

# Projektarbeit

## Generierung von Wasserstoff durch Photovoltaik zum Ausgleich von Energiedefiziten

Erzeugung von Wasserstoff durch Stromüberschüsse aus der haushaltseigenen Photovoltaikanlage um die bisher bestehenden Energiedefizite auszugleichen. Dadurch soll ein autarkes Energieversorgungssystem für Einfamilienhäuser entstehen

Akronym: Wasserstoffautark




Abbildung 1: Energieflussdiagramm zur Systemkombination Wasserstoff - Photovoltaik

Name: Michael Göckeler  
Straße: Bahnhofstraße 79  
Ort: 90402 Nürnberg  
Telefon: 0911-94009747  
E-Mail: goeckelermi64340@th-nuernberg.de  
Betreuer: Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp  
Fakultät: MB/VS  
Fach: Projekt Energietechnik

---

(Unterschrift Projektbearbeiter)

---

## **Abstract**

Basierend auf dem Stand der Technik von Photovoltaikanlagen, Elektrolyseuren und Brennstoffzellen-Heizsystemen wird in dieser Forschungsarbeit untersucht, ob ein energieautarkes Versorgungssystem durch eine Systemkombination möglich ist.

Die Auslegung der Systemkomponenten bezieht sich auf eine standortspezifische Energiebedarfsanalyse in Relation zu einer Versorgungsanalyse. Die Untersuchungen fokussieren sich dabei auf Einfamilienhäuser mit vier Personen in der Europäischen Metropolregion Nürnberg.

Anhand der resultierenden Dimension der Systemkomponenten und deren Wirtschaftlichkeit wird schließlich die Umsetzbarkeit der Systemkombination beurteilt.

Abschließend wird die potentielle CO<sub>2</sub>-Einsparung der Anlage ermittelt und mit den Klimaschutzziele für die Jahre 2030 und 2050 gewichtet.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Einleitung</b> .....	<b>7</b>
<b>2. Technische Komponenten</b> .....	<b>8</b>
2.1 Photovoltaische Kollektoren .....	8
2.1.1 Physik der Solarzelle .....	8
2.1.2 Wirkungsgrad und seine physikalischen Grenzen .....	10
2.1.3 Photovoltaikanlagen .....	11
2.1.4 Wirtschaftlichkeit .....	13
2.2 Elektrolyseure .....	15
2.2.1 Elektrolyse-Verfahren .....	15
2.2.2 Speicherung des Wasserstoffs .....	17
2.3 Brennstoffzellen .....	18
2.3.1 Prinzip und Kenngrößen der Brennstoffzelle .....	18
2.3.2 Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung .....	19
<b>3. Energiebedarfsanalyse für Einfamilienhäuser in der EMN Nürnberg</b> .....	<b>20</b>
3.1 Elektrische Energie .....	20
3.2 Wärmeenergie .....	21
<b>4. Versorgungsanalyse</b> .....	<b>23</b>
<b>5. Dimensionierung einer Gesamtanlage</b> .....	<b>25</b>
5.1 Erforderliche Fläche von Solarmodulen .....	25
5.2 Erforderliche Leistung der Systemkomponenten .....	26
5.3 Wirtschaftlichkeit .....	27
<b>6. CO<sub>2</sub>-Einsparung</b> .....	<b>29</b>
<b>7. Zusammenfassung</b> .....	<b>30</b>
<b>8. Ausblick</b> .....	<b>31</b>
<b>9. Literaturverzeichnis</b> .....	<b>32</b>
<b>10. Anlagen</b> .....	<b>34</b>
10.1 Polysun – Professioneller Report .....	34

---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Energieflussdiagramm zur Systemkombination Wasserstoff – Photovoltaik .....	I
Abbildung 2: Schematischer Aufbau einer Solarzelle mit p-, n-Dotierung .....	9
Abbildung 3: Funktionsprinzip einer alkalischen Elektrolysezelle .....	16
Abbildung 4: Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle, die Wasserstoff als Brennstoff nutzt ...	18
Abbildung 5: Strombedarfs eines 4-Personen Haushalts .....	21
Abbildung 6: Gasbedarf eines EFH zur Bereitstellung von Heiz- und Brauchwasser .....	22
Abbildung 7: Anlagenleistung pro m <sup>2</sup> einer Solaranlage in Nürnberg im Jahr 2017 .....	23
Abbildung 8: Erforderliche Solarfläche für eine autarke Energieversorgung .....	25

## Abkürzungsverzeichnis

$A_{\text{kombi}}$	Fläche Solaranlage bei Systemkombination
$A_{\text{SEA}}$	Fläche Solaranlage
BZHG	Brennstoffzellen-Heizgerät
$b_f$	Barwertfaktor
$C_w$	Kapitalwert einer Anlage
EBE	Erdgasbezugsersparnis
EEG	Erneuerbare Energie Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
$E_{\text{ges}}$	Gesamt-Energiebedarf eines Haushalts
EMN	Europäische Metropolregion Nürnberg
$E_{\text{SEA}}$	Jahresertrag Solaranlage
ESV	Einspeisevergütung
$E_{\text{Überschuss}}$	Energieüberschüsse
$EV_q$	Eigenverbrauchsquote
$E_{\text{Wasserstoff}}$	Heizwert Wasserstoff
$g$	Jährlicher Zahlungsstrom einer Anlage
GBE	Gesamtbezugsersparnis
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
$K_{\text{INV}}$	Investitionskosten einer Anlage
$m_{\text{ges}}$	Gesamtmasse CO <sub>2</sub>
$\eta_{\text{Elys}}$	Wirkungsgrad Elektrolyseur
$\eta_{\text{Verdichter}}$	Wirkungsgrad Verdichter
$\eta_{\text{WR}}$	Wirkungsgrad Wechselrichter
$P_{\text{Bedarf}}$	Leistungsbedarf Haushalt
$P_{\text{BZ}}$	Leistung Brennstoffzelle
$P_{\text{Def}}$	Defizitleistung
$P_{\text{el}}$	Elektrischer Leistungsbedarf eines Haushalts
$P_{\text{Gas}}$	Gasleistungsbedarf eines Haushalts

---

$P_{ges}$	Gesamter Leistungsbedarf eines Haushalts
$P_{el,SEA}$	Solaranlagenleistung
$P_{Elys}$	Leistung Elektrolyseur
$P_{max}$	Maximale Leistung Solaranlage
$P_{SEA,Def}$	Solaranlagenleistung bei maximaler Defizitleistung
$P_{SEA,Peak}$	Peak-Leistung einer Solaranlage
$P_{WR}$	Leistung Wechselrichter
SBE	Strombezugsersparnis
SJE	Spezifischer Jahresertrag einer Anlage
STC	Standard Testbedingungen für Photovoltaikmodule
$V_T$	Tankvolumen
$x_H$	Momentanverbrauch von Strom eines Haushalts
$x_s$	Momentanverbrauch von Strom nach dem Standardlastprofil
$y_H$	Jahresverbrauch von Strom eines Haushalts
$y_{H,Gas}$	Jahresverbrauch von Erdgas
$y_s$	Normierter Wert des Standardlastprofils
$Z_A$	Anschaffungskosten
$z_{eff}$	Effektiver Zinssatz
$z_{spez}$	spezifische Kosten

## 1. Einleitung

Im Zuge der Energiewende und der damit verbundenen Klimaschutzziele ist es notwendig, Systeme, die mit fossilen Energieträgern gespeist werden, durch regenerative Versorgungssysteme zu ersetzen.

Mit dieser Forschungsarbeit soll ein Beitrag dazu geleistet werden, indem untersucht wird, ob Einfamilienhäuser in der Europäischen Metropolregion Nürnberg (EMN) autark und emissionsfrei mit einer Kombination aus einer Photovoltaikanlage und einem Brennstoffzellen-Heizsystem mit Energie versorgt werden können.

Grundlegend hierfür sind die technischen Komponenten der Systemkombination, welche im ersten Schritt dargestellt werden. Dabei werden deren physikalische Prinzipien beschrieben und die Kenngrößen der Bauteile genannt. Um im späteren Verlauf die Wirtschaftlichkeit der Systemkombination kalkulieren zu können, werden die Komponenten, auf die am freien Markt verfügbaren Bauteile, rationalisiert.

Im nächsten Schritt wird eine Energiebedarfsanalyse für ein Vierpersonenhaushalt in der EMN durchgeführt. Dabei wird über das Standardlastprofil der Region der elektrische Energiebedarf des Haushalts bestimmt. Der Energiebedarf zur Bereitstellung von Wärme wird, basierend auf einem Gasheizungssystem, über eine Simulation mit der Software *Polysun* ermittelt.

Im Anschluss wird der Energieertrag einer Photovoltaikanlage in der EMN bestimmt. Für die Versorgungsanalyse werden Reanalysedaten aus der *MERRA-2* Datenbank der *National Aeronautics and Space Administration (NASA)* herangezogen und mit einem lizenzierten Excel-Programm ausgewertet.

Anschließend werden mittels der Ergebnisse aus der Energie- und Bedarfsanalyse die Systemkomponenten dimensioniert und darauf aufbauend die Wirtschaftlichkeit der Anlage beurteilt.

Zuletzt wird berechnet, wieviel Kohlenstoffdioxid durch die Systemkombination, im Vergleich zu einem Haushalt mit Strom- und Erdgasversorgung durch das öffentliche Netz, eingespart werden kann. Dabei wird durch die Menge des eingesparten CO<sub>2</sub> bestimmt, wie viele Haushalte in der EMN auf ein energieautarkes Versorgungssystem umgestellt werden müssten, um die Klimaschutzziele im Gebäudesektor für die Jahre 2030 und 2050 zu erreichen.

## **2. Technische Komponenten**

In diesem Kapitel werden alle wesentlichen Komponenten beschrieben, die Bestandteil einer Systemkombination für eine autarke Energieversorgung sind und dies durch Photovoltaik, Elektrolyseure und Brennstoffzellen ermöglichen sollen. Hierzu wird jeweils das physikalische Prinzip des Elements erläutert und dann die relevanten Eigenschaften der Baugruppe für die Systemkombination dargestellt.

### **2.1 Photovoltaische Kollektoren**

Die Solarzelle bildet den Kern von photovoltaischen Kollektoren. Zunächst wird in diesem Kapitel deren physikalisches Prinzip behandelt, um dann auf die Effizienz der Module zu schließen. Des Weiteren werden die verschiedenen Ausführungen einer Solarzelle aufgezeigt. Dies ermöglicht im späteren Verlauf der Projektarbeit eine Entscheidungsgrundlage für geeignete Kollektoren der Systemkombination. Außerdem wird die Photovoltaikanlage als gesamte Einheit betrachtet und deren Wirtschaftlichkeit geprüft, da diese ein Teil der Systemkombination ist.

#### **2.1.1 Physik der Solarzelle**

Solarzellen absorbieren Photonen aus der Sonnenstrahlung und wandeln diese mit Hilfe des Photoeffekts in elektrische Energie um. Solarzellen sind Halbleiter, die aus kristallinen Festkörpern bestehen. Der am häufigsten gebrauchte Halbleitergrundstoff ist kristallines Silizium. Dieses wird aktuell zu über 90 % in der weltweiten Photovoltaikproduktion genutzt. (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 29-30)

Ein Siliziumatom hat vier Außen- oder Valenzelektronen. Jedes Außenelektron geht in der Gitterstruktur eine Elektronenpaarbindung mit einem Außenelektron des nächstgelegenen Siliziumatoms ein. Dadurch ergibt sich eine homogene Gitterstruktur. Damit der Halbleiter nun leitfähig wird, müssen ungebundene Elektronen vorliegen. Dies bedeutet, dass die Elektronen aus den Valenzbindungen gehoben werden müssen. Die dafür notwendige Energie kann thermischer Natur sein, oder durch ein eintreffendes Strahlungsquant aufgebracht werden. Durch das Ausheben des Elektrons bleiben aufgebrochene Valenzbindungen zurück, die als Löcher bezeichnet werden und wie positive Ladungsträger behandelt werden können. Die freien Ladungsträger können sich nun durch das Kristallgitter bewegen. Dabei stoßen sie jedoch gegen

andere Gitteratome und Ladungsträger, was dazu führt, dass deren kinetische Energie verringert wird. Erhitzt man nun die Solarzelle, so erhöhen sich die Gitterschwingungen, wodurch die freien Ladungsträger öfters mit anderen Gitteratomen und Ladungsträger zusammenstoßen. Dies führt zu einer geringeren kinetischen Energie und somit zu einem geringeren Wirkungsgrad. (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 30-31)

Die Elektronen um das Atom können unterschiedliche Energiezustände einnehmen. Diese Energiezustände werden auch als Bänder bezeichnet. Der Bereich zwischen den Bändern ist die verbotene Zone und beschreibt einen Energiezustand, den die Elektronen nicht einnehmen können. Für Photovoltaik sind dabei das äußerste, nichtleitende Band (Valenzband) und das darüber liegende Leitungsband von Interesse. Die Energiedifferenz zwischen diesen Bändern beträgt bei Silizium 1,12 eV und entspricht der Energiemenge, die ein Lichtquant mindestens aufbringen muss, um ein Elektron von dem Valenzband in das Leitungsband zu heben (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 32).

Um die freien Elektronen nun abgreifen zu können, ist es notwendig, dass in dem Halbleitermaterial eine Spannung herrscht. Diese Spannung wird durch dotiertes Silizium erzeugt. Dafür teilt man das Silizium in zwei Schichten auf. In eine Schicht werden Phosphoratom zugegeben, welche fünf Außenelektronen besitzen, wobei das fünfte Außenelektron für eine stabile Bindung nicht benötigt wird und deshalb als freier Ladungsträger zur Verfügung steht. Diese Schicht wird als n-Schicht bezeichnet. In die zweite Siliziumschicht gibt man Boratome hinzu. Boratome haben nur drei Außenelektronen und benötigen ein weiteres Elektron für eine stabile Bindung. Die Schicht wird als p-Schicht bezeichnet. *Abbildung 2* stellt den Aufbau einer Solarzelle schematisch dar. Fügt man nun die beiden Schichten zusammen, so strömen die freien Elektronen, aufgrund der Ladungsdifferenz, aus der n-Schicht in die p-Schicht und füllen dort

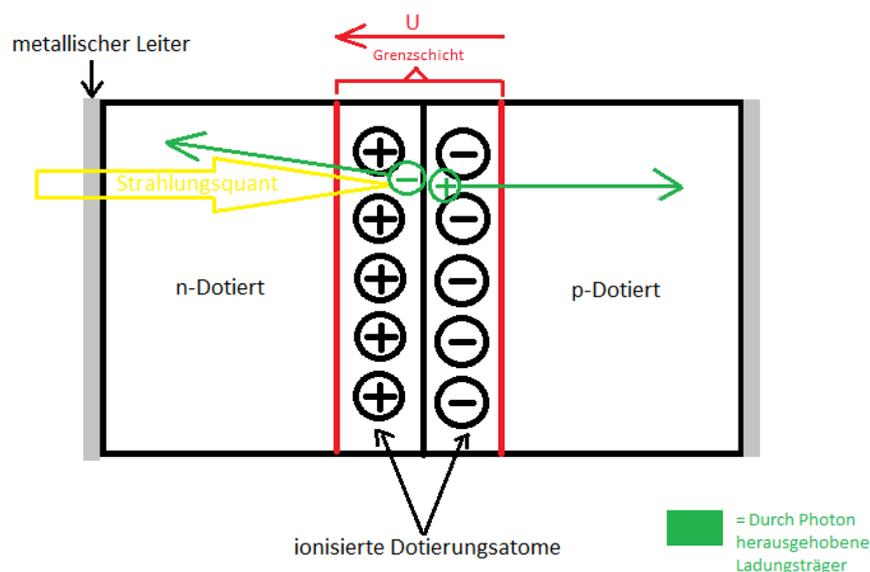


Abbildung 2: Schematischer Aufbau einer Solarzelle mit p-, n-Dotierung

die Löcher in den Boratomen aus. Die Löcher bzw. positiven Ladungsträger fließen dagegen in die n-Schicht. Der Diffusionsprozess findet solange statt, bis das aus dem Verschieben der Ladungsträger resultierende elektrische Feld den Ladungsträgern so stark entgegenwirkt, dass kein weiteres Abwandern mehr möglich ist. Die Tiefe des Bereichs der p-, n-Schicht, bei dem die Diffusionsprozesse stattfinden und sich das elektrische Feld ausbildet, wird als Grenzschicht bezeichnet. Treffen nun Lichtquanten auf die p-, n-Schicht, so dringen diese bis in die Grenzschicht ein und lösen dort die Ladungsträger aus den ionisierten Atomen (Phosphor- und Boratomen). Die Elektronen werden aufgrund des elektrischen Feldes in der Grenzschicht in Richtung der n-Schicht beschleunigt. Dieser Kraft wirken die Diffusionsströme und die freien Elektronen außerhalb der Grenzschicht entgegen, wodurch nur ein Teil der Ladungsträger bis an die Oberfläche des Halbleiters gelangt. Von dort aus werden die Elektronen über einen metallischen Leiter aufgenommen und zum Verbraucher geleitet. (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 33-38)

### **2.1.2 Wirkungsgrad und seine physikalischen Grenzen**

Handelsübliche Photovoltaikmodule weisen aktuell bei Prüfungen unter Normbedingungen einen Wirkungsgrad zwischen 19-22 % auf. Die Effizienz der Module ist relativ gering. Zum einen können diese Photonen nicht nutzen, die eine kleinere Energie haben als die Energiedifferenz zwischen dem Valenz- und Leitungsband. Zum anderen wird bei Photonen mit größerer Energie als der Bandabstand die überschüssige Energie in Form von Wärme an das Kristallgitter abgegeben. Zudem führt die Erwärmung der Solarzelle zu erhöhten Gitterschwingungen und somit zu einem geringeren Bandabstand, wodurch die gelösten Elektronen weniger Energie beinhalten. Aus den Bedingungen ergibt sich ein theoretisch maximaler Wirkungsgrad von 33 %. (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 41)

Eine Möglichkeit zur Effizienzsteigerung ist eine Kühlung (Beispiel: Photovoltaisch-thermische Kollektoren) der Solarzelle. Weiterhin ist es möglich mehrere Solarzellen mit unterschiedlichen Bandbreiten übereinander zu schichten, um eine maximale Ausbeute der Lichtquanten zu erzielen. Unter diesen Bedingungen wurde 2014 der bisher größte Wirkungsgrad von 38,8 % gemessen (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 43).

Die Kosten für die einstellige Wirkungsgradsteigerung sind allerdings unverhältnismäßig hoch. Nicht zuletzt liegt dadurch das Potential von Solarmodulen vor allem in der Senkung der Herstellungskosten.

### 2.1.3 Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen bestehen aus einzelnen Komponenten, die gut aufeinander abgestimmt sein sollten, um eine Lebensdauer von mindestens 20 bis 25 Jahren zu erreichen. Eine Anlage besteht zu einem Teil aus dem Photovoltaikgenerator, welcher aus dem einfallenden Sonnenlicht elektrische Energie erzeugt. Dieser beinhaltet auch die Unterkonstruktion aus Aluminium oder verzinktem Stahl, auf welcher die Photovoltaikmodule befestigt sind. Um den generierten Gleichstrom abführen zu können, ist eine Gleichstromverkabelung notwendig. Diese führt zu einem Wechselrichter, der die Aufgabe hat, den Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom zu wandeln. An den Wechselrichter ist ein Monitoringsystem gekoppelt, welches die Erträge erfasst und insbesondere dazu dient, Betriebsstörungen aufzuzeigen. (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 63-64)

Photovoltaikanlagen werden in netzgekoppelte und Inselanlagen unterteilt. Netzgekoppelte Anlagen speisen Energieüberschüsse in das öffentliche Netz ein. Zudem können die Gebäude Energiedefizite über das öffentliche Netz ausgleichen. Inselanlagen sind dagegen nicht an das öffentliche Netz gebunden und bilden ein in sich geschlossenes System. Um Energiedefizite und Energieüberschüsse zu kompensieren, besitzen diese in der Regel einen Energiespeicher in Form einer Batterie. Inselnetze können zudem als Gleichstromnetze ausgeführt werden, wodurch der Wechselrichter entfallen kann. In diesem Fall können dann jedoch ausschließlich Gleichstromverbraucher betrieben werden. Die Auslegung eines Inselsystems muss anhand des Monats mit dem geringsten Strahlungsaufgebot gemacht werden, da die Batterie meist nur eine Autonomiezeit von drei bis sechs Tagen garantiert. Dies hat zur Folge, dass die Anlage für die Monate mit einem größeren Strahlungsaufkommen deutlich überdimensioniert und dadurch unwirtschaftlich ausgelegt ist. Durch eine zusätzliche Anbindung an das öffentliche Netz ist es jedoch möglich die Anlage kleiner zu dimensionieren und so nach wirtschaftlichen Aspekten und nicht nach dem Monat mit dem geringsten Strahlungsaufkommen auszulegen. (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 64-65)

Wichtige Eigenschaften der Solarbatterie sind neben der hohen Speicherkapazität eine hohe Zyklenfestigkeit, eine geringe Selbstentladung und ein wartungsarmer Betrieb. Trotz der relativ geringen Selbstentladung ist mit einer Entladekapazität von ca. 50 % für die geforderte Lebensdauer der Anlage zu rechnen. Darum sollten diese um den Faktor zwei größer dimensioniert werden als es die gewünschte Autonomiezeit erfordert. Reicht die Speicherkapazität nach einer gewissen Zeit dennoch nicht mehr aus, kann diese durch das Zuschalten einer weiteren Batterie ergänzt werden. (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 100-101)

In einem Solarmodul werden mehrere Solarzellen miteinander verschaltet um eine ausreichende Leistung zu generieren. Bei Standard-Testbedingungen (STC), das bedeutet bei einer Bestrahlung mit  $1000 \text{ W/m}^2$ , einer Modultemperatur von  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  und einer Air-Mass von 1,5, liefern handelsübliche 6-Zoll-Solarzellen einen Kurzschlussstrom zwischen fünf und acht A. Dabei steigt der Kurzschlussstrom mit der Größe der Solarzelle an. Im optimalen Betriebspunkt liefert diese allerdings nur eine Spannung von ca.  $0,6 \text{ V}$ . Um genug Spannung für den Verbraucher zu erzeugen, werden die Solarzellen in Reihe geschaltet. Nach dem Maschensatz von Kirchhoff bleibt so der Strom konstant und die Spannungen summieren sich auf. Gebräuchliche Solarmodule setzen sich aus 36 bis 144 Solarzellen zusammen. Dadurch werden unter STC Leistungen von 170 bis  $300 \text{ W}_p$  erreicht. (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 68 & 83)

Photovoltaikmodule werden in deren Ausrichtung in feste und nachgeführte Systeme unterschieden. Feste Systeme werden in Deutschland nach Möglichkeit in Richtung Süden unter einem Anstellwinkel von 30 bis  $40 \text{ }^\circ$  ausgerichtet. Dadurch ergibt sich im Jahresmittel der größte Energieertrag. Werden die Module zudem auf einem Flachdach montiert, ist darauf zu achten, dass zwischen den Modulreihen genügend Abstand ist, um eine gegenseitige Verschattung der Kollektoren zu vermeiden. Nachgeführte Systeme erlauben es dagegen den Einfallswinkel der Sonne auf den Photovoltaikgenerator zu regeln, indem dieser auf beweglichen Achsen montiert und dem Tagesverlauf der Sonne nachgeführt wird. In Deutschland kann mit einer Nachführung ein Ertragsgewinn von 30 % im Vergleich zu einem festen Kollektor erreicht werden. Jedoch ist, aufgrund der Verschattung, der Flächenbedarf doppelt so groß wie bei einem festen System. Hinzu kommen die Mehrkosten für die Nachführung. Aufgrund der sinkenden Modulpreise ist letztere wirtschaftlich nicht mehr rentabel. (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 71-72)

Stromrichter werden in Gleichstromsteller und Wechselrichter differenziert. Gleichstromsteller haben die Aufgabe, den vom Solargenerator geforderten Gleichstrom, auf das vom Verbraucher benötigte Spannungsniveau umzuspannen. Dies geschieht über ein Schaltglied, welches hochfrequent ein- und ausgeschaltet wird. Das Verhältnis von Ein- zur Ausschaltzeit ist proportional zu dem Verhältnis von Eingangs- zur Ausgangsspannung. Mit dieser Beziehung lässt sich die Spannung einstellen. Gewöhnliche Haushaltsgeräte benötigen jedoch Wechsel- oder Drehstrom. In Wohngebäuden ist es deshalb erforderlich, Wechselrichter einzusetzen. Diese werden in Netzwechselrichter und Inselwechselrichter unterschieden. Netzwechselrichter dienen dazu die maximal mögliche Leistung in das Netz einzuspeisen. Dabei gibt das öffentliche Netz die Ein- und Ausschaltfrequenz vor. Inselwechselrichter sind hingegen nicht an das Netz gebunden und benötigen einen eigenen Frequenzgeber. (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 97-98)

Beide Varianten haben zudem zusätzliche Systemkomponenten zur Steuerung, Regelung und Systemüberwachung. Diese sind notwendig um die Anlage stets in dem optimalen Betriebspunkt fahren zu können. Da sich die Sonnenstrahlung über den Tagesverlauf, ebenso wie die Temperatur des Photovoltaikkollektors, ändert, ist kontinuierliches Überwachen und Nachregeln unabdingbar. Wechselrichter machen ca. 20 % der Kosten einer Photovoltaikanlage aus. Die Kosten steigen hierbei mit steigender Leistung des Geräts an. Bei der Auslegung der Komponente ist es deshalb wirtschaftlich sinnvoll Wechselrichter nicht nach der Spitzenleistung der Solarmodule auszulegen, da diese nur in wenigen Stunden im Jahr auftritt. Üblicherweise werden diese mit einer 20 % geringeren Leistung dimensioniert, als die Photovoltaikgeneratoren wandeln können. In Deutschland führt die Unterdimensionierung, bezogen auf das gesamte Jahr, zu Ertragsverlusten von ca. 3 %. (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 73-74)

#### 2.1.4 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen ist immer noch stark von dem Markteinführungsprogramm des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes (EEG) abhängig. Die Investitionskosten für eine Anlage werden, in Abhängigkeit der Leistung, in spezifischen Kosten angegeben, da bei größeren Anlagen ein günstigerer Preis ausgehandelt werden kann. Aktuell betragen die spezifischen Kosten für Dünnschichtmodule 700 bis 1.300 €/kWp und für kristalline Solarmodule 1.000 bis 1.800 €/kWp (Photovoltaiksolarstrom, 2018, Abs. 3). Dünnschichtmodule sind günstiger, weil diese für den gleichen Ertrag doppelt so viel Fläche benötigen. Die spezifischen Kosten stellen dabei den gesamten Systempreis dar und umfassen die Kosten für Module, Unterkonstruktion, Wechselrichter, Anschlusskästen, Verkabelung und Anschluss sowie Transport und Montage.

Die generierte elektrische Energie kann auf drei verschiedene Weisen verwendet werden. Zum einen kann der gesamte Strom in das öffentliche Netz eingespeist werden. Die Einspeisevergütung ist durch das EEG festgelegt und wird monatlich angepasst um den Zubau politisch zu steuern. Die Einspeisevergütung wird am Monat der Inbetriebnahme festgemacht, wobei der Anspruch auf diese Vergütung für die folgenden 20 Jahre gilt. *Tabelle 1* listet die Einspeisevergütung abhängig von der installierten Leistung von Oktober 2018 bis Januar 2019 dar. (Solaranlage, 2018, Abs. 2)

Tabelle 1: Einspeisevergütung für Anlagengrößen bis 10 kW<sub>p</sub> und 40 kW<sub>p</sub> von Oktober 2018 bis Januar 2019 (Solaranlage, 2018, Abs. 2)

Inbetriebnahme	Bis 10 kW <sub>p</sub>	Bis 40 kW <sub>p</sub>
01.10.2018	11,83 ct/kWh	11,50 ct/kWh
01.11.2018	11,71 ct/kWh	11,38 ct/kWh
01.12.2018	11,59 ct/kWh	11,27 ct/kWh
01.01.2019	11,47 ct/kWh	11,15 ct/kWh

Eine weitere Möglichkeit ist der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms. Dabei wird die elektrische Energie vollständig selbst verbraucht und nur die Energieüberschüsse werden in das öffentliche Netz eingespeist. Dies ist insofern rentabler, weil der Strombezugspreis deutlich höher ist als die Einspeisevergütung. Derzeit beträgt der Strombezugspreis für Haushaltskunden ca. 29,86 ct/kWh (Stromauskunft, 2018, Abs. 1).

Die letzte Möglichkeit stellt die Stromvermarktung dar, welche ab einer Anlagengröße von 100 kW<sub>p</sub> verpflichtend ist. Der elektrische Strom wird hierbei an der Strombörse gehandelt. Die Preisbildung an der Börse ist abhängig von der Nachfrage des Stroms. Zudem wird eine Marktprämie bezahlt, welche sich aus der Differenz des Monatsmarktwertes des Stroms und der Einspeisevergütung ergibt. Der Vorteil ist dabei, dass bei einer hohen Nachfrage die Vergütung höher ausfallen kann als die Einspeisevergütung. Im Umkehrschluss kann die Vergütung bei einer geringen Nachfrage jedoch geringer ausfallen.

Der Investitionssumme einer Photovoltaikanlage steht ein relativ langer Kapitalrückfluss von 20 Jahren gegenüber. Aufgrund der langen Nutzungsdauer ist ein statisches Berechnungsverfahren nicht geeignet, da dieses keine Kapitalverzinsung berücksichtigt. Um berechnen zu können, wie hoch die spezifischen Kosten höchstens sein dürfen, damit sich die Anlage nach 20 Jahren amortisiert, wird die Kapitalmethode angewandt (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 109-112). Für eine Berechnung wird zunächst die Eigenverbrauchsquote (EV<sub>q</sub>) bestimmt:

$$EV_q = \frac{\text{Eigenverbrauch [kWh]}}{\text{PV Stromerzeugung [kWh]}} \quad (\text{Gl. 1})$$

Diese gibt an, welcher Anteil des von der Photovoltaikanlage generierten Stroms im Haushalt selbst verbraucht wird. Weiterhin ergibt sich die Strombezugsersparnis (SBE), bei einer Photovoltaikanlage mit einer Leistung kleiner als 100 kW<sub>p</sub>, aus folgender Gleichung:

$$SBE = \text{Strombezugspreis} - \text{Einspeisevergütung} \quad [\text{ct/kWh}] \quad (\text{Gl. 2})$$

Anhand einer standortbezogenen Versorgungsanalyse muss nun der spezifische Jahresertrag (SJE) der Anlage ermittelt werden. Damit lässt sich der jährliche Zahlungsstrom ( $g$ ) mit der Einspeisevergütung (ESV) ermitteln:

$$g = EV_q * SJE * SBE + (1 - EV_q) * SJE * ESV \quad [€/kW_p] \quad (\text{Gl. 3})$$

Ausgehend von jährlichen Wartungskosten von 1,5 % der Investitionssumme, einer Inflationsrate von 2 % und einem Leistungsverlust von 1 % pro Jahr, ergibt sich ein effektiver Zinssatz  $z_{\text{eff}} = 4,5 \%$ . Durch das Umstellen der Gleichung für den Kapitalwert ( $C_w$ ) ergibt sich folgender Term für die Investitionskosten ( $K_{\text{INV}}$ ):

$$K_{\text{INV}} = g * b_f - C_w \quad (\text{Gl. 4})$$

Dabei ist  $b_f$  der Barwertfaktor und wird aus dem effektiven Zinssatz ( $z_{\text{eff}}$ ) und der Betriebsdauer ( $T$ ) der Anlage berechnet:

$$b_f = \frac{1 - (1 + z_{\text{eff}})^{-T}}{z_{\text{eff}}} \quad (\text{Gl. 5})$$

In Kapitel fünf werden die maximalen Investitionskosten, mit Hilfe der erörterten Gleichungen, für die Systemkombination berechnet.

## 2.2 Elektrolyseure

Der Elektrolyseur ist angeknüpft an den Wechselrichter der Photovoltaikanlage und wandelt den Strom durch die Elektrolyse in Wasserstoff, Sauerstoff und Wärme um. In diesem Kapitel wird zunächst das Elektrolyse-Verfahren beschrieben und anschließend auf die Speicherung des Wasserstoffs eingegangen.

### 2.2.1 Elektrolyse-Verfahren

Elektrolyse nennt man das Verfahren, bei dem Wasserstoff und Sauerstoff, durch einbringen von elektrischem Strom, aus Wasser produziert werden. Grundsätzlich gibt es drei unterschiedliche Verfahren. Die PEM Elektrolyse (PEM = Proton Exchange Membran) und die Hochtemperatur-Elektrolyse werden hier nicht näher betrachtet, da sie aktuell nur in geringem Ausmaß von der Industrie verfolgt werden und somit noch nicht für die Auslegung einer Systemkombination in Frage kommen. Die alkalische Elektrolyse ist dagegen weit verbreitet und seit mehreren Jahrzehnten in unterschiedlichen Baureihen bis 750 Nm<sup>3</sup>/h (Normkubikmeter pro Stunde) Wasserstoff verfügbar. (Töpler & Lehmann, 2017, S. 211)

Anhand von *Abbildung 3* wird das Funktionsprinzip der alkalischen Elektrolyse im Folgenden erläutert. Ein Behälter ist mit einem Gemisch aus Wasser und 20-40 % Kalilauge befüllt, welches das Elektrolyt darstellt (Töpler & Lehmann, 2017, S. 214). Die Kalilauge macht das Wasser leitfähiger. Das Elektrolyt umgibt die Kathode und die Anode, welche an eine Gleichstromquelle angeschlossen sind.

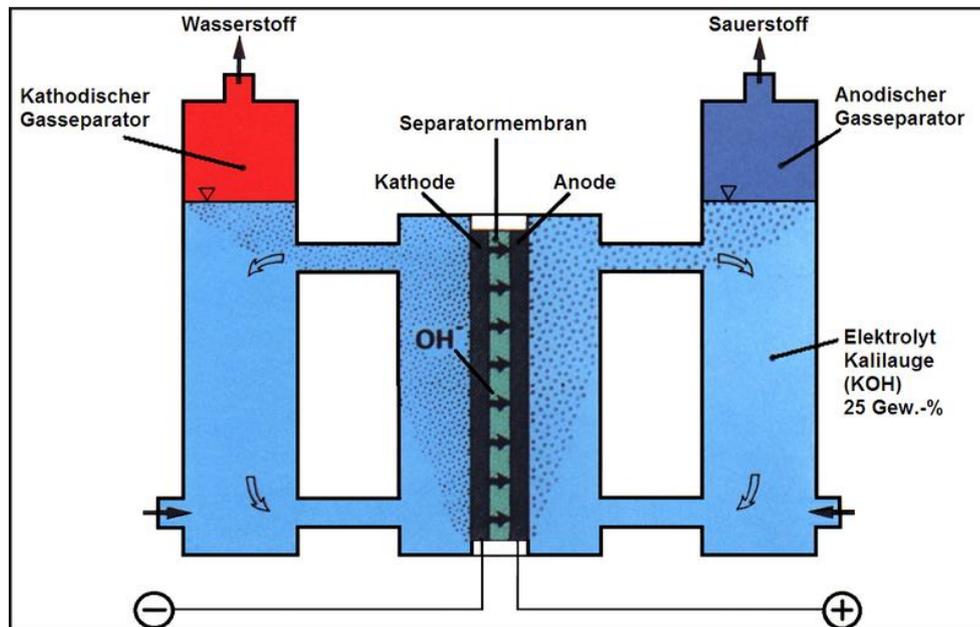
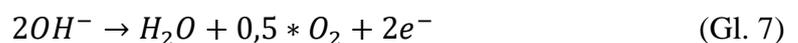


Abbildung 3: Funktionsprinzip einer alkalischen Elektrolysezelle (ZSW, 2013, Abb. 1)

Während die Spannung der Stromquelle höher ist als die Summe aus dem elektrochemischen Zersetzungspotenzial für Wasser und der Überspannung zur Überwindung aller elektrischen Widerstände des Stromkreises, fließt ein elektrischer Strom durch die Elektrolysezelle. An der Kathode reagieren zunächst zwei Wassermoleküle mit zwei Elektronen zu einem Wasserstoffmolekül und zwei Hydroxidionen. Dabei ist die Kathode gitterförmig ausgeführt, damit der gasförmige Wasserstoff passieren kann. Dieser steigt, aufgrund der geringeren Dichte, bis zum kathodischen Gasseparator auf und wird in einem Tank gesammelt. Die Reaktionsgleichung lautet folgendermaßen (Töpler & Lehmann, 2017, S. 210-211):



Die Separatormembran verhindert, dass das Wasserstoffmolekül zur Anode wandert und sich dort mit dem Sauerstoff vermischt. Jedoch lässt diese das Hydroxidion passieren, welches sich aufgrund der Spannung zur Anode bewegt. Dort angelangt reagiert das Hydroxidion unter Abgabe der zwei Elektronen zu einem Wassermolekül und einem halben Sauerstoffmolekül. Die Reaktionsgleichung stellt sich folgendermaßen dar:



Es wird doppelt so viel Wasserstoff wie Sauerstoff erzeugt. Der Sauerstoff steigt nach dem

selben Prinzip wie bei der Kathode auf und wird in einem weiteren Tank gesammelt. Der Kreislauf schließt sich, indem die Elektronen wieder zur Kathode wandern und dem Behälter neues Wasser zugeführt wird. Damit ergibt sich die Gesamtreaktion:



Die spezifischen Kosten von Elektrolyseuren betragen aktuell 800 bis 3.100 €/kW (Euwid-Energie, 2018, Abs. 1).

### 2.2.2 Speicherung des Wasserstoffs

Wasserstoff kann in einem flüssigen, gasförmigen und hybriden Zustand gespeichert werden oder durch physikalische und chemische Verbindungen mit anderen Stoffen. Die preiswerteste Option ist dabei die gasförmige Speicherung. Aufgrund der höheren Kosten, des schlechteren Wirkungsgrades und der Komplexität der weiteren Speicherungsvarianten, wird im Bezug auf die Systemkombination, nur die gasförmige Speichermethode betrachtet.

Wasserstoff wird in handelsüblichen Druckbehältern bei Drücken von 200 bis 350 bar gespeichert. In der automobilen Anwendung werden Druckbehälter bis 700 bar eingesetzt. Dabei steigen die Preise für die Tanks jedoch um den Faktor drei an. Für die Verdichtungsarbeit vom Atmosphärendruck auf den genannten Druck werden ca. 15 % des Heizwertes von Wasserstoff benötigt. Die Tankform ist wegen dem günstigen Spannungsverhältnis meist zylindrisch. Die preiswertesten Druckbehälter sind Stahlbehälter vom Typ 1, welche in den Größen von zwei bis 50 l erhältlich sind. Sie bieten verlässliche Sicherheit bei geringen Kosten, haben allerdings ein hohes Gewicht und eine geringe Speicherdichte im Vergleich zu Typ 3 und Typ 4 Tänke. (Klell, Eichlseder & Trattner, 2017, S. 117)

Ein geläufiger Druckbehälter vom Typ 1, der auf 300 bar ausgelegt ist, wiegt ca. 94 kg und kann eine Wasserstoffmenge von 1,03 kg aufnehmen. Dies entspricht bei einem Heizwert von 2,995 kWh/m<sup>3</sup> einer Energie von 34,23 kWh. Die Kosten für solch einen 50-Liter-Druckbehälter betragen ca. 300 €. Außer dem Behälter werden ein Verdichter, Ventile, Rohrleitungen, Verschraubungen, sowie Sensoren zur Überwachung für Druck, Dichtheit und Temperatur benötigt. Den größten Kostenfaktor nimmt dabei die Verdichtereinheit ein. (Klell, Eichlseder & Trattner, 2017, S. 118)

Im Vergleich dazu haben Solarbatterien für Haushalte eine Speicherkapazität zwischen fünf und zehn kWh, bei einem Wirkungsgrad von bis zu 90 %. Die Kosten für eine Silithium-Ionen-Batterie betragen dabei ca. 1.500 €/kWh. (energie-experten, 2018, Abs. 1)

## 2.3 Brennstoffzellen

Die Brennstoffzelle dient dazu, den generierten Wasserstoff im Bedarfsfall wieder in Strom zu wandeln. Die dabei entstehenden Wärmeverluste werden nutzenbringend zur Bereitstellung von Warmwasser eingesetzt. In diesem Kapitel wird zuerst die prinzipielle Funktionsweise von Brennstoffzellen erklärt und dann auf deren Einbindung in der Hausenergieversorgung eingegangen.

### 2.3.1 Prinzip und Kenngrößen der Brennstoffzelle

Brennstoffzellen stellen prinzipiell den reversiblen Prozess der Elektrolyse dar. Sie dienen dazu, den zugeführten Brennstoff und das Oxidationsmittel in elektrische Energie zu wandeln. Anhand der *Abbildung 4* wird das Funktionsprinzip der Brennstoffzelle erläutert.

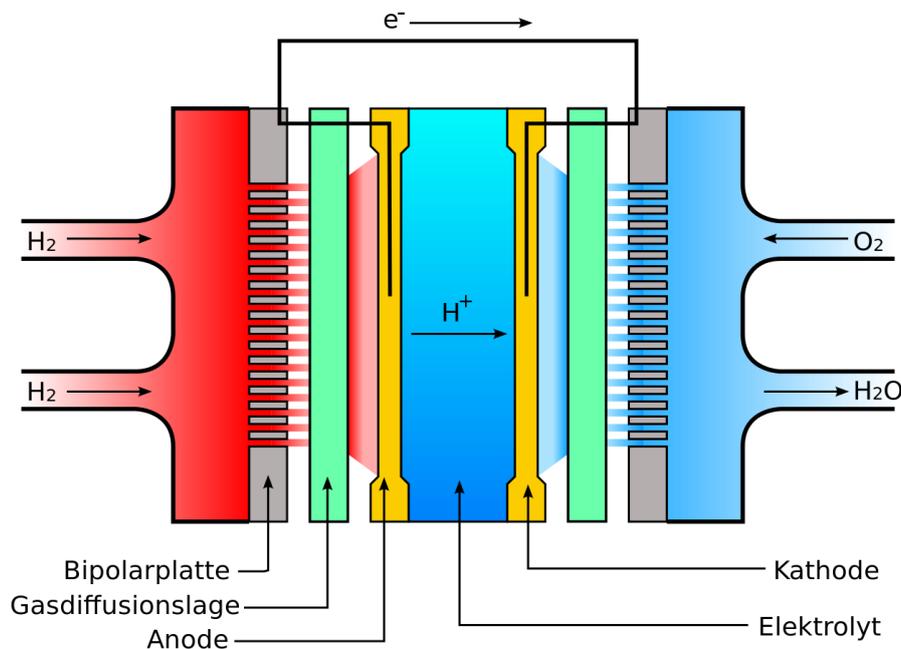


Abbildung 4: Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle, die Wasserstoff als Brennstoff nutzt (Matthias, 2008, Abs. 1)

Als Brennstoff können neben Wasserstoff auch verschiedene andere Gase wie z. B. Erdgas genutzt werden. Brennstoffzellen arbeiten unter der Verwendung von Wasserstoff emissionsfrei, sind geräuscharm, haben keine bewegten Teile und weisen, aufgrund der direkten Wandlung von chemischer in elektrische Energie, einen hohen Wirkungsgrad von bis zu 70 % auf (Klell, Eichseder & Trattner, 2017, S. 149).

Wasserstoff wird über die Strömungskanäle zugeführt und diffundiert durch die Gasdiffusionslage bis an die Anode. Das Wasserstoffmolekül wird an der Anode ionisiert, indem dieses zwei Elektronen an die Elektrode abgibt.

---

Dies lässt sich durch folgende Reaktionsgleichung darstellen:



Aufgrund des Potentialunterschieds wandern die Elektronen nun über einen Verbraucher ab und werden zur Kathode geleitet. Der Elektrolyt ist leitfähig für Protonen, wodurch die ionisierten Wasserstoffmoleküle direkt zur Kathode diffundieren können. Dort angekommen, verbinden sich diese mit dem zugeführten Sauerstoff, welcher zuvor durch die Aufnahme der zwei Elektronen reduziert wurde. Durch die Verbindung entsteht ein Wassermolekül, welches anschließend aus dem System abgeführt wird. Die Reaktionsgleichung lautet damit folgendermaßen:



### 2.3.2 Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung

Brennstoffzellen werden in der Hausenergieversorgung als Brennstoffzellen-Heizgeräte eingesetzt. Damit wird in Form einer Kraft-Wärme-Kopplung der elektrische und der thermische Energiebedarf gleichermaßen abgedeckt. Die Anlagen werden üblicherweise mit Erdgas gespeist, weil dieses kostengünstig ist und durch die ausgeprägte Infrastruktur flächendeckend verfügbar ist. Bei einem Vierpersonenhaushalt mit einer durchschnittlichen Leistungsaufnahme von ca. 570 W werden Anlagen mit einer elektrischen Anschlussleistung von ca. 1 kW verbaut. Die Brennstoffzellen-Heizgeräte sind in der Regel netzgekoppelt, um Stromdefizite und Stromüberschüsse kompensieren zu können. Zusätzlich werden die Systeme mit einem Wärmespeicher verbunden, um die Prozesswärme auskoppeln zu können. Dieser ist wiederum mit einem Spitzenlastheizgerät verbunden, um dem Auftreten von hohem Wärmebedarf genügen zu können. (Töpler & Lehmann, 2017, S. 149-150)

Die Kosten für Brennstoffzellen-Heizungen betragen aktuell mindestens 30.000 €. Dabei sind die Anlagenkosten, Installationskosten, Kosten für die Inbetriebnahme und die Kosten einer zusätzlichen Gasheizung für Spitzenlasten enthalten. Für die Anlagen gibt es ebenfalls Förderprogramme wie beispielsweise das KfW-Programm 443. Dieses bezuschusst die Anlage mit einem Festbetrag von 5.700 €. Hinzu kommt eine Bonuszahlung von 450 € pro 100 W elektrischer Leistung. Die Bonuszahlung gilt in einem Leistungsbereich von 0,25 bis 5,0 kW. Bei einer elektrischen Anschlussleistung von 1 kW würde die Anlage somit eine Förderung von 10.200 € erhalten. (Heizungsfinder, 2018, Abs. 4)

### **3. Energiebedarfsanalyse für Einfamilienhäusern in der EMN Nürnberg**

In diesem Kapitel wird eine Energiebedarfsanalyse für ein Vierpersonenhaushalt in der EMN durchgeführt. Dabei wird, über das Standardlastprofil der Region, der elektrische Energiebedarf des Haushalts bestimmt. Der Energiebedarf zur Bereitstellung von Wärme wird, basierend auf einem Gasheizungssystem, über eine Simulation mit der Software *Polysun* ermittelt.

#### **3.1 Elektrischer Energiebedarf**

Haushalte verbrauchen zu verschiedenen Tages- und Jahreszeiten unterschiedlich viel Strom. Die Stromnetzbetreiber erfassen den Stromverbrauch in deren Regelzonen und stellen diesen in sogenannten Standardlastprofilen dar. Das Stromnetz in Bayern ist Teil der Regelzone des Stromnetzbetreibers *Tennet*. Die *Tennet TSO GmbH* stellt synthetische Standardlastprofile zur Verfügung, um den durchschnittlichen Strombedarf eines Haushalts, viertelstündlich über das ganze Jahr, ermitteln zu können. Die Standardlastprofile sind auf 1.000.000 kWh normiert (main-doanau-netz, 2018, Abs. 8). Durch den Jahresverbrauch eines Haushalts lässt sich damit der Strombedarf über einen bestimmten Zeitraum ermitteln. Für die Berechnung des Momentanverbrauchs  $x_H$  eines Haushalts ist der normierte Wert  $y_s$ , der durchschnittliche Momentanverbrauch  $x_s$  nach dem Standardlastprofil und der Jahresverbrauch des Haushalts  $y_H$  relevant. Der Momentanverbrauch berechnet sich wie folgt:

$$x_H = y_H * \frac{x_s}{y_s} \quad (\text{Gl. 11})$$

Das Standardlastprofil für Bayern und Baden-Württemberg kann für verschiedene Kundengruppen von der Internetseite der *Main-Donau-Netzgesellschaft* bezogen werden (main-doanau-netz, 2018, Abs. 8). In *Abbildung 5* ist der Stromverbrauch eines Vierpersonenhaushalts in Bayern, mit durchschnittlich 4.000 kWh Strombedarf pro Jahr, dargestellt. Die Grafik basiert auf dem Standardlastprofil für das Jahr 2018. Die Daten wurden dabei für jeden Monat gemittelt. In den Wintermonaten Januar und Dezember stellt sich ein Maximum des elektrischen Energiebedarfs mit knapp 414 kWh heraus. Im Juli sinkt der Anspruch hingegen um ca. 140 kWh auf einen elektrischen Energiebedarf von rund 274 kWh. Die Stromkosten betragen für 4.000 kWh, bei einem Strombezugspreis von 29,86 ct/kWh (siehe Kapitel 2.1.4), 1.194 € .

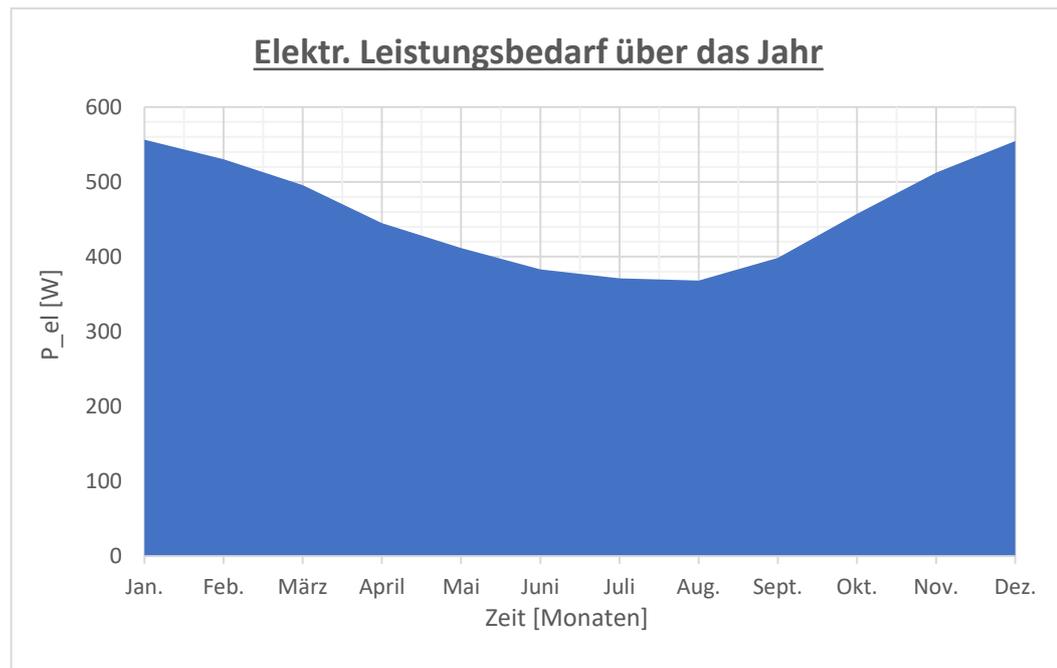


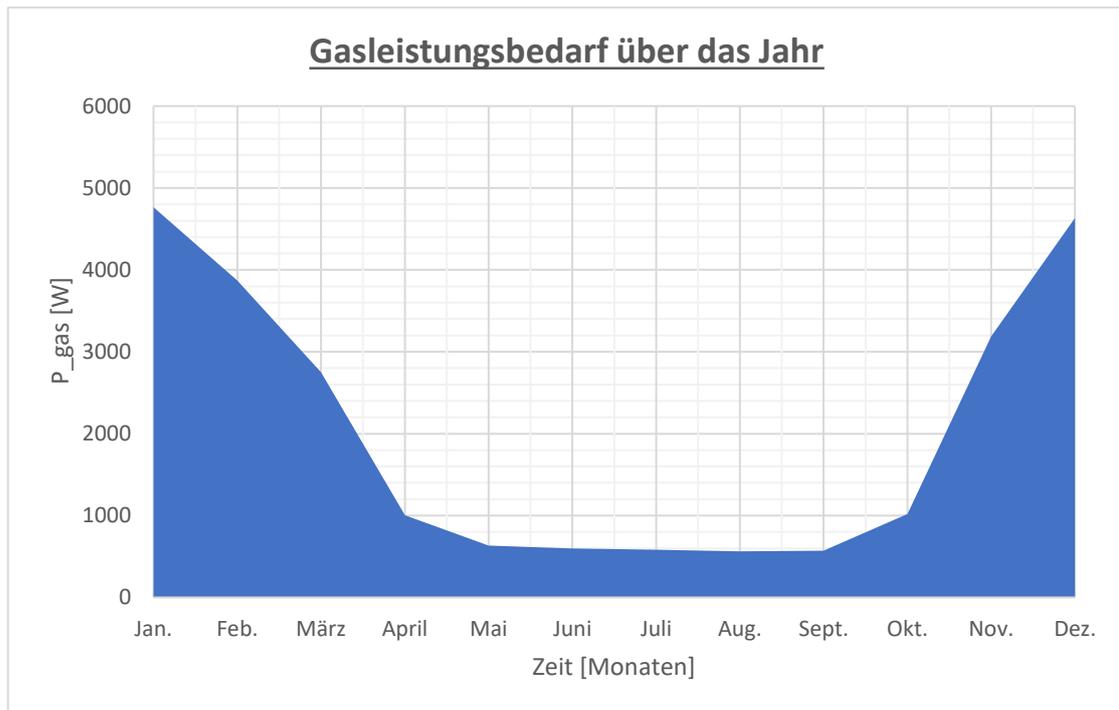
Abbildung 5: Darstellung des Strombedarfs eines Vierpersonenhaushalts mit einem Jahresverbrauch von 4.000 kWh

### 3.2 Wärmeenergiebedarf

Die benötigte Wärme in einem Haushalt kann über verschiedene Anlagen und Brennstoffe bereitgestellt werden. Die Wärme wird benötigt um das Brauchwasser und das Heizwasser zu erhitzen. Der Energiebedarf für das Heizwasser hängt dabei vor allem von der Außentemperatur, Wohnfläche und Isolierung des Gebäudes ab. Im Winter muss das Gebäude demnach mehr beheizt werden als im Sommer. Somit ändert sich der Leistungsbedarf über das Jahr hinweg. Um den Leistungsbedarf eines Vierpersonenhaushalts in Nürnberg ermitteln zu können, kann die Software *Polysun* genutzt werden. Das Programm liefert Ertrags- und Bedarfsvorhersagen für ganzheitliche Energiesysteme, basierend auf deren standort-spezifischen und charakteristischen Daten.

Um den Energiebedarf zu ermitteln, wird für die Simulation eines Einfamilienhauses in Nürnberg angenommen, dass das Gebäude mit einem Gaskessel beheizt wird. Die beheizte Wohnfläche beträgt 150 m<sup>2</sup>, verteilt auf zwei Stockwerke, mit einer Gebäudelänge von 10,7 m und einer Gebäudebreite von 7 m. Die Soll-Raumtemperatur beträgt 19 °C und die Brauchwassermenge 200 l/Tag. Dabei soll die Brauchwassertemperatur 50 °C betragen. Das Gebäude erfüllt die Ansprüche der Energieeinsparverordnung aus dem Jahr 2002. Zudem wurde eine Woche Abwesenheitszeit im September einkalkuliert. Der gesamte Report der Simulation ist in den Anlagen hinterlegt.

Die Simulation ergibt einen Gasverbrauch von 17.584 kWh für das gesamte Jahr. Der Wärmenenergiebedarf ist somit um den Faktor 4,4 höher als der Bedarf für elektrische Energie. Bezieht man im Raum Nürnberg das Gas von dem Energieversorgungsunternehmen *N-Ergie*, betragen die jährlichen Kosten, bei dem günstigsten Tarif, aktuell 1.023 € (N-Ergie, 2018, Abs. 1). In *Abbildung 6* ist die Gasleistung, monatlich gemittelt, über ein Jahr, grafisch dargestellt.



*Abbildung 6: Gasleistungsbedarf eines Vierpersonenhaushalts in Nürnberg zur Bereitstellung von Heiz- und Brauchwasser*

In den Wintermonaten Januar und Dezember besteht der größte Wärmebedarf. Der Gasverbrauch beträgt in diesen Monaten ca. 3.500 kWh. Im August und September sinkt der Energiebedarf auf ein Minimum von ca. 415 kWh pro Monat.

## 4. Versorgungsanalyse

Um eine Solaranlage dimensionieren zu können, muss das Strahlungsaufkommen bei dem Anlagenort, in einem zeitlichen Verlauf, über das gesamte Jahr bekannt sein. Hierfür stehen Reanalyse Datenbanken wie die *MERRA-2* Datenbank der *NASA* zur Verfügung (*NASA*, 2018). Diese beinhaltet weltumspannende Reanalyse-Daten für Wind und Sonne in Zeitschritten von einer Stunde ab dem Jahr 1980.

Für die Versorgungsanalyse in Nürnberg werden die Strahlungsdaten des Jahres 2017 herangezogen. Die Koordinaten des Anlagenorts sind  $11,25^\circ$  Nord und  $49,5^\circ$  Ost bei einer mittleren Höhe von 426 m. Die Solaranlage soll dabei südlich ausgerichtet und um  $35^\circ$  geneigt sein. Der Systemwirkungsgrad ist durch den Wechselrichter und sonstige Verluste um ca. fünf Prozentpunkte geringer anzusetzen, als der Modulwirkungsgrad (siehe Kapitel 2.1.3). Der Anlagenwirkungsgrad wird deshalb mit 15 % angenommen.

Zur Analyse der aufgearbeiteten *MERRA-2* Daten dient ein lizenziertes Excel-Programm von Herr Prof. Dr.-Ing. Popp (Popp, 2018, SEA). Die Kontaktdaten zur Lizenzbeantragung sind im Literaturverzeichnis vermerkt. Das Programm gibt, basierend auf den oben genannten Eckdaten, die Leistung der Solaranlage pro Quadratmeter in stündlichen Zeitschritten, für das gesamte Jahr aus. In *Abbildung 7* ist das Anlagenprofil für die generierte elektrische Leistung pro  $m^2$ , über der Zeit, dargestellt.

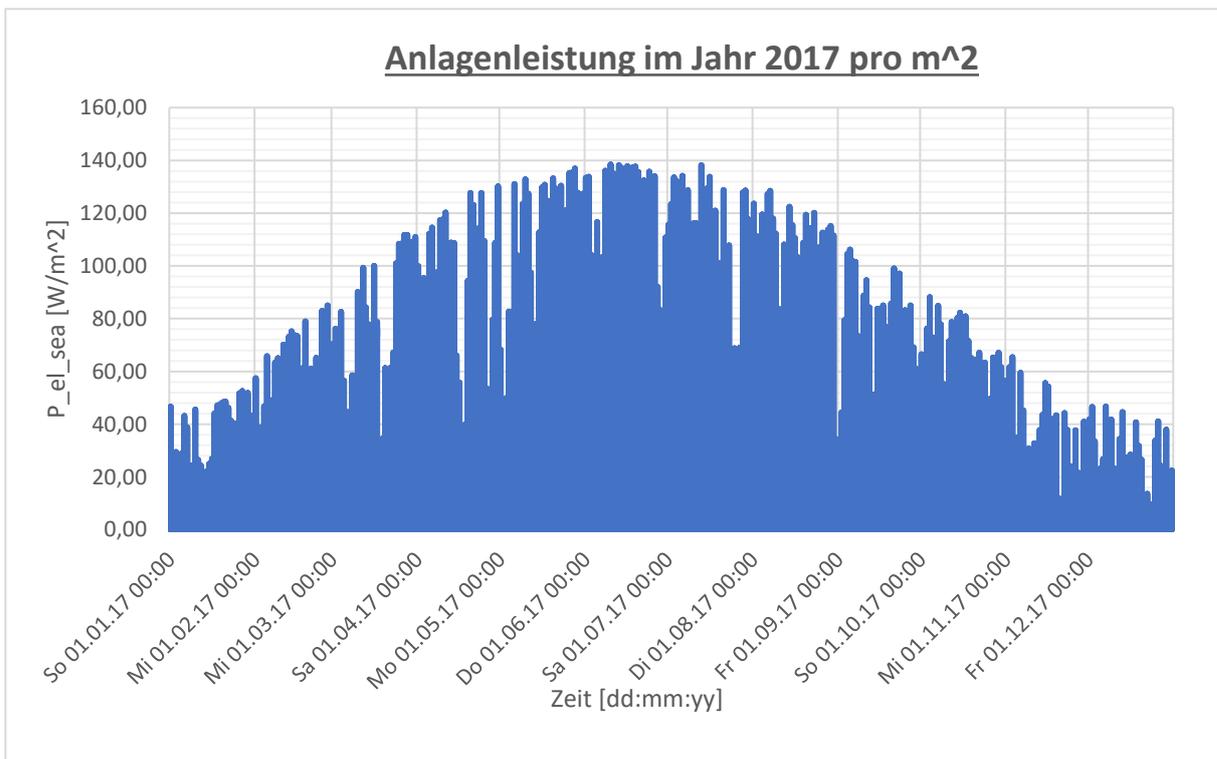


Abbildung 7: Anlagenleistung pro Quadratmeter einer Solaranlage in Nürnberg im Jahr 2017

---

Die Solaranlage erreicht in der Mitte des Jahres nur zu wenigen Stunden eine Spitzenleistungen von bis zu  $140 \text{ W/m}^2$ . Die minimale Leistung beträgt null  $\text{W/m}^2$  und tritt jede Nacht ein. Gemittelt auf den Monat ist der Juni somit der leistungsstärkste Monat mit  $38 \text{ W/m}^2$  und der schwächste Monat ist der Dezember mit einer durchschnittlich Leistung von fünf  $\text{W/m}^2$ . Im Jahresmittel beträgt die Anlagenleistung  $21 \text{ W/m}^2$ , wodurch sich ein Energieertrag von rund  $184 \text{ kWh/m}^2$  ergibt.

## 5. Dimensionierung einer Gesamtanlage

In diesem Kapitel werden mit Hilfe der Ergebnisse aus der Bedarfs- und Versorgungsanalyse die Systemkomponenten dimensioniert. Anhand deren Leistungsanforderungen können anschließend die Kosten für die Elemente abgeschätzt werden. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage wird dann die Kapitalmethode angewendet.

### 5.1 Erforderliche Fläche von Solarmodulen

Die erforderliche Fläche von Solarmodulen für eine autarke Energieversorgung eines Vierpersonenhaushalts in der EMN, ergibt sich durch den gesamten Leistungsbedarf ( $P_{ges}$ ) über das Jahr im Verhältnis zu der Solaranlagenleistung ( $P_{el,SEA}$ ). Der gesamte Leistungsbedarf setzt sich dabei aus dem Gasleistungsbedarf ( $P_{Gas}$ ) und dem Strombedarf ( $P_{el}$ ) zusammen. Damit berechnet sich die Solaranlagenfläche ( $A_{SEA}$ ) wie folgt:

$$A_{SEA} = \frac{P_{Gas} + P_{el}}{P_{el,SEA}} = \frac{P_{ges}}{P_{el,SEA}} \quad (\text{Gl. 11})$$

In *Abbildung 8* ist die erforderliche Solarfläche für monatlich gemittelte Werte über das Jahr dargestellt. Wenn der Gesamtenergiebedarf über das ganze Jahr hinweg, zu jedem Zeitpunkt, rein über Solarenergie gedeckt werden soll, sind aufgrund der geringen Anlagenleistung und des hohen Energiebedarfs im Dezember Modulflächen von bis zu 1.020 m<sup>2</sup> notwendig.

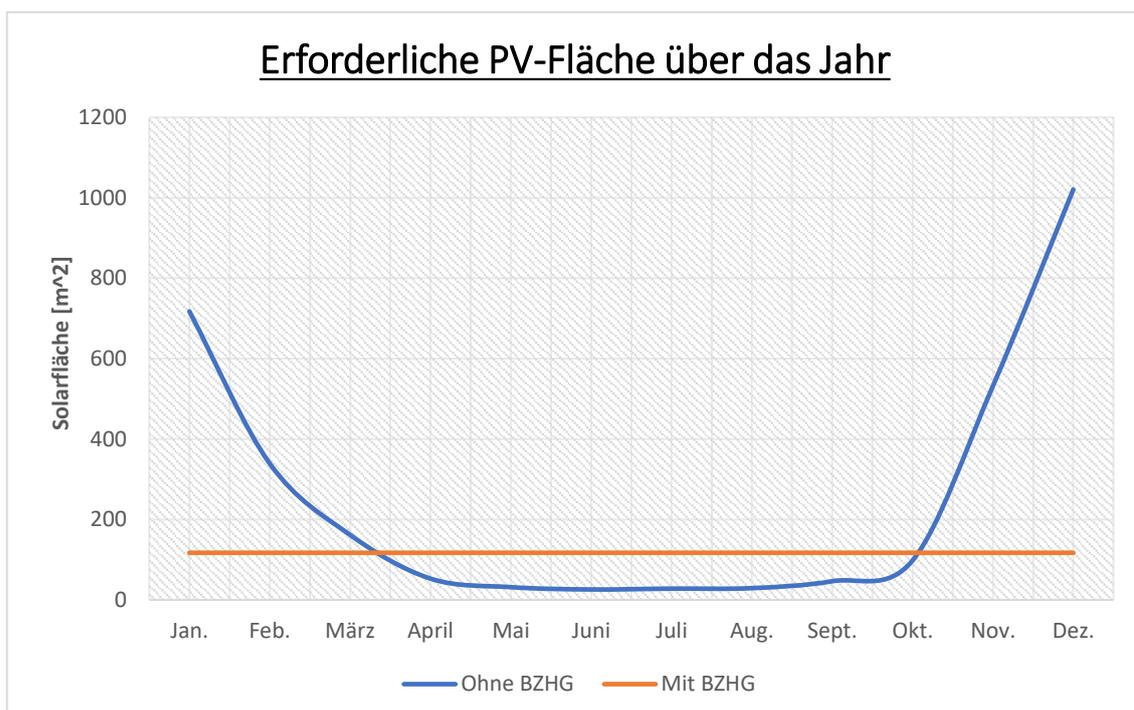


Abbildung 8: Erforderliche Solarflächen für eine autarke Energieversorgung eines Vierpersonenhaushalts in der EMN

Kombiniert man jedoch die Solaranlage mit einem Brennstoffzellen-Heizgerät (BZHG), so muss die Anlage für eine autarke Energieversorgung nicht nach dem leistungsärmsten Monat dimensioniert werden.

Bei einer Systemkombination berechnet sich die erforderliche Solarfläche über den Gesamtenergiebedarf des Haushalts ( $E_{ges}$ ) in einem Jahr und dem Jahresertrag der Solaranlage ( $E_{SEA}$ ) pro  $m^2$ . Damit berechnet sich die Solarfläche ( $A_{kombi}$ ) einer Systemkombination wie folgt:

$$A_{kombi} = \frac{E_{ges}}{E_{SEA}} = \frac{4000 \text{ kWh} + 17584 \text{ kWh}}{184 \text{ kWh/m}^2} = 117 \text{ m}^2 \quad (\text{Gl. 12})$$

Die benötigte Modulfläche ist mit  $117 \text{ m}^2$  ca. um den Faktor neun geringer, als wenn der Haushalt nur über Photovoltaik versorgt werden würde. Es kann sich hierbei rein auf die Jahreswerte bezogen werden, weil die Energieüberschüsse verlustfrei und über einen längeren Zeitraum eingespeichert werden können, um so den Energiebedarf in den Monaten mit Energiedefiziten decken zu können. Zudem entspricht der Wirkungsgrad eines Brennstoffzellen-Heizgerätes mit Elektrolyseur etwa dem Wirkungsgrad eines Gasheizsystems, weshalb beide Systeme näherungsweise den gleichen Energiebedarf haben. Für Spitzenlasten ist ein Spitzenlastkessel sowie eine Kopplung an das öffentliche Netz notwendig.

## 5.2 Erforderliche Leistung der Systemkomponenten

Der Wechselrichter soll für eine Leistung ausgelegt werden, die etwa 20 % geringer ist als die maximale Leistung ( $P_{max}$ ) der Solaranlage (siehe Kapitel 2.1.3). Die Leistung ( $P_{WR}$ ) zur Auslegung des Wechselrichters berechnet sich demnach wie folgt:

$$P_{WR} = 0,8 * P_{max} * A_{Kombi} = 0,8 * 140 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} * 117 \text{ m}^2 = 13,1 \text{ kW} \quad (\text{Gl. 13})$$

Der Wechselrichter sollte daher dafür geeignet sein eine maximale Leistung von  $13,1 \text{ kW}$  umspannen zu können.

Die Leistung des Elektrolyseurs ( $P_{Elys}$ ) ergibt sich aus der Differenz der maximalen Leistung ( $P_{WR}$ ) des Wechselrichters und dem Leistungsbedarf ( $P_{Bedarf}$ ) des Haushalts zu diesem Zeitpunkt. Hinzu kommt der Wirkungsgrad ( $\eta_{WR}$ ) des Wechselrichters. Damit ergibt sich:

$$P_{Elys} = (\eta_{WR} * P_{WR}) - P_{Bedarf} = (0,98 * 13,1 \text{ kW}) - 1 \text{ kW} = 11,84 \text{ kW} \quad (\text{Gl. 14})$$

Die Elektrolyseure sollten somit auf eine Anschlussleistung von maximal 11,84 kW ausgelegt werden. Der Elektrolyseur hat einen Wirkungsgrad von ca. 70 % (siehe Kapitel 2.2.1). Der daran gekoppelte Verdichter braucht etwa 15 % des Heizwertes von Wasserstoff, um einen Druck von 300 bar in den Tanks erzeugen zu können. Das Tankvolumen ( $V_T$ ) ergibt sich aus den generierten Energieüberschüssen in den Sommermonaten, den Wirkungsgraden der Systemkomponenten, dem Heizwert und dem spezifischen Volumen von Wasserstoff (siehe Kapitel 2.2.2). Das Tankvolumen berechnet sich somit wie folgt:

$$V_T = \eta_{WR} * \eta_{Elys} * \eta_{Verdichter} * E_{\text{Überschuss}} * \frac{v}{E_{\text{Wasserstoff}}} \quad (\text{Gl. 15})$$

$$V_T = 0,98 * 0,7 * 0,85 * 11.400 \text{ kWh} * \frac{50 \text{ l}}{34,23 \text{ kWh}} = 9,71 \text{ m}^3$$

Um die Energiedefizite im Winter decken zu können, muss der Wasserstofftank mindestens 9,71 m<sup>3</sup> groß sein und einem Druck von 300 bar standhalten.

Die erforderliche Leistung der Brennstoffzelle ( $P_{BZ}$ ) ergibt sich aus der Differenz des größten Leistungsmangels ( $P_{Def}$ ) und der zu diesem Zeitpunkt bereitgestellten Leistung ( $P_{SEA,Def}$ ) durch die Solaranlage. Die erforderliche Brennstoffzellenleistung berechnet sich damit wie folgt:

$$P_{BZ} = -P_{Def} - P_{SEA,Def} = -(-5,3 \text{ kW}) - 0 \text{ kW} = 5,3 \text{ kW} \quad (\text{Gl. 16})$$

Der größte Leistungsmangel stellt sich über Nacht ein, wenn die Solaranlage keinen Strom erzeugt. Die größten Defizite sind im Dezember und erfordern eine Ausgleichsleistung von 5,3 kW der Brennstoffzelle. Die Defizitleistung basiert hierbei auf einem gemittelten Monatswert. Für Spitzenleistungen sollte die Systemkombination deshalb mit dem öffentlichen Netz und einem Spitzenlastkessel gekoppelt sein.

### 5.3 Wirtschaftlichkeit

Die Anschaffungskosten ( $Z_A$ ) der Solaranlage lassen sich aus den spezifischen Kosten ( $z_{spez}$ ), der Modulfläche ( $A_{Kombi}$ ) und der Peak-Leistung ( $P_{SEA,Peak}$ ) der Kollektoren bestimmen.

$$Z_A = z_{spez} * A_{Kombi} * P_{SEA,Peak} = 1000 \frac{\text{€}}{\text{kW}_p} * 117 \text{ m}^2 * 150 \frac{\text{W}_p}{\text{m}^2} = 17.550 \text{ €} \quad (\text{Gl. 17})$$

Die Anschaffungskosten für die Solaranlage betragen somit 17.550 €. Hinzu kommen mindestens 30.000 € für das Brennstoffzellen-Heizsystem und 12.000 € für den Elektrolyseur (siehe Kapitel 2). Verwendet man bei einer gasförmigen Speicherung des Wasserstoffs mehrere

Typ 1 Tanks mit einem Volumen von 50 l, so betragen die Kosten für die Speicherung ca. 50.000 €. Die Gesamtkosten für die Systemkombination umfassen somit ca. 110.000 €.

Da das System für eine autarke Energieversorgung ausgelegt ist, wird näherungsweise kein Strom in das öffentliche Netz eingespeist, wodurch die Einspeisevergütung für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung irrelevant ist. Jedoch würde die Systemkombination von dem KfW-Programm mit einem Festbetrag von 5.700 € und einer Bonuszahlung von 22.500 € gefördert werden (siehe Kapitel 2.3.3). Durch die Förderung betragen die Investitionskosten der Systemkombination noch ca. 82.000 €.

Um die Wirtschaftlichkeit der Anlage nun beurteilen zu können, muss der Kapitalrückfluss der Anlage miteinbezogen werden. Dabei wird eine Anlagen-Lebensdauer von 20 Jahren angenommen. Im Folgenden wird die Kapitalwertmethode aus Kapitel 2.1.4 angewendet.

- $EV_q = \frac{\text{Eigenverbrauch [kWh]}}{\text{PV Stromerzeugung [kWh]}} = 1,0$
- $SBE = \text{Strombezugspreis} - \text{Einspeisevergütung}$   

$$SBE = 29,86 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} - 11,27 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} = 18,59 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$$
- $EBE = \text{Erdgasbezugsersparnis} = 6 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
- $GBE = \text{Gesamtbezugse.} = \frac{4.000 \text{ kWh}}{21.583 \text{ kWh}} * 18,59 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} + \frac{17.584 \text{ kWh}}{21.583 \text{ kWh}} * 6 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} = 8,33 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
- $SJE = \frac{\text{Jahresertrag}}{\text{Peakleistung}} = \frac{21.583 \text{ kWh}}{0,15 \text{ kW}_p / \text{m}^2 * 117 \text{ m}^2} = 1.230 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p}$
- $g = EV_q * SJE * GBE + (1 - EV_q) * SJE * ESV$   

$$g = 1,0 * 1.230 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p} * 8,33 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} = 102,46 \text{ €/kW}_p$$
- $b_f = \frac{1 - (1 + z_{eff})^{-T}}{z_{eff}} = \frac{1 - (1 + 0,045)^{-20}}{0,045} = 13,0$
- $C_w = -K_{INV} + g * b_f = \frac{-82.000 \text{ €}}{0,15 \frac{\text{kW}_p}{\text{m}^2} * 117 \text{ m}^2} + 13,0 * 102,46 \frac{\text{€}}{\text{kW}_p} = -3.340,38 \frac{\text{€}}{\text{kW}_p}$
- $C_{w,ges} = -3.340,38 \frac{\text{€}}{\text{kW}_p} * 0,15 \frac{\text{kW}_p}{\text{m}^2} * 117 \text{ m}^2 = -58.623,75 \text{ €}$

Der Kapitalwert der Anlage beträgt nach einer Betriebszeit von 20 Jahren -58.624 €. Die Systemkombination ist somit nicht rentabel.

## 6. CO<sub>2</sub>-Einsparung

Die Systemkombination von Photovoltaik und einem Brennstoffzellen-Heizsystem mit Wasserstoff als Brennstoff, bildet ein emissionsfreies Energieversorgungssystem. Da die Anlage auf eine autarke Energieversorgung ausgelegt ist, wird, außer für Spitzenlasten, kein Strom vom öffentlichen Netz bezogen. Somit ist der Haushalt in guter Näherung emissionsfrei.

Die eingesparte CO<sub>2</sub>-Menge ( $m_{ges}$ ) ergibt sich aus den Emissionen eines Haushalts, welcher den Strom aus dem öffentlichen Netz bezieht und die Wärme durch Erdgas bereitstellt. Dabei wird den Energieträgern der gleiche Jahresverbrauch zugeordnet, wie dem energieautarken Haushalt. Die eingesparte CO<sub>2</sub>-Menge setzt sich somit aus dem Jahresverbrauch von Strom ( $y_H$ ) und Erdgas ( $y_{H,Gas}$ ) in Relation zu deren spezifischen Kohlendioxidemissionen zusammen. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß pro Kilowattstunde Strom aus dem öffentlichen Netz, wurde für das Jahr 2017 auf 489 g geschätzt (Umweltbundesamt, 2018, Abs. 5). Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß pro Kilowattstunde Erdgas beträgt hingegen nur 200 g (volker-quasching, 2015, Tab. 1).

$$m_{ges} = y_H * 0,489 \frac{kg}{kWh} + 0,2 \frac{kg}{kWh} * y_{H,Gas} \quad (Gl. 18)$$

$$m_{ges} = 4.000 kWh * 0,489 \frac{kg}{kWh} + 0,2 \frac{kg}{kWh} * 17.584 kWh = 5.473 kg$$

Die CO<sub>2</sub>-Einsparung, durch ein energieautarkes, regeneratives Energieversorgungssystem in einem Vierpersonenhaushalt in der EMN beträgt somit ca. 5,5 Tonnen.

Die Klimaschutzziele für das Jahr 2030 sehen eine CO<sub>2</sub>-Einsparung von 40 % gegenüber dem Jahr 1990 vor. Für das Jahr 2050 wird im Gebäudesektor eine Reduzierung um 80 % angestrebt (N-Ergie, 2018, S. 2). In der EMN betragen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Wohnungssektor im Jahr 1990 ca. 7,3 Mio. Tonnen (Heymann, 2015, S. 61). Im Jahr 2020 betragen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Wohnungssektor, laut einer Studie der Nordbayern-Agentur, nur noch 4,3 Mio. Tonnen. Somit sind die Klimaschutzziele im Bereich des Wohnungssektors für das Jahr 2030 bereits erfüllt. Um die Klimaschutzziele bis 2050 erfüllen zu können, müssen jährlich noch 1,54 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> im Wohnungssektor eingespart werden. Bei einer Einsparung von rund 5,5 Tonnen Kohlendioxid durch ein energieautarkes Einfamilienhaus, müssten ca. 280.000 Haushalte in der EMN, bis zum Jahr 2020, auf dieses Energieversorgungssystem umgestellt werden.

## **7. Zusammenfassung**

Ein autarkes Energieversorgungssystem, welches Photovoltaik zur Stromerzeugung nutzt und Energieüberschüsse mittels eines Elektrolyseurs in gasförmigen Wasserstoff wandelt, um diesen wiederum mit einem Brennstoffzellen-Heizsystem in Strom und Wärme zu wandel, ist in der EMN wirtschaftlich und technisch nicht umsetzbar.

Dies liegt zum einen an der geringen Energiedichte von gasförmigem Wasserstoff, die ein entsprechend hohes Tankvolumen und eine Speicherung unter hohem Druck erfordert. Um die gesamten, in der Sommerzeit erzeugten, Energieüberschüsse speichern zu können, ist ein Tankvolumen von knapp  $10 \text{ m}^3$  und ein Speicherdruck von 300 bar erforderlich. Die Kosten für die Speicherung betragen dabei ca. 50.000 € und machen somit knapp 45 % der Anlagenkosten aus. Trotz Fördergelder von bis zu knapp 30.000 € durch das KfW-Programm 443 beträgt der Kapitalwert der Anlage nach 20 Jahren Betriebszeit noch rund -60.000 € und ist damit stark verlustbehaftet.

Um die Energie durch Photovoltaik bereitstellen zu können, ist in der EMN eine PV-Fläche von  $117 \text{ m}^2$  notwendig. Dies entspricht ca. der doppelten Fläche einer südlich ausgerichteten Dachhälfte eines Einfamilienhauses. Demzufolge ist die Systemkombination bei einer autarken Auslegung, durch die Flächenbegrenzung des Daches, nicht umsetzbar.

Das Potential der  $\text{CO}_2$ -Einsparung durch ein energieautarkes Versorgungssystem beträgt bei einem jährlichen Stromverbrauch von 4.000 kWh und einem Erdgasverbrauch von 17.500 kWh rund 5,5 Tonnen. Um die Klimaschutzziele für das Jahr 2050 im Gebäudesektor erreichen zu können, müssten rund 280.000 Haushalte in der EMN auf ein regeneratives, energieautarkes Versorgungssystem umgerüstet werden.

## **8. Ausblick**

Die Umsetzbarkeit der Systemkombination hängt im Wesentlichen von der kostengünstigen Speicherung des Wasserstoffs ab. Hierfür sollte in zukünftigen Forschungsarbeiten untersucht werden, ob die Speicherung des Wasserstoffs in flüssiger Form rentabler ist. Zudem bleibt zu untersuchen, ob die Dachfläche bei modernen Niedrigenergiehäusern genügt, um ausreichend viel Strom zu generieren. Eine Ergänzung durch eine Windkraftanlage könnte dabei sinnvoll sein.

Außerdem sollte zukünftig erforscht werden, ob die Systemkombination für Standorte mit einem größeren Strahlungsaufkommen geeignet ist. Neben einer Inselanlage ist vor allem eine Netzgekoppelte Anlage in Betracht zu ziehen welche durch die Anbindung an das Netz primär nach wirtschaftlichen Aspekten ausgelegt werden kann.

Die wesentlichen Herausforderungen für eine erfolgreiche Marktentwicklung sind in Zukunft die Senkung der Herstellungskosten durch höhere Stückzahlen, eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades und eine Erhöhung der Standzeit.

## 9. Literaturverzeichnis

- Energie-experten. (2018). Berechnung der Kosten von Solarbatterien. Abgerufen am 29. November 2018 von <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/solarenergie/solarbatterie.html>
- Euwid-Energie. (2018). Power to Gas: Wirkungsgrad steigt und Kosten sinken. Abgerufen am 07. Dezember 2018 von <https://www.euwid-energie.de/power-to-gas-wirkungsgrad-steigt-und-kosten-sinken/>
- Heizungsfinder. (2018). Preise für die Brennstoffzellenheizung 2018. Abgerufen am 03. Dezember 2018 von <https://www.heizungsfinder.de/brennstoffzelle/preis>
- Heymann, P. (2015). Aktualisierung der Endenergiebilanz der Europäischen Metropolregion Nürnberg 2013. Abgerufen am 08. Dezember 2018 von [http://klimaschutz.metropolregionnuernberg.de/fileadmin/microsite\\_klimaschutz/downloads/Endenergiebilanz\\_EMN\\_2013.pdf](http://klimaschutz.metropolregionnuernberg.de/fileadmin/microsite_klimaschutz/downloads/Endenergiebilanz_EMN_2013.pdf)
- Klell, M., Eichlseder, H. & Trattner A. (2017). Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik – Erzeugung, Speicherung, Anwendung (4. Aufl.). Berlin: Springer Vieweg.
- Main-Donau-Netz. (2018). Ihr Anschluss an unser Netz – Standardlastprofile. Abgerufen am 04. Dezember 2018 von <https://www.main-donau-netz.de/kunden/unsere-leistungen/strom/netznutzung.html>
- Matthias, M. (2008). Schema Brennstoffzelle. Abgerufen am 03. Dezember 2018 von <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Schema-Brennstoffzelle.svg>
- NASA. (2018). Data Collections. Abgerufen am 06. Dezember 2018 von <https://disc.gsfc.nasa.gov/datasets?keywords=%22MERRA-2%22&page=1&source=Models%2FAnalyses%20MERRA-2>
- N-Ergie. (2018). Erdgaspreisrechner. Abgerufen am 06. Dezember 2018 von [https://www.n-ergie.de/privatkunden/online-kundenkonto/tarifberatung!/ut/p/z1/04\\_Sj9CPykyssy0xPLMnMz0vMA-fIjo8zifT2dDQyd\\_A183d2MLQ0C\\_X0NA91DwpwCTMz1w1EV-Bu4Gxk4mrsFWpi6Whi5W5jqRxGj3wAFOBo4BRk5GRsYuPsbkaMf2STi9ONREIXf-HD9KHxWGDqZoytAC6IwQgpAYYjFFaiBRMiZBbmhoaERBpmemY6KAFsXVj4!/dz/d5/L2dBI-SEvZ0FBIS9nQSEh/?sparten=ERDGAS](https://www.n-ergie.de/privatkunden/online-kundenkonto/tarifberatung!/ut/p/z1/04_Sj9CPykyssy0xPLMnMz0vMA-fIjo8zifT2dDQyd_A183d2MLQ0C_X0NA91DwpwCTMz1w1EV-Bu4Gxk4mrsFWpi6Whi5W5jqRxGj3wAFOBo4BRk5GRsYuPsbkaMf2STi9ONREIXf-HD9KHxWGDqZoytAC6IwQgpAYYjFFaiBRMiZBbmhoaERBpmemY6KAFsXVj4!/dz/d5/L2dBI-SEvZ0FBIS9nQSEh/?sparten=ERDGAS)
- N-Ergie. (2018). Klimaschutzziele 2030: Metropolregion Nürnberg legt Maßnahmenpaket vor. Abgerufen am 08. Dezember 2018 von [https://www.n-ergie.de/public/remotemedien/media/n\\_ergie/internet/die\\_n\\_ergie/unternehmen\\_1/publikationen/Accelerator\\_Zusammenfassung\\_kurz\\_final.pdf](https://www.n-ergie.de/public/remotemedien/media/n_ergie/internet/die_n_ergie/unternehmen_1/publikationen/Accelerator_Zusammenfassung_kurz_final.pdf)
- Photovoltaiksolarstrom. (2018). Positive Entwicklung der Photovoltaikkosten. Abgerufen am 26. November 2018 von <https://photovoltaiksolarstrom.com/photovoltaik-kosten/#anschaffung>
- Popp, M. (2018). Excel-Programm: Versorgungsanalyse. E-Mail: matthias.popp@th-nuernberg.de
- Solaranlage. (2018). Einspeisevergütung. Abgerufen am 26. November 2018 von <https://www.solaranlage.eu/photovoltaik/wirtschaftlichkeit/einspeiseverguetung>
- Stromauskunft. (2018). Strompreise 2018 - Strompreis pro kWh. Abgerufen am 26. November 2018 von <https://www.stromauskunft.de/strompreise/strompreise-2018/>
- Töpler, J. & Lehmann, J. (2017). *Wasserstoff und Brennstoffzelle – Technologien und Marktperspektiven* (2. Aufl.). Berlin: Springer Vieweg.
- Umweltbundesamt. (2018). Wie viel CO2 verursacht eine Kilowattstunde Strom im deutschen Strommix? Abgerufen am 08. Dezember 2018 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Strommix>
- Volker-quasching. (2015). Spezifische Kohlendioxidemissionen verschiedener Brennstoffe. Abgerufen am 08. Dezember 2018 von <https://www.volker-quasching.de/datserv/CO2-spez/index.php>

---

Wesselak, V. & Voswinckel, S. (2016). *Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird* (2. Aufl.). Berlin: Springer Vieweg.

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg. (2013). *Elektrolyse Basics III*. Abgerufen am 28. November 2018 von

[https://www.zsw-bw.de/uploads/media/Elektrolyse\\_Basics\\_III.pdf](https://www.zsw-bw.de/uploads/media/Elektrolyse_Basics_III.pdf)

## 10. Anlagen

Nachfolgend ist der Report aus der Software *Polysun* zur Simulation des Gasbedarfs eines EFH in der EMN angehängt.

### 10.1 Professioneller Report

Educational Version

#### Professioneller Report

x
**9af: Raumheizung (Gaskessel)**

Kessel: Gas 30kW  
Leistung: 30 kW

Speicher: 500l Puffer

Temperatur: 50 °C  
Durchschnittliche Volumenentnahme: 195,7 m³/Tag

Gebäude: Deutsche Gebäudenorm 2002  
Beheizte/gekühlte Wohnfläche: 149,8 m²  
Gebäuelänge: 10,7 m  
Gebäudebreite: 7 m  
Anzahl Stockwerke: 2  
Soll-Raumtemperatur (Tag): 19 °C

---

**Standort der Anlage**

Deutschland  
Nürnberg  
Längengrad: 11,08°  
Breitengrad: 49,45°  
Höhe ü.M.: 281 m

---

**Dieser Report wurde erstellt durch:**

Arno Dentel  
keßlerplatz 12  
90489 Nürnberg

---

**Systemübersicht (Jahreswerte)**

Gesamter Brennstoff- und Strom-Verbrauch des Systems [Etot]	17.635 kWh
Gesamter Stromverbrauch [Ecs]	50,7 kWh
Gesamter Gasverbrauch [Egas]	17.584 kWh
Nutzenergie [Quse]	14.089 kWh
Systemeffizienz [(Quse+EinV) / (Eaux+Epar)]	0,8
Anlagenaufwandszahl	1,25
Komfortanforderungen	Energiebedarf ist gedeckt

1 / 5
V10.2.3.26190 / 06.12.2018 / 10:37:47
polysun®

Für die Richtigkeit der Angaben und Resultate besteht kein Haftungsanspruch gegenüber der Firma Vela Solaris AG, ihren Zulieferern und Vertriebspartnern.

Educational Version

## Professioneller Report

### Meteodaten-Übersicht

Mittlere Aussentemperatur	9,6 °C
Globalstrahlung, Jahressumme	1.022 kWh/m <sup>2</sup>
Diffusstrahlung, Jahressumme	579 kWh/m <sup>2</sup>

### Komponentenübersicht (Jahreswerte)


Kessel	Gas 30kW	
Leistung	kW	30
Gesamtnutzungsgrad	%	84,8
Energie vom/zum System [Qaux]	kWh	14.910
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Eaux]	kWh	17.584
Brennstoffbedarf des Nachheizkessels [Baux]	m <sup>3</sup> (gas)	1.675
Abgasverluste [Qex]	kWh	1.758
Gebäude	Deutsche Gebäudenorm 2002	
Beheizte/gekühlte Wohnfläche	m <sup>2</sup>	149,8
Soll-Raumtemperatur	°C	19
Heizwärmebedarf [Qdem]	kWh	11.124
Spezifischer Heizwärmebedarf ohne WW [Qdem]	kWh/m <sup>2</sup>	74,3
Solarertrag durch Fenster	kWh	13.421
Gesamter Energieverlust	kWh	31.674
Heiz-/Kühlelement	Radiator	
Anzahl Heiz-/Kühlmodule	-	15
Leistung pro Heiz-/Kühlelement bei Normbedingungen	W	1.000
Soll-Vorlauftemperatur	°C	65
Soll-Rücklauftemperatur	°C	55
Nettoenergie von/zu den Heiz-/Kühlmodulen	kWh	10.975
Warmwasserbedarf	Tagesspitzen	
Volumenentnahme/Tagesverbrauch	l/d	196
Solltemperatur	°C	50
Energiebedarf [Qdem]	kWh	3.361
Pumpe Heizkreis	Eco, mittel	
Kreislauf-Druckverlust	bar	0,01
Durchsatz	l/h	918
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Epar]	kWh	50,7

### Professioneller Report

Speicher Trinkwarmwasser	500l Puffer	
Volumen	l	500
Höhe	m	1,7
Material		Stahl
Wärmedämmung		PU hart
Dämmungs-Dicke	mm	80
Wärmeverlust [Qhl]	kWh	354
Anschlussverluste	kWh	295


Energie der Wärmeerzeuger an das System (ohne Solarthermie) [Qaux]

kWh



Gesamter Brennstoff- und Strom-Verbrauch des Systems [Etot]


kWh



## Professioneller Report

Gesamter Stromverbrauch [Ecs]

kWh



Jahr	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	
<b>Energie der Wärmeerzeuger an das System (ohne Solarthermie) [Qaux]</b>													
kWh	14910	3093	2257	1755	582	356	323	325	311	307	617	1979	3005
<b>Brennstoff- und Strom-Verbrauch der Wärmeerzeuger [Eaux]</b>													
kWh	17584	3545	2601	2045	723	472	431	435	419	412	759	2294	3447
<b>Gesamter Brennstoff- und Strom-Verbrauch des Systems [Etot]</b>													
kWh	17635	3557	2610	2051	724	472	431	435	419	412	761	2302	3459
<b>Stromverbrauch der Pumpen [Epar]</b>													
kWh	50,7	12,4	8,9	6,5	1,1	0,1	0	0	0	0	1,8	7,8	12,1
<b>Nutzenergie [Quse]</b>													
kWh	14089	3015	2207	1678	517	296	254	250	242	235	554	1909	2932
<b>Wärmeverlust an Innenraum (inklusive Wärmeerzeuger-Verluste) [Qint]</b>													
kWh	1831	178	155	162	140	142	138	144	144	140	143	165	179
<b>Gesamter Stromverbrauch [Ecs]</b>													
kWh	51	12	9	6	1	0	0	0	0	0	2	8	12

Education Version

## Professioneller Report

### Energieflussdiagramm (Jahresbilanz)

