahmen des Projektes „Energietechnische und baubiologische Begleituntersuchung Passivmehrfamilienhaus Mühlweg“ in Hinblick auf Energietechnik, Baubiologie und BenutzerInnenakzeptanz untersucht (Wagner et al 2010). Die Ergebnisse zu Heizwärmebedarf, Warmwasserbedarf und Strombedarf sind daraus übernommen. Die Siedlung ist mit einer Tiefgarage ausgestattet, die von mehreren Häusern benützt wird und sich auch unter dem Haus C befindet. Diese Tiefgarage wurde, zur besseren Vergleichbarkeit der Systemvarianten, für die in diesem Projekt durchgeführten Berechnungen durch eine Bodenplatte aus Beton ersetzt.

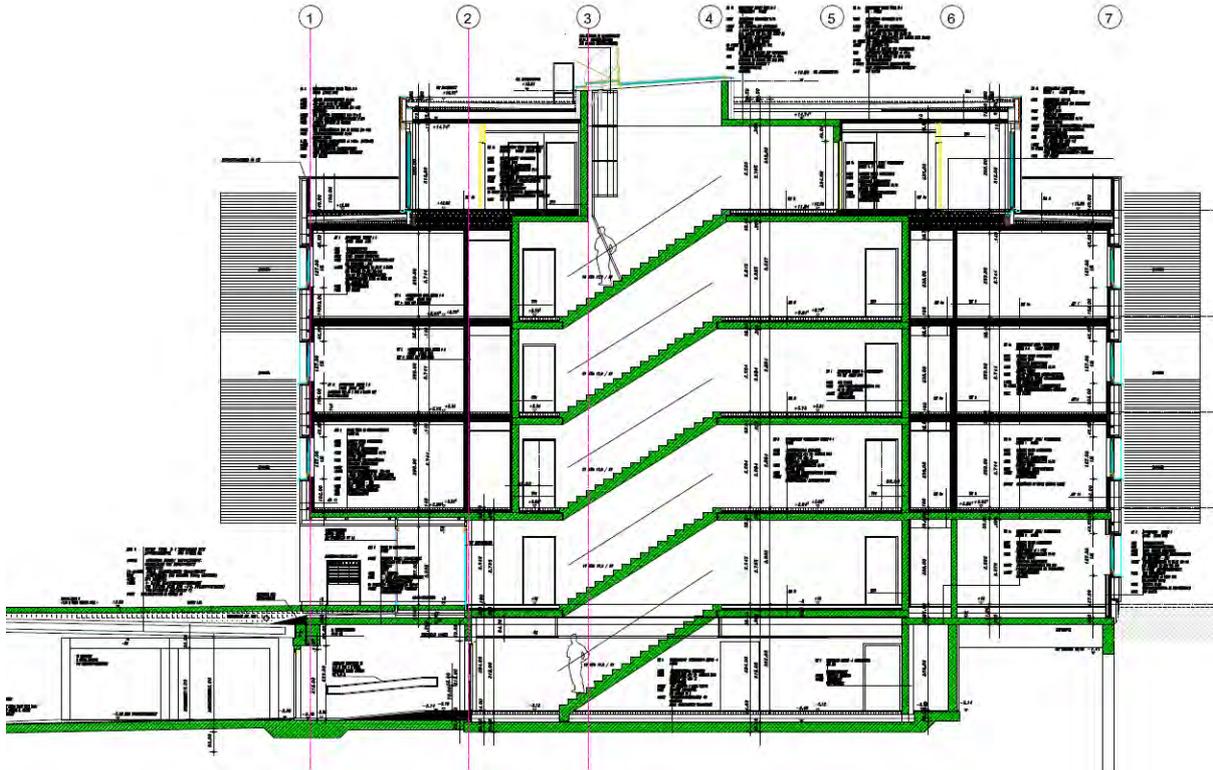


Abbildung 9: Schnitt der Systemvariante „S 4 – GWB Mühlweg“ (Quelle: KLH Massivholz GmbH)



Abbildung 10: Passivhausssiedlung Mühlweg (Quelle: Wagner et al 2010)

Systemvariante „S 5 – VAG Leitl“

Bei dieser Systemvariante handelt es sich um ein Veranstaltungsgebäude mit 660 m² Bruttogrundfläche, davon 500 m² Nutzfläche. Das Gebäude ist in Ziegelmassivbauweise ausgeführt und entspricht dem Sonnenhauskonzept (siehe [Abbildung 11](#) bis [Abbildung 13](#)). Das Gebäude ist mit einer Solarthermieanlage mit 108 m² Aperturfläche und einem 27.000 Liter Pufferspeicher ausgestattet womit der Großteil des Wärmebedarfs abgedeckt wird. Der verbleibende Wärmebedarf wird über Fernwärme (auf Erdgasbasis) bereitgestellt. In den Sommermonaten ist eine Klimatisierung erforderlich.

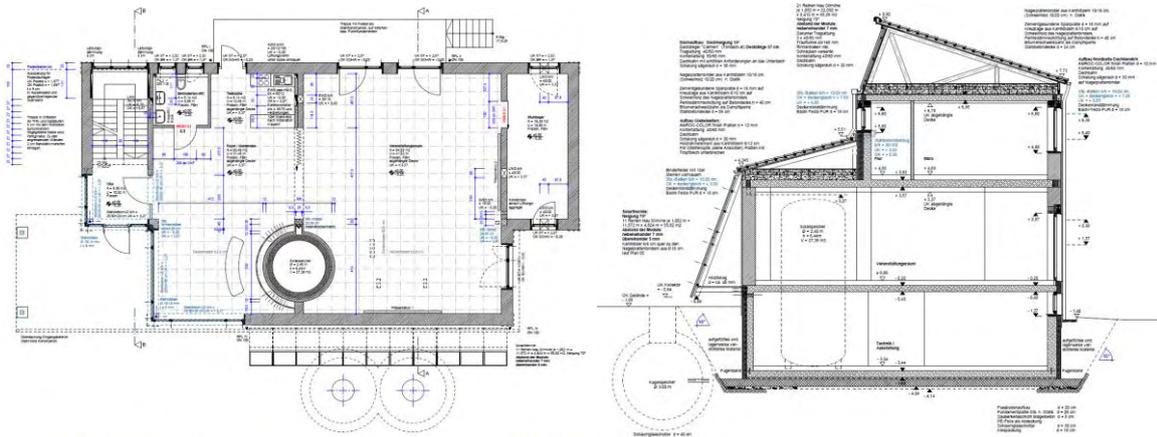


Abbildung 11: Grundriss Erdgeschoss und Schnitt der Systemvariante „S 5 – VAG Leitl“
 (Quelle: Ausführungsplanung Architekt Dipl. Ing. (FH) Georg Dasch,
 Augsburgstraße 35, 94315 Straubing)



Abbildung 12: Ansicht Systemvariante „S 5 – VAG Leitl“ (Quelle: http://cdn-3.industriemagazin-verlag.at/10312/high/Bauhuetten_Leitl_Werke_GmbH_Leitl_Sonnenhaus_Vital_Sonnenhaus_Andreas_Gibus/Leitl1.jpg)



Abbildung 14: Südsansicht Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ (Quelle: plan-ed GmbH, BM Ing. E. Galler)



Abbildung 15: Grundriss Erdgeschoß Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ (Quelle: plan-ed GmbH, BM Ing. E. Galler)



Abbildung 16: Vogelperspektive Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ (Quelle: plan-ed GmbH, BM Ing. E. Galler)

3.1.2 THG-Emissionen und nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf der Systemvarianten für den Ist-Zustand

Als Basis für die weiteren Untersuchungen wurden für jede der oben beschriebenen Systemvarianten die Treibhausgas-Emissionen und der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf zur

- Errichtung sowie zum Abbruch und Entsorgung der Gebäude nach Ablauf der Nutzungsdauer und für den
- Strom- und Wärmebedarf über die gesamte Nutzungsdauer von 60 Jahren

ermittelt.

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 1 und Tabelle 2 dargestellt. Sie beziehen sich auf den Ist-Zustand der Gebäude und sind Datenbasis zur Bewertung von Maßnahmen (Technologieoptionen) zur Erreichung der THG-Neutralität nach spätestens 60 Jahren.

Tabelle 1: Allgemeine Daten zu den Systemvarianten

	Systemvariante 1	Systemvariante 2	Systemvariante 3	Systemvariante 4	Systemvariante 5	Systemvariante 6
	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Gebäudart	Einfamilienhaus eingeschößig auf Bodenplatte	Einfamilienhaus zweigeschößig auf Keller	Einfamilienhaus zweigeschößig auf Keller	Geschoß wohnbau viergeschößig auf Bodenplatte	Veranstaltungsgebäude	Mehrfamilienwohnhaussiedlung zweigeschößig auf Keller
Bauweise	Ziegel massiv mit XPS-Dämmung (€COPEX-System)	Ziegel massiv - Sonnenhauskonzept	Kreuzlagenholz, Passivhausbauweise	Kreuzlagenholz, Passivhausbauweise	Ziegel massiv - Sonnenhauskonzept	Ziegel massiv
Fläche (m²)	140	602	358	1.953	660	2.023
Volumen (m³)	654	1.889	1.097	4.883	2.631	6.281
A/V-Verhältnis	0,88	0,66	0,64	0,44	0,48	0,69
Wohneinheiten (WE)	1	1	1	18	-	14 (von 4 WE hochgerechnet)
Fläche / WE (m² / WE)	140	602	358	109	660	144
Strombedarf Allgemein (kWh / a)	4.417	4.417	4.417	57.929	12.431	61.838
Strombedarf Wärmepumpe (kWh / a)	5.288	-	2.472	-	-	-
Gesamtstrombedarf (kWh / a)	9.705	4.417	6.889	57.929	12.431	61.838
Heizsystem	WP (Luft / Luft)	Solar + BM-Kessel	WP (Wasser / Wasser)	Gas-Brennwertkessel	Solar + Gas-FW	BM-FW
Wärmebedarf HWB (kWh / a)	5.417	6.028	2.743	24.589	9.047	104.265
Warmwasserbereitung	WP	Solar	Solar	Solar	Solar	BM-FW
Wärmebedarf WWWB (kWh / a)	1.808	3.219	3.907	24.673	8.431	25.844
Gesamtwärmebedarf HWB + WWWB (kWh / a)	7.225	9.247	6.650	49.262	17.478	130.109

Tabelle 2: THG-Emissionen und nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf (PEB nicht erneuerbar) der Systemvarianten

	Systemvariante 1	Systemvariante 2	Systemvariante 3	Systemvariante 4	Systemvariante 5	Systemvariante 6
	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Treibhausgasemissionen und nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf für						
Errichtung des Gebäudes						
Absolutwerte						
- THG-Emissionen (kg CO ₂ -Äq)	51.162	303.069	193.254	659.919	340.589	1.181.312
- PEB nicht erneuerbar (MJ)	840.347	3.153.183	2.889.775	9.286.595	4.965.385	14.079.255
Spezifische Werte (pro m ²)						
- THG-Emissionen (kg CO ₂ -Äq / m ²)	364	503	541	338	516	584
- PEB nicht erneuerbar (MJ / m ²)	5.985	5.235	8.083	4.755	7.523	6.961
- PEI (MWh / m ²)	1,66	1,45	2,25	1,32	2,09	1,93
Spezifische Werte (pro m ³)						
- GWP (kg CO ₂ -Äq / m ³)	78	160	176	135	129	188
- PEI (MJ / m ³)	1.285	1.670	2.635	1.902	1.887	2.242
Nutzung des Gebäudes (Strom und Wärme nicht erneuerbar über die gesamte Nutzungsdauer von 60 Jahren)						
Absolutwerte						
- THG-Emissionen (kg CO ₂ -Äq)	157.506	86.137	111.810	1.907.040	271.267	1.485.754
- PEB nicht erneuerbar (MJ)	4.045.820	6.304.677	2.872.025	40.255.330	6.340.081	23.659.171
Spezifische Werte (pro m ²)						
- THG-Emissionen (kg CO ₂ -Äq / m ²)	1.122	143	313	976	411	735
- PEB nicht erneuerbar (MJ / m ²)	28.816	10.467	8.034	20.612	9.606	11.697
Spezifische Werte (pro m ³)						
- THG-Emissionen (kg CO ₂ -Äq / m ³)	78	160	176	135	129	188
- PEB nicht erneuerbar (MJ / m ³)	1.285	1.670	2.635	1.902	1.887	2.242
Abbruch des Gebäudes						
Absolutwerte						
- THG-Emissionen (kg CO ₂ -Äq)	13.046	77.283	49.280	168.279	86.850	301.235
- PEB nicht erneuerbar (MJ)	214.289	804.062	736.893	2.368.082	1.266.173	3.590.210
Spezifische Werte (pro m ²)						
- THG-Emissionen (kg CO ₂ -Äq / m ²)	93	128	138	86	132	149
- PEB nicht erneuerbar (MJ / m ²)	1.526	1.335	2.061	1.213	1.918	1.775
Spezifische Werte (pro m ³)						
- THG-Emissionen (kg CO ₂ -Äq / m ³)	241	46	102	391	103	237
- PEB nicht erneuerbar (MJ / m ³)	4.487	867	1.899	6.862	1.866	3.767
Insgesamt						
Absolutwerte						
- THG-Emissionen (kg CO ₂ -Äq)	221.715	466.489	354.343	2.735.238	698.706	2.968.301
- PEB nicht erneuerbar (MJ)	5.100.456	10.261.922	6.498.693	51.910.007	12.571.639	135.196.650
Spezifische Werte (pro m ²)						
- THG-Emissionen (kg CO ₂ -Äq / m ²)	1.579	774	991	1.401	1.059	1.467
- PEB nicht erneuerbar (MJ / m ²)	36.328	17.037	18.178	26.580	19.048	66.839
Spezifische Werte (pro m ³)						
- GWP (kg CO ₂ -Äq / m ³)	339	247	323	560	266	473
- PEB nicht erneuerbar (MJ / m ³)	7.798	5.433	5.925	10.632	4.778	21.526

In den nachfolgenden Diagrammen sind die THG-Emissionen und der Primärenergiebedarf von der Errichtung über die Nutzung im Ist-Zustand und den Abbruch dargestellt (Abbildung 17 bis Abbildung 28).

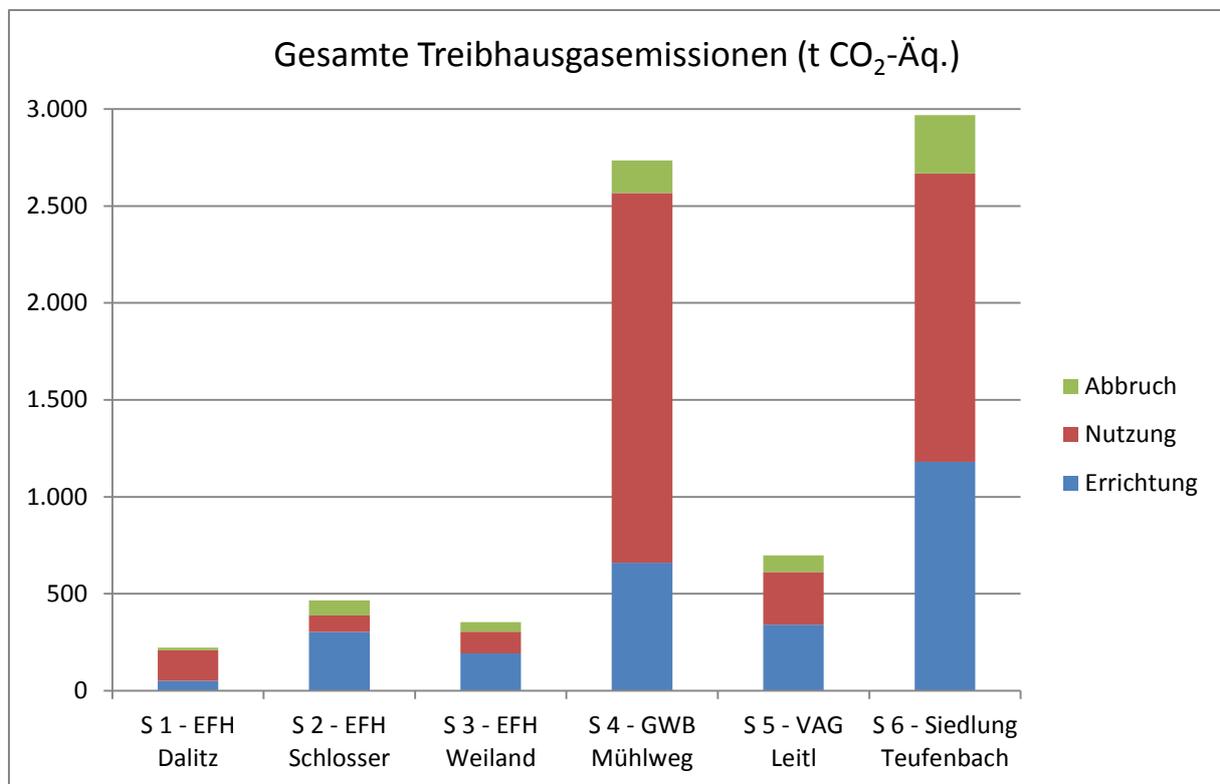


Abbildung 17: Gesamte THG-Emissionen für Errichtung, Nutzung (Ist-Zustand) und Abbruch

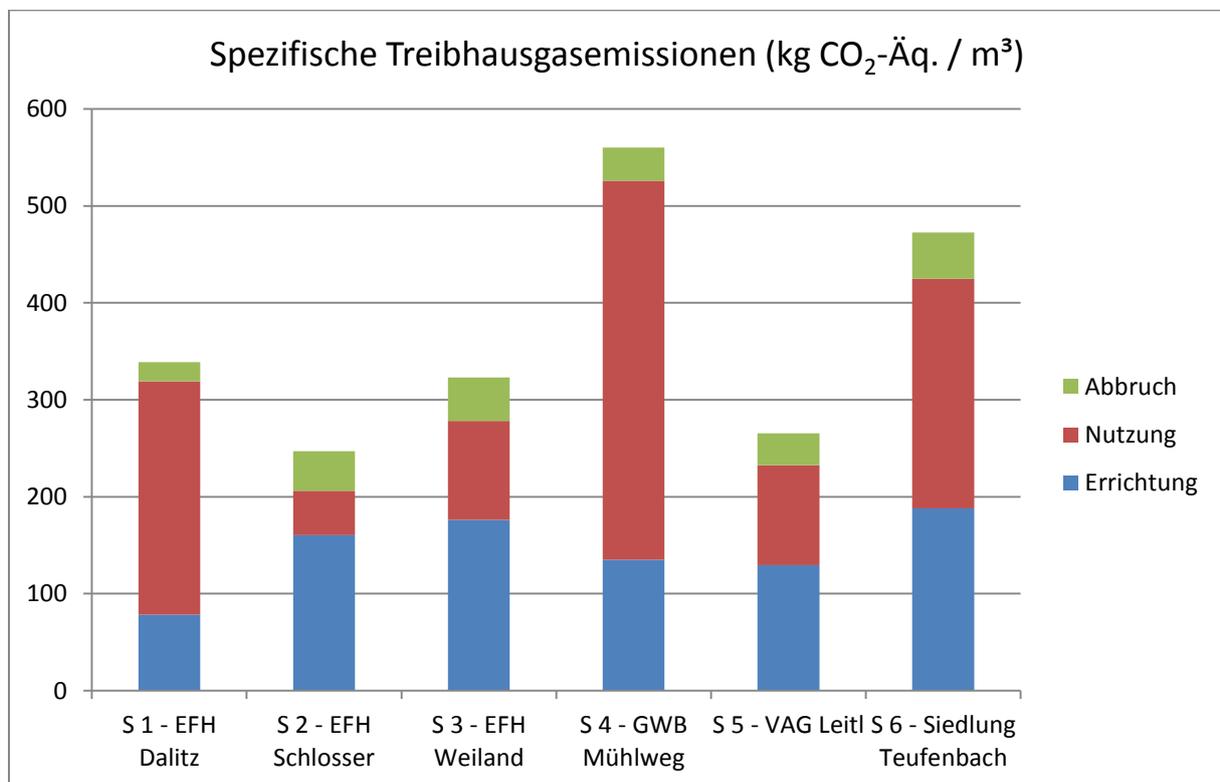


Abbildung 18: Spezifische THG-Emissionen für Errichtung, Nutzung (Ist-Zustand) und Abbruch

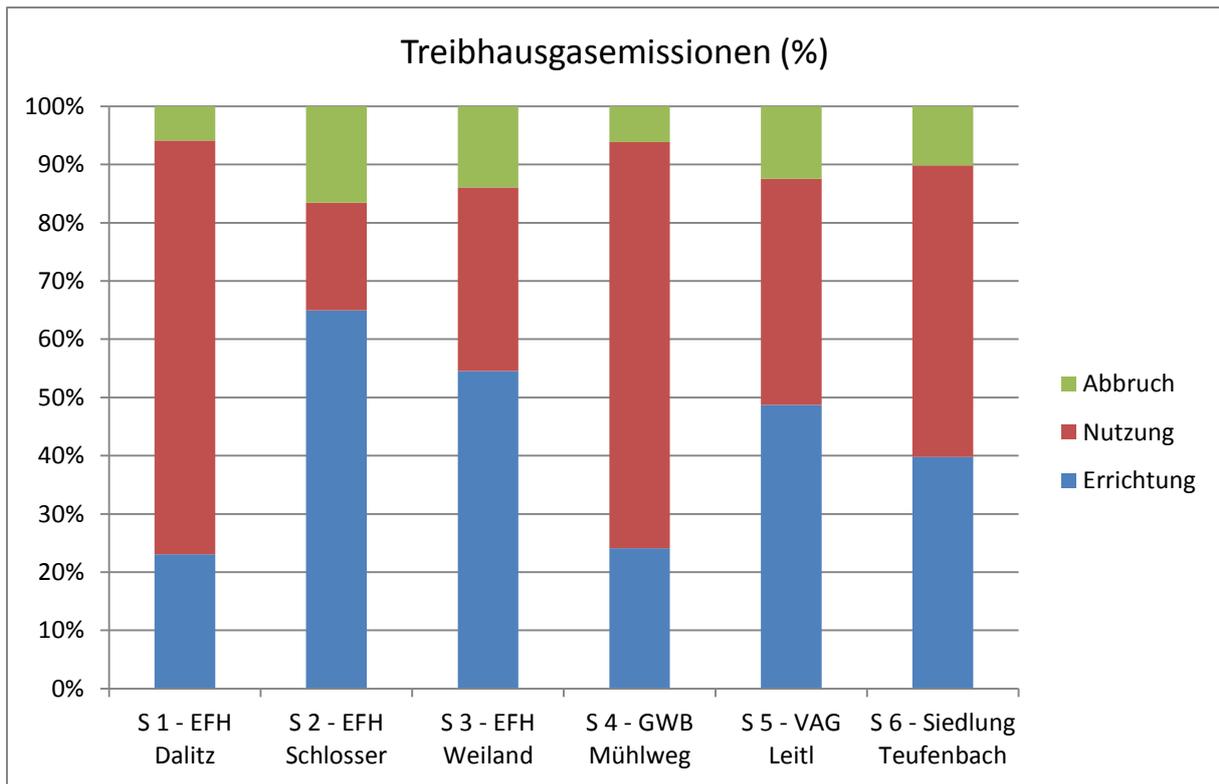


Abbildung 19: Anteile der THG-Emissionen für Errichtung, Nutzung (Ist-Zustand) und Abbruch

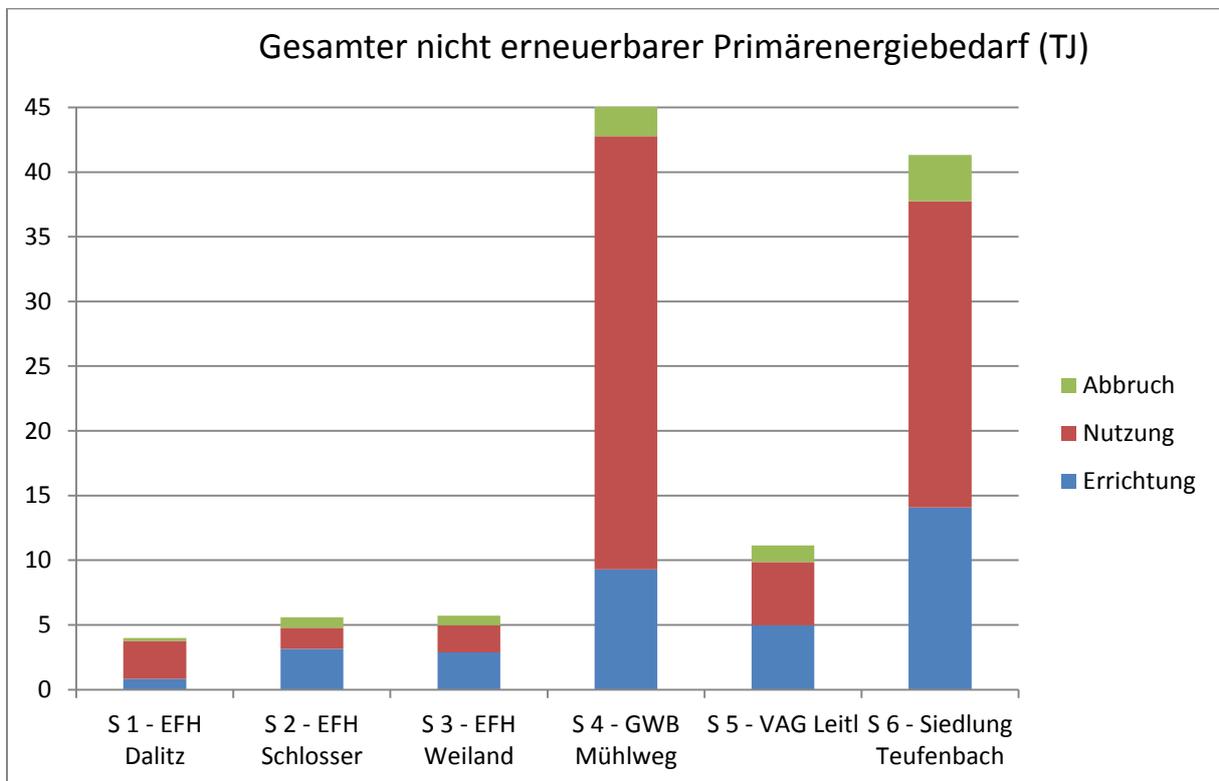


Abbildung 20: Gesamter nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf für Errichtung, Nutzung (Ist-Zustand) und Abbruch

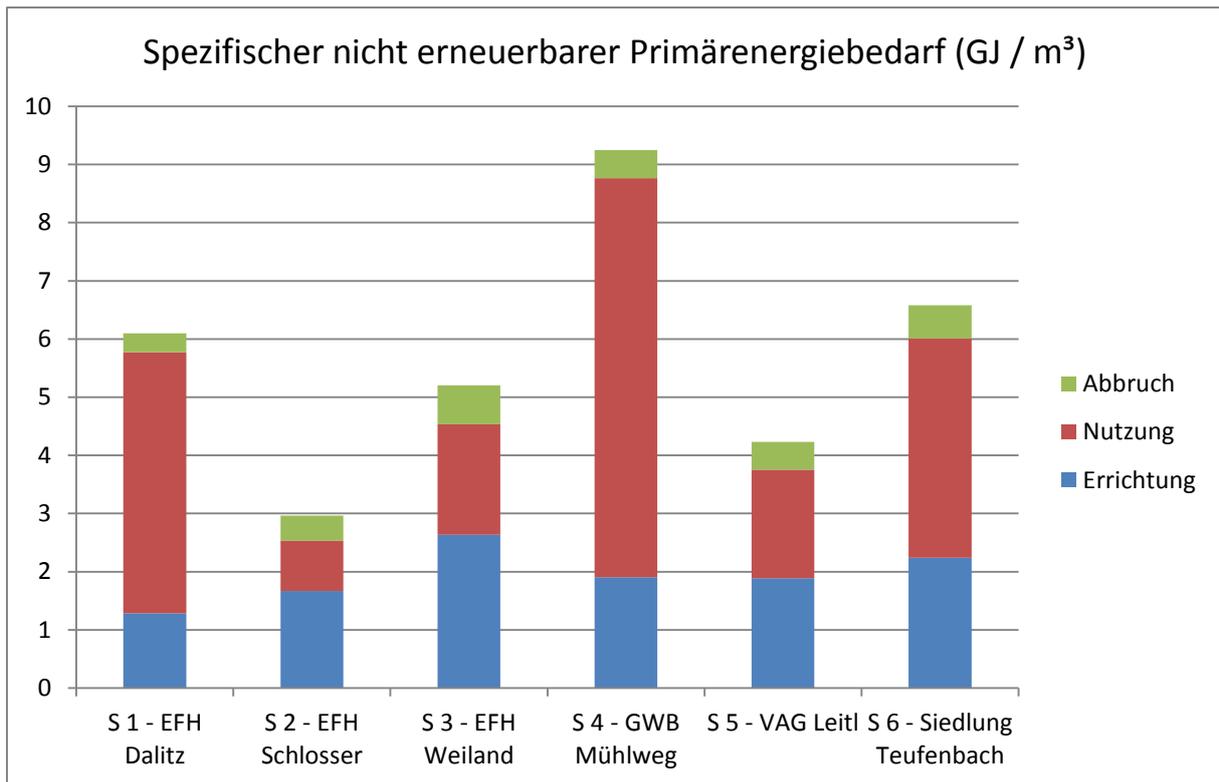


Abbildung 21: Spezifischer nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf für Errichtung, Nutzung (Ist-Zustand) und Abbruch

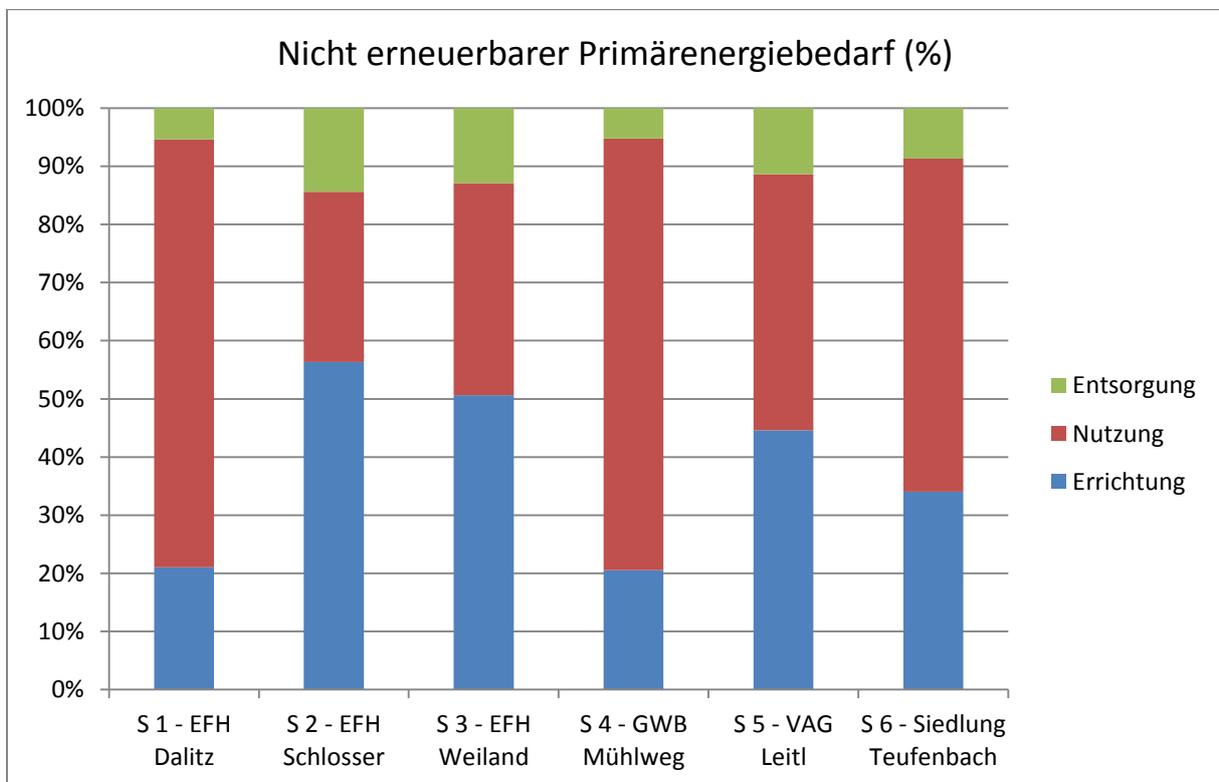


Abbildung 22: Anteile des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs für Errichtung, Nutzung (Ist-Zustand) und Abbruch

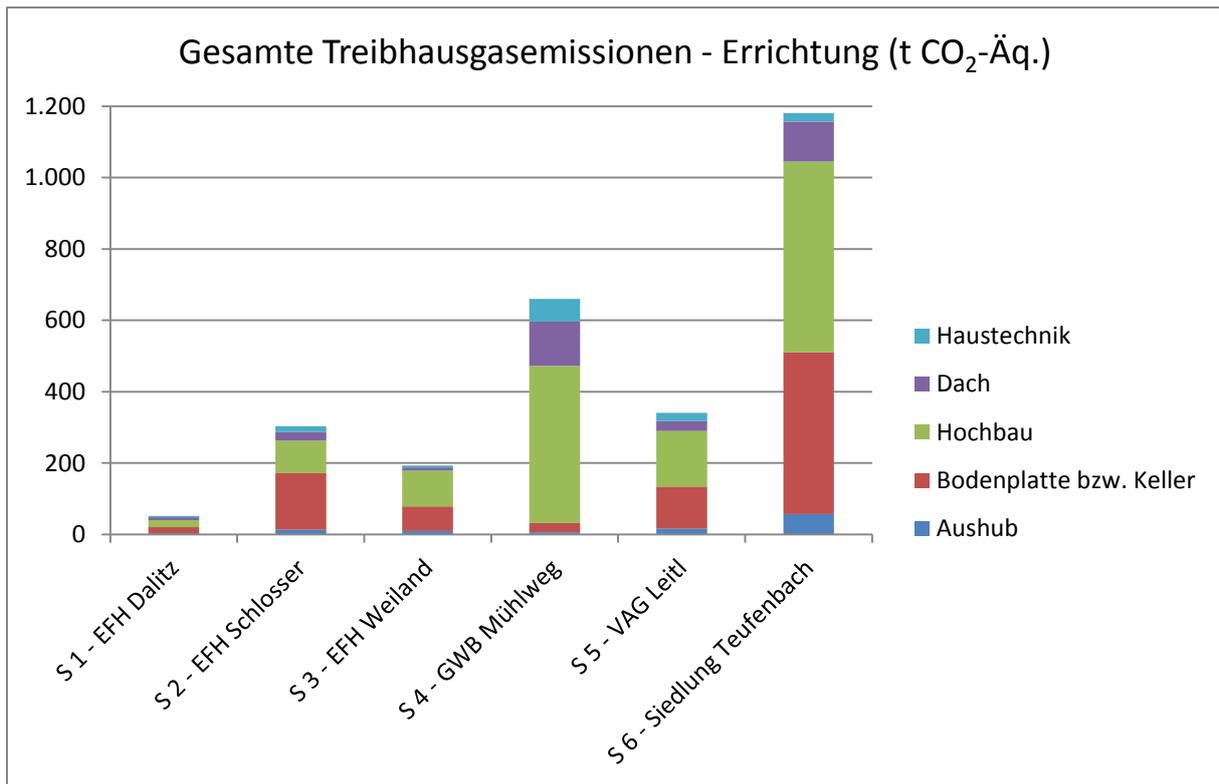


Abbildung 23: Gesamte THG-Emissionen für die Errichtung unterteilt in Haustechnik, Dach, Hochbau, Bodenplatte/Keller und Aushub

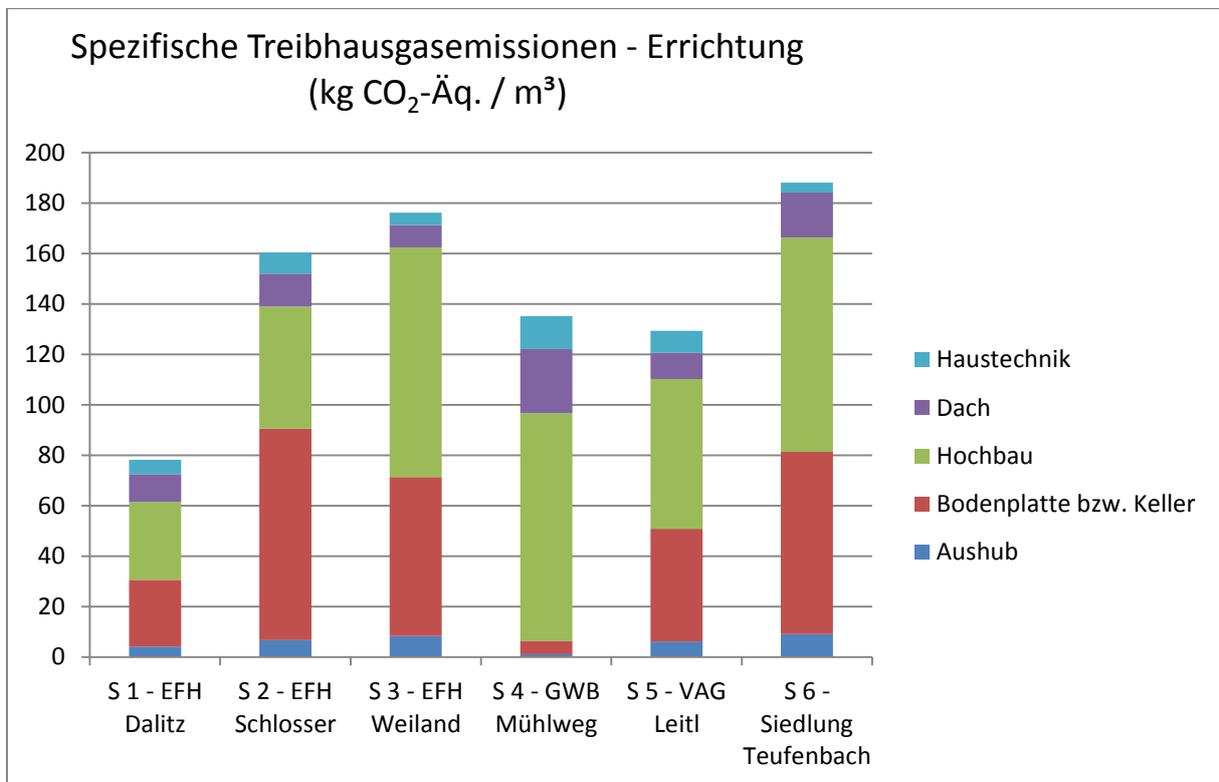


Abbildung 24: Spezifische Treibhausgasemissionen für die Errichtung unterteilt in Haustechnik, Dach, Hochbau, Bodenplatte/Keller und Aushub

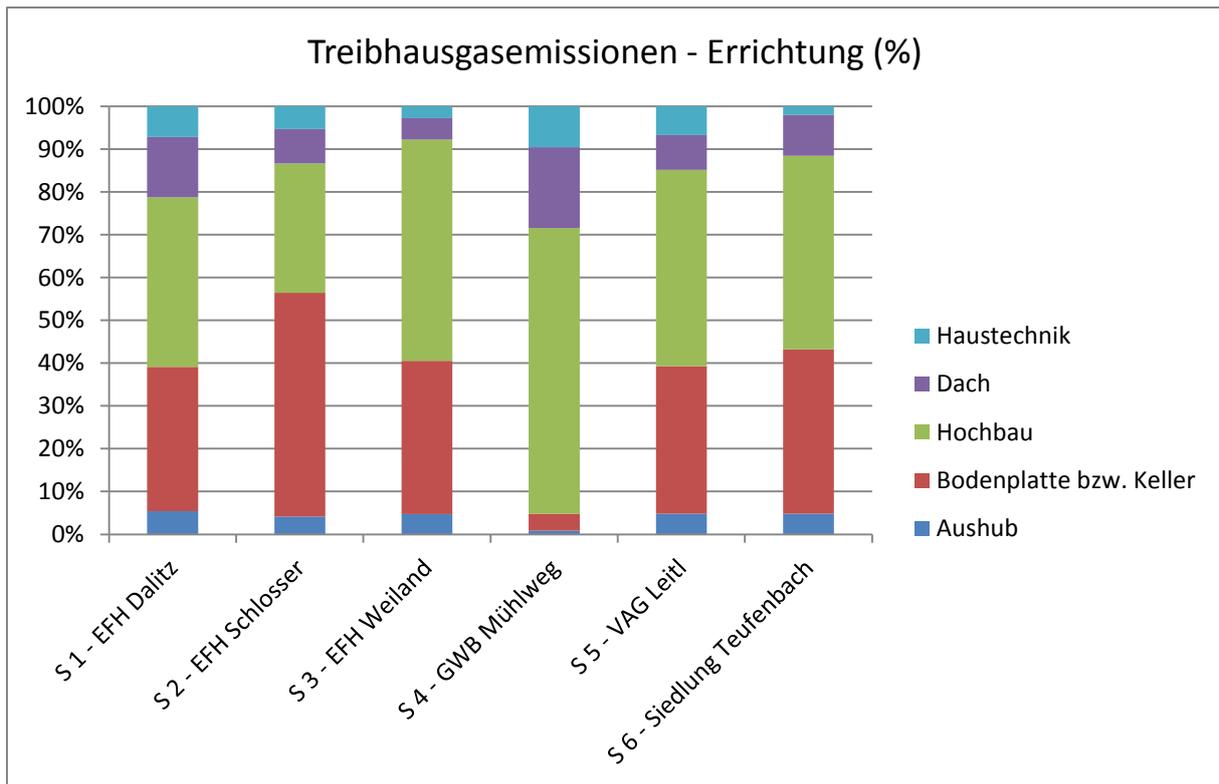


Abbildung 25: Anteile der Treibhausgasemissionen für die Errichtung unterteilt in Haustechnik, Dach, Hochbau, Bodenplatte/Keller und Aushub

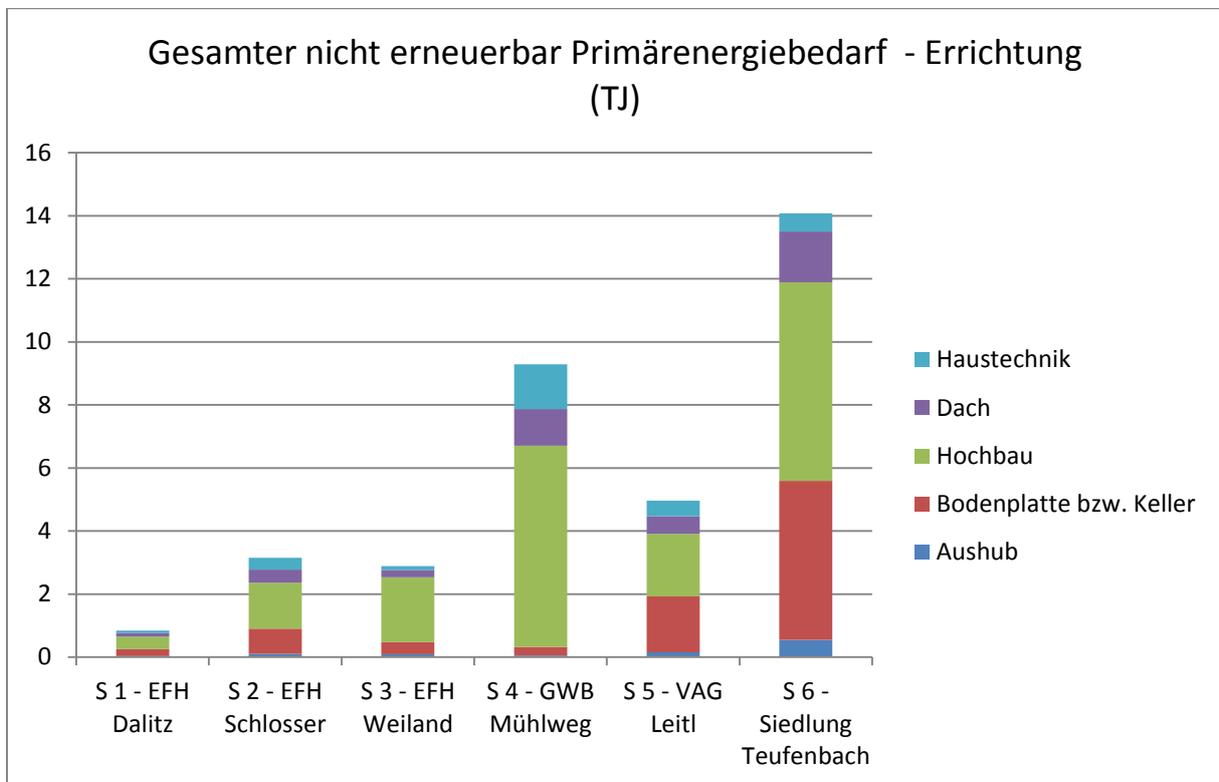


Abbildung 26: Gesamter nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf für die Errichtung unterteilt in Haustechnik, Dach, Hochbau, Bodenplatte/Keller und Aushub

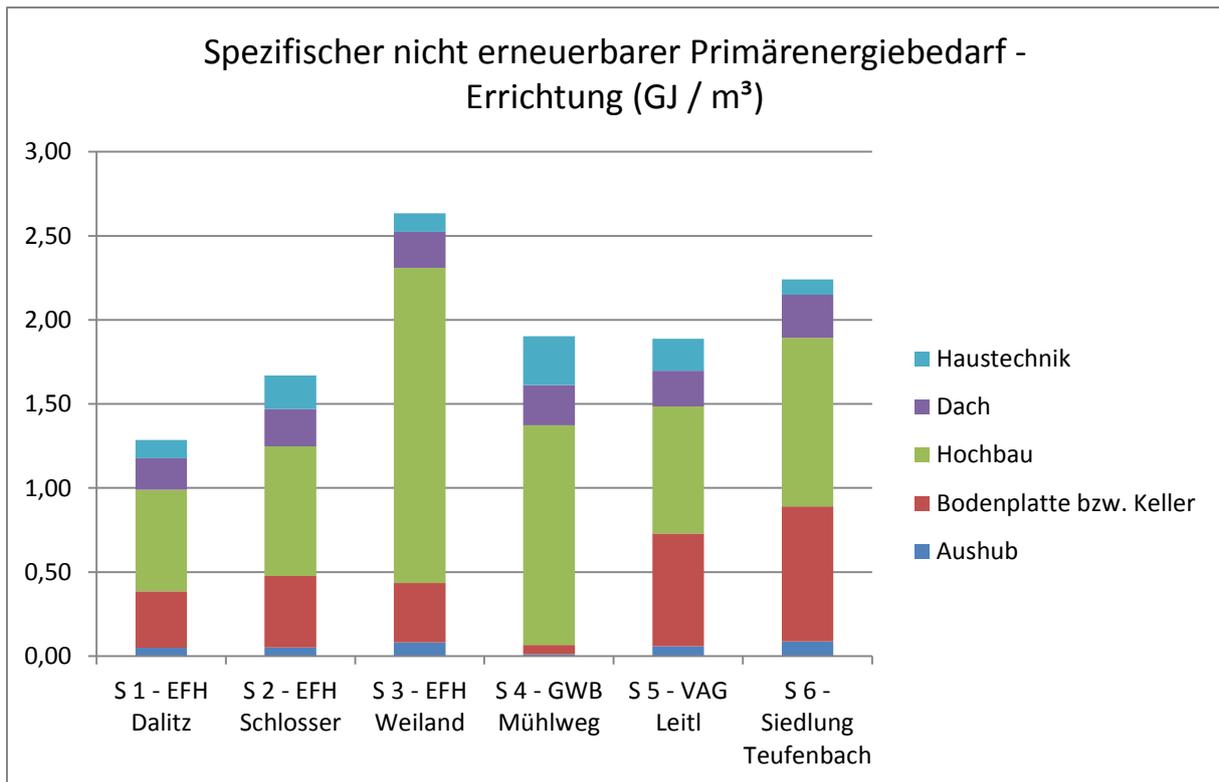


Abbildung 27: Spezifischer nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf für die Errichtung unterteilt in Haustechnik, Dach, Hochbau, Bodenplatte/Keller und Aushub

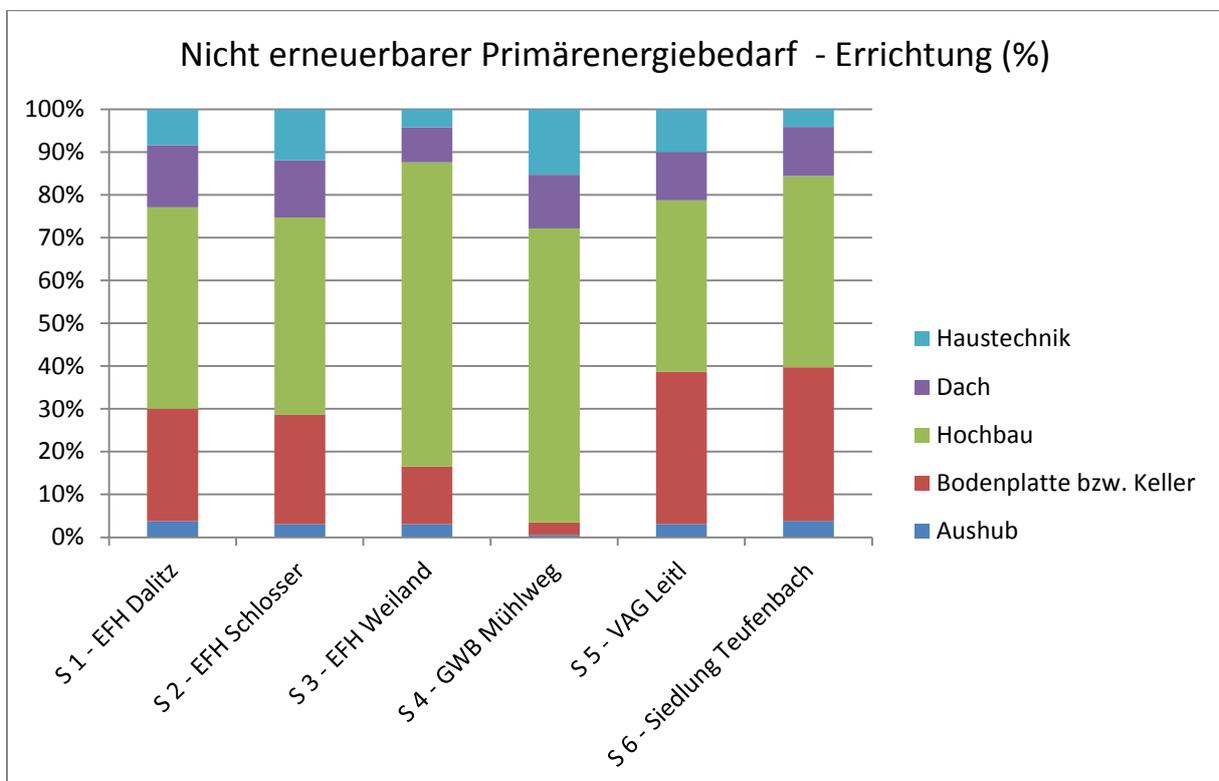


Abbildung 28: Anteile nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf für die Errichtung unterteilt in Haustechnik, Dach, Hochbau, Bodenplatte/Keller und Aushub

3.1.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Untersuchungen der THG-Emissionen und des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs zeigten folgendes:

Für die Errichtung der Gebäude betragen die THG-Emissionen zwischen 23 und 65% (Mittelwert 43%), der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf zwischen 10 und 44% (Mittelwert 27%).

Für die Nutzung der Gebäude betragen die THG-Emissionen zwischen 18 und 71% (Mittelwert 47%), der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf zwischen 44 und 87% (Mittelwert 67%).

Für den Abbruch und Entsorgung der Gebäude betragen die THG-Emissionen zwischen 6 und 17% (Mittelwert 11%), der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf zwischen 3 und 11% (Mittelwert 7%).

In der Phase der Errichtung der betrachteten Gebäude besteht ein relativ geringes Reduktionspotential hinsichtlich THG-Emissionen und nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf. Durch den Einsatz von Dämmstoffen mit niedrigen THG-Emissionen und geringen Baumassen (u. A. durch die Verwendung „leichter“ Baustoffe z.B. „Betonhohlkonstruktionen“) sind trotzdem Reduktionen möglich..

Die Phase der Nutzung der Gebäude hat einen wesentlichen Einfluss auf die THG-Emissionen und den nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf. Durch Minimierung des Einsatzes fossiler Energieträger und der Maximierung des Einsatzes erneuerbarer Energieträger können diese während der Nutzung des Gebäudes wesentlich verringert werden.

Die durch den Abbruch und die Entsorgung der Gebäude nach der Nutzung anfallenden, relativ geringen, THG-Emissionen und der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf hängt unmittelbar mit der Errichtung zusammen und es gelten daher die gleichen Empfehlungen.

3.2 Relevante Technologien für Plus-Energie-Gebäude

In diesem Kapitel werden die für den Einsatz im Plus-Energie-Gebäude geeigneten Technologien beschrieben. Im Anhang ist der Stand der Technik der Technologien angeführt.

3.2.1 Photovoltaik

Photovoltaik bietet die Möglichkeit mehr elektrische Energie zu produzieren, als im Gebäude selbst benötigt wird. Der Überschuss an elektrischer Energie, kann in das Stromnetz eingespeist werden. Die Genehmigung einer Photovoltaikanlage ist meist ohne Probleme möglich.

Für die Photovoltaik spielt die am Gebäude verfügbare Fläche eine bedeutende Rolle. Daher sind Gebäude mit einer großen Dachfläche und einem kleinen Strombedarf / Oberflächen - Verhältnis gut für den Einsatz von Photovoltaik geeignet. In nachfolgender Tabelle 3 und Tabelle 4 ist beispielhaft die beanspruchte Fläche, um dieselbe Menge Strom in einem Jahr bereitzustellen wie in den betrachteten Gebäuden pro Jahr benötigt wird, dargestellt.

Tabelle 3: Strombedarf der betrachteten Gebäude, mit und ohne Wärmepumpe

	Strombedarf ohne Wärmepumpe [MWh / a]	Installierte Heizleistung [kW]	Strombedarf Wärmepumpe [MWh / a]	Strombedarf mit Wärmepumpe [MWh / a]
S 1 – EFH Dalitz	4,40	5,00	3,10	7,60
S 2 – EFH Schlosser	4,40	20,00	4,10	8,60
S 3 – EFH Weiland	4,40	8,00	2,80	7,30
S 4 – GWB Mühlweg	57,90	17,00	19,40	77,30
S 5 – VAG Leitl	12,40	16,00	7,80	20,20
S 6 – Siedlung Teufenbach	61,80	65,00	51,00	112,80

Tabelle 4: Deckung des Strombedarfs mit PV am Süd-Dach exklusive Wärmepumpe

	Aufstellwinkel (Dach-Süden) [°]	Benötigte PV-Fläche (Dach-Süden) [m²]	Benötigte PV-Spitzenleistung (Dach-Süden) [kWp]	Zusätzlich verfügbare Fläche (Dach-Süden) [m²]
S 1 – EFH Dalitz	30	28,90	4,19	17,40
S 2 – EFH Schlosser	40	31,70	4,60	60,90
S 3 – EFH Weiland	30	27,32	3,96	18,98
S 4 – GWB Mühlweg	30	357,82	51,88	-326,92
S 5 – VAG Leitl	30	102,09	14,82	-9,49
S 6 – Siedlung Teufenbach	30	402,94	58,50	-32,64

Aus Tabelle 4 ist ersichtlich, dass es bei den Systemvarianten „S 4 – GWB Mühlweg“ und „S 5 – VAG Leitl“ sowie in Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ nicht möglich ist den gesamten Strombedarf mit Photovoltaik am Süd-Dach zu decken, da die verfügbaren Flächen dafür zu klein sind. Steigt der Strombedarf durch die Deckung des Wärmebedarfs an, ist es auch in Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“ nicht mehr möglich, mit der Dachfläche alleine den Strombedarf zu decken. In dem nachfolgenden Kapitel 3.3 wird die gesamte Gebäudeoberfläche in Betracht gezogen.

3.2.2 Kleinwindkraft

In bebauten Wohngebieten werden Kleinwindkraftanlagen der Kategorie XS eingesetzt. Diese haben eine vom Rotor überstrichene Fläche von maximal 40 m² und eine Nennleistung von maximal 10 kW (Halbhuber, 2009). Sinnvoll sind Kleinwindkraftanlagen nur in Regionen in denen häufig, starker Wind weht.

Bei Kleinwindkraftanlagen sind vor allem nachfolgende Punkte zu beachten:

- **Lärmemission**

Kleinwindkraftanlagen mit 10 kW-Nennleistung oder weniger emittieren meist wesentlich weniger Lärm als Straßenverkehr. Doch auch wenn der gesetzliche Wert nicht überschritten wird, können sich Anrainer belästigt fühlen. Es muss beachtet werden, dass auch in der Nacht mit Lärmemissionen zu rechnen ist. Denn ungefähr ein Drittel des Ertrags wird in der Nacht gewonnen (Halbhuber, 2009).

- **Dachmontage**

Es gibt auch die Möglichkeit Kleinwindkraftanlagen (üblicherweise 1,5 bis 5 kW Lauber 2011) direkt auf dem Dach zu montieren. Das kann jedoch zu einigen Problemen führen. Die Lärmbelästigung ist höher, da die Geräusche besser ins Haus geleitet werden. Im Extremfall kann das Gebäude sogar als Resonanzkörper wirken. Außerdem können die Vibrationen Risse im Mauerwerk verursachen. Andererseits können sich aber auch Vorteile durch eine Dachmontage ergeben. Durch den höheren Standort können Materialien eingespart werden und aerodynamische Effekte können zu erhöhten Windgeschwindigkeiten führen (siehe Abbildung 29).

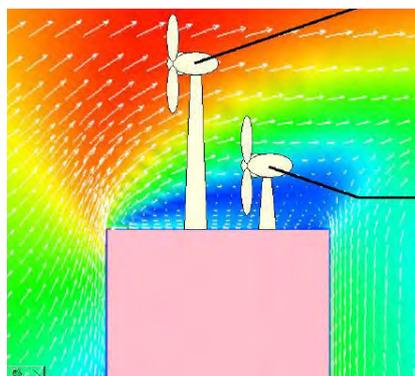


Abbildung 29: Kleinwindkraftanlagen auf dem Dach (Halbhuber, 2009)

- **Genehmigung**

Die Bedingungen für die Genehmigung einer Kleinwindkraftanlage sind in jedem Bundesland verschieden. Die Bauordnung, Raumordnung und das Elektrizitätsrecht müssen in Betracht gezogen werden.

Die betrachteten Gebäude befinden sich in Wien, Oberösterreich, der Steiermark und in Kärnten. In Wien ist laut Bauordnung die Errichtung von Kleinwindkraftanlagen in „Sondergebieten“ zulässig und die Bebauungsbestimmungen im Flächenwidmungsplan sind zu berücksichtigen. In „Schutzzonen“ dürfen keine Kleinwindkraftanlagen errichtet werden (Lauber 2011).

In Oberösterreich gibt die Bauordnung vor, dass Gegenstände mit über 10 Meter Gesamthöhe (gemessen am tiefsten Befestigungspunkt) beim Bürgermeister angezeigt werden müssen. Außerdem dürfen Kleinwindkraftanlagen das Orts- und Landschaftsbild nicht stören, wobei auf rechtlich geschützte Naturschutzgebiete, Naturdenkmäler, andere bemerkenswerte Naturgebilde und Gegenstände von geschichtlicher, künstlerischer und kultureller Bedeutung zu achten ist. Die Raumordnung schreibt in Oberösterreich vor, dass nur auf einem Betriebsbaugelände, Industriegebiet und sondergewidmeten Grünland, Kleinwindkraftanlagen gebaut werden dürfen (Lauber 2011).

In der Steiermark schreibt die Bauordnung vor, dass die Anlage dem Straßen-, Orts- und Landschaftsbild gerecht werden muss. Die Raumordnung gibt vor, dass Kleinwindkraftanlagen nur auf Freiland mit Sondernutzung Energieerzeugungs- und Versorgungsanlagen errichtet werden dürfen. Als Freiland gelten alle nicht als Bauland oder Verkehrsflächen festgelegten Grundflächen (Lauber 2011).

Die Bauordnung in Kärnten schreibt vor, dass nur unter der Zustimmung aller Grundeigentümer eine Kleinwindkraftanlage errichtet werden darf. Die Raumordnung verlangt für Grünland oder Bauland Sonderwidmungen für Kleinwindkraftanlagen. Die erste Instanz ist der Bürgermeister (Lauber 2011).

Das Elektrizitätsrecht lässt in den betrachteten Ländern vereinfachte Verfahren für Kraftwerke geringer Leistung zu. In Kärnten liegt die obere Leistungsgrenze für vereinfachte Verfahren bei 500 kW in Wien bei 250 kW in der Steiermark bei 200 kW und in Oberösterreich bei 30 kW Nennleistung (Lauber 2011).

Tabelle 5 zeigt wie viele Kleinwindkraftanlagen mit 10 kW Nennleistung an den betrachteten Standorten notwendig sind, um über das gesamte Jahr zumindest dieselbe Menge Strom zu produzieren, wie in den Gebäuden benötigt wird.

Tabelle 5: Deckung des Strombedarfs exklusive Wärmepumpe

	Produkt	Installierte Nennleistung pro Anlage [kW]	Ertrag pro Kraftwerk und Jahr [MWh / a]	Notwendige Anzahl der Kleinwindkraftanlagen
S 1 – EFH Dalitz	Alize	10	0,3	15
S 2 – EFH Schlosser	Alize	10	0,3	15
S 3 – EFH Weiland	Alize	10	4,9	1
S 4 – GWB Mühlweg	Alize	10	4,9	12
S 5 – VAG Leitl	Montana	5	0,1	124
S 6 – Siedlung Teufenbach	Alize	10	0,5	124

In Tabelle 5 ist ersichtlich das an den verhältnismäßig guten Wind-Standorten von Systemvariante „S 3 – EFH Weiland“ und Systemvariante „S 4 – GWB Mühlweg“ sehr viel mehr Strom bereitgestellt wird, als an den anderen Standorten. Bei Systemvariante „S 5 – VAG Leitl“ wurde ein anderes Produkt gewählt, da es in diesem Fall, aufgrund der besonders schwachen Windverhältnisse, trotz niedrigerer Nennleistung zu höheren Erträgen kommt. Ist keine Wärmepumpe installiert, bietet eine Kleinwindkraftanlage mit 10 kW Nennleistung nur für Systemvariante „S 3 – EFH Weiland“ ausreichend Strom. Die anderen Systemvarianten benötigen bereits nur zur Stromversorgung 12 oder mehr Kleinwindkraftanlagen.

3.2.3 Kleinwasserkraft

Die Kleinwasserkraft bietet die Möglichkeit verlässlich und kontinuierlich Strom bereitzustellen. Die Investitionskosten sind bei üblichen Verhältnissen (zwischen 3.000 und 4.000 Euro/kW) und mit denen von Photovoltaik vergleichbar (Pelikan 2004). Der Nachteil von Kleinwasserkraft ist die Standortabhängigkeit. Aufgrund dieser Rahmenbedingungen, muss es in unmittelbarer Umgebung des Gebäudes (z.B. eine Mühle) die Möglichkeit geben ein Kleinwasserkraftwerk zu errichten. Das bedeutet, dass sich direkt beim Gebäude ein fließendes Gewässer befinden muss, das eine Fallhöhe von zumindest 0,5 m und eine Durchflussmenge von mindestens 0,05 m³/s aufweist.

Das Kleinwasserkraftwerk muss außerdem die Auflagen des österreichischen Wasserrechtsgesetzes und der EU-Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) erfüllen. Diese Anordnungen geben vor, dass der Fischbestand des Flusses möglichst geschützt werden muss und eine Restwasserabgabe den ursprünglichen Lebensraum des Gewässers zu sichern hat. Zum Schutz des Fischbestandes werden Fischwanderhilfen angelegt. Sie ermöglichen den Fischen das Umgehen des Kleinwasserkraftwerks und gewährleisten die Durchgängigkeit des Gewässers (Prechtl, et al. 2012).

Wenn das der Fall ist, dann ist Kleinwasserkraft für THG-neutrale-Gebäude aufgrund der verlässlichen Strombereitstellung gut einsetzbar.

3.2.4 Strom und Wärme aus Biomasse

Der Einsatz von Biomasse zur Strom und Wärmeerzeugung ist in THG-neutralen Gebäuden möglich. Der Anteil der nicht erneuerbaren Energie von Biomasse ist klein. Beispielsweise beträgt er bei Holzpellets nur 7 % der bereitgestellten Energie (siehe [Abbildung 30](#)).

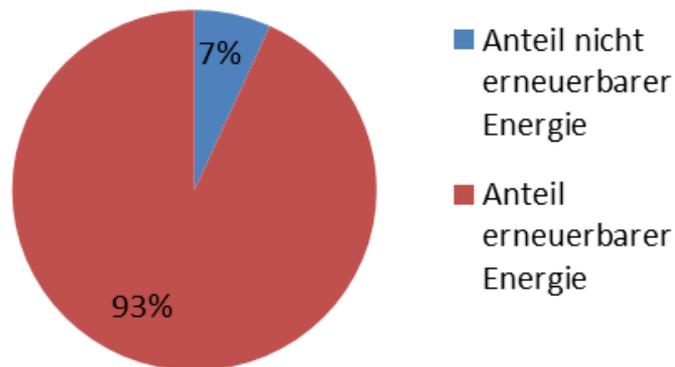


Abbildung 30: Anteil des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs für Wärme aus Holzpellets

Es wird dem Gebäude deshalb nur eine geringe Menge nicht erneuerbarer Energie zugeführt was zu einer günstigen Bewertung von Biomasse führt. Ihr Einsatz ist saisonunabhängig und steht nicht in Konkurrenz zur Photovoltaik bezüglich günstig ausgerichteter Dach- und Fassadenflächen.

Die Energie aus Biomasse steht nicht wie Sonnenenergie, Windenergie oder Umgebungswärme in unmittelbarer Umgebung zur Verfügung. Biomasse wird als eigener Stoffstrom zum Gebäude transportiert.

Die Technologien zur Wärmeerzeugung sind Stand der Technik und am Markt verfügbar zur Stromerzeugung stehen derzeit nur wenig Technologien zur Verfügung (siehe Anhang 8.1).

3.2.5 Solarthermie

Solarthermieranlagen benötigen fast keinen Strom zur Wärmeerzeugung. Sie können allerdings nur selten ohne ein zusätzliches Heizsystem eingesetzt werden und stehen zusätzlich in Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik. Umso mehr Fläche für die Solarthermieranlagen benötigt wird, desto weniger steht für die Photovoltaik zur Verfügung. Weniger Photovoltaik-Fläche bedeutet auch weniger Stromüberschuss. Der geringere Stromüberschuss kann die verursachten THG-Emissionen häufig nicht mehr kompensieren. Kleinere Solarthermieranlagen, die nur einen Teil der Wärme zur Warmwasserbereitung bereitstellen, können jedoch sinnvoll sein. Daraus ergibt sich das bei der Kombination von einer Photovoltaik-Anlage mit einer Solarthermieranlage auf die verfügbaren Flächen am Gebäude geachtet werden muss.

3.2.6 Wärmepumpen

Wärmepumpensysteme bieten die Möglichkeit unter effizientem Einsatz von Elektrizität, Wärme in Gebäuden bereitzustellen. Sie haben den Vorteil, nicht in Flächen-Konkurrenz zur Photovoltaik zu stehen und dass sie als eigenes Heizsystem einsetzbar sind. Die spezifischen Investitionskosten sind jedoch, gerade für kleine Systeme besonders hoch (siehe Anhang 8.1) Außerdem ist der Strombedarf während des Betriebes im Vergleich zu anderen Technologien relativ hoch (bei einem COP von 3 ist der elektrische Leistungsbedarf für 3 kW Wärme 1 kW Strom). Das bedeutet für Wärmepumpensysteme, dass sie mit relativ viel Strom betrieben werden und daher im Vergleich zu den anderen Wärmeerzeugungsarten hohe THG-Emissionen aufweisen.

3.2.7 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die in diesem Kapitel dargestellten Technologien zur Wärme- und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sind grundsätzlich alle für den Einsatz im Plus-Energie-Gebäude geeignet. Die Kleinwasserkraft wurde aufgrund der standortabhängigen begrenzten Einsatzmöglichkeit nicht weiter untersucht. Alle anderen Technologien wurden für die weiteren Untersuchungen ausgewählt und sind in den nächsten Kapiteln näher erläutert

3.3 Elektrische Energiebilanz der Systemvarianten mit verschiedenen Technologieoptionen

Im Anschluss an die Technologieauswahl erfolgte für die Bereitstellung elektrischer Energie mittels Photovoltaik bzw. für die Bereitstellung thermischer Energie mittels einer solarthermischen Anlage die Ermittlung der zur Verfügung stehenden Flächen in den Systemvarianten.

Im Rahmen der Flächenermittlung wurden folgende Freiflächen unter Berücksichtigung der Ausführungspläne der Systemvarianten ermittelt:

- Dachflächen mit Süd-, Ost- und Westausrichtung
- Fassadenflächen mit Süd-, Ost- und Westausrichtung
- Etwaige „Sonderflächen“ (z.B. Vordächer, Garagentore) mit Süd-, Ost- und Westausrichtung

Tabelle 6 zeigt die ermittelten maximal zur Verfügung stehenden Flächen je Systemvariante.

Tabelle 6: Verfügbare Flächen (Dach, Fassade, Sonderflächen) für die Installation von PV und Solarthermie in den Systemvarianten

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
verfügbare Dachflächen						
Süden [m ²]	53	75	134	60	109	1162
Osten [m ²]	41	49	-	-	-	-
Westen [m ²]	41	51	-	-	-	-
Summe [m ²]	176	175	134	60	109	1162
Neigung der Dachflächen						
Süden [°]	18	40	Flachdach	Flachdach	70	Flachdach
Osten [°]	18	40	-	-	-	-
Westen [°]	18	40	-	-	-	-
verfügbare Fassadenflächen						
Süden [m ²]	32	59	50	195	17	242
Osten [m ²]	35	80	-	240	42	160
Westen [m ²]	35	79	-	240	46	160
Summe [m ²]	102	218	50	675	105	562
Neigung der Fassadenflächen						
allgemein [°]	90	90	90	90	90	90
verfügbare Sonderflächen						
Süden [m ²]	-	-	-	-	21	0
Osten [m ²]	-	11	-	-	-	0
Westen [m ²]	-	-	-	-	-	0

Neigung der Sonderflächen						
Süden [°]	-	-	-	-	15	0
Osten [°]	-	90	-	-	-	0
Westen [°]	-	-	-	-	-	0

Im Anschluss an die Technologieauswahl erfolgte die Festlegung von 9 Technologieoptionen. Diese 9 Technologieoptionen wurden jeweils für die 6 Systemvarianten adaptiert. Die 9 Technologieoptionen sind:

- „T 1 - PV maximal + Wärmepumpe“
- „T 2 - PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW +Hzg)“
- „T 3 - Kleinwindkraft + Wärmepumpe“
- „T 4 - PV maximal + Pelletkessel“
- „T 5 - PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“
- „T 6 - Kleinwindkraft + Pelletkessel“
- „T 7 - PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“
- „T 8 - PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“
- „T 9 – Blockheizkraftwerk“

Die Technologieoptionen 1 bis 3 und Technologieoption 4 bis 6 unterscheiden sich in der Art der ergänzenden Wärmebereitstellung. So besitzen die Technologieoptionen 1 bis 3 jeweils eine Wärmepumpe und die Technologieoptionen 4 bis 6 jeweils einen Pelletkessel für die Wärmebereitstellung. Der Strombedarf ist in den Technologieoptionen 1 bis 3 gegenüber den Technologieoptionen 4 bis 6 höher, da eine Wärmepumpe eingesetzt wird.

In [Abbildung 31](#), [Abbildung 32](#) und [Abbildung 33](#) sind die Technologieoptionen 1 bis 8 schematisch dargestellt.

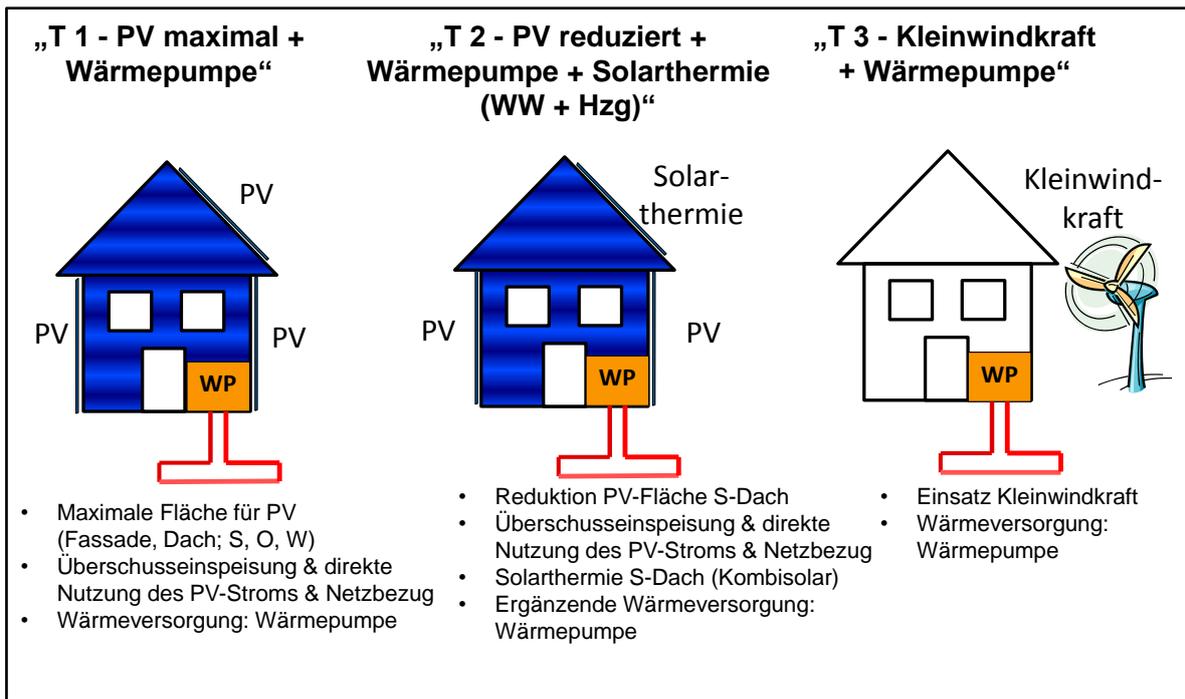


Abbildung 31: Technologieoption 1 bis 3 – schematische Darstellung

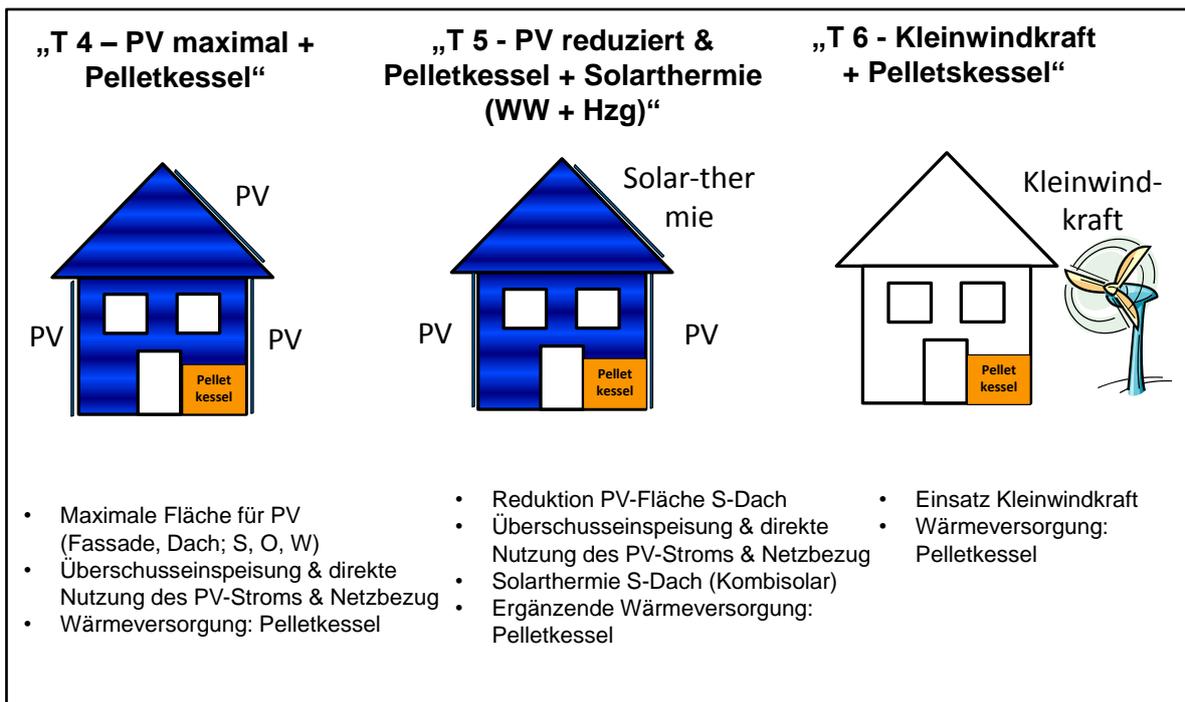


Abbildung 32: Technologieoption 4 bis 6 – schematische Darstellung

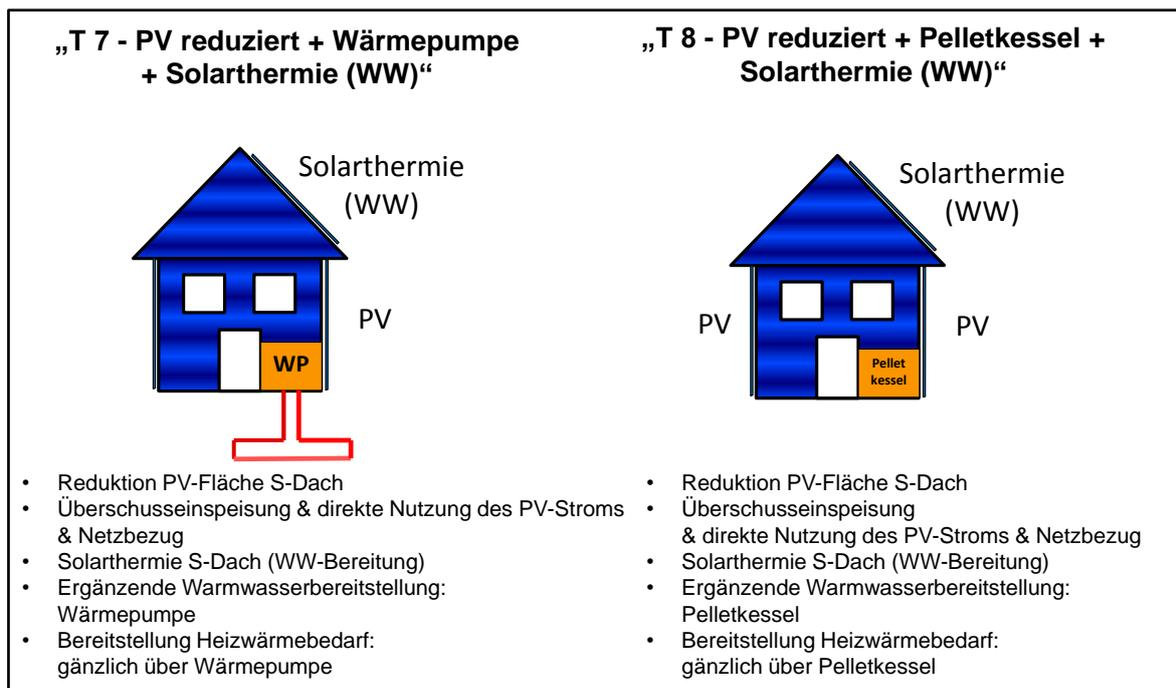


Abbildung 33: Technologieoption 7 und 8 – schematische Darstellung

Im Folgenden werden die Technologieoptionen 1 bis 8 im Detail erläutert, dies umfasst die Darstellung der Randbedingungen und die Ergebnisse aus der Anwendung dieser Technologieoptionen auf die Systemvarianten.

3.3.1 Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“

Die wesentlichen Eckpunkte der Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ sind:

- Nutzung der maximal verfügbaren Flächen (Dach- und Fassadenflächen) mit Süd-, Ost-, und West-Ausrichtung für Photovoltaik
- Ermittlung der direkten Nutzung des PV-Ertrages
- Ermittlung der Überschusseinspeisung des PV-Ertrages
- Ermittlung des über den Netzbezug gedeckten Strombedarfs
- Wärmeversorgung gänzlich über eine Wärmepumpe

Der Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ sind in Tabelle 7 dargestellt. Der Strombedarf setzt sich aus dem allgemeinen Strombedarf (z.B. Strom für Kochzwecke, Strom für Beleuchtung) und dem Strombedarf für den Betrieb der Wärmepumpe zusammen. Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Warmwasserbedarf und dem Heizwärmebedarf zusammen.

In Tabelle 8 sind die installierten Systeme zur Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ dargestellt.

Die Wärmebereitstellung erfolgt in Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ mittels einer Wärmepumpe.

Tabelle 7: Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Strombedarf gesamt [MWh/a]	7,6	8,6	7,3	77,3	20,2	112,8
Strombedarf allg. [MWh/a]	4,4	4,4	4,4	57,9	12,4	61,8
Strombedarf Wärme- pumpe [MWh/a]	3,1	4,1	2,8	19,4	7,8	51,0
Wärmebedarf gesamt [MWh/a]	7,2	9,2	6,7	49,3	17,5	124,8
Warmwasserbedarf [MWh/a]	1,8	3,2	3,9	24,7	8,4	25,8
Heizwärmebedarf [MWh/a]	5,4	6,0	2,7	24,6	9,0	98,9

Tabelle 8: Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
installierte Leistung WP [kW]	5,0	20,0	8,0	70,0	16,0	65,0
installierte Leistung PV gesamt [kWp]	25,9	44,5	12,5	92,5	28,2	119

In Tabelle 9 sind die Jahresstromerzeugungsmengen in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ dargestellt. Bei der Jahresezeugung der PV wird zwischen direkt genutztem Strom aus der PV und eingespeistem Strom aus der PV unterschieden. Direkt genutzt heißt, dass der erzeugte Strom der PV direkt vor Ort in der jeweiligen Systemvariante zum Zeitpunkt der Erzeugung benötigt wird. Die Jahresezeugung PV eingespeist gibt die Menge an Strom aus der PV an die in das Stromnetz eingespeist wurde. Des Weiteren ist in Tabelle 9 die Menge an Strom die aus dem Stromnetz bezogen wird ausgewiesen. Diese gibt an wie viel Strom aus dem Stromnetz genutzt wurde in Zeiten in denen keine vollständige bzw. gar keine Bereitstellung mittels PV Anlage möglich ist.

Unter Berücksichtigung des jährlichen Strombedarfs und der jährlichen Stromerzeugung mittels PV wurde die jährliche Bilanz errechnet indem von der Jahresstromerzeugung mittels PV der Jahresstrombedarf subtrahiert wurde. Ergibt sich aus dieser Subtraktion ein positiver Wert, so gibt dieser jene Strommenge an die bilanziell gesehen, über den jährlichen

Strombedarf hinausgehend mittels PV produziert wurde. Ergibt die Subtraktion einen negativen Wert, so konnte die Jahresstromerzeugung mittels PV bilanziell gesehen den Strombedarf in der jeweiligen Systemvariante nicht decken und die errechnete negative Strommenge musste über eine andere Stromerzeugungstechnologie im Kraftwerkspark bereitgestellt werden. Bei einer bilanziell über den Strombedarf hinausgehenden Strombereitstellung mittels PV wurde in der ökologischen Bewertung davon ausgegangen, dass dieser mittels PV erzeugte Strom die Strombereitstellung aus einem anderen Kraftwerk ersetzt. Die positive Jahresbilanz bildet die Grundlage für eine Amortisation der THG-Emissionen aus der Errichtung, dem Betrieb und der Entsorgung der Gebäude.

In den Systemvarianten „S 1 – EFH Dalitz“, „S 2 – EFH Schlosser“ und „S 3 – EFH Weiland“ ergibt sich eine positive Jahresbilanz zwischen 4,4 bis 22,5 MWh/a, d.h. es wird mittels PV mehr Strom erzeugt als im Jahr benötigt wird. Bei den Systemvarianten „S 1 – EFH Dalitz“, „S 2 – EFH Schlosser“ und „S 3 – EFH Weiland“ handelt es sich um Einfamilienhäuser. In den Systemvarianten „S 4 – GWB Mühlweg“, „S 5 – VAG Leitl“ und „S 6 – Siedlung Teufenbach“ ergibt sich eine negative Jahresbilanz zwischen -2,2 bis -16,6 MWh/a, d.h. es wird mittels PV nicht genug Strom zur Deckung des Jahresstrombedarfs erzeugt. Abbildung 34 zeigt eine grafische Gegenüberstellung des Strombedarfs (allgemein und Wärmepumpe) und des PV-Ertrags (direkt genutzt und eingespeist).

Tabelle 9: Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Jahreserzeugung PV gesamt [MWh/a]	21,0	31,0	11,7	60,7	18,0	102,3
Jahreserzeugung PV direkt genutzt [MWh/a]	3,1	3,5	2,7	30,6	10,5	39,9
Jahreserzeugung PV eingespeist [MWh/a]	17,9	27,5	9,0	30,1	7,5	62,5
Strombedarf aus dem Stromnetz gedeckt [MWh/a]	4,5	5,1	4,6	46,8	9,7	73,0
Jahreserzeugung PV minus Strombedarf gesamt [MWh/a]	13,4	22,5	4,4	-16,6	-2,2	-10,5
Spezifische Einstrahlung auf die Horizontale laut PV*Sol Expert 5.0 [kWh/m²a]	1.233	1.077	1.209	1.209	1.089	1.199

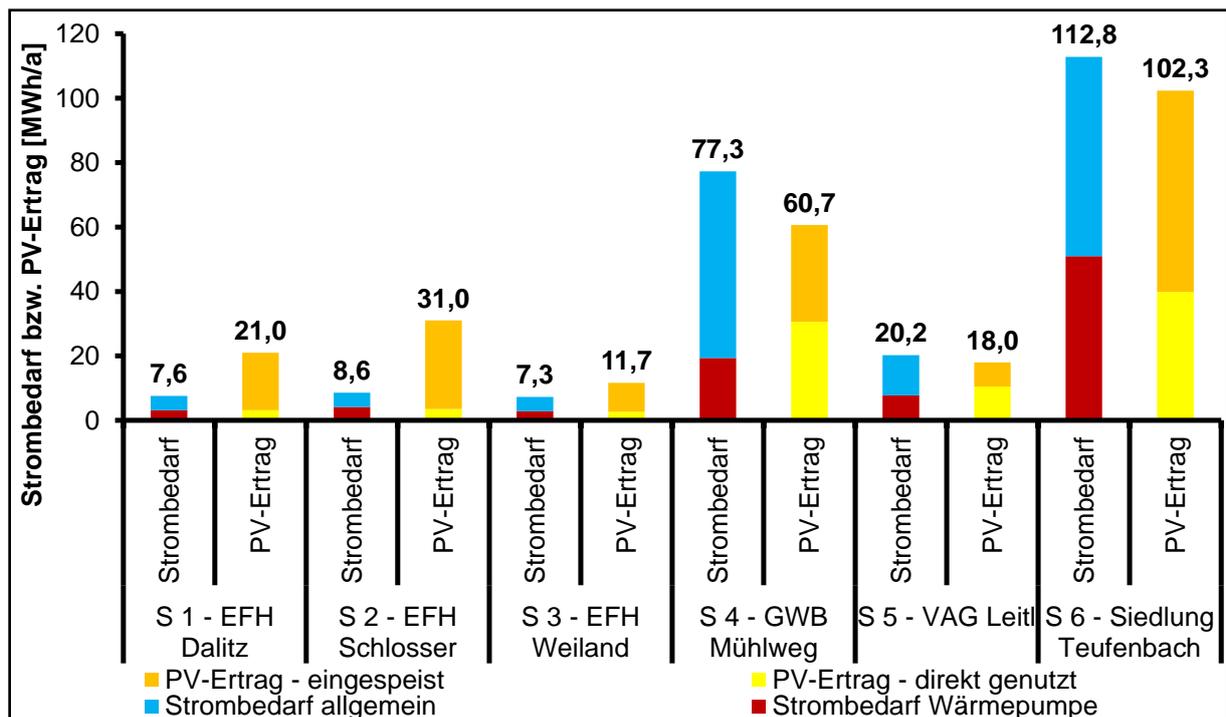


Abbildung 34: Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ - Strombedarf und PV-Ertrag in den Systemvarianten

3.3.2 Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hzg)“

Die wesentlichen Eckpunkte der Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hzg)“ sind:

- Reduktion der PV-Fläche auf der Dachfläche mit Süd-Ausrichtung
- Errichtung einer Solarthermieanlage (Solarkollektoren und Pufferspeicher) auf der Dachfläche mit Süd-Ausrichtung für die kombisolare Nutzung (Bereitstellung von Warmwasser- und Heizwärmebedarf)
- Ergänzende Wärmebereitstellung mittels einer Wärmepumpe
- Nutzung der verbleibenden Flächen (Dach- und Fassadenflächen) mit Süd-, Ost-, und West-Ausrichtung für Photovoltaik
- Ermittlung der direkten Nutzung des PV-Ertrages
- Ermittlung der Überschusseinspeisung des PV-Ertrages
- Ermittlung des über den Netzbezug gedeckten Strombedarfs
- Ermittlung des solaren Deckungsgrades für die Bereitstellung durch die Solarthermieanlage

Der Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + HZg)“ sind in Tabelle 10 dargestellt. Der Strombedarf setzt sich aus dem allgemeinen Strombedarf (z.B. Strom für Kochzwecke, Strom für Beleuchtung) und dem Strombedarf für den Betrieb der Wärmepumpe zusammen. Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Warmwasserbedarf und dem Heizwärmebedarf zusammen.

In Tabelle 11 sind die installierten Systeme zur Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + HZg)“ dargestellt. Die Bereitstellung des Wärmebedarfs erfolgt in Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + HZg)“ mittels Solarthermie (Solarkollektoren und Pufferspeicher) und über eine Wärmepumpe für die ergänzende Wärmebereitstellung.

Tabelle 10: Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + HZg)“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Strombedarf gesamt [MWh/a]	6,4	5,9	5,7	71,7	15,5	88,0
Strombedarf allg. [MWh/a]	4,4	4,4	4,4	57,9	12,4	61,8
Strombedarf Wärme- pumpe [MWh/a]	2,0	1,5	1,2	13,8	3,1	26,2
Wärmebedarf gesamt [MWh/a]	7,2	9,2	6,7	49,3	17,5	124,8
Warmwasserbedarf [MWh/a]	1,8	3,2	3,9	24,7	8,4	25,8
Heizwärmebedarf [MWh/a]	5,4	6,0	2,7	24,6	9,0	98,9

Tabelle 11: Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hzg)“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
installierte Leistung WP [kW]	5,0	20,0	8,0	70,0	16,0	65,0
installierte Leistung PV gesamt [kWp]	19,2	35,5	5,8	88,0	14,7	65,3
installierte Fläche Solarthermie [m ²]	21	62	43	60	107	198
installiertes Pufferspeicher-volumen [m ³]	4,2	12,4	8,6	12	21,4	39,6
solare Deckung (WW & HWB) [%]	49,1	65,7	70,2	29,6	64,3	48,4
Spezifische Einstrahlung auf die Horizontale lt. T*Sol Expert 4.5 [kWh/m ² a]	1.189	1.036	1.084	1.084	1.089	1.108

In Tabelle 12 sind die Jahresstromerzeugungsmengen in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hzg)“ dargestellt. Bei der Jahreserzeugung der PV wird zwischen direkt genutztem Strom aus der PV und eingespeistem Strom aus der PV unterschieden. Direkt genutzt heißt, dass der erzeugte Strom der PV direkt vor Ort in der jeweiligen Systemvariante zum Zeitpunkt der Erzeugung benötigt wird. Die Jahreserzeugung PV eingespeist gibt die Menge an Strom aus der PV an die in das Stromnetz eingespeist wurde. Des Weiteren ist in Tabelle 12 die Menge an Strom die aus dem Stromnetz bezogen wird ausgewiesen. Diese gibt an wie viel Strom aus dem Stromnetz genutzt wurde in Zeiten in denen keine vollständige bzw. gar keine Bereitstellung mittels PV Anlage möglich ist.

Unter Berücksichtigung des jährlichen Strombedarfs und der jährlichen Stromerzeugung mittels PV wurde die jährliche Bilanz errechnet indem von der Jahresstromerzeugung mittels PV der Jahresstrombedarf subtrahiert wurde. Ergibt sich aus dieser Subtraktion ein positiver Wert, so gibt dieser jene Strommenge an die bilanziell gesehen, über den jährlichen Strombedarf hinausgehend mittels PV produziert wurde. Ergibt die Subtraktion einen negativen Wert, so konnte die Jahresstromerzeugung mittels PV bilanziell gesehen den Strombedarf in der jeweiligen Systemvariante nicht decken und die errechnete negative Strommenge musste über eine andere Stromerzeugungstechnologie im Kraftwerkspark bereitgestellt werden. Bei einer bilanziell über den Strombedarf hinausgehenden Strombereitstellung mittels PV wurde in der ökologischen Bewertung davon ausgegangen, dass dieser mittels PV erzeugte Strom die Strombereitstellung aus einem anderen Kraftwerk ersetzt. Die positive Jahresbilanz bildet die Grundlage für eine Amortisation der Treibhausgasemissionen aus der Errichtung, dem Betrieb und der Entsorgung der Gebäude.

In den Systemvarianten „S 1 – EFH Dalitz“ und „S 2 – EFH Schlosser“ ergibt sich eine positive Jahresbilanz zwischen 7,6 bis 16,5 MWh/a, d.h. es wird mittels PV mehr Strom erzeugt als im Jahr benötigt wird. Bei den Systemvarianten „S 1 – EFH Dalitz“ und „S 2 – EFH Schlosser“ handelt es sich um Einfamilienhäuser. In den Systemvarianten „S 3 – EFH Weiland“, „S 4 – GWB Mühlweg“, „S 5 – VAG Leitl“ und „S 6 – Siedlung Teufenbach“ ergibt sich eine negative Jahresbilanz zwischen -1,5 bis -42,5 MWh/a, d.h. es wird mittels PV nicht genug Strom zur Deckung des Jahresstrombedarfs erzeugt. Abbildung 35 zeigt eine grafische Gegenüberstellung des Strombedarfs (allgemein und Wärmepumpe) und des PV-Ertrags (direkt genutzt und eingespeist). Gegenüber der Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ hat sich die Stromerzeugung mittels PV reduziert, da ein Teil der PV-Fläche auf den südlich ausgerichteten Dachflächen für die Installation von Solarkollektoren genutzt wird. Dieser Umstand hat z.B. in Systemvariante „S 3 – EFH Weiland“ eine negative Jahresbilanz zur Folge, da an diesem Gebäude die verfügbaren Flächen für die Installation auf die südlich ausgerichtete Fassade und das südlich ausgerichtete Dach beschränkt sind.

Tabelle 12: Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hzg)“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Jahreserzeugung PV gesamt [MWh/a]	14,0	22,4	4,2	55,7	8,2	45,5
Jahreserzeugung PV direkt genutzt [MWh/a]	2,6	2,5	1,8	28,4	4,9	33,1
Jahreserzeugung PV eingespeist [MWh/a]	11,4	20,2	2,4	27,3	3,3	12,5
Strombedarf aus dem Stromnetz gedeckt [MWh/a]	3,8	3,7	3,9	43,4	10,6	55
Jahreserzeugung PV minus Strombedarf gesamt [MWh/a]	7,6	16,2	-1,5	-16,1	-7,3	-42,5
Spezifische Einstrahlung auf die Horizontale lt. PV*Sol Expert 5.0 [kWh/m²a]	1.233	1.077	1.209	1.209	1.089	1.199

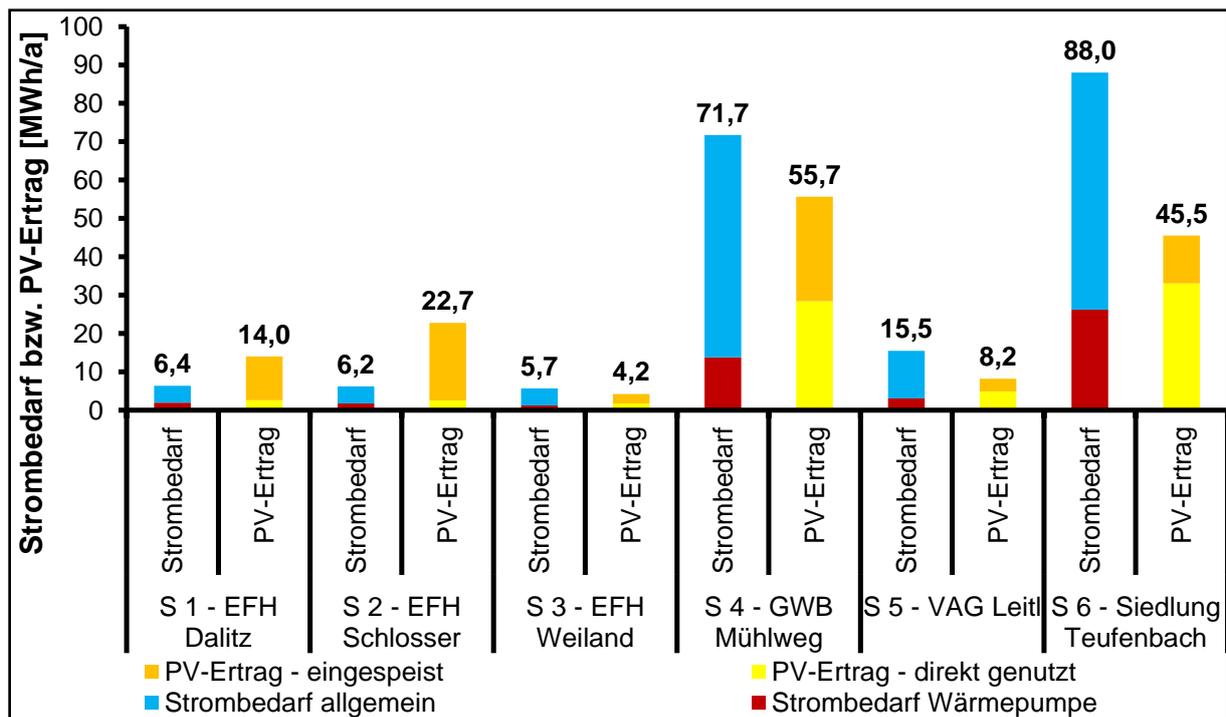


Abbildung 35: Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hzg)“ - Strombedarf und PV-Ertrag in den Systemvarianten

3.3.3 Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“

Die wesentlichen Eckpunkte der Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“ sind:

- Errichtung einer Kleinwindkraftanlage zur Strombereitstellung
- Ermittlung des über den Netzbezug gedeckten Strombedarfs
- Wärmeversorgung gänzlich über eine Wärmepumpe

Der Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“ sind in Tabelle 13 dargestellt. Der Strombedarf setzt sich aus dem allgemeinen Strombedarf (z.B. Strom für Kochzwecke, Strom für Beleuchtung) und dem Strombedarf für den Betrieb der Wärmepumpe zusammen. Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Warmwasserbedarf und dem Heizwärmebedarf zusammen.

In Tabelle 14 sind die installierten Systeme zur Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“ dargestellt. Die Bereitstellung des Wärmebedarfs erfolgt in Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“ mittels einer Wärmepumpe.

Tabelle 13: Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Strombedarf gesamt [MWh/a]	7,6	8,6	7,3	77,3	20,2	112,8
Strombedarf allg. [MWh/a]	4,4	4,4	4,4	57,9	12,4	61,8
Strombedarf Wärme- pumpe [MWh/a]	3,1	4,1	2,8	19,4	7,8	51,0
Wärmebedarf gesamt [MWh/a]	7,2	9,2	6,7	49,3	17,5	124,8
Warmwasserbedarf [MWh/a]	1,8	3,2	3,9	24,7	8,4	25,8
Heizwärmebedarf [MWh/a]	5,4	6,0	2,7	24,6	9,0	98,9

Tabelle 14: Installierte Strom- und Wärmeleistung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
installierte Leistung Wärmepumpe [kW]	5,0	20,0	8,0	70,0	16,0	65,0
installierte Leistung Kleinwindkraft [kW]	10	10	10	10	5	10

In Tabelle 15 sind die Jahresstromerzeugungsmengen mittels Kleinwindkraft in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“ dargestellt. Des Weiteren ist in Tabelle 15 die Menge an Strom die aus dem Stromnetz bezogen wird ausgewiesen.

Unter Berücksichtigung des jährlichen Strombedarfs und der jährlichen Stromerzeugung mittels Kleinwindkraft wurde die jährliche Bilanz errechnet indem von der Jahresstromerzeugung mittels Kleinwindkraft der Jahresstrombedarf subtrahiert wurde. Ergibt sich aus dieser Subtraktion ein positiver Wert, so gibt dieser jene Strommenge an die bilanziell gesehen, über den jährlichen Strombedarf hinausgehend mittels Kleinwindkraft produziert wurde. Ergibt die Subtraktion einen negativen Wert, so konnte die Jahresstromerzeugung mittels Kleinwindkraft bilanziell gesehen den Strombedarf in der jeweiligen Systemvariante nicht decken und die errechnete negative Strommenge musste über eine andere Stromerzeugungstechnologie im Kraftwerkspark bereitgestellt werden. Bei einer bilanziell über den Strombedarf hinausgehenden Strombereitstellung mittels Kleinwindkraft wurde in der ökologischen Bewertung davon ausgegangen, dass dieser mittels Kleinwindkraft erzeugte Strom die Strombereitstellung aus einem anderen Kraftwerk ersetzt. Die positive Jahresbilanz bildet die Grundlage für eine Amortisation der THG-Emissionen aus der Errichtung, dem Betrieb und der Entsorgung der Gebäude.

In allen Systemvarianten ergibt sich eine negative Jahresbilanz zwischen -2,4 bis -112,4 MWh/a, d.h. es wird mittels Kleinwindkraft nicht genug Strom zur Deckung des Jahresstrombedarfs erzeugt. Abbildung 36 zeigt eine grafische Gegenüberstellung des Strombedarfs (allgemein und Wärmepumpe) und des Kleinwindkraft-Ertrags.

Tabelle 15: Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Jahreserzeugung Kleinwindkraft [MWh/a]	0,3	0,3	4,9	4,9	0,1	0,5
Strombedarf aus dem Stromnetz gedeckt [MWh/a]	7,2	8,3	2,4	72,4	20,1	112,4
Jahreserzeugung Kleinwindkraft minus Strombedarf gesamt [MWh/a]	-7,2	-8,3	-2,4	-72,4	-20,1	-112,4

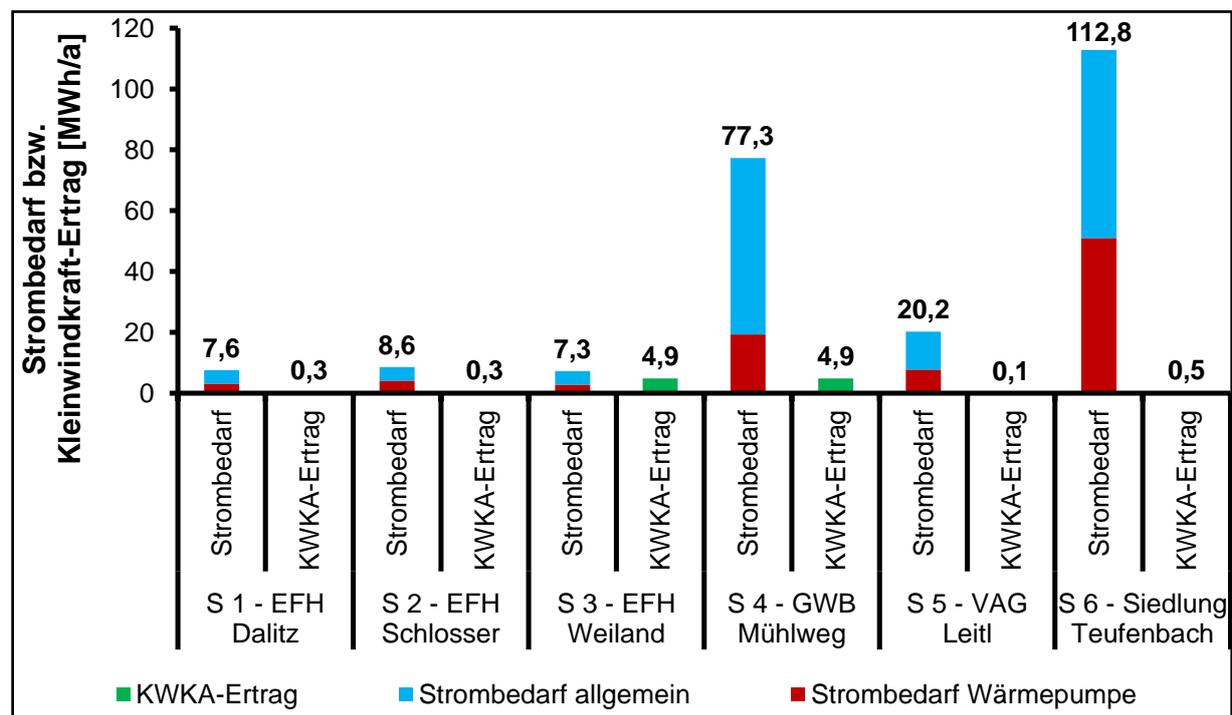


Abbildung 36: Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“ - Strombedarf und Kleinwindkraft-Ertrag in den Systemvarianten

3.3.4 Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“

Die wesentlichen Eckpunkte der Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ sind:

- Nutzung der maximal verfügbaren Flächen (Dach- und Fassadenflächen) mit Süd-, Ost-, und West-Ausrichtung für Photovoltaik
- Ermittlung der direkten Nutzung des PV-Ertrages
- Ermittlung der Überschusseinspeisung des PV-Ertrages
- Ermittlung des über den Netzbezug gedeckten Strombedarfs
- Wärmeversorgung gänzlich über einen Pelletkessel

Der Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ sind in Tabelle 16 dargestellt. Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Warmwasserbedarf und dem Heizwärmebedarf zusammen.

In Tabelle 17 sind die installierten Systeme zur Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ dargestellt. Die Bereitstellung des Wärmebedarfs erfolgt in Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ mittels eines Pelletkessels.

Tabelle 16: Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Strombedarf gesamt [MWh/a]	4,4	4,4	4,4	57,9	12,4	61,8
Strombedarf allg. [MWh/a]	4,4	4,4	4,4	57,9	12,4	61,8
Wärmebedarf gesamt [MWh/a]	7,2	9,2	6,7	49,3	17,5	124,8
Warmwasserbedarf [MWh/a]	1,8	3,2	3,9	24,7	8,4	25,8
Heizwärmebedarf [MWh/a]	5,4	6,0	2,7	24,6	9,0	98,9

Tabelle 17: Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
installierte Leistung Pelletkessel [kW]	5,0	20,0	8,0	70,0	16,0	65,0
Pelletbedarf [t/a]	1,9	2,5	1,8	13,3	4,8	28,9
installierte Leistung PV gesamt [kWp]	25,9	44,5	12,5	92,5	28,2	119,0

In Tabelle 18 sind die Jahresstromerzeugungsmengen in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ dargestellt. Bei der Jahreserzeugung der PV wird zwischen direkt genutztem Strom aus der PV und eingespeistem Strom aus der PV unterschieden. Direkt genutzt heißt, dass der erzeugte Strom der PV direkt vor Ort in der jeweiligen Systemvariante zum Zeitpunkt der Erzeugung benötigt wird. Die Jahreserzeugung PV eingespeist gibt die Menge an Strom aus der PV an die in das Stromnetz eingespeist wurde. Des Weiteren ist in Tabelle 18 die Menge an Strom die aus dem Stromnetz bezogen wird ausgewiesen. Diese gibt an wie viel Strom aus dem Stromnetz genutzt wurde in Zeiten in denen keine vollständige bzw. gar keine Bereitstellung mittels PV Anlage möglich ist.

Unter Berücksichtigung des jährlichen Strombedarfs und der jährlichen Stromerzeugung mittels PV wurde die jährliche Bilanz errechnet indem von der Jahresstromerzeugung mittels PV der Jahresstrombedarf subtrahiert wurde. Ergibt sich aus dieser Subtraktion ein positiver Wert, so gibt dieser jene Strommenge an die bilanziell gesehen, über den jährlichen Strombedarf hinausgehend mittels PV produziert wurde. Ergibt die Subtraktion einen negativen Wert, so konnte die Jahresstromerzeugung mittels PV bilanziell gesehen den Strombedarf in der jeweiligen Systemvariante nicht decken und die errechnete negative Strommenge musste über eine andere Stromerzeugungstechnologie im Kraftwerkspark bereitgestellt werden. Bei einer bilanziell über den Strombedarf hinausgehenden Strombereitstellung mittels PV wurde in der ökologischen Bewertung davon ausgegangen, dass dieser mittels PV erzeugte Strom die Strombereitstellung aus einem anderen Kraftwerk ersetzt. Die positive Jahresbilanz bildet die Grundlage für eine Amortisation der Treibhausgasemissionen aus der Errichtung, dem Betrieb und der Entsorgung der Gebäude.

In allen Systemvarianten ergibt sich eine positive Jahresbilanz zwischen 2,7 bis 40,5 MWh/a, d.h. es wird mittels PV mehr Strom erzeugt als im Jahr benötigt wird. Abbildung 37 zeigt eine grafische Gegenüberstellung des Strombedarfs und des PV-Ertrags (direkt genutzt und eingespeist).

Tabelle 18: Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Jahreserzeugung PV gesamt [MWh/a]	21,0	31	11,7	60,7	18,0	102,3
Jahreserzeugung PV direkt genutzt [MWh/a]	1,9	1,9	1,7	23,9	7,2	24,0
Jahreserzeugung PV eingespeist [MWh/a]	19,1	29,1	10,0	36,8	10,8	78,3
Strombedarf aus dem Stromnetz gedeckt [MWh/a]	2,6	2,6	2,7	34,1	5,3	37,8
Jahreserzeugung PV minus Strombedarf gesamt [MWh/a]	16,6	26,6	7,2	2,7	5,6	40,5
Spezifische Einstrahlung auf die Horizontale laut PV*Sol Expert 5.0 [kWh/m²a]	1.233	1.077	1.209	1.209	1.089	1.199

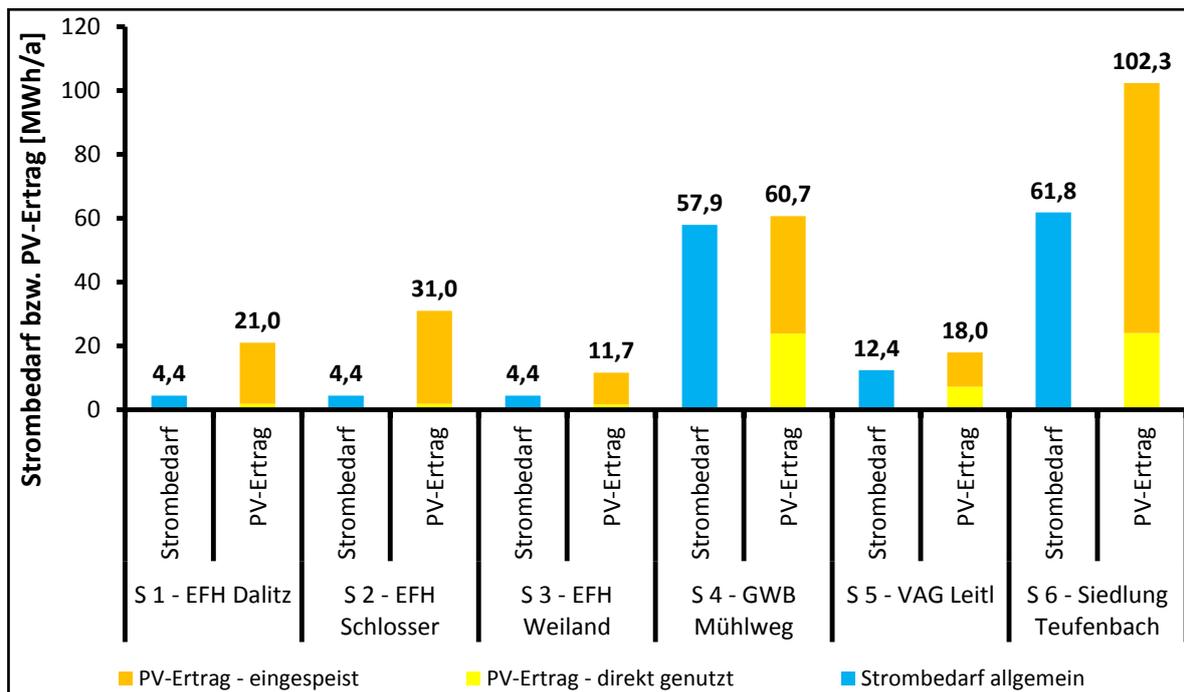


Abbildung 37: Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ - Strombedarf und PV-Ertrag in den Systemvarianten

3.3.5 Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“

Die wesentlichen Eckpunkte der Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“ sind:

- Reduktion der PV-Fläche auf der Dachfläche mit Süd-Ausrichtung
- Errichtung einer Solarthermieanlage (Solarkollektoren und Pufferspeicher) auf der Dachfläche mit Süd-Ausrichtung für die kombisolare Nutzung (Bereitstellung von Warmwasser- und Heizwärmebedarf)
- Ergänzende Wärmebereitstellung mittels eines Pelletkessels
- Nutzung der verbleibenden Flächen (Dach- und Fassadenflächen) mit Süd-, Ost-, und West-Ausrichtung für Photovoltaik
- Ermittlung der direkten Nutzung des PV-Ertrages
- Ermittlung der Überschusseinspeisung des PV-Ertrages
- Ermittlung des über den Netzbezug gedeckten Strombedarfs
- Ermittlung des solaren Deckungsgrades für die Bereitstellung durch die Solarthermieanlage

Der Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“ sind in Tabelle 19 dargestellt. Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Warmwasserbedarf und dem Heizwärmebedarf zusammen.

In Tabelle 20 sind die installierten Systeme zur Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“ dargestellt. Die Bereitstellung des Wärmebedarfs erfolgt in Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“ mittels Solarthermie (Solarkollektoren und Pufferspeicher) und über einen Pelletkessel für die ergänzende Wärmebereitstellung.

Tabelle 19: Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + HZg)“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Strombedarf gesamt [MWh/a]	4,4	4,4	4,4	57,9	12,4	61,8
Strombedarf allg. [MWh/a]	4,4	4,4	4,4	57,9	12,4	61,8
Wärmebedarf gesamt [MWh/a]	7,2	9,2	6,7	49,3	17,5	124,8
Warmwasserbedarf [MWh/a]	1,8	3,2	3,9	24,7	8,4	25,8
Heizwärmebedarf [MWh/a]	5,4	6,0	2,7	24,6	9,0	98,9

In Tabelle 21 sind die Jahresstromerzeugungsmengen in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + HZg)“ dargestellt. Bei der Jahresezeugung der PV wird zwischen direkt genutztem Strom aus der PV und eingespeistem Strom aus der PV unterschieden. Direkt genutzt heißt, dass der erzeugte Strom der PV direkt vor Ort in der jeweiligen Systemvariante zum Zeitpunkt der Erzeugung benötigt wird. Die Jahresezeugung PV eingespeist gibt die Menge an Strom aus der PV an die in das Stromnetz eingespeist wurde. Des Weiteren ist in Tabelle 21 die Menge an Strom die aus dem Stromnetz bezogen wird ausgewiesen. Diese gibt an wie viel Strom aus dem Stromnetz genutzt wurde in Zeiten in denen keine vollständige bzw. gar keine Bereitstellung mittels PV möglich ist.

Unter Berücksichtigung des jährlichen Strombedarfs und der jährlichen Stromerzeugung mittels PV wurde die jährliche Bilanz errechnet indem von der Jahresstromerzeugung mittels PV der Jahresstrombedarf subtrahiert wurde. Ergibt sich aus dieser Subtraktion ein positiver Wert, so gibt dieser jene Strommenge an die bilanziell gesehen, über den jährlichen Strombedarf hinausgehend mittels PV produziert wurde. Ergibt die Subtraktion einen negativen Wert, so konnte die Jahresstromerzeugung mittels PV bilanziell gesehen den Strombedarf in der jeweiligen Systemvariante nicht decken und die errechnete negative Strommenge musste über eine andere Stromerzeugungstechnologie im Kraftwerkspark bereitgestellt werden. Bei einer bilanziell über den Strombedarf hinausgehenden Strombereitstellung mittels PV wurde in der ökologischen Bewertung davon ausgegangen, dass dieser mittels PV erzeugte Strom die Strombereitstellung aus einem anderen Kraftwerk ersetzt. Die positive Jahresbilanz bildet die Grundlage für eine Amortisation der Treibhausgasemissionen aus der Errichtung, dem Betrieb und der Entsorgung der Gebäude.

In den Systemvarianten „S 1 – EFH Dalitz“ und „S 2 – EFH Schlosser“ ergibt sich eine positive Jahresbilanz zwischen 9,5 bis 17,9 MWh/a, d.h. es wird mittels PV mehr Strom erzeugt als im Jahr benötigt wird. In den Systemvarianten „S 3 – EFH Weiland“, „S 4 – GWB Mühlweg“, „S 5 – VAG Leitl“ und „S 6 – Siedlung Teufenbach“ ergibt sich eine negative Jahresbilanz zwischen -0,2 bis -16,3 MWh/a. Abbildung 38 zeigt eine grafische

Gegenüberstellung des Strombedarfs (allgemein und Wärmepumpe) und des PV-Ertrags (direkt genutzt und eingespeist). Gegenüber der Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ hat sich die Stromerzeugung mittels PV reduziert, da ein Teil der PV-Fläche auf den südlich ausgerichteten Dachflächen für die Installation der Solarkollektoren genutzt wird.

Tabelle 20: Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + HZg)“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
installierte Leistung Pelletkessel [kW]	5,0	20,0	8,0	70,0	16,0	65,0
Pelletbedarf [t/a]	1,1	1,0	0,7	8,5	1,7	15,1
installierte Leistung PV gesamt [kWp]	19,2	35,5	5,8	88,0	14,7	65,3
installierte Fläche Solarthermie [m²]	21	62	43	60	107	198
installiertes Pufferspeichervolumen [m³]	4,2	12,4	8,6	12	21,4	39,6
solare Deckung (WW & HWB) [%]	49,1	65,7	70,2	29,6	64,3	48,4
Spezifische Einstrahlung auf die Horizontale lt. T*Sol Expert 4.5 [kWh/m²a]	1.189	1.036	1.084	1.084	1.089	1.108

Tabelle 21: Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Jahreserzeugung PV gesamt [MWh/a]	14,0	22,4	4,2	55,7	8,2	45,5
Jahreserzeugung PV direkt genutzt [MWh/a]	1,8	1,8	1,5	23,6	4,2	21,6
Jahreserzeugung PV eingespeist [MWh/a]	12,1	20,9	2,7	32,0	4,0	23,9
Strombedarf aus dem Stromnetz gedeckt [MWh/a]	2,6	2,6	3,0	34,4	8,2	40,2
Jahreserzeugung PV minus Strombedarf gesamt [MWh/a]	9,5	17,9	-0,2	-2,3	-4,3	-16,3
Spezifische Einstrahlung auf die Horizontale laut PV*Sol Expert 5.0 [kWh/m²a]	1.233	1.077	1.209	1.209	1.089	1.199

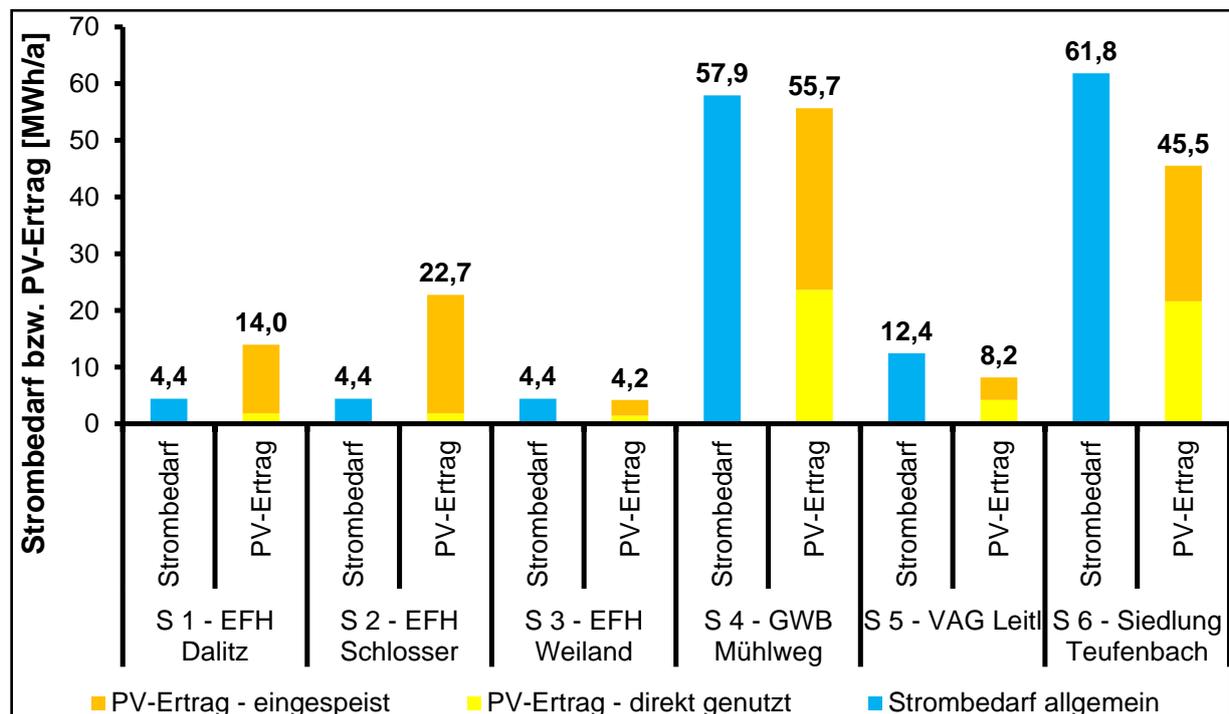


Abbildung 38: Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“ - Strombedarf und PV-Ertrag in den Systemvarianten

3.3.6 Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“

Die wesentlichen Eckpunkte der Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“ sind:

- Errichtung einer Kleinwindkraftanlage zur Strombereitstellung
- Ermittlung des über den Netzbezug gedeckten Strombedarfs
- Wärmeversorgung gänzlich über eine Wärmepumpe

Der Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“ sind in Tabelle 22 dargestellt. Der Strombedarf setzt sich aus dem allgemeinen Strombedarf (z.B. Strom für Kochzwecke, Strom für Beleuchtung) und dem Strombedarf für den Betrieb der Wärmepumpe zusammen. Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Warmwasserbedarf und dem Heizwärmebedarf zusammen.

In Tabelle 23 sind die installierten Systeme zur Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“ dargestellt. Die Bereitstellung des Wärmebedarfs erfolgt in Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“ mittels eines Pelletkessels.

Tabelle 22: Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Strombedarf gesamt [MWh/a]	4,4	4,4	4,4	57,9	12,4	61,8
Strombedarf allg. [MWh/a]	4,4	4,4	4,4	57,9	12,4	61,8
Wärmebedarf gesamt [MWh/a]	7,2	9,2	6,7	49,3	17,5	124,8
Warmwasserbedarf [MWh/a]	1,8	3,2	3,9	24,7	8,4	25,8
Heizwärmebedarf [MWh/a]	5,4	6,0	2,7	24,6	9,0	98,9

Tabelle 23: Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
installierte Leistung Pelletkessel [kW]	5,0	20,0	8,0	70,0	16,0	65,0
Pelletbedarf [t/a]	1,9	2,5	1,8	13,3	4,8	28,9
installierte Leistung Kleinwindkraft [kW]	10	10	10	10	5	10

In Tabelle 24 sind die Jahresstromerzeugungsmengen mittels Kleinwindkraft in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“ dargestellt.

Des Weiteren ist in Tabelle 24 die Menge an Strom die aus dem Stromnetz bezogen wird ausgewiesen.

Unter Berücksichtigung des jährlichen Strombedarfs und der jährlichen Stromerzeugung mittels Kleinwindkraft wurde die jährliche Bilanz errechnet indem von der Jahresstromerzeugung mittels Kleinwindkraft der Jahresstrombedarf subtrahiert wurde. Ergibt sich aus dieser Subtraktion ein positiver Wert, so gibt dieser jene Strommenge an die bilanziell gesehen, über den jährlichen Strombedarf hinausgehend mittels Kleinwindkraft produziert wurde. Ergibt die Subtraktion einen negativen Wert, so konnte die Jahresstromerzeugung mittels Kleinwindkraft bilanziell gesehen den Strombedarf in der jeweiligen Systemvariante nicht decken und die errechnete negative Strommenge musste über eine andere Stromerzeugungstechnologie im Kraftwerkspark bereitgestellt werden. Bei einer bilanziell über den Strombedarf hinausgehenden Strombereitstellung mittels Kleinwindkraft wurde in der ökologischen Bewertung davon ausgegangen, dass dieser mittels Kleinwindkraft erzeugte Strom die Strombereitstellung aus einem anderen Kraftwerk ersetzt. Die positive Jahresbilanz bildet die Grundlage für eine Amortisation der Treibhausgasemissionen aus der Errichtung, dem Betrieb und der Entsorgung der Gebäude.

In den Systemvarianten „S 1 – EFH Dalitz“, „S 2 – EFH Schlosser“, „S 4 – GWB Mühlweg“, „S 5 – VAG Leitl“ und „S 6 – Siedlung Teufenbach“ ergibt sich eine negative Jahresbilanz zwischen -4,4 bis -61,4 MWh/a, d.h. es wird mittels Kleinwindkraft nicht genug Strom zur Deckung des Jahresstrombedarfs erzeugt. Nur in der Systemvariante „S 3 – EFH Weiland“ ergibt sich eine positive Jahresbilanz mit 0,4 MWh. Abbildung 39 zeigt eine grafische Gegenüberstellung des Strombedarfs (allgemein und Wärmepumpe) und des Kleinwindkraft-Ertrags.

Tabelle 24: Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Jahreseerzeugung Kleinwindkraft [MWh/a]	0,3	0,3	4,9	4,9	0,1	0,5
Strombedarf aus dem Stromnetz gedeckt [MWh/a]	4,1	4,1	-0,4	53,1	12,3	61,4
Jahreseerzeugung Kleinwindkraft minus Strombedarf gesamt [MWh/a]	-4,1	-4,1	0,4	-53,1	-12,3	-61,4

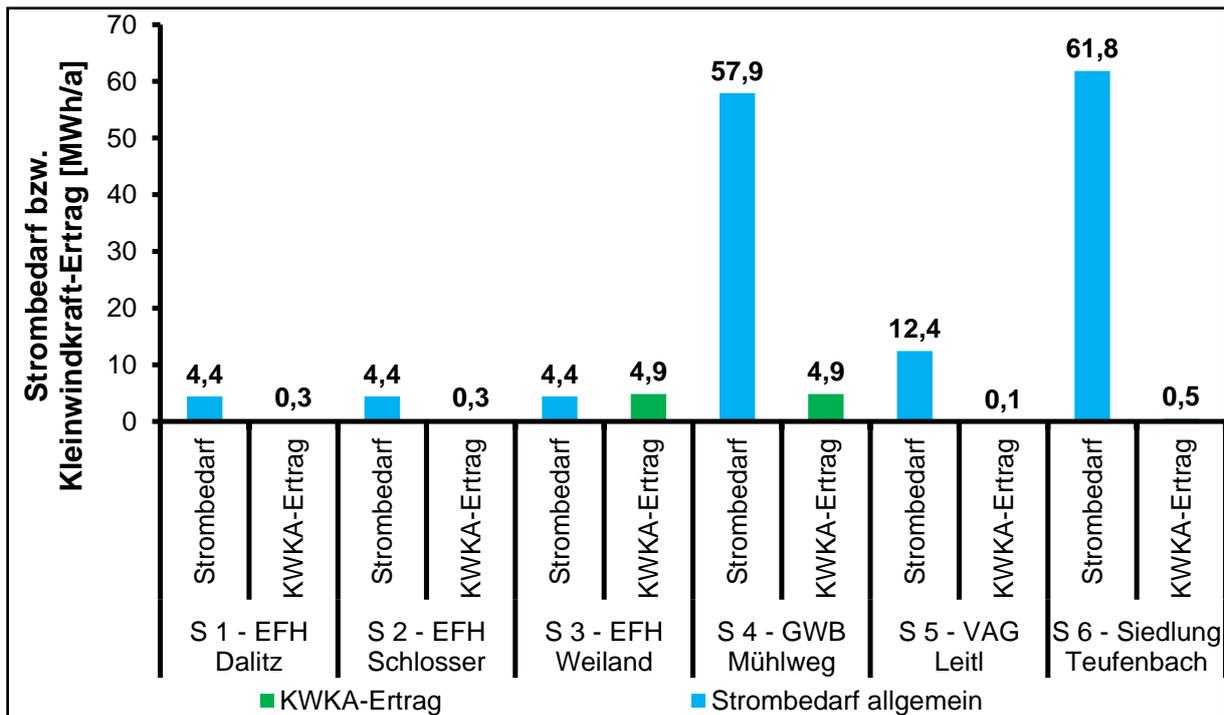


Abbildung 39: Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“ - Strombedarf und Kleinwindkraft-Ertrag in den Systemvarianten

3.3.7 Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“

Die wesentlichen Eckpunkte der Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“ sind:

- Reduktion der PV-Fläche auf der Dachfläche mit Süd-Ausrichtung
- Errichtung einer Solarthermieanlage (Solarkollektoren und Pufferspeicher) auf der Dachfläche mit Süd-Ausrichtung für die Bereitstellung von Warmwasser
- Bereitstellung des Heizwärmbedarfs und ergänzende Warmwasserbereitstellung mittels einer Wärmepumpe
- Nutzung der verbleibenden Flächen (Dach- und Fassadenflächen) mit Süd-, Ost-, und West-Ausrichtung für Photovoltaik
- Ermittlung der direkten Nutzung des PV-Ertrages
- Ermittlung der Überschusseinspeisung des PV-Ertrages
- Ermittlung des über den Netzbezug gedeckten Strombedarfs
- Ermittlung des solaren Deckungsgrades für die Bereitstellung durch die Solarthermieanlage

Der Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“ sind in Tabelle 25 dargestellt. Der Strombedarf setzt sich aus dem allgemeinen Strombedarf (z.B. Strom für Kochzwecke, Strom für Beleuchtung) und dem Strombedarf für den Betrieb der Wärmepumpe zusammen. Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Warmwasserbedarf und dem Heizwärmebedarf zusammen.

In Tabelle 26 sind die installierten Systeme zur Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“ dargestellt. Die Bereitstellung des Warmwasserbedarfs erfolgt in Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“ mittels Solarthermie (Solarkollektoren und Pufferspeicher) und über eine Wärmepumpe für die ergänzende Warmwasserbereitstellung. Die Bereitstellung des Heizwärmebedarfs erfolgt gänzlich mittels einer Wärmepumpe.

Tabelle 25: Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Strombedarf gesamt [MWh/a]	6,9	7,5	6,2	73,1	17,5	105,8
Strombedarf allg. [MWh/a]	4,4	4,4	4,4	57,9	12,4	61,8
Strombedarf Wärme- pumpe [MWh/a]	2,5	3,0	1,8	15,2	5,1	44,0
Wärmebedarf gesamt [MWh/a]	7,2	9,2	6,7	49,3	17,5	124,8
Warmwasserbedarf [MWh/a]	1,8	3,2	3,9	24,7	8,4	25,8
Heizwärmebedarf [MWh/a]	5,4	6,0	2,7	24,6	9,0	98,9

Tabelle 26: Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
installierte Leistung WP [kW]	5,0	20,0	8,0	70,0	16,0	65,0
installierte Leistung PV gesamt [kWp]	23,7	40,0	10,6	89,0	22,7	107,8
installierte Fläche Solarthermie [m ²]	4	6	8	24	16	48
installiertes WW-Pufferspeichervolumen [m ³]	0,2	0,4	0,5	1,5	1	3
solare Deckung (WW) [%]	61	58,3	64	45,7	59,9	66,5
Spezifische Einstrahlung auf die Horizontale lt. T*Sol Expert 4.5 [kWh/m ² a]	1.189	1.036	1.084	1.084	1.089	1.108

In Tabelle 27 sind die Jahresstromerzeugungsmengen in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“ dargestellt. Bei der Jahreserzeugung der PV wird zwischen direkt genutztem Strom aus der PV und eingespeistem Strom aus der PV unterschieden. Direkt genutzt heißt, dass der erzeugte Strom der PV direkt vor Ort in der jeweiligen Systemvariante zum Zeitpunkt der Erzeugung benötigt wird. Die Jahreserzeugung PV eingespeist gibt die Menge an Strom aus der PV an die in das Stromnetz eingespeist wurde. Des Weiteren ist in Tabelle 27 die Menge an Strom die aus dem Stromnetz bezogen wird ausgewiesen. Diese gibt an wie viel Strom aus dem Stromnetz genutzt wurde in Zeiten in denen keine vollständige bzw. gar keine Bereitstellung mittels PV Anlage möglich ist.

Unter Berücksichtigung des jährlichen Strombedarfs und der jährlichen Stromerzeugung mittels PV wurde die jährliche Bilanz errechnet indem von der Jahresstromerzeugung mittels PV der Jahresstrombedarf subtrahiert wurde. Ergibt sich aus dieser Subtraktion ein positiver Wert, so gibt dieser jene Strommenge an die bilanziell gesehen, über den jährlichen Strombedarf hinausgehend mittels PV produziert wurde. Ergibt die Subtraktion einen negativen Wert, so konnte die Jahresstromerzeugung mittels PV bilanziell gesehen den Strombedarf in der jeweiligen Systemvariante nicht decken und die errechnete negative Strommenge musste über eine andere Stromerzeugungstechnologie im Kraftwerkspark bereitgestellt werden. Bei einer bilanziell über den Strombedarf hinausgehenden Strombereitstellung mittels PV wurde in der ökologischen Bewertung davon ausgegangen, dass dieser mittels PV erzeugte Strom die Strombereitstellung aus einem anderen Kraftwerk ersetzt. Die positive Jahresbilanz bildet die Grundlage für eine Amortisation der Treibhausgasemissionen aus der Errichtung, dem Betrieb und der Entsorgung der Gebäude.

In den Systemvarianten „S 1 – EFH Dalitz“, „S 2 – EFH Schlosser“ und „S 3 – EFH Weiland“ ergibt sich eine positive Jahresbilanz zwischen 3,2 bis 18,5 MWh/a, d.h. es wird mittels PV mehr Strom erzeugt als im Jahr benötigt wird. Bei den Systemvarianten „S 1 – EFH Dalitz“, „S 2 – EFH Schlosser“ und „S 3 – EFH Weiland“ handelt es sich um Einfamilienhäuser. In den Systemvarianten „S 4 – GWB Mühlweg“, „S 5 – VAG Leitl“ und „S 6 – Siedlung Teufenbach“ ergibt sich eine negative Jahresbilanz zwischen -2,0 bis -16,5 MWh/a, d.h. es wird mittels PV nicht genug Strom zur Deckung des Jahresstrombedarfs erzeugt. Abbildung 40 zeigt eine grafische Gegenüberstellung des Strombedarfs (allgemein und Wärmepumpe) und des PV-Ertrags (direkt genutzt und eingespeist).

Tabelle 27: Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Jahreserzeugung PV gesamt [MWh/a]	18,3	25,9	9,4	56,7	15,5	90,3
Jahreserzeugung PV direkt genutzt [MWh/a]	2,8	3,1	2,2	28,9	6,3	37,1
Jahreserzeugung PV eingespeist [MWh/a]	15,5	22,8	7,2	27,7	7,7	53,2
Strombedarf aus dem Stromnetz gedeckt [MWh/a]	4,1	4,4	3,9	44,3	11,3	68,7
Jahreserzeugung PV minus Strombedarf gesamt [MWh/a]	11,4	18,5	3,2	-16,5	-2,0	-15,5
Spezifische Einstrahlung auf die Horizontale laut PV*Sol Expert 5.0 [kWh/m²a]	1.233	1.077	1.209	1.209	1.089	1.199

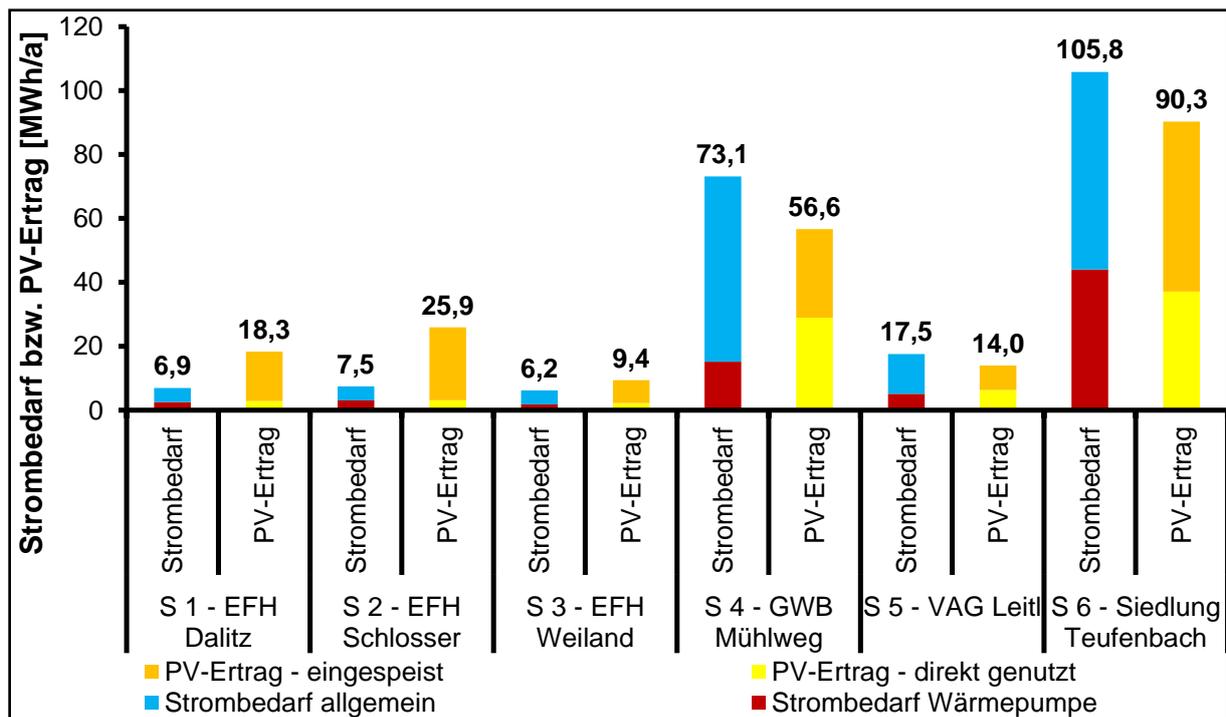


Abbildung 40: Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“ - Strombedarf und PV-Ertrag in den Systemvarianten

3.3.8 Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“

Die wesentlichen Eckpunkte der Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ sind:

- Reduktion der PV-Fläche auf der Dachfläche mit Süd-Ausrichtung
- Errichtung einer Solarthermieanlage (Solarkollektoren und Pufferspeicher) auf der Dachfläche mit Süd-Ausrichtung für die Bereitstellung von Warmwasser
- Bereitstellung des Heizwärmbedarfs und ergänzende Warmwasserbereitstellung mittels eines Pelletkessels
- Nutzung der verbleibenden Flächen (Dach- und Fassadenflächen) mit Süd-, Ost-, und West-Ausrichtung für Photovoltaik
- Ermittlung der direkten Nutzung des PV-Ertrages
- Ermittlung der Überschusseinspeisung des PV-Ertrages
- Ermittlung des über den Netzbezug gedeckten Strombedarfs
- Ermittlung des solaren Deckungsgrades für die Bereitstellung durch die Solarthermieanlage

Der Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ sind in Tabelle 28 dargestellt. Der Strombedarf setzt sich unter anderem aus Strom für Kochzwecke und Strom für Beleuchtung zusammen. Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Warmwasserbedarf und dem Heizwärmebedarf zusammen.

In Tabelle 29 sind die installierten Systeme zur Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ dargestellt. Die Bereitstellung des Warmwasserbedarfs erfolgt in Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ mittels Solarthermie (Solarkollektoren und Pufferspeicher) und über einen Pelletkessel für die ergänzende Warmwasserbereitstellung. Die Bereitstellung des Heizwärmebedarfs erfolgt gänzlich mittels eines Pelletkessels.

Tabelle 28: Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Strombedarf gesamt [MWh/a]	4,4	4,4	4,4	57,9	12,4	61,8
Strombedarf allg. [MWh/a]	4,4	4,4	4,4	57,9	12,4	61,8
Wärmebedarf gesamt [MWh/a]	7,2	9,2	6,7	49,3	17,5	124,8
Warmwasserbedarf [MWh/a]	1,8	3,2	3,9	24,7	8,4	25,8
Heizwärmebedarf [MWh/a]	5,4	6,0	2,7	24,6	9,0	98,9

Tabelle 29: Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
installierte Leistung WP [kW]	5,0	20,0	8,0	70,0	16,0	65,0
installierte Leistung PV gesamt [kWp]	23,7	40,0	10,6	89,0	20,2	107,8
installierte Fläche Solarthermie [m ²]	4	6	8	24	16	48
installiertes WW-Pufferspeichervolumen [m ³]	0,2	0,4	0,5	1,5	1	3
solare Deckung (WW) [%]	61	58,3	64	45,7	59,9	66,5
Spezifische Einstrahlung auf die Horizontale lt. T*Sol Expert 4.5 [kWh/m ² a]	1.189	1.036	1.084	1.084	1.089	1.108

In Tabelle 30 sind die Jahresstromerzeugungsmengen in den Systemvarianten für die Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ dargestellt. Bei der Jahreserzeugung der PV wird zwischen direkt genutztem Strom aus der PV und eingespeistem Strom aus der PV unterschieden. Direkt genutzt heißt, dass der erzeugte Strom der PV direkt vor Ort in der jeweiligen Systemvariante zum Zeitpunkt der Erzeugung benötigt wird. Die Jahreserzeugung PV eingespeist gibt die Menge an Strom aus der PV an die in das Stromnetz eingespeist wurde. Des Weiteren ist in Tabelle 30 die Menge an Strom die aus dem Stromnetz bezogen wird ausgewiesen. Diese gibt an wie viel Strom aus dem Stromnetz genutzt wurde in Zeiten in denen keine vollständige bzw. gar keine Bereitstellung mittels PV Anlage möglich ist.

Unter Berücksichtigung des jährlichen Strombedarfs und der jährlichen Stromerzeugung mittels PV wurde die jährliche Bilanz errechnet indem von der Jahresstromerzeugung mittels PV der Jahresstrombedarf subtrahiert wurde. Ergibt sich aus dieser Subtraktion ein positiver Wert, so gibt dieser jene Strommenge an die bilanziell gesehen, über den jährlichen Strombedarf hinausgehend mittels PV produziert wurde. Ergibt die Subtraktion einen negativen Wert, so konnte die Jahresstromerzeugung mittels PV bilanziell gesehen den Strombedarf in der jeweiligen Systemvariante nicht decken und die errechnete negative Strommenge musste über eine andere Stromerzeugungstechnologie im Kraftwerkspark bereitgestellt werden. Bei einer bilanziell über den Strombedarf hinausgehenden Strombereitstellung mittels PV wurde in der ökologischen Bewertung davon ausgegangen, dass dieser mittels PV erzeugte Strom die Strombereitstellung aus einem anderen Kraftwerk ersetzt. Die positive Jahresbilanz bildet die Grundlage für eine Amortisation der Treibhausgasemissionen aus der Errichtung, dem Betrieb und der Entsorgung der Gebäude.

In den Systemvarianten „S 1 – EFH Dalitz“, „S 2 – Schlosser“, „S 3 – Weiland“, „S 5 – VAG Leitl“ und „S 6 – Siedlung Teufenbach“ ergibt sich eine positive Jahresbilanz zwischen 1,5 bis 28,5 MWh/a, d.h. es wird mittels PV mehr Strom erzeugt als im Jahr benötigt wird. Bei den Systemvarianten „S 1 – EFH Dalitz“, „S 2 – Schlosser“ und „S 3 – Weiland“ handelt es sich um Einfamilienhäuser. In der Systemvariante „S 4 – GWB Mühlweg“ ergibt sich eine negative Jahresbilanz von -1,3 MWh/a, d.h. es wird mittels PV nicht genug Strom zur Deckung des Jahresstrombedarfs erzeugt. Abbildung 41 zeigt eine grafische Gegenüberstellung des Strombedarfs (allgemein und Wärmepumpe) und des PV-Ertrags (direkt genutzt und eingespeist).

Tabelle 30: Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“

	S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Jahreserzeugung PV gesamt [MWh/a]	18,3	25,9	9,4	56,7	15,5	90,3
Jahreserzeugung PV direkt genutzt [MWh/a]	1,9	1,9	1,7	23,7	4,8	23,8
Jahreserzeugung PV eingespeist [MWh/a]	16,5	24,0	7,7	33,0	9,2	66,5
Strombedarf aus dem Stromnetz gedeckt [MWh/a]	2,6	2,6	2,8	34,3	7,7	38,1
Jahreserzeugung PV minus Strombedarf gesamt [MWh/a]	13,9	21,5	5,0	-1,3	1,5	28,5
Spezifische Einstrahlung auf die Horizontale laut PV*Sol Expert 5.0 [kWh/m²a]	1.233	1.077	1.209	1.209	1.089	1.199

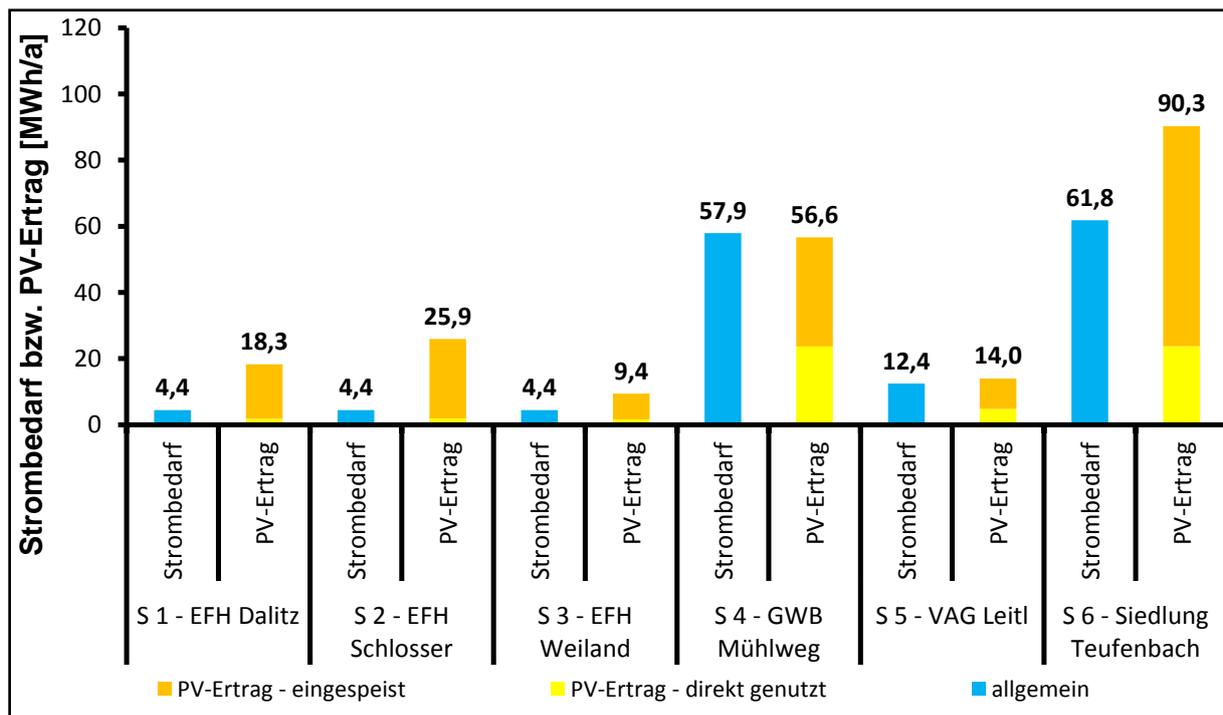


Abbildung 41: Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ - Strombedarf und PV-Ertrag in den Systemvarianten

3.3.9 Technologieoption “T 9 – Blockheizkraftwerk“

Für die Berechnungen in Technologieoption „T 9 – Blockheizkraftwerk“ wurden zur Strom- und Wärmeerzeugung zwei am Markt verfügbare Blockheizkraftwerke eingesetzt. Für die gewählten Blockheizkraftwerke wurden die Brennstoffe Pellets und Pflanzenöl betrachtet.

Die wesentlichen Eckpunkte der Technologieoption “T 9 – Blockheizkraftwerk“ sind:

- Installation eines Blockheizkraftwerks (BHKW) in den Systemvarianten S 4 – GWB Mühlweg, S 5 – VAG Leitl und S 6 – Siedlung Teufenbach
- Bereitstellung thermischer und elektrischer Energie für die Systemvarianten
- Ermittlung der mittels BHKW erzeugten elektrischen Energie
- Ermittlung der mittels BHKW erzeugten thermischen Energie

Der Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten 4, 5 und 6 für die Technologieoption “T 9 – Blockheizkraftwerk“ sind in Tabelle 31 dargestellt. Der Strombedarf setzt sich aus z.B. Strom für Kochzwecke, Strom für Beleuchtung zusammen. Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Warmwasserbedarf und dem Heizwärmebedarf zusammen.

In Tabelle 32 sind die Eckdaten der BHKW für die Strom- und Wärmebereitstellung in Technologieoption “T 9 – Blockheizkraftwerk“ dargestellt. Ziel der Technologieoption “T 9 – Blockheizkraftwerk“ war es die Eignung von Blockheizkraftwerken für den Einsatz in Plus-Energie-Gebäuden zu untersuchen. Konkret für die Gebäudetypen Geschosswohnbau

(Systemvariante „S 4 - GWB Mühlweg„), Siedlung (Systemvariante „S 6 - Siedlung Teufenbach“) und Veranstaltungsgebäude (Systemvariante „S 5 - VAG Leitl“). Für diese Bewertung wurde das Ingenieurbüro Mastermind GmbH [Mastermind, 2012] konsultiert. Um eine Aussage über die Möglichkeit des Einsatzes von Blockheizkraftwerken in den 3 zuvor genannten Systemvarianten zu treffen wurden theoretisch ermittelte Lastverläufe (elektrisch, thermisch) herangezogen.

Tabelle 31: Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 9 – Blockheizkraftwerk“

	S 4 - GWB Mühlweg -	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Strombedarf gesamt [MWh/a]	57,9	12,4	61,8
Strombedarf allg. [MWh/a]	57,9	12,4	61,8
Wärmebedarf gesamt [MWh/a]	49,3	17,5	124,8
Warmwasserbedarf [MWh/a]	24,7	8,4	25,8
Heizwärmebedarf [MWh/a]	24,6	9,0	98,9

Tabelle 32: Installierte BHKW für Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten „S 4 – GWB Mühlweg, „S 5 – VAG Leitl“ und „S 6 – Siedlung Teufenbach“

	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
Installierte thermische Leistung BHKW [kW]	16	16	45
Installierte elektrische Leistung BHKW [kW]	2	2	25

Abbildung 42 zeigt den wärmegeführten Betrieb (in blau) des mit Pellet betriebenen BHKW und den Wärmebedarf (in rot) für Systemvariante „S 4 – GWB Mühlweg“ über ein Jahr. Das BHKW könnte theoretisch ganzjährig (8.200 Stunden) betrieben werden. Nur im Hochsommer würde es stillstehen. Somit könnten etwa 97 % des jährlichen Wärmebedarfs und etwa 10 % des jährlichen Strombedarfs bereitgestellt werden [Mastermind, 2012].

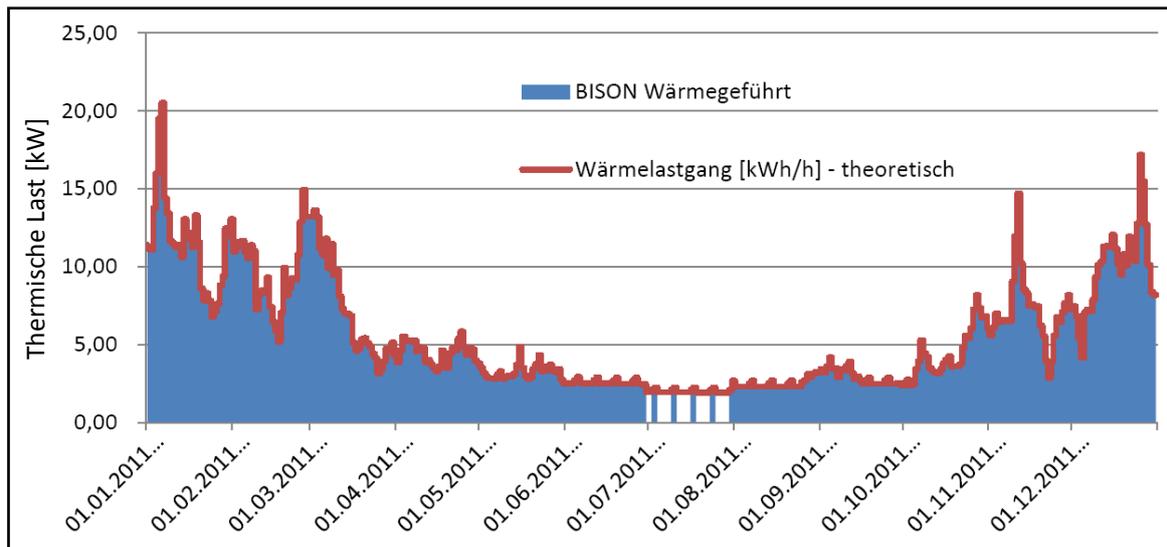


Abbildung 42: Technologieoption "T 9 – Blockheizkraftwerk" – wärmegeführter Betrieb des Pellet-BHKW's in Systemvariante „S 4 – GWB Mühlweg“ (Mastermind, 2012)

Abbildung 43 zeigt den wärmegeführten Betrieb (in blau) des BHKW und den Wärmbedarf (in rot) für Systemvariante „S 5 – VAG Leit!“ über ein Jahr. Das BHKW würde ab etwa November bis Ende März in Betrieb sein und könnte die Bereitstellung des Wärmbedarfs im Winter zu 100 % gewährleisten. Dabei würde das BHKW jedoch den Großteil der Zeit am unteren Betriebspunkt betrieben werden. Über das Jahr gesehen wäre das BHKW etwa 3.400 Stunden in Betrieb. Sie könnte so etwa 66 % des Wärmebedarfs und etwa 12 % des Strombedarfs bereitstellen. Aufgrund der Tatsache, dass die Anlage nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb ist und am unteren Betriebspunkt betrieben wird, stellt sich die Frage ob die Installation eines Pufferspeichers zu einem effizienteren Betrieb (Erhöhung des Nutzungsgrads) des BHKW beitragen könnte. Bei Installation eines Pufferspeichers könnte die Anlage 6 Stunden pro Tag bei Volllast betrieben werden und die Wärme im Pufferspeicher zwischenspeichern. Die ökonomische Sinnhaftigkeit ist jedenfalls für beide Varianten zu untersuchen [Mastermind, 2012]. In jedem Fall ist es in Systemvariante 5 bei einer wärmegeführten Betriebsweise nicht möglich mehr Strom zu erzeugen und energetisch zu einem „Plus-Energie-Gebäude“ zu werden.

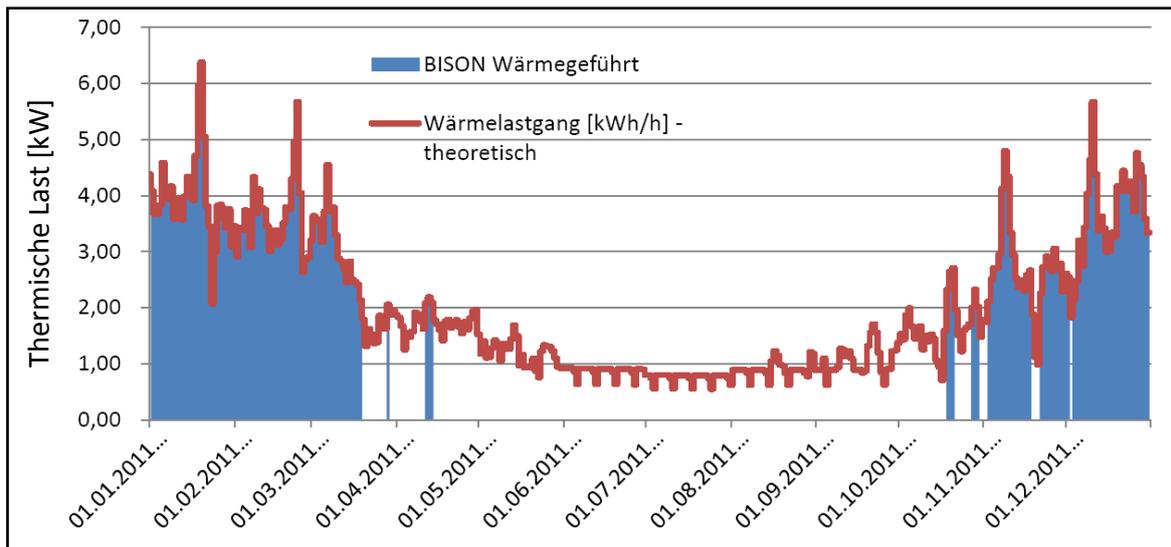


Abbildung 43: Technologieoption "T 9 – Blockheizkraftwerk" – wärmegeführter Betrieb des Pellet-BHKW's in Systemvariante „S 5 – VAG Leitl“ (Mastermind, 2012)

Abbildung 44 zeigt den jährlichen Verlauf des Wärmebedarfs (rot) und den thermischen Erzeugungsverlauf des installierten Pflanzenöl-BHKW (blau) im wärmegeführten Betrieb für Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“. Abbildung 45 zeigt ergänzend den jährlichen Verlauf des elektrischen Energiebedarfs (rot) und den elektrischen Erzeugungsverlauf des installierten BHKW (blau) im wärmegeführten Betrieb für Systemvariante 6.

Im Fall des wärmegeführten Betriebs könnte die Bereitstellung des Wärmebedarfs im Winter zu 100 % gewährleistet werden. Im selben Fall würde die Stromproduktion den Eigenbedarf teilweise übersteigen und müsste in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden (Mastermind, 2012).

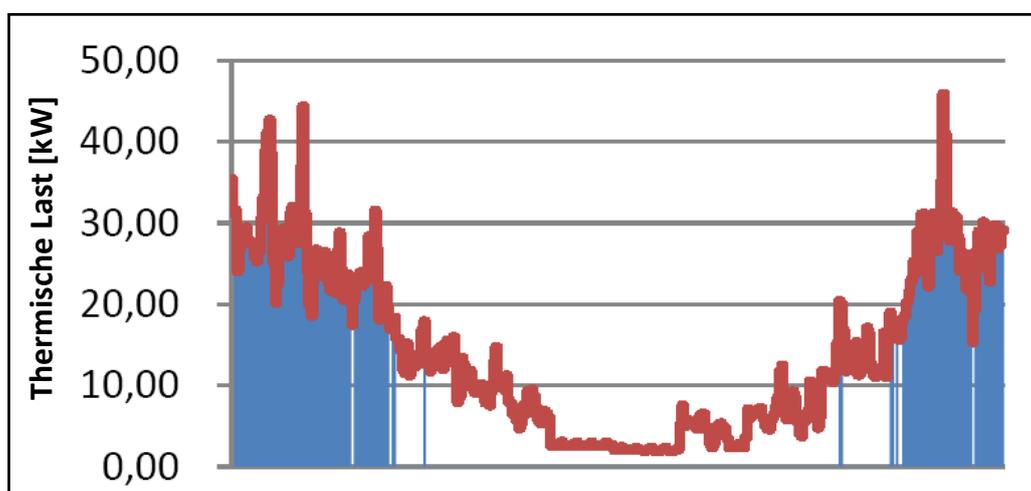


Abbildung 44: Technologieoption "T 9 – Blockheizkraftwerk" – wärmegeführter Betrieb des Pflanzenöl-BHKW's (25 kW_{el}) in Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ - Abdeckung des Wärmebedarfs (Mastermind, 2012)

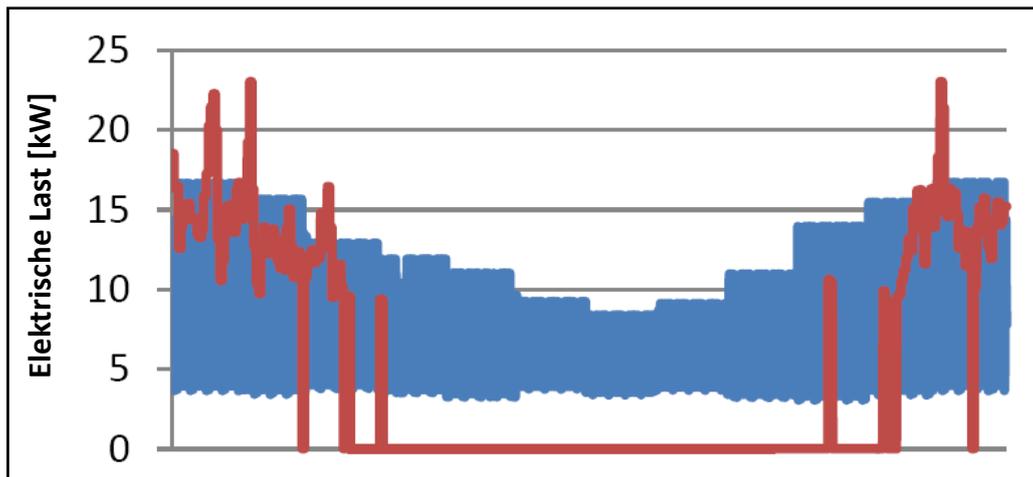


Abbildung 45: Technologieoption “T 9 – Blockheizkraftwerk“ – wärmegeführter Betrieb des Pflanzenöl-BHKW’s (25 kW_{el}) in Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ - Abdeckung des Strombedarfs (Mastermind, 2012)

3.3.10 Energiemanagement

Im gegenständlichen Projekt wurde von einem idealen Energiemanagement (verlustfreien Energiemanagement) ausgegangen. Beim **thermischen Energiemanagement** liegt das größte Potential zur Reduktion des Bedarfs an Primärenergie bei Gebäuden mit großen Unterschieden im gewünschten thermischen Energieverlauf des Gebäudes wie in Büro-, Schul-, Werkstatt- und Hotelgebäuden.

Um den Komfort durchgängig zu gewährleisten ist es notwendig Reserven zu führen. Die prädiktive Regelung hat zum Ziel die bedarfsgerechte Energiebereitstellung ohne unnötige Reserven und Bereitstellungsverluste zu regeln und bietet daher eine interessante Möglichkeit das thermische Energiemanagement bei Plus-Energie-Gebäuden zu bewerkstelligen (siehe Abbildung 46).



Abbildung 46: CES, Creativ Energy Systems

Bei Wohngebäuden fällt das Potential geringer als bei den genannten Gebäuden aus und wird mit steigender Anzahl der Bewohner geringer, da durch die unterschiedlichen Nutzungszeiten der Bewohner kaum Veränderungen der Parameter möglich sind.

Beim **elektrischen Energiemanagement** ist vor allem die effiziente Verwendung und Speichermöglichkeit der aus den Plus-Energie-Gebäuden gewonnenen und in das Netz eingespeisten Energie als einer der wichtigsten Punkte zu sehen. Das Speichern von

elektrischer Energie mit aktueller am Markt verfügbarer Technik ist derzeit noch mit sehr hohen Kosten verbunden. Nachstehend wurde eine Zusatzvariante mit einer Speicherung der elektrischen Energie untersucht.

Kombination PV max mit einem elektrochemischen Energiespeicher (Blei-Säure-Batterie)

Die wesentlichen Eckpunkte dieser Zusatzvariante sind:

- Nutzung der maximal verfügbaren Flächen (Dach- und Fassadenflächen) mit Süd-, Ost-, und West-Ausrichtung für Photovoltaik
- Einsatz eines elektrochemischen Energiespeichers zur gänzlichen Selbstversorgung mit PV-Energie
- Anschluss an das öffentliche Stromnetz zur Überschusseinspeisung von PV-Ertrag
- Ermittlung der direkten Nutzung des PV-Ertrages
- Ermittlung der in den elektrochemischen Energiespeicher geladenen PV-Energie
- Ermittlung der Überschusseinspeisung des PV-Ertrages in das öffentliche Stromnetz
- Ermittlung des über die Zwischenspeicherung im elektrochemischen Energiespeicher gedeckten Strombedarfs
- Wärmeversorgung gänzlich über einen Pelletkessel
- Anwendung für Systemvariante 1 EFH Dalitz

Der Strom- und Wärmebedarf in Systemvariante 1 für diese Zusatzvariante sind in Tabelle 33 dargestellt. Der Strombedarf setzt sich aus dem z.B. Strom für Kochzwecke, Strom für Beleuchtung zusammen. Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Warmwasserbedarf und dem Heizwärmebedarf zusammen.

In Abbildung 34 sind die installierten Systeme zur Strom- und Wärmebereitstellung in Systemvariante 1 für diese Zusatzvariante dargestellt. Die Wärmebereitstellung erfolgt in dieser Zusatzvariante mittels eines Pelletkessels. Die Strombereitstellung erfolgt über eine PV-Anlage und einen elektrochemischen Energiespeicher (Blei-Säure-Batterie). Die Kombination der PV-Anlage mit der Blei-Säure-Batterie soll eine kontinuierliche Versorgung mit PV-Strom gewährleisten. Das heißt bei hoher solarer Einstrahlung wird, sofern der PV-Ertrag den direkten Strombedarf übersteigt, der Überschuss für die Ladung der Blei-Säure-Batterie herangezogen. Für den Fall, dass die Blei-Säure-Batterie vollständig geladen ist wird der Überschuss in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Die Speicherkapazität der Blei-Säure-Batterie wurde so gewählt, dass selbst an mehreren Tagen mit schwacher solarer Einstrahlung eine gänzliche Versorgung mittels PV-Strom gewährleistet ist. Die Entladetiefe

der Blei-Säure-Batterie beträgt 80 % der verfügbaren Speicherkapazität, d.h. die Blei-Säure-Batterie wird solange entladen bis nur mehr 20 % der Speicherkapazität zur Verfügung stehen. Die exakte Speicherkapazität wurde mit Hilfe der Simulation mit PV*Sol Expert 5.0 ermittelt.

Tabelle 33: Strom- und Wärmebedarf in Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“ für Zusatzvariante

	S 1 - EFH Dalitz
Strombedarf gesamt [MWh/a]	4,4
Strombedarf allg. [MWh/a]	4,4
Wärmebedarf gesamt [MWh/a]	7,2
Warmwasserbedarf [MWh/a]	1,8
Heizwärmebedarf [MWh/a]	5,4

Tabelle 34: Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“ für Zusatzvariante

	S 1 - EFH Dalitz
installierte Leistung Pelletkessel [kW]	5,0
Pelletbedarf [t/a]	
installierte Leistung PV gesamt [kW]	25,9
Installierte Speicherkapazität Blei-Säure-Batterien [kWh]	105
Max. Entladetiefe [% d. Speicherkapazität]	80

In Tabelle 35 ist die Jahresstromerzeugungsmenge in Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“ für diese Zusatzvariante dargestellt. Bei der Jahresezeugung der PV wird zwischen direkt genutztem Strom aus der PV, Strom aus der PV zur Ladung der Blei-Säure-Batterie und eingespeistem Strom aus der PV unterschieden. Direkt genutzt heißt, dass der erzeugte Strom der PV direkt vor Ort in der jeweiligen Systemvariante zum Zeitpunkt der Erzeugung benötigt wird. Die Jahresezeugung PV Batterie geladen gibt die Menge an Strom aus PV an die für die Ladung der Blei-Säure-Batterie genutzt wurde. Die Jahresezeugung PV eingespeist gibt die Menge an Strom aus der PV an die in das Stromnetz eingespeist wurde. Des Weiteren ist in Tabelle 35 die Menge an Strom die aus der Blei-Säure-Batterie bezogen wurde ausgewiesen. Diese gibt an wie viel Strom aus der Blei-Säure-Batterie genutzt wurde in Zeiten in denen keine vollständige bzw. gar keine Bereitstellung mittels PV Anlage möglich war. Wie in Tabelle 35 und Abbildung 47 ersichtlich konnte in Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“ der Jahresstrombedarf von etwa 4,4 MWh zur Gänze über PV-Strom bereitgestellt werden. Entweder über die direkte Nutzung des PV-Ertrags (2,0 MWh) oder über die Nutzung von zwischengespeichertem PV-Strom aus der Blei-Säure-Batterie (2,4 MWh). An

dieser Stelle ist jedoch anzumerken, dass die Zwischenspeicherung mit Verlusten von etwa 0,6 MWh/a verbunden ist. Über das Jahr konnte zusätzlich zur Deckung des Strombedarfs ein PV-Ertrag von etwa 13,3 MWh in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Dies zeigt, dass bei ausreichend großer Dimensionierung eines elektrochemischen Energiespeichers eine Vollversorgung eines Einfamilienhauses mit PV-Strom bei gleichzeitiger „Plus-Energie-Produktion“ möglich ist. Jedoch sind die Verluste der Blei-Säure-Batterie mit etwa 18 % (bezogen auf die Ladeenergie) nicht zu vernachlässigen. Des Weiteren sollte je nach Bedarfsfall eine technische und wirtschaftliche Detailplanung durchgeführt werden.

Tabelle 35: Jahresstromerzeugung in Systemvariante 1 für Zusatzvariante

	S 1 - EFH Dalitz
Jahreserzeugung PV gesamt nach Wechselrichter [MWh/a]	18,7
Jahreserzeugung PV direkt genutzt [MWh/a]	2,0
Jahreserzeugung PV Batterie geladen [MWh/a]	3,4
Strombedarf aus der Batterie gedeckt [MWh/a]	2,4
Batterie Verluste [MWh/a]	0,6
Jahreserzeugung PV eingespeist [MWh/a]	13,3
Spezifische Einstrahlung auf die Horizontale laut PV*Sol Expert 5.0 [kWh/m²a]	1.233

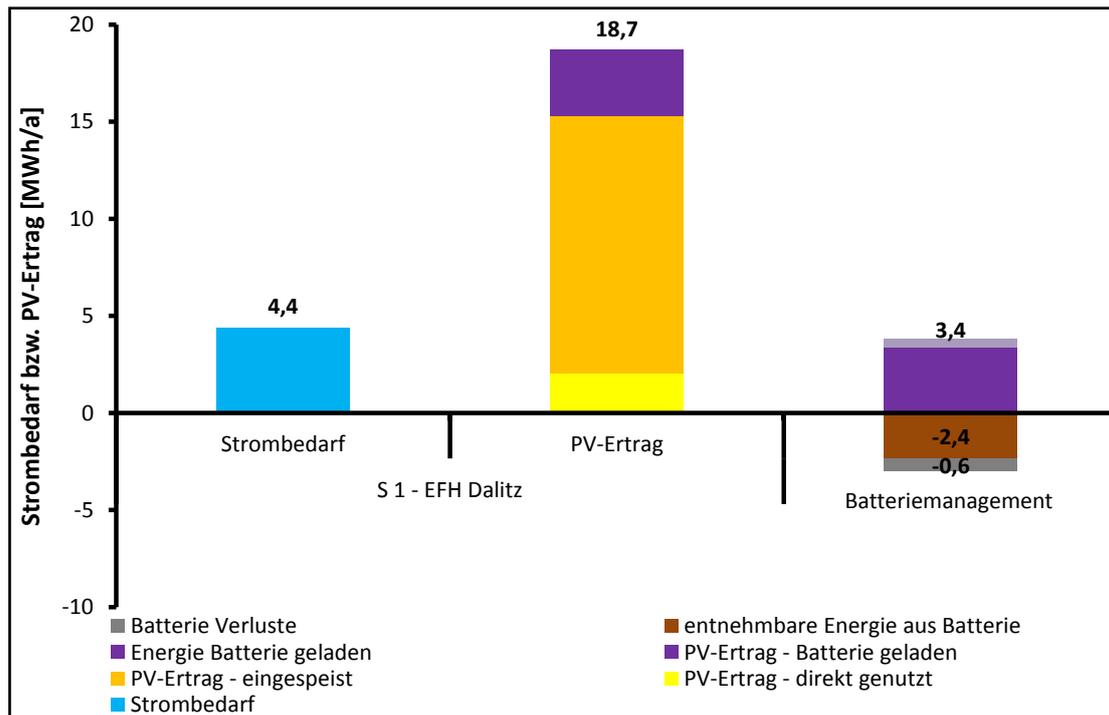


Abbildung 47: Zusatzvariante – Strombedarf, PV-Ertrag und Batteriemanagement in Systemvariante 1

3.3.11 Zusammenfassung der Ergebnisse

In Tabelle 36 ist die Jahresbilanz der Stromerzeugung und des Strombedarfs ausgewählter Technologieoptionen und Systemvarianten ersichtlich. Die Technologieoptionen und Systemvarianten in welchen eine „Plus-Energie-Produktion“ möglich ist sind grün hinterlegt. Es zeigt sich, dass für sämtliche Systemvarianten eine Technologieoption für die „Plus-Energie-Produktion“ vorhanden ist. Hier ist jedoch anzumerken, dass diese Ergebnisse eine Momentaufnahme für die ausgewählten Systemvarianten darstellt und keine pauschale Aussage über die Erreichung der „Plus-Energie-Produktion“ geben kann. Für jedes neu zu errichtende Gebäude ist in jedem Fall eine Detailplanung (Strombedarf, Wärmebedarf, elektrische Energiebereitstellung, thermische Energiebereitstellung) unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen am Standort (z.B. meteorologische Verhältnisse) erforderlich.

Tabelle 36: Jahresbilanz Stromerzeugung & Strombedarf der Technologieoptionen in den Systemvarianten

Technologieoptionen		Jahresbilanz Stromerzeugung & Strombedarf [MWh/a]					
		S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufen- bach
1	PV maximal + Wärmepumpe	13,4	22,5	4,4	-16,6	-2,2	-10,5
2	PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (Hzg + WW)	7,6	16,2	-1,5	-16,1	-7,3	-42,5
3	Kleinwindkraft + Wärmepumpe	-7,2	-8,3	-2,4	-72,4	-20,1	-112,6
4	PV maximal + Pelletkessel	16,6	26,6	7,2	2,7	5,6	40,5
5	PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (Hzg + WW)	9,5	17,9	-0,2	-2,3	-4,3	-16,3
6	Kleinwindkraft + Pelletkessel	-4,1	-4,1	0,4	-53,1	-12,3	-61,4
7	PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)	11,4	18,5	3,2	-16,5	-2,0	-15,5
8	PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)	13,9	21,5	5	-1,3	1,5	28,5

Nachfolgende Tabelle 37 zeigt die Zuordnung von in Frage kommenden Technologien für Plus-Energie-Gebäude und Gebäudetypen. Dabei wird bei den Technologien zwischen Technologien für die elektrische und thermische Energiebereitstellung unterschieden. Folgende Gebäudetypen im Niedrig- bzw. Passivhausstandard werden berücksichtigt:

- Einfamilienhaus
- Geschosswohnbau
- Veranstaltungsgebäude
- Reihenhaus-Siedlung

Diese Zuordnung gibt einen Überblick über die Erkenntnisse aus den Simulationen der Technologieoptionen für die einzelnen Systemvarianten.

Tabelle 37: Zuordnung Technologien für Plus-Energie-Gebäude und Gebäudetypen

	Elektrische Energiebereitstellung			Thermische Energiebereitstellung			
				Hauptsystem bzw. komplementär zu Solarthermie		In Kombination mit komplementärer thermischer Energiebereitstellung	
	Photo-voltaik	Wind-kraft	Blockheiz-kraftwerk	Wärme-pumpe	Pellet-kessel	Solar-thermie (Hzg & WW)	Solar-thermie (Hzg & WW)
Einfamilienhaus (NEH / PH-Standard)	✓	✓*	✗	✓	✓	✓	✓
Geschosswohnbau (NEH / PH-Standard)	✓	✗	✓*	✗	✓	✗	✗
Veranstaltungs-gebäude (NEH / PH-Standard)	✓	✗	✓*	✗	✓	✗	✗
Reihenhaus Siedlung (NEH / PH-Standard)	✓	✗	✓*	✗	✓	✗	✓

*...von den Rahmenbedingungen am Standort abhängig, Einsatz jeweils extra zu überprüfen
NEH / PH-Standard...Niedrigenergiehaus- bzw. Passivhausstandard

Basierend auf den Ergebnissen der technischen Bewertung können folgende Schlussfolgerungen getroffen werden:

- Allgemein ist eine elektrische „Plus-Energie-Produktion“ bei jedem der zuvor genannten Gebäudetypen möglich, jedoch muss bereits bei der Planung von Gebäuden die optimale Installation von Technologien berücksichtigt werden (z.B. Südausrichtung des Gebäudes, zur Verfügung stehende Flächen für die Installation von Solarthermieanlagen bzw. Photovoltaikanlagen) und auch der Energiebedarf sollte optimiert bzw. reduziert werden.

- Technologien zur elektrischen Energiebereitstellung
 - Photovoltaikanlagen eignen sich sehr gut für die elektrische Energiebereitstellung und in weiterer Folge für die „Plus-Energie-Produktion“, jedoch haben sie einen hohen Platzbedarf (Nachteil für Geschosswohnbau).
 - Der Einsatz von Kleinwindkraft ist stark abhängig von den Windverhältnissen am jeweiligen Standort und erfordert technische und wirtschaftliche Detailplanungen je nach geographischen und rechtlichen Rahmenbedingungen.

- Technologien zur thermischen Energiebereitstellung
 - Pelletkessel sind gegenüber Wärmepumpen zu bevorzugen, da der Einsatz von Wärmepumpen zu einer Erhöhung des Strombedarfs führt und in weiterer Folge die Möglichkeit der „Plus-Energie-Produktion“ reduziert
 - Die Installation von Solarthermieflächen steht in Flächenkonkurrenz zu Photovoltaikflächen
 - Der Einsatz von Solarthermieanlagen für die Warmwasserbereitstellung in Kombination mit dem Einsatz eines Pelletkessels zur Bereitstellung der Raumwärme ist gegenüber dem Einsatz einer Wärmepumpe für die Erreichung der elektrischen „Plus-Energie-Produktion“ zu bevorzugen (Wärmepumpe verursacht höheren Strombedarf)

3.4 Ökologische Bewertung der Systemvarianten mit verschiedenen Technologieoptionen

Aufbauend auf den Ergebnissen der technischen Bewertung wurde eine ökologische Bewertung durchgeführt. Dafür wurden für ausgewählte Kombinationen von Technologieoptionen und Systemvarianten die Entwicklung der THG-Emissionen und des Primärenergiebedarfs über den gesamten Gebäudelebenszyklus (Errichtung, Betrieb, Abbruch) abgeschätzt.

Für die ökologische Bewertung wurden jene Kombinationen von Technologieoptionen und Systemvarianten ausgewählt, die in der Betriebsphase eine positive Jahresbilanz der Stromerzeugung ergeben. D.h. es wird in einem Betriebsjahr mehr Strom durch die am Gebäude installierte Stromerzeugungstechnologie produziert, als von den Bewohnern benötigt wird. Durch diesen „Überschussstrom“ kann die Stromerzeugung aus anderen Energieträgern vermieden werden. Basiert die vermiedene Stromerzeugung zumindest teilweise auf fossilen Energieträgern, können THG-Emissionen eingespart werden. Zur Erreichung eines „THG-neutralen-Gebäudes“ müssen in der Betriebsphase des Gebäudes mehr THG-Emissionen eingespart werden, als durch die Errichtung, den Betrieb und den Abbruch des Gebäudes entstehen.

In der ökologischen Bewertung wurde bestimmt, ob die untersuchten Kombinationen von Systemvarianten und Technologieoptionen den Status eines „THG-neutralen-Gebäudes“ erreichen bzw. wie viel Überschussstrom in der Betriebsphase erzeugt werden muss, um am Ende der Gebäudelebensdauer den Punkt der THG-Neutralität zu erreichen.

Zur Untersuchung des Einflusses des gewählten Indikators für die Bewertung wurden dieselben Betrachtungen auch auf Basis des Primärenergiebedarfs durchgeführt. D.h. es wurde bestimmt, ob der vermiedene Primärenergiebedarf in der Betriebsphase höher ist, als der für Errichtung, Betrieb und Abbruch des Gebäudes benötigte Primärenergiebedarf.

Tabelle 38 gibt einen Überblick über 31 Kombinationen von Systemvarianten und Technologieoptionen für die eine ökologische Bewertung durchgeführt wurde. Die Technologieoption 3a und 6a sind Varianten der Technologieoption 3 und 6, bei denen die installierte Windkraftleistung von 10 kW auf 30 kW erhöht wurde. Die Technologieoptionen 4a, 5a und 8a sind Varianten der Technologieoptionen 4, 5 und 8 bei denen die Möglichkeit der Referenznutzung der Biomasse zur Wärmeerzeugung mitberücksichtigt wurde.

Tabelle 38: Kombinationen von Technologieoptionen und Systemvarianten für die die Entwicklung von THG-Emissionen und Primärenergiebedarf über den gesamten Gebäudelebenszyklus untersucht wurden

Technologieoptionen		S 1 - EFH Dalitz	S 2 - EFH Schlosser	S 3 - EFH Weiland	S 4 - GWB Mühlweg	S 5 - VAG Leitl	S 6 - Siedlung Teufenbach
1	PV maximal + Wärmepumpe	x	x	x	-	-	-
2	PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (Hzg&WW)	x	x	-	-	-	-
3	Kleinwindkraft 10kW + Wärmepumpe	-	-	-	-	-	-
3a	Kleinwindkraft 30kW + Wärmepumpe	-	-	x	-	-	-
4	PV maximal + Pelletkessel ¹	x	x	x	x	x	x
4a	PV maximal + Pelletkessel ²	x	x	-	-	-	x
5	PV reduziert + Pelletkessel ¹ + Solarthermie (WW + Hzg)	x	x	-	-	-	-
5a	PV reduziert + Pelletkessel ² + Solarthermie (WW + Hzg)	x	x	-	-	-	-
6	Kleinwindkraft 10kW + Pelletkessel ¹	-	-	-	-	-	-
6a	Kleinwindkraft 30kW + Pelletkessel ¹	-	-	x	-	-	-
7	PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)	x	x	x	-	-	-
8	PV reduziert + Pelletkessel ¹ + Solarthermie (WW)	x	x	x	-	x	x
8a	PV reduziert + Pelletkessel ² + Solarthermie (WW)	x	x	-	-	-	x

¹Referenznutzung Biomasse: natürliche Oxidation

²Referenznutzung Biomasse: Wärmeerzeugung

Bei der Durchführung der ökologischen Bewertung wurden die Systemgrenzen stufenweise erweitert:

Stufe 1 – „Strom (ohne Eigenbedarf)“: In der ersten Stufe wurde nur die Technologie zur Stromerzeugung betrachtet. D.h. es wurde der Herstellungs- und Entsorgungsaufwand für die Stromerzeugungsanlage berücksichtigt. In der Betriebsphase wird der gesamte erzeugte Strom eingespeist und dadurch THG-Emissionen durch den Ersatz fossiler Energieträger vermieden.

Stufe 2 – „Strom + Wärme - Eigenbedarf“: In der zweiten Stufe wird der Herstellungs- und Entsorgungsaufwand für die Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung berücksichtigt. In der Betriebsphase wird nur der Überschussstrom eingespeist und die THG-Emissionen für die Wärmeversorgung des Gebäudes miteinbezogen.

Stufe 3 – „Strom + Wärme - Eigenbedarf + Gebäude“: In der dritten Stufe entspricht die Betriebsphase der Stufe 2. Beim Herstellungs- und Entsorgungsaufwand wird zusätzlich auch das Gebäude mitberücksichtigt.

In der Folge werden die Ergebnisse anhand ausgewählter Kombinationen von Systemvarianten und Technologieoptionen dargestellt. Die Auswertungen für alle untersuchten Kombinationen sind in Anhang 8.2 dargestellt.

3.4.1 Kumulierte THG-Emissionen und Primärenergiebedarf der Systemvariante „S 1 - EFH Dalitz“

Abbildung 48 zeigt die Ergebnisse für Stufe 1 – 3 für die Systemvariante „S 1 - EFH Dalitz“ und die Technologieoption „T 1 - PV maximal + Wärmepumpe“. In Stufe 1 – „Strom (ohne Eigenbedarf)“ kann nach ca. 3 Jahren Betrieb der PV-Anlage, der Punkt der THG-Neutralität erreicht. D.h. die mit der Herstellung der PV-Anlage verbundenen THG-Emissionen können nach ca. 3 Jahren durch den mit der PV-Anlage erzeugten Strom kompensiert werden, unter der Annahme, dass Strom aus einem Erdgas-GuD-Kraftwerk ersetzt wird. In Stufe 2, bei Berücksichtigung des gesamten Energieaufwands in der Nutzungsphase des Gebäudes (Strom + Wärme - Eigenbedarf) wird der Punkt der THG-Neutralität nach ca. 6 Jahren erreicht. In Stufe 3, bei Mitberücksichtigung von Gebäudeerrichtung/-abbruch, wird nach ca. 14 Jahren der Punkt der THG-Neutralität erreicht. Am Ende der Gebäudelebensdauer beträgt die THG-Reduktion ca. 180 t CO₂-Äq. Die Systemvariante „S 1 - EFH Dalitz“ mit der Technologieoption „T 1 - PV maximal und Wärmepumpe“ und ist bei Bezug und Ersatz von Strom aus einem Erdgas-GuD-Kraftwerk ein THG-neutrales Gebäude.

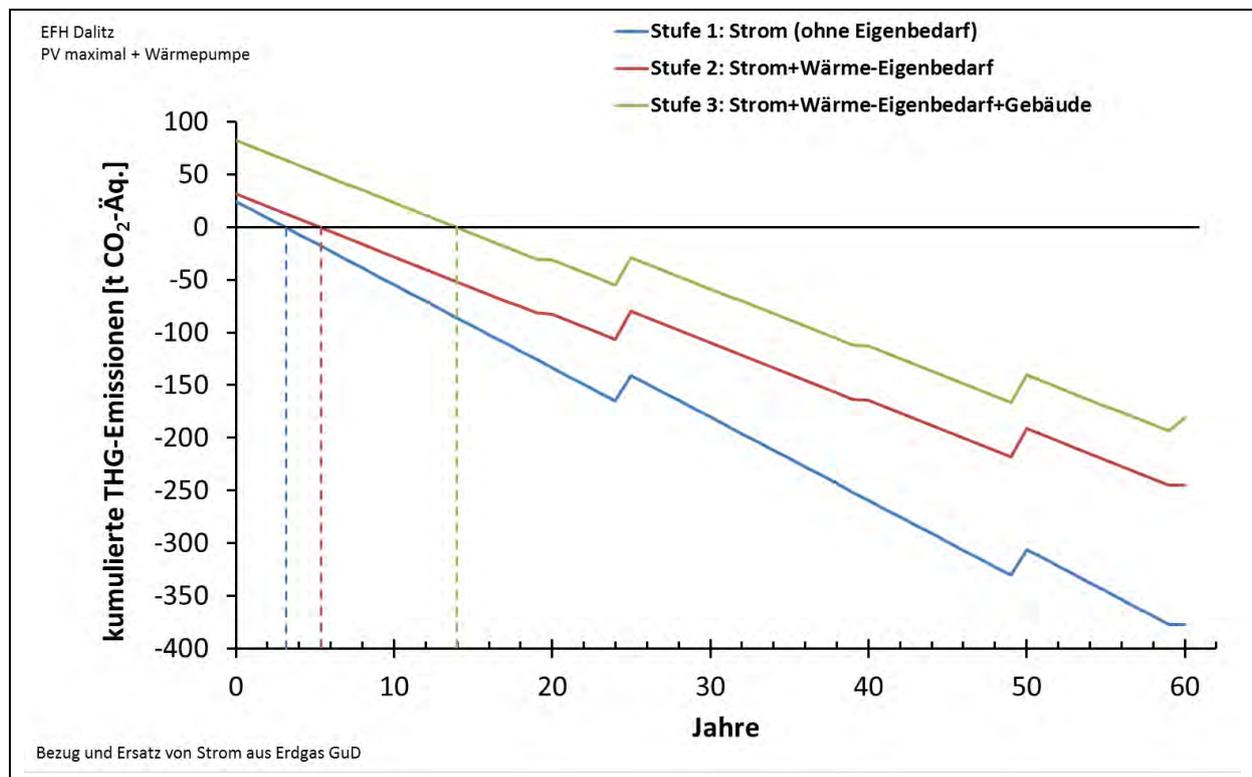


Abbildung 48: Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 1, 2 und 3) für die Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“ und die Technologieoption „T 1 - PV maximal + Wärmepumpe“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)

In Abbildung 49 sind die kumulierten THG-Emissionen, der Stufe 3, für sechs verschiedene Technologieoptionen für die Systemvariante „S 1 - EFH Dalitz“ dargestellt. Bei Bezug und Ersatz von Strom aus einem Erdgas-GuD-Kraftwerk erreicht das Gebäude die THG-Neutralität nach 11 bis 34 Jahren, abhängig von der gewählten Technologieoption. Die Technologieoptionen mit reduzierter PV-Fläche und einer Solarthermieanlage zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung (T 2 und T 5) erreichen den Punkt der

THG-Neutralität später als die Technologieoption mit maximaler PV-Fläche oder wesentlich kleiner dimensionierter Solarthermieanlage für reine Warmwasserbereitung (T 1, T 4, T 7 und T 8). Durch die solarthermische Wärmeerzeugung reduzieren sich die THG-Emissionen der Herstellung und in der Betriebsphase. Es steht jedoch eine geringere Fläche für die Stromerzeugung mit PV-Anlagen zur Verfügung. Dadurch ergibt sich eine geringere Menge an vermiedenen THG-Emissionen durch den Ersatz fossiler Energieträger. Bei Bezug und Ersatz von Strom aus einem Erdgas-GuD-Kraftwerk hat die Reduktion der Stromerzeugung einen größeren Einfluss auf die THG-Emissionsentwicklung als die geringeren THG-Emissionen der Wärmeerzeugung. Zu beachten ist jedoch, dass alle betrachteten Technologieoptionen grundsätzlich bereits niedrige THG-Emissionen für die Wärmeerzeugung aufweisen (Pelletkessel, Solarthermieanlage, Wärmepumpe). Am vorteilhaftesten erscheint für die „Systemvarianten 1 - EFH Dalitz“ bei der nach 11 Jahren der Punkt der THG-Neutralität erreicht wird.

Wird der gesamte Primärenergiebedarf (nicht erneuerbarer Anteil + erneuerbarer Anteil) betrachtet, wie in Abbildung 50 dargestellt, relativiert sich dieser Vorteil jedoch. Die Technologieoptionen mit einem Pelletkessel (T 4, T 5 und T 8) liegen in einem ähnlichen Bereich, wie die Technologieoptionen mit Wärmepumpe (T 1, T 2 und T 7). Der Einfluss der vermiedenen Stromerzeugung ist jedoch auch hier deutlich zu erkennen. Die Technologieoptionen mit geringerer Überschussstromerzeugung (T 5 und T 2) können innerhalb von 60 Jahren den Nullpunkt der kumulierten Primärenergieerzeugung nicht erreichen.

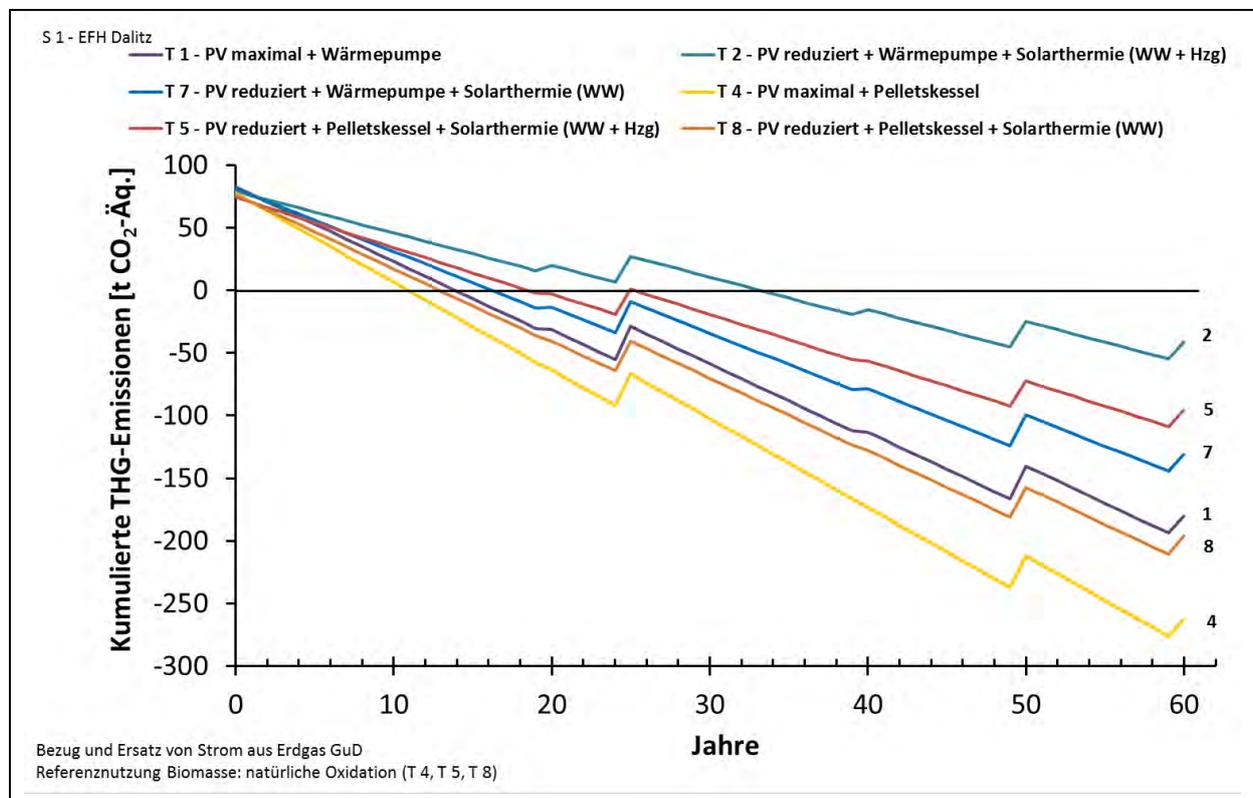


Abbildung 49: Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von sechs verschiedenen Technologieoptionen für die Systemvariante „ S 1 - EFH Dalitz“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)

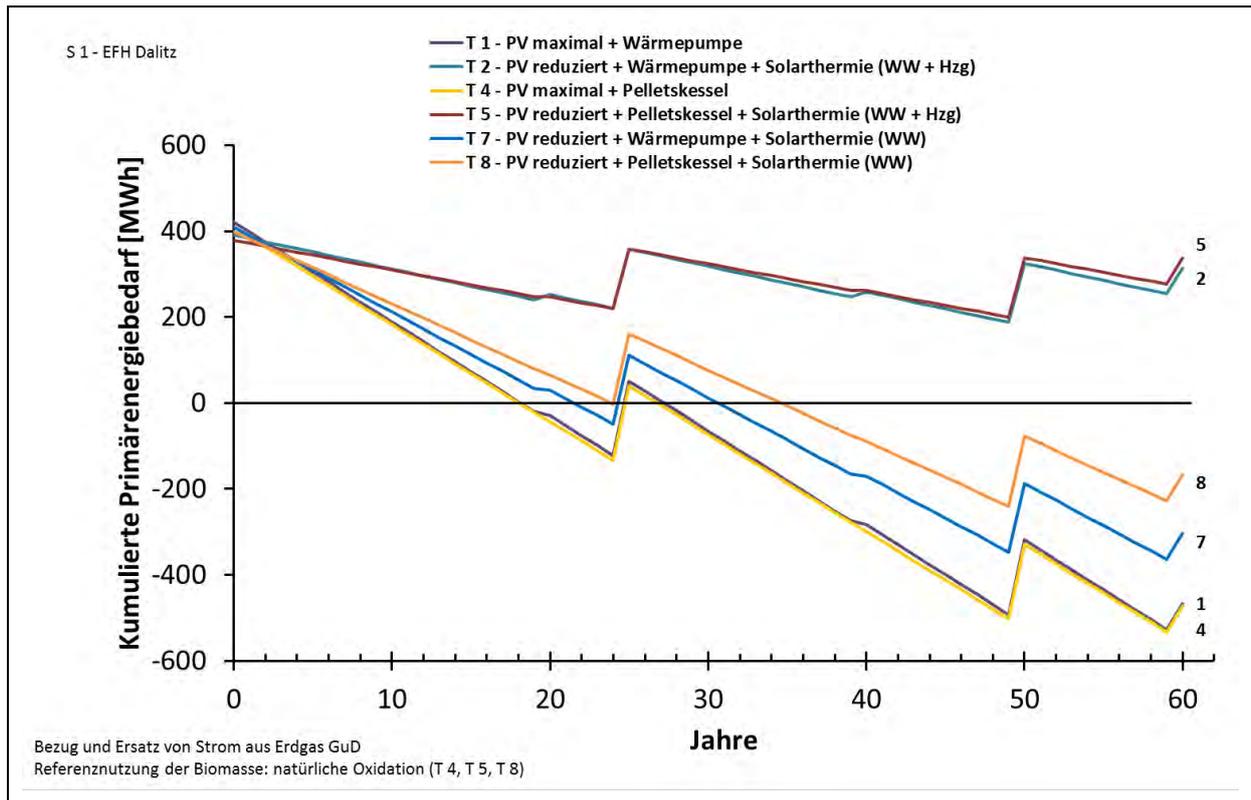


Abbildung 50: Kumulierter Primärenergiebedarf (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von sechs verschiedenen Technologieoptionen für die Systemvariante „S 1 EFH Dalitz“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)

3.4.2 Kumulierte THG-Emissionen und Primärenergiebedarf der Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“

In [Abbildung 51](#) sind die kumulierten THG-Emissionen, der Stufe 3, für die Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“ in Kombination mit sechs verschiedenen Technologieoptionen dargestellt. Es zeigt sich ein ähnliches Bild, wie für die zuvor beschriebene Systemvariante „S 1 - EFH Dalitz“. Die Reduktion der PV-Fläche und die damit verbundene Reduktion des Überschussstroms wirkt sich auf die kumulierten THG-Emissionen stärker aus, als die Reduktion der THG-Emissionen für die Wärmebereitstellung durch die Errichtung einer Solarthermie-Anlage für Warmwasser und Heizungsunterstützung (T 2 und T 5). Die Technologieoptionen mit Pelletkessel (T 4, T 5 und T 8) erreichen die THG-Neutralität früher als die entsprechenden Technologieoptionen mit Wärmepumpe (T 1, T 2 und T 7).

Auch bei diesem Beispiel relativiert sich der Vorteil der Technologieoptionen mit Pelletkessel, wenn der Primärenergiebedarf (nicht erneuerbar + erneuerbar) betrachtet. Die Ergebnisse in [Abbildung 52](#) zeigen, dass keine eindeutige Aussage gemacht werden kann zum Vergleich von Pelletkessel und Wärmepumpe. Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ und „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ erreichen den Nullpunkt des kumulierten Primärenergiebedarfs zum gleichen Zeitpunkt. Für die Technologieoptionen mit Solarthermieanlage zur reinen Warmwasserbereitung (T 7 und T 8) zeigt die Wärmepumpe einen Vorteil, während für die Technologieoptionen mit Solarthermieanlage zur

Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung (T 2 und T 5) der Pelletkessel vorteilhaft erscheint.

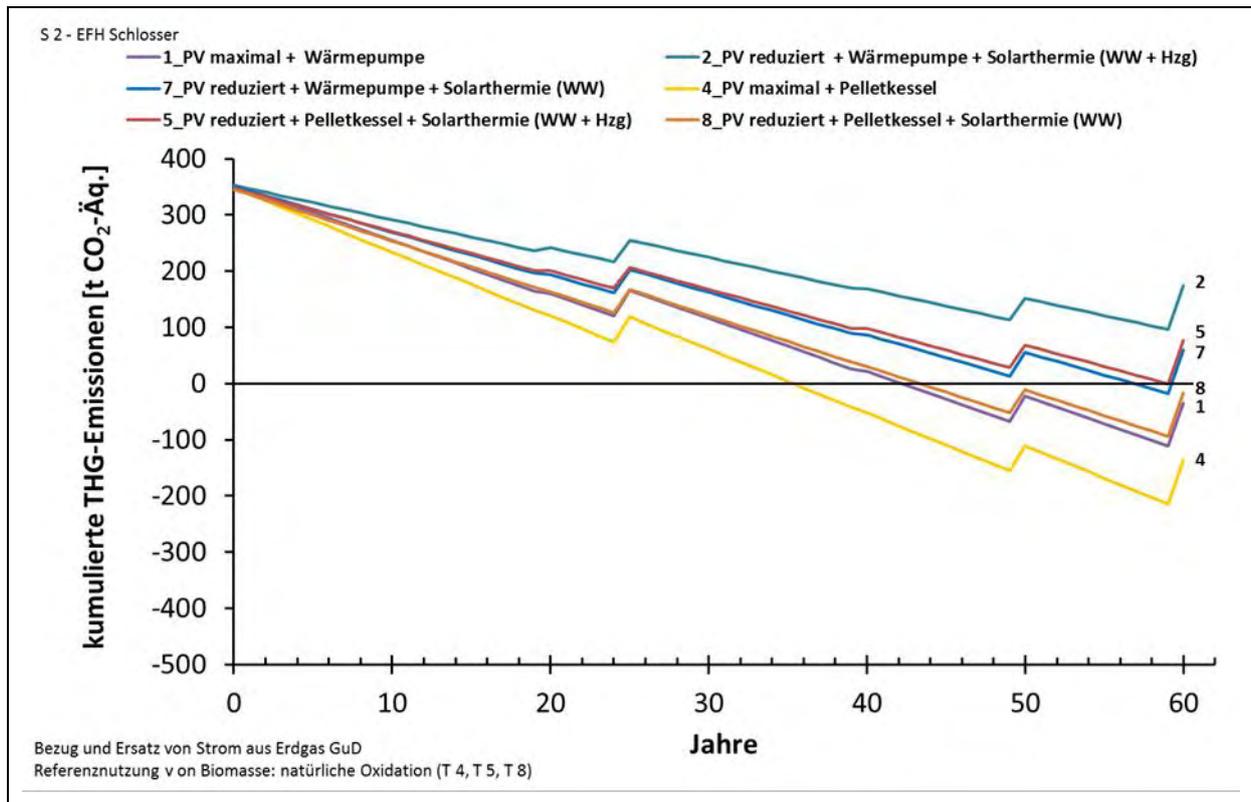


Abbildung 51: Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von sechs verschiedenen Technologieoptionen für die Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)

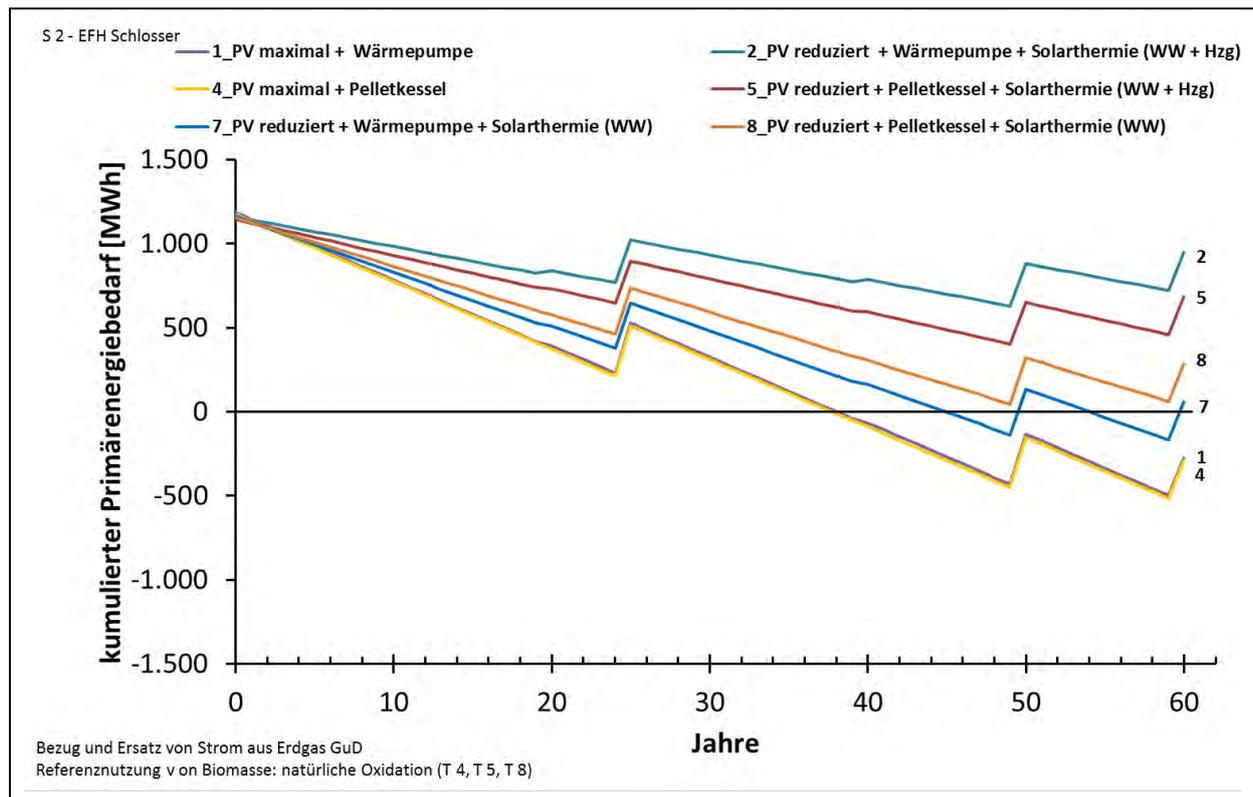


Abbildung 52: Kumulierter Primärenergiebedarf (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von sechs verschiedenen Technologieoptionen für die Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)

3.4.3 Kumulierte THG-Emissionen der Systemvariante „S 3 - EFH Weiland“ in Kombination mit Kleinwindkraft

Für die Technologieoption „T 3 - Kleinwindkraft + Wärmepumpe“ und die Technologieoption „T 6 - Kleinwindkraft + Pelletkessel“ ergab die technische Bewertung für die untersuchten Systemvarianten keine Überschussstromerzeugung. Als Variante für die ökologische Bewertung wurde für die Systemvariante „S 3 - EFH Weiland“ die installierte Leistung der Kleinwindkraftanlage von 10 kW auf 30 kW erhöht (Technologieoption T 3a und T 6a). Für die Technologieoption „T 3a – Kleinwindkraft (30 kW) + Wärmepumpe“ sind die Ergebnisse in [Abbildung 53](#) dargestellt. In der Stufe 1, bei reiner Betrachtung der Kleinwindkraftanlage, kann die Anlage im 2. Jahr den Punkt der THG-Neutralität erreichen. In Stufe 2, bei Berücksichtigung des Strom- und Wärmebedarfs des Gebäudes, erreicht die Technologieoption nach 20 Jahren am Ende ihrer Lebensdauer die THG-Neutralität. Wird der Herstellungs- und Entsorgungsaufwand für das Gebäude mitberücksichtigt, ist mit dieser Technologieoption für die Systemvariante „EFH Weiland“ kein THG-neutrales-Gebäude möglich.

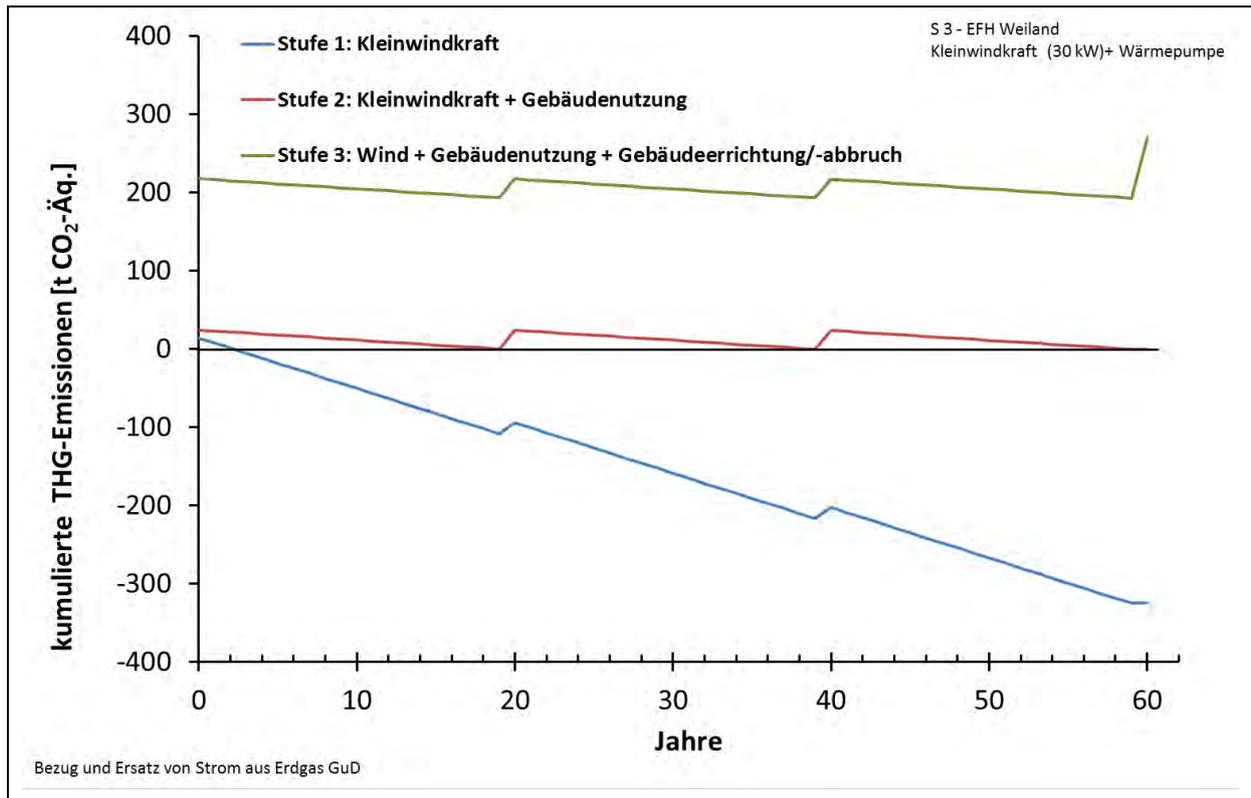


Abbildung 53: Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 1, 2 und 3) der Technologieoption „T 3a – Kleinwindkraft (30 kW) + Wärmepumpe“ für die Systemvariante „S - 3 EFH Weiland“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)

3.4.4 Kumulierte THG-Emissionen der Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“

Für die Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ ergab die technische Bewertung eine Überschussstromerzeugung für die Technologieoptionen „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ und „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“. Die Ergebnisse für die kumulierten THG-Emissionen dieser Technologieoptionen sind in [Abbildung 54](#) dargestellt. In beiden Fällen ist die Überschussstromerzeugung zu gering, um die Treibhausgasemissionen der Siedlung aus Errichtung, Betrieb und Abbruch zu kompensieren. Geschosswohnbauten oder Mehrfamilienhäuser weisen in Hinblick auf Wärmeverluste oft ein günstigeres Oberflächen- zu Volumenverhältnis auf als Einfamilienhäuser. Für die Bereitstellung von Überschussstrom mit PV-Anlagen, wirkt sich diese Situation jedoch nachteilig aus. Die bei Geschosswohnbauten und Mehrfamilienhäusern für die Installation von PV-Anlagen zur Verfügung stehende Gebäudehülle ist im Vergleich zum Energiebedarf geringer als bei Einfamilienhäusern. Dieselbe Schlussfolgerung wurde auch von (Voss, et al., 2011) getroffen.

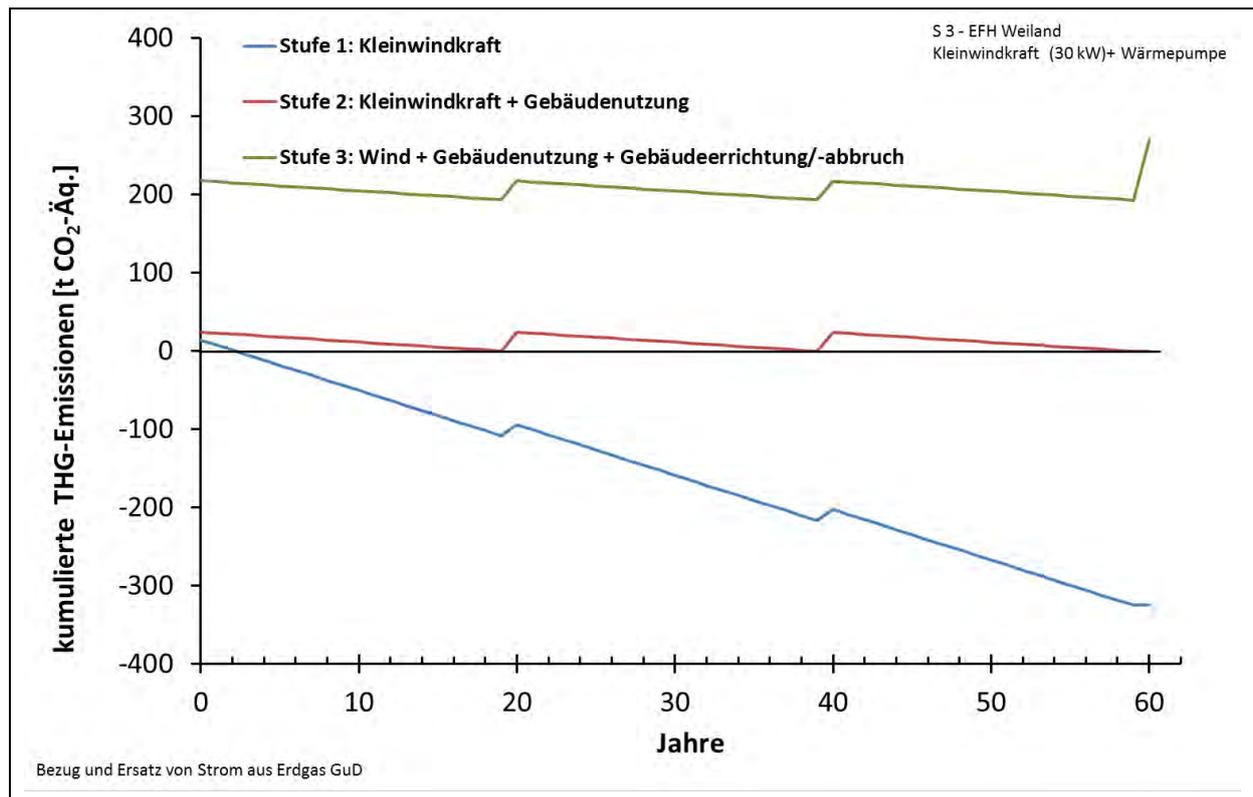


Abbildung 54: Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von zwei verschiedenen Technologieoptionen für die Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)

3.4.5 Einfluss der Art der Stromerzeugung

Abbildung 55 und Abbildung 56 zeigen den Einfluss der Art der Stromerzeugung, die durch den am Gebäude erzeugten Überschussstrom vermieden werden kann, am Beispiel der Systemvarianten „S 1 – EFH Dalitz“ und „S 2 – EFH Schlosser“. Bei Ersatz des österreichischen Strommix - mit deutlich niedrigeren THG-Emissionen mit 270 g CO₂-Äq. / kWh (Beermann et al, 2010) im Vergleich zu Strom aus einem Erdgas-GuD-Kraftwerk mit 442 g CO₂-Äq. / kWh (Umweltbundesamt GmbH, 2010) – verzögert sich die Erreichung der THG-Neutralität bei der Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“ im Durchschnitt um ca. 20 Jahre. Mit der Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW & Hzg) kann die THG-Neutralität innerhalb der Gebäudelebensdauer nicht erreicht werden. Bei der Systemvariante „S 2 – EFH Schlosser“ kann bei Ersatz des österreichischen Strommix mit keiner Technologieoption die THG-Neutralität innerhalb von 60 Jahren erreicht werden.

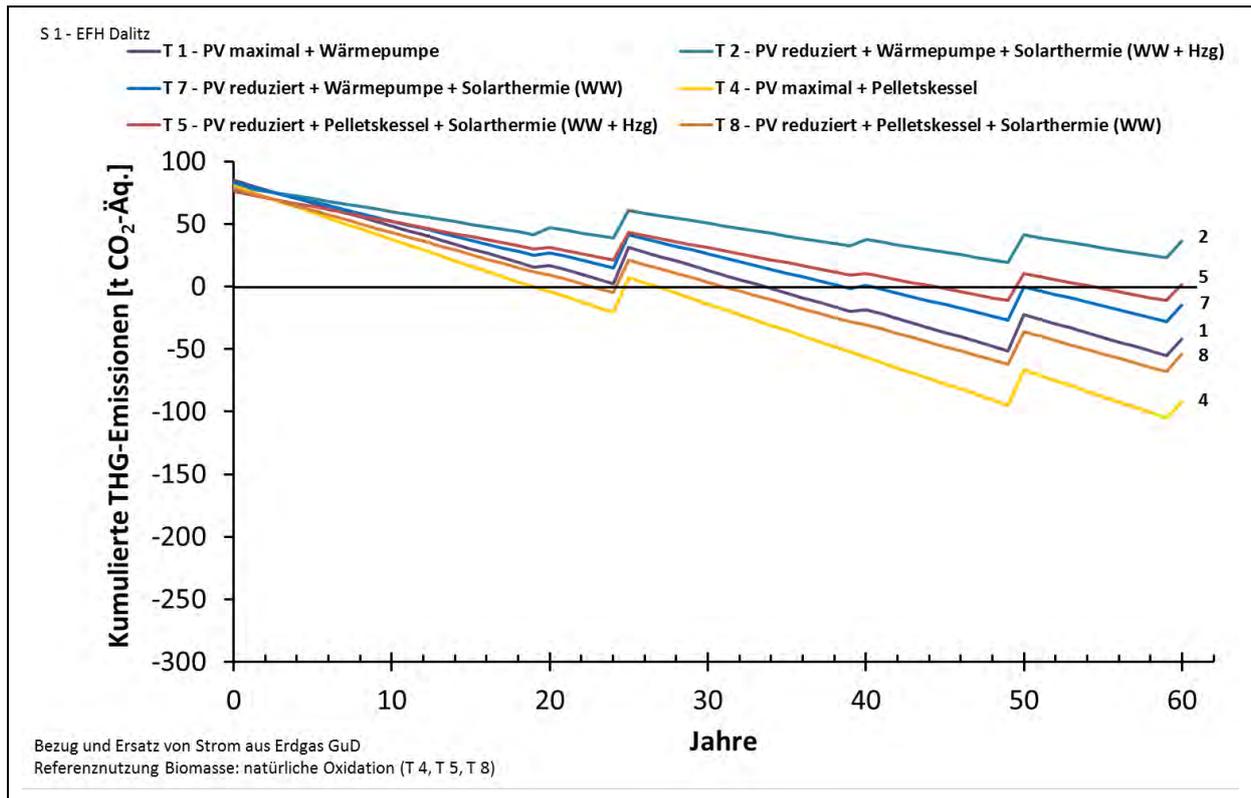


Abbildung 55: Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von sechs verschiedenen Technologieoptionen für die „S 1 - EFH Dalitz“ (Bezug und Ersatz von Österreichischem Strommix)

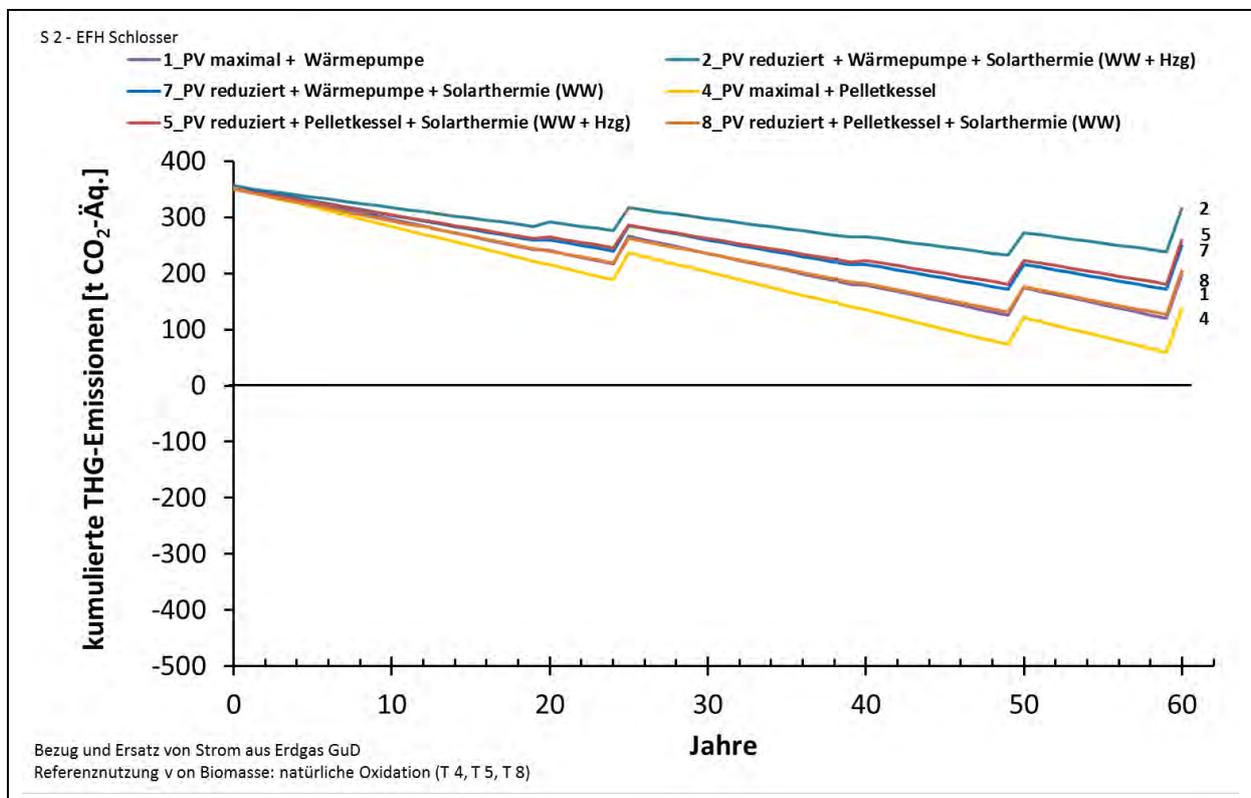


Abbildung 56: Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von sechs verschiedenen Technologieoptionen für die „S 2 - EFH Schlosser“ (Bezug und Ersatz von Österreichischem Strommix)

3.4.6 Einfluss der Referenznutzung der Biomasse

Von den Energieträgern, die in den untersuchten Technologieoptionen zum Einsatz kommen, hat die Biomasse eine besondere Stellung. Solare Strahlung (PV, Solarthermie), Wind (Kleinwindkraftanlage) und Erdwärme (Wärmepumpe) stehen in unmittelbarer Umgebung des Gebäudes zur Verfügung. Die Biomasse in Form von Pellets für den Betrieb eines Pelletkessel wird dem Gebäude jedoch kontinuierlich über die Systemgrenzen hinweg zugeführt.

In Abbildung 57 ist dieser Sachverhalt am Beispiel der Technologieoption „T 4 - PV maximal + Pelletkessel“ dargestellt. Die benötigte Wärme wird über die Biomasse abgedeckt und über die Gebäudengrenze dem System zugeführt. Der Strombedarf kann teilweise durch die PV-Anlage abgedeckt werden (innerhalb des Systems) und teilweise wird Strom aus dem Netz bezogen (über Systemgrenze). Über ein Jahr betrachtet wird jedoch durch die PV-Anlage mehr Strom erzeugt als benötigt wird und durch den eingespeisten Überschussstrom können THG-Emissionen vermieden werden.

Abbildung 58 zeigt im Vergleich die Situation für die Technologieoption „T°1 – PV maximal + Wärmepumpe“. Die Deckung des Wärmebedarfs erfolgt mit einer Wärmepumpe, die Erdwärme und elektrische Energie zur Wärmeerzeugung nutzt. Dadurch verringert sich im Vergleich zur Technologieoption mit Pelletkessel der Überschussstrom, der ins Netz eingespeist werden kann und in Folge auch die vermiedenen THG-Emissionen.

Für den Vergleich der Technologieoptionen T 4 und T 1 mit der Methode der Lebenszyklusanalyse muss aus methodischer Sicht auch berücksichtigt werden, was mit der Biomasse passiert, wenn diese nicht für die Beheizung des Gebäudes genutzt wird. D.h. die sogenannte „Referenznutzung der Biomasse“ wird in die Berechnung miteinbezogen. In den vorangegangenen Beispielen wurde angenommen, dass die Biomasse im Wald verbleibt und am Ende ihrer Lebensdauer natürlich oxidiert. Würde die Biomasse jedoch im Referenzfall in einem anderen Gebäude zum Heizen verwendet, könnte sie dort THG-Emissionen bei Ersatz einer fossilen Art der Wärmeerzeugung vermeiden.

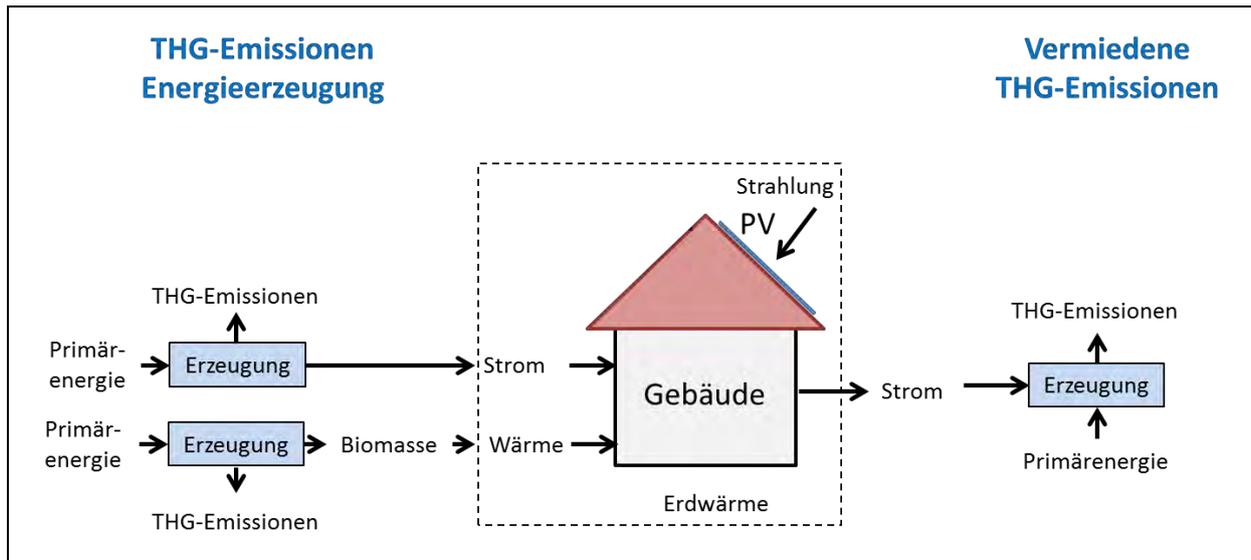


Abbildung 57: Schematische Darstellung der Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“.

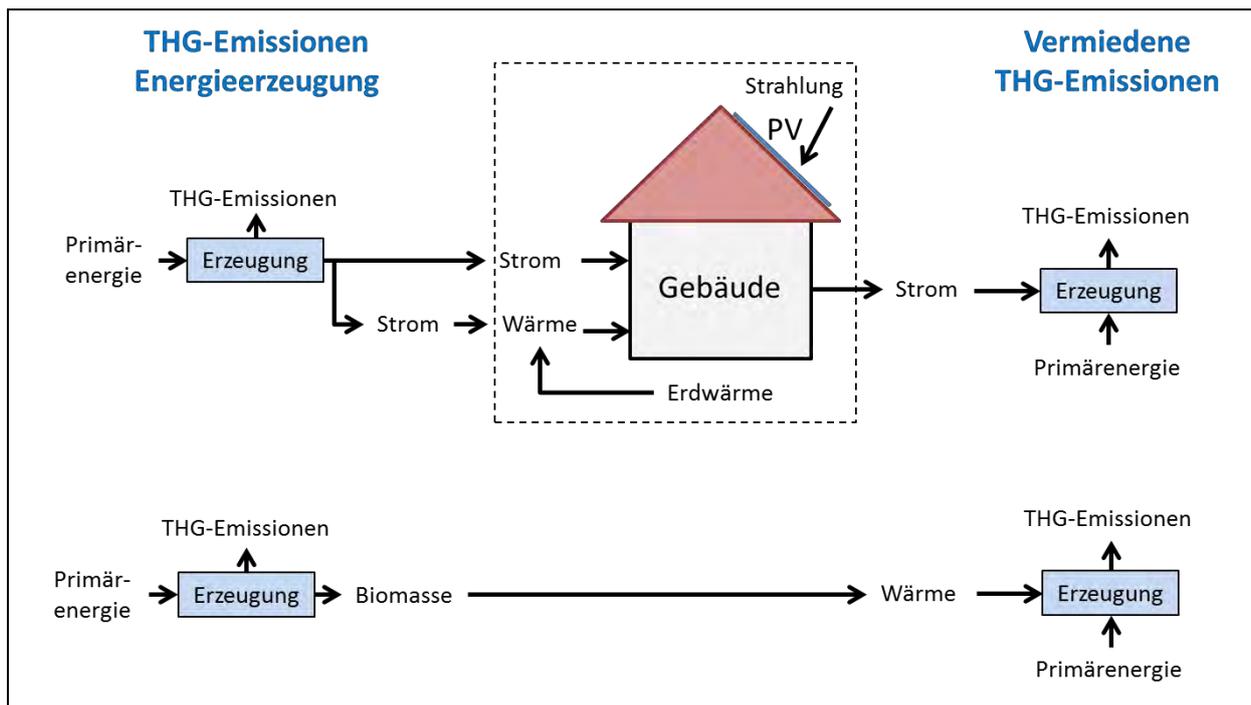


Abbildung 58: Schematische Darstellung der Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ inklusive der Nutzung der nicht benötigten Biomasse zur Wärmeerzeugung

Abbildung 59 zeigt den Einfluss der unterschiedlichen Referenznutzung der Biomasse auf die Ergebnisse am Beispiel der Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“. Bei den Technologieoptionen T 4, T 5 und T 8 wurde natürliche Oxidation als Referenznutzung für die Biomasse angenommen. Bei den Technologieoptionen T 4a, T 5a und T 8a wurde die Verwendung der Biomasse zur Wärmeerzeugung und der Ersatz des durchschnittlichen österreichischen Wärmemix als Referenznutzung angenommen. Wird die Referenznutzung

der Biomasse zur Wärmeerzeugung mitberücksichtigt verzögert sich für die Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“ der Punkt der THG-Neutralität um 4 bis 20 Jahre, abhängig von der Technologieoption.

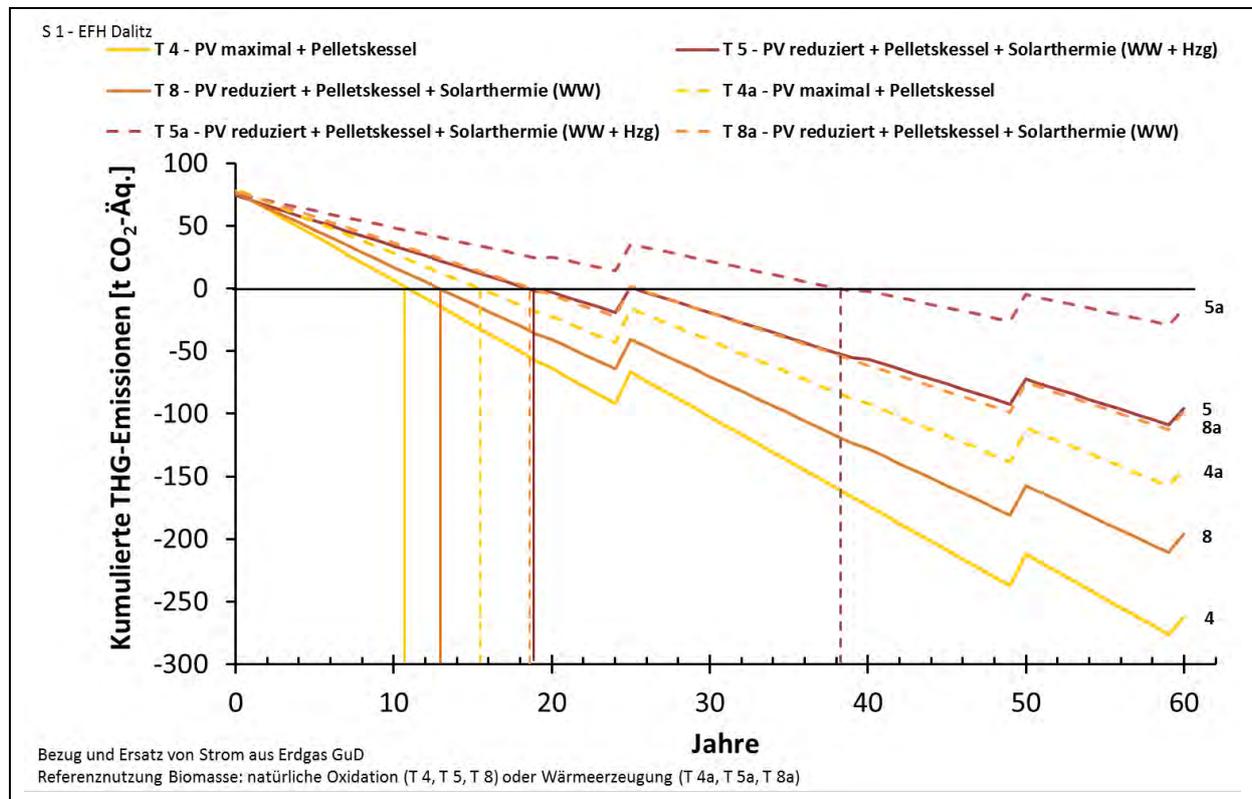


Abbildung 59: Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von verschiedenen Technologieoptionen mit Pelletkessel und unterschiedlicher Referenznutzung der Biomasse für die „S 1 - EFH Dalitz“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)

3.4.7 Minimale Überschussstromerzeugung mit PV

Für die Systemvariante „S 1 - EFH Dalitz“ und die Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“ wurde bestimmt, wie viel Strom mindestens mit der PV-Anlage erzeugt werden müsste, um genau nach 60 Jahren am Ende der Gebäudelebensdauer den Punkt der THG-Neutralität zu erreichen. Für die Berechnungen wurde angenommen, dass durch den eingespeisten Strom aus der PV-Anlage Strom aus einem Erdgas-GuD-Kraftwerk ersetzt wird.

In Tabelle 39 sind die Ergebnisse für die Wärmeversorgung mit Wärmepumpe und Pelletkessel dargestellt. Für die Systemvariante „S 1 - EFH Dalitz“ wäre eine PV-Fläche von ca. 50 bzw. 70 m² ausreichend, abhängig von der gewählten Wärmeversorgung. Im Vergleich zur Technologieoption mit maximaler PV-Fläche ist das eine mögliche Reduktion von über 100 m². Auf die Ausstattung der Fassadenflächen mit PV könnte verzichtet werden. Auch die nach Westen ausgerichteten Dachflächen müssten nicht mit PV ausgestattet werden. Für die Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“ wäre eine PV-Fläche von ca. 140 m² bis 180 m² ausreichend. Im Vergleich zur Technologieoption mit maximaler PV-Fläche wäre

das eine Reduktion von ca. 130 m² bzw. 170 m². Wird die Wärmeversorgung mit einer Wärmepumpe durchgeführt müsste die gesamte Dachfläche und eine Teil der südlichen Fassadenfläche für die PV-Anlage genützt werden. Bei einer Wärmeversorgung mit Pelletkessel könnten die Fassadenflächen eingespart werden.

Tabelle 40 zeigt die Ergebnisse für die Wärmeversorgung mit Wärmepumpe und Pelletkessel jeweils in Kombination mit einer solarthermischen Anlage zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung. Es wurde angenommen, dass die Solarthermieanlage auf der südlich ausgerichteten Dachfläche installiert wird. Die Ergebnisse zeigen, dass für beide Systemvarianten genug Flächen am Gebäude für PV vorhanden sind, um genug Strom erzeugen zu können, um nach 60 Jahren den Status eines THG-neutralen Gebäudes zu erreichen. Bei der Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“ mit Wärmepumpe müssten allerdings alle Fassaden genützt werden.

Tabelle 39: Minimale Stromerzeugung mit PV zur Erreichung der THG-Neutralität nach 60 Jahren für Systemvariante „S 1 - EFH Dalitz“ und Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“ mit Wärmepumpe und Pelletkessel zur Wärmeversorgung (Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD)

Minimale Stromerzeugung für THG-Neutralität nach 60 Jahren	S 1 - EFH Dalitz		S 2 - EFH Schlosser	
	T 10 - PV minimal + Wärmepumpe	T 11 - PV minimal + Pelletskessel	T 10 - PV minimal + Wärmepumpe	T 11 - PV minimal + Pelletskessel
Jährliche Stromerzeugung [kWh/a]	10.030	7.153	17.259	21.069
PV-Fläche gesamt [m ²]	70	47	139	180
Dach Süden [m ²]	47	47	62	62
Dach Osten [m ²]	23	-	31	31
Dach Westen [m ²]	-	-	47	47
Fassade Süden [m ²]	-	-	-	41
Fassade Osten [m ²]	-	-	-	-
Fassade Westen [m ²]	-	-	-	-

Tabelle 40: Minimale Stromerzeugung mit PV zur Erreichung der THG-Neutralität nach 60 Jahren für Systemvariante „ S 1 - EFH Dalitz“ und Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“ mit Wärmepumpe und Pelletkessel jeweils in Kombination mit einer Solarthermischen Anlage zur Wärmeversorgung (Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD)

Minimale Stromerzeugung für THG-Neutralität nach 60 Jahren	S 1 - EFH Dalitz		S 2 - EFH Schlosser	
	T 12 - PV minimal + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hzg) ¹⁾	T 13 - PV minimal + Pelletskessel + Solarthermie (WW + Hzg) ¹⁾	T 12 - PV minimal + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hzg) ¹⁾	T 13 - PV minimal + Pelletskessel + Solarthermie (WW + Hzg) ¹⁾
Jährliche Stromerzeugung [kWh/a]	8.816	6.998	18.768	17.077
PV-Fläche gesamt [m ²]	64	50	199	177
Dach Süden [m ²]	26	26	0	0
Dach Osten [m ²]	39	25	31	31
Dach Westen [m ²]	-	-	47	47
Fassade Süden [m ²]	-	-	44	44
Fassade Osten [m ²]	-	-	62	55
Fassade Westen [m ²]	-	-	15	-

¹⁾Solarthermieanlage auf Dach Süden

3.4.8 Mobilität

Im folgenden Abschnitt wird die Systemgrenze der Systemvarianten, die Wohngebäude sind, um eine weitere Stufe erweitert. Zusätzlich zu Energiebedarf und -erzeugung in der Betriebsphase und Gebäudeerrichtung und -abbruch wird auch das Mobilitätsverhalten der Bewohner mitbetrachtet. Für folgende Systemvarianten werden die Systemgrenzen erweitert:

- „S 1 – EFH Dalitz“
- „S 2 – EFH Schlosser“
- „S 3 – EFH Weiland“
- „S 4 – MFH Mühlweg“
- „S 6 – Siedlung Teufenbach“.

Zur Bewertung der Mobilität der Bewohner werden die in Tabelle 41 dargestellten Fahrzeuge betrachtet. Dabei handelt es sich um einen elektrischen betriebenen PKW (E-PKW), einen Diesel-PKW und einen Benzin-PKW niedriger Leistungsklasse. Die Betriebszeit der PKW beträgt 10 Jahre. Der Akku des E-PKW muss nach fünf Jahren erneuert werden.

Tabelle 41: Betrachtete Fahrzeuge (Beermann et al, 2010)

	Leistung [PS]	Betriebsgebundener Verbrauch	Betriebszeit PKW [Jahre]
E-PKW	68	20 kWh pro 100 km	10 (Akku 5)
Diesel-PKW	68	4,7 Liter pro 100 km	10
Benzin-PKW	68	6,2 Liter pro 100 km	10

Abhängig von der PKW-Verwendung, variieren die zurückgelegten Kilometer während der Betriebszeit. Das Fahrverhalten hängt vom Standort des Haushalts ab. Es werden zwei Szenarios nach (Cerveny, 2011) angenommen:

Mobilitäts-Szenario A

- Standort: Peripherer Bezirk (ländliche Gegend)
- Untersuchte Systemvarianten:
 - „S 1 – EFH Dalitz“
 - „S 2 – EFH Schlosser“
 - „S 6 – Siedlung Teufenbach“
- Annahmen: Land-Großfamilie (vierköpfige Familie davon zwei bereits volljährige Kinder) mit vier PKW, gefahrene Strecke pro Jahr gesamt 30.000 km, gefahrene Strecke pro Jahr und PKW 7.500 km

Mobilitäts-Szenario B

- Standort: Zentral, gute Infrastruktur
- Untersuchte Varianten:
 - „S 3 – EFH Weiland“
 - „S. 4 – MFH Mühlweg“
- Annahmen: Haushalt mit 1 PKW, gefahrene Strecke pro Jahr 5.000 km

Es wird für die Betriebsdauer der Fahrzeuge von 10 Jahren ein gleichbleibendes jährliches Fahrverhalten angenommen. Der Akku des E-PKW wird nach fünf Jahren und somit bei der Hälfte der insgesamt zurückgelegten Kilometer getauscht.

Abbildung 60 zeigt die THG-Emissionen des Mobilitäts-Szenarios A, für den Betrieb von vier PKW einer Familie mit Wohnsitz in einem peripheren Bezirk. Es werden fünf verschiedene Varianten für den Betrieb der PKW betrachtet: Benzin-PKW, Diesel-PKW und E-PKW mit drei verschiedene Arten der Strombereitstellung (Strom aus einer Photovoltaikanlage, Strom aus einem Erdgas-GuD-Kraftwerk und der österreichische Strombereitstellungsmix).

Die Entwicklung der THG-Emissionen zeigt, dass für die THG-Emissionen des E-PKW die Art der Strombereitstellung ein relevanter Faktor ist. Stammt der Strom aus einer Photovoltaikanlage, sind die durch den Betrieb verursachten THG-Emissionen gering. Die THG-Emissionen werden durch die Herstellung des Fahrzeugs und der Akkus bestimmt. Das Tanken von Strom aus einem Erdgas-GuD Kraftwerk verursacht höhere THG-Emissionen in der Betriebsphase. Die THG-Emissionen des E-PKW sind in diesem Fall mit denen eines Diesel-PKW vergleichbar.

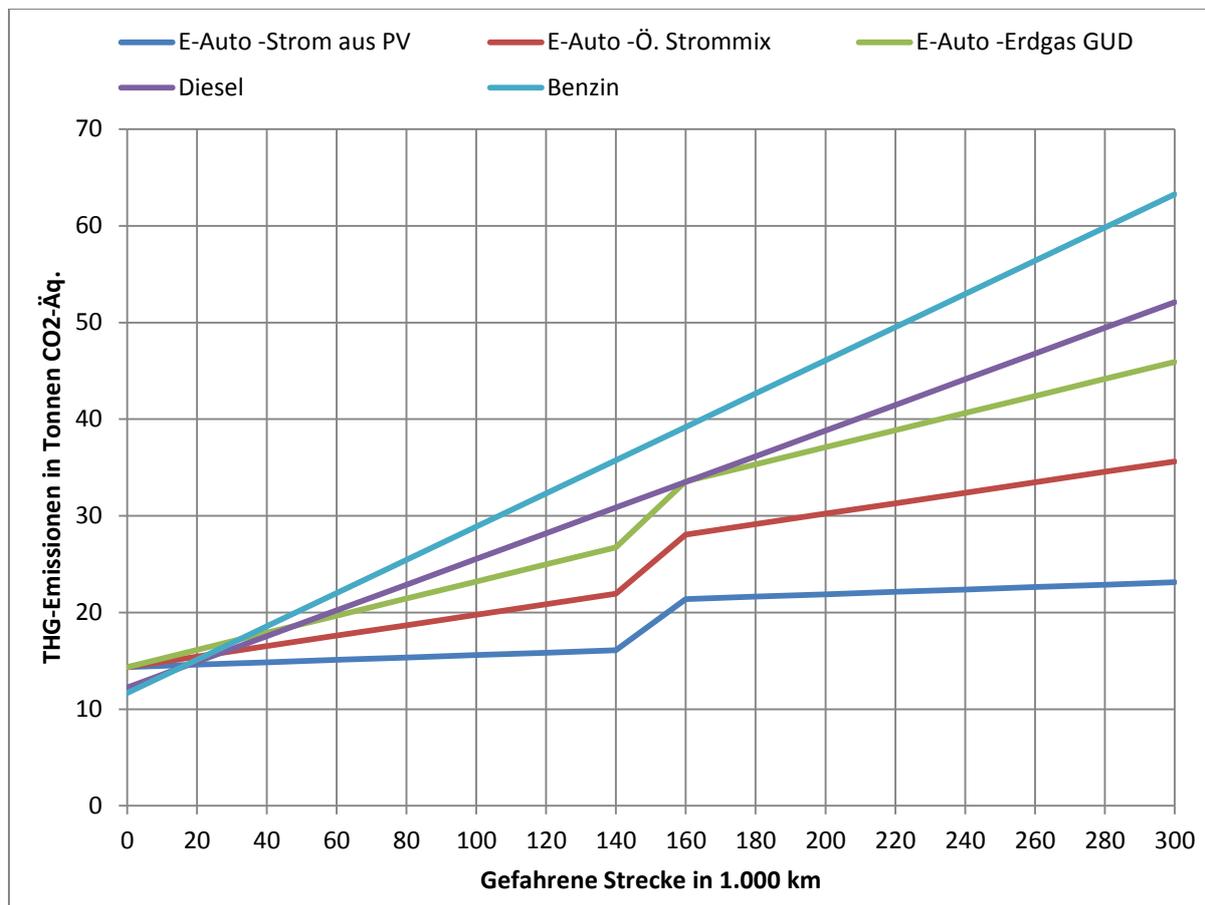


Abbildung 60: Mobilitäts-Szenario A – in 10 Jahren verursachte THG-Emissionen durch vier PKW einer Familie mit Wohnsitz in einem peripheren Bezirk

Abbildung 61 zeigt die THG-Emissionen für das Mobilitäts-Szenario B, die durch den Betrieb eines PKW von einem Haushalt in zentraler Lage mit guter Infrastruktur verursacht werden. Da im Mobilitäts-Szenario B der PKW weniger verwendet wird, hat die Betriebsphase einen geringeren Einfluss als in Mobilitäts-Szenario A. Im Vergleich wirkt sich das negativ auf den E-PKW aus. Denn der E-PKW weist durch die Produktion von zwei Akkus (einen bei der Fahrzeug-Herstellung und einen nach halber Betriebsdauer) höhere THG-Emissionen bei der Herstellung auf als der Benzin- oder Diesel-PKW. Die effizientere Betriebsweise des E-PKW fällt bei weniger gefahrenen Kilometern weniger ins Gewicht. In Abbildung 61 ist deutlich sichtbar, wie die Differenz zwischen E-PKW und PKW mit Verbrennungsmotor kleiner wird.

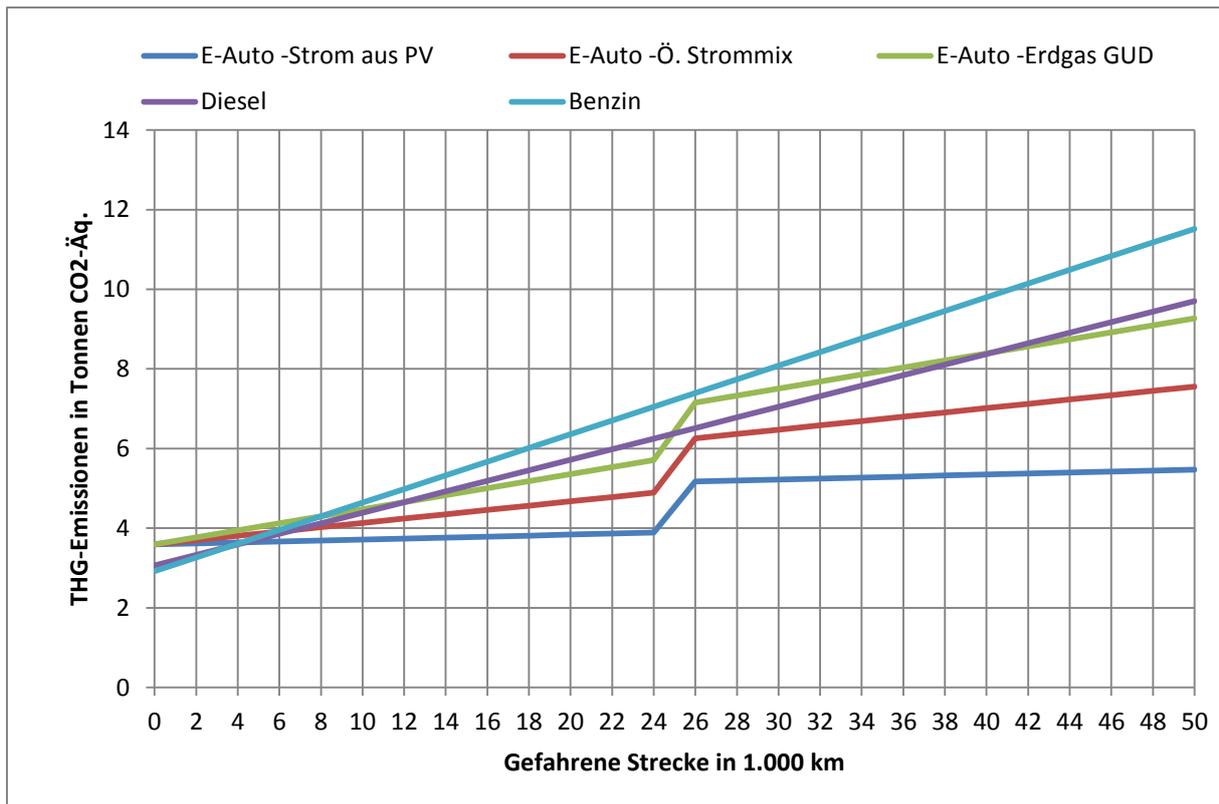


Abbildung 61: Mobilitäts-Szenario B – verursachte THG-Emissionen durch einen PKW von einem Haushalt in zentraler Lage.

Für die Systemvarianten „S 1 – EFH Dalitz“ und „S 2 – EFH Schlosser“ konnte bereits zuvor gezeigt werden, dass diese Gebäude den Status von THG-neutralen-Gebäuden erreichen können. Sie befinden sich beide an einem Standort, dem Mobilitäts-Szenario A entspricht. Wird davon ausgegangen, dass durch am Gebäude erzeugten Überschussstrom Strom aus einem Erdgas-GuD-Kraftwerk ersetzt werden kann, muss bei der Systemerweiterung diese Art der Strombereitstellung auch für die E-PKW angenommen werden. Die beiden anderen Stromvarianten (Strom aus Photovoltaik und der österreichischer Strommix) werden hier für einen Vergleich nicht herangezogen. [Abbildung 62](#) vergleicht die vermiedenen THG-Emissionen der THG-neutralen Gebäude, mit den THG-Emissionen die durch den Betrieb der PKW verursacht werden.

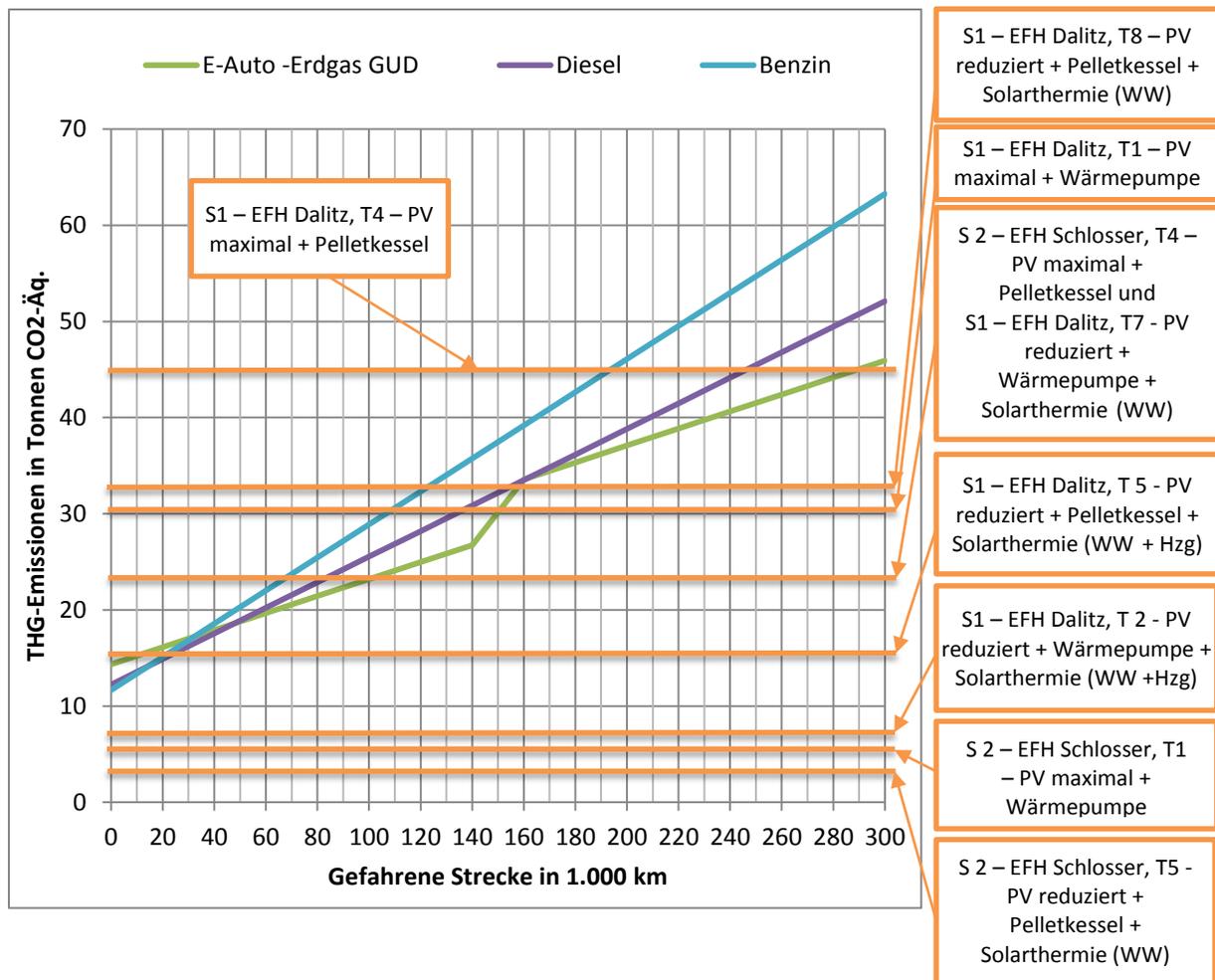


Abbildung 62: Mobilitäts-Szenario A, Gegenüberstellung der eingesparten THG-Emissionen zu den durch Mobilität verursachten THG-Emissionen

Die Balken in Abbildung 62 geben jeweils die durchschnittlich eingesparten THG-Emissionen in zehn Jahren an. Damit geben sie den Grenzwert der THG-Emissionen an, die an THG-neutralen Gebäuden durch Mobilität in diesem Zeitraum verursacht werden können. Da es an den hier betrachteten Beispielen mehr THG-Emissionen sind, die durch Mobilität verursacht werden, führt keine Technologieoption unter Berücksichtigung der Mobilität zu THG-neutralen Gebäuden. Die durch die Mobilität verursachten THG-Emissionen können nicht kompensiert werden.

3.4.9 Zusammenfassung der Ergebnisse

Basierend auf den Ergebnissen der ökologischen Bewertung können folgende Schlussfolgerungen getroffen werden:

- THG-neutrale-Gebäude sind möglich.
- Die untersuchten Technologieoptionen stellen ökologisch optimierte Varianten dar, die aufzeigen welche THG-Einsparungen maximal möglich sind.
- Von den am Beispiel verschiedener Systemvarianten untersuchten Technologieoptionen zeigt die PV-Technologie das höchste Potential. PV-Anlagen beanspruchen jedoch Installationsfläche auf der Gebäudehülle. Das, für Geschosswohnbauten in Hinblick auf Wärmeverluste, günstige Oberflächen- zu Volumenverhältnis wirkt sich hier nachteilig aus, da die zur Verfügung stehende Gebäudehülle im Vergleich zum Energiebedarf geringer ist.
- Bei PV-Anlagen in Kombination mit thermischen Solarthermieanlagen ist eine genaue Einteilung der zur Verfügung stehenden Gebäudeflächen notwendig. Für zwei Systemvarianten mit Einfamilienhäusern zeigten die Ergebnisse, dass genug Fläche für PV-Anlagen und Solarthermieanlagen zur Verfügung steht, um den Status eines THG-neutralen Gebäudes am Ende der Gebäudelebensdauer zu erreichen.
- Das Potential von Klein-Windkraftanlagen ist stark standortabhängig. Bei den untersuchten Systemvarianten und den dazugehörigen Standorten, eigneten sich Klein-Windkraftanlagen nicht, um den Status eines THG-neutralen-Gebäudes zu erreichen.
- Die Ergebnisse der ökologischen Bewertung sind stark abhängig von Annahmen auf denen die Bewertung aufbaut.
 - Einen signifikanten Einfluss hat die Art des Energieträgers, der durch den am Gebäude erzeugten Überschussstrom ersetzt wird.
 - Beim Einsatz von Biomasse beeinflusst die Referenznutzung der Biomasse die Ergebnisse für den Vergleich mit den anderen Technologieoptionen.
 - Der für die Bewertung gewählte Indikator hat einen wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis. Ziel der Untersuchung war die Entwicklung der THG-Emissionen über den Gebäudelebenszyklus darzustellen. Bei Einsatz von Biomasse als Energieträger erwies sich aber der gesamte Primärenergiebedarf (nicht erneuerbarer + erneuerbarer Anteil) als sinnvoller. Mit dem Primärenergiebedarf konnte der kontinuierlich Zufuhr von erneuerbarer Biomasse über Gebäudesystemgrenze besser abgebildet werden.

- Der Standort des Haushalts ist für das Mobilitätsverhalten der Bewohner entscheidend. Für die Bewertung wurden zwei unterschiedliche Mobilitätsszenarien herangezogen.
- Die Art der Strombereitstellung beeinflusst die THG-Emissionen eines elektrisch betriebenen PKW während der Betriebsphase signifikant.
- E-PKW haben höhere THG-Emissionen in der Herstellung als PKW mit Verbrennungskraftmotor. In den betrachteten Szenarien verursachen sie aber aufgrund des effizienteren Betriebs weniger THG-Emissionen.
- Werden die THG-Emissionen der Mobilität den jeweiligen Systemvarianten zugerechnet, kann keine der betrachteten Systemvarianten den Status eines THG-neutralen-Gebäudes erreichen.

3.5 Ökonomische Bewertung der Systemvarianten mit verschiedenen Technologieoptionen

In diesem Kapitel sind die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung der Systemvarianten mit ausgewählten Technologieoptionen dargestellt. Es wird auf die ökonomischen Aspekte der Strom- und Wärmebereitstellung und auf die Mehrinvestitionskosten für die THG-neutralen Gebäude eingegangen.

3.5.1 Mehrinvestitionskosten für THG-neutrale-Gebäude

Aus Kapitel 3.4 geht hervor, dass die beiden Systemvarianten „S 1 – EFH Dalitz“ und „S 2 – EFH Schlosser“ mit einigen Technologieoptionen, THG-neutrale-Gebäude werden. In Tabelle 42 sind die geschätzten Investitionskosten der Gebäude (Niedrigenergiegebäude) ohne die Technologieoptionen angeführt.

Tabelle 42: Geschätzte Gebäude-Errichtungskosten der betrachteten THG-neutralen Gebäude

Systemvariante	Gebäude-Errichtungskosten
S 1 – EFH Dalitz	€ 172.800
S 2 – EFH Schlosser	€ 443.200

In Abbildung 63 sind die Zusatzkosten zur Gebäudeerrichtung eines Niedrigenergiegebäudes für die Errichtung eines THG-neutralen-Gebäudes dargestellt. Diese liegen je nach Technologieoption zwischen 20 % und 60 % der Gebäudeerrichtungskosten.

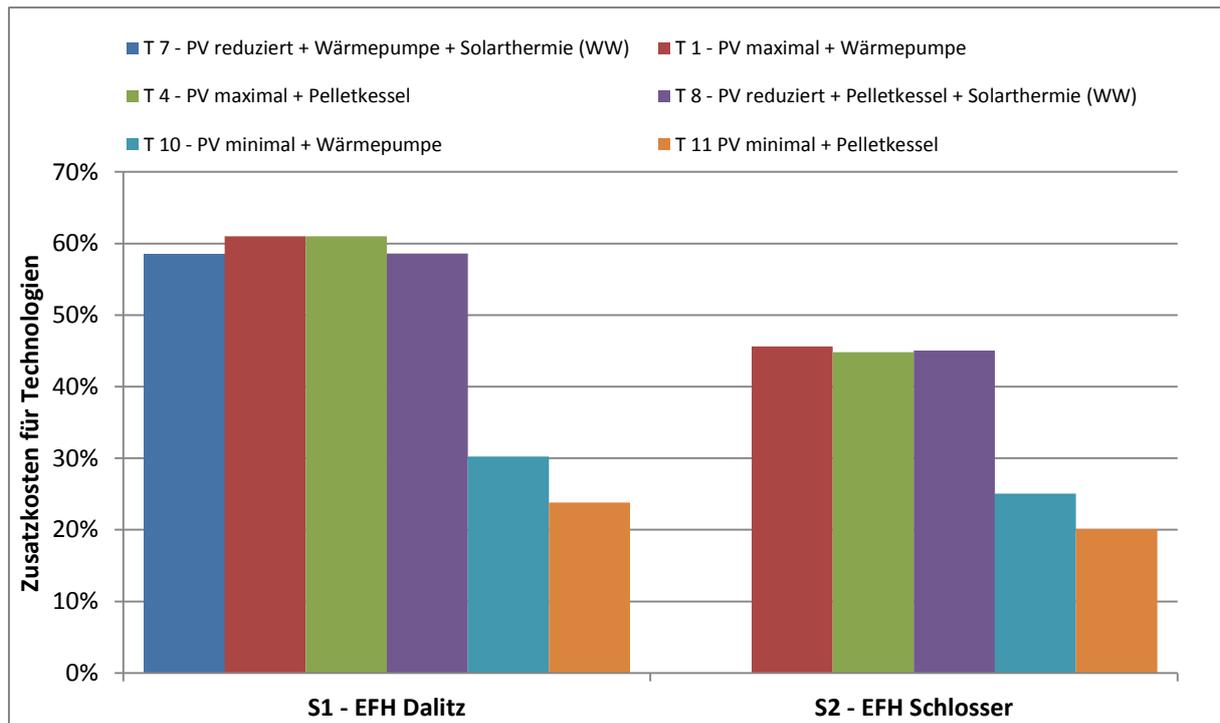


Abbildung 63: Zusatzkosten zur Gebäudeerrichtung

Bei Systemvariante „S 2 – EFH Schlosser“ sind die relativen Zusatzkosten für die Technologien aufgrund der höheren Investition zur Gebäudeerrichtung wesentlich geringer. Die absoluten Zusatzkosten sind aufgrund der größeren Photovoltaik-Fläche und der größer dimensionierten Heizanlage höher. Die ökonomisch günstigste Möglichkeit um THG-Neutralität zu erreichen, sind Technologieoption „T 10 – PV minimal + Wärmepumpe“ und „T 11 – PV minimal + Pelletkessel“. Sie zeigen die notwendigen Mindest-Zusatzkosten um THG-Neutralität zu erreichen. Die Zusatzkosten von Technologieoption „T 11 – PV minimal + Pelletkessel“ sind dabei wesentlich geringer. Das liegt an der geringeren Photovoltaik-Fläche, gegenüber der Technologieoption „T 10 – PV minimal + Wärmepumpe“ (die größere Photovoltaik-Fläche ergibt sich aus dem höheren Strombedarf durch die Wärmepumpe). Er verursacht eine höhere Menge an THG-Emissionen als der Pelletkessel. Diese zusätzlichen THG-Emissionen müssen durch größere PV-Flächen kompensiert werden, was sich auf die Investitionskosten bzw. Zusatzkosten auswirkt. In [Abbildung 63](#) und [Abbildung 64](#) werden Investitionskosten ohne Förderung angenommen. Unter Betrachtung des geförderten Szenarios würden in [Abbildung 63](#) die Mehrinvestitionen um etwa 2 % bis 3 % abnehmen. Der Grund für die nur geringe Abnahme ist, dass für Photovoltaikanlagen mit mehr als 5 kWp keine Investitionsförderungen angenommen werden (PV-Austria 2012). Es würden lediglich die anderen Technologien gefördert werden, was nur marginale Auswirkungen hat, denn die Photovoltaikmodule machen in den Szenarien den größten Anteil der Kosten aus (siehe [Abbildung 64](#)).

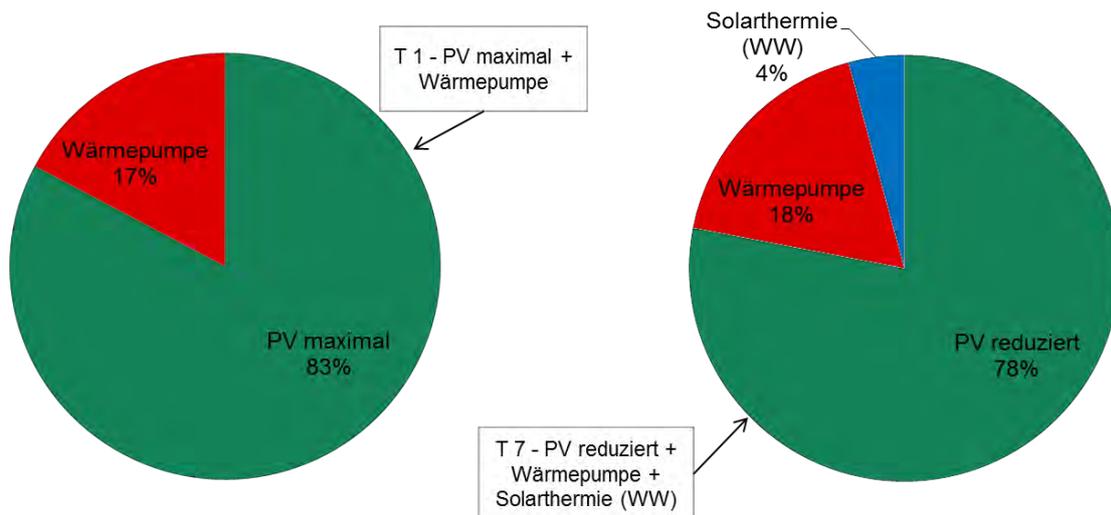


Abbildung 64: Anteil der Investitionskosten für zwei Technologieoptionen am Beispiel „S 1 – EFH Dalitz“

3.5.2 Ökonomische Aspekte der Strombereitstellung

Die Stromgestehungskosten der betrachteten Technologien hängen von ihren Standorten ab. Für Kleinwindkraftanlagen ist der geographische Standort entscheidend. Für Wind arme Gebiete (wie z. B. den Standort von Systemvariante „S 5 – VAG Leitl“) sind Kleinwindkraftanlagen nicht zweckmäßig einsetzbar. Die Erträge sind hier so gering, dass die Stromgestehungskosten über 10 Euro/kWh liegen. Die Standorte von Systemvariante „S 3 – EFH Weiland“ und „S 4 – GWB Mühlweg“ sind klimatisch für Kleinwindkraftanlagen günstiger. Doch auch hier liegen die Stromgestehungskosten im günstigsten Szenario bei etwa 0,56 Euro/kWh. Unter dem Einsatz von Fremdkapital sind sie sogar noch höher. Da es für Kleinwindkraftanlage, die ins öffentliche Netz einspeisen, keine Investitionsförderung gibt und der geförderte Einspeisetarif nur 0,097 Euro/kWh ist, sind Kleinwindkraftwerke an den betrachteten Standorten unwirtschaftlich. Richtwerte dazu sind im Anhang zu finden (siehe Anhang 8.4).

Für Photovoltaikanlagen spielt der geographische Standort innerhalb von Österreich nur eine kleinere Rolle. Entscheidend ist die Ausrichtung (siehe Anhang 8.4). Dachflächen die es ermöglichen PV-Module in einem günstigen Höhenwinkel (zwischen 30° und 40°) direkt nach Süden zu richten können effizienter genutzt werden als Fassadenflächen. Doch in den Technologieoptionen die Strom mit „PV maximal“ bereitstellen, werden auch ungünstigere Fassadenflächen genutzt. Die Stromgestehungskosten für die gesamte Photovoltaikanlage sind daher etwas höher, als für typische österreichische Anlagen bei denen für die PV-Module nur optimale Standorte und Ausrichtungen gewählt werden (siehe [Abbildung 65](#)).

Abbildung 65 zeigt wie entscheidend der Einsatz von Fremdkapital ist. Aufgrund der hohen Investitionskosten sind im Szenario mit 100 % Fremdkapitaleinsatz die Kapitalkosten hoch. Bei den Nettokosten zur Stromgestehung sind auch die Erlöse von Bedeutung (siehe

Abbildung 66). Sie unterscheiden sich je nach dem Einspeisetarif (mit oder ohne Förderung) (PV Austria 2012).

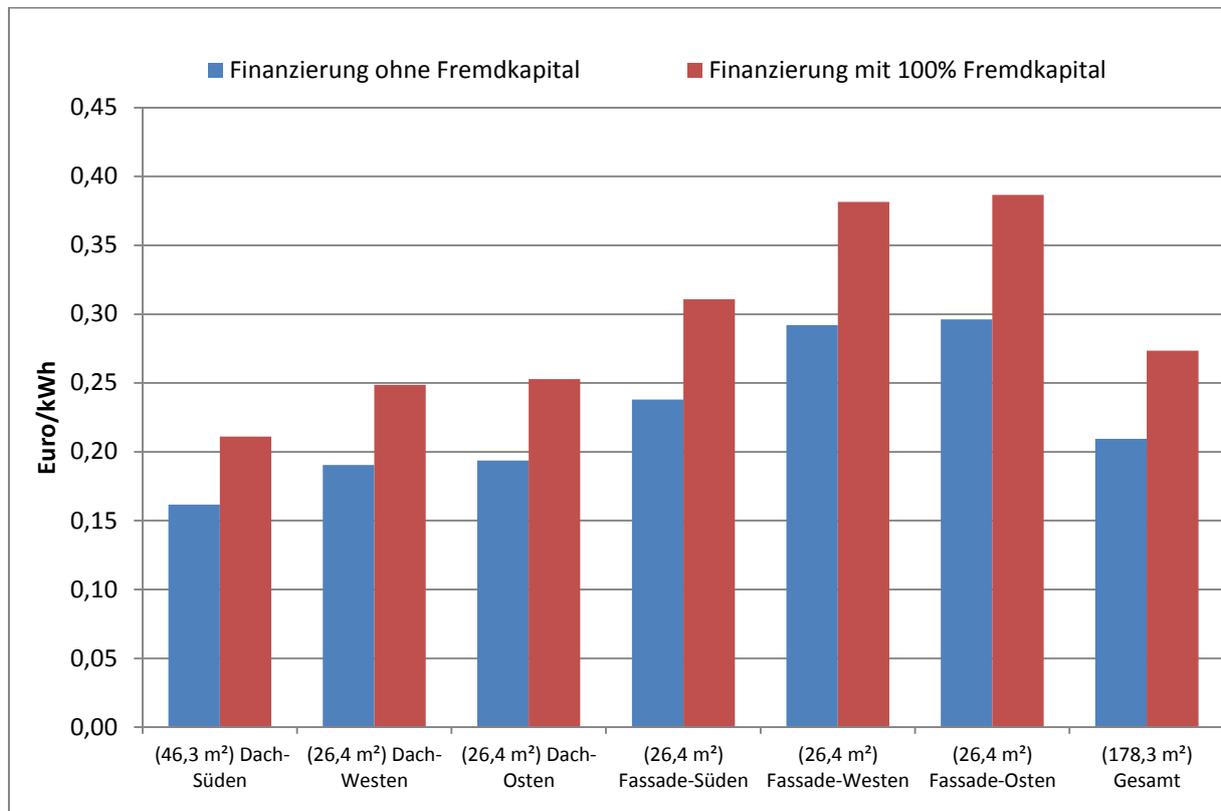


Abbildung 65: Stromgestehungskosten von Photovoltaik bei Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“

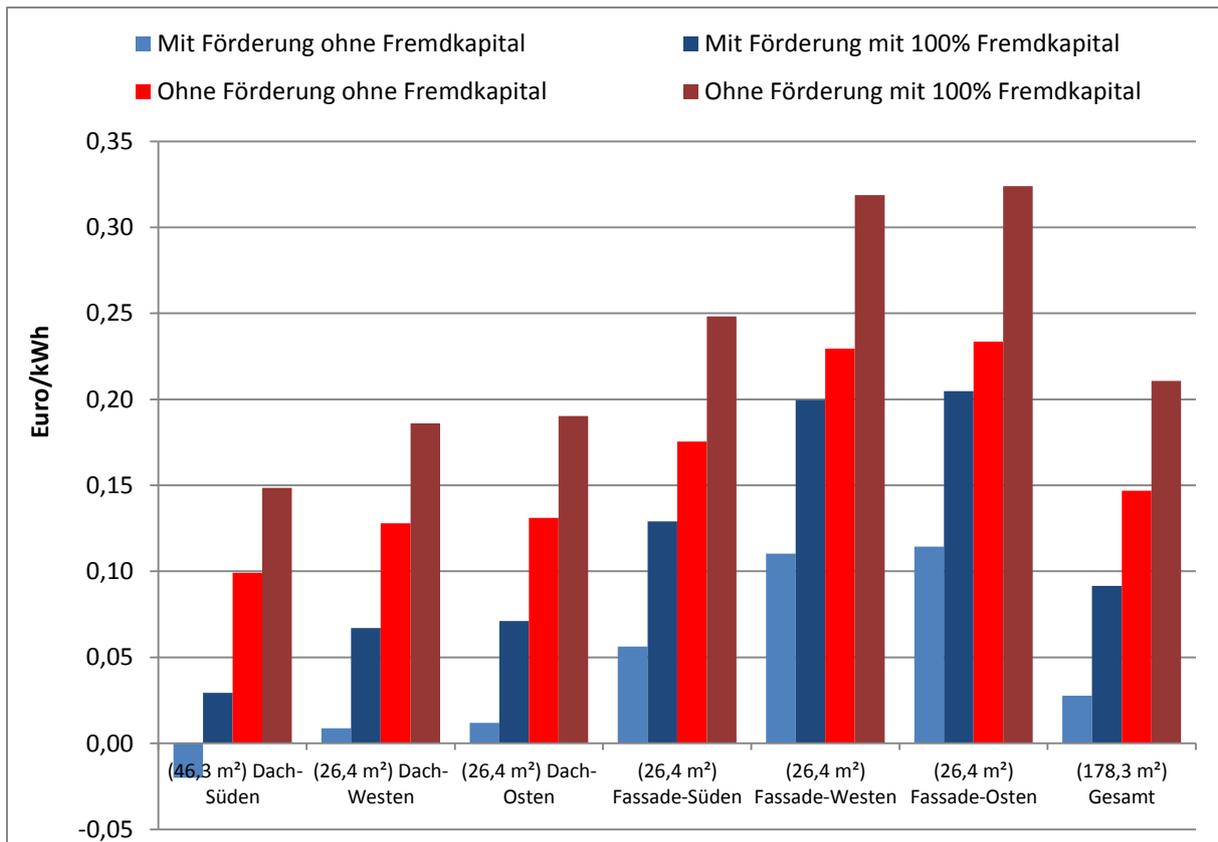


Abbildung 66: Nettokosten zur Stromgestehung von Photovoltaik bei Systemvariante "S 1 – EFH Dalitz"

Für optimal ausgerichtete Flächen ist der Einsatz von Photovoltaik, unter den hier getroffenen Annahmen wirtschaftlich (siehe [Abbildung 66](#) erster Balken links). Es wird ein Gewinn von ca. 0,02 Euro/kWh lukriert.

Die THG-Vermeidungskosten liegen je nach Ausrichtung und Szenario zwischen 400 und 1.100 Euro / Tonne CO₂-Äq. (siehe [Abbildung 67](#)).

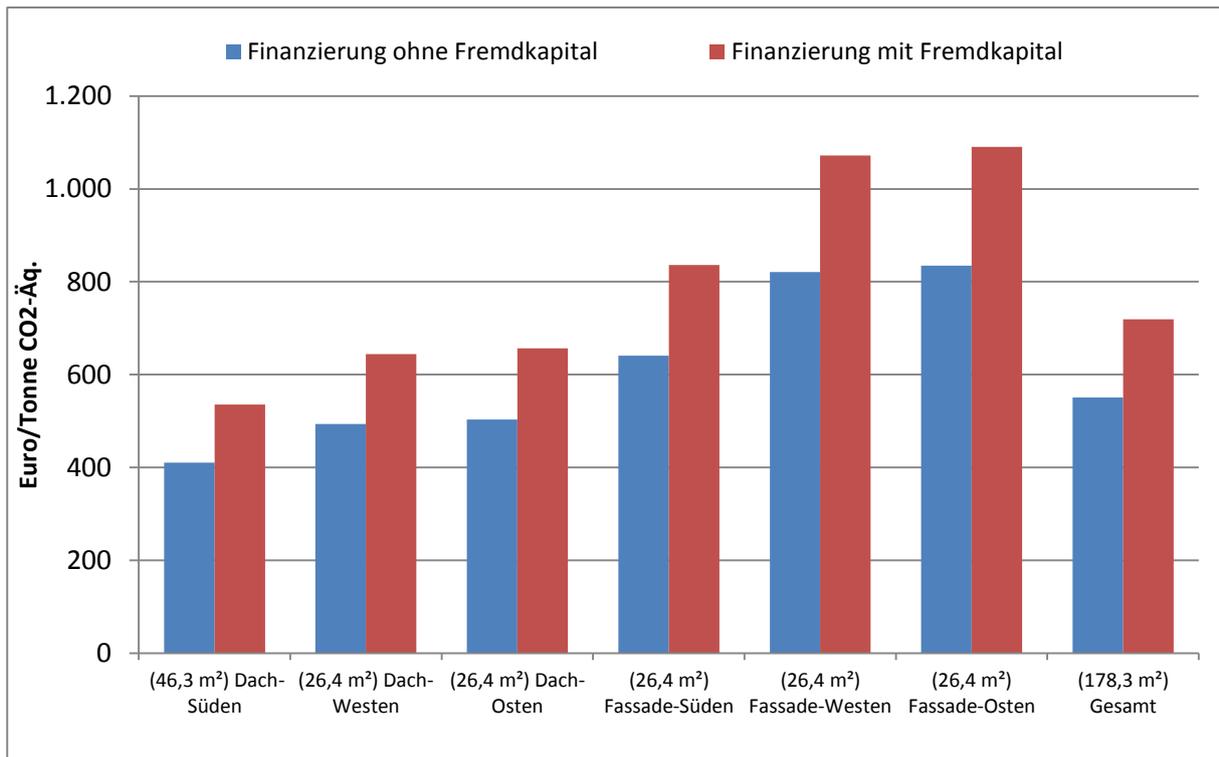


Abbildung 67: THG-Vermeidungskosten von PV bei Systemvariante "S 1 – EFH Dalitz"

Da eine Photovoltaikanlage jedoch nicht nur Kosten verursacht, sondern auch Erlöse erwirtschaftet, sind auch die Nettokosten zur THG-Vermeidung von Interesse. [Abbildung 68](#) erinnert an die Nettokosten zur Stromgestehung in [Abbildung 66](#).

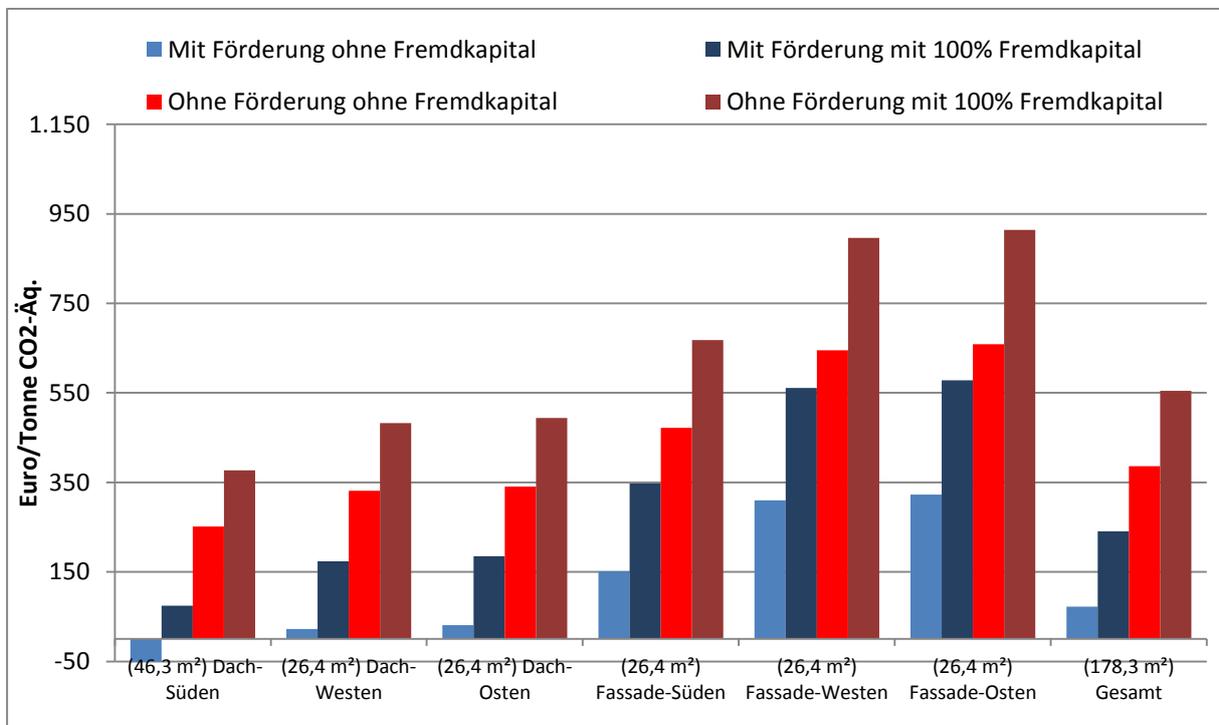


Abbildung 68: Nettokosten zur THG-Emissionsvermeidung, bei Systemvariante "S 1 – EFH Dalitz"

In [Abbildung 68](#) wird Strom aus einem Erdgas-GUD ersetzt. Je nach ersetzttem Strommix variieren die Nettokosten zur THG-Vermeidung. Beim Ersetzen vom österreichischen Strommix wären die Nettokosten etwa doppelt so hoch (sowohl negative als auch positive). Im günstigsten untersuchten Szenario (geförderter Einspeisetarif und Finanzierung ohne Fremdkapital) kann der Eigentümer der Photovoltaikanlage ca. 50 Euro / Tonne CO₂-Äq. (oder beim Ersetzen vom österreichischen Strommix etwa 100 Euro / Tonne CO₂-Äq.) lukrieren.

3.5.3 Ökonomische Aspekte der Wärmebereitstellung

Je nach Technologie zur Wärmebereitstellung und Auslegung der Technologie sind es verschiedene Aspekte, die das Verhältnis von Kosten zu Erträgen ändern können. Für alle betrachteten Technologien gilt jedoch, dass Anlagen in großen Systemen günstiger Wärme bereitstellen können, als in kleinen Systemen. Das spiegelt sich auch in den Wärmegestehungskosten wieder (siehe [Abbildung 69](#)).

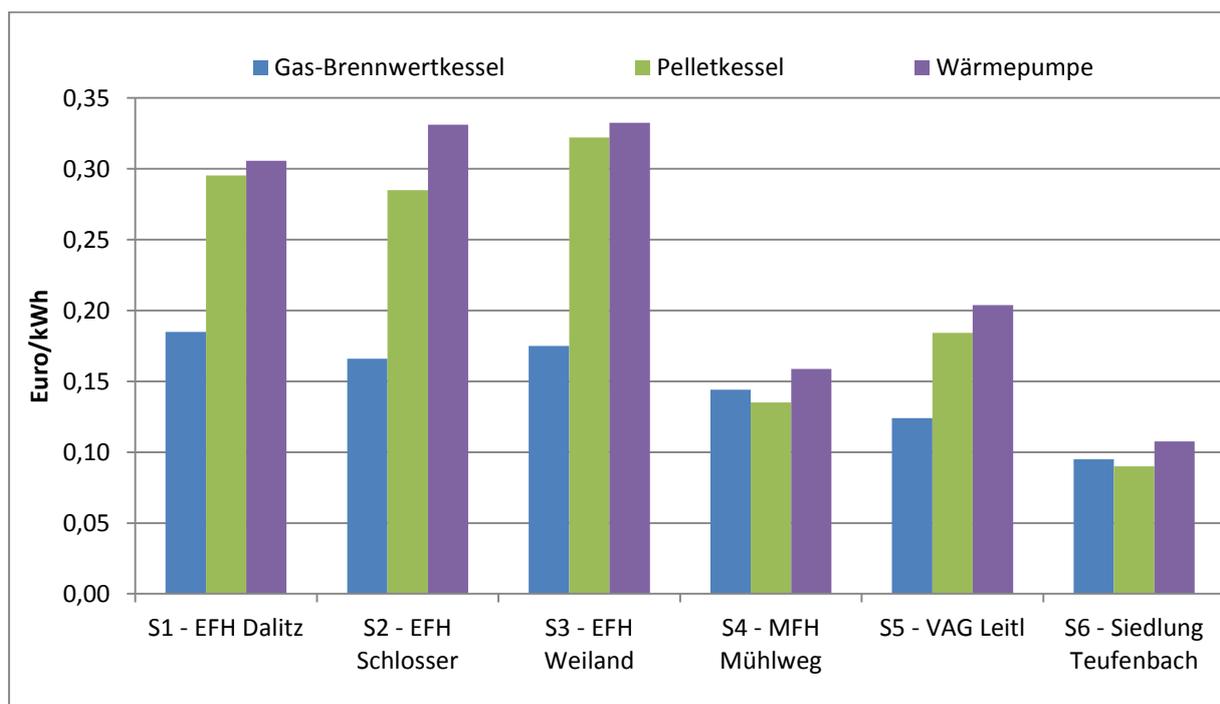


Abbildung 69: Wärmegestehungskosten ohne Förderung und Investition mit 100 % Fremdkapital für jeweils monovalente Wärmebereitstellung

Der Gas-Brennwertkessel, der das Vergleichssystem darstellt ist aus ökonomischer Sicht in vielen Fällen der günstigste. Das gilt besonders für kleine Systeme, wie z. B. Einfamilienhäuser. Der Grund dafür ist, dass die Investitionskosten von Pelletkessel und Wärmepumpe höher sind, als die des Gas-Brennwertkessels. Die Energiekosten von Pelletkessel und Wärmepumpen sind geringer als die der Gas-Brennwertkessel (siehe

Abbildung 70). Bei größeren Systemen dominieren die Energiekosten, was zu Vorteilen der Pelletkessel und Wärmepumpen führen kann. Die anderen Szenarien, bezüglich des Einsatzes von Fremdkapital und Förderung sind im Anhang zu finden (siehe Anhang 8.5).

Die Wärmegestehungskosten der betrachteten Solarthermie-Szenarien können nicht direkt mit den anderen Technologien verglichen werden, denn Gas-Brennwertkessel, Pelletkessel und Wärmepumpe können einander vollständig ersetzen. Die gesamte Wärmebereitstellung erfolgt in Abbildung 69 durch eine einzige dieser Technologien. Solarthermieranlagen für teilweise Wärmebereitstellung sind nur dann ökonomisch sinnvoll, wenn ihre Wärmegestehungskosten niedriger sind, als die Kosten die sie vermeiden. In den hier betrachteten Szenarien kann Solarthermie die Investitionskosten anderer Technologien nicht vermeiden, sondern nur die Energiekosten. Die Wärmegestehungskosten der Solarthermieranlagen können daher mit den Energiekosten der Technologie die ergänzt wird verglichen werden (siehe Abbildung 70).

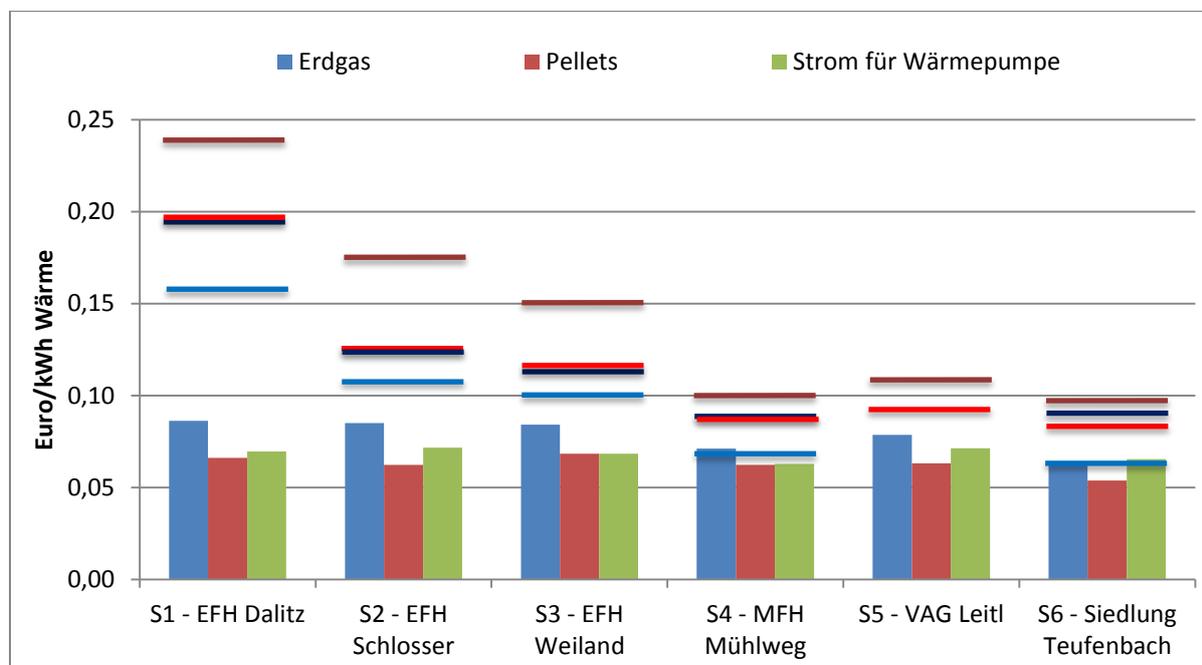


Abbildung 70: Wärmegestehungskosten von Solarthermie (WW) im Vergleich zu den Energiekosten (vor allem Brennstoffkosten) der anderen betrachteten Technologien

- Braune Linie.....* Wärmegestehungskosten der Solarthermie ohne Förderung, und 100 % Fremdkapital
- Rote Linie.....* Wärmegestehungskosten der Solarthermie ohne Förderung und ohne Fremdkapital
- Blaue Linie.....* Wärmegestehungskosten der Solarthermie mit Förderung und ohne Fremdkapital
- Schwarze Linie....* Wärmegestehungskosten der Solarthermie mit Förderung und 100 % Fremdkapital

Für Systemvariante „S 5 – VAG Leitl“ wurde keine Förderung angenommen, da es sich um ein Veranstaltungsgebäude und kein Wohngebäude handelt (Energieberatung Steiermark 2011). Die geförderten und nicht geförderten Szenarien sind deshalb in dieser Systemvariante ident.

Wird Solarthermie anders dimensioniert, um auch einen bedeutenden Teil der Heizwärme bereitzustellen, steigen die Wärmegestehungskosten in den untersuchten Varianten stark an. Der Grund dafür ist, dass eine große Menge an Wärme im Sommer nicht genutzt wird und daher verloren geht. Die ermittelten Wärmegestehungskosten steigen auf bis zu 0,51 Euro/kWh (siehe Anhang 8.5).

Aus Abbildung 69 und Abbildung 70 zu den Wärmegestehungskosten lassen sich auch die Nettokosten zur Wärmebereitstellung im Vergleich zum Gas-Brennwertkessel ablesen. Genauer angeführt werden sie im Anhang (siehe Anhang 8.5).

Die Nettokosten zur THG-Vermeidung bei Solarthermie für teilweise Warmwasserbereitstellung sind dann negativ, wenn die Wärmegestehungskosten der Solarthermieanlagen unter den Kosten für Erdgas liegen. Das ist nur in einem Szenario der Fall (siehe Abbildung 71).

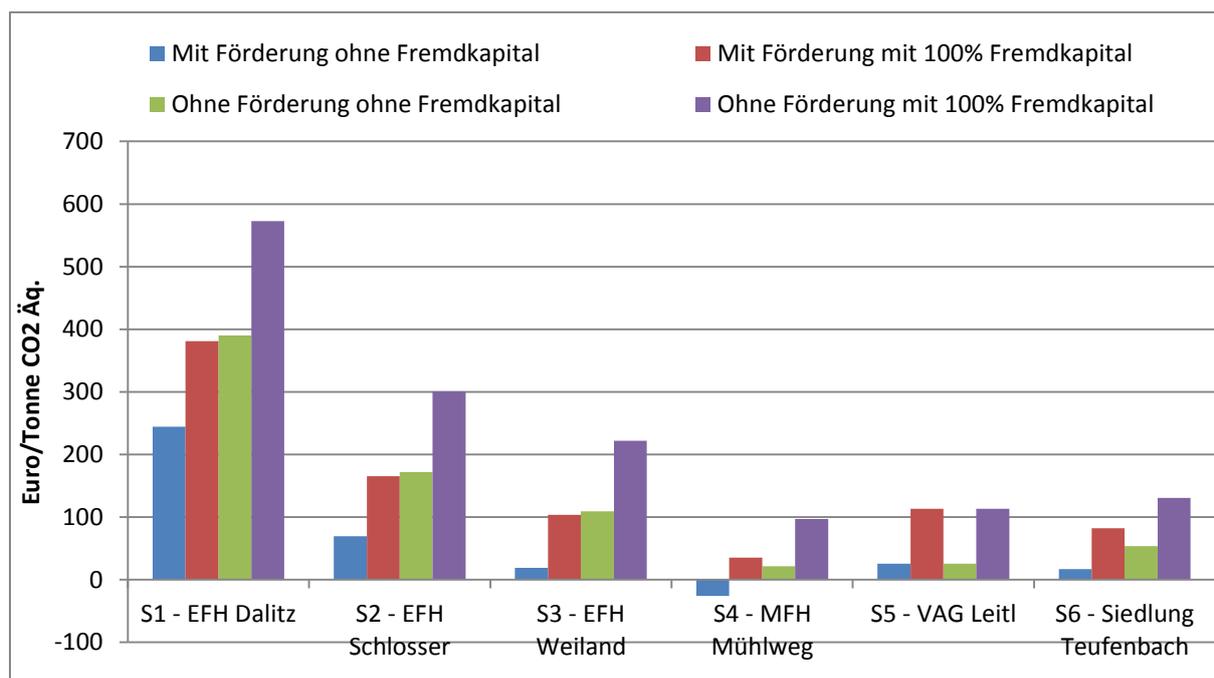


Abbildung 71: Nettokosten zur THG-Vermeidung bei den Technologieoptionen mit Solarthermie (WW)

Die Nettokosten für Pelletkessel werden in den beiden größeren Systemen (den Systemvarianten „S4 – MFH Mühlweg“ und „S6 – Siedlung Teufenbach“) negativ (siehe Abbildung 72). Der Grund dafür liegt vorwiegend an den niedrigeren Energiekosten des Pelletkessel (siehe Abbildung 70). Die deutlich höheren Investitionskosten des Pelletkessel gegenüber dem Gas-Brennwertkessel führen jedoch in kleineren Systemen zu positiven Nettokosten.

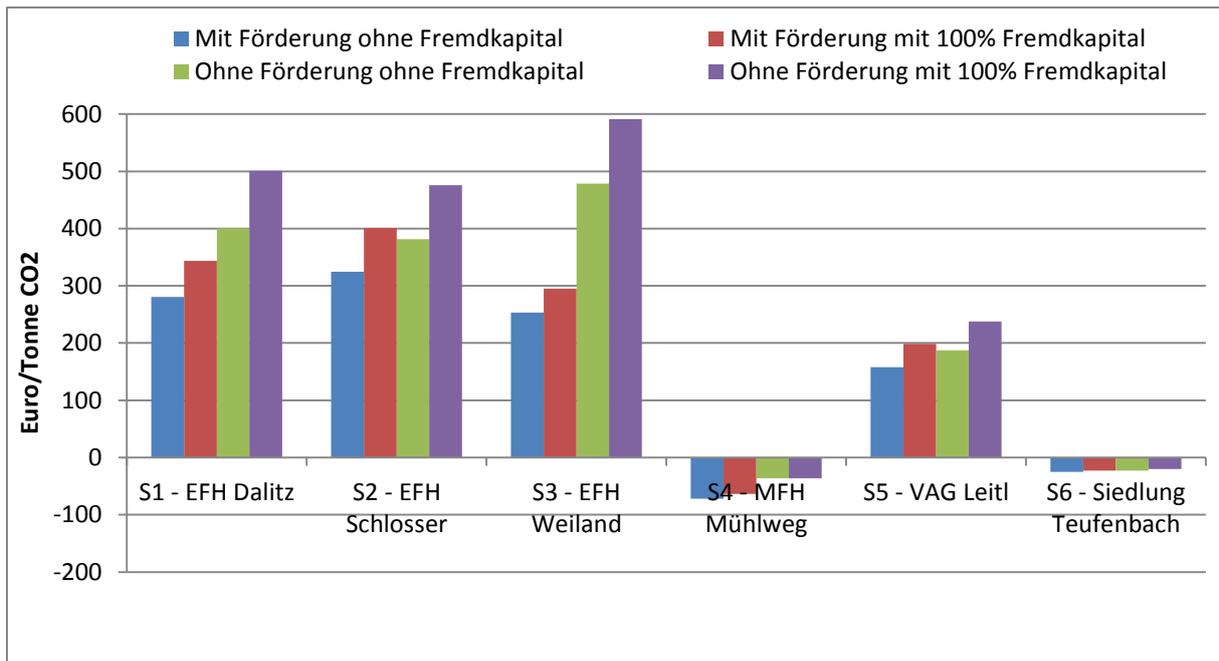


Abbildung 72: Nettokosten zur THG-Vermeidung bei den Technologieoptionen mit Pelletkessel

Am günstigsten fällt die Bewertung in Abbildung 72 für die Systemvariante „S4 – MFH Mühlweg“ aus. Durch das Ersetzen eines Gas-Brennwertkessels durch einen Pelletkessel würde dieses Gebäude bis zu 72 Euro / Tonne CO₂-Äq. erwirtschaften, die eingespart wird.

Ökonomisch etwas schlechter sind die Wärmepumpen-Systeme bewertet (siehe Abbildung 73). Da die Energiekosten höher sind, als die der Pelletkessel sind auch in den größeren untersuchten Systemen (den Systemvarianten „S4 – MFH Mühlweg“ und „S6 – Siedlung Teufenbach“) die Nettokosten zur THG-Vermeidung nicht negativ.

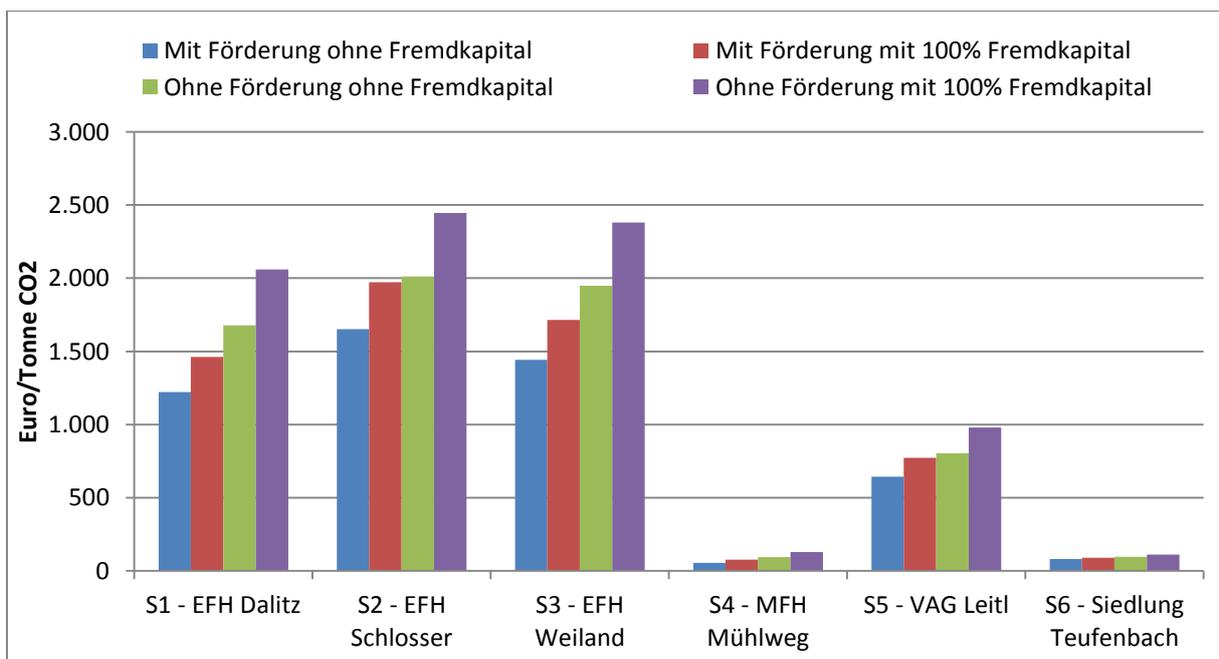


Abbildung 73: Nettokosten zur THG-Vermeidung bei den Technologieoptionen mit Wärmepumpe

Der Grund dafür, dass die Nettokosten zur THG-Vermeidung besonders hoch ausfallen, liegt nicht nur an den hohen Wärmegestehungskosten der betrachteten Wärmepumpen. Aufgrund der notwendigen Strombereitstellung aus einem Erdgas-GUD sind die vermiedenen THG-Emissionen geringer als bei den Technologien Solarthermie und Pelletkessel. Diese führen zu einer kleinen Differenz im Nenner von Formel 2. Aufgrund der kleineren Zahl im Nenner ergeben sich auch für geringe Kostendifferenzen hohe Nettokosten zur THG-Vermeidung.

3.5.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Photovoltaikanlagen haben hohe Investitionskosten von etwa 3,3 bis 3,4 Euro / Wp (inkl. Steuern). Es sind Zusatzinvestitionen von mindestens 20 % der Gebäudeerrichtungskosten notwendig. Die wirtschaftliche Rentabilität der Investition hängt vom Einspeisetarif, der Ausrichtung der Module und von der Art der Finanzierung ab (hohe Kapitalkosten bei Fremdfinanzierung). Unter optimalen Bedingungen kann sich eine Photovoltaikanlage rechnen und die Nettokosten zur THG-Vermeidung sind negativ.

Kleinwindkraftanlagen sind an den betrachteten Systemvarianten, aufgrund der relativ geringen Stromerträge aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll. Die Investitionskosten sind höher, als bei Photovoltaikanlagen und liegen bei etwa 4,8 Euro / W-Nennleistung (inkl. Steuern). Der geförderte Einspeisetarif ist genauso hoch, wie bei großen Windkraftanlagen und liegt bei 0,097 Euro / kWh. Die Stromgestehungskosten sind jedoch im günstigsten Szenario etwa 0,56 Euro / kWh. Deshalb sind auch die Nettokosten zur THG-Vermeidung in jedem betrachteten Szenario positiv und liegen über 1.000 Euro / t CO₂-Äq.

Die Wärmegestehungskosten solarthermischer Anlagen sind von der Dimensionierung des Kollektorfelds und des Pufferspeichers abhängig. Ein hoher solarer Deckungsgrad führt zu großen Wärmeverlusten und erhöht die Wärmegestehungskosten (in den betrachteten Szenarien auf über 0,5 Euro / kWh). Solarthermische Anlagen zur Heizungsunterstützung haben in den betrachteten Beispielen (aufgrund des geringeren solaren Nutzungsgrades) höhere Wärmegestehungskosten als solche, die nur zur Warmwasserbereitstellung verwendet werden. Die Nettokosten zur THG-Vermeidung sind auch von der Dimensionierung des Kollektorfelds und des Pufferspeichers abhängig. Im günstigsten Szenario sind sie negativ und liegen bei etwa -26 Euro / t CO₂-Äq.

Die leistungsspezifischen Investitionskosten von Pelletkesseln sind bei kleinen Anlagen (5 kW) hoch und liegen bei etwa 3.000 Euro / kW, die Preisdegradation für größere Systeme ist jedoch groß. Die Investitionskosten für die größte betrachtete Anlage (70 kW) sind etwa 500 Euro / kW. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die Energiekosten (vor allem Brennstoffkosten) für Pelletkessel niedrig sind. Es kann mit etwa 0,06 Euro / kWh gerechnet werden. Eine hohe Auslastung der Anlage führt deshalb zu günstigeren Wärmegestehungskosten. Je nach Größe der Anlage liegen die Wärmegestehungskosten zwischen 0,08 und 0,28 Euro / kWh. Die Nettokosten zur THG-Vermeidung sind in den

größeren Systemen (über 65 und 70 kW) negativ und liegen zwischen 0 und -100 Euro / t CO₂-Äq. Die kleineren Systeme (20 kW und darunter) weisen positive Nettokosten zur THG-Vermeidung von bis zu 600 Euro / t CO₂-Äq. auf.

Die Investitionskosten von Wärmepumpensystemen sind ähnlich hoch wie die der Pelletkessel. Sie liegen je nach Größe der Anlage zwischen 2.500 und 600 Euro / kW. Die Energiekosten sind von der Jahresarbeitszahl abhängig und sind bei den betrachteten Beispielen zwischen 6 und 7 Euro / kWh. Die Nettokosten zur THG-Vermeidung sind vom angenommenen Strommix abhängig. Sie sind jedenfalls positiv und liegen beim betrachteten Strom aus einem Erdgas-GuD zwischen 50 und 2.500 Euro / t CO₂-Äq. Wird der österreichische Strommix angenommen, sind die Werte etwa halb so hoch.

4 Detailangaben in Bezug auf die Ziele des Programms

4.1 Einpassung in das Programm

Die Betrachtung von Plus-Energie-Gebäuden mit allen relevanten Energieflüssen und CO₂-Emissionen über den gesamten Lebenszyklus des Gebäudes steht im Einklang mit der Vision vom „Gebäude der Zukunft“ und damit mit der Programmlinie „Haus der Zukunft Plus“.

4.2 Beitrag zum Gesamtziel des Programms

Energieeffizienz, erneuerbare Energieträger sowie Energieautarkie in Hinblick auf Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von Energielieferanten sind speziell im Gebäudesektor essentielle Herausforderungen, für die bereits eine Vielzahl von technischen Möglichkeiten und Lösungsansätzen existieren. Niedrigenergie- und Passivhaus, welche sich in den letzten Jahren bereits als Standard etabliert haben, zeugen von dieser erfolgreichen Entwicklung. Die Weiterentwicklung zum Energie erzeugenden bzw. Treibhausgas-reduzierenden Gebäude ist ein wichtiger Schritt für ein nachhaltiges Energiesystem und die Festigung des Ausbaues des Wirtschafts- und Technologiestandortes Österreich.

Die Realisierung eines THG-neutralen-Gebäudes bedeutet ein komplexes Zusammenspiel etablierter Techniken mit neu zu entwickelnden Maßnahmen und Verbesserungen sowie neuen Überlegungen zur Energieversorgung- und Verkehrsinfrastruktur.

Grundlage für die Realisierung solcher Gebäude sowie für die Planung von Puls-Energie-Gebäude-Projekten sollen die in diesem Projekt erarbeiteten Beurteilungen und Bewertungen sein.

4.3 Einbeziehung der Zielgruppen (Gruppen, die für die Umsetzung der Ergebnisse relevant sind) und Berücksichtigung ihrer Bedürfnisse im Projekt

Die Einbeziehung der Zielgruppen erfolgte durch die Durchführung von zwei Workshops im Rahmen des Projektes, Veröffentlichungen und zusätzlichen Projektbesprechungen bei denen Interessierte teilnahmen. Die Ergebnisse wurden in die laufenden Arbeiten aufgenommen und daher direkt im Projekt berücksichtigt.

4.4 Beschreibung der Umsetzungs-Potenziale (Marktpotenzial, Verbreitungs- bzw. Realisierungspotenzial) für die Projektergebnisse

Die Projektergebnisse stellen einen wichtigen Schritt in Richtung Know How Aufbau für die zukünftige Entwicklung von Plusenergiehäusern und Gebäudeverbänden dar. Die beteiligten Unternehmenspartner sind bereits seit Jahren im Bereich Wohnbau auf nationaler und

internationaler Ebene tätig. Die im Projekt beteiligten Partner werden die gewonnenen Erkenntnisse als Basis für weitere Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten nutzen.

Die neuen Erkenntnisse werden in zukünftige Produktentwicklungen einfließen. Durch die langjährige Erfahrung der Projektpartner in der Bauwirtschaft, ist die Fähigkeit zur Realisierung und Schützbarkeit der Ergebnisse ebenfalls gewährleistet.

Die Ergebnisse des Projekts wurden auf Veranstaltungen des „Haus der Zukunft“-Programms sowie bei internen Workshops im Rahmen des Programms veröffentlicht. Des Weiteren wurden Konferenzen und Workshops besucht, um die Ergebnisse entsprechend zu verbreiten. Es wurden 2 Projektworkshops abgehalten, in denen die Ergebnisse Fachleuten vorgestellt und mit Ihnen diskutiert wurden.

Der frühe Aufbau des Know-hows auf diesem Gebiet führt zu einer Marktführerschaft für österreichische Unternehmen und damit zur Schaffung und Absicherung von Arbeitsplätzen sowohl in der Planung und Produktion, als auch in der Wartung der Plus-Energie-Gebäude und Systeme.

5 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

Die Untersuchungen für die Phase der Errichtung der betrachteten Gebäude zeigten ein relativ geringes Reduktionspotential der THG-Emissionen und des nicht erneuerbaren Primärenergieeinsatzes. Durch den Einsatz von Dämmstoffen mit niedrigen THG-Emissionen und geringen Baumassen (u. A. durch die Verwendung „leichter“ Baustoffe z.B. „Betonhohlkonstruktionen“) lassen sich die THG-Emissionen trotzdem verringern. Hingegen hat die Phase der Nutzung der Gebäude einen wesentlichen Einfluss auf die THG-Emissionen und den nicht erneuerbaren Primärenergieeinsatz. Durch Minimierung des Einsatzes fossiler Energieträger und der Maximierung des Einsatzes erneuerbarer Energieträger können diese während der Nutzung des Gebäudes wesentlich verringert werden.

Basierend auf den Ergebnissen der technischen, ökologischen und ökonomischen Bewertung können folgende Schlussfolgerungen getroffen werden:

- Elektrische „Plus-Energie-Produktion“ ist bei jeder untersuchten Systemvariante möglich. Jedoch sollte bereits bei der Planung von Gebäuden die optimale Installation von Technologien berücksichtigt werden (z.B. Südausrichtung des Gebäudes, zur Verfügung stehende Flächen für die Installation von Solarthermieanlagen bzw. Photovoltaikanlagen) und auch der Energiebedarf sollte optimiert bzw. reduziert werden.
- Technologien zur elektrischen Energiebereitstellung sind
 - Photovoltaikanlagen, welche sich sehr gut für die elektrische Energiebereitstellung und in weiterer Folge für die „Plus-Energie-Produktion“ eignen. Jedoch haben sie einen hohen Platzbedarf (Nachteil für Geschosswohnbau).
 - Kleinwindkraft ist stark abhängig von den Windverhältnissen am jeweiligen Standort und erfordert technische und wirtschaftliche Detailplanungen je nach geographischen und rechtlichen Rahmenbedingungen.
- Technologien zur thermischen Energiebereitstellung sind
 - Wärmepumpen,
 - Pelletkessel und
 - solarthermische Anlagen.

Pelletkessel haben in Hinblick auf eine elektrische Plus-Energie-Produktion den Vorteil gegenüber Wärmepumpen, dass der Strombedarf im Betrieb signifikant geringer ist. Solarthermische Anlagen stehen in Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik.

- THG-neutrale-Gebäude sind möglich.

- Die untersuchten Technologieoptionen stellen ökologisch optimierte Varianten dar, die aufzeigen, welche THG-Einsparungen maximal möglich sind.
- Von den am Beispiel verschiedener Systemvarianten untersuchten Technologieoptionen zeigt die PV-Technologie das höchste Potential. PV-Anlagen beanspruchen jedoch Installationsfläche auf der Gebäudehülle. Das, für Geschosswohnbauten in Hinblick auf Wärmeverluste, günstige Oberflächen- zu Volumenverhältnis wirkt sich hier nachteilig aus, da die zur Verfügung stehende Gebäudehülle im Vergleich zum Energiebedarf geringer ist.
- Bei PV-Anlagen in Kombination mit thermischen Solarthermieanlagen ist eine genaue Einteilung der zur Verfügung stehenden Gebäudeflächen notwendig. Für zwei Systemvarianten mit Einfamilienhäusern zeigten die Ergebnisse, dass genug Fläche für PV-Anlagen und Solarthermieanlagen zur Verfügung steht, um den Status eines THG-neutralen-Gebäudes am Ende der Gebäudenutzungsdauer zu erreichen.
- Das Potential von Klein-Windkraftanlagen ist stark standortabhängig. Bei den untersuchten Systemvarianten und deren Standorten eigneten sich Klein-Windkraftanlagen nicht, um den Status eines THG-neutralen-Gebäudes zu erreichen.
- Die Ergebnisse der ökologischen Bewertung sind stark von Annahmen auf denen die Bewertung aufbaut abhängig.
 - Einen signifikanten Einfluss hat die Art des Energieträgers aus dem der Strom erzeugt wird, der durch den am Gebäude erzeugten Überschussstrom ersetzt wird.
 - Beim Einsatz von Biomasse beeinflusst die Referenznutzung der Biomasse die Ergebnisse für den Vergleich mit den anderen Technologieoptionen.
 - Der für die Bewertung gewählte Indikator (z.B. THG-Emissionen oder Primärenergiebedarf) hat einen wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis. Ziel der Untersuchung war es, die Entwicklung der THG-Emissionen über den Gebäudelebenszyklus darzustellen. Bei Einsatz von Biomasse als Energieträger erwies sich aber der gesamte Primärenergiebedarf (nicht erneuerbarer + erneuerbarer Anteil) als sinnvoller. Mit dem Primärenergiebedarf konnte die kontinuierliche Zufuhr von erneuerbarer Biomasse über die Gebäudesystemgrenze besser abgebildet werden.
- Der Standort des Gebäudes ist für das Mobilitätsverhalten der Bewohner entscheidend. Für die Bewertung wurden zwei unterschiedliche Mobilitätsszenarien herangezogen.

- Die Art der Strombereitstellung beeinflusst die THG-Emissionen eines elektrisch betriebenen PKW während der Nutzungsphase signifikant.
 - E-PKW haben höhere THG-Emissionen in der Herstellung als PKW mit Verbrennungsmotor. In den betrachteten Szenarien verursachen sie aber aufgrund des effizienteren Betriebs weniger THG-Emissionen.
 - Werden die THG-Emissionen der Mobilität den jeweiligen Systemvarianten zugerechnet, kann keine der betrachteten Systemvarianten den Status eines THG-neutralen-Gebäudes erreichen.
- Photovoltaikanlagen haben hohe Investitionskosten von etwa 3,3 bis 3,4 Euro / Wp (inkl. Steuern). Es sind Zusatzinvestitionen von mindestens 20 % der Gebäudeerrichtungskosten notwendig. Die wirtschaftliche Rentabilität der Investition hängt vom Einspeisetarif, der Ausrichtung der Module und von der Art der Finanzierung ab (hohe Kapitalkosten bei Fremdfinanzierung). Unter optimalen Bedingungen kann sich eine Photovoltaikanlage rechnen und die Nettokosten zur THG-Vermeidung sind negativ.
 - Kleinwindkraftanlagen sind an den betrachteten Systemvarianten, aufgrund der relativ geringen Stromerträge aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll. Die Investitionskosten sind höher, als bei Photovoltaikanlagen und liegen bei etwa 4,8 Euro / W-Nennleistung (inkl. Steuern). Der geförderte Einspeisetarif ist genauso hoch, wie bei großen Windkraftanlagen und liegt bei 0,097 Euro / kWh. Die Stromgestehungskosten sind jedoch im günstigsten Szenario etwa 0,56 Euro / kWh. Deshalb sind auch die Nettokosten zur THG-Vermeidung in jedem betrachteten Szenario positiv und liegen über 1.000 Euro / t CO₂-Äq.
 - Die Wärmegeheimungskosten solarthermischer Anlagen sind von der Dimensionierung des Kollektorfelds und des Pufferspeichers abhängig. Ein hoher solarer Deckungsgrad führt zu großen Wärmeverlusten und erhöht die Wärmegeheimungskosten (in den betrachteten Szenarien auf über 0,5 Euro / kWh). Solarthermische Anlagen zur Heizungsunterstützung haben in den betrachteten Beispielen (aufgrund des geringeren solaren Nutzungsgrades) höhere Wärmegeheimungskosten als solche, die nur zur Warmwasserbereitstellung verwendet werden. Die Nettokosten zur THG-Vermeidung sind auch von der Dimensionierung des Kollektorfelds und des Pufferspeichers abhängig. Im günstigsten Szenario sind sie negativ und liegen bei etwa -26 Euro / t CO₂-Äq.
 - Die leistungsspezifischen Investitionskosten von Pelletkesseln sind bei kleinen Anlagen (5 kW) hoch und liegen bei etwa 3.000 Euro / kW, die Preisdegradation für größere Systeme ist jedoch groß. Die Investitionskosten für die größte betrachtete Anlage (70 kW) sind etwa 500 Euro / kW. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die Energiekosten (vor allem Brennstoffkosten) für Pelletkessel niedrig sind. Es kann mit etwa 0,06 Euro / kWh gerechnet werden. Eine hohe Auslastung der Anlage führt deshalb zu günstigeren Wärmegeheimungskosten. Je nach Größe der Anlage liegen

die Wärmegestehungskosten zwischen 0,08 und 0,28 Euro / kWh. Die Nettokosten zur THG-Vermeidung sind in den größeren Systemen (über 65 und 70 kW) negativ und liegen zwischen 0 und -100 Euro / t CO₂-Äq. Die kleineren Systeme (20 kW und darunter) weisen positive Nettokosten zur THG-Vermeidung von bis zu 600 Euro / t CO₂-Äq. auf.

- Die Investitionskosten von Wärmepumpensystemen sind ähnlich hoch wie die der Pelletkessel. Sie liegen je nach Größe der Anlage zwischen 2.500 und 600 Euro / kW. Die Energiekosten sind von der Jahresarbeitszahl abhängig und sind bei den betrachteten Beispielen zwischen 6 und 7 Euro / kWh. Die Nettokosten zur THG-Vermeidung sind vom angenommenen Strommix abhängig. Sie sind jedenfalls positiv und liegen beim betrachteten Strom aus einem Erdgas-GuD zwischen 50 und 2.500 Euro / t CO₂-Äq. Wird der österreichische Strommix angenommen, sind die Werte etwa halb so hoch.

Dieser Bericht ist auch auf der Homepage <http://www.joanneum.at/resources/eng/publikationen.html> veröffentlicht.

6 Ausblick und Empfehlungen

Basierend auf den getroffenen Schlussfolgerungen können folgende Empfehlungen zur Umsetzung des Plusenergiestandards abgeleitet werden.

In der Planungsphase sollte bereits der gesamte „Gebäudelebenszyklus“ berücksichtigt werden um das Ziel eines THG-neutralen-Gebäudes zu erreichen. Das heißt es müssen bereits bei der Planung Abschätzungen über die mit der Errichtung, Nutzung und Entsorgung verbundenen THG-Emissionen gemacht werden. Bei der Gebäudeerrichtung sollte der Energieeinsatz minimiert und der Einsatz von biogenen Baumaterialien forciert werden um die THG-Emissionen bereits bei der Errichtung des Gebäudes möglichst gering zu halten. Die Nutzungsphase des Gebäudes hat den größten Einfluss zur Erreichung des Plusenergiestandards bzw. eines THG-neutralen Gebäudes. Voraussetzung ist ein niedriger Gesamtenergiebedarf des Gebäudes und eine Energieversorgung durch erneuerbare Energieträger. Für die Stromerzeugung mit Plus-Energie-Gebäuden zur Einspeisung ins öffentliche Netz steht derzeit aus wirtschaftlicher Sicht an den meisten Standorten nur die Photovoltaik zur Verfügung. Für Mehrfamilienhäuser und Siedlungen sind Biomasse betriebene BHKW-Anlagen im Einzelfall auf deren Eignung zu prüfen, da für BHKW-Anlagen das Nutzerverhalten der Bewohner eine wichtige Rolle spielt. Die Nutzung der Solarenergie hat eine große Bedeutung für das THG-neutrale-Gebäude. Es ist auf eine optimale Ausrichtung und Gestaltung des Gebäudes zur Nutzung aktiver und passiver Solarenergie zu achten. Bei gleichzeitiger Installation einer Solarthermie- und einer PV-Anlage spielen die am Gebäude vorhandenen Flächen eine wichtige Rolle. Kleinwindkraftanlagen und Kleinwasserkraftanlagen haben spezielle Standortanforderungen und sind daher nur begrenzt einsetzbar. Für Kleinwasserkraftanlagen ist ein Standort des Gebäudes direkt an einem geeigneten Gewässer notwendig. Kleinwindkraftanlagen benötigen besonders Wind reiche Lagen. Sowohl für Kleinwasserkraftanlagen und Kleinwindkraftanlagen müssen spezielle rechtliche Voraussetzungen beachtet werden.

Ein Plus-Energie-Gebäude ist mit komplexen Energieerzeugungsanlagen ausgestattet. Als „Lieferant von Energie“ ist der Gebäudeeigentümer und -nutzer für die Überwachung des Betriebs und die Durchführung von etwaigen Service- und Wartungsarbeiten verantwortlich. Voraussetzung für den erfolgreichen Betrieb eines Plus-Energie-Gebäudes bzw. eines THG-neutralen-Gebäudes ist das Interesse für die technische Anlage und die Übernahme der Verantwortung als Stromlieferant.

Weiterführende Themen für Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten sind:

- Bedeutung von Plus-Energie-Gebäuden in Smart-City-Konzepten
- Entwicklung von Tools zur einfachen Abbildung von THG-Emissionen und Primärenergiebedarf für den gesamten „Gebäudelebenszyklus“.
- Einbindung von Plus-Energie-Gebäuden als Stromlieferanten und -abnehmer in vorhandene Netzstrukturen, Untersuchung der Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem und Relevanz von elektrischen Energiespeichern.

- Weiterführende Untersuchungen zur Einbeziehung des Mobilitätsverhaltens der Bewohner von Plus-Energie-Gebäuden und die Folgen auf die zukünftige Raumplanung.
- Möglichkeiten der geeigneten Gestaltung von Siedlungs- und Geschosswohngebäuden als THG-neutrale-Gebäude.
- Weitere Möglichkeiten zur Verringerung des Strombedarfs in Gebäuden (z.B. Einsatz von Low-Tech, Einsatz von "stromlosen Haustechnikkomponenten")
- Errichtung einer Arbeitsgruppe zum Plus-Energie-Gebäude bzw. THG-neutralen-Gebäude und Einbindung in bereits bestehende Netzwerke und Initiativen (z.B. IG Passivhaus, klima:aktiv)

7 Literatur-/ Abbildungs- / Tabellenverzeichnis

Literaturverzeichnis

Aigenbauer S.: „Mikro-KWK Technologien & Entwicklungsstand 2012“, "F&E Roadmap Bioheating and Cooling", Wieselburg 2012.

Altenburger F., Fink Ch., Hausner R.: „Theoretische Untersuchungen zur Entwicklung einer Vakuumdämmung für thermische Energiespeicher“, Erneuerbare Energie – Zeitschrift für eine nachhaltige Energiezukunft, Heft: 3-11, 2011.

Bahl C., Laing D., Hempel M., Stückerle A.: "Concrete Thermal Energy Storage for Solar Thermal Power Plants and Industrial Process Heat", Proceedings. SolarPACES 2009, Berlin 2009.

Beermann M., Jungmeier G., Wenzel A., Spitzer J., Canella L., Engel A., Schmuck M., Koller S.: Quo Vadis Elektroauto? Grundlagen einer Road Map für die Einführung von Elektrofahrzeugen in Österreich. Projektbericht im Rahmen des Programms IV2Splus., Graz 2010.

Biele Hartmut: Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Erdwärmesonden. Dresden 2007 siehe auch http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/wissenswelt/gesetze/Leitfaden/Sachsen_Leitfaden-Erdwaerme.pdf abgerufen am 02. April 2012.

BINE, „Kinetische Speicherung von Elektrizität; Projektinfo 11/03“, Eggenstein-Leopoldshafen, URL: http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2003/Projekt-Info_11-2003/projekt1103internetx.pdf; 03.11.2010 14:00.

BINE, „Wärmespeicher“, Fisch, N., Bodmann, M., Kühl, L., Saße, C., Schnürer, H., 4. Auflage, hrsg v. Fachinformationszentrum Karlsruhe, Karlsruhe, 2005.

BMVIT – Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hrsg.): Haus der Zukunft Plus 1. Ausschreibung 2008 Leitfaden für Projekteinreichung. Haus der Zukunft, Wien 2008.

BMVIT – Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hrsg.): Haus der Zukunft Plus 3. Ausschreibung 2011 Leitfaden für Projekteinreichung. Haus der Zukunft, Wien 2011.

Bundesverband Kleinwindanlagen Deutschland siehe auch <http://www.bundesverband-kleinwindanlagen.de/index.php?menuid=37> abgerufen am 03. Oktober 2010; 16:10.

Cervený M.: Dramatische Auswirkungen der Ölpreissteigerungen auf Haushalte und Wirtschaft. Linz 2011 siehe auch [http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xbcr/SID-546E4478-76DA3087/ooe/PK_Anschober_2.3.2011_Internet\(1\).pdf](http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xbcr/SID-546E4478-76DA3087/ooe/PK_Anschober_2.3.2011_Internet(1).pdf) abgerufen am 17. April 2012.

Disch R. Solararchitektur: ein Haus für die Zukunft das Plusenergiehaus, Was ist Plusenergie? <http://www.plusenergiehaus.de/index.php?p=home&pid=8&L=0&host=1#a1> (abgerufen am 06.03.2012, 15:00)

Ecowatt Erneuerbare Energien GmbH: Leitfaden Fotovoltaik Leitfaden Fotovoltaik siehe auch http://www.lev.at/download/PV_Leitfaden_2011.pdf.

Eichlseder H., Klell M.: "Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik – Erzeugung, Speicherung, Anwendung", hrsg. v. Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden 2008

EN ISO 14040:2006 Umweltmanagement Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen Energieberatung Steiermark siehe auch <http://www.gemeinde-judendorf-strassengel.at/formulare/Land%20Infoblatt%20Solaranlagen%20NEU%202011-05-02.pdf> abgerufen am 17. April 2012.

FH-Mannheim: Solarzellen aus amorphem Silizium Solarzellen aus amorphem Silizium siehe auch <http://www.et.fh-mannheim.de/kni/pvr/pv/duennfilmmodul> abgerufen am 04. März 2012; 14:00.

Halbhuber W.: Betrieb von Kleinwindkraftanlagen - ein Überblick über Markt, Technik und Wirtschaftlichkeit. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, Wien 2009.

Henning H.-M.: „Wärmespeicher mit Phasenwechselmaterialien und thermochemische Systeme“, Vortrag beim Workshop „Dezentrale Energiespeicherung – Schlüssel zur wirtschaftlichen Entfaltung Erneuerbarer Energien“, Wuppertal 2002.

Hilgers C.: High-Tech-Heizmöbel. In: Sonne Wind & Wärme 18 / 2010, Bielefelder Verlag, Bielefeld 2010.

Himpel M.: „Innovative Wärmespeicher – Stand und Perspektiven“, Tagungsbeitrag: 10.11.2009 bei den Solarfreunden Moosburg, Moosburg 2009

Hoffmann E., Weiß J., Hirschl B.: Machbarkeitsstudie für neue Umweltzeichen für die Produktgruppe: Holzpelletfeuerungen. 2003 siehe auch http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/UBA-report_03-03.pdf abgerufen am 27. März 2012; 14:20.

Huber H., Köfinger C., Rieberer R., Em G., Stuber H., Haag U., Wieshammer G., Zivkovic M., Wenzel W.: Wohnbauforschung Niederösterreich; Wohnbauforschungserfassung 2006. Wien 2006 siehe auch <http://www.noe-wohnbauforschung.at/documentation/kf2127.pdf> abgerufen am 02. April 2012; 10:00.

Huggins R.: „Energy Storage“, hrsg. v. Springer-Verlag, New York, 2010

IBO - Österreichisches Institut für Baubiologie und Bauökologie (Hrsg.): Ökologischer Bauteilkatalog – Bewertete gängige Konstruktionen. Springer-Verlag, Wien 1999.

IBO - Österreichisches Institut für Baubiologie und Bauökologie (Hrsg.): Passivhaus-Bauteilkatalog – Ökologisch bewertete Konstruktionen. 3. korrigierte Auflage, Springer-Verlag, Wien 2009.

IBO - Österreichisches Institut für Baubiologie und Bauökologie: IBO Referenzdaten für Ökokennzahlen, <http://www.ibo.at/de/oekokennzahlen.htm> (abgerufen am 12.08.2010)

IG Passivhaus Österreich siehe auch www.igpassivhaus.at abgerufen am 20. Dezember 2011; 11:09.

INT, Fraunhofer Institut Naturwissenschaftlich-Technische Trendanalysen (Autoren: Neupert U., Euting, Th., Kretschmer, Th., Notthoff, C., Ruhling, K., Weimert, B.), „Aktuelle und zukünftige Möglichkeiten der Energiespeicherung“, hrsg. v. Fraunhofer Verlag, Euskirchen 2009.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. J.T. Houghton, L.G. Meira Filho, B. Lim, K. Trèanton, I. Mamaty, Y. Bonduki, D.J. Griggs & B.A. Callander (Eds.). IPCC WGI Technical Support Unit, Bracknell UK 1996.

Kaltenegger E.: Beispiele bestehender Plus-Energie-Gebäude. Präsentation beim 1. Projektworkshop „Ökoplus-Komplex“, Graz 2011.

Kaltenegger I., Obernosterer R., Lauer M., Jungmeier G., Kronhofer A., Enzinger P., Brandt B., Grahek D., Merl A., Neumayer S., Reibauer J.: Holzprodukte von Morgen sind Rohstoffe und Brennstoff von Übermorgen. Projektendbericht, Graz 2007.

Kaltschmitt M., Streicher W. (Hrsg.): Regenerative Energien in Österreich: Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung. Vieweg + Teubner, Wiesbaden 2009.

Koppelhuber J.: Tanno meets Gemini, Endbericht Teil 1: „Vergleichende Betrachtung zweier Systembauweisen im Holzhausbau – Konstruktionsprinzipien und mögliche Potentiale“, Technische Universität Graz, Institut für Stahlbau, Holzbau und Holztechnologie, Graz 2003.

Koppelhuber J.: Tanno meets Gemini, Endbericht Teil 2: Literaturrecherche und Umfeldanalyse „Tanno und deren Produkte“, Technische Universität Graz, Institut für Stahlbau, Holzbau und Holztechnologie, Graz 2003.

Laing D., Bahl C.: „Pre-kommerzielle Entwicklung der WESPE Feststoff-Speichertechnologie für den Einsatz in ANDASOL-Kraftwerken“, Tagungsbeitrag: Öffentliches Statusseminar Thermische Energiespeicherung, Stuttgart 2005.

Lauer W.: siehe auch <http://kleinewindkraft.wordpress.com/technische-faktoren/> abgerufen am 07. September 2011; 11:00.

Lauer M., Pfeiffer B.: “The Effect of Wood as Construction Material and Heating Fuel on Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Various Types of Low Energy and Passive Houses”

Paper and poster presented at the “14th European Biomass Conference” in Rome, October 2005, Proceedings published ETA-Florence 2006.

Lingitz A., Canella L., Jungmeier G., Könighofer K.: Ökologische Bewertung des Base Case und der Designvarianten. Berichtsteil des Projektes BioHeatLABEL aus dem Programm Neue Energien 2020, Graz 2010.

Mariyappan J., Black M., Strbac G., Hemmi K.: “Cost and technical opportunities for electricity storage technologies.”, Forschungsbericht des EU-Projekts GreenNet (“Pushing a least cost integration of green electricity into the European Grid”), Chichester 2004.

Mastermind, Mastermind Ingenieurbüro GmbH Elektrotechnik & Maschinenbau, Mollardgasse 19/39, Wien 2012.

Mehling H.: „Überblick Leitprojekt: „Innovative PCM-Technologie“, Vortrag im Rahmen: „ZAE-Symposium 2004“, 4.-5. März, Garching 2004.

Milioni R. P.: Das Plusenergiehaus – Grundlagen, Forschung und Entwicklung – internationale Beispiele. Tagungsband Wege zum Plusenergiehaus, Bern 2011.

Mötzl H., Pladerer C., Aschenbrenner U., Meissner M., Wurm M., Zelger T.: Assessment of Building and Construction (ABC) – Disposal, Maßzahlen für die Entsorgungseigenschaften von Gebäuden und Komponenten für die Lebenszyklusbewertung. Projektbericht im Rahmen der Programmlinie Haus der Zukunft, Wien 2009.

Müller A., Biermayr Peter, Kranzl Lukas, Haas Reinhard, Altenburger Florian, Bergmann Irene, Friedl Günther, Haslinger Walter, Heimrath Richard, Ohnmacht Ralf, Weiss Werner: Heizen 2050. Wien 2010 siehe auch <http://www.bioenergy2020.eu/files/publications/pdf/Heizen2050-Endbericht.pdf> abgerufen am 22. März 2012; 15:50.

Oertel D.: “Energiespeicher – Stand und Perspektiven“, hrsg. v. TAB – Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin, 2008

Oertel D., Fleischer T.: „Brennstoffzellen-Technologie: Hoffnungsträger für den Klimaschutz – Technische, ökonomische und ökologische Aspekte ihres Einsatzes in Verkehr und Energiewirtschaft“, hrsg. v. Erich Schmidt Verlag, Berlin 2001.

Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.: GEMIS – Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme, Standard Datensatz Version 4.6, Darmstadt 2011.

ÖNORM EN 15978: Nachhaltigkeit von Bauwerken – Bestimmung der Umweltleistung von Gebäuden – Berechnungsmethoden, 2. Entwurf, Ausgabe 2010-07-15.

Pelikan B.: Handbuch zur Planung und Errichtung von Kleinwasserkraftwerken Handbuch zur Planung und Errichtung von Kleinwasserkraftwerken siehe auch http://www.kleinwasserkraft.at/images/stories/dateien_content/handbuch_erricht_kwk.pdf abgerufen am 24. April 2012; 9:30.

ProPellets Austria, - Netzwerk zur Förderung der Verbreitung von Pelletsheizungen siehe auch <http://www.propellets.at/cms/cms.php?pageName=235> abgerufen am 08. März 2012; 16:03.

Purkarthofer G., Fink C. (2003): Sorptionsspeicher – Langzeit-Wärmespeicherung von Wärme mit hohen Energiedichten. In: Heizung-Lüftung-Klimatechnik, Heft 1–2, Jhg. 2003

PV-Austria siehe auch <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=62> abgerufen am 03. Jänner 2012; 11:00.

Richter S.: Kleinwindenergieanlagen Untersuchung der Rahmenbedingungen, technischen Konzepte und Wirtschaftlichkeit am Standort Norddeutschland. Hochschule Bremen, Bremen 2010.

Rummich E., „Energiespeicher – Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen“, hrsg. v. expert verlag, Renningen 2009

Schneider W., Pilz B., Raab K.: Pelletheizungen - Technik und bauliche Anforderungen. Bonn 2004 siehe auch http://www.hochschule-biberach.de/sections/forschung/ifh/copy_of_f-e-aktuell/attachedFile_69_f2 abgerufen am 27. März 2012; 10:00.

Speigner S.: best practice Beispiele. 2008 siehe auch http://www.ibo.at/documents/TB08_speigner.pdf.

Stadt Frankfurt am Main: Passivhäuser: Die wirklichen Kosten. 2008 siehe auch <http://www.passivhaus-eco.de/passivhaus-kosten.pdf> abgerufen am 17. April 2012.

Starzer O.: Ausweitung der Studie Wärmepumpen und Öl-/Gasheizungen im Vergleich: Emissionsvergleich, Betriebs- und Serviceaspekte. Wien 2007 siehe auch <http://www.energyagency.at/fileadmin/aea/pdf/energietechnologien/projekt-waermepumpen-oel.pdf> abgerufen am 02. April. 2012; 13:30.

Streicher W.: Solare Brauchwasserbereitung und Heizung siehe auch http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i3070/downloads/skripten/Sonnenenergienutzung/Teil3_Brauchwasser_und_Heizung_06.pdf abgerufen am 22. Februar 2012; 09:30.

Umweltbundesamt GmbH: GEMIS-Österreich – Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme für Österreich. Österreich Datensatz Version 4.5, Wien 2010.

Valentin, 2011a, PV*Sol Expert 5.0 – R4, Simulationssoftware, Dr, Valentin Energie Software GmbH, Stralauer Platz 34, 10243 Berlin, 2011

Valentin, 2011b, T*Sol Expert 4.5 – R6, Simulationssoftware, Dr, Valentin Energie Software GmbH, Stralauer Platz 34, 10243 Berlin, 2011

Voss K., Musall, E.(Hrsg.): Nullenergiegebäude Internationale Projekte zum klimaneutralen Wohnen und Arbeiten. DETAIL Green Books, München 2011.

Wagner W., Jähnig D., Isaksson C., Hausner R., „Modularer Energiespeicher nach dem Sorptionsprinzip mit hoher Energiedichte (MODESTORE)“, Gleisdorf 2006.

Weiss W., Mauthner F.: Solar Heat Worldwide. Graz 2011 siehe auch http://www.iea-shc.org/publications/downloads/Solar_Heat_Worldwide-2011.pdf abgerufen am 22. März 2012; 14:00.

Weiss, W.: Dimensioning of domestic hot water systems Dimensioning of domestic hot water systems siehe auch http://www.crses.sun.ac.za/files/services/events/workshops/08_Dimensioning.pdf abgerufen am 22. März 2012; 15:10.

Weiss W.: Solar Thermal System and Components. Karl-Franzens Universität, Graz 2011.

Weiss W.: Thermal Use of Solar Energy. Gleisdorf 2009 siehe auch <http://www.solarthermalworld.org/files/Solar%20Thermal%20Systems%20Manual.pdf?download> abgerufen am 22. Februar 2012; 15:00.

Wietschel M., Arens M., Dötsch C., Herkel S., Krewitt W., Markewitz P., Möst D., Scheufen M.: „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“, hrsg. v. Fraunhofer Verlag, Stuttgart 2010.

ZAMG – Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, Klimadaten: „Häufigkeitsverteilung der Windstärke, basierend auf Stundenwerten für ausgewählte Standorte in Österreich“, Wien 2011.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Definition Nullenergie- (wenn $x = y$) bzw. Plus-Energie-Gebäude (wenn $x > y$) mit dem Indikator „Stromerzeugung vs. Strombedarf [MWh/a]“	21
Abbildung 2:	Definition eines THG-neutralen-Gebäudes mit dem Indikator „THG-Emissionen aus Errichtung, Betrieb und Abbruch vs. vermiedene THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]“	22
Abbildung 3:	Entwicklung der kumulierten THG-Emissionen über den gesamten Gebäude-lebenszyklus zur Erreichung eines „THG-neutralen-Gebäudes“	23
Abbildung 4:	Zusammensetzung des Österreichischen Strommix 2007. Davon 69% Stromaufbringung in Österreich und 31% Stromimporte (ENTSOE Mix) (Beermann et al, 2011)	32
Abbildung 5:	Entwicklung der zusätzlichen Stromerzeugung in Österreich bis 2020. Erhebung von JOANNEUM RESEARCH im Jahr 2011 basierend auf bekannten Ausbauplänen für Österreich	33
Abbildung 6:	Grundriss und Schnitt des Wohngebäudes der Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“ (Quelle: Planung Uwe Dalitz)	38
Abbildung 7:	Grundriss des Erdgeschosses und Süd-Ansicht der Systemvariante „S 2 – EFH Schlosser“ (Quelle: Einreichplan Kerstin und Hannes Schlosser)	38
Abbildung 8:	Grundriss des Erdgeschosses und Außen-Ansicht der Systemvariante „S 3 – EFH Weiland“ (Quelle: KLH Massivholz GmbH).....	39
Abbildung 9:	Schnitt der Systemvariante „S 4 – GWB Mühlweg“ (Quelle: KLH Massivholz GmbH)	40
Abbildung 10:	Passivhaussiedlung Mühlweg (Quelle: Wagner et al 2010)	40
Abbildung 11:	Grundriss Erdgeschoss und Schnitt der Systemvariante „S 5 – VAG Leitl“ (Quelle: Ausführungsplanung Architekt Dipl. Ing. (FH) Georg Dasch, Augsburgstraße 35, 94315 Straubing).....	41
Abbildung 12:	Ansicht Systemvariante „S 5 – VAG Leitl“ (Quelle: http://cdn-3.industriemagazin-verlag.at/10312/high/Bauhuetten_Leitl_Werke_GmbH_Leitl_Sonnenhaus_Vital_Sonnenhaus_Andreas_Gibus/Leitl1.jpg).....	41
Abbildung 13:	Süd-Ansicht Systemvariante „S 5 – VAG Leitl“ (Quelle: Ausführungsplanung Architekt Dipl. Ing. (FH) Georg Dasch, Augsburgstraße 35, 94315 Straubing).....	42
Abbildung 14:	Südansicht Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ (Quelle: plan-ed GmbH, BM Ing. E. Galler).....	43
Abbildung 15:	Grundriss Erdgeschoß Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ (Quelle: plan-ed GmbH, BM Ing. E. Galler).....	43
Abbildung 16:	Vogelperspektive Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ (Quelle: plan-ed GmbH, BM Ing. E. Galler)	44
Abbildung 17:	Gesamte THG-Emissionen für Errichtung, Nutzung (Ist-Zustand) und Abbruch	47
Abbildung 18:	Spezifische THG-Emissionen für Errichtung, Nutzung (Ist-Zustand) und Abbruch.....	47
Abbildung 19:	Anteile der THG-Emissionen für Errichtung, Nutzung (Ist-Zustand) und Abbruch.....	48
Abbildung 20:	Gesamter nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf für Errichtung, Nutzung (Ist-Zustand) und Abbruch.....	48
Abbildung 21:	Spezifischer nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf für Errichtung, Nutzung (Ist-Zustand) und Abbruch.....	49
Abbildung 22:	Anteile des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs für Errichtung, Nutzung (Ist-Zustand) und Abbruch.....	49
Abbildung 23:	Gesamte THG-Emissionen für die Errichtung unterteilt in Haustechnik, Dach, Hochbau, Bodenplatte/Keller und Aushub.....	50
Abbildung 24:	Spezifische Treibhausgasemissionen für die Errichtung unterteilt in Haustechnik, Dach, Hochbau, Bodenplatte/Keller und Aushub	50

Abbildung 25:	Anteile der Treibhausgasemissionen für die Errichtung unterteilt in Haustechnik, Dach, Hochbau, Bodenplatte/Keller und Aushub	51
Abbildung 26:	Gesamter nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf für die Errichtung unterteilt in Haustechnik, Dach, Hochbau, Bodenplatte/Keller und Aushub	51
Abbildung 27:	Spezifischer nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf für die Errichtung unterteilt in Haustechnik, Dach, Hochbau, Bodenplatte/Keller und Aushub	52
Abbildung 28:	Anteile nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf für die Errichtung unterteilt in Haustechnik, Dach, Hochbau, Bodenplatte/Keller und Aushub	52
Abbildung 29:	Kleinwindkraftanlagen auf dem Dach (Halbhuber, 2009)	55
Abbildung 30:	Anteil des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs für Wärme aus Holzpellets	58
Abbildung 31:	Technologieoption 1 bis 3 – schematische Darstellung	62
Abbildung 32:	Technologieoption 4 bis 6 – schematische Darstellung	62
Abbildung 33:	Technologieoption 7 und 8 – schematische Darstellung	63
Abbildung 34:	Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ - Strombedarf und PV-Ertrag in den Systemvarianten	66
Abbildung 35:	Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hzg)“ - Strombedarf und PV-Ertrag in den Systemvarianten	70
Abbildung 36:	Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“ - Strombedarf und Kleinwindkraft-Ertrag in den Systemvarianten	72
Abbildung 37:	Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ - Strombedarf und PV-Ertrag in den Systemvarianten	75
Abbildung 38:	Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“ - Strombedarf und PV-Ertrag in den Systemvarianten	79
Abbildung 39:	Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“ - Strombedarf und Kleinwindkraft-Ertrag in den Systemvarianten	82
Abbildung 40:	Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“ - Strombedarf und PV-Ertrag in den Systemvarianten	86
Abbildung 41:	Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ - Strombedarf und PV-Ertrag in den Systemvarianten	90
Abbildung 42:	Technologieoption „T 9 – Blockheizkraftwerk“ – wärmegeführter Betrieb des Pellet-BHKW's in Systemvariante „S 4 – GWB Mühlweg“ (Mastermind, 2012)	92
Abbildung 43:	Technologieoption „T 9 – Blockheizkraftwerk“ – wärmegeführter Betrieb des Pellet-BHKW's in Systemvariante „S 5 – VAG Leitl“ (Mastermind, 2012)	93
Abbildung 44:	Technologieoption „T 9 – Blockheizkraftwerk“ – wärmegeführter Betrieb des Pflanzenöl-BHKW's (25 kWel) in Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ - Abdeckung des Wärmebedarfs (Mastermind, 2012)	93
Abbildung 45:	Technologieoption „T 9 – Blockheizkraftwerk“ – wärmegeführter Betrieb des Pflanzenöl-BHKW's (25 kWel) in Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ - Abdeckung des Strombedarfs (Mastermind, 2012)	94
Abbildung 46:	CES, Creativ Energy Systems	94
Abbildung 47:	Zusatzvariante – Strombedarf, PV-Ertrag und Batteriemangement in Systemvariante 1 ...	98
Abbildung 48:	Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 1, 2 und 3) für die Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“ und die Technologieoption „T 1 - PV maximal + Wärmepumpe“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)	104
Abbildung 49:	Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von sechs verschiedenen Technologieoptionen für die Systemvariante „S 1 - EFH Dalitz“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)	105
Abbildung 50:	Kumulierter Primärenergiebedarf (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von sechs verschiedenen Technologieoptionen für die Systemvariante „S 1 EFH Dalitz“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)	106

Abbildung 51:	Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von sechs verschiedenen Technologieoptionen für die Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)	107
Abbildung 52:	Kumulierter Primärenergiebedarf (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von sechs verschiedenen Technologieoptionen für die Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)	108
Abbildung 53:	Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 1, 2 und 3) der Technologieoption „T 3a – Kleinwindkraft (30 kW) + Wärmepumpe“ für die Systemvariante „S - 3 EFH Weiland“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)	109
Abbildung 54:	Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von zwei verschiedenen Technologieoptionen für die Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD)	110
Abbildung 55:	Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von sechs verschiedenen Technologieoptionen für die „S 1 - EFH Dalitz“ (Bezug und Ersatz von Österreichischem Strommix).....	111
Abbildung 56:	Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von sechs verschiedenen Technologieoptionen für die „S 2 - EFH Schlosser“ (Bezug und Ersatz von Österreichischem Strommix).....	111
Abbildung 57:	Schematische Darstellung der Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“	113
Abbildung 58:	Schematische Darstellung der Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ inklusive der Nutzung der nicht benötigten Biomasse zur Wärmeerzeugung	113
Abbildung 59:	Kumulierte THG-Emissionen (Stufe 3: Strom+Wärme-Eigenbedarf+Gebäude) von verschiedenen Technologieoptionen mit Pelletkessel und unterschiedlicher Referenznutzung der Biomasse für die „S 1 - EFH Dalitz“ (Bezug und Ersatz von Strom aus Erdgas GuD).....	114
Abbildung 60:	Mobilitäts-Szenario A – in 10 Jahren verursachte THG-Emissionen durch vier PKW einer Familie mit Wohnsitz in einem peripheren Bezirk	118
Abbildung 61:	Mobilitäts-Szenario B – verursachte THG-Emissionen durch einen PKW von einem Haushalt in zentraler Lage.....	119
Abbildung 62:	Mobilitäts-Szenario A, Gegenüberstellung der eingesparten THG-Emissionen zu den durch Mobilität verursachten THG-Emissionen	120
Abbildung 63:	Zusatzkosten zur Gebäudeerrichtung	123
Abbildung 64:	Anteil der Investitionskosten für zwei Technologieoptionen am Beispiel „S 1 – EFH Dalitz“	124
Abbildung 65:	Stromgestehungskosten von Photovoltaik bei Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“	125
Abbildung 66:	Nettokosten zur Stromgestehung von Photovoltaik bei Systemvariante "S 1 – EFH Dalitz"	126
Abbildung 67:	THG-Vermeidungskosten von PV bei Systemvariante "S 1 – EFH Dalitz"	127
Abbildung 68:	Nettokosten zur THG-Emissionsvermeidung, bei Systemvariante "S 1 – EFH Dalitz"	127
Abbildung 69:	Wärmegestehungskosten ohne Förderung und Investition mit 100 % Fremdkapital für jeweils monovalente Wärmebereitstellung	128
Abbildung 70:	Wärmegestehungskosten von Solarthermie (WW) im Vergleich zu den Energiekosten (vor allem Brennstoffkosten) der anderen betrachteten Technologien	129
Abbildung 71:	Nettokosten zur THG-Vermeidung bei den Technologieoptionen mit Solarthermie (WW)	130
Abbildung 72:	Nettokosten zur THG-Vermeidung bei den Technologieoptionen mit Pelletkessel	131
Abbildung 73:	Nettokosten zur THG-Vermeidung bei den Technologieoptionen mit Wärmepumpe	131
Abbildung 74:	Schematische Darstellung eines Netzparallelbetriebs	158

Abbildung 75:	Rayleigh-Häufigkeitsverteilung bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5 m/s (Halbhuber, 2009)	161
Abbildung 76:	Propellertyp (Halbhuber, 2009)	162
Abbildung 77:	Darstellung unterschiedlicher Rotorgruppierungen	162
Abbildung 78:	Rotoren um die vertikale Achse, links: Savoniusrotor, mittig: klassischer Darrieus-Rotor, rechts: Darrieus-H-Rotor (Halbhuber, 2009).....	163
Abbildung 79:	Spezifische Investitionskosten oben vorgestellter Kleinwindkraftanlagen.....	168
Abbildung 80:	Spezifische Investitionskosten von Kleinwindkraftanlagen (Hübner, et al. 2010)	169
Abbildung 81:	Schematische Darstellung einer Solarthermieanlage (Weiss 2009).....	170
Abbildung 82:	Wirkungsgrade verschiedener Solarkollektoren (Streicher 2007)	171
Abbildung 83:	Querschnitt einer vertikalen Kaplan-turbine (Pelikan 2004).....	174
Abbildung 84:	Zotlöterer-Turbine (Zotlöterer 2012)	174
Abbildung 85:	Lamellenturbine (Prechtel, et al. 2012)	175
Abbildung 86:	Wasserkraftschnecke (Böck 2012)	175
Abbildung 87:	Wirkungsgradverlauf einer Zotlöterer-Turbine in Abhängigkeit von der Durchflussrate (Zotlöterer 2012).....	176
Abbildung 88:	Spezifische Investitionskosten für ein kleines Wasserkraftwerk (Pelikan 2004)	178
Abbildung 89:	Pelletofen mit Vorratsbehälter (Schneider, et al. 2004)	179
Abbildung 90:	Pelletkessel mit Standardschnecke und Gewebetank (Schneider, et al. 2004)	179
Abbildung 91:	Ein Viertakt-Dieselmotor (http://www.3k-warner.de/ 2012).....	180
Abbildung 92:	Technisches Funktionsschema eines Dampfmotors (GASAG 2012).....	180
Abbildung 93:	Alpha-String Stirlingmotor (www.mpoweruk.com 2012)	181
Abbildung 94:	Prinzip eines Schwungradspeichers	183
Abbildung 95:	Aufbau und Prinzip einer Natrium-Schwefel-Batterie (NaS-Batterie).....	191
Abbildung 96:	Prinzip einer Vanadium-Redox-Batterie.....	192
Abbildung 97:	Schema elektrochemischer Kondensator	196
Abbildung 98:	Feststoffspeicher ANDASOL	199
Abbildung 99:	Schema Heißwasserwärmespeicher	200
Abbildung 100:	Schema Kies-Wasser-Wärmespeicher.....	200
Abbildung 101:	Schema Erdsondenwärmespeicher.....	201
Abbildung 102:	Schema Aquiferwärmespeicher	201
Abbildung 103:	Prinzipien der latenten und sensiblen Wärmespeicherung im Vergleich	202
Abbildung 104:	Prinzip der Adsorption und Absorption bei Sorptionsspeichern.....	205
Abbildung 105: Kosten zur THG-Emissionsvermeidung des Kleinwindkraftwerks am Standort S 3 "EFH-Weiland"	256
Abbildung 106:	Nettokosten zur THG-Emissionsvermeidung des Kleinwindkraftwerks am Standort S 3 "EFH-Weiland"	256
Abbildung 107: Abhängigkeit des Ertrags vom Ausrichtungswinkel der PV-Module (PV-Austria 2012)	257
Abbildung 108:	Wärmegestehungskosten mit Förderung und Investition mit 100 % Fremdkapital für jeweils monovalente Wärmebereitstellung.....	258
Abbildung 109:	Wärmegestehungskosten ohne Förderung und Finanzierung ohne Fremdkapital für jeweils monovalente Wärmebereitstellung.....	259
Abbildung 110:	Wärmegestehungskosten mit Förderung und Finanzierung ohne Fremdkapital für jeweils monovalente Wärmebereitstellung.....	259
Abbildung 111:	Wärmegestehungskosten von Solarthermie (WW+Hz)	260
Abbildung 112:	Nettokosten zur Wärmegestehung ohne Förderung, Finanzierung mit 100 % Fremdkapital	260
Abbildung 113:	Nettokosten zur Wärmegestehung mit Förderung, Finanzierung mit 100 % Fremdkapital	261
Abbildung 114: Nettokosten zur Wärmegestehung ohne Förderung, Finanzierung ohne Fremdkapital	261

Abbildung 115: Nettokosten zur Wärmegebung mit Förderung, Finanzierung mit 100 % Fremdkapital 262

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Allgemeine Daten zu den Systemvarianten	45
Tabelle 2:	THG-Emissionen und nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf (PEB nicht erneuerbar) der Systemvarianten	46
Tabelle 3:	Strombedarf der betrachteten Gebäude, mit und ohne Wärmepumpe	54
Tabelle 4:	Deckung des Strombedarfs mit PV am Süd-Dach exklusive Wärmepumpe.....	54
Tabelle 5:	Deckung des Strombedarfs exklusive Wärmepumpe	57
Tabelle 6:	Verfügbare Flächen (Dach, Fassade, Sonderflächen) für die Installation von PV und Solarthermie in den Systemvarianten.....	60
Tabelle 7:	Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“.....	64
Tabelle 8:	Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“.....	64
Tabelle 9:	Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“	65
Tabelle 10:	Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hgz)“	67
Tabelle 11:	Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hgz)“	68
Tabelle 12:	Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hgz)“	69
Tabelle 13:	Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“	71
Tabelle 14:	Installierte Strom- und Wärmeleistung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“	71
Tabelle 15:	Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“.....	72
Tabelle 16:	Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“	73
Tabelle 17:	Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“	74
Tabelle 18:	Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“	75
Tabelle 19:	Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hgz)“	77
Tabelle 20:	Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hgz)“	78
Tabelle 21:	Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hgz)“	79
Tabelle 22:	Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“	80
Tabelle 23:	Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“	80
Tabelle 24:	Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“	81
Tabelle 25:	Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“	83
Tabelle 26:	Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“	84

Tabelle 27:	Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“	85
Tabelle 28:	Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“	87
Tabelle 29:	Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“	88
Tabelle 30:	Jahresstromerzeugung in den Systemvarianten für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“	89
Tabelle 31:	Strom- und Wärmebedarf in den Systemvarianten für Technologieoption „T 9 – Blockheizkraftwerk“	91
Tabelle 32:	Installierte BHKW für Strom- und Wärmebereitstellung in den Systemvarianten „S 4 – GWB Mühlweg, „S 5 – VAG Leit“ und „S 6 – Siedlung Teufenbach“	91
Tabelle 33:	Strom- und Wärmebedarf in Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“ für Zusatzvariante	96
Tabelle 34:	Installierte Strom- und Wärmebereitstellung in Systemvariante „S 1 – EFH Dalitz“ für Zusatzvariante	96
Tabelle 35:	Jahresstromerzeugung in Systemvariante 1 für Zusatzvariante	97
Tabelle 36:	Jahresbilanz Stromerzeugung & Strombedarf der Technologieoptionen in den Systemvarianten	99
Tabelle 37:	Zuordnung Technologien für Plus-Energie-Gebäude und Gebäudetypen	100
Tabelle 38:	Kombinationen von Technologieoptionen und Systemvarianten für die die Entwicklung von THG-Emissionen und Primärenergiebedarf über den gesamten Gebäudelebenszyklus untersucht wurden.....	103
Tabelle 39:	Minimale Stromerzeugung mit PV zur Erreichung der THG-Neutralität nach 60 Jahren für Systemvariante „S 1 - EFH Dalitz“ und Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“ mit Wärmepumpe und Pelletkessel zur Wärmeversorgung (Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD).....	115
Tabelle 40:	Minimale Stromerzeugung mit PV zur Erreichung der THG-Neutralität nach 60 Jahren für Systemvariante „ S 1 - EFH Dalitz“ und Systemvariante „S 2 - EFH Schlosser“ mit Wärmepumpe und Pelletkessel jeweils in Kombination mit einer Solarthermischen Anlage zur Wärmeversorgung (Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD)	116
Tabelle 41:	Betrachtete Fahrzeuge (Beermann et al, 2010).....	117
Tabelle 42:	Geschätzte Gebäude-Errichtungskosten der betrachteten THG-neutralen Gebäude	122
Tabelle 43:	Wirkungsgrade verschiedener Photovoltaikzellen unter STC (Ecowatt 2011; Kaltschmitt, et al. 2009).....	159
Tabelle 44:	Wirkungsgrade verschiedener Photovoltaikzellen unter realen Bedingungen (Kaltschmitt, et al. 2009).....	159
Tabelle 45:	Ausgewertete Wirkungsgrade laut technischen Datenblättern zu Photovoltaikzellen	160
Tabelle 46:	Leistungsgarantie von 80 % laut Angaben von Herstellern.....	160
Tabelle 47:	Kenngrößen von Kleinwindkraftanlagen (Halbhuber, 2009; Richter, 2010) und mit * gekennzeichnete Werte entstammen Herstellerangaben.	163
Tabelle 48:	Produkte mit Darrieus-Rotoren, Angaben von Herstellern.....	164
Tabelle 49:	Produkte mit Propellerrotoren, Angaben von Herstellern	165
Tabelle 50:	Ökologische Aspekte für die Herstellung verschiedener Kleinwindkraftanlagen	167
Tabelle 51:	Investitionskosten zu Windanlagen die um die horizontale Achse drehen	167
Tabelle 52:	Investitionskosten zu Windanlagen die um die vertikale Achse drehen	168
Tabelle 53:	Kennzahlen von Flachkollektoren und Vakuum-Röhrenkollektoren (Kaltschmitt, et al. 2009, Weiss, 2011).....	172

Tabelle 54:	Kennzahlen von Kleinwasserkraft Turbinen.....	176
Tabelle 55:	Kennzahlen von Wärmepumpen-Systemen (Kaltschmitt, et al. 2009; Starzer 2007; Huber, et al. 2006; Biele 2007).....	177
Tabelle 56:	Charakteristische Kenngrößen von KWK-Anlagen	181
Tabelle 57:	Charakteristische Kenngrößen und wichtige Eigenschaften von Pelletheizungen (Hoffmann, et al. 2003, Hilgers 2010)	182
Tabelle 58:	Übersicht Stand der Technik Schwungradspeicher.....	183
Tabelle 59:	Übersicht Stand der Technik elektrochemische Energiespeicher.....	187
Tabelle 60:	Brennstoffzellentypen und ihre Eigenschaften	194
Tabelle 61:	Übersicht Stand der Technik elektrochemische Kondensatoren	197
Tabelle 62:	Übersicht Stand der Technik supraleitende Spulen	198
Tabelle 63:	Reversible chemische Prozesse zur thermochemischen Wärmespeicherung im Überblick	206
Tabelle 64:	GWP (100) und GWP (100) ohne Speicherung für verschiedene Baustoffe (IBO 2009, IBO 1999).....	209
Tabelle 65:	GWP (100) und GWP (100) ohne Speicherung für Passivhausbauteile (baubook 2010)	220
Tabelle 66:	Spezifische THG-Emissionen und Primärenergiebedarf (nicht erneuerbar, erneuerbar und gesamt) für die Bereitstellung von Strom. Die Werte inkludieren die Herstellung, den Betrieb und die Entsorgung aller Anlagenkomponenten. (Beermann et al 2010, Öko-Institut 2011, Umweltbundesamt 2010)	221
Tabelle 67:	Spezifische THG-Emissionen und Primärenergiebedarf (nicht erneuerbar, erneuerbar, gesamt) für die Errichtung, den Betrieb und die Entsorgung von verschiedenen Technologieoptionen zum Betrieb von THG-neutralen-Gebäuden	222
Tabelle 68:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD.....	224
Tabelle 69:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD	225
Tabelle 70:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 3a – Kleinwindkraft(30kW) + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD	226
Tabelle 71:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD.....	227
Tabelle 72:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 4a – PV maximal + Pelletkessel“ mit Wärmenutzung als Referenznutzung der Biomasse bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD.....	228
Tabelle 73:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW+Hzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD	229
Tabelle 74:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 5a – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“ mit Wärmenutzung als Referenznutzung der Biomasse bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD.....	230
Tabelle 75:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD	231

Tabelle 76:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD 232
Tabelle 77:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 8a – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD mit Wärmenutzung als Referenznutzung der Biomasse. 233
Tabelle 78:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD..... 234
Tabelle 79:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW+Hzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD 235
Tabelle 80:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD..... 236
Tabelle 81:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 4a – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD und mit Wärmebereitstellung als Referenznutzung der Biomasse 237
Tabelle 82:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD 238
Tabelle 83:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 5a – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD und mit Wärmebereitstellung als Referenznutzung der Biomasse 239
Tabelle 84:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD 240
Tabelle 85:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD 241
Tabelle 86:	Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 8a – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD und mit Wärmebereitstellung als Referenznutzung der Biomasse 242
Tabelle 87:	Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD..... 243
Tabelle 88:	Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW+Hzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD 244
Tabelle 89:	Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD..... 245
Tabelle 90:	Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 3a – Kleinwindkraft (30 kW) + Wärmepumpe“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD..... 246
Tabelle 91:	Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD..... 247
Tabelle 92:	Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD..... 248
Tabelle 93:	Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD..... 249
Tabelle 94:	Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD..... 250

Tabelle 95:	Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD.....	251
Tabelle 96:	Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD.....	252
Tabelle 97:	Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 4a – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD mit Wärmebereitstellung als Referenznutzung der Biomasse.....	253
Tabelle 98:	Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD.....	254
Tabelle 99:	Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 8a – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD mit Wärmebereitstellung als Referenznutzung der Biomasse	255
Tabelle 100:	Dimensionierung von Solarthermie an Wohngebäuden (Weiss 2011)	258

8 Anhang

8.1 Anhang: Stand der Technik Technologien

8.1.1 Photovoltaik

Photovoltaikzellen wandeln Licht in elektrischen Gleichstrom um. Grundlage dafür ist der photovoltaische Effekt. Der Gleichstrom wird mit Hilfe eines Wechselrichters an das Stromnetz angepasst. In manchen Modulen ist ein Wechselrichter bereits integriert. Meist werden jedoch mehrere Wechselrichter oder ein zentraler Wechselrichter in das System eingebaut.

Abbildung 74 zeigt eine vereinfachte Darstellung des Systemaufbaus bei Netzparallelbetrieb. Er ist üblich, wenn sich die Photovoltaikmodule direkt an einem Gebäude befinden. Der aus dem Wechselrichter kommende Strom wird direkt im eigenen Haus benötigt. Ist der Bedarf kleiner als der gewonnene Strom, wird der Überschuss ins öffentliche Netz eingespeist. Um die Investitionsförderung des Klima und Energiefonds zu beziehen, ist dieser Systemaufbau verpflichtend (PV-Austria 2012).

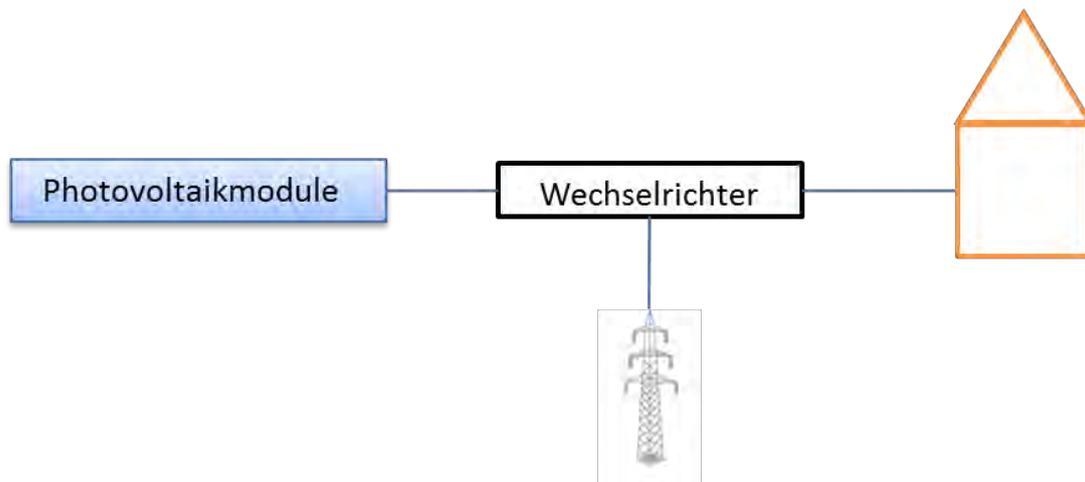


Abbildung 74: Schematische Darstellung eines Netzparallelbetriebs

Bei Inselbetrieb wird vor dem Wechselrichter ein Akkumulator eingebaut, der überschüssigen Strom zwischenspeichern kann. Im Falle eines üblichen Haushalts handelt es sich dabei um einen Speicher mit einer Speicherkapazität von etwa 100 kWh, welcher derzeit noch unwirtschaftlich ist. Deshalb ist Inselbetrieb in Wohnhäusern unüblich.

In manchen Fällen wird der Strom direkt ins Netz eingespeist, unabhängig vom eigenen Verbrauch. Das ist besonders dann eine beliebte Methode, wenn ein geförderter Einspeisetarif bezogen werden kann. Denn dann ist der Tarif für eingespeisten Strom höher als der für zugekauften Strom.

Photovoltaikanlagen bestehen aus Photovoltaikzellen und einem oder mehreren Wechselrichtern. Die derzeit am Markt verfügbaren Photovoltaikzellen unterscheiden sich in monokristalline-, polykristalline- und Dünnschichtzellen. Kristalline Photovoltaikzellen bestehen aus dem Halbleiter Silizium. Polykristalline Photovoltaikzellen bestehen aus mehreren Siliziumkristallen, monokristalline Photovoltaikzellen bestehen aus einem einzigen Siliziumkristall. Für Dünnschichtzellen kommen mehrere Materialien zum Einsatz. Die am häufigsten eingesetzten Materialien sind Silizium und Kupfer-Indium-Diselenid (CIS). Dünnschichtzellen sind meistens günstiger herzustellen als kristalline Photovoltaikzellen, haben dafür aber meist geringere Wirkungsgrade.

In Tabelle 43 ist der Wirkungsgrad verschiedener Photovoltaikzellen-Typen unter Standardtestbedingungen (STC) dargestellt. Werden alle Verluste und die in Österreich vorliegenden meteorologischen Bedingungen berücksichtigt, liegen die Wirkungsgrade leicht darunter (siehe

Tabelle 44).

Tabelle 43: Wirkungsgrade verschiedener Photovoltaikzellen unter STC (Ecowatt 2011; Kaltschmitt, et al. 2009)

Halbleiter- Material	Photovoltaikzellentyp	Wirkungsgrade unter STC [%]
Silizium	Monokristalline Photovoltaikzellen	8,7-18
Silizium	Polykristalline Photovoltaikzellen	9,9-17,2
Silizium	Dünnschicht-Photovoltaikzellen	6,0-9,0
Kupfer-Indium-Diselenid	Dünnschicht-Photovoltaikzellen	10,0-15,0

Tabelle 44: Wirkungsgrade verschiedener Photovoltaikzellen unter realen Bedingungen (Kaltschmitt, et al. 2009)

Halbleiter- Material	Photovoltaikzellentyp	Realer Wirkungsgrad in Österreich [%]
Silizium	Monokristalline Photovoltaikzellen	< 16
Silizium	Polykristalline Photovoltaikzellen	< 13
Silizium	Dünnschicht-Photovoltaikzellen	< 8

Die Lebensdauer von Photovoltaikzellen kann mit 25 Jahren angenommen werden (Kaltschmitt, et al. 2009). In Tabelle 45 sind die ausgewerteten Wirkungsgrade von unterschiedlichen Photovoltaikzellen ersichtlich. Tabelle 46 zeigt die von Herstellern angegebene Leistungsgarantie.

Unabhängig vom Wirkungsgrad der Photovoltaikzellen treten beim Wechselrichter Verluste auf. Diese variieren je nach Produkt und Lastgang, sind aber meistens unter 10 % (Kaltschmitt, et al. 2009). Daraus ergibt sich für Photovoltaikanlagen unter STC ein Gesamtwirkungsgrad zwischen 5 und 16 %.

Tabelle 45: Ausgewertete Wirkungsgrade laut technischen Datenblättern zu Photovoltaikzellen

Halbleiter Material	Photovoltaikzellentyp	Wirkungsgrad in %			Anzahl
		Mittelwert	Höchster Wert	Niedrigster Wert	
Silizium	Monokristalline Photovoltaikzellen	13,37	15,81	7,26	84 Produkte
Silizium	Polykristalline Photovoltaikzellen	13,70	15,24	12,11	80 Produkte
Silizium	Dünnschicht-Photovoltaikzellen	6,51	8,04	4,65	24 Produkte
CIS (Kupfer-Indium-Diselenid)	Dünnschicht	8,07	11,92	6,40	16 Produkte

Tabelle 46: Leistungsgarantie von 80 % laut Angaben von Herstellern

Wirkungsgrad in %					Anzahl
Mittelwert	Median	Modalwert	Höchster Wert	Niedrigster Wert	
24,73	25,00	25,00	26,00	20,00	84 Produkte
25,26	25,00	25,00	30,00	20,00	80 Produkte
24,17	25,00	25,00	25,00	20,00	24 Produkte
23,75	25,00	25,00	25,00	20,00	16 Produkte

8.1.2 Kleinwindkraft

Kleinwindkraftanlagen wandeln die kinetische Energie des Windes in elektrischen Strom um. Der auftreffende Wind verursacht an der Luv-Seite (Wind zugewandte Seite) einen Überdruck und an der Lee-Seite (Wind abgewandte Seite) einen Unterdruck. Der Wind wird abgebremst und seine kinetische Energie wird von den Rotorblättern aufgenommen. Sie beginnen sich zu drehen und geben mechanische Leistung an einen Generator ab. Dieser wandelt die mechanische Energie in elektrische um. Die Ausbeute ist durch den idealen Leistungsbeiwert (c_p) begrenzt. Für die mechanische Leistung am Windkonverter gilt:

$$P_{WK} = \rho \cdot A_{WK} \cdot v^3 \cdot \frac{c_p}{2}$$

Formel 3: Mechanische Leistung am Windkonverter (Richter, 2010)

P_{WK} =Mechanische Leistung am Windkonverter [Watt]

ρ =Dichte des strömenden Mediums (Dichte der Luft ca. 1,2 bis 1,3) [kg/m³]

A_{WK} =Querschnittsfläche des Windkonverters in [m²]

v =Geschwindigkeit des Windes [m/s]

c_p =Idealer Leistungsbeiwert (ideal 16/27 \approx 60%) [-]

Wie aus dieser Formel hervorgeht, hängt die mechanische Leistung am Windkonverter zur dritten Potenz von der Windgeschwindigkeit ab. Aufgrund dieses nicht linearen Zusammenhangs lässt sich aus einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit kein Jahresertrag berechnen. Wesentlich ist die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit. Ist nur die mittlere Jahresgeschwindigkeit bekannt, kann jedoch bei üblichen Windverhältnissen die Rayleigh-Verteilung als Ansatz für die Häufigkeitsverteilung angenommen werden (siehe [Abbildung 75](#)).

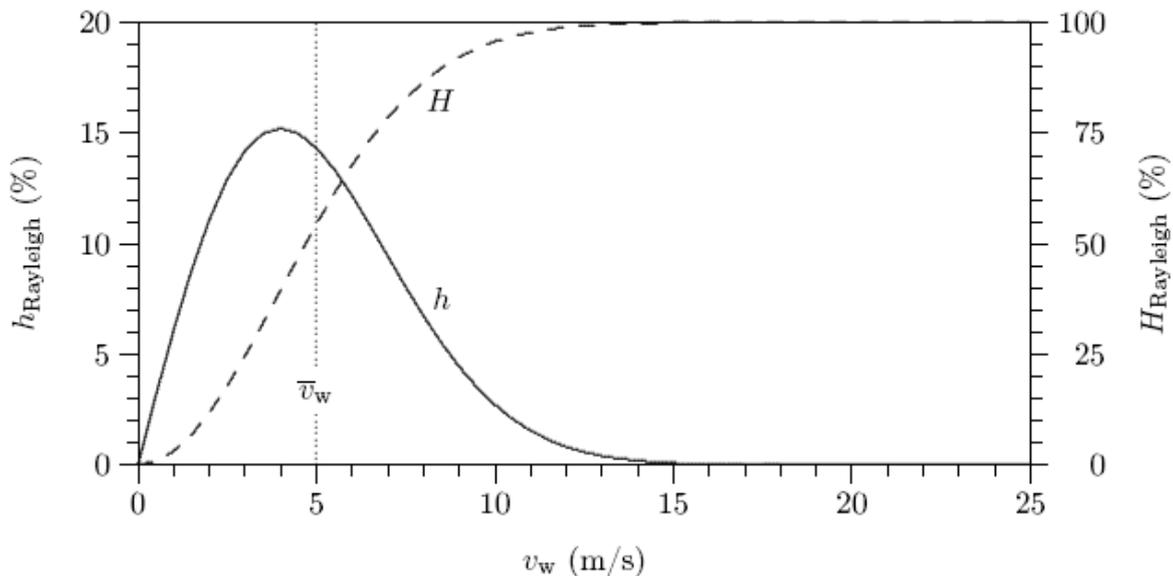


Abbildung 75: Rayleigh-Häufigkeitsverteilung bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5 m/s (Halbhuber, 2009)

Die strichliert eingezeichnete Kurve ist die integrierte Häufigkeitsverteilung und gibt die Summenhäufigkeit wieder (Richter, 2010; Halbhuber, 2009).

Kleinwindkraftanlagen sind laut der Definition in der ICE-Norm, NORM DIN EN 61400-2 Windkraftanlagen mit weniger als 200 m² vom Rotor überstrichene Fläche (Bundesverband Kleinwindanlagen Deutschland). Je nach Generatortyp können sie Gleichstrom oder Wechselstrom erzeugen. In der Praxis erzeugen sie fast immer Gleichstrom. Zwischen Generator und Verbraucher wird deshalb meistens ein Wechselrichter geschaltet (Halbhuber, 2009). Grundsätzlich unterscheiden sich die Rotoren von Kleinwindkraftanlagen in zwei Kategorien. Die einen drehen um eine horizontale Rotorachse und die anderen um eine vertikale Rotorachse (siehe [Abbildung 77](#)). Häufiger sind Kleinwindkraftanlagen installiert, welche sich um die horizontale Achse drehen. Dabei ist der klassische Propellertyp (siehe [Abbildung 76](#)) als Luvläufer das gängigste Modell.



Abbildung 76: Propellertyp (Halbhuber, 2009)

Er muss nachgeführt werden, um immer gegen den Wind zu stehen, ist aber effizienter, da sich weniger Wirbel bilden. Das Nachführen erfolgt bei kleinen Anlagen normalerweise mittels Windfahne und bei großen elektrisch. Propellertypen funktionieren nach dem Auftriebsprinzip. Auch die Herstellung ist, verglichen mit anderen Modellen, beim Propellertyp einfacher. Das macht ihn günstiger.

Von Rotoren die um die vertikale Achse rotieren gibt es zwei verschiedene Typen, den Savonius Rotor und den Darrieus Rotor (siehe Abbildung 77).

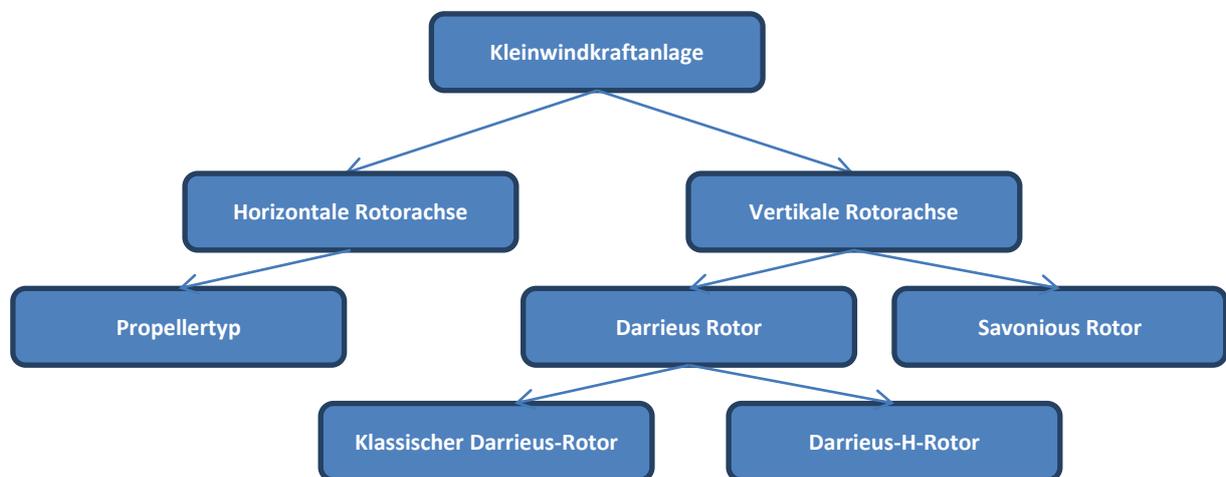


Abbildung 77: Darstellung unterschiedlicher Rotorgruppierungen

Savonius-Rotoren (siehe [Abbildung 78](#) links) arbeiten nach dem Widerstandsprinzip. Der auftreffende Wind erzeugt an einer Seite einen höheren Druck, als an der anderen. Daraus folgt die Rotation um die vertikale Achse. Dieser Rotor läuft von selbst an. Da er einen sehr niedrigen Wirkungsgrad (kleiner 20 %) hat, wird er aber nur selten zur Stromgewinnung eingesetzt. Oft wird er als Anlaufhilfe für nicht selbst anlaufende Anlagen verwendet (Halbhuber, 2009).

Der Darrieus-Rotor (siehe Abbildung 78 mittig) funktioniert genauso wie die klassischen Propeller-Rotoren, nach dem Auftriebsprinzip. Doch da aufgrund der Rotation um die vertikale Achse immer eine andere Seite gegen den Wind steht, können keine asymmetrischen Blätter verwendet werden. Daraus resultiert ein niedrigerer Wirkungsgrad als bei Propellertypen. Die Herstellung von klassischen Darrieus-Rotoren ist sehr aufwendig, da die Blätter gebogen werden müssen. Das macht diesen Rotortyp teurer und er wird deshalb nur wenig eingesetzt. Eine spezielle Form des Darrieus-Rotors ist der Darrieus-H-Rotor (siehe Abbildung 78 rechts), er ist wesentlich einfacher herzustellen und deshalb geläufiger (Halbhuber, 2009).



Abbildung 78: Rotoren um die vertikale Achse, links: Savoniusrotor, mittig: klassischer Darrieus-Rotor, rechts: Darrieus-H-Rotor (Halbhuber, 2009)

Darrieus-Rotoren können meistens nicht von alleine Anlaufen. Sie benötigen eine Anlaufhilfe. Dabei kann es sich um Savoniusrotoren oder elektrische Anlaufhilfen handeln (Halbhuber, 2009)

Kenngößen von Kleinwindkraftanlagen sind die Einschalt- und Nenngeschwindigkeit, der Leistungsbeiwert und die Lebensdauer. (siehe Tabelle 47). Außerdem spielen gerade in Wohngebieten die Lärmemissionen eine Rolle. Kleinwindkraftanlagen mit vertikaler Rotorachse sind dabei in der Regel leiser, als solche die um die horizontale Achse rotieren.

Tabelle 47: Kenngößen von Kleinwindkraftanlagen (Halbhuber, 2009; Richter, 2010) und mit * gekennzeichnete Werte entstammen Herstellerangaben.

Rotortypen	Einschaltgeschwindigkeit [m / s]	Nenngeschwindigkeit [m / s]	Leistungsbeiwert	Lebensdauer [Jahre]	Selbstanlaufend
Propellertyp	1,8-4,0; Mittelwert 2,9*	8,0-17,0; Mittelwert 11,8*	0,43-0,52	20	Ja
Darrieus-Rotoren	2,0-4,5; Mittelwert 3,0*	10,0-14,0; Mittelwert 11,9*	<0,4	20	Selten
Savonius-Rotor	k. A.	k. A.	0,145-0,2	20	Ja

Tabelle 48: Produkte mit Darrieus-Rotoren, Angaben von Herstellern

Name des Produkts	Nennleistung [kW]	Nennwindgeschwindigkeit [m/s]	Einschaltgeschwindigkeit [m/s]	Rotortyp	Kontakt
AIXbio KleinWindAnlagen - innovativ & modular	2,2	12,0	k. A.	3 Blätter	AIXbio GmbH & Co. KG
AIXbio KleinWindAnlagen - innovativ & modular 3kW	3,0	14,0	3,0	k. A.	AIXbio GmbH & Co. KG
AIXbio KleinWindAnlagen - innovativ & modular 6kW	6,0	14,0	3,0	k. A.	AIXbio GmbH & Co. KG
AV-R3	6,0	10,0	2,0	5 Blätter	AXEPTOR AG, GERMAN VERTICAL WIND POWER
ENV 0,5kW	0,5	12,0	3,0	3 Blätter	Envento GmbH
ENV 5kW	5,0	12,0	3,0	3 Blätter	Envento GmbH
Envergate ev600	10,0	11,5	3,0	3 Blätter	Envento GmbH
ENV 15kW	15,0	12,0	3,0	4 Blätter	Envento GmbH
GanWind 2.5 D	5,0	12,0	2,0	4 Blätter	Ganwind Produktionsgesellschaft mbH
Vata H5	5,0	10,9	k. A.	3 Blätter	NEUHÄUSER WINDTEC GmbH
Vata H10	10,0	10,9	k. A.	2 Blätter	NEUHÄUSER WINDTEC GmbH
qr5	6	12,5	4,5	3 Blätter	Quietrevolution Ltd
Ropatec Easy Vertical - Ropatec's Einstiegsmodell	1,0	k. A.	3,0	k. A.	ROPATEC Srl.
Ropatec Simply Vertical - "die Unverwüstliche"	3,0	k. A.	3,0	k. A.	ROPATEC Srl.
Potatec Maxi Vertical - "die Vielseitige"	6,0	14,0	3,0	3 Flügel	ROPATEC Srl.
SFT-V4.2	4,2	11,3	3,0	3 Blätter	Silent Future Tec GmbH
Marc Twister 1000	1,0	12,0	3,5	3 Blätter	VENCO Power GmbH

Skyline SL-10	1,0	11,0	2,0	3 Blätter	WindTec international GmbH
A 200*	0,2	10,0	3,0	5 Blätter	WinDual Windkraftanlagen
A 300*	0,3	10,0	3,0	5 Blätter	WinDual Windkraftanlagen
A 500*	0,5	13,0	3,0	5 Blätter	WinDual Windkraftanlagen
A1K*	1,0	12,0	3,0	5 Blätter	WinDual Windkraftanlagen
A3K*	3,0	12,0	3,0	5 Blätter	WinDual Windkraftanlagen
A5K*	5,0	12,0	3,0	5 Blätter	WinDual Windkraftanlagen
A10K*	10,0	12,0	3,0	5 Blätter	WinDual Windkraftanlagen

*sind selbstanlaufend ohne Starthilfe

Tabelle 49: Produkte mit Propellerrotoren, Angaben von Herstellern

Name des Produkts	Nennleistung [kW]	Nennwindgeschwindigkeit [m/s]	Einschaltgeschwindigkeit [m/s]	Rotortyp	Kontakt
AIRCON 10 S	9,8	11,0	3,5	4 Blätter	AIRCON GmbH & CO. KG
XL.1	1,0	12,0	3,2	3 Blätter	Bergey Windpower*
BWC 1500	1,5	11,0	4,0	3 Blätter	Bergey Windpower*
Excel-S	10,0	12,0	2,2	3 Blätter	Bergey Windpower*
EW Elisa 2,5	2,5	11,0	2,2	3 Blätter	Betriebsführung Eisenschmidt Windenergie-technik
ANTARIS 3,6 kW	3,6	12,0	2,5	3 Blätter	BRAUN Windturbinen GmbH
ANTARIS 6,0 kW	6,0	k. A.	1,8	3 Blätter	BRAUN Windturbinen GmbH
Antaris 9.0 kW	9,0	k. A.	1,8	3 Blätter	BRAUN Windturbinen GmbH
EasyWind 6 AC	6,0	10,6	3,0	4 Blätter	EasyWind GmbH
Passaat Wind Turbine	1,4	k. A.	k. A.	3 Blätter	Fortis Wind Energy
Montana	5,0	14,0	2,5	3 Blätter	Fortis Wind Energy

EasyWind 6 DC	7,5	11,5	3,0	4 Blätter	Fortis Wind Energy
Passat	1,4	17,0	2,5	3 Blätter	Fortis Wind Energy*
Alize	10,0	13,0	2,5	3 Blätter	Fortis Wind Energy*
INCLIN 1500 neo	1,5	12,0	k. A.	3 Blätter	Heyde Windtechnik
Heywind 2.5	2,5	11,0	2,5	3 Blätter	Heyde Windtechnik
INCLIN 3000 neo	3,0	12,0	3,5	3 Blätter	Heyde Windtechnik
Heywind 3.5	3,5	11,0	2,5	3 Blätter	Heyde Windtechnik
Heywind 5.0	5,0	11,0	2,5	3 Blätter	Heyde Windtechnik
INCLIN 6000 neo	6,0	12,0	3,5	3 Blätter	Heyde Windtechnik
BWC Excel	10,0	13,0	3,5	3 Blätter	landmark power concepts gmbh
Pawicon 2500	2,5	11,0	2,8	3 Blätter	PARTZSCH Windgeneratoren Services GmbH
S&W 7.5	7,5	11,2	2,5	3 Blätter	S&W Energiesysteme
AIR BREEZE	0,2	12,5	2,7	3 Blätter	Skystream Energy Europe GmbH
Flip 150	0,2	13,0	3,2	3 Blätter	Solar-Wind-Team*
Air Breeze	0,2	13,0	3,2	3 Blätter	Solar-Wind-Team*
Flip 500	0,5	13,0	2,4	3 Blätter	Solar-Wind-Team*
Lakota	1,0	13,0	2,4	3 Blätter	Solar-Wind-Team*
Whisper 100	0,9	12,5	3,4	3 Blätter	Southwest Windpower*
Whisper 200	1,0	11,6	3,1	3 Blätter	Southwest Windpower*
Skystream 3.7	2,4	13,0	3,5	3 Blätter	Southwest Windpower*
Whisper 500	3,0	10,5	3,4	3 Blätter	Southwest Windpower*
Superwind 350	0,4	12,5	3,5	3 Blätter	Superwind GmbH
UniWind 3	3,0	8,0	3,0	3 Blätter	UniEnergy GmbH
UniWind 5	5,0	8,0	3,0	3 Blätter	UniEnergy GmbH
UniWind 10	10,0	10,0	2,5	3 Blätter	UniEnergy GmbH
AIR	0,4	12,0	3,5	3 Blätter	Windpower Enertec

*Entnommen von WindEarner, Version 1.0 unabhängige Ertragsprognose und Wirtschaftlichkeitsberechnung für KWEA

Bei Anlagen mit 2 bis 6 kW-Nennleistung wird ein Fundament von 13,5 Tonnen Beton angenommen, bei größeren 27 Tonnen und bei kleineren 3 Tonnen.

Tabelle 50: Ökologische Aspekte für die Herstellung verschiedener Kleinwindkraftanlagen

Produktname	Nennleistung [kW]	KEA-nicht erneuerbar [kWh]	THG-Emission [kg CO ₂ -Äq.]	Rotorachse
EW Elisa 2,5	2,5	6.831	3.027	Horizontal
Pawicon 2500	2,5	6.715	2.935	Horizontal
ANTARIS 3,6 kW	3,6	6.910	3.001	Horizontal
Montana	5,0	7.211	3.190	Horizontal
WESpe	5,0	11.432	3.917	Horizontal
ANTARIS 6,0 kW	6,0	7.713	3.097	Horizontal
EasyWind 6 AC	6,0	8.864	3.649	Horizontal
EasyWind 6 DC	7,5	12.384	5.979	Horizontal
S&W 7.5	7,5	12.079	5.754	Horizontal
Antaris 9.0 kW	9,0	13.639	6.027	Horizontal
AIRCON 10 S	9,8	25.429	8.594	Horizontal
Alize	10,0	16.218	6.796	Horizontal
BWC Excel	10,0	15.533	6.684	Horizontal
Vata 5	5,0	17.758	5.463	Vertikal
AV-R3	6,0	30.146	11.630	Vertikal
qr5	6,0	20.015	5.810	Vertikal
WindDual A10k	10,0	31.229	10.494	Vertikal

Quellen: Die Angaben zu den einzelnen Bestandteilen sind aus technischen Datenblättern und (Baaden Marina, Firma Azeptor AG: 25. Oktober 2011), (Hr. Langer, Firma Neuhäuser Windtec GmbH: 4. Oktober 2011, 15:30)

Die durch die Produktion verursachten THG-Emissionen schwanken sehr stark. Gründe dafür sind unter anderem, dass nicht jede Anlage gleichviele Rotorblätter hat. Auch die Masten sind verschieden lang und schwer.

Tabelle 51: Investitionskosten zu Windanlagen die um die horizontale Achse drehen

Produktname	Nennleistung [kWp]	Gesamtkosten inkl. WR, Installation ohne MwSt	Spezifische Kosten [€/kW-Nennleistung]	Quelle
10 Excel-S	10	€ 35.721,42	€ 3,57	[Wind Earner]
10 Alize	10	€ 40.627,62	€ 4,06	[Wind Earner]
5 Montana	5	€ 20.897,76	€ 4,18	[Wind Earner]
3 Whisper 500	3	€ 9.886,86	€ 3,30	[Wind Earner]
2,4 Skystream 3.7	2,4	€ 19.930,80	€ 8,30	[Wind Earner]
1,5 Swift	1,5	€ 11.099,00	€ 7,40	(Pehnt, et al. 2009)
1,5 BWC 1500	1,5	€ 6.916,42	€ 4,61	[Wind Earner]
1,4 Passat	1,4	€ 10.406,04	€ 7,43	[Wind Earner]
1 Air Dolphin	1	€ 14.746,00	€ 14,75	(Pehnt, et al. 2009)

1 XL.1	1	€ 6.946,61	€ 6,95	[Wind Earner]
1 Lakota	1	€ 7.421,52	€ 7,42	[Wind Earner]
1 Whisper 200	1	€ 6.616,74	€ 6,62	[Wind Earner]
0,9 Whisper 100	0,9	€ 6.251,58	€ 6,95	[Wind Earner]
0,6 Ampair	0,6	€ 7.500,00	€ 12,50	(Pehnt, et al. 2009)
0,5 Flip 500	0,5	€ 7.269,54	€ 14,54	[Wind Earner]
0,2 Air Breeze	0,2	€ 5.884,38	€ 29,42	[Wind Earner]
0,15 Flip 150	0,15	€ 5.789,52	€ 38,60	[Wind Earner]

Tabelle 52: Investitionskosten zu Windanlagen die um die vertikale Achse drehen

Produktname	Nennleistung [kWp]	Gesamtkosten inkl. WR, Installation ohne MwSt	Spezifische Kosten [€/W-Nennleistung]	Quelle
10 Envergate EV 600	10	€ 52.611,00	€ 5,26	(Kleinwindanlagen.de 2011)
6 W RE 060	6	€ 32.909,00	€ 5,48	(Pehnt, et al. 2009)
3 W RE 030	3	€ 25.934,00	€ 8,64	(Pehnt, et al. 2009)
2,5 Turby	2,5	€ 17.941,00	€ 7,18	(Pehnt, et al. 2009)

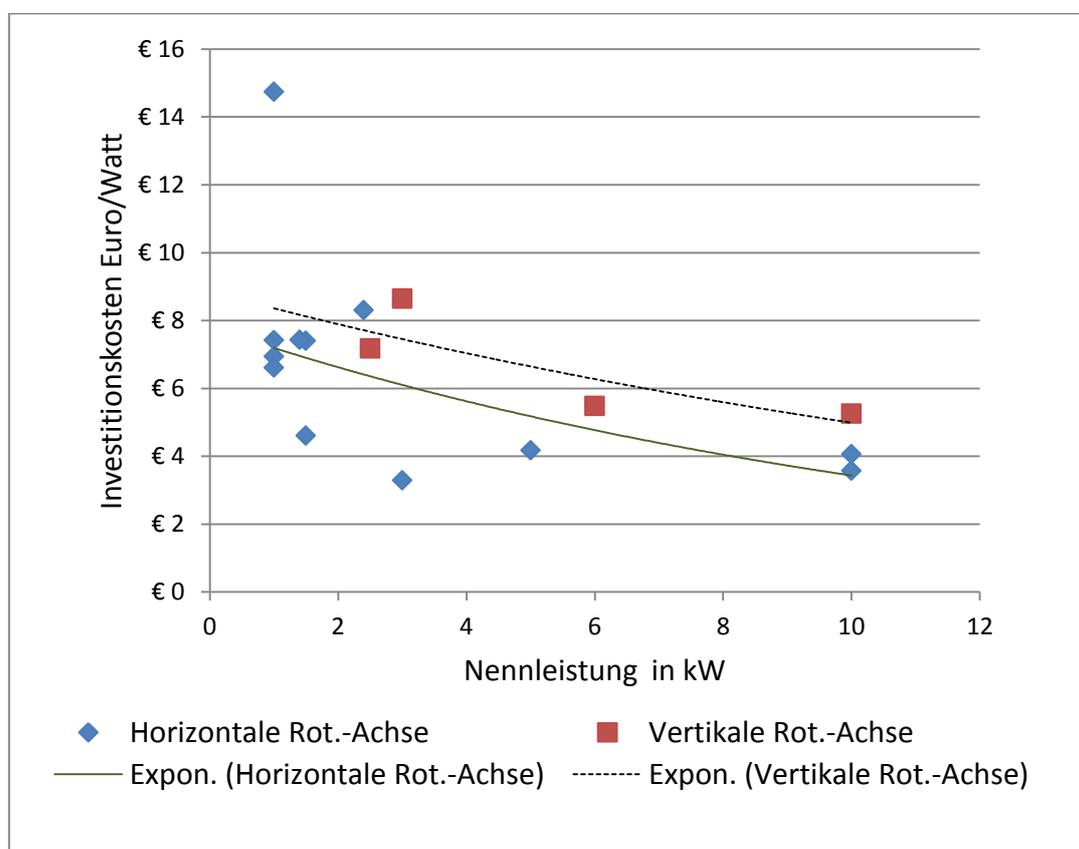


Abbildung 79: Spezifische Investitionskosten oben vorgestellter Kleinwindkraftanlagen

Abbildung 80 zeigt die Ergebnisse einer Studie, die im Jahr 2008 durchgeführt wurde. In der Darstellung wird zwischen Herstellerangaben und Ergebnissen aus dem „Zeeländer Feldtests“ unterschieden⁶.

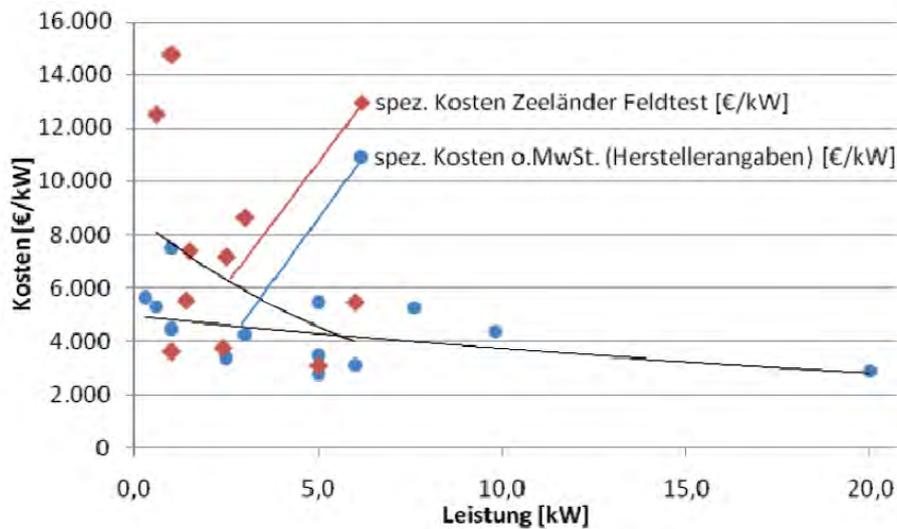


Abbildung 80: Spezifische Investitionskosten von Kleinwindkraftanlagen (Hübner, et al. 2010)

8.1.3 Solarthermie

Solarthermie nutzt die Strahlung der Sonne um Wärme zu gewinnen. Meistens wird Solarthermie in Wohnhäusern angewendet und liefert Wärme für Warmwasser, oder in Kombinationsanlagen Wärme für Heizung und Warmwasser. Solarthermie deckt fast immer nur einen Teil des Wärmebedarfs. Der Rest muss durch eine andere Technologie bereitgestellt werden.

Je nach Systemaufbau wird entweder eine Pumpe, oder thermische Effekte genutzt um die Wärme zum Speicher zu transportieren. Anlagen ohne Pumpen werden Thermosiphonanlagen genannt. In Europa sind ungefähr 30 % aller Anlagen Thermosiphonanlagen, in China sind es über 90 % (Weiss, et al. 2011). Doch da sie nur in frostfreien Gebieten eine Rolle spielen, kommen sie in Österreich nicht vor. Deshalb werden im Folgenden nur Anlagen mit Pumpe und eigenem Kollektorkreislauf beschrieben (siehe [Abbildung 81](#)). Die Pumpe transportiert das Wärmeträgermedium (meist Wasser-Frostschutzmischungen) zu den Solarkollektoren wo es bei Sonneneinstrahlung erhitzt wird. Von dort gelangt es zum Speicher und gibt Wärme ab. Wird zu wenig Wärme von den Solarkollektoren bereitgestellt, sorgt eine andere Technologie für ausreichende Wärmeversorgung. Außerdem ist ein Expansionsgefäß notwendig, das zusätzliches Volumen für das Wärmeträgermedium bietet, falls der Druck zu hoch wird. Dies kann bei Stillstand der Anlage der Fall sein. Dann fließt Flüssigkeit ins Expansionsgefäß bis wieder

⁶ Der „Zeeländer Feldtest“ wird vom Energieversorger Delta in der Provinz Zeeland (Niederlande) durchgeführt. Dabei werden elf Kleinwindkraft-Anlagen unterschiedlicher Hersteller unter gleichen Bedingungen zeitlich gemessen und die Messergebnisse miteinander verglichen.

normaler Druck im Kollektorkreislauf herrscht. Dadurch kann vermieden werden, dass zu hoher Druck Bauteile des solaren Kreislaufs beschädigt.

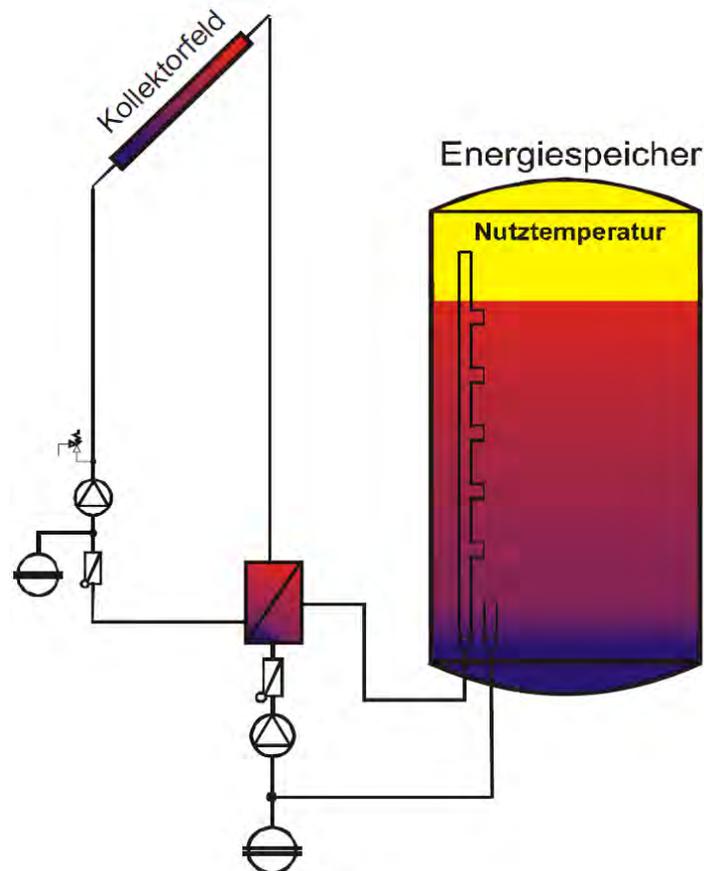


Abbildung 81: Schematische Darstellung einer Solarthermieanlage (Weiss 2009)

Die häufigsten Solarkollektoren in Europa sind derzeit Flachkollektoren (Weiss, et al. 2011). Ihr Absorber besteht entweder aus Kupfer oder aus Aluminium. Aufgrund des steigenden Kupferpreises wird immer häufiger Aluminium eingesetzt, obwohl dessen thermische Leitfähigkeit niedriger ist (Weiss, et al. 2011). Der Absorber ist an der Vorderseite von einer Glasscheibe abgedeckt und an der Rückseite wärmegeämmt. Durch den Absorber fließt das Wärmeträger-Medium. Vorteilhaft an Flachkollektoren ist, dass sie verhältnismäßig günstig und einfach herzustellen sind. Der Nachteil ist, dass sie aufgrund der schlechteren Wärmedämmung bei tiefen Außentemperaturen weniger Wärme bereitstellen können als Vakuum-Röhrenkollektoren.

Vakuum-Röhrenkollektoren werden hauptsächlich in China verwendet und nur selten in Österreich. Sie bestehen aus einem Absorber, der sich in einer Röhre befindet. Oft ist nicht die gesamte Röhre evakuiert sondern nur der Zwischenraum des Doppelglases, das den Absorber umgibt. Das Vakuum dämmt den Absorber so gut, dass er auch bei niedrigen Außentemperaturen viel Wärme bereitstellen kann.

Charakteristische Kenngrößen von Solarkollektoren sind der optische Wirkungsgrad, der lineare Wärmeverlustbeiwert, der quadratische Wärmeverlustbeiwert, die Lebensdauer und die typische Arbeitstemperatur. Der Wirkungsgrad kann für einen Solarkollektor nicht

allgemein festgelegt werden. Er ist von den momentanen Bedingungen abhängig und setzt sich aus den Kenngrößen optischer Wirkungsgrad, linearer Wärmeverlustbeiwert und quadratischer Wärmeverlustbeiwert zusammen. Der optische Wirkungsgrad ergibt sich aus den Einstrahlungsverlusten an einer Abdeckung und der Reflexion am Absorber. Der Absorber wird üblicherweise von einer Glasplatte abgedeckt. Unter guten Verhältnissen gehen bei Flachkollektoren, durch Reflexion und Absorption der Strahlung an der Glasplatte, insgesamt etwa 10 % der Strahlungsenergie verloren (Weiss 2009). Der Absorber selbst reflektiert etwa 8 % der Strahlung sofort (Weiss 2009). Vakuum-Röhrenkollektoren haben üblicherweise höhere optische Verluste, da ein großer Anteil der Strahlung in einem sehr flachen Winkel auf die Glasabdeckung trifft.

Der lineare und quadratische Wärmeverlustbeiwert wird durch thermische Konvektion und Strahlung des Absorbers bestimmt. Die Verluste durch thermische Konvektion werden durch eine Wärmedämmung möglichst gering gehalten. Da das Vakuum sehr gut wärmedämmt, haben Vakuumröhren wesentlich geringere thermische Konvektionsverluste, als andere Solarkollektoren. Für Flachkollektoren wird meistens ein möglichst hitzebeständiges Dämmmaterial wie Mineralwolle oder Glaswolle verwendet (Weiss 2009).

Da der Wirkungsgrad von der Einstrahlungsleistung, der Außentemperatur und der Temperatur des Wärmeträgermediums im Solarkollektor abhängt, kann er mit einer Kennlinie beschrieben werden (siehe Abbildung 82).

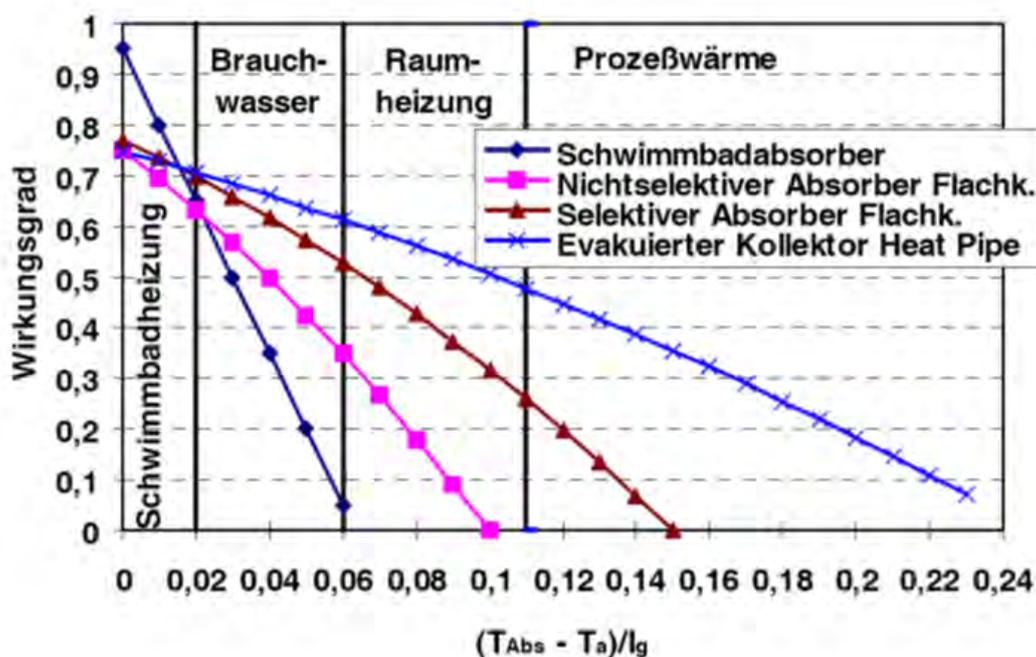


Abbildung 82: Wirkungsgrade verschiedener Solarkollektoren (Streicher 2007)

Die Werte an der X-Achse in Abbildung 82 haben die Einheit $K \cdot m^2/W$. T_{Abs} steht für die Durchschnittstemperatur des Wärmeträgermediums im Solarkollektor, T_a gibt die Außentemperatur an und I_g steht für die momentane Einstrahlungsstärke in W/m^2 . Der Null-Wert der X-Achse gibt den optischen Wirkungsgrad wieder. Da Schwimmbadabsorber meist

aus Kunststoff bestehen und nicht von Glas abgedeckt werden, ist ihr optischer Wirkungsgrad besonders hoch.

Wird von konstanter Einstrahlung und Außentemperatur ausgegangen, bedeutet jeder Schritt nach rechts eine höhere Temperatur im Solarkollektor. Das bedeutet, dass die Verluste mit steigender Arbeitstemperatur größer werden. Die Fläche unter den Kurven stellt die jeweilige Nutzwärme dar und die Fläche über den Kurven die Verluste (Streicher 2007).

Die Funktion der Kurven ist:

$$\eta = \alpha - \beta \frac{(T_{Abs} - T_a)}{I_g} - \gamma \frac{(T_{Abs} - T_a)^2}{I_g}$$

Formel 4: Wirkungsgrad eines Solarkollektors (Streicher 2007).

η = Gesamtwirkungsgrad

α = Optischer Wirkungsgrad

β = Linearer Wärmeverlustbeiwert [W/(m²K)]

γ = Quadratischer Wärmeverlustbeiwert [W/(m²K²)]

Tabelle 53 gibt Richtwerte für die charakteristischen Kenngrößen an. Es wird zwischen Flachkollektoren und Vakuum-Röhrenkollektoren unterschieden.

Tabelle 53: Kennzahlen von Flachkollektoren und Vakuum-Röhrenkollektoren (Kaltschmitt, et al. 2009, Weiss, 2011)

	Flachkollektor	Vakuum-Röhrenkollektor
Optischer Wirkungsgrad ($\hat{\alpha}$) [%]	65-85	64-80
Linearer Wärmeverlustbeiwert ($\hat{\beta}$) [W/(m ² K)]	3-6	1-2
Quadratischer Wärmeverlustbeiwert ($\hat{\gamma}$) [W/(m ² K ²)]	0,1	0,005
Lebensdauer [Jahre]	20	20
Typischer Arbeitstemperaturbereich [°C]	20-90	50-130
Typische Anwendungen	WW, RH	WW, RH, PW

In Tabelle 53 steht WW für Warmwasser, RH für Raumheizung und PW für Prozesswärme. Um Warmwasser aufzuheizen ist keine besonders gute Wärmedämmung der Solarkollektoren notwendig. An warmen Sommertagen können auch einfachere Solarkollektoren dazu verwendet werden, Wasser zu wärmen. Solarkollektoren die für die Raumheizung eingesetzt werden, müssen auch bei tiefen Außentemperaturen ausreichend Wärme bereitstellen. Deshalb ist eine bessere Wärmedämmung bzw. ein hochwertigerer Solarkollektor notwendig. Um Solarkollektoren für Prozesswärme zu verwenden, müssen höhere Temperaturen bereitgestellt werden. Durch die höhere Arbeitstemperatur steigt die Differenz zwischen T_{Abs} und T_a (siehe Abbildung 82) Es kommt zu bedeutenden

Wärmeverlusten die von der Wärmedämmung des Solarkollektors abhängen. Deshalb sind für die Bereitstellung von Prozesswärme nur vakuumgedämmte Solarkollektoren einsetzbar.

8.1.4 Kleinwasserkraft

Beim bergabfließen von Wasser wird potenzielle Energie in kinetische Energie umgewandelt. Die Bewegung verursacht Turbulenzen und Reibung, was erneut zu Energieumwandlungen führt. Großteils wird kinetische Energie in thermische umgewandelt. Das führt zu einer geringen Temperaturerhöhung des Flusses, die vernachlässigbar ist. Die kinetische Energie kann aber auch zum Antreiben einer Turbine genutzt werden um Strom zu erzeugen.

Wasser das von einem höheren Punkt A auf einen niedrigeren Punkt B fällt, kann eine Turbine dann mit folgender Leistung antreiben:

$$P = Q \times Hg \times \gamma$$

Formel 5: Leistung einer Turbine (Pelikan 2004)

P = Leistung in kW

Q = Abfluß in m³/s

Hg = Bruttofallhöhe, (ZA - ZB)

γ = spezifisches Gewicht des Wassers, (9.81 kN/m³).

Die Turbine ist an einen Generator gekoppelt. Die mechanische Arbeit der Turbine wird an den Generator abgegeben, welcher die Bewegungsenergie oder mechanische Energie in elektrische Energie wandelt.

Die Obergrenze für Kleinwasserkraftwerke liegt in Österreich bei 10 MW Leistung. In dieser Arbeit werden jedoch nur wesentlich kleinere Anlagen (bis etwa 100 kW) betrachtet. Dafür können verschiedene Turbinen eingesetzt werden. Im Folgenden werden die Kaplan turbine, die Zotlöterer-Turbine, die Lamellenturbine und die Wasserkraftschnecke beschrieben.

Die Kaplan turbine (siehe [Abbildung 83](#)) erlaubt die höchste Anzahl an möglichen Konfigurationen (Pelikan 2004). Sie ist von besonders kleinen bis hin zu sehr großen Anlagen einsetzbar. Mit ihren verstellbaren Flügeln ähnelt sie einer Schiffsschraube. Sie wird in einem Rohr montiert und das durchströmende Wasser übt Kraft auf die Flügel aus.

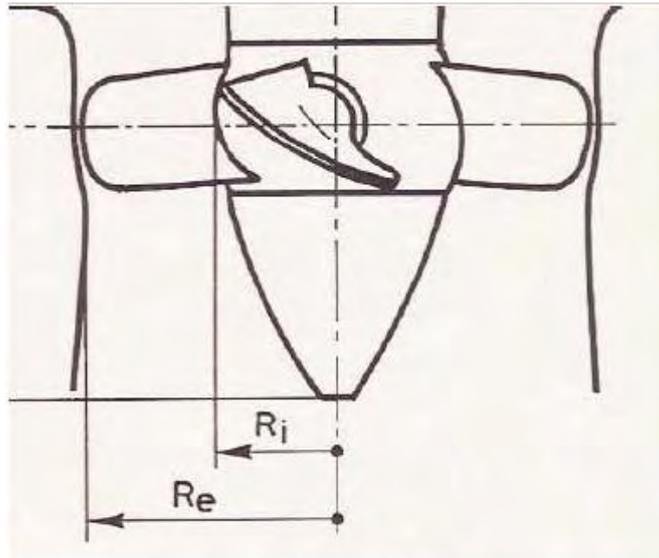


Abbildung 83: Querschnitt einer vertikalen Kaplanturbine (Pelikan 2004)

Die Zotlöterer-Turbine (siehe [Abbildung 84](#)) ist ein Gravitationswasserwirbelkraftwerk. Der Wasserwirbel wird in einem eigens dafür konstruierten Wirbelbecken erzeugt. Das Wasser fließt seitlich in das runde Wirbelbecken hinein und durch einen zentralen Abfluss am Boden des Beckens ab. Das erzeugt einen Rotationswirbel. Die Zotlöterer-Turbine rotiert um die senkrechte Achse und nutzt so die Energie des Rotationswirbels (Zotlöterer 2012).

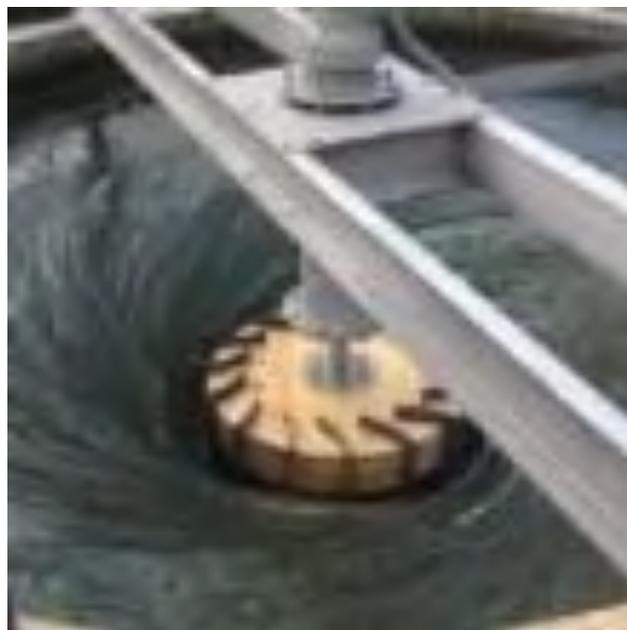


Abbildung 84: Zotlöterer-Turbine (Zotlöterer 2012)

Die Lamellenturbine (siehe [Abbildung 85](#)) ähnelt einem Wasserrad. Anstatt der Schaufeln die sich am Umfang eines Wasserrads befinden, sind es bei der Lamellenturbine speziell geformte Lamellen. Die Anordnung der Lamellen kann an das anströmende Gewässer

angepasst werden, um einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erzielen (Böck 2012; Moser, et al. 2012).



Abbildung 85: Lamellenturbine (Prechtl, et al. 2012)

Die Wasserkraftschnecke (siehe [Abbildung 86](#)) ist meistens in einem schrägen Rohr platziert. Das bergabfließende Wasser trifft auf die spiralförmige Oberfläche und dreht den Zylinder. Durch das Umkehren der Arbeitsweise kann Wasser auch von unten nach oben transportiert werden. In Europa sind derzeit über 100 Wasserkraftschnecken im Einsatz. Ein Vorteil gegenüber Wasserrädern ist, dass kein Zusammenhang zwischen Fallhöhe und Durchmesser bestehen muss (Moser, et al. 2012).

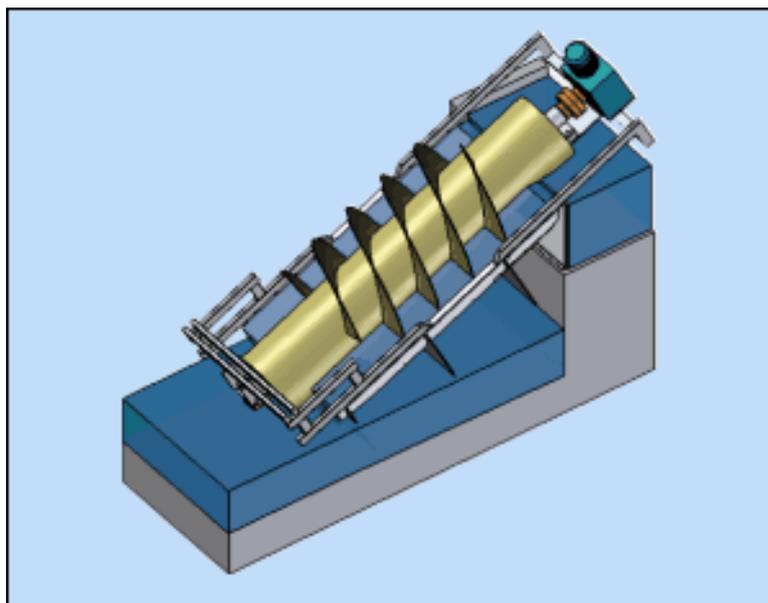


Abbildung 86: Wasserkraftschnecke (Böck 2012)

Die wichtigsten Kennzahlen von Kleinwasserkraft Turbinen sind die Fallhöhe, die Durchflussmenge, der Leistungsbereich und der Wirkungsgrad. Tabelle 54 gibt die Kennwerte an.

Tabelle 54: Kennzahlen von Kleinwasserkraft Turbinen

Turbine	Fallhöhe [m]	Durchflussmenge [m ³ /s]	Leistungsbereich [kW]	Wirkungsgrad [%]
Kaplan	1 – 6	0,35 – 25	>5	80 – 95
Zotlöterer	0,5 – 2	0,05 – 40	0,2 – 160	80 – 85
Lamellen	0,5 – 5	> 1	>10	80 – 90
Wasserkraftschnecke	1 – 10	0,1 – 5,5	< 300	80 – 90

(Pelikan 2004; EnBW 2012; Zotlöterer 2012; Peer 2012; Moser, et al. 2012)

Der in Tabelle 54 angegebene Turbinen-Wirkungsgrad bezieht sich auf eine günstige Durchflussrate. Bei Hochwasser oder Niederwasser liegt der Turbinen-Wirkungsgrad unter den angegebenen Werten. Als Beispiel dafür wird der Wirkungsgrad einer Zotlöterer Turbine in Abhängigkeit der Durchflussrate dargestellt (siehe Abbildung 87) (Pelikan 2004).

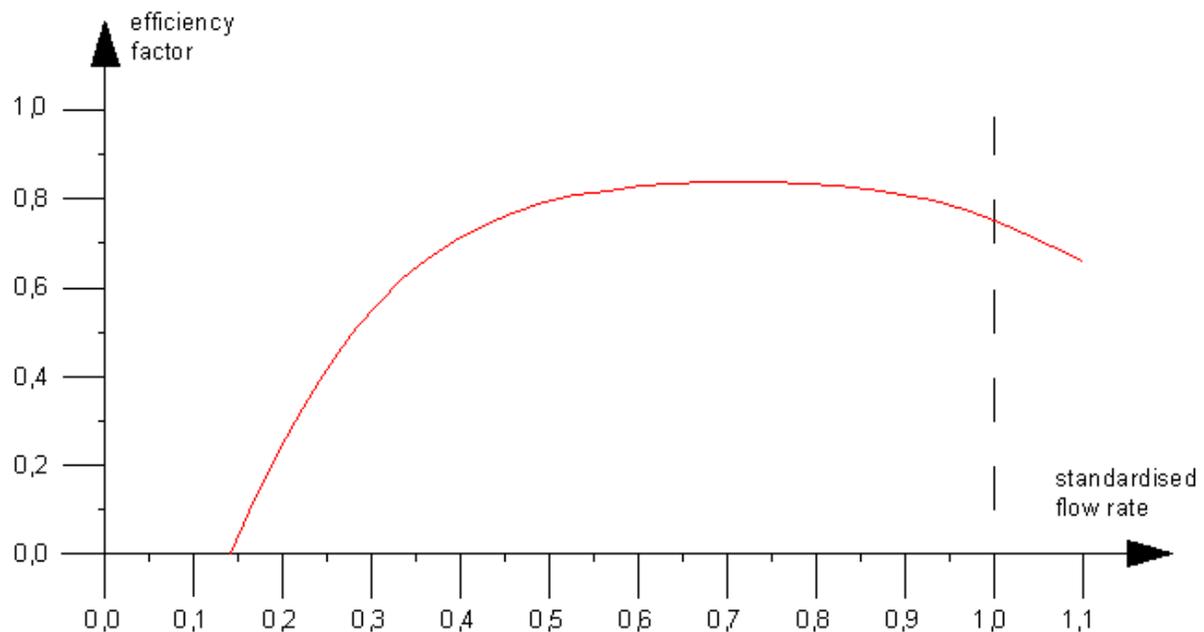


Abbildung 87: Wirkungsgradverlauf einer Zotlöterer-Turbine in Abhängigkeit von der Durchflussrate (Zotlöterer 2012)

In Abbildung 87 ist sichtbar dass der Wirkungsgrad einer Turbine von der momentanen Durchflussrate abhängt. Ab einer Durchflussrate von unter 15 % der standardisierten Durchflussrate wird von dieser Turbine keine Energie mehr aufgenommen.

8.1.5 Wärmepumpen

Es gibt zahlreiche Arten von Wärmepumpensystemen. Luftwärmepumpen, Grundwasserwärmepumpen und Wärmepumpen mit Erdsonden arbeiten nach demselben Prinzip. Der wesentliche Unterschied liegt in der Art der Energiegewinnung durch die Kollektoren. Grundwasserwärmepumpen oder Erdsonden haben meist tief reichende Kollektoren, die Wärme aus dem Grundwasser oder der Erde zum Wärmepumpenkreis transportieren. Luftwärmepumpen nehmen die Wärme direkt aus der umliegenden Luft. Die häufigsten sind Wärmepumpen mit Solekreislauf (darunter fallen auch Grundwasserwärmepumpen und Wärmepumpen mit Erdsonden). Ihr Marktanteil ist 42 %, gefolgt von Luftwärmepumpen mit 37 % Marktanteil. Wärmepumpen mit Direktverdampfung haben derzeit nur einen Marktanteil von etwa 8 % (Müller, et al. 2010).

Die bedeutendste Kenngröße von Wärmepumpensystemen ist die Jahresarbeitszahl (JAZ). Sie gibt an, um wie viel mehr Wärme über ein Jahr gewonnen werden kann, als Strom bereitgestellt werden muss. Das hängt aber nicht nur von der Wärmepumpe alleine ab. Auch die Art der Betriebsführung spielt eine Rolle. Hohe Vorlauftemperaturen führen zu niedrigeren Arbeitszahlen da die Temperaturunterschiede zwischen Wärmequelle und Wärmesenke besonders groß sind (Starzer 2007; Müller, et al. 2010).

Das Kollektorfeld muss an die Eigenschaften des Bodens, der Kollektoren und die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr angepasst werden. Der Boden kann pro m² eine gewisse Leistung bereitstellen. Je nach Beschaffenheit des Bodens variiert diese Leistung sehr stark. Trockener, nicht bindender Boden kann bei 1.800 h/Jahr nicht mehr als 10 W/m² bereitstellen. Feuchter Boden hat bereits die dreifache spezifische Entzugsleistung. Handelt es sich um wassergesättigten Kies oder Sand, können bei einem Einsatz von 1.800 h/Jahr bis zu 40 W/m² bereitgestellt werden (Biele 2007). Wird die Wärmepumpe besonders viel eingesetzt (etwa 2.400 h/Jahr), dann ist um ungefähr 20 % mehr Kollektorfläche notwendig (Biele 2007). Die Kollektorrohre verlaufen parallel und haben einen Abstand von 0,5 bis 0,8 Meter.

Tabelle 55: Kennzahlen von Wärmepumpen-Systemen (Kaltschmitt, et al. 2009; Starzer 2007; Huber, et al. 2006; Biele 2007)

	JAZ	Flächenbedarf bei feuchten, gut bindenden Boden	Lebensdauer [Jahre]
Luft-Wasser-Wärmepumpe	2,5 – 2,8	-	20
Erd-Flachkollektor Direktverdampfung	3,6 - 4,2	45 m ² / kW-Wärmeleistung	20
Erd-Flachkollektor	3,5 - 4,0	45 m ² / kW-Wärmeleistung	20
Erdsonden-Kollektor	3,5- 3,8	20 m / kW-Wärmeleistung	20

Die Jahresarbeitszahl von Luftwärmepumpen ist die niedrigste. Dafür sind Luftwärmepumpen in ihrer Anschaffung auch wesentlich günstiger als andere

Wärmepumpensysteme. Der Hauptgrund dafür ist, dass keine unterirdischen Kollektoren verlegt werden müssen.

Erdsonden-Kollektoren weisen ähnliche Jahresarbeitszahlen auf wie Erd-Flachkollektoren, benötigen aber wesentlich weniger Fläche. Die dafür nötigen Bohrungen sind jedoch aufwendig.

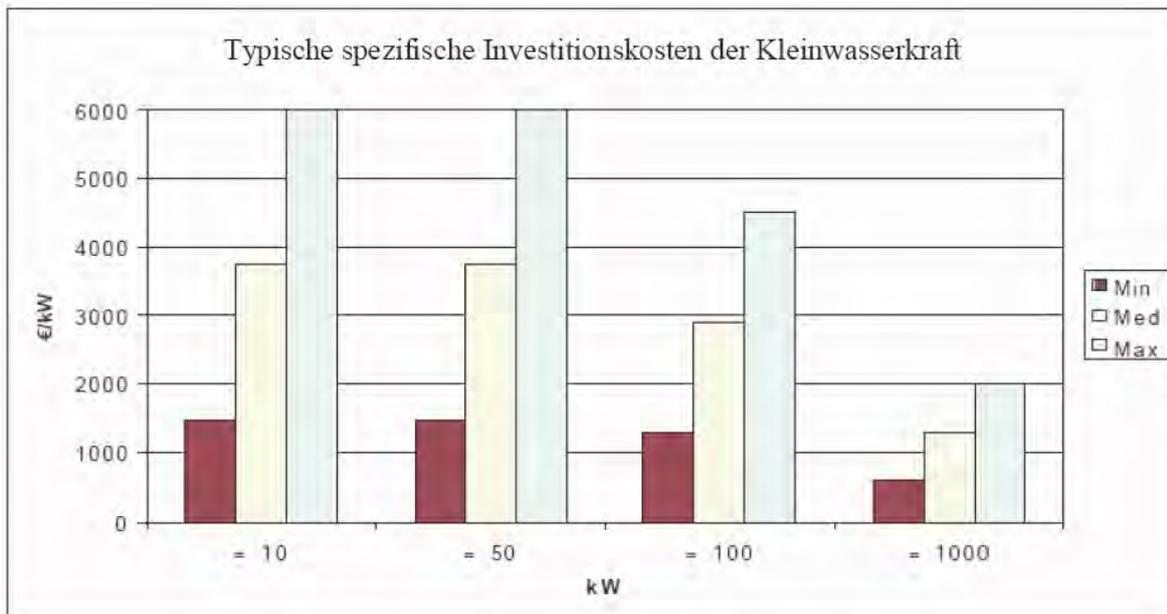


Abbildung 88: Spezifische Investitionskosten für ein kleines Wasserkraftwerk (Pelikan 2004)

8.1.6 Strom und Wärme aus Biomasse

Meist wird Biomasse nur für die Wärmebereitstellung eingesetzt. Dafür werden in Österreich sehr oft Holzöfen eingesetzt. Das Holz kann in Form von Pellets, Hackgut oder Stückholz vorliegen. Nachfolgend werden mit Pellets betriebene Heizsysteme beschrieben. Es handelt sich dabei um Pelletöfen und Pelletkessel.

Pelletöfen (siehe [Abbildung 89](#)) werden im Wohnraum aufgestellt. Ein Vorratsbehälter befindet sich direkt beim Brennraum. Er wird mittels Pelletsäcken manuell aufgefüllt.



Abbildung 89: Pelletofen mit Vorratsbehälter (Schneider, et al. 2004)

Der Vorteil dieses Systems ist, dass die Investitionskosten niedrig sind. Der größte Nachteil ist, dass das Vorratslager von Hand aufgefüllt werden muss. Dafür sind Pelletsäcke notwendig, die in ihrer Anschaffung um etwa 10 % teurer sind als lose Pellets (ProPelletes Austria, et al. 2012).

Pelletkessel (siehe [Abbildung 90](#)) werden in Heizräumen aufgestellt. Die Lagerung der Pellets erfolgt in Silos, die üblicherweise nur einmal pro Heizsaison aufgefüllt werden.



Abbildung 90: Pelletkessel mit Standardschnecke und Gewebetank (Schneider, et al. 2004)

Es gibt die Möglichkeit mittels Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung (Mikro-KWK) zusätzlich zur Wärme auch Strom bereitzustellen. Das kann mittels Ottomotoren, Mikro-Gasturbinen, Brennstoffzellen, Dieselmotoren, Dampfmotoren oder Stirlingmotoren erfolgen. Anschließend werden Dieselmotoren, Dampfmotoren und Stirlingmotoren näher beschrieben.

Dieselmotoren können mit Diesel, Heizöl oder Pflanzenöl betrieben werden (Krawinkler, 2006). Sie arbeiten nach dem Prinzip der Selbstentzündung. Luft wird durch den nach unten gleitenden Kolben in den Brennraum gezogen. Wenn der Kolben wieder nach oben gleitet verdichtet sich die Luft und die Temperatur nimmt zu. Der flüssige Brennstoff wird direkt in die Luft eingespritzt und entzündet sich sofort in der komprimierten Luft. Die Explosion drückt

dabei durch externe Verbrennung. Deshalb können feste, flüssige oder gasförmige Brennstoffen eingesetzt werden. Der andere Kolben gibt Wärme ab, die genutzt werden kann (z. B. zum Heizen).

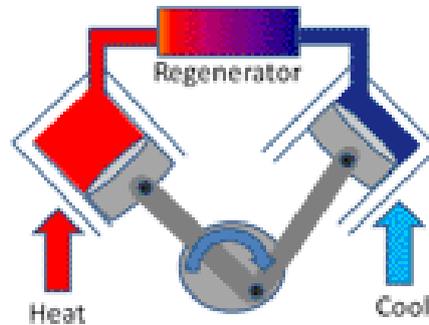


Abbildung 93: Alpha-String Stirlingmotor (www.mpoweruk.com 2012)

Am häufigsten werden Verbrennungsmotoren in Blockheizkraftwerken eingesetzt (Krawinkler, 2006). Der Einsatz von Dampfmaschinen in Blockheizkraftwerken ist bereits auf dem Weg zur Serienfertigung (Deutsche Energie-Agentur 2012). Für gasbefeuerte Stirlingmotoren wurde der Übergang zur Marktreife bisher nur teilweise erreicht, für biomassebefeuerte Stirlingmotoren sind dafür noch weitere Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten notwendig.

Die wichtigsten Kenngrößen für KWK-Anlagen sind der thermische, der elektrische und der gesamte Wirkungsgrad (siehe Tabelle 56).

Tabelle 56: Charakteristische Kenngrößen von KWK-Anlagen

	Wirkungsgrad thermisch [%]	Wirkungsgrad elektrisch [%]	Wirkungsgrad gesamt [%]
Dieselmotor	41-74	27-42	82-111
Dampfmotor	84	12	ca. 96
Strilingmotor	59-86	10-26	85-96

Quelle: (Krimmling, et al. 2008), (Aigenbauer, 2012)

Wichtige Kenngrößen für Pelletskessel und Pelletsöfen sind die Heizleistung und der Wirkungsgrad (siehe Tabelle 57). Außerdem sind die Eigenschaften des Lagersystems von Interesse. Die Nennleistung für Pelletöfen ist begrenzt. Deshalb werden diese meist nur in Einfamilienhäusern eingesetzt. Pelletkessel eignen sich eher für Mehrfamilienhäuser, Büros und Schulen.

Tabelle 57: Charakteristische Kenngrößen und wichtige Eigenschaften von Pelletheizungen (Hoffmann, et al. 2003, Hilgers 2010)

	Wasserführender Pelletofen	Pelletkessel
Nennleistung [kW]	6 - 21	>10
Lagersystem	Säcke, integrierter Vorratsbehälter, manuell befüllt	Lose Pellets, Lagerraum, Silo oder Erdtank, automatische Beschickung mittels Schnecken- oder Saugförderung
Wirkungsgrad Vollast	85,8 % – 96,4 %, Median 89,3 %	80,3 % - 94,3 %, Median 90,5 %

8.1.7 Energiespeicher

8.1.7.1 Schwungradspeicher

Schwungradspeicher sind kleinere Energiespeicher und eignen sich für die kurzfristige Bereitstellung hoher Leistungen. Nachfolgend wird auf den Stand der Technik, die Einsatzbereiche und die zukünftigen Entwicklungspotentiale von Schwungradspeichern eingegangen.

Grunddaten – Stand der Technik

Schwungradspeicher (Flywheel Energy Storage Systems, FESS) speichern elektrische Energie in kinetischer Energie ([Abbildung 94](#)). Beim Ladevorgang wird das Schwungrad mit Hilfe eines Elektromotors in Bewegung versetzt. Beim Entladevorgang dient der Motor als Generator und wird vom Schwungrad angetrieben, auf diese Weise wird die Bewegungsenergie des Körpers wieder in elektrische Energie umgewandelt (Oertel, 2008). Speicherverluste treten in Form von Drehzahlverminderungen, wie z.B. durch Reibungsverluste (Lagerreibungsverluste, Gasreibung), auf (Rummich, 2009).

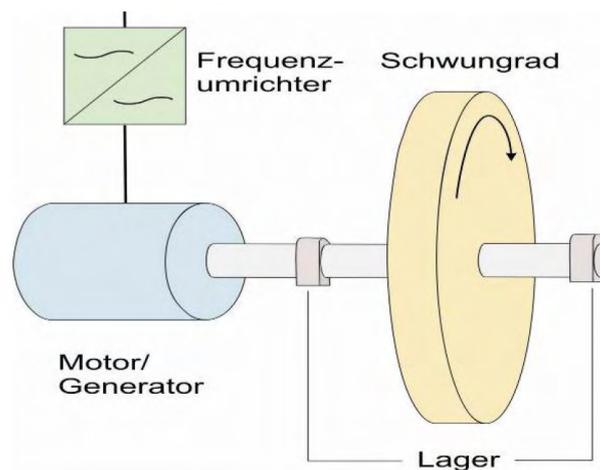


Abbildung 94: Prinzip eines Schwungradspeichers

Quelle: (INT, 2009)

[Tabelle 58](#) zeigt einen Überblick über den Stand der Technik bei Schwungradspeichern mit sämtlichen relevanten Parametern.

Tabelle 58: Übersicht Stand der Technik Schwungradspeicher

	Kenndaten	Quelle - Anmerkungen
Typischer Leistungsbereich [MW]	0,005-3	Mariyappan et al., 2004
Energiedichte [kWh/m ³]	7,5-25	Wietschel et al., 2010
Nutzungsgrad [%]	85-95	Mariyappan et al., 2004
Typische Speicherdauer	Sekunden-Minuten	Oertel, 2008
Speicherverluste [%/Tag]	bis zu 100	Wietschel et al., 2010
Typische Entladedauer bei Nennleistung	Sekunden bis Minuten	Wietschel et al., 2010
Lebensdauer [Jahre]	20	Mariyappan et al., 2004

Die Nutzungsgrade für Schwungradspeicher werden bei der Kurzzeitspeicherung mit 90-95 % angegeben (BINE, 2003). Als Low-Speed-Flywheels bezeichnet man Stahlrotoren die mit 5.000 bis 10.000 Umdrehungen pro Minute betrieben werden. Als High-Speed-Flywheels werden Rotoren aus Verbundwerkstoffen bezeichnet. Diese werden in Vakuumkammern zur Vermeidung von Luftreibung gelagert und erreichen bis zu 100.000 Umdrehungen pro Minute (Oertel, 2008).

Im mobilen Bereich werden Schwungräder zur Nutzung der Bremsenergie eingesetzt. Diese gespeicherte Energie wird beim Anfahren oder Beschleunigen genutzt. Auf diese Weise lässt sich der hauptsächlich im Betrieb befindliche Verbrennungsmotor kleiner dimensionieren und im optimalen Arbeitsbereich betreiben, wodurch Kraftstoff eingespart werden kann (Rummich, 2009). Wesentliche Nachteile in Bezug auf die Langzeitspeicherung ergeben sich aus den relativ hohen Stand-by-Verlusten (Nichtinanspruchnahme der gespeicherten Energie), die bis zu 20 % betragen können (BINE, 2003).

Einsatzbereiche

Da die Zugriffszeit von Schwungradspeichern im Bereich von Millisekunden liegt eignen sich diese sehr gut zur Glättung von Leistungs- und Lastschwankungen, sowie für die Bereitstellung von Lastspitzen zur Leistungsüberbrückung (BINE, 2003). Des Weiteren eignen sich Schwungradspeicher als Kurzzeitspeicher und weisen eine sehr gute Tiefenentladung auf (Oertel, 2008).

Zukünftiges Entwicklungspotential

Nachfolgende Formel 6 zeigt, dass der Energieinhalt einer rotierenden Masse mit dem Quadrat der Winkelgeschwindigkeit ω zunimmt (BINE, 2003).

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot J \omega^2$$

Formel 6

E_k	kinetische Energie [kg m ² /s ²]
J	Trägheitsmoment [kg m ²]
ω	Winkelgeschwindigkeit [rad/s]

Für eine Erhöhung der speicherbaren Energiemenge ist daher eine Erhöhung der Umdrehungszahlen effektiver, als eine Erhöhung der eingesetzten Schwungmasse. Aufgrund dieser Tatsache werden zunehmend Materialien mit hoher Zugfestigkeit bei gleichzeitig geringer Dichte, wie z.B. Verbundwerkstoffe als Schwungmassen, eingesetzt (BINE, 2003).

Ein weiterer wichtiger Punkt in der Optimierung der Schwungradspeicher ist die Minimierung von Lagerverlusten. Bisher wurden oft mechanische Gleit- bzw. Walzlager eingesetzt, diese werden zunehmend durch berührungslose Lager, wie zum Beispiel Magnetlager, ersetzt. Die Lagerverluste liegen bei Magnetlagern um den Faktor 5-20 niedriger als bei konventionellen Lagern (Oertel, 2008).

Zukünftig wird auch die Integration von Schwungradsystemen („Smart Energy Matrix“) im Stromnetz geplant. Überlegungen gehen dahin, als Basiseinheit ein 100 kW Schwungrad zu wählen und bis zu 10 dieser Einheiten in einem Container zusammenzufassen und so 1 MW Leistung bereitzustellen. Selbst große Hallen mit bis zu 20 MW Leistung sind angedacht (INT, 2009).

8.1.7.2 Elektrochemische Energiespeicher

Im Folgenden wird ein Überblick über die unterschiedlichen elektrochemischen Energiespeicher, sowie deren Stand der Technik, Einsatzgebiete und allgemeine Entwicklungspotentiale gegeben.

Überblick

Der Aufbau von elektrochemischen Energiespeichern besteht meist aus Einzelzellen mit gleichen elektrochemischen Eigenschaften, die entweder zur Steigerung der Spannung in Serie oder zur Steigerung der Stromstärke parallel zu einer Batterie verschaltet sind (Rummich, 2009). Elektrochemische Energiespeicher bestehen aus folgenden galvanischen Elementen (INT; 2009):

- Elektroden:
 - Anode (-Pol)
 - Kathode (+Pol)
- Elektrolyt

Bei elektrochemischen Energiespeichern unterscheidet man zwischen Primär- und Sekundärbatterien und Brennstoffzellen.

Primär-Batterien (klassische Batterien)

Primär-Batterien speichern die chemische Energie in Form von aktiver Masse in den Elektroden. Bei der Entladung dieser erfolgt eine nicht wieder umkehrbare Umwandlung in elektrische Energie. Die Reaktionsprodukte können nicht mehr durch die Zufuhr von elektrischer Energie (Ladung) in chemische Speicherenergie rückgeführt werden. Jedoch gibt es bereits Bestrebungen diesen Prozess zu ermöglichen (siehe Alkali-Mangan-Zelle) (Rummich, 2009).

Sekundär-Batterien

Bei Sekundär-Batterien (Batterien) wird die zugeführte elektrische Energie vorwiegend in Form von chemischer Energie gespeichert. Diese sind dann in Form von chemischen Verbindungen (meistens als aktive Massen in den Elektroden) gespeichert. Zink-Brom Batterien speichern die ihnen zugeführte elektrische Energie nicht als aktive Masse in der Kathode, da sich das flüssige Brom außerhalb der Zellen befindet und bei Bedarf dem Elektrolyt zugeführt wird. Bei Redox-Flow-Batterien werden die Reaktanten für Elektroden außerhalb der Zellen gespeichert. Bei der Entladung von Sekundär-Batterien wird die gespeicherte chemische Energie in elektrische Energie umgewandelt. Da die Vorgänge bei der Entladung überwiegend reversibel erfolgen, kann den Sekundär-Batterien nach der Entladung wieder elektrische Energie zugeführt werden (Rummich, 2009).

Bei Sekundär-Batterien unterscheidet man zwischen einer Vielzahl von unterschiedlichen elektrochemischen Energiespeichertypen. Im Wesentlichen sind das (INT, 2009):

- Blei-Säure-Batterien (Pb-Säure-Batterien)
- Nickelbasierte-Batterien
 - Nickel-Cadmium Batterie (NiCd-Batterien)
 - Nickel-Metallhydrid Batterien (NiMH-Batterien)
 - Nickel-Zink Batterien (Ni-Zn-Batterien)
- Lithium-Ionenbasierte-Batterien
 - Lithium-Polymer-Batterien
 - Lithium-Titanat-Batterien
 - Nano-Phosphat-Lithium-Ion-Batterien (LiFePO₄)

- Hochtemperatur-Batterien
 - Natrium-Nickelchlorid-Batterien (Na-NiCl-Batterien, ZEBRA-Batterien)
 - Natrium-Schwefel-Batterien (NaS-Batterien)
- Redox-Flow-Batterien
 - Vanadium-Redox-Flow-Batterien (VRB)
 - Vanadium-Brom-Redox-Flow-Batterien (VBRB)
 - Natrium-Polysulfid-Bromid Batterie (Regenesys)
- Hybrid-Flow-Batterien
 - Zink-Brom-Batterien (Zn-Br-Batterien)
 - Cer-Zink-Batterien
- Metall-Luft-Batterien

Grunddaten – Stand der Technik

Die Vielzahl an elektrochemischen Energiespeichern unterscheidet sich hinsichtlich ihrer technischen Eigenschaften und Rahmenbedingungen. Tabelle 59 gibt einen Überblick über den Stand der Technik der unterschiedlichen elektrochemischen Energiespeicher. An dieser Stelle sei angemerkt, dass es sich hierbei nur um eine „Momentaufnahme“ handelt, da die Entwicklungen und Innovationen im Bereich der elektrochemischen Energiespeicher sehr rasch stattfinden.

Tabelle 59: Übersicht Stand der Technik elektrochemische Energiespeicher

Datenquelle: (nach INT 2009; Rummich, 2009; Oertel, 2008)

	Blei-Säure	Ni-Cd	Ni-MH	Ni-Zn	Li-Ion allgemein	Na-NiCl (Zebra)	Na/S	Redox-Flow allgemein	Zn-Luft
Gravimetrische Energiedichte [Wh/kg]	30-50 20-45	45-80 25-40	60-120 55-85	60	110-160 90-160	80-100 90-100	130	15-25	200-300
Volumetrische Energiedichte [Wh/l]	60-95	35-100 135	135	170	200-300		80-100	20-33	250-300
Gravimetrische Leistungsdichte [W/kg]	100	600	750 / 600	>900	1350	109 90-155 170	90-110		70
Zyklenzahl [80%-Nennkapazität]	200-300 stationär ~2.000	1.000- 4.000 100-800	300-500 100-800	100- 500	300-500 500-1.200	600 1.700 ~3.700	>1.000 2.500	>10.000 >16.000	300
Selbstentladung [% pro Monat]	5%	5-20%	30%		10% 5-10% (20°C)				
Ladefaktor [%]	80-90%	57% ~70%	~70%		90-95%	91%	85%	72%	50%
Arbeitstemperatur [°C]	-40-60	15-60 -20-60	0-50	-20-60		280-330	285-380		-20-60

8.1.7.2.1 Blei-Säure-Batterien

Blei-Säure-Batterien sind die am weitest verbreiteten elektrochemischen Energiespeicher, seit über 100 Jahren bekannt und technisch ausgereift. Sie bestehen aus einer negativen Elektrode, die im geladenen Zustand aus feinverteiltem metallischen und porösem Blei (Pb) (zu Massenplatten gepresst) besteht. Die positive Elektrode ist meist in röhrenförmigen Platten aus perforiertem Kunststoff eingebettet und besteht aus Bleioxid (PbO_2). Zwischen den Elektroden befinden sich Separatoren um Kurzschlüsse zu verhindern. Als Elektrolyt wird Wasser mit verdünnter Schwefelsäure (H_2SO_4) eingesetzt. Beim Entladeprozess bildet sich aus den aktiven Massen Bleisulfat (PbSO_4) und Wasser wodurch die Säuredichte vermindert wird (Gesamtreaktion: $\text{Pb} + \text{PbO}_2 + 2 \text{H}_2\text{SO}_4 \leftrightarrow 2 \text{PbSO}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} + \text{elektrische Energie}$). Am Ende der Ladung einer Blei-Säure Batterie wird die sogenannte Gasungsspannung (etwa 2,4 V) erreicht, dadurch erfolgt bei der klassischen Blei-Säure Batterie eine teilweise Elektrolyse und somit ein teilweiser Verbrauch des Wassers. Hier ist besonders auf gute Belüftung während des Ladevorgangs zu achten, da sich Knallgas bilden kann. Nach mehreren Lade-Entladezyklen ist der gesunkene Elektrolytspiegel durch Nachfüllen von destilliertem Wasser auszugleichen (Rummich, 2009).

Neben den Bautypen mit flüssigen Elektrolyten werden auch Bauformen mit festgelegten Elektrolyten verwendet, dabei wird das eingesetzte Elektrolyt in Gelform (Gelbatterie) oder in einem Glasfasergewebe zwischen den Elektroden (Vliesbatterie bzw. AGM-Batterie – Absorbent Glas Mat) fixiert. Diese Typen weisen zwar geringere Energie- und Leistungsdichten auf, jedoch kann bei diesen kein Elektrolyt ausfließen und selbst bei Überladung kommt es zu keiner Knallgasbildung. Des Weiteren entfällt das Nachfüllen von Wasser, da der bei der Ladung an der positiven Elektrode gebildete Sauerstoff durch die entstehenden Kanäle des Elektrolytträgers zur negativen Elektrode diffundieren kann und dort wieder Wasser bildet. Heute werden aus Sicherheitsgründen bereits ventilregulierte Blei-Säure-Batterien (Valve Regulated Lead Acid – VRLA) angeboten. Diese besitzen ein Überdruckventil für den Fall zu hoher Ladeströme und dadurch bedingter Überhitzung des Elektrolyten (Rummich, 2009).

Vorteilhaft bei Blei-Säure-Batterien ist, dass sie bei hohen Spannungen eine hohe Belastbarkeit aufweisen, sehr wartungsarm sind, fast vollständig wiederverwertet werden können, keinen Memory-Effekt und nur geringe Selbstentladung aufweisen. Ein Nachteil bei Blei-Säure-Batterien ist, dass sie nicht schnellladefähig sind, hohes Gewicht aufweisen, lange Ladezeiten (14-16 h) haben und gegenüber hohen Temperaturen (über 45 °C) sowie gegenüber Tiefenentladung empfindlich reagieren (Oertel, 2008).

8.1.7.2.2 Nickelbasierte-Batterien

Nickelbasierte-Batterien wurden entwickelt um eine Alternative zu den schweren Blei-Säure-Batterien zu haben. Nickelbasierte Batterien sind heute wie Blei-Säure-Batterien Stand der Technik und werden sehr breit eingesetzt. Im Wesentlichen ist hier zwischen den Nickel-Cadmium-, der Nickel-Metallhydrid- und der Nickel-Zink-Batterien zu unterscheiden (Oertel, 2008).

Nickel-Cadmium-Batterien

Nickel-Cadmium-Batterien bestehen in geladenem Zustand aus Kathodenplatten, die mit Nickel(III)-oxidhydroxid ($\text{NiO}(\text{OH})$) beladen sind und aus Anodenplatten mit fein verteiltem Cadmium. Als Elektrolyt wird meist Kalilauge eingesetzt. Der elektrische Strom wird bei einer geladenen Nickel-Cadmium-Batterie über eine Redoxreaktion ($2 \text{NiO}(\text{OH}) + \text{Cd} + 2 \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow 2 \text{Ni}(\text{OH})_2 + \text{Cd}(\text{OH})_2 + \text{elektrische Energie}$) gewonnen. Nickel-Cadmium-Batterien weisen eine hohe Lebensdauer, eine hohe Zyklenanzahl, hohe elektrische Leistung sowie schnelles Laden auf und sind in einem breiten Temperaturbereich einsetzbar. Wesentlicher Nachteil ist, dass sie aus dem giftigen Schwermetall Cadmium bestehen. Des Weiteren weisen sie

einen Memory-Effekt auf und bei häufiger Teilentladung verringert sich die Kapazität. Haupteinsatzgebiete sind elektrische Werkzeuge, Mobiltelefone und Laptops (INT, 2009).

Nickel-Metallhydrid-Batterien

Nickel-Metallhydrid-Batterien wurden als Ersatz für Nickel-Cadmium-Batterien entwickelt, da sie sich nicht aus giftigen Bestandteilen zusammensetzen. Jedoch sind sie im Aufbau der Kathode ident (NiO(OH)-Elektrode). An der Anode kommt statt Cadmium Wasserstoff und Nickel oder ein Seltenerd-Metall als aktives Material zum Einsatz ($MH + NiOOH \leftrightarrow Ni(OH)_2 + M + \text{elektrische Energie}$; M...Metall-Legierung). Gegenüber Nickel-Cadmium-Batterien weisen Nickel-Metallhydrid-Batterien 30-50 % höhere Energiedichten auf, sind einfacher zu entsorgen (INT; 2009) und weisen keinen merklichen Memory-Effekt auf (Rummich, 2009). Jedoch reagieren Nickel-Metallhydrid-Batterien empfindlich auf Überladung, Überhitzung und falsche Polung. Des Weiteren weisen sie eine hohe Selbstentladungsrate auf und verlieren bei tiefen Temperaturen deutlich an Leistung (INT, 2009).

Nickel-Zink-Batterien

Bei Nickel-Zink-Batterien besteht die Anode aus einer Nickelelektrode und alkalischem Elektrolyt und die Kathode besteht aus Zink ($H_2O + Zn + 2NiOOH \leftrightarrow ZnO + 2Ni(OH)_2 + \text{elektrische Energie}$). Vorteile der Nickel-Zink-Batterien sind die bessere Umweltverträglichkeit und die im Vergleich zu Nickel-Cadmium-Batterien höheren Leistungs- und Energiedichten. Des Weiteren lassen sich Nickel-Zink-Batterien sehr schnell laden, wodurch die Batterie für hohe Zyklenfolgen geeignet ist (INT, 2009).

8.1.7.2.3 Lithium-Ionenbasierte-Batterien

Lithium ist ein hochreaktives Element, das als Anodenmaterial eingesetzt wird. Es darf jedoch nicht mit wässrigen Elektrolyten kombiniert werden, da es zu heftigen Reaktionen kommt (Oertel, 2008). Aufgrund seiner hohen Reaktivität und der hohen Energiedichten wird es meist mit organischen Elektrolyten oder Salzschnmelzen kombiniert eingesetzt. Zu Beginn der Entwicklung der Lithium-Ionenbasierten-Batterien wurden diese als nicht aufladbare Batterien (Primärbatterien) eingesetzt, da sich bei der Entladung die gebildeten Lithium-Ionen im Elektrolyt lösten und so eine Elektrode aus Lithium-Metall zersetzte. Nachdem entdeckt wurde, dass sich Lithium in Schichtgittern bestimmter Graphitsorten und Oxide einbinden lässt, wurde die Entwicklung von wieder aufladbaren Batterien mit Lithium als Anodenmaterial möglich. Dabei sind die Bindungskräfte zwischen den Schichtgittern und dem Lithium so gering, dass die Lithium-Ionen leicht ein- und wieder ausgelagert werden können. Als Anode werden meist Lithium-Metalloxide (z.B. $LiCoO_2$, $LiNiO_2$) und als Kathode wird Graphit eingesetzt. Der Transport des Stroms erfolgt durch Lithium-Ionen. Diese treten aus der Graphitkathode aus und werden in die Metalloxid-Anode eingebaut ($Li_{1-x}Mn_2O_4 + Li_xnC \leftrightarrow LiMn_2O_4 + nC + \text{elektrische Energie}$; n...ganze Zahl, x...Zahl zwischen 0 und 1). Bei Lithium-Ionenbasierten-Batterien wird zwischen Lithium-Ionen-Polymer-Batterien, Lithium-Titanat-Batterien und Nano-Phosphat-Lithium-Ionen Batterien unterschieden (INT, 2009).

Vorteile von klassischen Lithium-Ionenbasierten-Batterien sind die hohe Energie- und Leistungsdichte, gute Nutzungsgrade (>90 %) und das vorhandene Entwicklungspotential (Rummich, 2009). Nachteile sind Sicherheitsprobleme, da Lithium-Ionen-Batterien aus leicht brennbaren Komponenten bestehen, die bei Kontakt mit Wasser heftig reagieren (INT, 2009). Weitere Nachteile sind die erforderliche Ladeüberwachung, die erforderliche elektronische Überwachung beim Betrieb, das schlechte Ladeverhalten bei tiefen Temperaturen, die aufwändige Produktion und der hohe Preis (Rummich, 2009). Im Gegensatz zu Blei-Säure und Nickelbasierten-Batterien befinden sich Lithium-Ionenbasierte-Batterien noch am Beginn der Entwicklung (INT, 2009).

Lithium-Ionen-Polymer-Batterien

Bei Lithium-Ionen-Polymer-Batterien wird im Gegensatz zu klassischen Lithium-Ionen-Batterien ein Elektrolyt auf Polymerbasis eingesetzt, der gleichzeitig als Separator zwischen den Elektroden dient (Rummich, 2009). Dieser Elektrolyt ist meist fest und trocken und weist eine schwache Ionenleitfähigkeit auf, deshalb wird noch ein Gel-Elektrolyt hinzugefügt. Lithium-Ionen-Polymer-Batterien werden in Bereichen eingesetzt, die eine dünne Geometrie und hohe Flexibilität erfordern (INT, 2009).

Vorteile von Lithium-Ionen-Polymer-Batterien sind die höhere Energiedichte als bei klassischen Lithium-Ionen-Batterien, die niedrigere Masse und die Anpassbarkeit der Zellenbauform an den Anwendungsfall. Nachteile sind die erforderliche elektronische Überwachung der Zelle bzw. Batterie beim Laden und Entladen, mitunter die Kühlprobleme bei hohen Strömen, das schlechte Ladeverhalten bei tiefen Temperaturen und die noch nicht ausgereifte Technologie (Rummich, 2009).

Lithium-Titanat Batterien

Bei Lithium-Titanat-Batterien handelt es sich um eine Weiterentwicklung der klassischen Lithium-Ionen-Batterien. Bei diesen wird die aus Graphit bestehende Anode durch eine nanostrukturierte Lithium-Titanat-Anode ersetzt, welche die Bildung einer Li⁺-Ionen undurchlässigen Oberfläche verhindert und die Oberfläche bis um den Faktor 100 vergrößert. Dadurch können die Li⁺-Ionen die Oberfläche der Elektrode leichter erreichen (Rummich, 2009).

Nano-Phosphat-Lithium-Ion Batterien

Bei Nano-Phosphat-Lithium-Ionen-Batterien wurden Fortschritte mit Hilfe der Nanotechnologie erreicht. Bei diesem Batterietyp wird ein Nanophosphat als Kathode genutzt und als Anode wird Eisen eingesetzt. Sie lassen sich häufiger laden, eine Vollladung soll innerhalb von 5 Minuten möglich sein und die Leistungsdichten sollen laut Hersteller ohne Schutzschaltung bis zu 3.000 W/kg betragen (Oertel, 2008).

8.1.7.2.4 Hochtemperatur-Batterien

Hochtemperatur-Batterien arbeiten bei Temperaturen zwischen 250 °C und 350 °C und unterscheiden sich darin, dass die Elektroden flüssig und der Elektrolyt fest sind. Die hohen Temperaturen werden benötigt, um die Elektroden zu verflüssigen und den festen Elektrolyten (z.B. Keramik) leitend zu machen. Zu den Hochtemperatur-Batterien zählen die Natrium-Nickelchlorid-Batterie (ZEBRA-Batterie) und die Natrium-Schwefel-Batterie (NaS-Batterie) (Oertel, 2008).

Wesentlicher Vorteil dieser Batteriesysteme ist, dass kaum Nebenreaktionen auftreten und dadurch sehr hohe Nutzungsgrade erreicht werden können. Jedoch ist eine kontinuierliche Aufrechterhaltung der hohen Temperaturen erforderlich um Temperaturschwankungen und mechanischen Belastungen des keramischen Elektrolyten vorzubeugen. Dies erfordert zusätzlichen Energieaufwand, daher ist es sinnvoll beide Batteriesystemen für Anwendungen mit Zyklen ohne zu lange Wartezeiten zwischen dem Be- und Entladen einzusetzen (Oertel, 2008).

Natrium-Nickelchlorid-Batterien

Natrium-Nickelchlorid-Batterien (Zero Emissions Battery Research Activity – ZEBRA) werden hauptsächlich für Traktionsanwendungen in Hybrid- bzw. Elektro-Fahrzeugen eingesetzt, obwohl diese ebenfalls für stationäre Anwendungen geeignet sind. Der Einsatz in Elektro-Fahrzeugen ist jedoch umstritten, da bei langen Standzeiten der Fahrzeuge die thermischen Verluste den Gesamtnutzungsgrad reduzieren. Durchgesetzt hat sich dieses Batteriesystem in mobilen Anwendungen bis jetzt noch nicht. Bei ZEBRA-Batterien bestehen die negative Elektrode im geladenen Zustand aus Natrium und die positive Elektrode aus Nickelchlorid. Die Trennung der Elektroden erfolgt durch eine Keramikwand, diese ist für Natriumionen leitfähig für Elektronen jedoch nicht (Gesamtreaktion: $\text{NiCl}_2 + 2 \text{Na} \leftrightarrow 2 \text{NaCl} + \text{Ni}$

+elektrische Energie). Die NaNiCl_2 -Zellen sind zylindrisch aufgebaut und dicht verschweißt, wodurch sie wartungsfrei sind und es zu keiner Gasbildung kommt. Das Aufrechterhalten der geforderten Innentemperatur (etwa $300\text{ }^\circ\text{C}$) wird durch ein thermisches Batteriemanagement geregelt (Oertel, 2008). Des Weiteren weisen ZEBRA-Batterien keine Selbstentladung auf und können unabhängig von der Umgebungstemperatur betrieben werden. Nachteile von ZEBRA-Batterien sind, dass ein aufwendiges thermisches Batteriemanagement erforderlich ist und die Stand-By-Verluste bei langen Standzeiten sehr hoch sind. Ferner birgt der Bruch des Festelektrolyten Gefahren (Rummich, 2009).

Natrium-Schwefel-Batterien

Das Hauptanwendungsgebiet von Natrium-Schwefel-Batterien (NaS-Batterien) ist derzeit der stationäre Bereich. NaS-Batterien bestehen aus einer flüssigen Natriumkathode und einer flüssigen Schwefelanode, diese sind durch einen keramischen Festelektrolyten voneinander getrennt (Abbildung 95). In den Kristallgitterfehlern dieses keramischen Elektrolyten können Natriumionen diffundieren. Bei der Entladung wird flüssiges Natrium zu Na^+ -Ionen oxidiert. Nachdem diese den Elektrolyten passiert haben reagieren sie mit dem Schwefel zu Natriumpolysulfid (Gesamtreaktion: $2\text{ Na} + 3\text{ S} \leftarrow \rightarrow 2\text{ Na}_2\text{S}_3$ (bzw. Na_2S_4 , Na_2S_5) + elektrische Energie). NaS-Batterien arbeiten in einem Temperaturbereich zwischen $290\text{ }^\circ\text{C}$ und $360\text{ }^\circ\text{C}$ (Oertel, 2008). Ähnlich wie bei den ZEBRA-Batterien ist auch hier ein thermisches Batteriemanagement erforderlich, um die Batterie auf Betriebstemperatur zu bringen und sie im Betrieb zu kühlen. Des Weiteren besitzen NaS-Batterien eine geringe thermische Zyklenanzahl (etwa 30 Vollzyklen), NaS-Batterien können nur 30-mal vollständig abgekühlt und wieder erwärmt werden. Wesentliche Vorteile von NaS-Batterien sind, dass sie keine Degradation, keinen Memory-Effekt, keine Gasbildung beim Laden und Entladen und keine Selbstentladung aufweisen (Rummich, 2009).

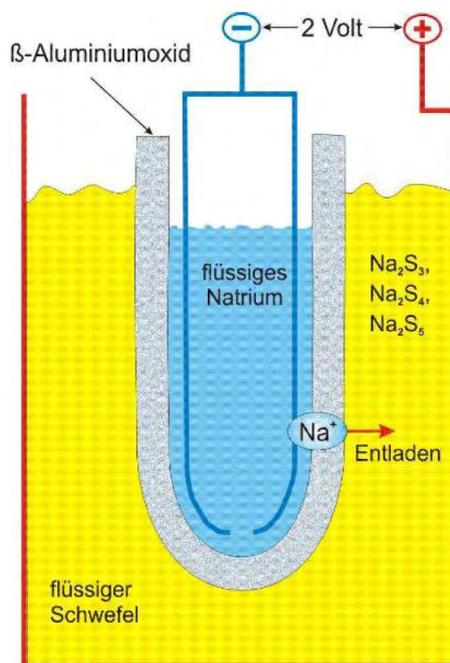


Abbildung 95: Aufbau und Prinzip einer Natrium-Schwefel-Batterie (NaS-Batterie)

Quelle: (INT, 2009)

8.1.7.2.5 Redox-Flow-Batterien

Redox-Flow-Batterien sind Batterien mit externem Speicher, d.h. das energiespeichernde Speichermedium (Metallsalzlösung und Elektrolyt – in Lösung vorliegende Redoxpaare) wird außerhalb der Zelle in Tanks gelagert und durchströmen diese nur (Abbildung 96). Dies ermöglicht es, dass die gespeicherten Energiemengen unabhängig von der Zellgröße jederzeit erhöht werden können. Bei Redox-Flow-Batterien liegen der Elektrolyt und die Elektroden in flüssiger Form vor (Oertel, 2008). Die Elektroden fungieren dabei als Katalysatoren. Die beiden Flüssigkeitskreisläufe werden durch eine H^+ -Ionen leitende Membran getrennt und die Flüssigkeiten werden beim Lade- bzw. Entladevorgang mittels Pumpen umgewälzt (Rummich, 2009). Beim Lade- bzw. Entladevorgang ändert sich das Mischungsverhältnis von geladenen zu ungeladenen Anteilen im Speichermedium der 2 Tanks (INT, 2009).

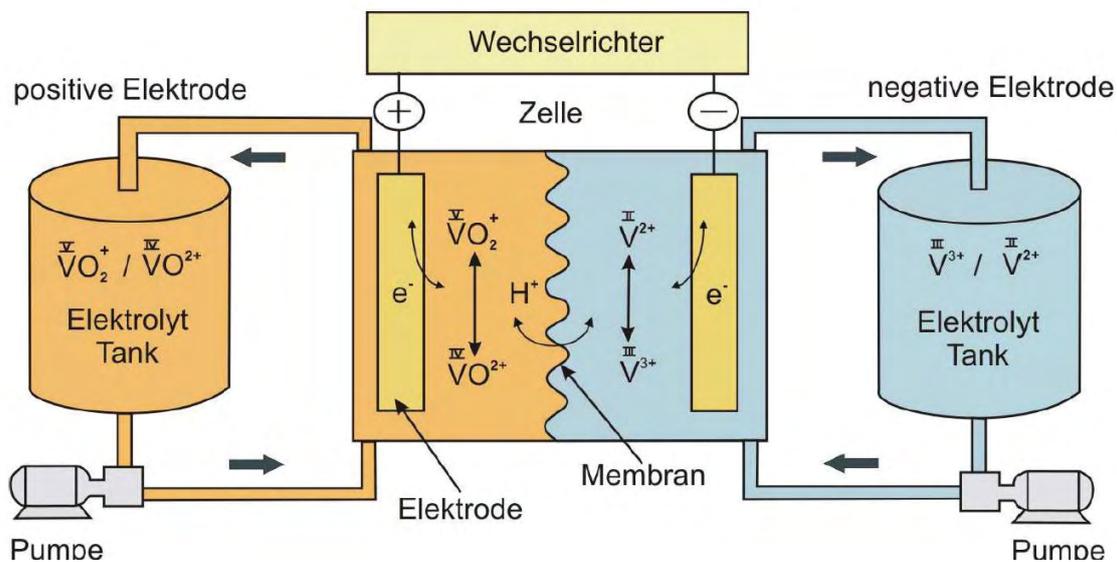


Abbildung 96: Prinzip einer Vanadium-Redox-Batterie

Quelle: (INT, 2009)

Bei Redox-Flow-Batterien kann zwischen folgenden Typen unterschieden werden (INT, 2009):

- Vanadium-Redox-Batterien
- Vanadium-Bromid-Batterien
- Polysulfid-Bromid-Batterien

Weiterführende Informationen über die Funktionsweisen und den Aufbau dieser Redox-Flow-Batterien sind in (INT, 2009) zu finden.

8.1.7.2.6 Hybrid-Flow-Batterien

Hybrid-Flow-Batterien weisen Parallelen zu den Redox-Flow Batterien auf, jedoch besitzen sie eine oder mehrere elektroaktive Komponenten in fester Form. Dadurch wird deren Kapazität begrenzt, da nur eine gewisse Menge an festem Material in die Zelle passt. Im Gegensatz zu Redox-Flow-Batterien können Hybrid-Flow-Batterien bei maximaler Last schneller entladen werden. Derzeit sind Zink-Brom- und Cer-Zink-Batterien von praxisrelevanter Bedeutung (Oertel, 2008).

Weiterführende Informationen über die Funktionsweisen und den Aufbau dieser Hybrid-Flow-Batterien sind in (Oertel, 2008) zu finden.

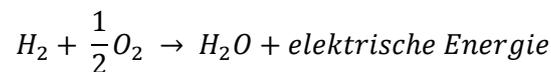
8.1.7.2.7 Metall-Luft-Batterien

Bei Metall-Luft-Batterien kommen Metalle mit hoher Energiedichte zum Einsatz (z.B. Zink, Aluminium, Magnesium). Dadurch können kompakte Bauweisen erzielt werden. Die Vorteile von Metall-Luft-Batterien bestehen in ihren hohen Energiedichten von ca. 200 Wh/kg, der kompakten Bauweise, den kostengünstigen Materialien und der Sicherheit (Rohstoffe sind nicht brennbar). Nachteilig sind jedoch die hohe Sensitivität bei extremen Temperaturen und die moderate Leistung.

Weiterführende Informationen über die Funktionsweisen und den Aufbau dieser Hybrid-Flow-Batterien sind in (INT, 2009) zu finden.

8.1.7.2.8 Brennstoffzellen

Werden in einer Brennstoffzelle H_2 als Brennstoff und O_2 als Oxidationsmittel eingesetzt lautet die chemische Reaktionsgleichung (Rummich, 2009):



Eine Brennstoffzelle ist ähnlich aufgebaut wie andere Zellen mit bipolaren Elektrodenanordnungen (z.B. Zink-Brom-Batterien). Der Brennstoff (hier H_2) wird an der Anode oxidiert und gibt dabei Elektronen ab. Das Oxidationsmittel (hier O_2) wird an der Kathode unter Aufnahme von Elektronen reduziert. Im Gegensatz zu anderen elektrochemischen Energiespeichern sind bei Brennstoffzellen keine Reaktanden (aktive Massen) in den Elektroden gespeichert. Diese werden von außen zugeführt. An den Elektroden sind meist Katalysatoren aufgebracht, um einen optimalen Reaktionsablauf zu garantieren. Je nach Brennstoffzellentyp und deren Betriebstemperatur kommen als Elektrolyt Membranelektrolyte, flüssige, feste Elektrolyte und Salzschnmelzen zum Einsatz (Rummich, 2009).

Ähnlich wie bei den unterschiedlichen Arten zur elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff werden Brennstoffzellen (eng: Fuel Cell) auch nach Typen eingeteilt. Diese sind (INT, 2009):

- Alkaline Fuel Cell (AFC)
- Direct Methanol Fuel Cell (DMFC)
- Polymer Electrolyte Membran Fuel Cell (PEMFC)
- Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)
- Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)
- Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

In Tabelle 60 sind die unterschiedlichen Brennstoffzellentypen und ihre Eigenschaften erläutert.

Tabelle 60: Brennstoffzellentypen und ihre Eigenschaften

Datenquelle: (INT, 2009; Oertel et al., 2001; Eichlseder et al., 2008)

	Brennstoff	Betriebstemperatur [°C]	Wirkungsgrad [%]	Elektrolyt & Leitfähigkeit	Leistung [kW]	Anwendung
Alkaline Fuel Cell - AFC	H ₂	60-120	60-70 ¹⁾ 50-55 ²⁾	Kalilauge OH ⁻ -Ionen	10-100	Raumfahrt, Fahrzeuge
Direct Methanol Fuel Cell - DFC	CH ₃ OH	80	40-50 ¹⁾ 20-30 ²⁾	Polymer H ⁺ -Ionen		
Polymer Electrolyt Membran Fuel Cell - PEMFC	H ₂		50-70 ¹⁾ 40-50 ²⁾	Polymer H ⁺ -Ionen	0,01-1	Kleingeräte
Phosphoric Acid Fuel Cell - PAFC	H ₂	160-220	50-55 ¹⁾ 40-45 ²⁾	Phosphorsäure H ⁺ -Ionen	bis 10.000	Kleinkraftwerke
Molten Carbonate Fuel Cell - MCFC	H ₂ (CH ₄ , Biogas)	620-660	60-70 ¹⁾ 50-60 ²⁾	Karbonschmelze CO ₃ ²⁻ -Ionen	bis 100.000	Kraftwerke
Solid Oxide Fuel Cell - SOFC	H ₂ (CH ₄)	800-1.000	70-80 ¹⁾ 50-60 ²⁾	Keramik O ₂ -Ionen	bis 100.000	Kraftwerke, Hilfstriebwerk

1)...Gesamtnutzungsgrad mit Wärme-Auskopplung; 2)...elektrischer Nutzungsgrad

Einsatzbereiche

Elektrochemische Energiespeicher kommen für viele Einsatzbereiche in Frage. Im Überblick sind das (Oertel, 2008; INT, 2009):

- Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)
- Traktionsanwendungen
- Anwendungen im Konsumbereich (z.B. Mobiltelefone, Digitalkameras)
- Lastverschiebung, Lastmanagement im Stromnetz (peak shaving)

Zukünftige Entwicklungspotentiale

Im vorliegenden Kapitel wird auf die zukünftigen Entwicklungspotentiale folgender ausgewählten elektrochemischen Energiespeicher eingegangen:

- Blei-Säure-Batterien
- Redox-Flow-Batterien
- Natrium-Schwefel-Batterien
- Lithium-Ionenbasierte-Batterien

8.1.7.2.9 Blei-Säure-Batterien

Das zukünftige Entwicklungspotential im Bereich der Blei-Säure-Batterien wird als gering angesehen. Neue Zellen-Designs sollen zu einer Erhöhung der Zyklenzahlen und so zu einer erhöhten Lebensdauer beitragen (Wietschel et al., 2010).

8.1.7.2.10 Redox-Flow-Batterien

Entwicklungspotentiale bei Vanadium-Redox-Flow-Batterien werden in folgenden Bereichen erwartet (Wietschel et al., 2010):

- Stabilisierung des Elektrolyten
- Wasserausgleich zwischen der positiven und der negativen Elektrolytlösung
- Austausch von Wasser durch ionische Flüssigkeiten
- Aufbau des Stacks (z.B. parallel oder in Serie durchströmte Einzelzellen) - Zelldesign
- Preiswerte Membranen
- Elektrolyt-Aufbereitung
- Reaktivierung von Elektroden nach längerer Standzeit
- Batteriemanagement

8.1.7.2.11 Natrium-Schwefel-Batterien

Die bei Natrium-Schwefel-Batterien eingesetzten keramischen Elektrolyte weisen eine hohe Empfindlichkeit gegenüber Temperaturschwankungen auf und stehen unter einer hohen inneren mechanischen Spannung. In weiterer Folge können sie brechen und werden als Separator unbrauchbar. Die Verbesserung der Eigenschaften der eingesetzten Keramiken kann zu einer wesentlich einfacheren Handhabung beitragen (Wietschel et al., 2010).

8.1.7.2.12 Lithium-Ionenbasierte-Batterien

Lithium-Ionenbasierte-Batterien befinden sich im Vergleich zu anderen elektrochemischen Energiespeichern im Bereich der intensiven Entwicklung in den Anfängen und besitzen hohes Entwicklungspotential. Ansätze zur Weiterentwicklung sind die Entwicklung von „Hochvolt-Zellen“ mit Nominalspannungen über 4 V, die Entwicklung neuer Elektrolyten auf Basis ionischer Flüssigkeiten und die Untersuchung von Nachfolgenerationen von Lithium-Ionenbasierten-Batterien wie Lithium-Metall- oder Lithium-Schwefel-Batterien (Wietschel et al., 2010).

Die Entwicklungspotentiale der verschiedenen Lithium-Ionenbasierten-Batterien sind folgende (Wietschel et al., 2010):

- Lithium-Titanat-Batterien: Erhöhung der Zyklenfestigkeit
- Lithium-Eisenphosphat-Batterien
Nano-Phosphat-Lithium-Ion-Batterien (LiFePO₄)
Herstellung günstigerer Zellen, Hemmnisse sind die schlechte elektrische Leitfähigkeit von Eisenphosphat und ein schwaches Tieftemperaturverhalten

8.1.7.3 Elektrische/elektromagnetische Energiespeicher

Überblick

Die derzeit wesentlichsten elektrischen bzw. elektromagnetischen Energiespeicher sind elektrochemische Kondensatoren (oft auch als Super- oder Ultrakondensatoren bezeichnet) und die supraleitenden magnetischen Energiespeicher (oft auch als supraleitende Spulen bezeichnet - Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES) (Marriyappan et al., 2004).

8.1.7.3.1 Elektrochemische Kondensatoren

Elektrochemische Kondensatoren füllen die Lücke zwischen den in der Elektronik eingesetzten Kondensatoren und den Batterien. Sie speichern elektrische Energie in Form elektrischer Spannung zwischen zwei Elektroden, die eine Spannungsdifferenz aufweisen und durch ein Dielektrikum voneinander getrennt sind (siehe Abbildung 97). Die Speicherkapazität eines Kondensators ist von der Permeabilität des eingesetzten Dielektrikums, der Fläche und dem Abstand der Elektroden abhängig (Marriyappan et al., 2004). Durch Anlegen einer Spannung an einen ungeladenen Kondensator wandern die gleichmäßig im Elektrolyt verteilten Ionen zur jeweils entgegengesetzt geladenen Elektrode. An diesen bildet sich eine spiegelbildliche Doppelschicht aus (siehe Abbildung 97). Dieses Prinzip ermöglicht es für Anode und Kathode denselben Werkstoff einzusetzen (Oertel, 2008).

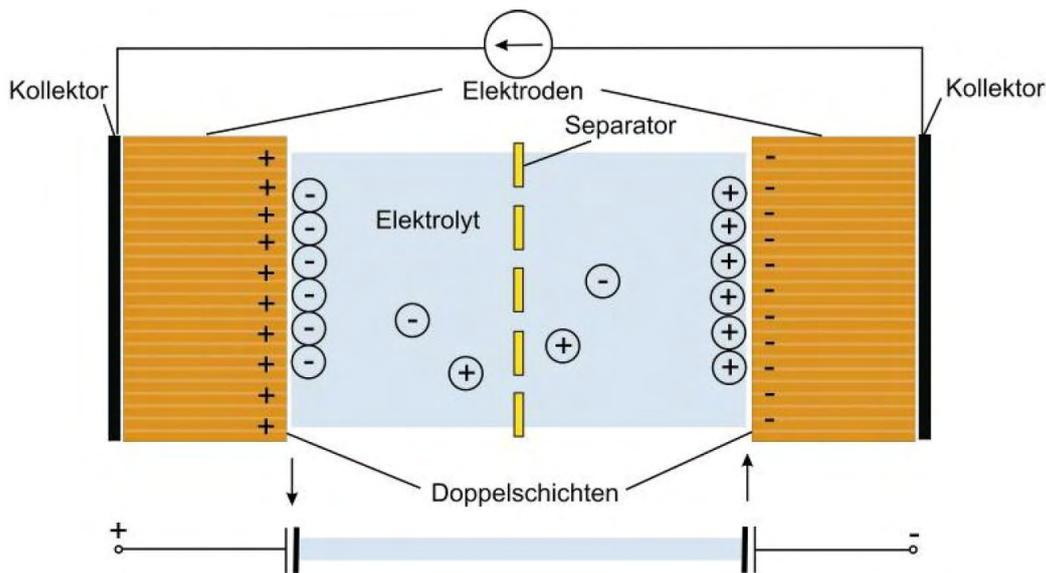


Abbildung 97: Schema elektrochemischer Kondensator

Quelle: (INT, 2009)

Bei elektrochemischen Kondensatoren unterscheidet man zwischen reinen Doppelschichtkondensatoren (Electric Double Layer Capacitors - EDLC, Superkondensatoren - Supercaps) und Pseudokondensatoren (Ultrakondensatoren). Mit Hilfe von Hybridkondensatoren kann die Gesamtkapazität und somit die Energie- und Leistungsdichte erheblich gesteigert werden. Bei diesem Bautyp kommen eine EC-Elektrode und eine batterie- bzw. elkoähnliche Elektrode (Elektrode aus einem Elektrolytkondensator) zum Einsatz. Hybridkondensatoren werden teilweise bereits kommerziell eingesetzt (Oertel, 2008).

Die Vorteile von elektrochemischen Kondensatoren sind hohe Nutzungs-, Lade- und Entladenutzungsgrade, hohe Zyklenzahlen, hohe Leistungsdichte, lange Lebensdauer, Schnellladefähigkeit, Tiefenentladungsfestigkeit, das Fließen hoher Ströme, niedriger Innenwiderstand, Unempfindlichkeit gegen Überspannungen, kein Memoryeffekt, Möglichkeit zur Zusammenschaltung zu Modulen, breiter Arbeitstemperaturbereich, geringer Wartungsaufwand, Robustheit, geringes Gewicht, kleine Größe und eine Recyclierbarkeit von bis zu 70 %.

Diesen stehen als Nachteile eine hohe Selbstentladung (im Vergleich zu Batterien), geringe maximale Ladespannung pro Zelle, sowie eine niedrige Energiedichte gegenüber (INT,

2009). Tabelle 61 zeigt einen Überblick über den Stand der Technik bei elektrochemischen Kondensatoren.

Tabelle 61: Übersicht Stand der Technik elektrochemische Kondensatoren

	Kenndaten	Quelle - Anmerkungen
Energiedichte [Wh/kg]	<0,1	INT, 2009
Leistungsdichte [W/kg]	2-10.000	INT, 2009
Ladefaktor [%]	>90	INT, 2009
Typische Entladezeiten	Millisekunden - Sekunden	INT, 2009

Einsatzbereiche

Doppelschichtkondensatoren werden im Bereich der elektrischen Versorgungsnetze zur Stabilisierung, zur Reduktion von Netzschwankungen im Sekundenbereich als Sekundenreserve und als unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) eingesetzt (INT, 2009). Des Weiteren werden sie im Bereich der Traktion zur Rückgewinnung von Bremsenergie in Straßen-, U- oder S-Bahnen sowie Hybrid- und Elektro-Fahrzeugen eingesetzt. Dabei kann die durch die Bremsung gespeicherte Energie zur Beschleunigung genutzt werden (Wietschel et al., 2010).

Zukünftiges Entwicklungspotential

Bei Doppelschichtkondensatoren bietet sich Entwicklungspotential durch die Entwicklung neuer elektrochemisch stabiler Elektrolyte mit größerer Leistungsfähigkeit, sowie durch neue Elektrodenmaterialien mit größeren und zugänglicheren Oberflächen. Dadurch ergeben sich Möglichkeiten, die Nennspannung zu erhöhen (Wietschel et al., 2010).

8.1.7.3.2 Supraleitende Spulen

Supraleitende Spulen speichern die ihnen zugeführte elektrische Energie im elektrischen Feld einer supraleitenden Spule. Supraleitung bedeutet, dass verschiedene Materialien bei Unterschreiten einer bestimmten Temperatur (Sprungtemperatur) ihren elektrischen Widerstand verlieren. Dieser Effekt ermöglicht es, einem Stromfluss für lange Zeit, theoretisch auch unbegrenzt, ohne äußere Energiezufuhr verlustfrei zu fließen. Der Aufbau von supraleitenden Spulen besteht im Wesentlichen aus einem kryogenen System zur Kühlung des Leiters (Spule), einem Wechselrichter und 2 Schaltern. Bei der Beladung wird der Wechselstrom in Gleichstrom umgewandelt und in die Spule geleitet wodurch sich ein Magnetfeld aufbaut. Um die Funktion der Spule aufrechtzuerhalten muss das Gesamtsystem ständig unterhalb der Sprungtemperatur gehalten werden (INT, 2009).

Wesentlicher Vorteil von supraleitenden Spulen ist, dass die Supraleitung nahezu verlustfrei stattfindet. Nur in den Zu- und Ableitungen sowie dem Wechselrichter der Spule entstehen Verluste. Die gesamten Verluste betragen etwa 5 %. So können Nutzungsgrade von 90-95 % erreicht werden. Jedoch ist auch die Kühlung des Gesamtsystems zu berücksichtigen. Bei langem Stand-By-Betrieb verursacht es die meisten Verluste. Diese können pro Tag etwa 10-12 % betragen. Daher eignen sich supraleitende Spulen vorrangig nur als Kurzzeitspeicher. Supraleitende Spulen weisen des Weiteren vergleichsweise hohe Leistungsdichten im Bereich von etwa 1-10 kW/kg auf, jedoch bei geringen Energiedichten von 1-10 kWh/kg (INT, 2009). Tabelle 62 zeigt einen Überblick über den Stand der Technik bei supraleitenden Spulen mit sämtlichen relevanten Parametern.

Tabelle 62: Übersicht Stand der Technik supraleitende Spulen

	Kenndaten	Quelle - Anmerkungen
Energiedichte [kWs/kg]	1-10	INT, 2009
Leistungsdichte [kW/kg]	1-10	Oertel, 2008
Ladefaktor [%]	90-98	INT, 2009
Typische Einsatzzeiten	Millisekunden	Oertel, 2008

Einsatzbereiche

Da supraleitende Spulen sehr kurze Zugriffszeiten (im Millisekundenbereich) und eine hohe Tiefenentladung aufweisen, werden diese meist für Anwendungen eingesetzt, die sehr hohe Leistungen in einem relativ kurzen Zeitraum benötigen. So kommen supraleitende Spulen in elektrischen Versorgungsnetzen zur Stabilisierung, zur Reduktion von Netzschwankungen im Sekundenbereich als Sekundenreserve und als unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) zum Einsatz (INT, 2009).

Zukünftiges Entwicklungspotential

Die Entwicklungspotentiale im Bereich der supraleitenden Spulen finden sich vorrangig im Bereich der Erhöhung der Sprungtemperatur bei Hochtemperatur-supraleitenden Spulen. Dadurch lassen sich die Kosten für die Kühlung der Spule reduzieren und flüssiger Stickstoff kommt als Kühlmedium in Frage. Dieser ist um ein Vielfaches kostengünstiger zu verflüssigen als Helium (Wietschel et al., 2010).

8.1.7.4 Sensible thermische Energiespeicher

Grunddaten – Stand der Technik

Sensible thermische Energiespeicher ändern ihre fühlbare Temperatur beim Lade- bzw. Entladevorgang. Sie sind Stand der Technik und werden vorrangig mit Wasser als Speichermedium eingesetzt. Wesentlicher Nachteil sind die thermischen Verluste und die dadurch erforderliche Dämmung. Die Verluste entstehen aufgrund der Differenz zwischen der Temperatur des thermischen Energiespeichers und der Umgebung (Oertel, 2008).

Die thermischen Verluste sind proportional zur Oberfläche des Speichermediums, zur Temperaturdifferenz zwischen dem thermischen Energiespeicher und der Umgebung, zur spezifischen Wärmekapazität des Speichermediums und zum Wärmedurchgangskoeffizienten des Dämmmaterials. Der Wärmedurchgangskoeffizient wiederum ist proportional zur Wärmeleitfähigkeit des Dämmmaterials und indirekt proportional zur Stärke der Dämmschicht. Die thermischen Verluste sind direkt proportional zur Oberfläche des thermischen Energiespeichers, deshalb werden sensible thermische Energiespeicher mit einem möglichst kleinen Oberflächen-Volumenverhältnis angestrebt. Sensible thermische Energiespeicher werden häufig nach deren volumetrischer Wärmekapazität (volumetrische Energiedichte) beurteilt (INT, 2009). Diese gibt an welche Menge an thermischer Energie pro Volumen gespeichert werden kann (z.B. kWh/m³).

Die gespeicherte thermische Energiemenge q in einem Volumen V lässt sich unter Berücksichtigung der Dichte ρ des Speichermediums, der spezifischen Wärmekapazität des Speichermediums bei konstantem Druck C_p und der Temperaturdifferenz ΔT zwischen dem Speichermedium und der Umgebung über Formel 7 berechnen (Huggins, 2010):

$$q = \rho \cdot C_p \cdot V \cdot \Delta T$$

Formel 7

Q	gespeicherte thermische Energie [kJ]
ρ	Dichte des Speichermediums [kg/m ³]
C_p	spezifische Wärmekapazität [kJ/(kgK)]
V	Volumen [l]
ΔT	Temperaturdifferenz [K]

Einsatzbereiche

Thermische Energiespeicher können hinsichtlich ihrer Einsatzbereiche in Lang- und Kurzzeitspeicher eingeteilt werden.

8.1.7.4.1 Kurzzeitspeicher

Heißwasserwärmespeicher

Das Speichermedium bei Heißwasserwärmespeichern ist Wasser, das mit 4,18 kJ/kgK eine hohe Wärmekapazität aufweist. Heißwasserwärmespeicher sind meist zylindrisch aufgebaut, um die Ausbildung stabiler thermischer Schichten zu gewährleisten. Heißwasserwärmespeicher werden zumeist in Hausheizungssystemen zur Speicherung des Warmwassers und/oder des Heizungswassers eingesetzt, oft bivalent, d.h. in Kombination einer konventionellen Heizung mit einer solarthermischen Anlage (Oertel, 2008).

Dampfspeicher

Dampfspeicher sind aus einem oder mehreren Stahlkesseln gefertigt und werden mit Wasserdampf beladen, welcher nach der Beladung auskondensiert. Die Temperatur des Dampfs entspricht der Siedetemperatur und liegt aufgrund der Druckniveaus bei bis zu 10 bar über 100 °C. Dampfspeicher werden in industriellen Prozessen zur Bereitstellung von kurzzeitig gespeicherter Prozesswärme eingesetzt. Zur Langzeitspeicherung sind Dampfspeicher nicht geeignet, da diese keine Wärme mit konstantem Temperatur- und Druckniveau bereitstellen (Oertel, 2008).

Fluid- und Feststoffspeicher

Bei Fluid- und Feststoffspeichern ist das Speichermedium flüssig bzw. fest. Fluidspeicher nutzen Thermoöle, Flüssigsalze oder Druckwasser. Thermoöle und Flüssigsalze werden z.B. in solarthermischen Kraftwerken eingesetzt. Als Feststoffspeicher werden Hochtemperaturbeton (Abbildung 98) und Hochtemperaturkeramiken eingesetzt und praxisnah erprobt (Oertel, 2008).



Abbildung 98: Feststoffspeicher ANDASOL

Quelle: (Laing et al., 2005)

strongly site specific. A detailed technical and economic planning based on the geographic and legal framework is necessary.

- Suitable technologies for thermal electricity generation are heat pumps, pellet boiler and solar thermal plants. Pellet boilers show an advantage for electric “plus-energy-production” due to the significant lower electricity consumption compared to the heat pump. Solar thermal plants are in competition for buildings surface space with photovoltaic plants.
- The environmental assessment showed that climate-neutral-buildings are possible. The investigated technology options are environmental optimized alternatives, which demonstrated the maximum GHG-reduction potential.
- The results of the environmental assessment are strongly influenced by assumptions, which are basic for the assessment (e.g. are GHG-emissions investigated or the primary energy demand, which energy carrier is substituted by the surplus electricity of the buildings).
- The building site is crucial for the mobility behavior of the residents. If the GHG-emissions for transport are included in the assessment, none of the investigated buildings reaches the status of a “climate-neutral-building”.
- Photovoltaic plants have high investment costs (additional costs of minimum 20% of the building construction costs). The profitability depends on the feed-in tariff, the orientation of the panels and the financing structure (high capital costs for external financing).
- From an economic point of view small wind turbines do not make sense for the investigated sites (due to low energy output and high investment costs). The feed-in tariff is too low to compensate the high electricity production costs.
- The additional investment costs for the construction of a climate-neutral-building compared to a low-energy-building are at least 20% of the construction costs.

Prospects / Suggestions for future research

A pre-condition for the successful operation of a plus-energy-building or a climate-neutral-building is to be interested in the technical plants and to take responsibility as a supplier of electricity. For the market implementation of such buildings it is recommend to further work on the following task:

- Role of plus-energy-buildings in smart-city-concepts
- Development of tools for simple mapping of GHG-emissions and primary energy consumption for the total building life-cycle.

aufweisen. Dieser Zustand ist meist erst nach 3 bis 5 Jahren nach der ersten Beladung erreicht. Nach der Einschwingphase wird davon ausgegangen, dass 50-70 % der gespeicherten thermischen Energie genutzt werden können. Da die thermischen Verluste bei Erdsondenwärmespeichern sehr hoch sind, werden für eine effiziente Langzeitspeicherung Speichergrößen größer 50.000 m³ als sinnvoll angegeben (Oertel, 2008).

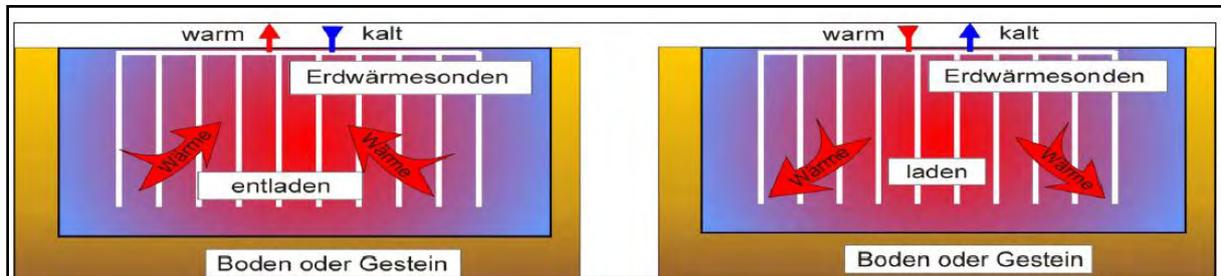


Abbildung 101: Schema Erdsondenwärmespeicher

Quelle: (Himpel, 2009)

Aquiferwärmespeicher

Aquiferwärmespeicher (Abbildung 102) speichern die thermische Energie auch im Untergrund in hydraulisch abgeschlossenen Grundwasserschichten. Die Beladung und Entladung erfolgt über 2 Bohrungen. Die „kalte Bohrung“ dient der Entnahme des kalten Grundwassers, welches oberirdisch prozesstechnisch erwärmt wird und über die 2. Bohrung („warme Bohrung“) wieder in das Aquifer geleitet wird. Die 2 Bohrungen können sich im Untergrund thermisch beeinflussen, daher muss die Anordnung dieser in einem Abstand von 50-300 m erfolgen. Aquiferwärmespeicher weisen wie Erdsondenwärmespeicher eine mehrjährige Einschwingphase auf und sollten große Speichervolumina (ab etwa 100.000 m³) aufweisen.

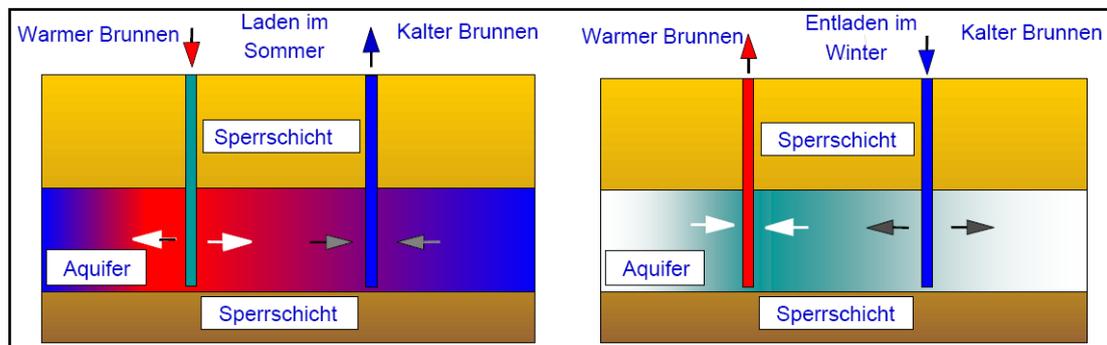


Abbildung 102: Schema Aquiferwärmespeicher

Quelle: (Himpel, 2009)

Zukünftiges Entwicklungspotential

Im Bereich der sensiblen thermischen Energiespeicher gibt es nach wie vor Bestrebungen die Effizienz dieser zu erhöhen. So gibt es im Bereich der Feststoffspeicher Bestrebungen diese verstärkt im Bereich von solarthermischen Kraftwerken und im Rahmen von Prozesswärmespeicherung einzusetzen (vgl. Bahl et al., 2009). Flüssigsalze werden ebenfalls bereits in solarthermischen Kraftwerken als thermischer Energiespeicher zur Pufferung der erzeugten Wärme genutzt (vgl. Planta Solar de Almería 2007-2010). Im Bereich der klassischen Wasserspeicher gibt es Bestrebungen die Be- und Entladesysteme dieser thermischen Energiespeicher in Kombination mit solarthermischen Systemen weiterzuentwickeln (vgl. Göppert et al., 2009). Die Minimierung von thermischen Verlusten bei Wasserspeichern spielt nach wie vor eine wesentliche Rolle. Im Rahmen von

Forschungsprojekten wird etwa der Einsatz von diversen Vakuum-Isolationsmechanismen (vgl. Altenburger et al., 2011) untersucht.

8.1.7.5 Latentwärmespeicher

Grunddaten – Stand der Technik

Latentwärmespeicher speichern die ihnen zugeführte thermische Energie latent (verborgen), d.h. die fühlbare Temperatur des Speichermediums ändert sich nicht maßgeblich, jedoch ändert sich der Aggregatzustand des Speichermediums. Latentwärmespeicher speichern die Umwandlungswärme eines Phasenübergangs (z.B. fest auf flüssig).

Wesentlicher Vorteil von Latentwärmespeichern zu herkömmlichen thermischen Energiespeichern ist, dass sie bereits bei sehr geringen Temperaturdifferenzen über einen gewissen Zeitraum eine relativ große Wärmemenge pro Speichervolumen aufnehmen und diese beliebig lange verlustfrei speichern können (Abbildung 103). Bei einer Temperaturveränderung von 10 °C bei einem Schmelzvorgang kann eine etwa 10-20-fach höhere Wärmespeicherdichte erzielt werden. Dadurch lässt sich die Menge des Speichermediums und die Baugröße des thermischen Energiespeichers reduzieren (INT, 2009).

Latentwärmespeicher werden oft auch als Phasenwechelspeicher bzw. das Speichermedium als Phasenwechselmaterial (Phase Change Material – PCM) bezeichnet. Das Speichermedium ist meist ein chemisch einheitlicher Stoff mit einem festen Schmelzpunkt, daher ergeben sich für unterschiedliche Arbeitstemperaturen (Temperaturbereiche) auch unterschiedliche Speichermedien (Oertel, 2008).

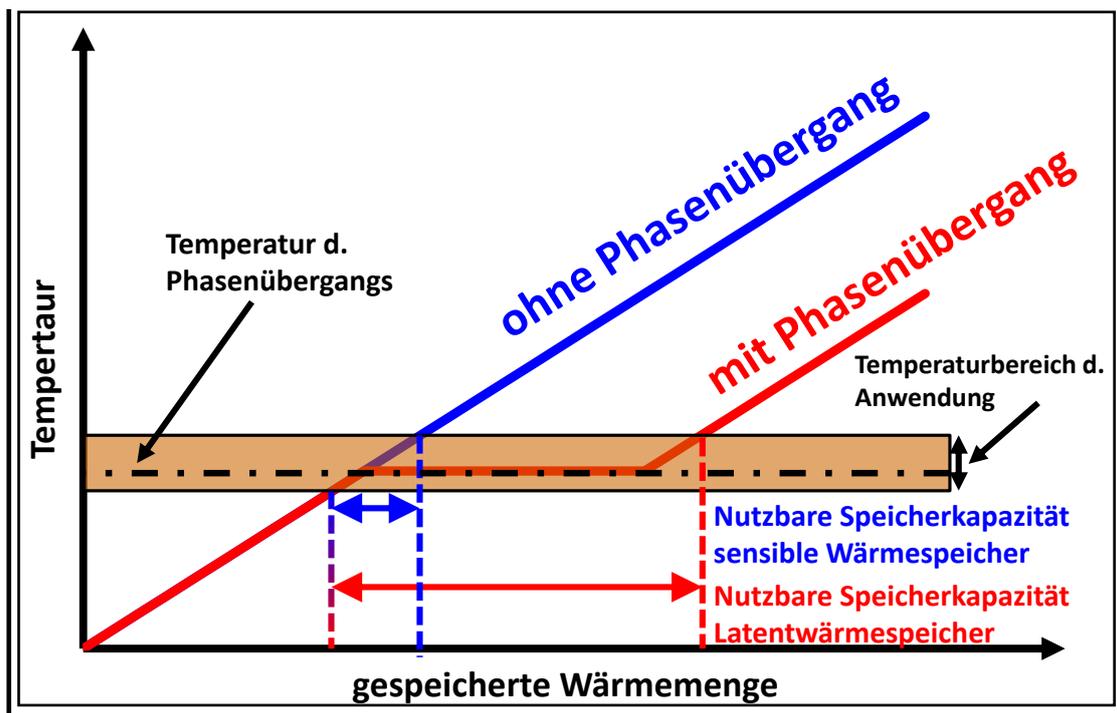


Abbildung 103: Prinzipien der latenten und sensiblen Wärmespeicherung im Vergleich

Quelle: (nach Mehling, 2004)

Die gespeicherte thermische Energiemenge q in einem Phasenwechselmaterial lässt sich über die Masse m des Phasenwechselmaterials unter Berücksichtigung der spezifischen Wärmekapazität des Phasenwechselmaterials im flüssigen Zustand $c_{p, \text{flüssig}}$ und im festen Zustand $c_{p, \text{fest}}$, der maximalen Temperatur des Phasenwechselmaterial in der Anwendung T_{max} , der minimalen Temperatur des Phasenwechselmaterial in der

Anwendung T_{\min} , der Schmelztemperatur T_{schmelz} des Phasenwechselmaterial und der Schmelzenthalpie des Phasenwechselmaterial $\Delta h_{\text{schmelz}}$ berechnen (Formel 8) (BINE, 2005):

$$q = m \cdot (c_{p,\text{flüssig}} \cdot (T_{\text{max}} - T_{\text{schmelz}}) + c_{p,\text{fest}} \cdot (T_{\text{schmelz}} - T_{\text{min}}) + \Delta h_{\text{schmelz}}) \quad \text{Formel 8}$$

q	gespeicherte thermische Energie [kJ]
m	Masse des Phasenwechselmaterials [kg]
$c_{p,\text{flüssig}}$	spez. Wärmekapazität des Phasenwechselmat. flüssigen Zustand [kJ/kg K]
$c_{p,\text{fest}}$	spez. Wärmekapazität des Phasenwechselmat. fester Zustand [kJ/kg K]
T_{max}	maximale Temperatur der Anwendung [K]
T_{min}	minimale Temperatur der Anwendung [K]
T_{schmelz}	Schmelztemperatur des Phasenwechselmaterials [K]
$\Delta h_{\text{schmelz}}$	Schmelzenthalpie [kJ/kg]

Einsatzbereiche

Latentwärmespeicher können für die Speicherung von Wärme und Kälte eingesetzt werden. Zur Speicherung von Wärme kommen Wasser und wässrige Salzlösungen zum Einsatz. Im Temperaturbereich unter 0°C kommen häufig wässrige eutektische Salzlösungen (Gemenge z.B. 2 Salze einer bestimmten Zusammensetzung, die in festem Zustand nicht, in flüssigem Zustand voll mischbar sind) zum Einsatz. Im Temperaturbereich zwischen 0°C und 20°C werden Gashydrate bzw. Clathrate (unter Druck wird ein Gas in Wasser gelöst, dadurch wird das Molekülgitter des Eises stabilisiert und der Schmelzpunkt erhöht) eingesetzt (INT, 2009). Die Speicherung von Wärme erfolgt bei Temperaturen zwischen 5 und etwa 130°C mit Salzhydraten (Salze mit einem hohen Wassergehalt) und eutektischen Mischungen von Salzhydraten. Salzhydrate haben den Nachteil, dass sie nicht kongruent schmelzen, dabei kommt es aufgrund von Dichteunterschieden zu Phasenbildungen und eine erneute Verfestigung des Materials erfolgt nur unvollständig. Um diesem Phänomen entgegenzuwirken gibt es erste Ansätze (z.B. Mikroverkapselung, Umrühren – vgl. Mehling, 2001).

Des Weiteren sind Paraffine (parum affinis lat. für „wenig reaktionsfähig“) für diesen Temperaturbereich einsetzbar. Diese sind in Ihrer Handhabung einfacher, da sie chemisch sehr reaktionsträge sind und dadurch keine Korrosionserscheinungen an Metallen aufweisen. Für den Temperaturbereich über 130°C werden Salze (z.B. Nitrate, Chloride, Carbonate) und deren eutektische Mischungen eingesetzt. Diese wurden vorrangig für den Einsatz in Parabolrinnenkraftwerken untersucht (siehe dazu Mehling, 2002).

Zahlreiche Phasenwechselmaterialien haben bereits ihre Marktreife erreicht und stehen für die Bereiche der Gebäudetechnik (z.B. Fußbodenheizungen, Sonnenschutzsysteme, Glasfassaden) und Bautechnik (z.B. PCM-Gipsputze, PCM-Gipskartonplatten zur passiven Gebäudeklimatisierung) zur Verfügung (Oertel, 2008).

Wesentliches Problem bei der technischen Umsetzung von Latentwärmespeichern ist die niedrige Wärmeleitfähigkeit der eingesetzten Speichermedien (z.B. Paraffine: $0,2 \text{ W}/(\text{mK})$, Salzhydrate: $0,6 \text{ W}/(\text{mK})$). Um eine entsprechende Lade- und Entladeleistung bzw. eine ausreichend hohe Wärmestromdichte bereitzustellen, werden sehr große Wärmeübertragungsflächen bzw. Speichermedien mit höherer Wärmeleitfähigkeit benötigt. Um dieses Problem zu lösen, werden verschiedene Ansätze verfolgt, wie z.B. die Entwicklung hochleitfähiger Verbundmaterialien, hier wird das Speichermedium mit einer sehr gut wärmeleitenden Matrix zu einem Verbundmaterial umgesetzt (INT, 2009).

Zukünftiges Entwicklungspotential

Zukünftig könnte der Einsatz von Latentwärmespeichern für die Nutzung industrieller Prozesswärme ein interessantes Anwendungsgebiet werden. Mit hochleitfähigen Salz-Graphit-Verbundmaterialien (z.B. Nitraten) kann der Temperaturbereich von 130 - 330°C abgedeckt werden. Daraus ergeben sich auch Möglichkeiten Latentwärmespeicher als

mobile Wärmespeicher einzusetzen und so ungenutzte Wärme z.B. industrielle Abwärme an anderen Orten zur Verfügung zu stellen (Oertel, 2008). Für den Temperaturbereich von 90-180 °C werden derzeit Zuckeralkohole als Speichermedium erprobt. Diese weisen hohe Energiedichten auf und zeigen keine Separation (INT, 2009).

Auch die Weiterentwicklung von Phasenwechselmaterialien bietet zukünftig Potential. Zukünftig sollen Phasenwechselfluide (Phase Change Slurries – PCS) zum Einsatz kommen. Das sind Wärmeträgerfluide, die aus einer Trägerflüssigkeit und einem Phasenwechselmaterial bestehen. Im Vergleich zu Wasser können diese Wärmeträgerfluide im jeweiligen Temperaturbereich größere Energiemengen pro Volumen speichern und die Umsetzung vom kompakten thermischen Energiespeichern wird möglich. In der Kältetechnik werden für den Temperaturbereich zwischen -15 und 0 °C sogenannte Ice-Slurries eingesetzt. Diese basieren auf einem Wasser-Frostschutzmittel-Gemisch. Im Temperaturbereich zwischen 0 und 18 °C befinden sich PCS in Entwicklung, die als Phasenwechselmaterial Emulsionen mit Paraffinen enthalten (INT, 2009).

8.1.7.6 Thermochemische Energiespeicher

Grunddaten – Stand der Technik

Thermochemische Energiespeicher speichern die ihnen zugeführte thermische Energie mit Hilfe von reversiblen chemischen Prozessen. Thermochemische Speicher werden in Sorptionsspeicher und Speicher mit reversiblen chemischen Bindungen unterteilt.

8.1.7.6.1 Sorptionsspeicher

Bei Sorptionsspeichern lagern sich in bzw. an Festkörpern oder Flüssigkeiten Fremdmoleküle an. Bei Sorptionsspeichern wird zwischen Adsorptions- und Absorptionsspeichern unterschieden.

Adsorptionsspeicher

Vorwiegend werden Adsorptionsspeicher bei Heizzwecken eingesetzt, bei diesen werden der Vorgang der Desorption zum Beladen und der Vorgang der Adsorption zum Entladen des Speichers genutzt. Bei der Beladung (Desorption) des Adsorptionsspeichers wird dem festen Speichermedium (z.B. Zeolithe, Silikagel) Wärme mit hoher Temperatur zugeführt, infolgedessen gibt das Speichermedium Feuchtigkeit in Form von Wasserdampf ab. Dieser Wasserdampf wird in einem Kondensator/Verdampfer aufgefangen und kondensiert dort. Die dabei entstehende Kondensationswärme kann für weitere Zwecke genutzt werden. Bei der Entladung (Adsorption) des Adsorptionsspeichers wird dem Kondensator/Verdampfer Wärme zugeführt, diese führt zum Verdampfen des aufgefangenen Wassers. Dieser Wasserdampf lagert sich an das Speichermedium (Sorptionmaterial) an, dadurch wird Energie freigesetzt und die Luft wird erwärmt und kann genutzt werden (Abbildung 104).

Adsorptionsspeicher erreichen je nach Material und Systemauslegung hohe Energiedichten im Bereich von etwa 200-500 kWh/m³ (Oertel, 2008). Die bisher erzielten Energiedichten im Pilotmaßstab lagen bei etwa 130 kWh/m³ (vgl. Henning, 2002; Purkathofer et al., 2003).

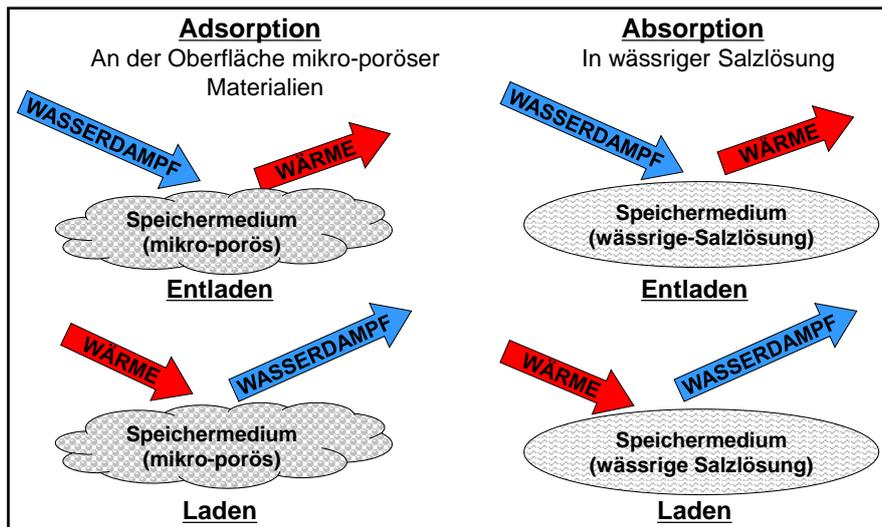


Abbildung 104: Prinzip der Adsorption und Absorption bei Sorptionsspeichern

Quelle: (nach Himpel, 2009)

Als Speichermedien eignen sich Stoffe mit poröser Oberfläche und hygroskopischen Eigenschaften. Aufgrund der Porosität besitzen diese Stoffe eine große innere Oberfläche. In Kombination mit den hygroskopischen Eigenschaften können diese Stoffe große Mengen Wasser speichern. Zeolithe besitzen eine innere Oberfläche von bis zu 1.000 m²/g und benötigen für die Desorption Temperaturen über 100 °C. Ihr Arbeitstemperaturbereich liegt bei etwa 100-300 °C. Silikagel als weiteres mögliches Speichermedium besitzt eine innere Oberfläche von etwa 300-800 m²/g. Silikagel ist aufgrund der größeren Poren und der geringeren inneren Oberfläche im Vergleich zu Zeolithen weniger hygroskopisch. Daher können diese das adsorbierte Wasser bereits bei Temperaturen unter 100 °C abgeben. Ihr Arbeitstemperaturbereich liegt bei etwa 40-100 °C. Metallhydride eignen sich auch als Speichermedium für Adsorptionsspeicher. Ihr Arbeitstemperaturbereich liegt bei etwa 280-500 °C. Zeolithe und Silikagel sind umweltverträglich, gesundheitlich unbedenklich und nicht brennbar, daher bedürfen diese Energiespeicher keinerlei besonderer Schutzmaßnahmen. (INT, 2009).

Eine wichtige Größe zur Beurteilung von Adsorptionsspeichern ist der Temperaturhub. Dieser gibt die Temperaturdifferenz zwischen Kondensator/Verdampfer und dem Speichermedium während der Adsorption an. Er beschreibt die Temperaturerhöhung der durchströmenden Luft im Fall der Adsorption (Entladung). Der Temperaturhub ist eine entscheidende Größe für Heizanwendungen und sollte bei dieser Anwendung so groß wie möglich sein. Großer Temperaturhub bedeutet, dass auch bei geringen Verdampfungstemperaturen eine für Heizzwecke ausreichend hohe Temperatur durch die Adsorption erreicht werden kann (INT, 2009).

Das EU-Projekt HYDES (High Energy Density Sorption Heat Storage for Solar Space Heating; 1998-2001) lieferte Energiedichten von etwa 120 kWh/m³. Im Nachfolgeprojekt MODESTORE (Modular High Energy Density Sorption Storage; 2005-2006) (vgl. Wagner et al., 2006) war das Ziel der Bau eines Adsorptionsspeichers der 2. Generation und die Erreichung einer Energiedichte von etwa 150 kWh/m³ unter Laborbedingungen. In einem Einfamilienhaus wurde unter realen Bedingungen ein Adsorptionsspeicher für die Langzeitspeicherung eingesetzt. Wesentliche Erkenntnisse waren, dass die praktisch erreichbaren Energiedichten mit etwa 50 kWh/m³ im Bereich von konventionellen Heißwasserwärmespeichern lagen und die Materialpaarung Silikagel und Wasser nach den Erfahrungen des Projekts nicht geeignet ist um höhere solare Deckungsgrade zu erreichen als mit konventionellen Pufferspeichern (INT, 2009).

Vorteilhaft ist, dass die Speicherung bei Adsorptionsspeichern nahezu verlustfrei erfolgt, eine fast unbegrenzte Speicherdauer erreicht wird und diese nahezu beliebig oft be- und entladen

werden können. Wesentlicher Nachteil von Adsorptionsspeichern ist die geringe Wärmeleitfähigkeit von Zeolithen (0,2-0,6 W/(mK)) und von Silikagel (0,14-0,2 W/(mK)). Die Geometrie der Gesamtanordnung des Speichermediums und des Wärmetauschers haben entscheidenden Einfluss auf den Wärmeübergang und die Fähigkeit des Speichermediums Wasser aufzunehmen bzw. abzugeben. Die dauerhafte Anordnung von kompakten Zeolithschichten mit einem metallischen Wärmetauscher stellt eine weitere Herausforderung dar, da die Zeolithschichten aufgrund der unterschiedlichen Wärmeausdehnung abplatzen. Als Alternative werden ZeolithPellet eingesetzt. Diese werden lose in die Zwischenräume eingebracht, hier besteht noch Optimierungsbedarf (Oertel, 2008).

Absorptionsspeicher

Bei Absorptionsspeichern wird eine wässrige Salzlösung als Speichermedium eingesetzt. Bei der Beladung (Desorption) des Speichers wird die Salzlösung durch zugeführte heiße Luft aufkonzentriert und der ausgetriebene Wasserdampf wird in einem Kondensator/Verdampfer aufgefangen. Bei der Entladung (Absorption) kann die aufkonzentrierte Salzlösung dazu genutzt werden einen Luftstrom zu entfeuchten (Abbildung 104). Durch diesen Vorgang kann trockene Luft gewonnen werden die anschließend in einem nachgeschalteten Befeuchter abgekühlt und zu Klimatisierungszwecken eingesetzt werden kann. Das flüssige Speichermedium (Absorptionsspeicher) geht im Gegensatz zum festen Speichermedium (Adsorptionsspeicher) schwächere Bindungen ein, dadurch wird nur die entfeuchtete Luft erhitzt. Aus diesem Grund werden Absorptionsspeicher nicht für Heizzwecke eingesetzt (INT, 2009).

8.1.7.6.2 Thermochemische Energiespeicher mit reversiblen chemischen Bindungen

Thermochemische Energiespeicher auf Basis von reversiblen Bindungen nutzen die Bindungsenergie von Molekülen. Das Beladen des Speichers erfolgt durch die Zufuhr von Wärme, dadurch wird eine chemische Verbindung in ihre Basisverbindungen zerlegt. Die Entladung des Speichers erfolgt indem die beiden Basisverbindungen miteinander reagieren und dabei Wärme freigesetzt wird.

Tabelle 63 zeigt einen Überblick von reversiblen chemischen Prozessen die sich zum Einsatz der thermochemischen Wärmespeicherung eignen und deren Eigenschaften. Thermochemische Energiespeicher auf Basis von reversiblen Bindungen befinden sich noch weitestgehend im Forschungs- und Entwicklungsstadium.

Tabelle 63: Reversible chemische Prozesse zur thermochemischen Wärmespeicherung im Überblick

Quelle: (INT, 2009)

A <=>	B +	C	GJ/m ³	T(°C)
MgSO ₄ · 7 H ₂ O	MgSO ₄	7 H ₂ O	2,8	122
SiO ₂	Si	O ₂	37,9	4065
FeCO ₃	FeO	CO ₂	2,6	180
Fe(OH) ₂	FeO	H ₂ O	2,2	150
CaSO ₄ · 2 H ₂ O	CaSO ₄	2 H ₂ O	1,4	89
MgSO ₄ · H ₂ O	MgSO ₄	H ₂ O	1,3	216
ZnCO ₃	ZnO	CO ₂	2,5	133
CaCl ₂ · 2 H ₂ O	CaCl ₂ · H ₂ O	H ₂ O	0,6	174
MgSO ₄ · 7 H ₂ O	MgSO ₄ · H ₂ O	H ₂ O	2,3	105

Einsatzbereiche

Adsorptionsspeicher

Adsorptionsspeicher finden in Heizgeräten für Einfamilienhäuser und zukünftig womöglich vermehrt als Wärmespeicher in Verbindung mit Heizanwendungen Verwendung. Auch der Einsatz als mobile thermische Energiespeicher wird untersucht (siehe Storch et al., 2006). Prinzipiell eignen sie sich auch zur Kurzzeitspeicherung, die Verwendung als Langzeitspeicher steht jedoch im Vordergrund (INT, 2009).

Absorptionsspeicher

Absorptionsspeicher kommen meist bei Klimatisierungszwecken zum Einsatz und eignen sich nicht für den Einsatz in Heizanwendungen (INT; 2009).

Thermochemische Energiespeicher mit reversiblen chemischen Bindungen

Thermochemische Energiespeicher mit reversiblen chemischen Bindungen werden zurzeit nur in Forschungs- und Entwicklungsanwendungen eingesetzt (INT, 2009).

Zukünftiges Entwicklungspotential

Adsorptionsspeicher sind technisch zur Wärmespeicherung weiter entwickelt als Absorptionsspeicher. Adsorptionsspeicher werden auch in zahlreichen Pilotprojekten erprobt und erste kommerzielle Produkte sind erhältlich (INT, 2009).

Bei Adsorptionsspeicher gibt es Entwicklungen zum Einsatz eines auf Silikagel basierenden Speichermediums. Dieses ermöglicht hohe Energiedichten und wird Selective Water Sorbents (SWS) genannt. Es handelt sich um Materialien auf Basis einer Silikagelmatrix, welche mit einem hygroskopischen Salz imprägniert sind. Die Materialstabilität stellt noch eine Herausforderung dar, d.h. mögliche Auswaschung des Salzes sowie Korrosion. Die Auswaschung des Salzes soll durch die Mischung verschiedener Salze vermindert werden. Als Trägermaterial für die Salzmischung werden sowohl Blähgläser (aufgeschäumte Gläser) aus dem Glasrecycling als auch Keramik- und Komposit-Granulate untersucht (INT, 2009).

8.2 Anhang: Ökologische Grunddaten

8.2.1 Ökologische Kennwerte von Baustoffen

Folgend ist die Liste der Kennwerte für verschiedene Baustoffe dargestellt. Die Daten sind zusammengestellt aus (IBO 2009) und (IBO 1999). Grau hinterlegte Baustoffe weisen bei Berücksichtigung von Biomasse als Kohlenstoffspeicher ein geringeres Global Warming Potential (GWP) auf als ohne Berücksichtigung der Kohlenstoffspeicherung (GWP ohne Speicherung). Kursiv dargestellt Zahlenwerte für „GWP ohne Speicherung“ sind Abschätzung von JOANNEUM RESEARCH auf Basis des Biomasseanteils im Bauteil.

Tabelle 64: GWP (100) und GWP (100) ohne Speicherung für verschiedene Baustoffe (IBO 2009, IBO 1999)

Bauteil	Rohdichte	GWP (100)	GWP (100) ohne Speicherung	PEI nicht erneuerbar
	[kg/m³]	[kg CO ₂ eq/kg]	[kg CO ₂ eq/kg]	[MJ/kg]
Holz und Holzwerkstoffe				
Brettschichtholz Standard	455,00	-1,26	0,51	8,04
Brettschichtholz, verleimt, Außenanwendung	495,00	-1,22	0,55	8,77
Brettschichtholz, verleimt, Innenanwendung	495,00	-1,26	0,51	8,04
Brettstapel, gedübelt	500,00	-1,66	k.A.	3,02
Brettstapel, genagelt	505,00	-1,63	k.A.	3,22
Fertigparkett	740,00	0,28	k.A.	18,67
Furnierschichtholz	650,00	-0,85	0,72	13,32
Furniersperrholz PF	780,00	-0,65	0,83	17,10
Hartfaserplatte	900,00	-1,70	0,08	12,78
Holz - Schnittholz Fichte gehobelt, technisch getrocknet	500,00	-1,44	0,37	3,86
Holz - Schnittholz Fichte rau, lufttrocken	540,00	-1,41	0,40	1,89
Holz - Schnittholz Fichte rau, technisch getrocknet	500,00	-1,49	0,32	2,72
Holz - Schnittholz Lärche gehobelt, technisch getrocknet	630,00	-1,14	0,67	3,06
Holz - Schnittholz Lärche rau, lufttrocken	685,00	-1,11	0,70	1,49
Holz -Kantschnittholz	715,00	-1,49	0,32	2,72
Holz -Sägemehl, Späne	200,00	1,44	0,11	1,90
Holz - Schnittholz Lärche rau, technisch getrocknet	630,00	-1,18	0,63	2,16
Holz - Schnittholz Laub	715,00	-1,55	0,26	2,10
Holz - Schnittholz Nadel (Wärmefluss längs zur Faser)	500,00	-1,49	0,32	2,72
Holz - Schnittholz Nadel (Wärmefluss quer zur Faser)	500,00	-1,49	0,32	2,72
Holzdielenboden	630,00	0,09	2,07	13,82
Holzfasler-Dämmplatte 160 kg / m³	160,00	-0,58	1,18	19,50
Holzfaslerplatte, porös, naturharz imprägniert	270,00	-0,18	1,54	13,70
Holzfaslerplatte, porös, 250 kg/m³	250,00	-0,18	1,54	13,70
Holzfaslerplatte, porös, bituminiert	270,00	-0,06	k.A.	19,90
Holzfaslerplatte, porös. 270 kg/m³	270,00	-0,18	1,54	13,70
Holzspan-Mantelsteine mit Kernbeton und Dämmeinlage / m²	1.700,00	36,56	43,40	448,19
Holzspan-Mantelsteine ohne Kernbeton und Dämmeinlage / kg	385,00	0,00	0,89	2,86
Holzspan-Mantelsteine ohne Kernbeton und Dämmeinlage / m²	385,00	-0,20	6,63	189,23
Holzspanwärmedämmung	75,00	-1,44	0,11	1,90
Holzwoleleichtbauplatte EPV, zementgebunden	500,00	-0,10	0,82	4,24
Holzwoleleichtbauplatte, magnesitgebunden	400,00	-0,14	0,84	4,40
Kork Linoleum	300,00	-0,12	0,79	34,30
Korkment	300,00	-0,12	0,79	34,30
Laminatboden DPL	550,00	-0,49	1,10	31,60
Massivholzplatte PF 3Schicht	540,00	-1,03	0,76	10,06
Massivparkett	745,00	0,28	2,09	18,67
MDF-Platte	780,00	-1,04	0,38	11,90
MDF-Platte für Bauwesen	565,00	-1,04	0,66	11,90
Mehrschichtparkett	470,00	0,30	2,25	21,10
OSB-Platte	660,00	-1,17	0,45	9,32
OSB-Platte OSB 3 MUPF/PMDI	647,00	-1,17	0,40	9,32
Schnittholz Hartholz rau, lufttrock. u= 20%	780,00	-1,44	0,37	1,36
Schnittholz Hartholz rau, tech.trock. u= 10%	715,00	-1,55	0,26	2,10
Schnittholz Hartholz tech.trock. Gehobelt u=10%	715,00	-1,50	0,31	3,02
Spanplatte VI 00 PF	690,00	-1,30	0,34	13,35
Spanplatte zementgebunden (1200 kg/m²)	1.200,00	0,36	0,89	5,48
Spanplatte, Aussenanwendung	680,00	-1,30	0,34	13,35
Spanplatte, Innenanwendung	680,00	-1,37	0,27	8,97
Sperrholz, Außenanwendung	780,00	-0,68	0,94	16,79
Sperrholz, Innenanwendung	780,00	-0,89	0,73	13,59
Weichfaserplatte bituminiert	270,00	-0,06	1,60	19,90

Bauteil	Rohdichte	GWP (100)	GWP (100) ohne Speicherung	PEI nicht erneuerbar
	[kg/m³]	[kg CO ₂ eq/kg]	[kg CO ₂ eq/kg]	[MJ/kg]
Kunststoffe (Teil 1)				
Bitumen	1.050,00	0,40	0,40	51,80
Aluminium-Bitumendichtungsbahn	4,80	1,50	1,50	56,20
Anhydritputz	1.000,00	0,12	0,12	2,26
Bitumenanstrich	1.050,00	1,13	1,13	66,40
Bitumenpappe	1.100,00	0,16	0,76	45,40
Dämmmörtel EPS <800 kg/m³	800,00	0,98	0,98	10,80
Dämmmörtel Perlite <800 kg/m³	800,00	0,71	0,71	6,66
Dämmputz Perlite	500,00	0,71	0,71	6,66
Dampfbremse PE (sd = 20)	0,20	2,55	2,55	93,40
Dampfbremse PE (sd = 10)	0,20	2,55	2,55	93,40
Dampfbremse PE flammgeschützt		2,66	2,66	95,30
Dampfdruck-Ausgleichsschicht	1,70	0,61	0,61	37,20
Decklack (Dickschichtlasur-Acrylatbasis)		1,70	1,70	45,30
Dispersionsfarbe		0,92	0,92	24,30
Drainageplatte (30 kg/m³)	30,00	2,71	2,71	86,30
Drainageplatte bituminiert	20,00	1,78	1,78	72,50
Drainageplatte bituminiert	20,00	1,78	1,78	72,50
Dübel kompl. 38cm /Stk		0,24	0,24	4,55
Dübel kompl. 8cm /Stk		0,08	0,08	1,49
Entspannungsschicht	1.060,00	0,61	0,61	37,20
EPS, zementgebunden (800 kg/m³)	125,00	0,58	0,58	5,32
EstrichAnhydrit	2.000,00	0,07	0,07	1,13
EstrichAnhydrit porosiert	1.200,00	0,07	0,07	1,13
Flachs mit Polystyrolgitter	30,00	0,36	1,72	38,00
Flüssige Folie	1.050,00	2,19	2,19	53,70
Fugenband		0,60	0,60	13,80
Glasfaserarmierung	1.000,00	2,45	2,45	44,80
Grundierung		0,78	0,78	19,40
Gummi	1.200,00	3,32	3,32	113,00
Gummi (EPDM)	1.200,00	3,32	3,32	113,00
Gummi -Bodenbelag	1.700,00	3,44	3,44	72,60
Gummigranulatmatte	640,00	1,16	1,16	26,10
Gummi-Noppenbelag		4,05	4,05	78,80
Kleber, Kunstharzkleber	1.200,00	0,99	0,99	29,20
Körperschalldämmung (PUR)	680,00	4,04	4,04	102,00
Kunstharzputz	1.200,00	0,40	0,40	11,40
Kunststein	2.000,00	0,72	0,72	13,90
Linoleum	1.150,00	0,97	1,74	38,19
Parkettkleber		1,24	1,24	42,60
PE Dichtungsbahn	1.000,00	2,02	2,02	77,00
PE-Folie	0,40	2,02	2,02	77,00
PE-Folie, diffusionsoffen	0,08	2,02	2,02	77,00
PE-Weichschaum	34,00	2,07	2,07	79,90
Phenolharzschaumplatte		4,56	4,60	144,09
Plexiglas	1.180,00	7,48	7,48	140,00
Polyamid	1.130,00	8,70	8,70	123,00
Polyamidteppich	235,00	4,00	4,00	64,20
Polyethylenbahn	980,00	3,14	3,14	115,00
Polyethylenbahn Außenwand	980,00	3,14	3,14	115,00
Polyethylenbahn Dächer	980,00	3,14	3,14	115,00
Polyisobutylen		1,28	1,28	66,10
Polymerbitumen-Dichtungsbahn 1-lagig	4,30	0,99	0,99	50,00
Polyolefin-Bodenbelag auf Basis von PE und PU	1.600,00	3,73	3,73	78,90
Polypropylen	910,00	1,99	1,99	76,90
Polystyrol EPS 20	20,00	3,45	3,45	98,50
Polystyrol EPS 25	25,00	3,45	3,45	98,50
Polystyrol EPS 30	30,00	3,45	3,45	98,50
Polystyrol EPS F (für Fassaden)	18,00	3,45	3,45	98,50
Polystyrol expandiert Granulat bitumengebunden 125 kg/m³	125,00	1,35	1,35	64,30

Bauteil	Rohdichte	GWP (100)	GWP (100) ohne Speicherung	PEI nicht erneuerbar
	[kg/m³]	[kg CO ₂ eq/kg]	[kg CO ₂ eq/kg]	[MJ/kg]
Kunststoffe (Teil 2)				
Polystyrol expandiert Granulat zementgebunden	800,00	0,58	0,58	5,32
Polystyrol expandiert Granulat zementgebunden < 125 kg/m³	125,00	1,19	1,19	25,80
Polystyrol expandiert Granulat zementgebunden < 350 kg/m³	350,00	0,72	0,72	9,97
Polystyrol XPS, HFKW-geschäumt	45,00	81,30	81,30	104,00
Polystyrol XPS. CO ₂ -geschäumt	38,00	3,44	3,44	102,00
Polystyrol. expandiert (EPS) Trittschalldämmung	11,00	3,45	3,45	98,50
Polyurethan Kleber		2,03	2,03	58,70
Polyurethan-Hartschaum	40,00	4,04	4,04	102,00
Polyurethan-Montageschaum	25,00	4,04	4,04	102,00
Polyvinylbutyral		2,07	2,07	79,90
PP-Strukturmatte	200,00	2,82	2,82	93,70
PVC high impact		3,90	3,90	86,50
PVC-Belag	1.700,00	2,00	2,00	52,50
PVC-Dichtungsbahn	1.200,00	2,16	2,16	60,40
Silikon	1.300,00	5,43	5,43	76,40
Silikonharzputz	1.700,00	0,46	0,46	12,40
Speichermatte (PUR)	30,00	4,04	4,04	102,00
Verpackungsfolie		2,54	2,54	91,45
Vlies (PE)	600,00	2,75	2,75	97,10
Vlies (PP)	0,14	2,82	2,82	93,70
Wärmedämmputz EPS	300,00	0,98	0,98	10,80
Mineralische Baustoffe (Teil 1)				
Normalbeton	2.300,00	0,10	0,10	0,69
Aufbeton	2.000,00	0,10	0,10	0,69
Beton mit Sulfathüttenzement	2.300,00	0,02	0,02	0,26
Betondachstein	2.400,00	0,20	0,20	1,79
Betondrainagestein	1.300,00	0,10	0,10	0,69
Betonhohldiele 280 kg/m³ (Decke)	1.400,00	0,10	0,10	0,69
Betonhohldiele 360 kg/m³ (Decke)	1.800,00	0,10	0,10	0,69
Betonhohlkörper mit Aufbeton	1.500,00	0,11	0,11	0,85
Betonhohlsteine aus Ziegelsplitt	1.200,00	0,11	0,11	0,80
Betonpflasterstein	2.000,00	0,10	0,10	0,75
Blähglas	155,00	0,53	0,53	9,65
Blähglimmer	100,00	0,35	0,35	6,38
Blähton-Leichtbeton	550,00	0,45	0,45	2,85
Blähton-Leichtbeton (1200 kg/m³)	1.200,00	0,31	0,31	2,02
Blähton-Leichtbeton (1500 kg/m³)	1.500,00	0,24	0,24	1,51
Blähton-Leichtbeton (1700 kg/m³)	1.700,00	0,21	0,21	1,33
Blähton-Schüttung	350,00	0,23	0,23	2,31
Blähtonsteine hohl	650,00	0,41	0,41	2,55
Blähtonsteine voll	800,00	0,41	0,41	2,55
Dachziegel	1.800,00	0,20	0,20	4,56
Dichtungsschlämme	1.800,00	0,35	0,35	5,59
Dispersionkleber lösemittelarm (<5%)		1,18	1,18	34,70
Dispersionkleber lösemittelfrei		1,14	1,14	33,50
Dispersionkleber		1,24	1,24	42,60
Drahtziegelgewebe	200,00	0,34	0,34	6,72
Dünnbettmörtel	2.000,00	0,36	0,36	2,78
Einhängeziegel	800,00	0,18	0,18	2,49
Estrichbeton	2.000,00	0,13	0,13	0,88
EstrichGußasphalt	2.200,00	0,09	0,09	5,78
EstrichMagnesia	2.000,00	0,13	0,13	2,06

Bauteil	Rohdichte	GWP (100)	GWP (100) ohne Speicherung	PEI nicht erneuerbar
	[kg/m³]	[kg CO ₂ eq/kg]	[kg CO ₂ eq/kg]	[MJ/kg]
Mineralische Baustoffe (Teil 2)				
Fasermörtelplatte	2.000,00	0,94	0,94	13,90
Fliesen+Kleber	2.000,00	0,78	0,78	14,70
Füllbeton	2.300,00	0,10	0,10	0,69
Gipsfaserplatte	1.180,00	-0,02	0,35	4,95
Gipskartonplatte	850,00	0,20	0,25	4,34
Gipskartonplatte (Flammschutz)	850,00	0,21	0,25	4,44
Gipskartonplatte (Imprägniert)	820,00	0,21	0,25	4,42
Gipsmörtel/Kleber	1.000,00	0,13	0,13	2,34
Gipsputz	1.300,00	0,13	0,13	2,56
Gipsputzmörtel	1.000,00	0,14	0,14	2,77
Glaswolle MW-W Dämmfilz	20,00	2,26	2,26	49,80
Glaswolle MW-PT Fassadenplatte	80,00	2,26	2,26	49,80
Glaswolle MW-WF	25,00	2,26	2,26	49,80
Glaswolle TDPS 40 - 70 kg/m³	68,00	2,26	2,26	49,80
Glaswolle Trittschall	68,00	2,26	2,26	49,80
Haftbrücke	250,00	1,95	1,95	51,60
Haftmörtel	1.600,00	0,34	0,34	2,85
Haftschlämme		0,42	0,42	3,95
Hochlochziegel 1.200kg/m³	1.200,00	0,18	0,18	2,49
Hochlochziegel hochporosiert	600,00	0,18	0,18	2,49
Hohlbetonstein	1.200,00	0,10	0,10	0,69
Hohlsteinträger	1.600,00	0,22	0,22	3,55
Kalkgipsputz	1.300,00	0,17	0,17	2,38
Kalkputz	1.400,00	0,21	0,21	1,99
Kalkzementmörtel	1.800,00	0,17	0,17	1,79
Kalk-Zementputz	1.800,00	0,15	0,15	1,56
Keramische Beläge	2.000,00	0,72	0,72	13,90
Kies	1.800,00	0,00	0,00	0,08
Klebespachtel		0,35	0,35	4,43
Klebespachtel Dickbett		0,25	0,25	3,00
Lehm - Massivlehm 2.000 kg/m³	2.000,00	0,02	0,02	0,35
Lehm -Leichtlehm 600-800 kg/m³	800,00	-0,05	0,21	3,07
Lehm -Leichtlehm 800-1200 kg/m³	1.200,00	-0,05	0,21	3,07
Lehm-Platte	500,00	-0,05	0,21	3,07
Lehmmörtel	1.800,00	0,02	0,02	0,32
Lehmputz 1.700 kg/m³	1.700,00	-0,05	0,04	0,36
Lehmziegel 1500 kg/m³	1.500,00	0,02	0,02	0,35
Lehmziegel 2000 kg/m³	2.000,00	0,02	0,02	0,35
Leichtmörtel	1.200,00	0,25	0,25	2,58
Leichtputz	1.200,00	0,24	0,24	2,24
Magerbeton	2.000,00	0,06	0,06	0,44
Mauerziegel NF gelocht	800,00	0,18	0,18	2,49
Mineralischer Kleber	1.800,00	0,35	0,35	4,43
Mineralschaumplatte	115,00	0,47	0,47	4,77
Mörtel	1.800,00	0,17	0,17	1,79
Naturstein	2.600,00	0,17	0,17	2,95
Natursteinmauerwerk		0,09	0,09	1,21
Perlite, expandiert	85,00	0,49	0,51	9,35
Perlite, expandiert, hydrophobiert	145,00	0,49	0,49	9,35
Porenbeton	500,00	0,33	0,33	3,44
Porenbeton 400 kg	400,00	0,33	0,33	3,44
Porenbeton 600 kg	600,00	0,33	0,33	3,44
Porenbeton 800 kg	800,00	0,33	0,33	3,44
Putzgrund (Silikat)		0,21	0,28	4,18
Putzspachtel	1.350,00	0,24	0,24	2,61
Sand	1.800,00	0,02	0,02	0,33
Sand, Kies feucht 20%	1.800,00	0,00	0,00	0,08
Sand, Kies lufttrocken	1.800,00	0,02	0,02	0,33
Sanierputz	1.300,00	0,17	0,17	1,69
Schallschutz-Füllziegel	630,00	0,18	0,18	2,49

Bauteil	Rohdichte	GWP (100)	GWP (100) ohne Speicherung	PEI nicht erneuerbar
	[kg/m³]	[kg CO ₂ eq/kg]	[kg CO ₂ eq/kg]	[MJ/kg]
Mineralische Baustoffe (Teil 3)				
Schallschutzziegel	1.524,00	0,18	0,18	2,49
Schamotterohr	1.850,00	1,08	1,08	20,40
Schaumglas 105 kg	105,00	0,94	0,94	15,70
Schaumglasgranulat	105,00	0,35	0,35	6,67
Schlacke	750,00	0,02	0,02	0,29
Schütt und Stampfbeton	2.000,00	0,06	0,06	0,44
Schwermörtel	1.800,00	0,17	0,17	1,79
Silikatputz	1.800,00	0,49	0,49	12,10
Silikatputz (ohne Kunstharzzusatz)	1.800,00	0,21	0,28	4,18
Silikatputz (ohne Kunstharzzusatz) armiert	1.800,00	0,32	0,32	6,26
Silikatputz armiert	1.800,00	0,61	0,61	14,41
Spachtel - Gipsspachtel	1.600,00	0,15	0,15	3,29
Splitt	1.600,00	0,01	0,01	0,11
Splittschüttung (leicht zementgebunden)	1.600,00	0,01	0,01	0,16
Splittschüttung (zementgebunden)	1.630,00	0,02	0,02	0,20
Stahlbeton	2.400,00	0,12	0,12	1,16
Stahlbeton Außenwand	2.342,00	0,12	0,12	1,10
Stahlbeton Decke	2.346,00	0,13	0,13	1,32
Stahlbeton Fundament	2.392,00	0,15	0,15	1,73
Stahlbeton in WU-Qualität	2.400,00	0,15	0,15	1,50
Stahlbeton mit 40 kg/m³ Armierungsanteil	2.400,00	0,12	0,12	1,01
Stahlbeton mit 50 kg/m³ Armierungsanteil	2.400,00	0,12	0,12	1,09
Stahlbeton mit 60 kg/m³ Armierungsanteil	2.400,00	0,12	0,12	1,17
Stahlbeton mit 70 kg/m³ Armierungsanteil	2.400,00	0,13	0,13	1,26
Stahlbeton mit 80 kg/m³ Armierungsanteil	2.400,00	0,13	0,13	1,34
Stahlbeton Schwarze Wanne	2.353,00	0,13	0,13	1,30
Steinwolle Klemmfalz	33,00	1,64	1,64	23,30
Steinwolle MW-PT	130,00	1,64	1,64	23,30
Steinwolle MW-W	30,00	1,64	1,64	23,30
Steinwolle MW-WF 60	60,00	1,64	1,64	23,30
Steinwolle Trittschalldämmung	100,00	1,64	1,64	23,30
Steinwolle, begehrbar	104,00	1,64	1,64	23,30
Trasskalkputz	1.400,00	0,24	0,24	2,19
Trasskalkvorspritzer	1.400,00	0,24	0,24	2,19
Tuffsteinmauerwerk		0,09	0,09	1,21
Vakuumdämmung	190,00	3,43	3,43	62,10
Vollziegel	1.700,00	0,18	0,18	2,49
WU-Beton	2.335,00	0,13	0,13	1,02
Zement	3.000,00	0,77	0,77	4,49
Zementkleber	1.300,00	0,35	0,35	5,59
Zementmörtel	2.000,00	0,19	0,19	1,86
Zementputz	2.000,00	0,19	0,19	1,86
Zementvorspritzer	2.500,00	0,19	0,19	1,86
Ziegel	800,00	0,18	0,18	2,49
Ziegel - Hochlochziegel	800,00	0,18	0,18	2,49
Ziegel - Hochlochziegel bei relevanten vertikalen Wärmestrom	800,00	0,18	0,18	2,49
Ziegel - Klinkerziegel	2.000,00	0,22	0,22	4,16
Ziegel, schwer	1.105,00	0,18	0,18	2,49
Ziegelhohlkörperdecke mit Aufbeton	650,00	0,17	0,17	2,16
Ziegelhohlkörperdecke ohne Aufbeton	700,00	0,19	0,19	2,69
Zwischenwandziegel	650,00	0,18	0,18	2,49
Baustoffe aus nachwachsenden Rohstoffen (Teil 1)				
Baupapier	0,10	-0,98	2,49	15,10
Baupapier unter Estrich	0,44	-0,98	2,49	15,10
Betonunterlagspapier	0,15	-0,98	2,49	15,10
Flachs mit Polyestergeritter	30,00	0,36	1,72	38,00
Flachs ohne Stützgeritter	30,00	0,12	1,71	34,00
Hanfämmplatte mit Stützfasern	30,00	-0,13	1,34	31,10
Jute	500,00	-0,46	1,46	26,40
Karton		-1,06	2,10	14,40
Kokosfasermatten	90,00	0,41	2,17	32,70

Bauteil	Rohdichte	GWP (100)	GWP (100) ohne Speicherung	PEI nicht erneuerbar
	[kg/m³]	[kg CO ₂ eq/kg]	[kg CO ₂ eq/kg]	[MJ/kg]
Baustoffe aus nachwachsenden Rohstoffen (Teil 1)				
Korkdämmplatten	120,00	-1,23	0,58	7,10
Korkschrot natur	160,00	-1,69	0,12	0,33
Korkschrot, expandiert	100,00	-1,23	0,58	7,10
Lasur (Naturharzbasis)	990,00	0,32	1,25	31,10
Naturharzlack Anstrich		0,25	0,25	45,30
Naturharzlack Grundierung		0,25	0,25	45,30
Papier		-0,98	2,49	15,10
Schafwolle - Dämmfilz	30,00	0,04	1,66	14,70
Schafwolle - Trittschalldämmung	90,00	0,16	2,00	20,00
Schilf / Strohplatte unverputzt	190,00	-1,60	0,07	1,27
Schilfstukkatur	225,00	-1,61	0,06	0,94
Stroh	150,00	-1,25	0,13	0,85
Wollteppich		0,51	1,11	27,30
Zellulosefaserflocken	35,00	-0,91	0,81	7,03
Zellulosefaserplatten	50,00	-0,35	0,97	18,30
Metalle				
Alu-Dampfsperre	0,10	31,00	31,00	621,00
Aluminiumblech	2.800,00	5,88	5,88	124,00
Aluminiumblech, eloxiert	2.800,00	5,96	5,96	125,00
Aluminiumblech, pulverbeschichtet	2.800,00	5,98	5,98	125,00
Aluminiumfolie	0,20	31,00	31,00	621,00
Distanzbodenhalter		1,07	1,07	23,10
Distanzbodenhalter (200 mm)		2,62	2,62	59,80
Distanzbodenhalter (60 mm)		3,08	3,08	71,20
Distanzbodenhalter (80 mm)		3,00	3,00	68,90
Drahtgewebe	7.800,00	1,07	1,07	23,10
Edelstahl	7.800,00	4,96	4,96	81,60
Federschiene	7.500,00	1,69	1,69	34,40
Justierbare Schwingbügel	7.500,00	1,63	1,63	37,00
Kupferblech	8.900,00	2,38	2,38	43,50
Kupfer-Wurzelsperrschichte	1.250,00	0,84	0,84	48,60
Messing	8.500,00	1,97	1,97	31,80
Neusilber	8.559,00	6,19	6,19	49,60
Stahl - Armierungsstahl für Fundamentplatte (0,3 m) 16,7 kg/m² >= 0,71% Stahlanteil	7.800,00	0,94	0,94	22,70
Stahl - Armierungsstahl	7.800,00	0,87	0,87	22,70
Stahl - Armierungsstahl für Elementdecke (0,2m) 14,00 kg/m² >= 0,9% Stahlanteil	7.800,00	0,94	0,94	22,70
Stahl - Armierungsstahl für WU-Wände (0,3m) 12,5 kg/m² >= 0,8% Stahlanteil	7.800,00	0,94	0,94	22,70
Stahl, hochlegiert (Legierungsanteil > 5 %)	7.800,00	4,95	4,95	82,10
Stahl, niedriglegiert (Legierungsanteil <= 5 % oder unlegiert und Mn > 1%)	7.800,00	1,07	1,07	27,40
Stahl, unlegiert (Nur Kohlenstoff, Mn < 1%)	7.800,00	0,91	0,91	
Stahlanker	7.800,00	4,96	4,96	81,60
Stahlblech, verzinkt	7.800,00	1,69	1,69	37,00
Streckmetall	200,00	1,07	1,07	23,10
Titanzinkblech	7.200,00	1,17	1,17	42,50

Bauteil	Rohdichte	GWP (100)	GWP (100) ohne Speicherung	PEI nicht erneuerbar
	[kg/m ²]	[kg CO ₂ eq/m ²]	[kg CO ₂ eq/m ²]	[MJ/m ²]
Passivhausfenster				
Holz / Kork / Alu, überdämmt		65,00	74,75	2.370,00
Holz / PUR / Holz, nicht überdämmt		58,00	66,70	1.870,00
Holz / PUR / Holz, überdämmt		58,00	66,70	1.870,00
Holz / PUR / Holz, überdämmt, Krypton		69,00	79,35	2.120,00
Holz / XPS / Alu, nicht überdämmt		71,00	78,10	2.430,00
Holz / XPS / Alu, überdämmt		71,00	78,10	2.430,00
Holz / XPS / Alu, überdämmt, Krypton		82,00	90,20	2.680,00
Holz / Zellulose / Alu, überdämmt		75,00	74,75	2.670,00
PVC, überdämmt		155,00	155,00	3.760,00
Vollholz, überdämmt		23,00	27,60	1.790,00
Vollholz, überdämmt, Krypton		35,00	42,00	2.050,00
Fenster				
Alu-Fenster (Isolierglas 4/16/4 U = 1,1 W/m ² K)	30,60	122,87	122,87	2.140,00
Holz-Alu-Fenster Fichte (Isolierglas 4/16/4 U = 1,1 W/m ² K)	40,75	55,55	61,11	1.439,00
Holzfenster Fichte (Isolierglas 4/16/4 U = 1,1 W/m ² K)	33,25	1,70	2,04	486,50
Kunststoff-Fenster PE/PVC mit Stahlblechverstärkung (Isolierglas 4/16/4 U = 1,1 W/m ² K)	36,55	75,30	73,30	726,99
Kamine Werte je 1 m Kaminhöhe				
Edelstahlkamin (NT-Heizung)	6,60	31,80	31,80	535,00
Leichtbetonkaminsystem (NT-Heizung)	75,10	27,20	27,20	338,00
Ziegelkamin	330,00	112,50	112,50	1.085,00
Türen [kg/m ²]				
DOMINANT 3 mit Holzrahmenstock	700,00	-65,00	25,00	1.190,00
EUROBA	700,00	-65,00	25,00	1.190,00
Freisinger Frostkorken Haustüre	700,00	-65,00	25,00	1.190,00
Holtsch Passivhaustüre	700,00	-65,00	25,00	1.190,00
Internorm Holz-Alu-Haustüre SELECTION	700,00	-65,00	25,00	1.190,00
Rubner Sicherheits- und Haustüre	700,00	-65,00	25,00	1.190,00
Sigg Passivhaus-Haustüre	700,00	-65,00	25,00	1.190,00
Sigg Passivhaus-Haustüre (Ud=0,74 W/m ² K)	700,00	-65,00	25,00	1.190,00
Sonstige (Transporte, Chemikalien, usw.)				
Bahntransport /tkm		0,04	0,04	0,74
Frachter Binnen /tkm		0,05	0,05	0,64
Frachter Ozean /tkm		0,01	0,01	0,17
Kleinlaster <3,5t /tkm		1,11	1,11	19,00
LKW-Transport 16t /tkm		0,32	0,32	5,04
LKW-Transport 28t /tkm		0,16	0,16	2,56
Diesel in building equipment /MJ		0,09	0,09	1,37
Kerosin		0,45	0,45	53,60
Klebstoff lösemittelhaltig (>30%)		1,24	1,24	42,60
Chemikalien anorganisch		1,67	1,67	24,00
Chemikalien organisch		1,71	1,71	67,20
Pflanzensubstrat		0,02	0,02	0,33
Pulverlack		5,55	5,55	108,00
Gläser				
Glas 4 mm, unbeschichtet	9,80	10,10	10,100	141,00
Glas 4 mm, beschichtet	9,80	10,40	10,400	147,00
Floatatglas 5 mm, gehärtet	12,30	12,90	12,900	184,00
Floatatglas 6 mm, beschichtet	14,70	15,50	15,500	221,00
Isolierglas 4/16/4 Floatglas unbeschichtet, Luft	20,10	22,10	22,100	326,00
Isolierglas 4/16/4 Floatglas beschichtet, Kr	20,20	22,70	22,700	338,00
Isolierglas 4/16/2,7/16/4 Floatglas beschichtet, Kr	27,30	31,50	31,500	476,00
VSG 2 x 5 mm	25,10	28,00	28,000	445,00
HIT 2 x 6 mm + 2 IR-Folien	31,30	38,20	38,200	606,00

Bauteil	Dichte	Funktionale Einheit (FE)	GWP(100)	GWP (100) ohne Speicherung	Dicke
	[kg/m³]		[kg CO ₂ eq./FE]	[kg CO ₂ eq./ FE]	[mm]
Bleche, Metalle					
Aluminiumblech	2.800	kg	5,88	5,880	
Aluminiumblech, eloxiert	2.800	kg	5,96	5,960	
Aluminiumblech, pulverbeschichtet	2.800	kg	5,98	5,980	
Armierungsstahl	7.800	kg	0,87	0,874	
Kupferblech	8.900	kg	2,38	2,380	
Messing	8.500	kg	1,97	1,970	
Neusilber	8.559	kg	6,19	6,190	
Edelstahl	7.800	kg	4,96	4,960	
Stahlanker	7.800	kg	4,96	4,960	
Stahl, niedriglegiert	7.800	kg	1,07	1,070	
Stahl, unlegiert	7.800	kg	0,91	0,911	
Stahlblech, verzinkt	7.800	kg	1,69	1,690	
Titanzinkblech	7.200	kg	1,17	1,170	
Dämmstoffe					
Blähglas	155	kg	0,53	0,531	
Blähglimmer	100	kg	0,35	0,350	
Blähton-Schüttung	350	kg	0,23	0,234	
Flachs mit Polystyrolgitter	30	kg	0,36	1,722	
Flachs ohne Stützgitter	30	kg	0,12	1,711	
Glaswolle MW-PT Fassadenplatte	80	kg	2,26	2,260	
Glaswolle MW-W Dämmfiltz	23	kg	2,26	2,260	
Glaswolle MW-WF	20	kg	2,26	2,260	
Glaswolle MW-WF 16	16	kg	2,26	2,260	
Glaswolle MW-WF	35	kg	2,26	2,260	
Glaswolle MW-WF	50	kg	2,26	2,260	
Glaswolle Trittschall	68	kg	2,26	2,260	
Hanfämmplatte . Stützfasern	85	kg	-0,13	1,338	
Holzfasern-Dämmplatte 160 kg / m³	160	kg	-0,58	1,183	
Holzspanwärmeeämmung	75	kg	-1,44	0,111	
Kokosfasermatten	90	kg	0,41	2,171	
Korkplatte	120	kg	-1,23	0,580	
Korkschröt, expandiert	100	kg	-1,23	0,580	
Korkschröt natur	160	kg	-1,69	0,120	
Mineralschaumplatte	115	kg	0,47	0,474	
Perlite expandiert	85	kg	0,49	0,508	
Phenolharzschaumplatte		kg	4,56	4,559	
Polystyrol expandiert (EPS)-F-Fassadendämmplatte	18	kg	3,45	3,450	
Polystyrol expandiert (EPS) Trittschalldämmung	11	kg	3,45	3,450	
Polystyrol expandiert (EPS)-W20-Dämmplatte	20	kg	3,45	3,450	
Polystyrol expandiert (EPS)-W25-Dämmplatte	25	kg	3,45	3,450	
Polystyrol expandiert (EPS)-W30-Dämmplatte	30	kg	3,45	3,450	
Polystyrol expandiert Granulat bitumengebunden 125 kg/m³	125	kg	1,35	1,350	
Polystyrol expandiert Granulat zementgebunden	800	kg	0,58	0,580	
Polystyrol expandiert Granulat zementgebunden < 125 kg/m³	125	kg	1,19	1,190	
Polystyrol expandiert Granulat zementgebunden < 350 kg/m³	350	kg	0,72	0,719	
Polystyrol extrudiert CO2-geschäumt (XPS)	38	kg	3,44	3,440	
Polystyrol extrudiert HFKW-geschäumt (XPS)	45	kg	81,30	81,300	
Polyurethan-Hartschaum	40	kg	4,04	4,040	
Schafwolle Dämmfiltz	30	kg	0,04	1,663	
Schafwolle Trittschalldämmung	90	kg	0,16	1,997	
Schaumglas	105	kg	0,94	0,943	
Schaumglas 120 kg/m³	120	kg	0,94	0,943	
Schaumglas 160 kg/m³	160	kg	0,94	0,943	
Schaumglasschotter	210	kg	0,35	0,348	
Schilf / Strohplatte unverputzt	190	kg	-1,60	0,066	
Steinwolle MW-PT	130	kg	1,64	1,640	
Steinwolle MW-W	30	kg	1,64	1,640	
Steinwolle MW-WF 60	60	kg	1,64	1,640	
Steinwolle Trittschalldämmung	100	kg	1,64	1,640	
Stroh	150	kg	-1,25	0,130	
Vakuum-Isolations-Panell (VIP)	190	kg	3,43	3,430	
Zellulosefaserlocken Decken	35	kg	-0,91	0,813	
Zellulosefaserlocken Wände	55	kg	-0,91	0,813	
Zellulosefaserplatten	50	kg	-0,35	0,973	

Bauteil	Dichte	Funktionale Einheit (FE)	GWP(100)	GWP (100) ohne Speicherung	Dicke [mm]
	[kg/m³]		[kg CO ₂ eq./FE]	[kg CO ₂ eq./ FE]	
Holzbaustoffe					
Brettschichtholz Standard	495	kg	-1,26	0,508	
Brettschichtholz, verleimt, Außenanwendung	495	kg	-1,22	0,546	
Brettschichtholz, verleimt, Innenanwendung	495	kg	-1,26	0,508	
Furniersperrholz PF	780	kg	-0,65	0,828	
Furnierschichtholz	650	kg	-0,85	0,723	
Hartfaserplatte	900	kg	-1,70	0,082	
Holz -Kantschichtholz	715	kg	-1,49	0,320	
Holz -Sägemehl, Späne	200	kg	-1,44	0,106	
Holz -Schnittholz Laub	715	kg	-1,55	0,258	
Holz -Schnittholz Nadel (Wärmefluss längs zur Faser)	500	kg	-1,49	0,320	
Holz -Schnittholz Nadel (Wärmefluss quer zur Faser)	500	kg	-1,49	0,320	
Holzfaserverplatte, porös 250 kg/m³	250	kg	-0,18	1,537	
Holzfaserverplatte, porös 270 kg/m³	270	kg	-0,18	1,537	
Holzwoolleleichtbauplatte magnesitgebunden	450	kg	-0,14	0,841	
Holzwoolleleichtbauplatte zementgebunden	450	kg	-0,10	0,819	
Massivholzplatte PF 3Schicht	540	kg	-1,03	0,756	
MDF-Platte	780	kg	-1,27	0,384	
MDF-Platte für Bauwesen	565	kg	-1,04	0,661	
OSB-Platte OSB 3 MUPF/PMDI	647	kg	-1,17	0,398	
OSB-Platte OSB 3 PF	660	kg	-1,09	0,448	
Schnittholz Fi rau, lufttrock.	540	kg	-1,41	0,401	
Schnittholz Fi rau, tech.trock.	500	kg	-1,49	0,320	
Schnittholz Fi tech.trock. gehobelt	500	kg	-1,44	0,374	
Schnittholz Hartholz rau, lufttrock. u= 20%	780	kg	-1,44	0,374	
Schnittholz Hartholz rau, tech.trock. u= 10%	715	kg	-1,55	0,258	
Schnittholz Hartholz tech.trock. Gehobelt u=10%	715	kg	-1,50	0,309	
Schnittholz Lä rau, lufttrock.	685	kg	-1,11	0,699	
Schnittholz Lä rau, tech.trock.	630	kg	-1,18	0,627	
Schnittholz Lä tech.trock. gehobelt	630	kg	-1,14	0,670	
Spanplatte V100 PF	680	kg	-1,30	0,344	
Spanplatte zementgebunden (1200 kg/m²)	1.200	kg	0,36	0,893	
Spanplatte, Aussenanwendung	680	kg	-1,30	0,344	
Spanplatte, Innenanwendung	680	kg	-1,37	0,266	
Sperrholz, Außenanwendung	780	kg	-0,68	0,936	
Sperrholz, Innenanwendung	780	kg	-0,89	0,730	
Weichfaserplatte bituminiert	270	kg	-0,06	1,596	
Massivbaustoffe, Schüttungen, Schamotte (Teil 1)					
Aufbeton	2.000	kg	0,10	0,103	
Beton mit Sulfathüttenzement	2.300	kg	0,02	0,016	
Betondachstein	2.100	kg	0,20	0,200	
Betondrainagestein	1.300	kg	0,10	0,104	
Betonhohldieleendecke (280 kg/m²)	1.400	kg	0,10	0,103	
Betonhohldieleendecke (360 kg/m²)	1.800	kg	0,10	0,103	
Betonhohlkörper mit Aufbeton	1.500	kg	0,11	0,110	
Betonhohlsteine aus Ziegelsplitt	1.200	kg	0,11	0,109	
Betonpflasterstein	2.000	kg	0,10	0,103	
Blähton-Leichtbeton	550	kg	0,45	0,445	
Blähton-Leichtbeton (1200 kg/m³)	1.200	kg	0,31	0,312	
Blähton-Leichtbeton (1500 kg/m³)	1.500	kg	0,24	0,237	
Blähton-Leichtbeton (1700 kg/m³)	1.700	kg	0,21	0,209	
Blähtonsteine hohl	650	kg	0,41	0,414	
Blähtonsteine voll	800	kg	0,41	0,414	
Dachziegel	1.800	kg	0,20	0,200	
Einhängeziegel	800	kg	0,18	0,176	
Faserzementplatte	2.000	kg	0,94	0,940	
Füllbeton	2.300	kg	0,10	0,103	
Hochlochziegel	800	kg	0,18	0,176	
Hochlochziegel 1.200kg/m³	1.200	kg	0,18	0,176	
Hochlochziegel hochporosiert	600	kg	0,18	0,176	
Hohlbetonstein	1.200	kg	0,10	0,103	
Hohlsteinträger	1.600	kg	0,22	0,217	

Bauteil	Dichte	Funktionale Einheit (FE)	GWP(100)	GWP (100) ohne Speicherung	Dicke [mm]
	[kg/m³]		[kg CO ₂ eq./FE]	[kg CO ₂ eq./ FE]	
Massivbaustoffe, Schüttungen, Schamotte (Teil 2)					
Holzspan-Mantelsteine ohne Kernbeton und Dämmeinlage / kg	385	kg	0,00	0,885	
Holzspan-Mantelsteine ohne Kernbeton und Dämmeinlage / m²	385	m²	-0,20	6,634	
Holzspan-Mantelsteine mit Kernbeton und Dämmeinlage / m²	1.700	m²	36,56	43,396	
Kies	1.800	kg	0,00	0,004	
Klinker	2.000	kg	0,22	0,221	
Lehm -Leichtlehm 600-800 kg/m³	800	kg	-0,05	0,210	
Lehm -Leichtlehm 800-1200 kg/m³	1.200	kg	-0,05	0,210	
Lehm -Massivlehm 2.000kg/m³	2.000	kg	0,02	0,017	
Lehmbauplatte	500	kg	-0,05	0,210	
Lehmziegel 1500 kg/m³	1.500	kg	0,02	0,017	
Lehmziegel 2000 kg/m³	2.000	kg	0,02	0,017	
Magerbeton	2.000	kg	0,06	0,060	
Mauerziegel NF gelocht	800	kg	0,18	0,176	
Natursteinmauerwerk		kg	0,09	0,091	
Normalbeton	2.300	kg	0,10	0,103	
Porenbeton	500	kg	0,33	0,331	
Porenbeton 400 kg	400	kg	0,33	0,331	
Porenbeton 600 kg	600	kg	0,33	0,331	
Porenbeton 800 kg	800	kg	0,33	0,331	
Sand	1.800	kg	0,02	0,021	
Sand, Kies feucht 20%	1.800	kg	0,00	0,004	
Sand, Kies lufttrocken	1.800	kg	0,02	0,021	
Schallschutzfüllziegel	630	kg	0,18	0,176	
Schamotterohr	1.850	kg	1,08	1,080	
Schlacke	750	kg	0,02	0,018	
Schütt und Stampfbeton	2.000	kg	0,06	0,060	
Splitt	1.600	kg	0,01	0,007	
Splittschüttung (leicht zementgebunden)	1.600	kg	0,01	0,005	
Splittschüttung (zementgebunden)	1.630	kg	0,02	0,022	
Stahlbeton	2.342	kg	0,12	0,123	
Stahlbeton Außenwand	2.342	kg	0,12	0,120	
Stahlbeton Decke	2.346	kg	0,13	0,128	
Stahlbeton Fundament	2.392	kg	0,15	0,154	
Stahlbeton in WU-Qualität	2.400	kg	0,15	0,147	
Stahlbeton mit 40 kg/m³ Armierungsanteil	2.400	kg	0,12	0,116	
Stahlbeton mit 50 kg/m³ Armierungsanteil	2.400	kg	0,12	0,119	
Stahlbeton mit 60 kg/m³ Armierungsanteil	2.400	kg	0,12	0,123	
Stahlbeton mit 70 kg/m³ Armierungsanteil	2.400	kg	0,13	0,126	
Stahlbeton mit 80 kg/m³ Armierungsanteil	2.400	kg	0,13	0,129	
Stahlbeton Schwarze Wanne	2.353	kg	0,13	0,133	
Tuffsteinmauerwerk		kg	0,09	0,091	
Vollziegel	1.700	kg	0,18	0,176	
WU-Beton	2.335	kg	0,13	0,128	
Zement	3.000	kg	0,77	0,767	
Ziegel	800	kg	0,18	0,176	
Ziegel -Schallschutzziegel <=1.700kg/m³	1.700	kg	0,18	0,176	
Ziegelhohlkörperdecke mit Aufbeton	650	kg	0,17	0,171	
Ziegelhohlkörperdecke ohne Aufbeton	700	kg	0,19	0,186	
Zwischenwandziegel	650	kg	0,18	0,176	
Putze, -träger, Mörtel, Estriche, Bauplatten (Teil 1)					
Anhydritputz	1.000	kg	0,12	0,123	
Dämmmörtel EPS <800 kg/m³	800	kg	0,98	0,982	
Dämmmörtel Perlite <800 kg/m³	800	kg	0,71	0,714	
Dämmputz Perlite	500	kg	0,71	0,714	
Drahtgewebe	7.800	kg	1,07	1,070	
Drahtziegelgewebe	200	kg	0,34	0,337	
Dübel kompl. 38 cm		Stk	0,24	0,236	
Dübel kompl. 8 cm		Stk	0,08	0,079	
Dünnbettmörtel	2.000	kg	0,36	0,356	
Estrich - Anhydrit	2.000	kg	0,07	0,066	
Estrich - Anhydrit porosiert	1.200	kg	0,07	0,066	
Estrichbeton	2.000	kg	0,13	0,132	
Estrich - Gußasphalt	2.200	kg	0,09	0,092	

Bauteil	Dichte	Funktionale Einheit (FE)	GWP(100)	GWP (100) ohne Speicherung	Dicke
	[kg/m³]		[kg CO ₂ eq./FE]	[kg CO ₂ eq./ FE]	[mm]
Putze, -träger, Mörtel, Estriche, Bauplatten (Teil 2)					
Estrich - Magnesia	2.000	kg	0,13	0,130	
Gipsfaserplatte	1.180	kg	-0,02	0,349	
Gipskartonplatte	900	kg	0,20	0,247	
Gipskartonplatte (Flammschutz)	850	kg	0,21	0,253	
Gipskartonplatte (Imprägniert)	820	kg	0,21	0,251	
Gipsmörtel/Kleber	1.000	kg	0,13	0,127	
Gipsputz	1.300	kg	0,13	0,128	
Gipsputzmörtel	1.000	kg	0,14	0,138	
Gipsspachtel	1.600	kg	0,15	0,147	
Glasfaserarmierung	1.000	kg	2,45	2,450	
Haftbrücke	250	kg	1,95	1,950	
Haftmörtel	1.600	kg	0,34	0,337	
Haftschlämme		kg	0,42	0,424	
Jute	500	kg	-0,46	1,459	
Kalkgipsputz	1.300	kg	0,17	0,172	
Kalkputz	1.400	kg	0,21	0,205	
Kalkzementmörtel	1.800	kg	0,17	0,168	
Kalkzementputz	1.800	kg	0,15	0,153	
Klebespachtel		kg	0,35	0,348	
Klebespachtel Dickbett		kg	0,25	0,251	
Kunsthazdispersionskleber	1.300	kg	0,99	0,985	
Kunsthazputz	1.200	kg	0,40	0,401	
Lehmmörtel	1.800	kg	0,02	0,020	
Lehmputz	1.700	kg	-0,05	0,035	
Leichtmörtel	1.200	kg	0,25	0,253	
Leichtputz	1.200	kg	0,24	0,244	
Mineralischer Kleber	1.800	kg	0,35	0,348	
Mörtel	1.800	kg	0,17	0,168	
Putzgrund (Silikat)		kg	0,21	0,280	
Putzspachtel	1.350	kg	0,24	0,241	
Sanierputz	1.300	kg	0,17	0,167	
Schilfstukkatur	225	kg	-1,61	0,056	
Schwermörtel	1.800	kg	0,17	0,168	
Silikatputz	1.800	kg	0,49	0,485	
Silikatputz armiert	1.800	kg	0,61	0,612	
Silikatputz (ohne Kunsthazzusatz)	1.800	kg	0,21	0,280	
Silikatputz (ohne Kunsthazzusatz) armiert	1.800	kg	0,32	0,321	
Silikonhazputz	1.700	kg	0,46	0,463	
Streckmetall	200	kg	1,07	1,070	
Trasskalkputz	1.400	kg	0,24	0,242	
Trasskalkvorspritzer	1.400	kg	0,24	0,242	
Wärmedämmputz EPS	300	kg	0,98	0,982	
Zementkleber	1.300	kg	0,35	0,347	
Zementmörtel	2.000	kg	0,19	0,194	
Zementputz	2.000	kg	0,19	0,194	
Zementvorspritzer	2.500	kg	0,19	0,194	
Sonstige (Teil 1)					
Bahntransport		tkm	0,04	0,039	
Chemikalien anorganisch		kg	1,67	1,670	
Chemikalien organisch		kg	1,71	1,710	
Diesel in building equipment		MJ	0,09	0,090	
Dispersionkleber lösemittelarm (<5%)		kg	1,18	1,180	
Dispersionkleber lösemittelfrei		kg	1,14	1,140	
Dispersionskleber		kg	1,24	1,240	
Distanzbodenhalter		kg	1,07	1,070	
Distanzbodenhalter (80mm)		kg	3,00	3,000	
Distanzbodenhalter (200mm)		kg	2,62	2,620	
Distanzbodenhalter (60mm)		kg	3,08	3,080	
Federschiene	7.500	kg	1,69	1,690	
Frachter Binnen		tkm	0,05	0,045	
Frachter Ozean		tkm	0,01	0,011	
Fugenband		kg	0,60	0,595	

Bauteil	Dichte	Funktionale Einheit (FE)	GWP(100)	GWP (100) ohne Speicherung	Dicke [mm]
	[kg/m ³]		[kg CO ₂ eq./FE]	[kg CO ₂ eq./ FE]	
Sonstige (Teil 2)					
Gummi	1.200	kg	3,32	3,320	
Karton		kg	-1,06	2,098	
Kerosin		kg	0,45	0,449	
Klebstoff lösemittelhaltig (>30%)		kg	1,24	1,240	
Kleinlaster <3,5t		tkm	1,11	1,110	
LKW-Transport 16t		tkm	0,32	0,315	
LKW-Transport 28t		tkm	0,16	0,158	
Papier		kg	-0,98	2,494	
Pflanzensubstrat	500	kg	0,02	0,021	
Plexiglas	1.180	kg	7,48	7,480	
Polyamid		kg	8,70	8,700	
Polyisobutylen		kg	1,28	1,280	
Polypropylen	910	kg	1,99	1,990	
Polyurethan Kleber		kg	2,03	2,030	
Pulverlack		kg	5,55	5,550	
PVC high impact		kg	3,90	3,900	
Verpackungsfolie		kg	2,54	2,540	

Ergänzend zur oben dargestellten Tabelle der Kennwerte für verschiedene Baustoffe sind in der folgenden Tabelle Daten für Passivhausbauteile, zusammengestellt aus (baubook 2010), dargestellt. Grau hinterlegte Baustoffe weisen bei Berücksichtigung von Biomasse als Kohlenstoffspeicher ein geringeres Global Warming Potential (GWP) auf als ohne Berücksichtigung der Kohlenstoffspeicherung (GWP ohne Speicherung). Kursiv dargestellt Zahlenwerte für „GWP ohne Speicherung“ sind Abschätzung von JOANNEUM RESEARCH auf Basis des Biomasseanteils im Bauteil.

Tabelle 65: GWP (100) und GWP (100) ohne Speicherung für Passivhausbauteile (baubook 2010)

Bauteil	Dichte	Funktionale Einheit (FE)	GWP(100)	GWP (100) ohne Speicherung
	[kg/m ³]		[kg CO ₂ eq./FE]	[kg CO ₂ eq./ FE]
Türen				
Sigg Passivhaus-Haustüre	700	m ²	-65,00	25,00
Rubner Sicherheits- und Haustüre	700	m ²	-65,00	25,00
DOMINANT 3 mit Holzrahmenstock	700	m ²	-65,00	25,00
EUROBA	700	m ²	-65,00	25,00
Freisinger Frostkorken Haustüre	700	m ²	-65,00	25,00
Holitsch Passivhaustüre	700	m ²	-65,00	25,00
Internorm Holz-Alu-Haustüre SELECTION	700	m ²	-65,00	25,00
Sigg Passivhaus-Haustüre (Ud=0,74 W/m ² K)	700	m ²	-65,00	25,00

8.2.2 Ökologische Kennwerte der Technologieoptionen

In der Folge sind die Werte für Treibhausgasemissionen und Primärenergiebedarf angeführt, die zur Bewertung der Technologieoptionen eingesetzt wurden.

Tabelle 66: Spezifische THG-Emissionen und Primärenergiebedarf (nicht erneuerbar, erneuerbar und gesamt) für die Bereitstellung von Strom. Die Werte inkludieren die Herstellung, den Betrieb und die Entsorgung aller Anlagenkomponenten. (Beermann et al 2010, Öko-Institut 2011, Umweltbundesamt 2010)

Technologie	THG-Emissionen [g CO ₂ -Äq./kWh Strom]	Primärenergiebedarf [kWh/kWh]		
		Nicht erneuerbar	Erneuerbar	Gesamt
Österreichischer Strommix	270	1,4	0,5	1,9
Erdgas GuD	442	2,1	0,002	2,1

Tabelle 67: Spezifische THG-Emissionen und Primärenergiebedarf (nicht erneuerbar, erneuerbar, gesamt) für die Errichtung, den Betrieb und die Entsorgung von verschiedenen Technologieoptionen zum Betrieb von THG-neutralen-Gebäuden

Technologie	THG-Emissionen			Herstellung			Primärenergiebedarf			Abbruch/Entsorgung			Quelle
	Herstellung	Betrieb	Entsorgung	Nicht Erneuerbar	Erneuerbar	Gesamt	Nicht Erneuerbar	Erneuerbar	Gesamt	Nicht Erneuerbar	Erneuerbar	Gesamt	
	[kg CO ₂ -Äq./m ²]	[g CO ₂ -Äq./kWh]	[kg CO ₂ -Äq./m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/kW]	[kWh/kW]	[kWh/kWh Strom]	[kWh/kWh Strom]	[kWh/kWh Strom]	[kWh/m ²]	[kWh/kW]	[kWh/kW]	
Photovoltaik	181	0	1	-	-	1.099	0	1	1	-	-	4	Jungbluth et al, 2009; Kaltschmitt & Streicher, 2009
Klein-Windkraft (5 kW)	1.104	0	36	2.146	0	2.146	0	1	1	70	0	70	eigene Berechnungen basierend auf: Öko-Institut, 2011; IBO, 2009; Neuhäuser Windtec GmbH, 2011; Fortis Wind Energy, 2011
Klein-Windkraft (10 kW)	680	0	22	2.146	0	2.146	0	1	1	70	0	70	
Pelletsessel (19 kW)	1.059	32	112	-	-	1.389	0,11	1,52	1,63	-	-	556	Lingitz et al, 2010
Solarthermie (Flachkollektor)	101	9 ¹⁾	3	227	0	227	0,04	1,00 ¹⁾	1,05	3% von Herstellung von Kollektor und Puffer			eigene Berechnungen basierend auf: Öko-Institut, 2011; IBO, 2009; Handke et al, 2009; Kaltschmitt & Streicher, 2009
	101	5 ²⁾	3	227	0	227	0,03	1,01 ²⁾	1,04				
Pufferspeicher (1 m ³)	58	0	1,6	249	0	249	0	0	0				
Pufferspeicher (27 m ³)	56	0	1,6	195	0	195	0	0	0				
Pufferspeicher (72 m ³)	35	0	1,0	119	0	119	0	0	0				
Wärmepumpe (17 kW, Sole)	4.948	177 ¹⁾	25	13.962	0	13.962	0,83	0,60 ¹⁾	1,43	71	0	71	eigene Berechnungen basierend auf: Öko-Institut, 2011; IBO, 2009; Wiesenhofer, 1996; Kaltschmitt & Streicher, 2009
Wärmepumpe (17 kW, Sole)	4.948	108 ²⁾	25	13.962	1	13.963	0,56	0,81 ²⁾	1,37	71	0	71	

¹⁾Strom aus Erdgas GuD

²⁾Strom aus Österr. Mix

8.3 Anhang: Ökologische Bewertung - Ergebnistabellen

In diesem Abschnitt sind die Ergebnisse der ökologischen Bewertung für die untersuchten Kombinationen von Systemvarianten und Technologieoptionen dargestellt.

8.3.1 Systemvariante S 1 – EFH Dalitz

Tabelle 68: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 1 - EFH Dalitz PV + Wärmepumpe		Stufe 1: Strom (ohne Eigenbedarf)		Stufe 2: Strom+Wärme- Eigenbedarf		Stufe 3: Strom+Wärme- Eigenbedarf+Gebäude		
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]	
Errichtung	-1	32	197	37	211	88	444	
Nutzung (60 Jahre)	0	24	160	31	188	83	421	
	1	17	123	25	164	77	398	
	2	9	85	19	141	71	375	
	3	1	48	14	118	65	351	
	4	-7	11	8	95	59	328	
	5	-15	-26	2	71	53	305	
	6	-23	-63	-4	48	47	282	
	7	-31	-100	-10	25	41	258	
	8	-39	-137	-16	2	35	235	
	9	-47	-175	-22	-21	29	212	
	10	-55	-212	-28	-45	23	189	
	11	-62	-249	-34	-68	17	166	
	12	-70	-286	-40	-91	11	142	
	13	-78	-323	-46	-114	5	119	
	14	-86	-360	-52	-138	-1	96	
	15	-94	-397	-58	-161	-7	73	
	16	-102	-434	-64	-184	-13	49	
	17	-110	-472	-70	-207	-19	26	
	18	-118	-509	-76	-230	-25	3	
	WP neu	19	-126	-546	-82	-254	-30	-20
		20	-134	-583	-83	-263	-31	-30
		21	-142	-620	-89	-286	-37	-53
	PV neu	22	-149	-657	-95	-309	-43	-76
		23	-157	-694	-100	-333	-49	-99
		24	-165	-732	-106	-356	-55	-122
		25	-141	-572	-80	-182	-29	51
		26	-149	-609	-86	-206	-35	28
		27	-157	-646	-92	-229	-41	5
		28	-164	-683	-98	-252	-47	-19
		29	-172	-720	-104	-275	-53	-42
		30	-180	-758	-110	-298	-59	-65
		31	-188	-795	-116	-322	-65	-88
	WP neu	32	-196	-832	-122	-345	-70	-111
		33	-204	-869	-128	-368	-76	-135
		34	-212	-906	-134	-391	-82	-158
		35	-220	-943	-139	-415	-88	-181
		36	-228	-980	-145	-438	-94	-204
		37	-236	-1017	-151	-461	-100	-228
		38	-244	-1055	-157	-484	-106	-251
		39	-251	-1092	-163	-507	-112	-274
		40	-259	-1129	-164	-517	-113	-283
		41	-267	-1166	-170	-540	-119	-307
	PV neu	42	-275	-1203	-176	-563	-125	-330
		43	-283	-1240	-182	-586	-131	-353
		44	-291	-1277	-188	-610	-137	-376
		45	-299	-1315	-194	-633	-143	-399
		46	-307	-1352	-200	-656	-149	-423
		47	-315	-1389	-206	-679	-155	-446
		48	-323	-1426	-212	-703	-161	-469
		49	-330	-1463	-218	-726	-167	-492
		50	-306	-1303	-191	-552	-140	-319
		51	-314	-1341	-197	-575	-146	-342
	WP neu	52	-322	-1378	-203	-599	-152	-365
		53	-330	-1415	-209	-622	-158	-388
		54	-338	-1452	-215	-645	-164	-412
		55	-346	-1489	-221	-668	-170	-435
		56	-353	-1526	-227	-691	-176	-458
		57	-361	-1563	-233	-715	-182	-481
		58	-369	-1601	-239	-738	-188	-505
		59	-377	-1638	-245	-761	-194	-528
Entsorgung		60	-377	-1637	-245	-760	-180	-467

Tabelle 69: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 1- EFH Dalitz PV + Solarthermie (Hzg&WW) + Wärmepumpe		Stufe 1: PV		Stufe 2: PV + Gebäudenutzung		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäuderrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	24	146	31	165	82	399
Nutzung (60 Jahre)	0	19	122	28	157	79	391
	1	14	98	25	149	76	383
	2	9	75	21	141	72	375
	3	4	51	18	134	69	367
	4	-1	27	15	126	66	359
	5	-6	4	11	118	62	351
	6	-11	-20	8	110	59	343
	7	-16	-44	5	102	56	335
	8	-21	-67	1	94	52	327
	9	-26	-91	-2	86	49	319
	10	-31	-115	-5	78	46	311
	11	-37	-138	-9	70	43	303
	12	-42	-162	-12	62	39	295
	13	-47	-186	-15	54	36	287
	14	-52	-209	-19	46	33	279
	15	-57	-233	-22	38	29	271
	16	-62	-257	-25	30	26	263
	17	-67	-280	-29	22	23	255
	18	-72	-304	-32	14	19	247
19	-77	-328	-35	6	16	239	
WP + Solar neu	20	-82	-351	-31	18	20	251
	21	-87	-375	-35	10	17	243
	22	-92	-399	-38	2	13	235
	23	-97	-423	-41	-6	10	227
	24	-102	-446	-45	-14	7	219
PV neu	25	-83	-324	-24	123	27	357
	26	-88	-348	-27	115	24	349
	27	-93	-372	-31	107	21	341
	28	-98	-395	-34	99	17	333
	29	-103	-419	-37	91	14	325
	30	-108	-443	-41	83	11	317
	31	-113	-466	-44	75	7	309
	32	-118	-490	-47	67	4	301
	33	-123	-514	-51	59	1	293
	34	-128	-537	-54	51	-3	285
35	-134	-561	-57	43	-6	277	
36	-139	-585	-61	35	-9	269	
37	-144	-608	-64	28	-13	261	
38	-149	-632	-67	20	-16	253	
39	-154	-656	-71	12	-19	245	
WP + Solar neu	40	-159	-679	-67	23	-15	257
	41	-164	-703	-70	15	-19	249
	42	-169	-727	-73	7	-22	241
	43	-174	-750	-77	-1	-25	233
	44	-179	-774	-80	-9	-29	225
	45	-184	-798	-83	-17	-32	217
	46	-189	-821	-87	-25	-35	209
47	-194	-845	-90	-33	-39	201	
48	-199	-869	-93	-41	-42	193	
49	-204	-892	-96	-49	-45	185	
PV neu	50	-185	-770	-76	89	-25	323
	51	-190	-794	-79	81	-28	315
	52	-195	-818	-83	73	-31	307
	53	-200	-841	-86	65	-35	299
	54	-205	-865	-89	57	-38	291
	55	-210	-889	-93	49	-41	283
	56	-215	-912	-96	41	-45	275
	57	-220	-936	-99	33	-48	267
	58	-225	-960	-102	25	-51	259
	59	-230	-983	-106	17	-55	251
Entsorgung	60	-230	-983	-106	18	-41	311

Tabelle 70: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 3a – Kleinwindkraft(30kW) + Wärmepumpe + Solarthermie (WW + Hzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 1 - EFH Dalitz Kleinwindkraft + Wärmepumpe		Stufe 1: Wind	Stufe 2: Wind+Gebäuden utzung	Stufe 3: Wind+Gebäudenutzung+Gebä udeerrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	20	25	76	250
Nutzung (60 Jahre)	0	20	30	81	272
	1	19	35	86	295
	2	19	40	91	318
	3	19	45	96	341
	4	18	50	101	364
	5	18	54	106	387
	6	17	59	110	410
	7	17	64	115	432
	8	16	69	120	455
	9	16	74	125	478
	10	15	79	130	501
	11	15	84	135	524
	12	15	88	140	547
	13	14	93	144	570
	14	14	98	149	592
	15	13	103	154	615
	16	13	108	159	638
	17	12	113	164	661
	18	12	117	169	684
	19	11	122	173	707
Wind+WP neu	20	31	153	204	730
	21	31	157	209	752
	22	30	162	213	775
	23	30	167	218	798
	24	30	172	223	821
	25	29	177	228	844
	26	29	182	233	867
	27	28	186	238	890
	28	28	191	242	913
	29	27	196	247	935
	30	27	201	252	958
	31	26	206	257	981
	32	26	211	262	1004
	33	26	216	267	1027
	34	25	220	272	1050
	35	25	225	276	1073
	36	24	230	281	1095
	37	24	235	286	1118
	38	23	240	291	1141
	39	23	245	296	1164
Wind+WP neu	40	43	275	326	1187
	41	42	280	331	1210
	42	42	285	336	1233
	43	41	289	341	1255
	44	41	294	345	1278
	45	41	299	350	1301
	46	40	304	355	1324
	47	40	309	360	1347
	48	39	314	365	1370
	49	39	319	370	1393
	50	38	323	375	1415
	51	38	328	379	1438
	52	37	333	384	1461
	53	37	338	389	1484
	54	37	343	394	1507
	55	36	348	399	1530
	56	36	352	404	1553
	57	35	357	408	1576
	58	35	362	413	1598
	59	34	367	418	1621
Entsorgung	60	35	368	432	1681

Tabelle 71: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 1 - EFH Dalitz PV + Pelletskessel		Stufe 1: PV		Stufe 2: PV + Gebäudenutzung		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäuderrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	32	197	33	198	85	432
Nutzung (60 Jahre)	0	24	160	26	176	77	409
	1	17	123	19	153	70	386
	2	9	85	12	130	63	364
	3	1	48	5	107	56	341
	4	-7	11	-2	85	49	318
	5	-15	-26	-9	62	42	296
	6	-23	-63	-16	39	35	273
	7	-31	-100	-23	17	28	250
	8	-39	-137	-31	-6	21	227
	9	-47	-175	-38	-29	14	205
	10	-55	-212	-45	-51	6	182
	11	-62	-249	-52	-74	-1	159
	12	-70	-286	-59	-97	-8	137
	13	-78	-323	-66	-119	-15	114
	14	-86	-360	-73	-142	-22	91
	15	-94	-397	-80	-165	-29	69
	16	-102	-434	-87	-187	-36	46
	17	-110	-472	-94	-210	-43	23
	18	-118	-509	-102	-233	-50	1
	19	-126	-546	-109	-255	-58	-22
Kessel neu	20	-134	-583	-115	-278	-64	-43
	21	-142	-620	-122	-301	-71	-66
	22	-149	-657	-129	-323	-78	-89
	23	-157	-694	-136	-346	-85	-111
	24	-165	-732	-143	-369	-92	-134
PV neu	25	-141	-572	-118	-195	-67	40
	26	-149	-609	-125	-217	-74	17
	27	-157	-646	-132	-240	-81	-5
	28	-164	-683	-139	-263	-88	-28
	29	-172	-720	-146	-285	-95	-51
	30	-180	-758	-153	-308	-102	-73
	31	-188	-795	-161	-331	-109	-96
	32	-196	-832	-168	-354	-116	-119
	33	-204	-869	-175	-376	-124	-141
	34	-212	-906	-182	-399	-131	-164
	35	-220	-943	-189	-422	-138	-187
	36	-228	-980	-196	-444	-145	-209
	37	-236	-1017	-203	-467	-152	-232
	38	-244	-1055	-210	-490	-159	-255
	39	-251	-1092	-217	-512	-166	-277
Kessel neu	40	-259	-1129	-223	-534	-173	-299
	41	-267	-1166	-231	-556	-180	-321
	42	-275	-1203	-238	-579	-188	-344
	43	-283	-1240	-245	-602	-195	-367
	44	-291	-1277	-252	-624	-202	-389
	45	-299	-1315	-259	-647	-209	-412
	46	-307	-1352	-266	-670	-216	-435
	47	-315	-1389	-273	-692	-223	-458
	48	-323	-1426	-280	-715	-230	-480
	49	-330	-1463	-287	-738	-237	-503
PV neu	50	-306	-1303	-262	-564	-212	-329
	51	-314	-1341	-269	-586	-219	-351
	52	-322	-1378	-276	-609	-226	-374
	53	-330	-1415	-283	-632	-233	-397
	54	-338	-1452	-291	-654	-240	-420
	55	-346	-1489	-298	-677	-248	-442
	56	-353	-1526	-305	-700	-255	-465
	57	-361	-1563	-312	-722	-262	-488
	58	-369	-1601	-319	-745	-269	-510
	59	-377	-1638	-326	-768	-276	-533
Entsorgung	60	-377	-1637	-326	-766	-263	-472

Tabelle 72: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 4a – PV maximal + Pelletkessel“ mit Wärmenutzung als Referenznutzung der Biomasse bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 1 - EFH Dalitz PV + Pelletkessel		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäuderrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	85	432
Nutzung (60 Jahre)	0	79	420
	1	74	409
	2	69	397
	3	64	386
	4	59	375
	5	54	363
	6	49	352
	7	43	340
	8	38	329
	9	33	318
	10	28	306
	11	23	295
	12	18	284
	13	13	272
	14	7	261
	15	2	249
	16	-3	238
	17	-8	227
	18	-13	215
19	-18	204	
Kessel neu	20	-22	194
	21	-28	182
	22	-33	171
	23	-38	160
	24	-43	148
PV neu	25	-16	334
	26	-21	322
	27	-26	311
	28	-31	299
	29	-36	288
	30	-42	277
	31	-47	265
	32	-52	254
	33	-57	242
	34	-62	231
	35	-67	220
	36	-72	208
	37	-78	197
	38	-83	186
	39	-88	174
	Kessel neu	40	-92
41		-97	153
42		-102	141
43		-107	130
44		-113	119
45		-118	107
46	-123	96	
47	-128	84	
48	-133	73	
49	-138	62	
PV neu	50	-111	247
	51	-116	236
	52	-121	224
	53	-127	213
	54	-132	201
	55	-137	190
	56	-142	179
	57	-147	167
	58	-152	156
	59	-157	144
	Entsorgung	60	-144

Tabelle 73: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW+Hzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 1 - EFH Dalitz PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (Hzg&WW)		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäuderrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	78	385
Nutzung (60 Jahre)	0	74	378
	1	70	371
	2	66	364
	3	62	358
	4	58	351
	5	54	344
	6	50	337
	7	46	330
	8	42	323
	9	38	316
	10	34	309
	11	30	302
	12	26	295
	13	22	288
	14	18	281
	15	14	274
	16	10	268
	17	6	261
	18	2	254
	19	-2	247
Kessel+Solar neu	20	-3	246
	21	-7	239
	22	-11	232
	23	-15	225
	24	-19	218
PV neu	25	1	357
	26	-3	350
	27	-7	343
	28	-11	336
	29	-15	329
	30	-19	322
	31	-23	315
	32	-27	309
	33	-31	302
	34	-35	295
	35	-39	288
	36	-43	281
	37	-47	274
	38	-51	267
	39	-55	260
Kessel+Solar neu	40	-56	259
	41	-60	252
	42	-64	245
	43	-68	238
	44	-72	232
	45	-76	225
	46	-80	218
	47	-84	211
	48	-88	204
	49	-92	197
PV neu	50	-72	336
	51	-76	329
	52	-80	322
	53	-84	315
	54	-88	308
	55	-92	301
	56	-97	294
	57	-101	287
	58	-105	280
	59	-109	273
Entsorgung	60	-95	334

Tabelle 74: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 5a – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“ mit Wärmenutzung als Referenznutzung der Biomasse bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 1 - EFH Dalitz PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (Hzg&WW)		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäuderrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	78	385
Nutzung (60 Jahre)	0	76	386
	1	73	387
	2	70	387
	3	68	388
	4	65	389
	5	62	390
	6	59	390
	7	57	391
	8	54	392
	9	51	392
	10	49	393
	11	46	394
	12	43	395
	13	41	395
	14	38	396
	15	35	397
	16	33	397
	17	30	398
	18	27	399
19	24	400	
Kessel+Solar neu	20	25	406
	21	22	407
	22	20	408
	23	17	409
	24	14	409
PV neu	25	35	556
	26	33	556
	27	30	557
	28	27	558
	29	25	559
	30	22	559
	31	19	560
	32	17	561
	33	14	562
	34	11	562
	35	8	563
	36	6	564
	37	3	564
	38	0	565
	39	-2	566
Kessel+Solar neu	40	-2	573
	41	-5	573
	42	-7	574
	43	-10	575
	44	-13	576
	45	-15	576
	46	-18	577
	47	-21	578
	48	-23	578
	49	-26	579
PV neu	50	-5	726
	51	-7	726
	52	-10	727
	53	-13	728
	54	-16	728
	55	-18	729
	56	-21	730
	57	-24	731
	58	-26	731
	59	-29	732
Entsorgung	60	-16	793

Tabelle 75: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 1- EFH Dalitz PV + Solarthermie (WW) + Wärmepumpe		Stufe 1: PV		Stufe 2: PV + Gebäudenutzung		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäuderrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	30	180	35	195	86	428
Nutzung (60 Jahre)	0	23	148	30	175	81	408
	1	16	115	25	155	76	389
	2	9	83	20	136	71	369
	3	2	51	15	116	66	349
	4	-5	19	10	96	61	330
	5	-12	-13	5	77	56	310
	6	-18	-45	0	57	51	290
	7	-25	-78	-5	37	46	271
	8	-32	-110	-10	17	41	251
	9	-39	-142	-15	-2	36	231
	10	-46	-174	-20	-22	31	211
	11	-53	-206	-25	-42	26	192
	12	-59	-238	-30	-61	21	172
	13	-66	-270	-35	-81	16	152
	14	-73	-303	-40	-101	11	133
	15	-80	-335	-45	-120	6	113
	16	-87	-367	-50	-140	1	93
	17	-94	-399	-55	-160	-4	74
	18	-100	-431	-60	-180	-9	54
	19	-107	-463	-65	-199	-14	34
WP + Solar neu	20	-114	-496	-65	-204	-14	29
	21	-121	-528	-70	-224	-19	10
	22	-128	-560	-75	-243	-24	-10
	23	-135	-592	-80	-263	-29	-30
	24	-142	-624	-85	-283	-34	-49
PV neu	25	-119	-656	-60	-123	-9	111
	26	-126	-689	-65	-142	-14	91
	27	-133	-721	-70	-162	-19	71
	28	-139	-753	-75	-182	-24	52
	29	-146	-785	-80	-201	-29	32
	30	-153	-817	-85	-221	-34	12
	31	-160	-849	-90	-241	-39	-7
	32	-167	-881	-95	-261	-44	-27
	33	-174	-914	-100	-280	-49	-47
	34	-180	-946	-105	-300	-54	-67
	35	-187	-978	-110	-320	-59	-86
	36	-194	-1010	-115	-339	-64	-106
	37	-201	-1042	-120	-359	-69	-126
	38	-208	-1074	-125	-379	-74	-145
	39	-215	-1107	-130	-398	-79	-165
WP + Solar neu	40	-222	-1139	-130	-403	-79	-170
	41	-228	-1171	-135	-423	-84	-189
	42	-235	-1203	-140	-443	-89	-209
	43	-242	-1235	-145	-462	-94	-229
	44	-249	-1267	-150	-482	-99	-249
	45	-256	-1300	-155	-502	-104	-268
	46	-263	-1332	-160	-521	-109	-288
	47	-269	-1364	-165	-541	-114	-308
	48	-276	-1396	-170	-561	-119	-327
	49	-283	-1428	-175	-580	-124	-347
PV neu	50	-260	-1460	-150	-420	-99	-187
	51	-267	-1492	-155	-440	-104	-207
	52	-274	-1525	-160	-460	-109	-226
	53	-281	-1557	-166	-479	-114	-246
	54	-288	-1589	-171	-499	-119	-266
	55	-295	-1621	-176	-519	-124	-285
	56	-301	-1653	-181	-539	-129	-305
	57	-308	-1685	-186	-558	-134	-325
	58	-315	-1718	-191	-578	-139	-345
	59	-322	-1750	-196	-598	-144	-364
Entsorgung	60	-322	-1749	-195	-597	-131	-304

Tabelle 76: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 1 - EFH Dalitz PV reduziert + Pelletsessel + Solarthermie (Hzg&WW)		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäuderrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	82	416
Nutzung (60 Jahre)	0	76	399
	1	70	382
	2	64	365
	3	59	348
	4	53	331
	5	47	315
	6	41	298
	7	35	281
	8	29	264
	9	23	247
	10	17	231
	11	11	214
	12	5	197
	13	-1	180
	14	-6	163
	15	-12	146
	16	-18	130
	17	-24	113
	18	-30	96
	19	-36	79
Kessel+Solar neu	20	-41	65
	21	-46	48
	22	-52	31
	23	-58	14
	24	-64	-3
PV neu	25	-41	160
	26	-46	143
	27	-52	127
	28	-58	110
	29	-64	93
	30	-70	76
	31	-76	59
	32	-82	43
	33	-88	26
	34	-94	9
	35	-100	-8
	36	-106	-25
	37	-111	-42
	38	-117	-58
	39	-123	-75
Kessel+Solar neu	40	-128	-90
	41	-134	-107
	42	-140	-123
	43	-145	-140
	44	-151	-157
	45	-157	-174
	46	-163	-191
	47	-169	-207
	48	-175	-224
	49	-181	-241
PV neu	50	-157	-78
	51	-163	-95
	52	-169	-112
	53	-175	-129
	54	-181	-145
	55	-187	-162
	56	-193	-179
	57	-199	-196
	58	-205	-213
	59	-211	-230
Entsorgung	60	-196	-168

Tabelle 77: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 8a – PV reduziert + Pelletskessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD mit Wärmenutzung als Referenznutzung der Biomasse

Systemvariante 1 - EFH Dalitz PV reduziert + Pelletskessel + Solarthermie (Hzg&WW)		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäuderrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	82	416
Nutzung (60 Jahre)	0	78	409
	1	74	402
	2	70	395
	3	66	389
	4	61	382
	5	57	375
	6	53	368
	7	49	362
	8	45	355
	9	41	348
	10	36	342
	11	32	335
	12	28	328
	13	24	321
	14	20	315
	15	16	308
	16	11	301
	17	7	295
	18	3	288
	19	-1	281
Kessel+Solar neu	20	-5	267
	21	-10	260
	22	-14	253
	23	-18	246
	24	-22	240
PV neu	25	1	403
	26	-3	396
	27	-7	389
	28	-11	382
	29	-15	376
	30	-19	369
	31	-23	362
	32	-28	356
	33	-32	349
	34	-36	342
	35	-40	335
	36	-44	329
	37	-48	322
	38	-53	315
	39	-57	309
Kessel+Solar neu	40	-61	294
	41	-65	287
	42	-70	281
	43	-74	274
	44	-78	267
	45	-82	260
	46	-86	254
	47	-90	247
	48	-95	240
	49	-99	234
PV neu	50	-75	396
	51	-79	390
	52	-83	383
	53	-88	376
	54	-92	370
	55	-96	363
	56	-100	356
	57	-104	349
	58	-108	343
	59	-112	336
Entsorgung	60	-98	398

8.3.2 Systemvariante „S 2 – EFH Schlosser“

Tabelle 78: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 2 - EFH Schlosser PV + Wärmepumpe		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergiebedarf [MWh]
Errichtung	-1	364	1.228
Nutzung (60 Jahre)	0	354	1.187
	1	344	1.147
	2	334	1.106
	3	324	1.066
	4	314	1.025
	5	304	985
	6	294	944
	7	284	904
	8	274	863
	9	264	823
	10	254	782
	11	244	742
	12	234	702
	13	224	661
	14	215	621
	15	205	580
	16	195	540
	17	185	499
	18	175	459
19	165	418	
Wärmepumpe neu	20	160	392
	21	150	351
	22	140	311
	23	130	270
	24	120	230
PV neu	25	166	527
	26	156	487
	27	146	446
	28	136	406
	29	126	365
	30	116	325
	31	106	284
	32	96	244
	33	86	203
	34	76	163
	35	66	122
	36	56	82
	37	46	41
	38	36	1
	39	27	-40
Wärmepumpe neu	40	22	-66
	41	12	-107
	42	2	-147
	43	-8	-188
	44	-18	-228
45	-28	-269	
46	-38	-309	
47	-48	-350	
48	-58	-390	
49	-68	-431	
PV neu	50	-22	-133
	51	-32	-174
	52	-42	-214
	53	-52	-254
	54	-62	-295
	55	-72	-335
	56	-82	-376
	57	-92	-416
	58	-102	-457
	59	-112	-497
Entsorgung	60	-34	-273

Tabelle 79: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW+Hzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 2 - EFH Schlosser PV + Solarthermie (Hzg&WW) + Wärmepumpe		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	359	1.177
Nutzung (60 Jahre)	0	353	1.159
	1	346	1.142
	2	340	1.124
	3	334	1.106
	4	328	1.088
	5	322	1.071
	6	316	1.053
	7	310	1.035
	8	304	1.018
	9	297	1.000
	10	291	982
	11	285	965
	12	279	947
	13	273	929
	14	267	912
	15	261	894
	16	255	876
	17	249	858
	18	242	841
	19	236	823
WP + Solar neu	20	241	837
	21	235	819
	22	229	801
	23	223	783
	24	217	766
PV neu	25	255	1.018
	26	249	1.000
	27	243	983
	28	237	965
	29	231	947
	30	225	930
	31	218	912
	32	212	894
	33	206	876
	34	200	859
	35	194	841
	36	188	823
	37	182	806
	38	176	788
	39	170	770
WP + Solar neu	40	168	784
	41	162	766
	42	156	748
	43	150	731
	44	144	713
	45	138	695
	46	132	678
	47	126	660
	48	119	642
	49	113	625
PV neu	50	152	877
	51	145	859
	52	139	841
	53	133	824
	54	127	806
	55	121	788
	56	115	771
	57	109	753
	58	103	735
	59	97	718
Entsorgung	60	174	943

Tabelle 80: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 2 - EFH Schlosser PV + Pelletskessel		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	360	1.215
Nutzung (60 Jahre)	0	348	1.175
	1	337	1.135
	2	325	1.095
	3	314	1.055
	4	302	1.015
	5	291	975
	6	280	934
	7	268	894
	8	257	854
	9	245	814
	10	234	774
	11	222	734
	12	211	694
	13	199	654
	14	188	613
	15	176	573
	16	165	533
	17	154	493
	18	142	453
	19	131	413
Kessel neu	20	120	374
	21	109	334
	22	97	294
	23	86	254
	24	74	214
PV neu	25	119	511
	26	107	471
	27	96	431
	28	84	391
	29	73	351
	30	61	311
	31	50	271
	32	38	231
	33	27	191
	34	15	150
	35	4	110
	36	-7	70
	37	-19	30
	38	-30	-10
	39	-42	-50
Kessel neu	40	-52	-89
	41	-64	-129
	42	-75	-169
	43	-87	-209
	44	-98	-249
	45	-110	-290
	46	-121	-330
	47	-132	-370
	48	-144	-410
	49	-155	-450
PV neu	50	-111	-152
	51	-123	-192
	52	-134	-232
	53	-146	-273
	54	-157	-313
	55	-168	-353
	56	-180	-393
	57	-191	-433
	58	-203	-473
	59	-214	-513
Entsorgung	60	-137	-288

Tabelle 81: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 4a – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD und mit Wärmebereitstellung als Referenznutzung der Biomasse

Systemvariante 2 - EFH Schlosser PV + Pelletskessel		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	360	1.215
Nutzung (60 Jahre)	0	351	1.190
	1	342	1.164
	2	333	1.138
	3	324	1.113
	4	315	1.087
	5	306	1.061
	6	297	1.036
	7	288	1.010
	8	279	984
	9	270	959
	10	261	933
	11	252	907
	12	243	882
	13	234	856
	14	225	830
	15	217	805
	16	208	779
	17	199	753
	18	190	727
Kessel neu	19	181	702
	20	173	678
PV neu	21	164	652
	22	155	626
	23	146	601
	24	137	575
	25	184	746
	26	175	720
	27	166	695
	28	157	669
	29	148	643
	30	139	618
Kessel neu	31	130	592
	32	121	566
	33	112	541
	34	103	515
	35	94	489
	36	85	464
	37	76	438
	38	67	412
	39	58	387
	40	50	362
PV neu	41	42	337
	42	33	311
	43	24	285
	44	15	260
	45	6	234
	46	-3	208
	47	-12	183
	48	-21	157
	49	-30	131
	50	17	302
Kessel neu	51	8	277
	52	-1	251
	53	-10	225
	54	-19	200
	55	-28	174
	56	-37	148
	57	-46	123
	58	-55	97
	59	-64	71
	Entsorgung	60	14

Tabelle 82: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 5 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Hzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 2 - EFH Schlosser PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (Hzg & WW)		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	355	1.164
Nutzung (60 Jahre)	0	348	1.143
	1	340	1.122
	2	332	1.100
	3	325	1.079
	4	317	1.058
	5	309	1.036
	6	301	1.015
	7	294	994
	8	286	972
	9	278	951
	10	271	930
	11	263	908
	12	255	887
	13	247	865
	14	240	844
	15	232	823
	16	224	801
	17	216	780
	18	209	759
	19	201	737
Solar + Kessel neu	20	201	732
	21	193	710
	22	185	689
	23	178	667
	24	170	646
PV neu	25	206	895
	26	199	873
	27	191	852
	28	183	831
	29	176	809
	30	168	788
	31	160	767
	32	152	745
	33	145	724
	34	137	703
	35	129	681
	36	122	660
	37	114	639
	38	106	617
	39	98	596
Solar + Kessel neu	40	98	590
	41	90	569
	42	83	547
	43	75	526
	44	67	505
	45	59	483
	46	52	462
	47	44	441
	48	36	419
	49	28	398
PV neu	50	69	646
	51	61	625
	52	53	604
	53	46	582
	54	38	561
	55	30	540
	56	23	518
	57	15	497
	58	7	476
	59	-1	454
Entsorgung	60	77	680

Tabelle 83: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 5a – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW + Htzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD und mit Wärmebereitstellung als Referenznutzung der Biomasse

Systemvariante 2 - EFH Schlosser PV reduziert + Pelletskessel + Solarthermie (WW + Htzg)		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/- abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergi e-bedarf [MWh]
Errichtung	-1	355	1.164
Nutzung (60 Jahre)	0	349	1.150
	1	342	1.135
	2	336	1.121
	3	329	1.106
	4	323	1.092
	5	316	1.078
	6	310	1.063
	7	303	1.049
	8	297	1.034
	9	290	1.020
	10	284	1.005
	11	277	991
	12	271	976
	13	264	962
	14	258	947
	15	251	933
	16	244	918
	17	238	904
	18	231	889
19	225	875	
Solar + Kessel neu	20	226	876
	21	219	861
	22	213	847
PV neu	23	206	832
	24	200	818
	25	237	1.073
	26	231	1.059
	27	224	1.045
	28	218	1.030
	29	211	1.016
	30	205	1.001
	31	198	987
	32	192	972
	33	185	958
	34	179	943
	35	172	929
	36	166	914
	37	159	900
	38	153	885
	39	146	871
	Solar + Kessel neu	40	147
41		140	857
42		134	843
43		127	828
44		121	814
45		114	800
46		108	785
PV neu	47	101	771
	48	95	756
	49	88	742
	50	126	997
	51	119	983
	52	113	968
	53	106	954
	54	100	939
	55	93	925
	56	87	910
	57	80	896
	58	74	881
	59	67	867
	Entsorgung	60	145

Tabelle 84: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 7 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 2 - EFH Schlosser PV + Solarthermie (Hzg&WW) + Wärmepumpe		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	359	1.195
Nutzung (60 Jahre)	0	351	1.162
	1	342	1.129
	2	334	1.095
	3	326	1.062
	4	318	1.029
	5	310	995
	6	302	962
	7	294	929
	8	286	895
	9	277	862
	10	269	829
	11	261	795
	12	253	762
	13	245	729
	14	237	695
	15	229	662
	16	221	629
	17	212	595
	18	204	562
	19	196	528
WP + Solar neu	20	194	511
	21	186	477
	22	177	444
	23	169	411
	24	161	377
PV neu	25	203	648
	26	195	615
	27	187	581
	28	179	548
	29	171	515
	30	162	481
	31	154	448
	32	146	414
	33	138	381
	34	130	348
	35	122	314
	36	114	281
	37	106	248
	38	97	214
	39	89	181
WP + Solar neu	40	87	163
	41	79	130
	42	71	97
	43	62	63
	44	54	30
	45	46	-4
	46	38	-37
	47	30	-70
	48	22	-104
	49	14	-137
PV neu	50	56	134
	51	47	100
	52	39	67
	53	31	34
	54	23	0
	55	15	-33
	56	7	-66
	57	-1	-100
	58	-9	-133
	59	-17	-166
Entsorgung	60	60	58

Tabelle 85: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 2 - EFH Schlosser PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/-abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	355	1.183
Nutzung (60 Jahre)	0	346	1.154
	1	336	1.125
	2	327	1.096
	3	318	1.067
	4	309	1.038
	5	300	1.009
	6	290	980
	7	281	951
	8	272	922
	9	263	893
	10	254	864
	11	244	835
	12	235	806
	13	226	777
	14	217	748
	15	208	720
	16	198	691
	17	189	662
	18	180	633
	19	171	604
Solar + Kessel neu	20	163	578
	21	154	549
	22	145	520
	23	136	491
	24	126	462
PV neu	25	167	737
	26	158	708
	27	149	679
	28	140	650
	29	130	621
	30	121	592
	31	112	563
	32	103	534
	33	94	505
	34	84	476
	35	75	447
	36	66	418
	37	57	389
	38	48	360
	39	38	331
Solar + Kessel neu	40	31	305
	41	22	276
	42	12	247
	43	3	218
	44	-6	189
	45	-15	161
	46	-24	132
	47	-34	103
	48	-43	74
	49	-52	45
PV neu	50	-11	320
	51	-20	291
	52	-30	262
	53	-39	233
	54	-48	204
	55	-57	175
	56	-66	146
	57	-76	117
	58	-85	88
	59	-94	59
Entsorgung	60	-16	285

Tabelle 86: Entwicklung der THG-Emissionen und des gesamten Primärenergiebedarfs für Technologieoption „T 8a – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD und mit Wärmebereitstellung als Referenznutzung der Biomasse

Systemvariante 2 - EFH Schlosser PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)		Stufe 3: PV + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/ abbruch	
Phase	Jahr	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	Primärenergie- bedarf [MWh]
Errichtung	-1	355	1.183
Nutzung (60 Jahre)	0	348	1.167
	1	341	1.150
	2	334	1.134
	3	327	1.118
	4	320	1.102
	5	313	1.086
	6	306	1.069
	7	299	1.053
	8	292	1.037
	9	285	1.021
	10	278	1.005
	11	271	989
	12	264	972
	13	257	956
	14	250	940
	15	243	924
	16	236	908
	17	229	891
	18	222	875
	19	215	859
Solar + Kessel neu	20	210	846
	21	203	829
	22	196	813
	23	189	797
	24	182	781
PV neu	25	225	1.069
	26	218	1.053
	27	211	1.036
	28	204	1.020
	29	197	1.004
	30	190	988
	31	183	972
	32	176	955
	33	169	939
	34	162	923
	35	155	907
	36	148	891
	37	141	874
	38	134	858
	39	127	842
Solar + Kessel neu	40	122	829
	41	115	813
	42	108	796
	43	101	780
	44	94	764
	45	87	748
	46	80	732
	47	73	715
	48	66	699
	49	59	683
PV neu	50	102	971
	51	95	955
	52	88	938
	53	81	922
	54	74	906
	55	67	890
	56	60	874
	57	53	858
	58	46	841
	59	39	825
Entsorgung	60	116	1.050

8.3.3 Systemvariante „S 3 – EFH Weiland“

Tabelle 87: Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 1 – PV maximal + Wärmepumpe“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 3 - EFH Weiland PV maximal + Pelletskessel		Stufe 3: Wind + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/abbruch
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]
Errichtung	-1	214
Nutzung (60 Jahre)	0	212
	1	210
	2	208
	3	206
	4	204
	5	202
	6	200
	7	198
	8	196
	9	194
	10	192
	11	190
	12	188
	13	187
	14	185
	15	183
	16	181
	17	179
	WP neu	18
19		175
20		178
21		176
22		174
23		172
24		170
PV neu	25	184
	26	182
	27	180
	28	178
	29	176
	30	174
	31	172
	32	170
	33	168
	34	166
WP neu	35	164
	36	162
	37	160
	38	158
	39	156
	40	159
	41	158
	42	156
	43	154
	44	152
PV neu	45	150
	46	148
	47	146
	48	144
	49	142
	50	156
	51	154
	52	152
	53	150
	54	148
Entsorgung	55	146
	56	144
	57	142
	58	140
	59	138
	60	185

Tabelle 88: Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 2 – PV reduziert + Wärmepumpe + Solarthermie (WW+Hzg)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 3 - EFH Weiland PV reduziert + Solarthermie (WW & Hzg)		Stufe 3: Wind + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/ abbruch
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]
Errichtung	-1	210
Nutzung (60 Jahre)	0	211
	1	212
	2	212
	3	213
	4	214
	5	215
	6	215
	7	216
	8	217
	9	217
	10	218
	11	219
	12	219
	13	220
	14	221
	15	222
	16	222
	17	223
	18	224
	19	224
WP + Solar neu	20	235
	21	236
	22	236
	23	237
	24	238
PV neu	25	246
	26	246
	27	247
	28	248
	29	248
	30	249
	31	250
	32	251
	33	251
	34	252
	35	253
	36	253
	37	254
	38	255
	39	256
WP + Solar neu	40	266
	41	267
	42	267
	43	268
	44	269
	45	270
	46	270
	47	271
	48	272
	49	272
PV neu	50	280
	51	281
	52	282
	53	282
	54	283
	55	284
	56	285
	57	285
	58	286
	59	287
Entsorgung	60	337

Tabelle 89: Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 3 – Kleinwindkraft + Wärmepumpe“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 3 - EFH Weiland Kleinwindkraft + Pelletskessel		Stufe 3: Kleinwindkraft + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/ abbruch	
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	
Errichtung	-1	215	
Nutzung (60 Jahre)	0	216	
	1	217	
	2	218	
	3	219	
	4	220	
	5	221	
	6	222	
	7	223	
	8	224	
	9	225	
	10	226	
	11	227	
	12	229	
	13	230	
	14	231	
	15	232	
	16	233	
	17	234	
Wind+Pellets neu	18	235	
	19	236	
	20	258	
	21	260	
	22	261	
	23	262	
	24	263	
	25	264	
	26	265	
	27	266	
	28	267	
	29	268	
30	269		
31	270		
32	271		
33	272		
34	273		
35	274		
36	275		
37	277		
38	278		
39	279		
Wind+Pellets neu	40	301	
	41	302	
	42	303	
	43	304	
	44	305	
	45	306	
	46	308	
	47	309	
	48	310	
	49	311	
	50	312	
	51	313	
52	314		
53	315		
54	316		
55	317		
56	318		
57	319		
58	320		
59	321		
Entsorgung	60	372	

Tabelle 90: Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 3a – Kleinwindkraft (30 kW) + Wärmepumpe“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 3 - EFH Weiland Kleinwindkraft + Wärmepumpe		Stufe 1: Kleinwindkraft	Stufe 2: Kleinwindkraft + Gebäudenutzung	Stufe 3: Kleinwindkraft + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/-abbruch
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]
Errichtung	-1	20	25	219
Nutzung (60 Jahre)	0	14	24	217
	1	8	23	216
	2	1	22	215
	3	-5	20	213
	4	-12	19	212
	5	-18	18	211
	6	-25	16	210
	7	-31	15	208
	8	-38	14	207
	9	-44	13	206
	10	-50	11	205
	11	-57	10	203
	12	-63	9	202
	13	-70	7	201
	14	-76	6	199
	15	-83	5	198
	16	-89	4	197
	17	-96	2	196
	18	-102	1	194
	19	-108	0	193
Wind+WP neu	20	-94	24	217
	21	-101	23	216
	22	-107	21	215
	23	-114	20	213
	24	-120	19	212
	25	-127	17	211
	26	-133	16	209
	27	-140	15	208
	28	-146	14	207
	29	-152	12	206
	30	-159	11	204
	31	-165	10	203
	32	-172	9	202
	33	-178	7	201
	34	-185	6	199
	35	-191	5	198
	36	-197	3	197
	37	-204	2	195
	38	-210	1	194
	39	-217	0	193
Wind+WP neu	40	-203	24	217
	41	-209	22	216
	42	-216	21	214
	43	-222	20	213
	44	-229	19	212
	45	-235	17	211
	46	-241	16	209
	47	-248	15	208
	48	-254	13	207
	49	-261	12	205
	50	-267	11	204
	51	-274	10	203
	52	-280	8	202
	53	-287	7	200
	54	-293	6	199
	55	-299	5	198
	56	-306	3	197
	57	-312	2	195
	58	-319	1	194
	59	-325	-1	193
Entsorgung	60	-325	0	270

Tabelle 91: Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 3 - EFH Weiland PV maximal + Pelletskessel		Stufe 3: Wind + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/ abbruch
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]
Errichtung	-1	210
Nutzung (60 Jahre)	0	207
	1	204
	2	201
	3	198
	4	195
	5	192
	6	189
	7	186
	8	183
	9	180
	10	177
	11	174
	12	171
	13	168
	14	165
	15	162
	16	159
	17	156
	18	153
	19	150
Pelletskessel neu	20	148
	21	145
	22	142
	23	139
	24	136
PV neu	25	149
	26	146
	27	143
	28	140
	29	137
	30	134
	31	131
	32	128
	33	125
	34	122
	35	119
	36	116
	37	113
	38	110
	39	107
Pelletskessel neu	40	105
	41	102
	42	99
	43	96
	44	93
	45	90
	46	87
	47	84
	48	81
	49	78
PV neu	50	91
	51	88
	52	85
	53	82
	54	79
	55	76
	56	73
	57	70
	58	67
	59	64
Entsorgung	60	110

Tabelle 92: Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 6 – Kleinwindkraft + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 3 - EFH Weiland Kleinwindkraft + Pelletskessel		Stufe 3: Kleinwindkraft + Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/ abbruch
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]
Errichtung	-1	215
Nutzung (60 Jahre)	0	216
	1	217
	2	218
	3	219
	4	220
	5	221
	6	222
	7	223
	8	224
	9	225
	10	226
	11	227
	12	229
	13	230
	14	231
	15	232
	16	233
17	234	
	18	235
	19	236
Wind+Pellets neu	20	258
	21	260
	22	261
	23	262
	24	263
	25	264
	26	265
	27	266
	28	267
	29	268
	30	269
	31	270
	32	271
	33	272
	34	273
	35	274
	36	275
	37	277
	38	278
	39	279
Wind+Pellets neu	40	301
	41	302
	42	303
	43	304
	44	305
	45	306
	46	308
	47	309
	48	310
	49	311
	50	312
	51	313
	52	314
	53	315
	54	316
	55	317
	56	318
	57	319
	58	320
	59	321
Entsorgung	60	372

8.3.4 Systemvariante „S 4 – GWB Mühlweg“

Tabelle 93: Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 4 - GWB Mühlweg PV maximal + Pelletskessel		Stufe 1: Strom (ohne Eigenbedarf)	Stufe 2: Strom+Wärme- Eigenbedarf	Stufe 3: Strom+Wärme- Eigenbedarf+Gebäude
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	THG- Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]
Errichtung	-1	116	117	777
Nutzung (60 Jahre)	0	99	117	777
	1	83	117	777
	2	67	118	778
	3	51	118	778
	4	34	119	778
	5	18	119	779
	6	2	119	779
	7	-15	120	780
	8	-31	120	780
	9	-47	120	780
	10	-63	121	781
	11	-80	121	781
	12	-96	121	781
	13	-112	122	782
	14	-128	122	782
	15	-145	123	782
	16	-161	123	783
	17	-177	123	783
	18	-194	124	784
19	-210	124	784	
Pellets neu	20	-226	125	785
	21	-242	126	786
	22	-259	126	786
	23	-275	127	786
	24	-291	127	787
PV neu	25	-192	226	903
	26	-208	227	903
	27	-224	227	904
	28	-241	227	904
	29	-257	228	904
	30	-273	228	905
	31	-290	228	905
	32	-306	229	905
	33	-322	229	906
	34	-338	230	906
Pellets neu	35	-355	230	906
	36	-371	230	907
	37	-387	231	907
	38	-403	231	908
	39	-420	231	908
	40	-436	233	923
	41	-452	233	924
	42	-468	234	924
	43	-485	234	925
	44	-501	234	925
PV neu	45	-517	235	925
	46	-534	235	926
	47	-550	235	926
	48	-566	236	926
	49	-582	236	927
	50	-483	335	927
	51	-499	336	927
	52	-516	336	928
	53	-532	337	928
	54	-548	337	929
Entsorgung	55	-564	337	929
	56	-581	338	929
	57	-597	338	930
	58	-613	338	930
	59	-630	339	930
	60	-629	340	1.100

8.3.5 Systemvariante „S 5 – VAG Leitl“

Tabelle 94: Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 5 - VG Leitl PV maximal + Pelletskessel		Stufe 3: Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/ abbruch	
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	
Errichtung	-1	377	
Nutzung (60 Jahre)	0	375	
	1	373	
	2	371	
	3	369	
	4	367	
	5	365	
	6	364	
	7	362	
	8	360	
	9	358	
	10	356	
	11	354	
	12	352	
	13	350	
	14	348	
	15	346	
	16	344	
	17	343	
	18	341	
19	339		
Pellets neu	20	338	
	21	336	
	22	334	
	23	332	
	24	330	
PV neu	25	364	
	26	362	
	27	360	
	28	358	
	29	356	
	30	354	
	31	352	
	32	350	
	33	348	
	34	347	
	35	345	
	36	343	
	37	341	
	38	339	
	39	337	
	Pellets neu	40	336
41		334	
42		332	
43		330	
44		329	
45		327	
46		325	
47	323		
48	321		
49	319		
PV neu	50	352	
	51	350	
	52	349	
	53	347	
	54	345	
	55	343	
	56	341	
	57	339	
	58	337	
	59	335	
Entsorgung	60	420	

Tabelle 95: Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 5 - VG Leitl PV reduziert + Pelletskessel + Solarthermie (WW)		Stufe 3: Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/ abbruch		
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]		
Errichtung	-1	372		
Nutzung (60 Jahre)	0	372		
	1	371		
	2	371		
	3	371		
	4	371		
	5	371		
	6	370		
	7	370		
	8	370		
	9	370		
	10	370		
	11	370		
	12	369		
	13	369		
	14	369		
	15	369		
	16	369		
	17	369		
	18	368		
19	368			
Pellets + Solar neu	20	371		
	21	371		
	22	370		
	23	370		
	24	370		
	PV neu	25	398	
		26	398	
		27	398	
		28	398	
		29	398	
		30	397	
31		397		
32		397		
33		397		
34		397		
35	396			
36	396			
37	396			
38	396			
39	396			
Pellets + Solar neu	40	398		
	41	398		
	42	398		
	43	398		
	44	398		
	45	397		
	46	397		
	47	397		
	48	397		
	49	397		
PV neu	50	425		
	51	425		
	52	425		
	53	424		
	54	424		
	55	424		
	56	424		
	57	424		
	58	424		
	59	423		
Entsorgung	60	510		

8.3.6 Systemvariante „S 6 – Siedlung Teufenbach“

Tabelle 96: Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 4 – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 6 - Siedlung Teufenbach PV maximal + Pelletskessel		Stufe 3: Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/ abbruch
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]
Errichtung	-1	1.331
Nutzung (60 Jahre)	0	1.317
	1	1.303
	2	1.289
	3	1.275
	4	1.262
	5	1.248
	6	1.234
	7	1.220
	8	1.206
	9	1.192
	10	1.178
	11	1.164
	12	1.150
	13	1.136
	14	1.122
	15	1.108
	16	1.095
	17	1.081
	18	1.067
19	1.053	
Pellets neu	20	1.040
	21	1.026
	22	1.012
	23	998
	24	984
PV neu	25	1.119
	26	1.105
	27	1.091
	28	1.077
	29	1.063
	30	1.050
	31	1.036
	32	1.022
	33	1.008
	34	994
Pellets neu	35	980
	36	966
	37	952
	38	938
	39	924
	40	911
	41	898
	42	884
	43	870
	44	856
	45	842
	46	828
	47	814
	48	800
	49	786
PV neu	50	921
	51	907
	52	893
	53	879
	54	865
	55	851
	56	838
	57	824
	58	810
59	796	
Entsorgung	60	1.247

Tabelle 97: Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 4a – PV maximal + Pelletkessel“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD mit Wärmebereitstellung als Referenznutzung der Biomasse

Systemvariante 6 - Siedlung Teufenbach PV maximal + Pelletskessel		Stufe 3: Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/ abbruch	
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	
Errichtung	-1	1.331	
Nutzung (60 Jahre)	0	1.351	
	1	1.371	
	2	1.391	
	3	1.411	
	4	1.431	
	5	1.450	
	6	1.470	
	7	1.490	
	8	1.510	
	9	1.530	
	10	1.550	
	11	1.570	
	12	1.590	
	13	1.610	
	14	1.629	
	15	1.649	
	16	1.669	
	17	1.689	
	18	1.709	
19	1.729		
Pellets neu	20	1.750	
	21	1.770	
	22	1.790	
PV neu	23	1.809	
	24	1.829	
	25	1.998	
	26	2.018	
	27	2.038	
	28	2.058	
	29	2.078	
	30	2.097	
	31	2.117	
	32	2.137	
Pellets neu	33	2.157	
	34	2.177	
	35	2.197	
	36	2.217	
	37	2.237	
	38	2.256	
	39	2.276	
	40	2.297	
	41	2.317	
	42	2.337	
PV neu	43	2.357	
	44	2.377	
	45	2.397	
	46	2.417	
	47	2.436	
	48	2.456	
	49	2.476	
	50	2.645	
	51	2.665	
	52	2.685	
Entsorgung	53	2.705	
	54	2.724	
	55	2.744	
	56	2.764	
	57	2.784	
	58	2.804	
	59	2.824	
60	3.275		

Tabelle 98: Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 8 – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD

Systemvariante 5 - VG Leitl PV reduziert + Pelletskessel + Solarthermie (WW)		Stufe 3: Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/ abbruch	
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	
Errichtung	-1	1.322	
Nutzung (60 Jahre)	0	1.313	
	1	1.304	
	2	1.295	
	3	1.286	
	4	1.277	
	5	1.268	
	6	1.259	
	7	1.250	
	8	1.241	
	9	1.232	
	10	1.223	
	11	1.214	
	12	1.205	
	13	1.196	
	14	1.187	
	15	1.178	
	16	1.169	
	17	1.160	
	18	1.151	
19	1.142		
Pellets + Solar neu	20	1.139	
	21	1.130	
	22	1.121	
	23	1.112	
PV neu	24	1.103	
	25	1.229	
	26	1.220	
	27	1.211	
	28	1.202	
	29	1.193	
	30	1.184	
	31	1.175	
	32	1.166	
	33	1.157	
	34	1.148	
	35	1.139	
	36	1.130	
	37	1.121	
	38	1.112	
	39	1.103	
	Pellets + Solar neu	40	1.100
41		1.091	
42		1.082	
43		1.073	
44		1.064	
45		1.055	
46		1.046	
47		1.037	
48		1.028	
49		1.019	
PV neu	50	1.144	
	51	1.135	
	52	1.126	
	53	1.117	
	54	1.108	
	55	1.099	
	56	1.090	
	57	1.081	
	58	1.072	
	59	1.063	
Entsorgung	60	1.365	

Tabelle 99: Entwicklung der THG-Emissionen für Technologieoption „T 8a – PV reduziert + Pelletkessel + Solarthermie (WW)“ bei Bezug und Ersatz von Strom aus ErdgasGuD mit Wärmebereitstellung als Referenznutzung der Biomasse

Systemvariante 5 - VG Leitl PV reduziert + Pelletskessel + Solarthermie (WW)		Stufe 3: Gebäudenutzung + Gebäudeerrichtung/ abbruch	
Phase	Jahr	THG-Emissionen [t CO ₂ -Äq.]	
Errichtung	-1	1.322	
Nutzung (60 Jahre)	0	1.342	
	1	1.362	
	2	1.382	
	3	1.402	
	4	1.422	
	5	1.442	
	6	1.462	
	7	1.482	
	8	1.502	
	9	1.522	
	10	1.542	
	11	1.562	
	12	1.582	
	13	1.602	
	14	1.622	
	15	1.642	
	16	1.662	
	17	1.682	
	18	1.702	
Pellets + Solar neu	19	1.722	
	20	1.748	
	21	1.768	
	22	1.788	
PV neu	23	1.808	
	24	1.828	
	25	1.982	
	26	2.002	
	27	2.022	
	28	2.042	
	29	2.062	
	30	2.082	
	31	2.102	
	32	2.122	
	33	2.142	
Pellets + Solar neu	34	2.162	
	35	2.182	
	36	2.202	
	37	2.222	
	38	2.242	
	39	2.262	
	40	2.288	
	41	2.308	
	42	2.328	
	43	2.348	
PV neu	44	2.368	
	45	2.388	
	46	2.408	
	47	2.428	
	48	2.448	
	49	2.468	
	50	2.623	
	51	2.643	
	52	2.663	
	53	2.683	
	54	2.703	
	55	2.723	
	56	2.743	
	57	2.763	
	58	2.783	
	59	2.803	
	Entsorgung	60	3.105

8.4 Anhang: Ökonomische Aspekte der Strombereitstellung

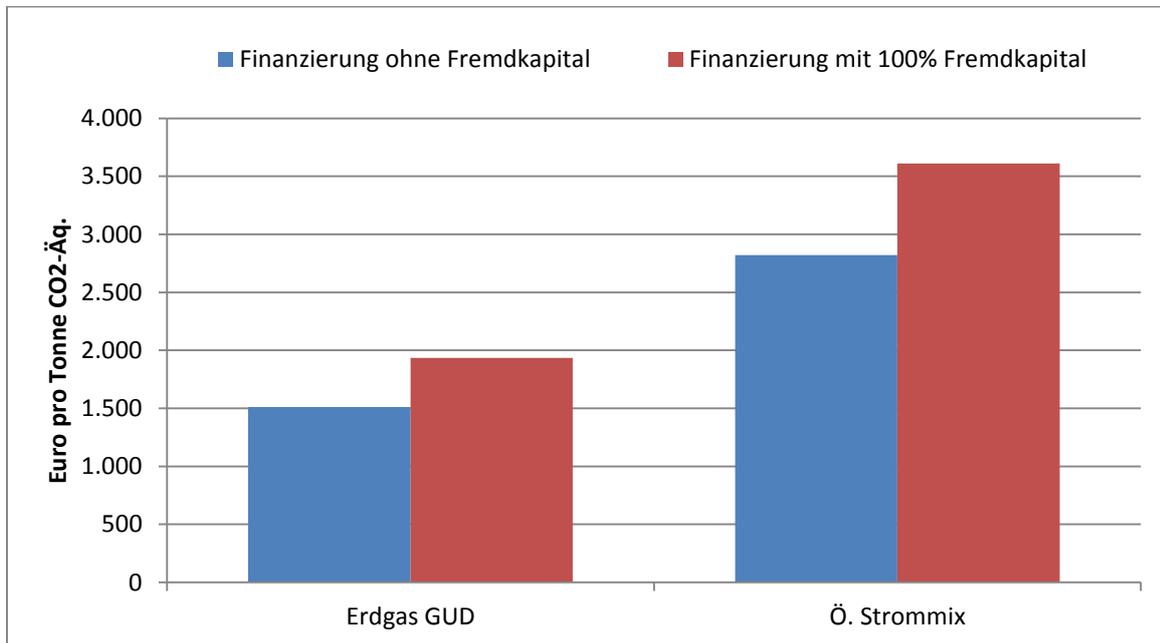


Abbildung 105: Kosten zur THG-Emissionsvermeidung des Kleinwindkraftwerks am Standort S 3 "EFH-Weiland"

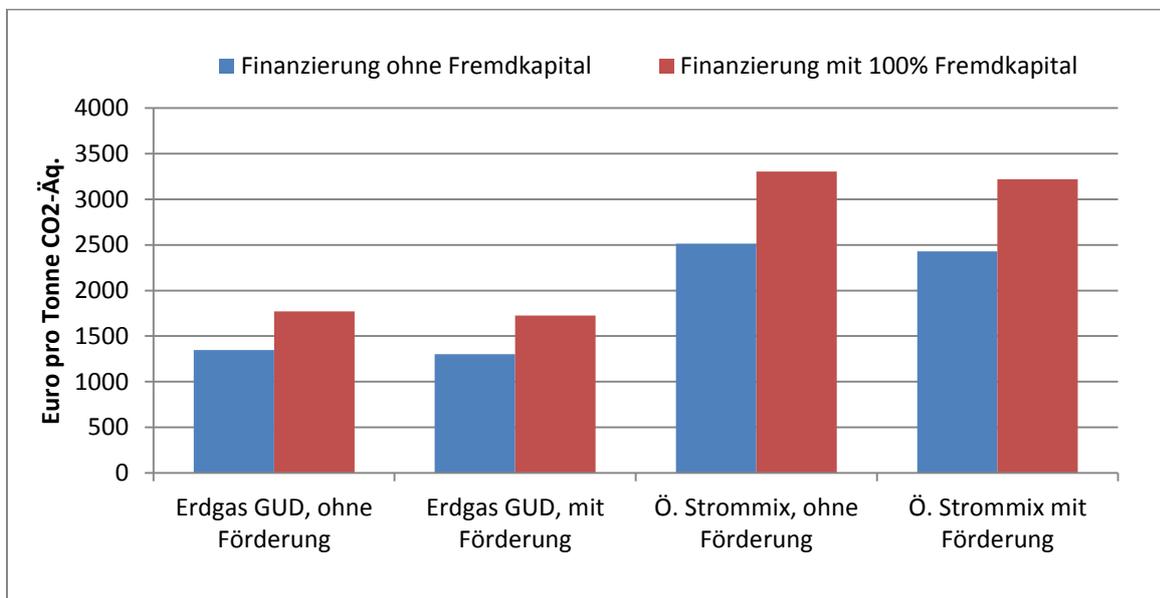


Abbildung 106: Nettokosten zur THG-Emissionsvermeidung des Kleinwindkraftwerks am Standort S 3 "EFH-Weiland"

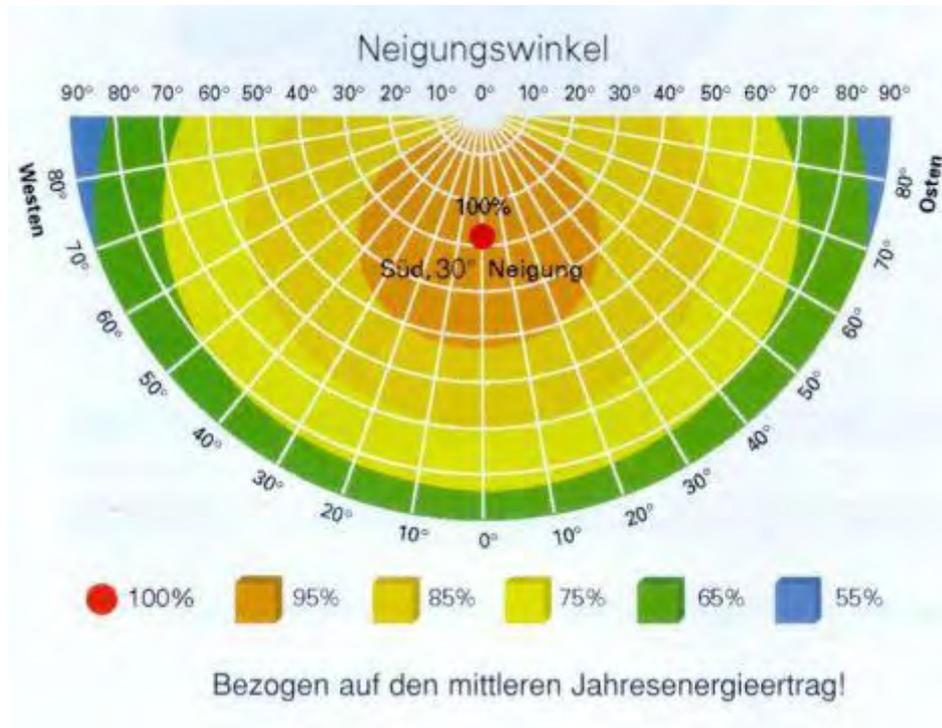


Abbildung 107: Abhängigkeit des Ertrags vom Ausrichtungswinkel der PV-Module (PV-Austria 2012)

8.5 Anhang: Ökonomische Aspekte der Wärmebereitstellung

Tabelle 100: Dimensionierung von Solarthermie an Wohngebäuden (Weiss 2011)

	Solarer Jahres-Deckungsgrad [%]		Spezifische Kollektorgroße [m ² / Person]	Spezifisches Speichervolumen [Liter / m ² Kollektorfläche]
	HW und WW	Nur WW		
Wirtschaftliches Optimum	15-20	50-60	0,9-1,4	50-70
100%ige Nutzung im Sommer	25-30	70-75	1,8-2,2	60-80

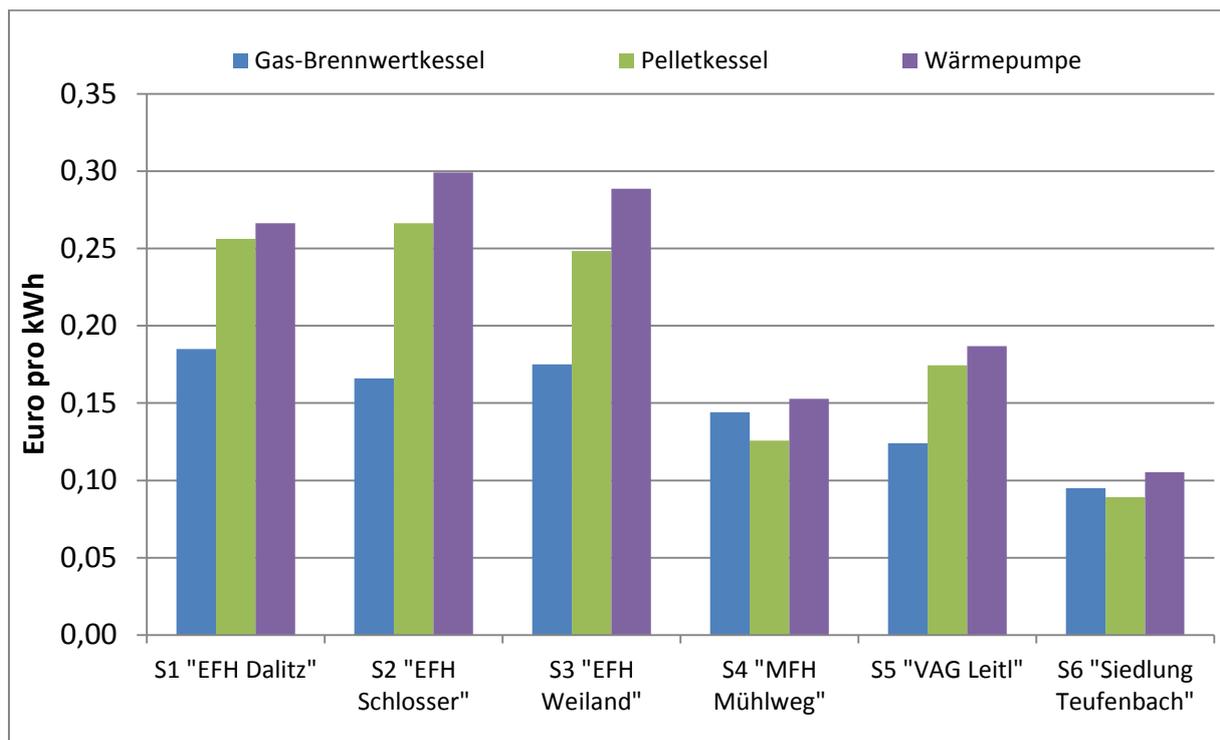


Abbildung 108: Wärmegestehungskosten mit Förderung und Investition mit 100 % Fremdkapital für jeweils monovalente Wärmebereitstellung

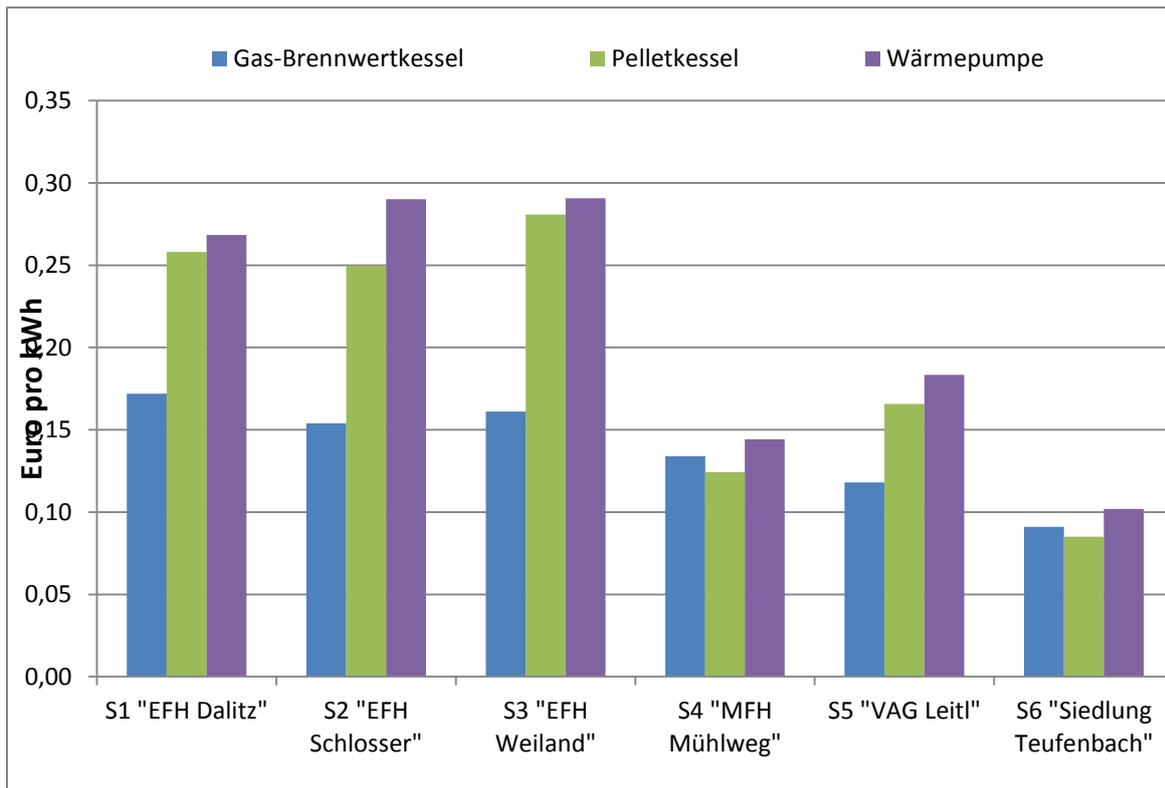


Abbildung 109: Wärmegestehungskosten ohne Förderung und Finanzierung ohne Fremdkapital für jeweils monovalente Wärmebereitstellung

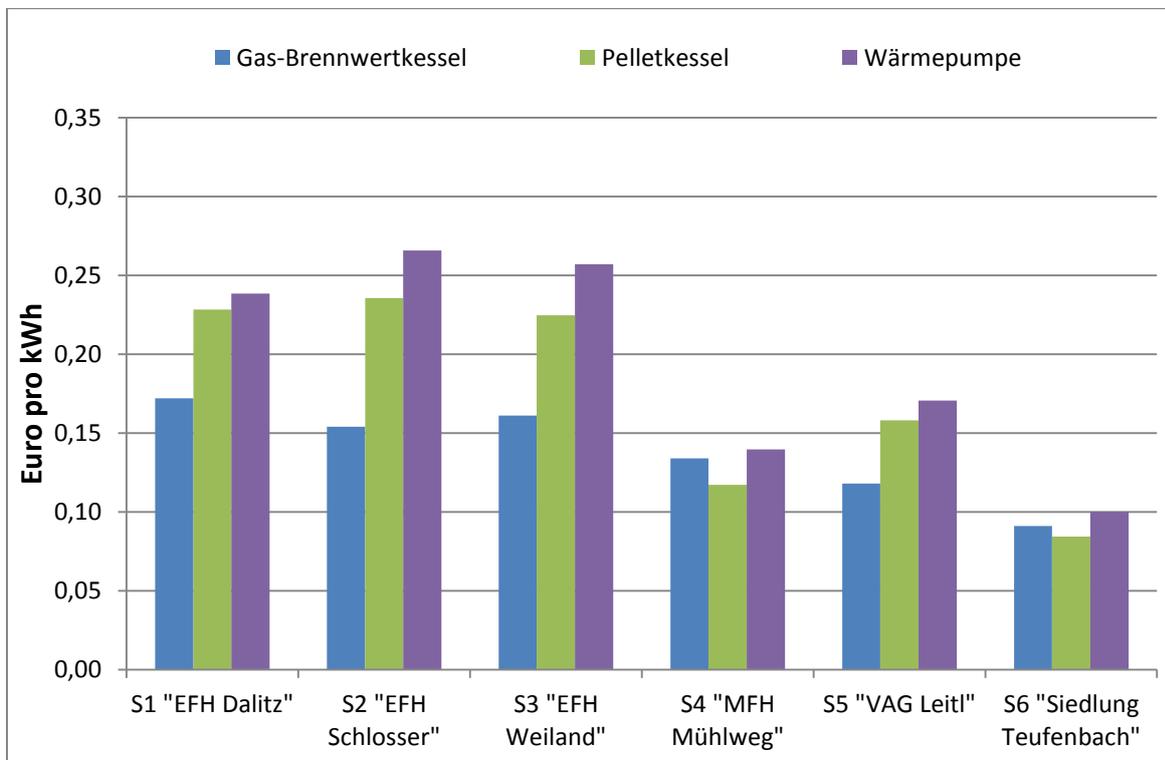


Abbildung 110: Wärmegestehungskosten mit Förderung und Finanzierung ohne Fremdkapital für jeweils monovalente Wärmebereitstellung

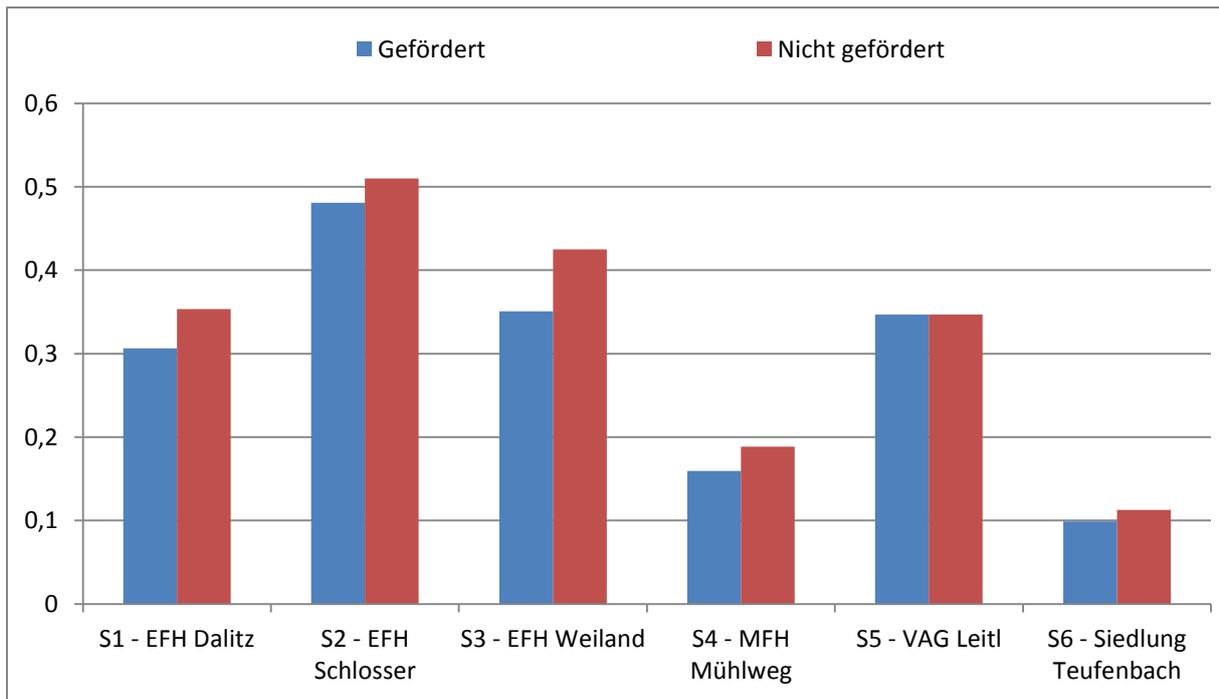


Abbildung 111: Wärmegestehungskosten von Solarthermie (WW+Hz)

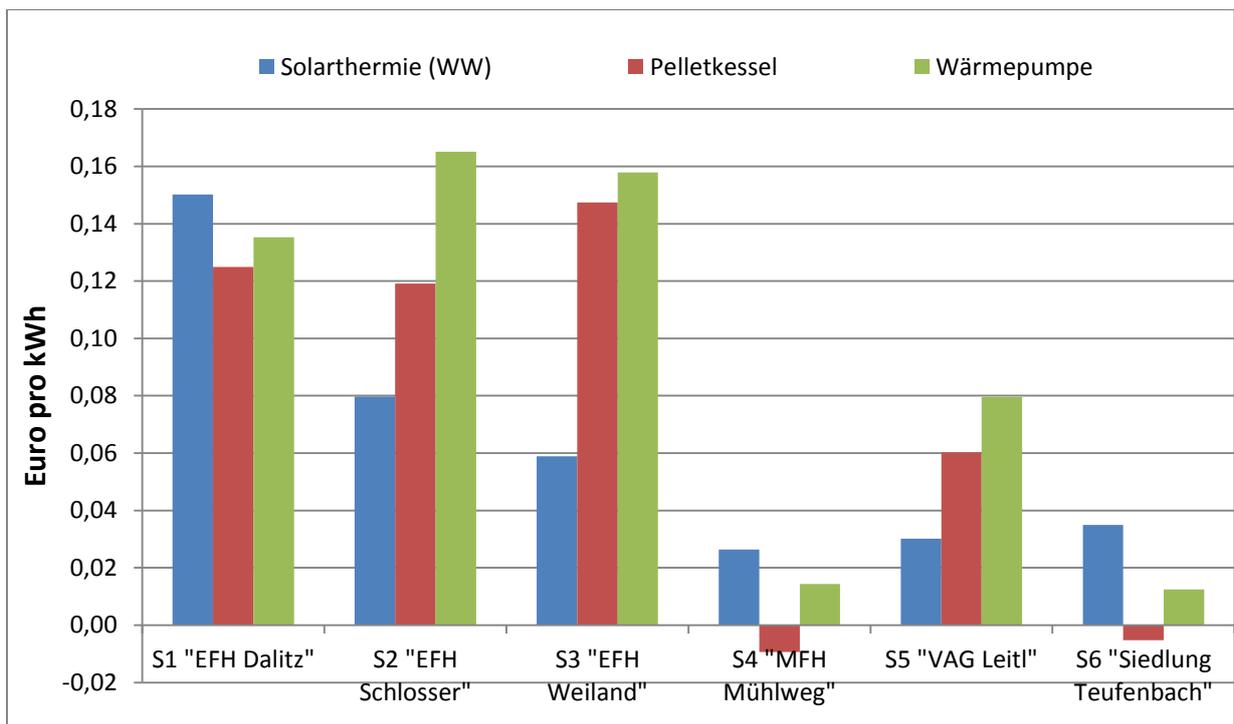


Abbildung 112: Nettokosten zur Wärmegestehung ohne Förderung, Finanzierung mit 100 % Fremdkapital

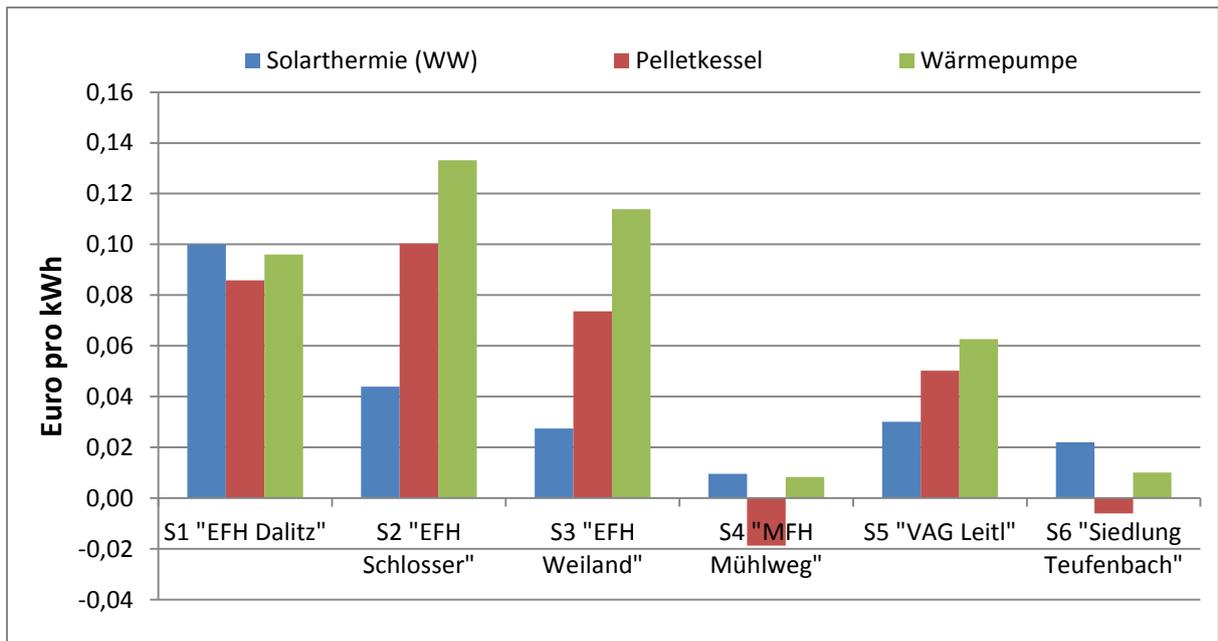


Abbildung 113: Nettokosten zur Wärmegegung mit Förderung, Finanzierung mit 100 % Fremdkapital

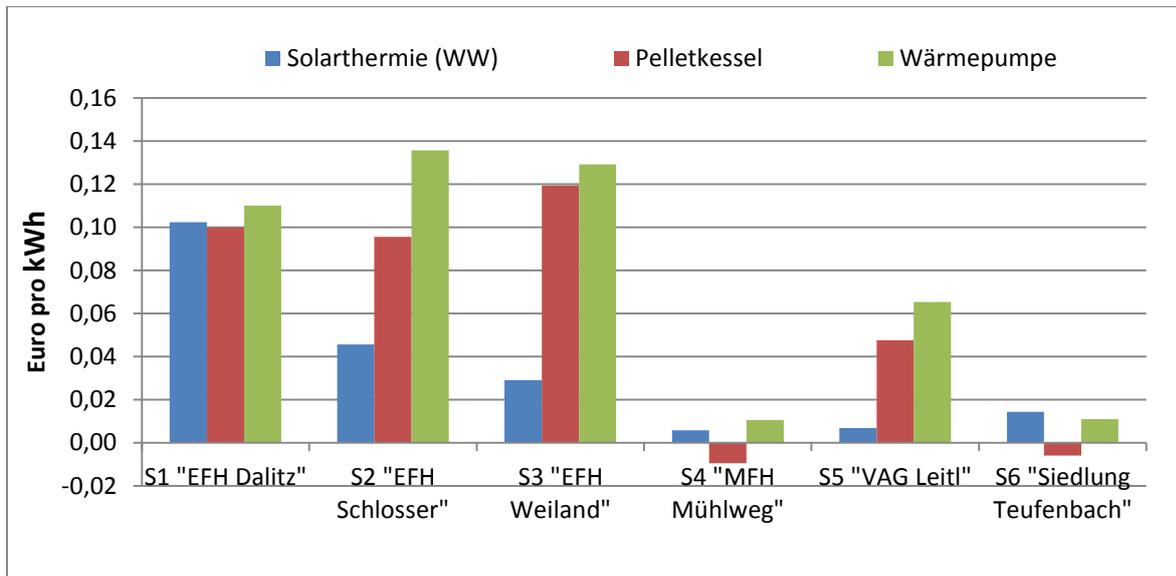


Abbildung 114: Nettokosten zur Wärmegegung ohne Förderung, Finanzierung ohne Fremdkapital

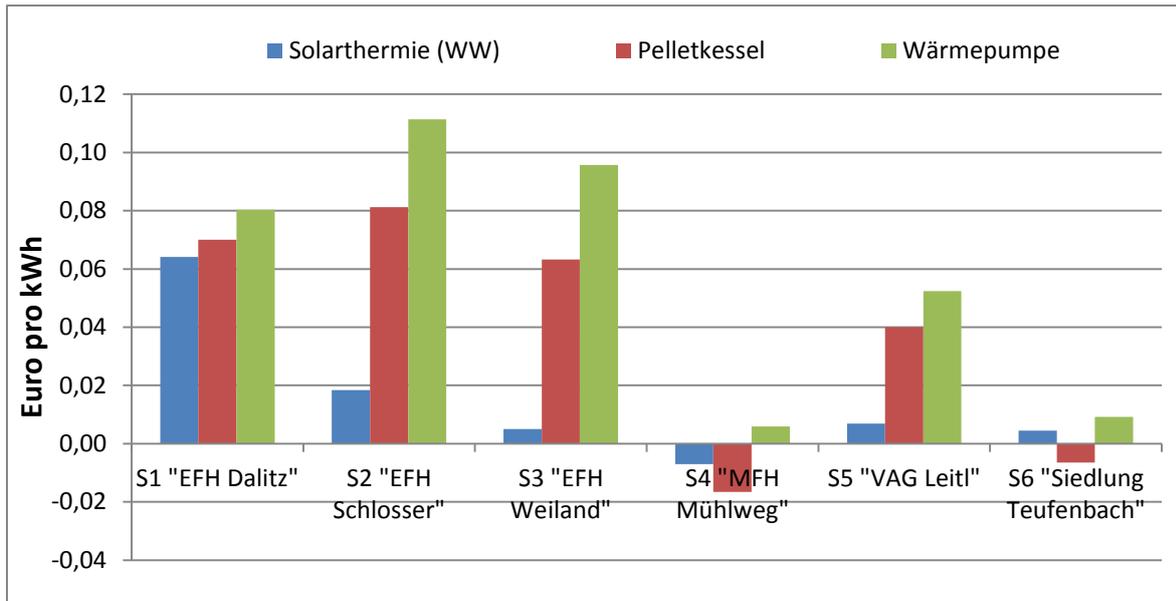


Abbildung 115: Nettokosten zur Wärmeabgabe mit Förderung, Finanzierung mit 100 % Fremdkapital