

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Fakultät Life Sciences

**Technische und ökonomische Analyse und Optimierung eines Photovoltaik-Systems in
Kombination mit elektrischem und thermischem Energiespeicher für den Einfamilienhaushalt**

Bachelorarbeit

im Studiengang Umwelttechnik

vorgelegt von

Johannes-Lorenz Meier

Matrikel-Nr.: 2026321

Hamburg, 23. Juli 2014

Gutachter: Prof. Dr. Timon Kampschulte

Gutachter: Dr. Jan Schöne

Die Abschlussarbeit wurde betreut und erstellt in Zusammenarbeit mit der
Conergy Global Solutions GmbH.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	III
Tabellenverzeichnis	IV
Symbol- und Abkürzungsverzeichnis.....	V
1. Einleitung	1
2. Grundlagen	3
2.1 Funktionsweise einer Luftwasserwärmepumpe	3
2.2 Eigenverbrauch und Autarkie.....	5
2.3 Elektrische Energiespeicher – Vergleich der gängigen Technologien	9
2.4 Funktionsweise von Energiemanagementsystemen.....	12
2.5 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz	12
3. Darstellung der experimentellen Rahmenbedingungen.....	14
3.1 Betrachteter Haushalt mit Wärmepumpe	14
3.2 Dimensionierung der Photovoltaikanlage und des Speichers.....	14
3.3 Aufbau und Rahmenbedingungen der Simulation.....	16
3.4 Hintergrund der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	17
4. Datenaufbereitung für die Simulation	20
4.1 Vorbereitung für die Ertragssimulation	20
4.2 Diskussion des Haushaltslastprofils	21
4.3 Lastprofil der Wärmepumpe	23
5. Simulation	27
5.1 Ergebnisse der Simulation.....	27
5.2 Diskussion der Simulation	29
6. Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	31
6.1 5 kWp Photovoltaikanlagengröße und 2 kWh Speicher	31
6.2 7 kWp Photovoltaikanlagengröße und 2 kWh Speicher	33
6.3 9 kWp Photovoltaikanlagengröße und 5 kWh Speicher	33
6.4 Diskussion der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	34
6.5 Theoretisches Optimierungspotential der Wärmepumpe.....	36
7. Zusammenfassung und Ausblick	38
7.1 Zusammenfassung der Ergebnisse	39
7.2 Schlussfolgerung und Ausblick	39
Anhang	41
A. Makro für eine einheitliche Auflösung.....	41
B. Makro zur Berechnung der Einsparungsmöglichkeit der Wärmepumpe	42
C. Aufbau des Simulationsmodells	44
D. Blockschaltbild des Simulationsmodells	45
E. Ergebnisse der Simulation	46
Literaturverzeichnis	47

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Funktionsprinzip einer Wärmepumpe	4
Abbildung 2: Typisches Ertragsprofil einer Photovoltaikanlagen und eine Haushaltslast.....	6
Abbildung 3: Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit von Batteriekapazität und Leistung des Solargenerators für einen Einfamilienhaushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 4700 kWh.....	7
Abbildung 4: Autarkiegrad in Abhängigkeit von Batteriekapazität und Leistung des Solargenerators für einen Einfamilienhaushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 4700 kWh.....	8
Abbildung 5: Eigenschaften des Lithium-Akkus	10
Abbildung 6: Eigenschaften des Blei-Akkus.....	11
Abbildung 7: Lastprofil des Haushalts	22
Abbildung 8: Aufzeichnungsbeispiel des Datenloggers der Wärmepumpe.....	23
Abbildung 9: Auswirkung von gemittelten Werten	24
Abbildung 10: Auszug aus dem Lastprofil der Wärmepumpe im Winter	25
Abbildung 11: Auszug aus dem Lastprofil der Wärmepumpe im Sommer.....	26
Abbildung 12: Eigenverbrauchsquote für verschiedene Speichergrößen in Abhängigkeit der Photovoltaikanlagengröße	27
Abbildung 13: Autarkiegrad für verschiedene Speichergrößen in Abhängigkeit der Photovoltaikanlagengröße	28
Abbildung 14: Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine 5 kWp Photovoltaikanlage mit einem 2 kWh Akkumulator.....	31
Abbildung 15: Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine 7 kWp Photovoltaikanlage mit einem 2 kWh Akkumulator.....	33
Abbildung 16: Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine 9 kWp Photovoltaikanlage mit einem 5 kWh Akkumulator.....	34
Abbildung 17: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 7 kWp Anlage und einem 2 kWh Akkumulator mit geregelter Wärmepumpe.....	37
Abbildung A: Makro zur Überarbeitung der Daten, um eine einheitliche Auflösung zu gewährleisten	41
Abbildung B: Makro zur Abschätzung des Einsparungspotentials der Wärmepumpe	42
Abbildung C: Aufbau des Simulationsmodells	44
Abbildung D: Blockschaltbild des Simulationsmodells.....	45
Abbildung E: Tabelle der Ergebnisse der durchgeführten Simulation	46

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische Parameter der Batterien „Smart Energy“ und „ESS 2.0“	15
Tabelle 2: Übersicht der in dieser Arbeit durchgeführten Simulationen.....	16
Tabelle 3: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	19
Tabelle 4: Zusammenfassung der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	39

Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

Symbol	Beschreibung	Einheit
ε	Leistungszahl	-
PR	Qualitätsfaktor (engl.: Performance Ratio)	%
\dot{Q}_U	Wärmestrom der Umgebung	W
\dot{Q}_{El}	Elektrischer Wärmestrom	W
\dot{Q}_H	Wärmestrom der Heizung	W

Abkürzung	Beschreibung
AG	Autarkiegrad
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
DC	Gleichstrom (engl.: direct current)
DIN	Deutsches Institut für Normung
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EN	Europäische Normen
EV	Eigenverbrauch
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
MPP	Maximum Power Point
PV	Photovoltaik
Wp	Watt Peak

1. Einleitung

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Kurz: Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) war und ist ein wegweisendes Instrument für eine schnelle und wirksame Umsetzung der „deutschen Energiewende“. Vielfach kopiert lieferte es die Grundlage für den massiven weltweiten Ausbau von Kapazitäten für die Produktion von erneuerbarer Energie vor allem Wind- und Solarenergie. Es lieferte die Grundlage für eine beeindruckende und rasante Reduktion der Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen.

Das Erreichte scheint aktuell in den Hintergrund zu geraten. Die gegenwärtige durch Politik, Industrie und Medien inszenierte öffentliche Diskussion beschränkt sich im Wesentlichen auf die Themen Kostendynamik und Systemstabilität und wird der Komplexität des Projekts Energiewende nicht gerecht. Aber worauf kommt es eigentlich an? Und wie könnte es gehen?

Abseits der großen Medienplattformen finden in wissenschaftlich und gesellschaftlich geprägten Foren, Blogs und sozialen Netzwerken umfangreiche und kontroverse Diskussionen statt, in denen wissenschaftlich fundierte Lösungen erarbeitet und erörtert werden (Quellen: u.a. energieblogger und metropolsolar). Einige der von der Politik aufgestellten Kernthesen der Energiewende werden hierbei in Frage gestellt oder revidiert. Eine der wichtigsten Hypothesen, die regelmäßig im Rahmen der Debatten postuliert werden, ist die „schnelle Überwindung der Strom-Wärme-Schranke“ in den Köpfen aller Beteiligten. Eine getrennte Betrachtung der Strom- und Wärmeproduktion ist nicht zielführend. Des Weiteren soll ein zügiger Ausbau von intelligenten Stromnetzen, die sogenannten Smart Grids, und virtuellen Kraftwerken (netzdienlicher, virtueller Zusammenschluss von regenerativen Erzeugungsanlagen, Stromspeichern und thermischen Speichern) realisiert werden. Derartige Infrastrukturmaßnahmen sind notwendig, um einen zügigen und effizienten Umbau der Energieversorgung in Deutschland zu ermöglichen und dabei die Systemstabilität zu gewährleisten. Die intelligente Kombination von kleinen Photovoltaikanlagen, Stromspeichern und Wärmepumpen für Hausanwendungen wird hierbei zukünftig eine entscheidende Rolle spielen.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde dazu das Zusammenspiel dieser drei Systeme an einem konkreten Beispiel untersucht. Hierzu wurden Daten einer Wärmepumpe untersucht, welche sich in einem Einfamilienhaus befindet, um ein möglichst realistisches Lastprofil dieser zu erstellen. Weiterhin wurde mithilfe einer Simulationssoftware eine Systemkombination bestehend aus Photovoltaikanlage und Akkumulator für den Standort der Wärmepumpe simuliert. Um das Ertragsprofil der Photovoltaikanlage möglichst realitätsgetreu zu simulieren, wurden tatsächliche

Strahlungswerte aus näherer Umgebung des Einfamilienhauses verwendet. Anschließend erfolgt eine wirtschaftliche Betrachtung des Gesamtkonzeptes.

Die wichtigsten Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Arbeit sind im Folgenden dargestellt:

- Unter den gegebenen Voraussetzungen ist aktuell ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagenkonstellation nicht umsetzbar.
- Eine Kombination aus Wärmepumpe, Photovoltaikanlage und Akkumulator hat großes Potential, da über eine intelligente Steuerung der Wärmepumpe ein deutlich positiveres Ergebnis erzielt werden kann. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass die Kosten für Photovoltaikanlagen und Akkumulatoren weiter sinken werden.
- Ein intelligentes Energiemanagementsystem ist zwingend notwendig, um einen sinnvollen Betrieb dieser drei Anlagentypen in Kombination zu gewährleisten.

2. Grundlagen

Im folgenden Kapitel wird genauer auf die Funktionsweise einer Luftwasserwärmepumpe eingegangen. Darüber hinaus werden die Begriffe Eigenverbrauch und Autarkie erläutert. Weiterhin werden Unterschiede zwischen verschiedenen Akkumulatoren ermittelt und untersucht. Im Weiteren wird der Nutzen eines Energiemanagementsystems betrachtet. Als letzter Punkt werden in diesem Kapitel die für diese Arbeit relevanten Aspekte des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien festgestellt und erklärt.

2.1 Funktionsweise einer Luftwasserwärmepumpe

Eine Wärmepumpe funktioniert in einem Kreisprozess, in dem ein Wärmeträgermedium zirkuliert. Abbildung 1 zeigt eine schematische Darstellung dieses Prozesses. Mithilfe eines Verdampfers wird dieses leicht zu verflüchtigende Medium verdampft. Hierzu wird die Umgebungstemperatur als externe Energiequelle genutzt. Dieser Vorgang kann durch unterschiedliche Medien geschehen: das Grundwasser, das Erdreich und die Luft. In diesem Fall handelt es sich um eine Luft-Wasser-Wärmepumpe. Dies bedeutet, sie benutzt als externe Wärmequelle die Umgebungsluft und erwärmt Brauch- und Heizwasser. Nach dem Verdampfen wird das nun gasförmige Medium mithilfe eines Verdichters auf ein höheres Druckniveau gebracht. Anhand eines p-t-Diagramms¹ für eine Zustandsänderung im geschlossenen System wird ersichtlich, dass ein Medium im gasförmigen Zustand bei einem höheren Druck auch eine höhere Temperatur hat (Quelle: Niedrig, et al., 2013). Somit befindet sich das Medium auch auf einem höheren Temperaturniveau. Der Verdichter wird mit elektrischer Energie angetrieben und liefert mechanische Arbeit. Somit hat er den größten Energiebedarf der Wärmepumpe. Über einen Verflüssiger wird das gasförmige Medium nun wieder in den flüssigen Aggregatzustand überführt. Dazu wird ihm Wärmeenergie entzogen, die auf einen Heizkreis übertragen werden kann. Über ein Expansionsventil wird das nun mittlerweile flüssige Wärmeträgermedium entspannt. Hierdurch wird das Volumen des Mediums größer. Die ausgeführte Volumenänderungsarbeit führt zu einer Abkühlung. Durch diese Abkühlung liegt die Temperatur des Wärmeträgermediums unter der Umgebungstemperatur und der Prozess kann wieder von vorn beginnen (Quelle: Tiator, et al., 2014).

¹ Auf einem p-t-Diagramm sind die Aggregatzustände eines Mediums in Abhängigkeit von Druck und Temperatur dargestellt.

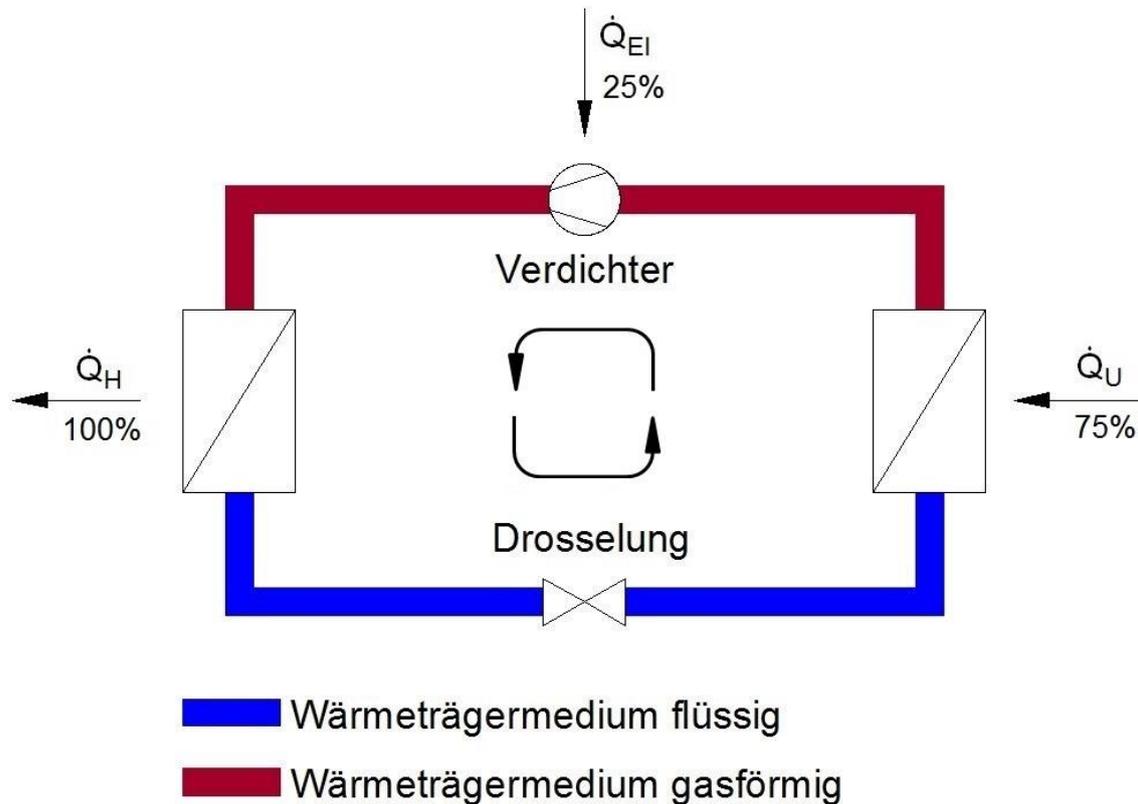


Abbildung 1: Funktionsprinzip einer Wärmepumpe (Quelle: In Anlehnung an Tiator, et al., 2014)

Das leicht zu verflüssigende Wärmeträgermedium wird mit Hilfe der Umgebungswärme \dot{Q}_U verdampft. Durch den elektrisch betriebenen Verdichter wird das gasförmige Medium auf ein höheres Temperaturniveau gebracht. In einem Wärmetauscher wird das gasförmige Wärmeträgermedium erneut verflüssigt, hierzu gibt es Wärme an den Heizkreislauf ab. Anschließend wird das Medium über eine Drosselung entspannt.

Betrachtet man den Energiefluss einer Wärmepumpe, so wird deutlich, dass diese einen Großteil der Energie aus der Umgebungstemperatur bezieht. Zusätzlich benötigt die Wärmepumpe noch elektrische Energie, um den Verdichter zu betreiben. Dies bedeutet, wenn eine Wärmepumpe aus 1 kWh elektrischer Energie 4 kWh thermische Energie erzeugt, kommen die restlichen 3 kWh aus der Umgebung. Diese steht kostenfrei und zur Genüge zur Verfügung. Aus diesem Grund findet der Begriff „Wirkungsgrad“ bei Wärmepumpen keine Anwendung, stattdessen wird eine Leistungszahl angegeben. In dem obigen Beispiel beträgt diese 4.

Die Leistungszahl ε ist somit als das Verhältnis zwischen Heizleistung- und Antriebsleistung der Wärmepumpe definiert. Darüber hinaus ist die Leistungszahl ein Momentanwert und berechnet sich aus:

$$\varepsilon = \frac{\text{Heizleistung}}{\text{Antriebsleistung}} = \frac{\text{Leistung aus Umweltenergie} + \text{Antriebsleistung}}{\text{Antriebsleistung}}$$

Formel 1: Berechnung der Leistungszahl einer Wärmepumpe (Quelle: Ochsner, 2007)

Die Tatsache, dass die Leistungszahl ein Momentanwert ist, setzt eine Normung zur Feststellung dieser voraus. Hierbei ist in der DIN EN 14511 vom Januar 2012 für jeden Wärmepumpen-Typ andere Rahmenbedingungen voraus. So wird die Leistungszahl einer Luft-Wasser-Wärmepumpe bei einer Außentemperatur von 7°C, einer gewünschten Vorlauftemperatur am Austritt der Wärmepumpe von 35°C sowie einer Rücklauftemperatur am Eingang der Wärmepumpe von 30°C ermittelt. Die Effektivität der Wärmepumpe hängt somit stark mit der Umgebungstemperatur zusammen. Ein weiterer nicht zu vernachlässigender Einflussfaktor auf die Effektivität ist die gewünschte Warmwassertemperatur, auf die die Wärmepumpe den Heizkreislauf erwärmen muss. Da in der Realität die Arbeitsbedingungen der Wärmepumpe stark variieren können, ergeben sich somit auch unterschiedliche Leistungszahlen (Quelle: Ochsner, 2007).

2.2 Eigenverbrauch und Autarkie

Die klassischen Geschäftsmodelle für Photovoltaikanlagen auf Basis der Einspeisevergütung sind u.a. in Deutschland kaum noch wirtschaftlich umsetzbar. Durch das Erreichen der Netzparität² für Solarstrom werden neue Geschäftsmodelle basierend auf dem Eigenverbrauch von Solarstrom relevanter.

Wird die Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage betrachtet, müssen auch die Begriffe Eigenverbrauch und Autarkie genauer erläutert werden. Bei dem Eigenverbrauchsanteil handelt es sich um den prozentualen Anteil des erzeugten Photovoltaikstroms, welcher direkt im Haushalt von Geräten wie zum Beispiel Waschmaschine, Kühlschrank oder Computer verbraucht wird. Ein Eigenverbrauchsanteil von 100 % bedeutet somit, dass der gesamte produzierte Photovoltaikstrom selbst vom Haushalt verbraucht wird. Der Eigenverbrauchsanteil errechnet sich wie folgt:

$$EV = \frac{\text{eigenverbrauchte PV – Strom}}{\text{gesamt produzierte PV – Strom}}$$

Formel 2: Berechnung der Eigenverbrauchsquote (Quelle: Quaschnig, 2013)

Betrachtet man das Ertragsprofil einer Photovoltaikanlage und vergleicht dieses mit einem Lastprofil eines Einfamilienhauses, so wird ein leicht antizyklischer Verlauf ersichtlich. In Abbildung 2 sind exemplarisch ein synthetisch generiertes Ertragsprofil einer beliebigen

² Netzparität (genauer „Steckdosenparität“) wird erreicht, wenn die Gestehungskosten für Strom aus Photovoltaikanlagen die Kosten für Strom aus der Steckdose angleichen bzw. unterschreiten.

Photovoltaikanlage an einem Sommertag sowie ein reales Lastprofil eines Fünfpersonenhaushalts dargestellt.

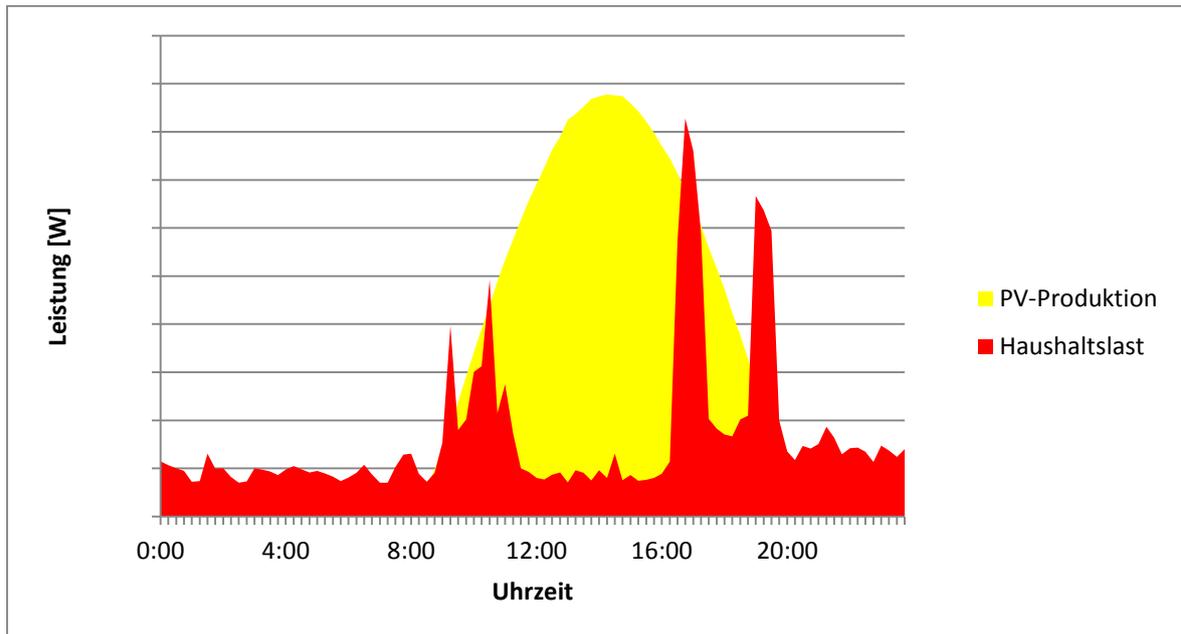


Abbildung 2: Typisches Ertragsprofil einer Photovoltaikanlagen und eine Haushaltslast (Quelle: Zalkau, 2013)

Die Haushaltslast übersteigt die Grundlast im Wesentlichen am Morgen und am Abend. Die Photovoltaikanlage produziert zur Mittagszeit die meiste Energie. Ertrags- und Lastprofil sind demnach gegenläufig. Dies führt zu geringen Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegraden.

Es ist deutlich sichtbar, dass die Solarstromproduktion zur Mittagszeit einen Peak aufweist. Zu diesem Zeitpunkt steht die Sonne am höchsten und liefert somit die höchste Einstrahlung. Der Haushalt benötigt hingegen den Strom am Morgen, wenn alle Familienmitglieder aufstehen, duschen und das Frühstück zubereitet wird. Ein weiterer Verbrauchsspeak ist am Abend zu erkennen, wenn die Familienmitglieder Licht, Fernseher und andere elektrische Verbraucher einschalten. Zu diesen Zeitpunkten muss zusätzlich zum produzierten Photovoltaikstrom noch Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden. Zur Mittagszeit befinden sich die Familienmitglieder nicht im Haus und die Photovoltaikanlage muss lediglich die Grundlast decken. Die Anlage generiert während dieser Zeit die höchste Leistung, diese überschreitet dabei die Grundlast und der überschüssige Strom wird in das Stromnetz eingespeist. Hierdurch verringert sich die Eigenverbrauchsquote.

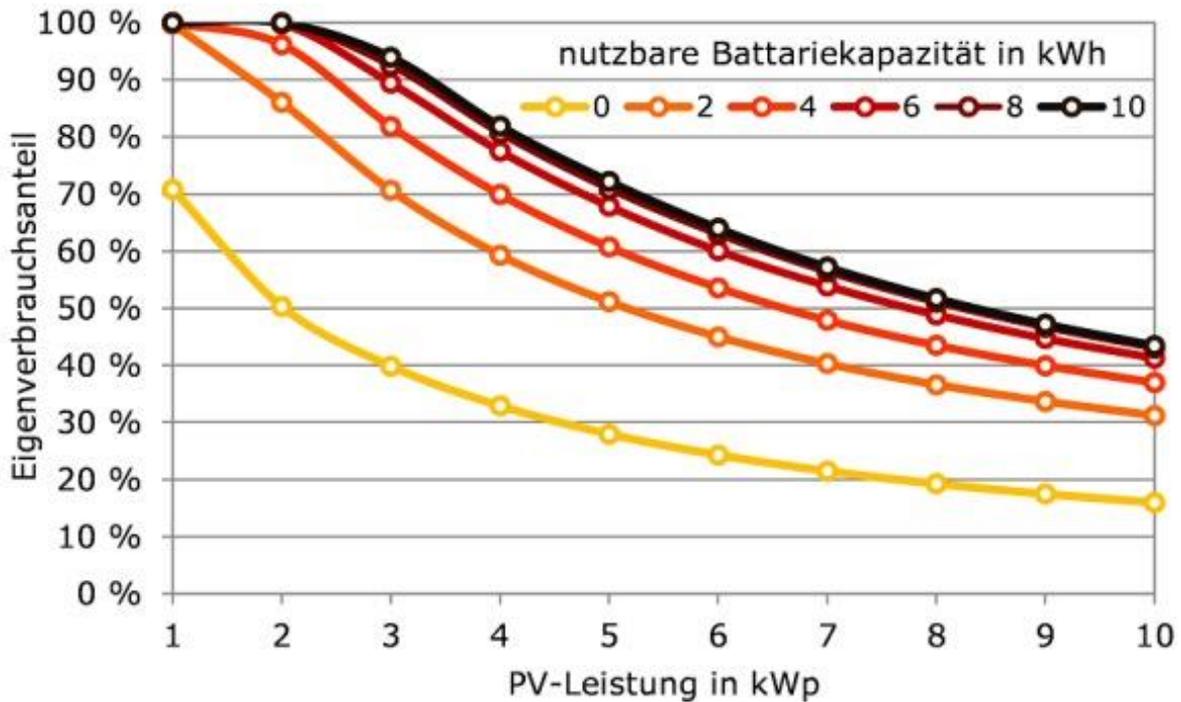


Abbildung 3: Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit von Batteriekapazität und Leistung des Solargenerators für einen Einfamilienhaushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 4700 kWh (Quelle: Weniger, et al., 2012)

Der Eigenverbrauchsanteil sinkt mit steigender Anlagengröße. Ein Akkumulator bewirkt eine große Steigerung des Eigenverbrauchs. Dies liegt daran, dass ein Teil der Energie, welche zur Mittagszeit ins öffentliche Stromnetz eingespeist worden wäre, nun gespeichert wird. Mit steigender Batteriekapazität steigt auch der Eigenverbrauch. Umso größer der Speicher, desto kleiner wird diese Steigerung. Dies liegt daran, dass der Speicher nicht ausreichend entleert wird. Mit einer 1 kWp Photovoltaikanlage und einem Speicher beträgt der Eigenverbrauch nahezu 100 %.

In der Abbildung 3 ist der Eigenverbrauchsanteil eines Einfamilienhaushalts mit einem Jahresstromverbrauch von 4700 kWh in Abhängigkeit von Photovoltaikanlagenleistung und Speicherkapazität dargestellt. Selbst bei einer Photovoltaikanlagenleistung von 1 kWp beträgt der Eigenverbrauch lediglich 70 %. Wird zu dieser Photovoltaikanlage ein elektrischer Energiespeicher hinzugefügt, so sind Eigenverbrauchsanteile von nahezu 100 % erreichbar. Die Speichergröße spielt hierbei nahezu keine Rolle. Mit steigender Photovoltaikanalengröße sinkt die Kurve des Eigenverbrauchs. So können mit einer Anlagengröße von 10 kWp nur etwa 15 % des produzierten Photovoltaikstroms selbst verbraucht werden. Mit einer 2 kWh großen Batterie lässt sich bei dieser Photovoltaikanalengröße der Eigenverbrauch auf gut 30 % erhöhen. In Abbildung 3 ist erkennbar, dass mit steigender Speicherkapazität auch der Eigenverbrauchsanteil steigt. Diese Steigerung wird jedoch mit zunehmender Speicherkapazität immer geringer.

Die Autarkie ist der prozentuale Anteil des gesamten Stromverbrauchs im Haushalt, welcher durch den von der Photovoltaikanlage erzeugten Strom gedeckt wird. Ein Autarkiegrad von 100 % bedeutet somit, dass der Haushalt komplett unabhängig vom Stromanbieter ist und der gesamte

benötigte Strom durch die Photovoltaikanlage produziert wird. Hierbei wird deutlich, dass zu den Morgenstunden und am Abend der von der Photovoltaikanlage produzierte Strom in der Regel nicht ausreicht, um die Last des Haushaltes zu decken. Dieser Umstand wirkt sich auf den Autarkiegrad aus und senkt diesen stark. Der Autarkiegrad errechnet sich wie folgt:

$$AG = \frac{\text{eigenverbrauchte PV - Energie}}{\text{gesamter Energiebedarf des Haushaltes}}$$

Formel 3: Berechnung des Autarkiegrads (Quelle: Quaschnig, 2013)

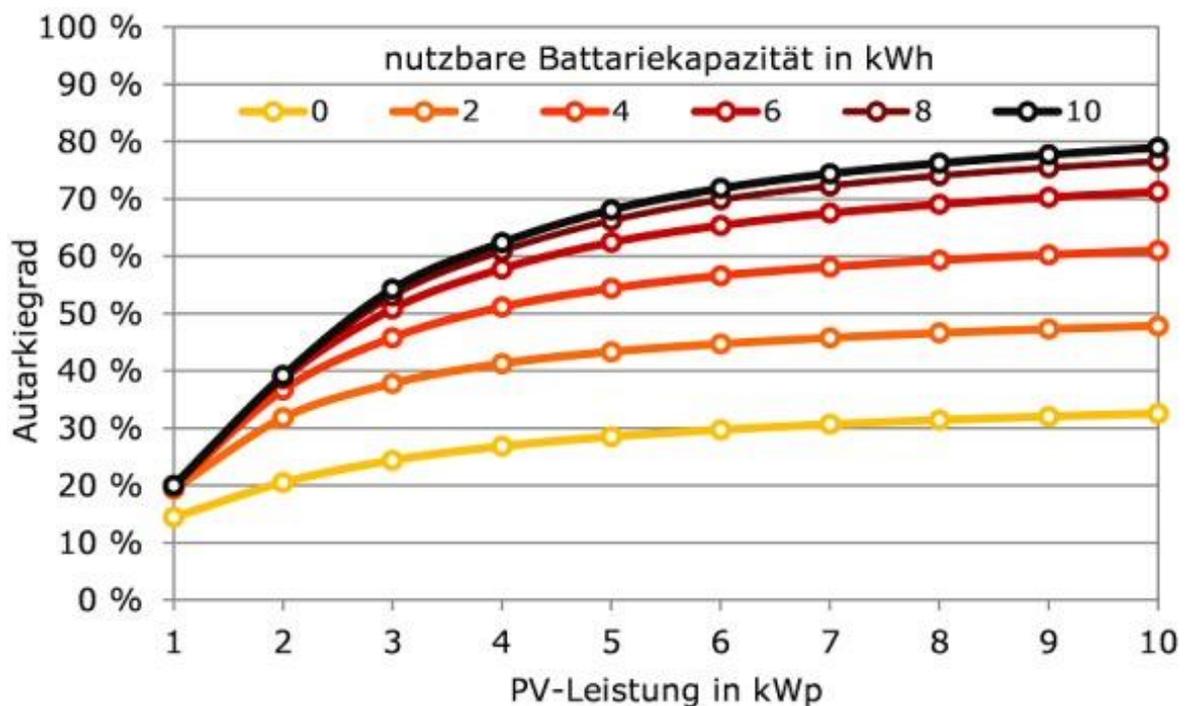


Abbildung 4: Autarkiegrad in Abhängigkeit von Batteriekapazität und Leistung des Solargenerators für einen Einfamilienhaushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 4700 kWh (Quelle: Weniger, et al., 2012)

Mit Erhöhung der Anlagengröße erhöht sich auch der Autarkiegrad. Ein Akkumulator erhöht den Autarkiegrad wesentlich. Dies liegt daran, dass die Energie, welche zur Mittagszeit gespeichert wurde, nun abends verbraucht werden kann. Auch hier kann festgestellt werden, dass die großen Akkumulatoren einen immer kleiner werdenden Einfluss auf die Autarkie haben.

In der Abbildung 4 ist der erzielbare Autarkiegrad des oben benannten Einfamilienhaushalts in Abhängigkeit von Photovoltaikanlagenleistung und Speicherkapazität dargestellt. Mit einer größeren Photovoltaikanlage können auch höhere Autarkiegrade erzielt werden. Eine Erhöhung der Speicherkapazität bewirkt ebenfalls eine Erhöhung des Autarkiegrads. Mit einer 10 kWp Photovoltaikanlage und einem 10 kWh Akku kann ein Autarkiegrad von nahezu 80 % erreicht werden. In Bezug auf die Steigerung des Autarkiegrads kann die gleiche Beobachtung wie für den

Eigenverbrauch gemacht werden: eine Erhöhung der Speicherkapazität führt nicht zu einer dementsprechend hohen Steigerung des Autarkiegrads.

2.3 Elektrische Energiespeicher – Vergleich der gängigen Technologien

Die kurzzeitige Speicherung von Solarstrom liefert die Möglichkeit, Eigenverbrauch und Autarkiegrad eines Haushalts zu erhöhen. Im Wesentlichen werden in der Solarbranche zwei verschiedene Speichertechnologien für die kurzzeitige Speicherung von Solarstrom genutzt. Auf der einen Seite sind dies die bewährten Blei-Akkumulatoren, auf der anderen Seite moderne Lithium-Ionen-Akkumulatoren (kurz: Lithium-Akku).

Die Blei-Akkus sind bereits gut bekannt und seit mehreren Jahrzehnten auf dem Markt vertreten. Es handelt sich dabei um eine solide und zuverlässige Technologie. Die Blei-Akkus sind aufgrund ihrer geringen Anschaffungskosten aktuell am stärksten verbreitet. Die Blei-Technologie besitzt auch Nachteile. Für die Anwendung als Speichermedium für Photovoltaikstrom ist die kurze zyklische Lebensdauer von ca. 500 – 1500 Ladezyklen ein limitierender Faktor. Die geringe zulässige Entladetiefe von etwa 50 % wirkt sich ebenfalls nachteilig auf die Systemperformance aus. Eine tiefere Entladung des Akkumulators verringert die zyklische und die kalendarische Lebensdauer signifikant. Des Weiteren führt eine geringe zulässige Entladetiefe dazu, dass wesentlich größere Akkumulatoren angeschafft werden müssen, um die gewünschte Kapazität zu erreichen. Dies erhöht die Anschaffungskosten und die Stellfläche, die für die Akkumulatoren benötigt wird. Dieser Aspekt wird noch dadurch verstärkt, dass Bleiakkumulatoren eine geringe Energiedichte bezogen auf Volumen und Gewicht haben.

Die Lithium-Akkus sind in der photovoltaischen Anwendung hingegen noch nicht so lange erprobt. Daher gibt es bis heute nur wenige Langzeiterfahrungswerte. Gegenüber den Blei-Akkus zeichnen sich jedoch bereits Vorteile ab. Zum Beispiel ist ihre übliche Entladetiefe deutlich größer als die der Blei-Akkus. Bei einem Lithium-Akku kann mehr als 90 % seiner Kapazität entladen werden, ohne dass dadurch negative Effekte für den Speicher hervorgerufen werden. Auch die zyklische Lebensdauer der Akkumulatoren ist mit mehreren Tausend Vollzyklen deutlich höher als die der Blei-Akkus (Quelle: Quaschnig, 2013). Geht man bei photovoltaischen Anwendungen von 250 Vollzyklen pro Jahr aus, ist eine kalendarische Lebensdauer von bis zu 20 Jahren realistisch. Langzeittests für derartige Systeme, die eine solche kalendarische Lebensdauer bestätigen, sind bisher nicht bekannt. Allerdings ist der größte Nachteil der Lithium-Akkus noch der hohe Anschaffungspreis mit ca. 1500 €/kWh (Quelle: Izadi-Najafabadi, 2014).

Innerhalb der Lithium-Akkus gibt es viele verschiedene Technologien. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen durch die chemische Zusammensetzung der Kathode. Jeder dieser Speicher weist aufgrund dessen auch Unterschiede bei den in Abbildung 5 und Abbildung 6 dargestellten Eigenschaften auf. In dieser Arbeit werden nur Lithium-Ionen-Akkumulatoren betrachtet deren Kathode aus Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid besteht (Quelle: Battery University, 2011).

Um Blei- und Lithium-Akkus besser vergleichen zu können, werden die Eigenschaften der beiden Technologien in einem Netzdiagramm dargestellt.

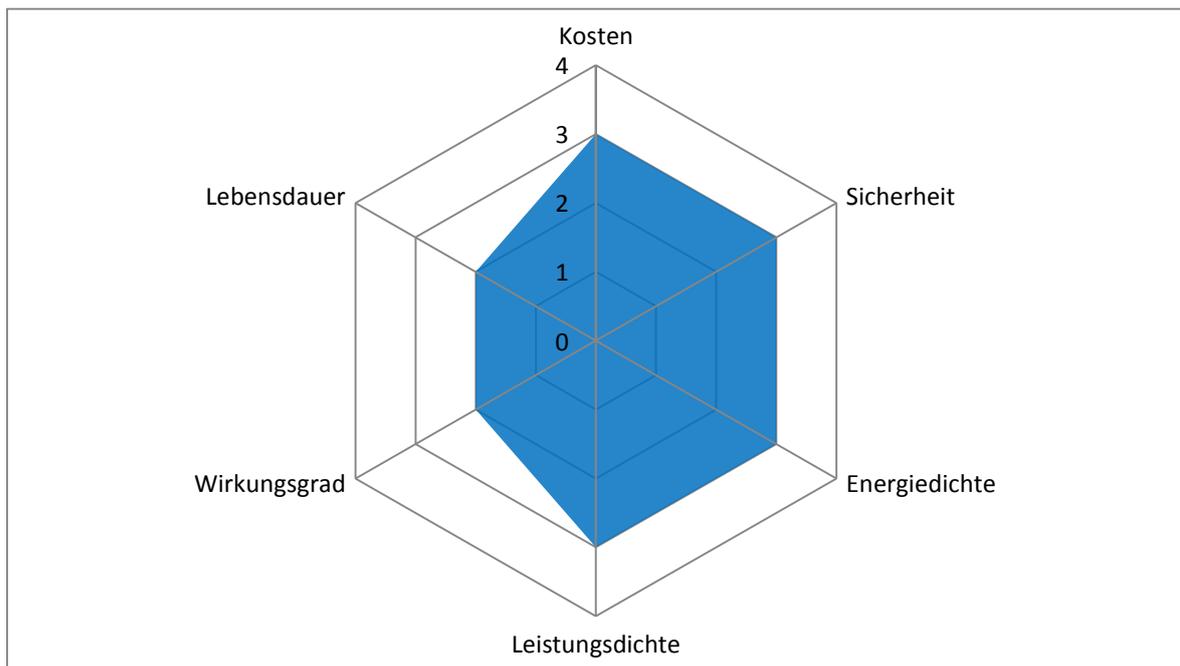


Abbildung 5: Eigenschaften des Lithium-Akkus (Quelle: in Anlehnung an Battery University, 2011)

Ein Lithium-Akku mit einer Kathode aus Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid weist in nahezu allen betrachteten Eigenschaften gute Ergebnisse auf. Lediglich in Bezug auf Wirkungsgrad und Lebensdauer müssen leichte Abstriche gemacht werden.

In Abbildung 5 sind die Eigenschaften eines Lithium-Akkus dargestellt. Bei diesem Akku wird Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid als Kathodenmaterial verwendet. Diese Art des Akkumulators ist verhältnismäßig kostengünstig, sicher und besitzt eine hohe Energie- sowie Leistungsdichte. Nur die Betrachtung des Wirkungsgrads und der Lebensdauer ergeben etwas schlechtere Ergebnisse. Dennoch sind diese besser als die des Blei-Akkus. Die im Vergleich mit den Blei-Akkus geringere Sicherheit der Lithium-Akkus entsteht dadurch, dass ihre Energiedichte deutlich größer ist. Durch diesen Umstand kann es auch deutlich leichter zur Hitzeentwicklung kommen. Sollte diese zu stark werden, kann die Isolierung innerhalb des Akkumulators beschädigt werden. Wenn dies geschieht,

entsteht ein Kurzschluss und der Akkumulator erhitzt sich auf bis zu 500°C und kann Feuer fangen oder sogar explodieren (Quelle: Battery University, 2011).

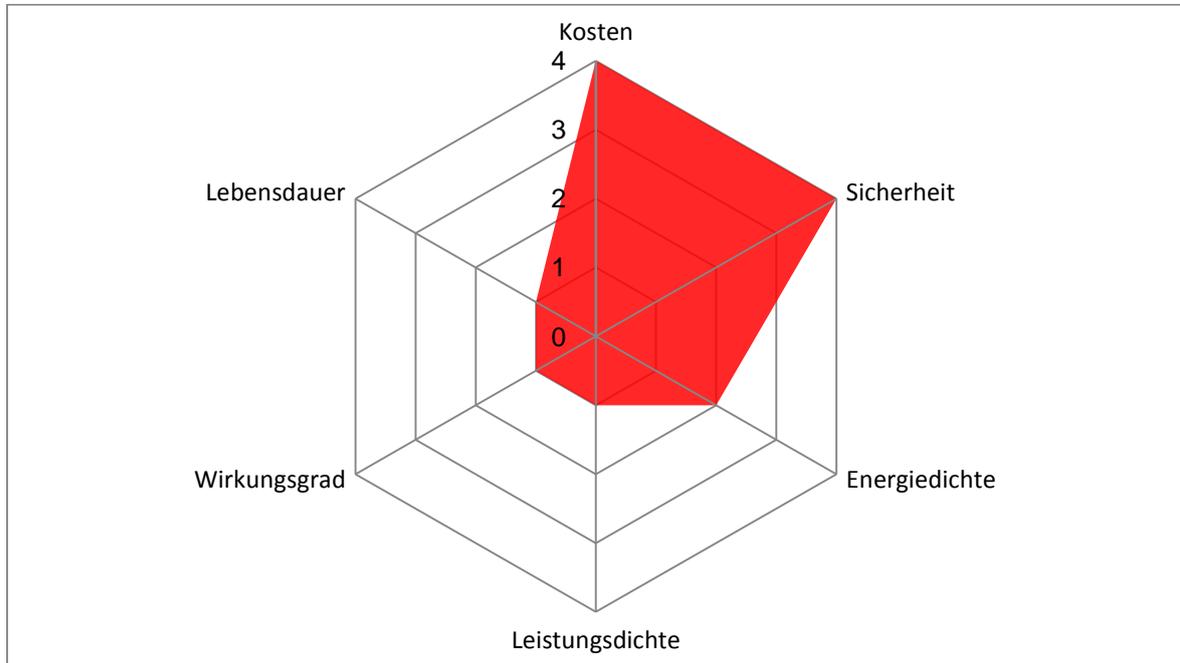


Abbildung 6: Eigenschaften des Blei-Akkus (Quelle: basierend auf Daten von Quaschnig, 2013)

Blei-Akkus sind sehr sicher und darüber hinaus sehr günstig. Dennoch weisen sie in allen anderen Bereichen Defizite auf. Besonders nachteilig sind die geringe Lebensdauer und der geringe Wirkungsgrad.

Die Eigenschaften eines Blei-Akkus sind in der Abbildung 6 dargestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass der Blei-Akku in Bezug auf Kosten und Sicherheit deutlich bessere Ergebnisse liefert als der Lithium-Akku. Dennoch weist er in vielen Aspekten Nachteile auf. Besonders schwerwiegend sind diese im Bereich der Lebensdauer und des Wirkungsgrads. Durch die geringe Lebensdauer muss der Akku häufig ausgewechselt werden. Dies führt zu erneuten Anschaffungskosten. Auch die schlechte Leistungsdichte hat Auswirkungen. So muss für einen Blei-Akku deutlich mehr Stellplatz zur Verfügung gestellt werden als für einen Lithium-Akku mit gleicher Kapazität.

Bei dem Vergleich von Akkumulatoren wird auch oft der so genannte C-Wert angegeben. Dieser zeigt auf, in welcher Zeit ein Akkumulator komplett geladen beziehungsweise entladen werden kann. Das C steht hierbei für die Kapazität. Wird beispielsweise ein 100 kWh Akkumulator mit C_{100} geladen, also in 100 Stunden komplett aufgeladen, so wird eine Ladeleistung von 1 W benötigt. Wird der Wert C_{10} angegeben, so soll dieser Akkumulator über 10 Stunden geladen werden, also dementsprechend mit 10 W. Wenn nun dieser Akkumulator beispielsweise lediglich mit 8 W

gespeist wird, so sind folglich nach 10 Stunden Ladezeit lediglich 80 % der maximalen Kapazität erreicht (Quelle: Quaschnig, 2013).

2.4 Funktionsweise von Energiemanagementsystemen

Um die Eigenverbrauchsquote eines photovoltaischen Systems zu erhöhen, kann ein intelligentes Energiemanagementsystem genutzt werden. Hierbei handelt es sich um ein System, welches die Energieflüsse eines Haushalts regelt. Durch dieses ist es zum Beispiel möglich, Lasten im Haushalt effizient zu steuern. Nicht nur der Eigenverbrauch, sondern auch der Autarkiegrad lässt sich durch ein solches System erhöhen. Ein Energiemanagementsystem kann demnach zu einem netzdienlicheren Betrieb der Photovoltaikanlage beitragen und ermöglicht darüber hinaus einen Komfortgewinn im Haushalt sowie eine größere Unabhängigkeit vom Energieversorger und steigenden Strompreisen. Innovative Energiemanagementsysteme sind in der Lage mittels Wetterprognosen den Ertrag der Photovoltaikanlage für den nächsten Tag zu planen. Diese Information nutzt das System, um den optimalen Zuschaltzeitpunkt für die regelbaren Verbraucher wie zum Beispiel Geschirrspülmaschine oder Waschmaschine zu ermitteln. Es gibt Systeme, die diese Zuschaltung mittels Bluetooth gesteuerter Steckdosen automatisch vornehmen oder gegebenenfalls eine Empfehlung für den Zuschaltzeitpunkt dieser Geräte für den Nutzer aussprechen. Durch die Zuschaltung der regelbaren Verbraucher zur Mittagszeit, wenn ein Produktionsüberschuss der Photovoltaikanlage vorliegt, wird die Eigenverbrauchsquote erhöht und das öffentliche Stromnetz entlastet. Darüber hinaus verwenden einige dieser Systeme einen Lernalgorithmus, der den vorhergehenden Lastverlauf des Haushalts auswertet, und dann den Lade- und Entladevorgang des Speichers sowie das Zuschalten der regelbaren Verbraucher dem typischen Lastgang der Familie anpasst (Quelle: Zalkau, 2013).

2.5 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, umgangssprachlich auch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (kurz EEG) genannt, ist ursprünglich im Jahre 2000 in Kraft getreten. 2012 fand die letzte Änderung des Gesetzes statt. Für Photovoltaikanlagen wurde die sogenannte „Photovoltaiknovelle“ eingeführt, welche unter anderem eine Änderung der Vergütungssätze vorsieht. So beträgt beispielsweise die Einspeisevergütung im Juli 2014 für Photovoltaikanlagen bis zu einer Leistung von 10 kWp 12,88 Cent/kWh (Quelle: § 32 EEG). Die Vergütungssätze sind mit

einer monatlichen Degression von 1 % belegt (Quelle: § 20b EEG). Am 1. August 2014 tritt das sogenannte EEG 2.0 (Reform des EEG) in Kraft. Ein wesentlicher Aspekt des EEG 2.0 ist die anteilige Belastung des selbstverbrauchten EEG-Stroms mit bis zu 40 % der EEG-Umlage. Die Belastung ist gestaffelt und beträgt zunächst 30 % der EEG-Umlage. Ab 2017 sind die vollen 40 % der jeweilig geltenden EEG-Umlage zu entrichten. Für diese Regelung ist eine Bagatellgrenze von 10 kW eingeführt.

Ergänzend zum EEG wurde bereits im Mai 2013 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ein Marktanreizprogramm für Batteriespeicher gestartet. Gefördert wird hierbei die Anschaffung eines Speichersystems durch ein zinsgünstiges Darlehen der KfW-Bank (Kreditanstalt für Wiederaufbau) und einen Tilgungszuschuss vom BMWi. Grundlegend sind die Voraussetzungen für die Förderung wie folgt festgelegt. Die Photovoltaikanlage darf nicht größer als 30 kWp sein. Weiterhin darf die maximal Leistungsabgabe der Photovoltaikanlage am Netzanschlusspunkt 60 % der installierten Leistung der Anlage nicht überschreiten. Wenn alle Voraussetzungen erfüllt sind, kann eine Förderung von maximal 600 €/kWp für Neuanlagen und 660 €/kWp für Nachrüstungen gewährt werden. Diese errechnet sich als Quotient aus den Speicherkosten und der Nennleistung der Photovoltaikanlage. Dieser Quotient wird anschließend mit 0,3 multipliziert. Durch dieses Vorgehen ergibt sich die Förderung in €/kWp (Quelle: KfW, 2014).

3. Darstellung der experimentellen Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel werden der in dieser Arbeit betrachtete Haushalt und die dazugehörige Luft-Wasser-Wärmepumpe sowie deren Eigenschaften erläutert. Weiterhin wird dargelegt, welche unterschiedlichen Photovoltaikanlagensysteme mit welchem Speicher betrachtet werden.

3.1 Betrachteter Haushalt mit Wärmepumpe

Für die Bearbeitung dieser Arbeit liegen Daten einer sich aktuell im Betrieb befindlichen Wärmepumpe mit einem Warmwasserspeicher vor. Der Standort der Wärmepumpe ist ein Einfamilienhaus in der Nähe von Celle mit einer beheizten Wohnfläche von 110 m² und einem beheizten Kellerraum, welcher 55 m² misst. Es handelt sich bei der Wärmepumpe um eine Thermia Atec 9 der Firma Thermia Wärmepumpen. Mit dieser Wärmepumpe kann unter optimalen Arbeitsbedingungen bei einer Heizleistung von 8,6 kW und einer gesamten Eingangsleistung von 1,96 kW eine Leistungszahl ϵ von bis zu 4,4 erreicht werden. Bei der in dieser Arbeit betrachteten Wärmepumpe, schwankt die Leistungszahl laut Aussage des Herstellers zwischen 1,2 und 4,4. Es ist davon auszugehen, dass die höchste Leistungszahl lediglich zu sehr wenigen Zeitpunkten erreicht wird. In der Regel werden höhere Vorlauftemperaturen als 35°C zum Heizen und insbesondere zur Warmwasserbereitung benötigt. Dieser Umstand sorgt dafür, dass die Leistungszahl der Wärmepumpe sinkt (Quelle: Bonin, 2012).

3.2 Dimensionierung der Photovoltaikanlage und des Speichers

In dieser Arbeit werden drei Photovoltaikanlagengrößen betrachtet, welche typischerweise in Einfamilienhäusern zur Anwendung kommen. Es handelt sich hierbei um eine 5 kW große, eine 7 kW große und eine 9 kW große Anlage. Somit fallen die drei Photovoltaikanlagen unter die Bagatellgrenze des EEG. Demnach muss keine EEG Umlagebeteiligung für den selbstverbrauchten Strom entrichtet werden. Des Weiteren erfüllen diese Photovoltaikanlagen die Vorgaben der KfW-Speicherförderung. Mit dem Ziel, die für den Haushalt ökonomischste Lösung zu ermitteln, werden die drei unterschiedlichen Photovoltaikanlagengrößen in Kombination mit drei verschiedenen Speicherkapazitäten betrachtet. Auch hier wurden drei für Einfamilienhäuser typische Speicherkapazitäten untersucht. Diese sind Speichergrößen von 2 kWh, 5 kWh und

10 kWh. Im Rahmen dieser Arbeit werden ausschließlich Lithium-Akkus betrachtet, da davon auszugehen ist, dass diese Technik sich aufgrund ihrer zahlreichen Vorteile am Markt durchsetzen wird. Diese Annahme beruht unter anderem darauf, dass die Preise für Lithium-Akkus bedingt durch Skaleneffekte und zunehmenden Wettbewerb sinken und dadurch ein Anreiz geschaffen wird, diese Technologie zu bevorzugen (Quelle: Izadi-Najafabadi, 2014).

Als 2 kWh Speicher wird der sogenannte „Smart Energy“ der Firma SMA Solar Technology AG verwendet. Dieser hat den Vorteil, dass er ein kombiniertes System aus Speicher und Wechselrichter ist. Darüber hinaus beinhaltet die Anschaffung dieses Speichersystems ebenfalls ein Energiemanagementsystem. Ein Nachteil des „Smart Energy“ sind die hohen Anschaffungskosten, dafür entstehen allerdings keine zusätzlichen Kosten für den Wechselrichter.

Der Akkumulator mit 5 kWh ist in dieser Arbeit der „ESS 2.0“ der BMZ GmbH. Dieser wird in Kombination mit dem „Sunny Island“ Batteriewechselrichter der Firma SMA Solar Technology AG verwendet. Die technischen Daten beider Systeme sind in der Tabelle 1 dargestellt.

	Smart Energy	ESS 2.0
Nominelle Speicherkapazität [kWh]	2,22	3,1 – 6,2
Zulässige Entladetiefe [%]	90	90
Wirkungsgrad [%]	97	97
Leistung [kW]	1,5	3,7
Kalendarische Lebensdauer [a]	10	10
Kosten [€]	5800	6000 ³

Tabelle 1: Technische Parameter der Batterien „Smart Energy“ und „ESS 2.0“
(Quellen: SMA Solar Technology AG und BMZ GmbH)

Zu den in Einfamilienhaushalten typischerweise verwendeten Photovoltaikanlagengrößen wurden noch weitere Anlagengrößen von 20 kWp und 30 kWp simuliert, um eine Extrembetrachtung durchführen zu können und eine bessere Darstellung der Simulationsergebnisse zu realisieren.

³ Zu den Anschaffungskosten des „ESS 2.0“ kommen die Kosten für den Batteriewechselrichter in Höhe von etwa 250 €/kWp hinzu.

Simulation	Photovoltaikanalengröße [kWp]	Speicherkapazität [kWh]
1	5	2
2	5	5
3	5	10
4	7	2
5	7	5
6	7	10
7	9	2
8	9	5
9	9	10
10	20	2
11	20	5
12	20	10
13	30	2
14	30	5
15	30	10

Tabelle 2: Übersicht der in dieser Arbeit durchgeführten Simulationen

Die Simulation bildet zwei verschiedene Betriebsweisen des Gesamtsystems ab. Zum einen den netzdienlichen Betrieb des Systems und zum anderen den ökonomisch optimierten Betrieb. Der Unterschied ist hierbei die Menge des in das Netz eingespeisten Stroms. Die ökonomisch optimierte Betriebsweise sieht vor, die gesamte überschüssige Energie ins Netz einzuspeisen und somit die höchst mögliche Einspeisevergütung zu erzielen. Unter dem netzdienlichen Betrieb wird hingegen verstanden, dass maximal 60 % der installierten Photovoltaikanlagenleistung in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden dürfen. So beträgt zum Beispiel bei einer 7 kWp Anlage die maximal zulässige Leistungsabgabe 4,2 kW. Dies entspricht darüber hinaus den Regularien der KfW-Speicherförderung für förderfähige Speichersysteme.

In den durchgeführten Simulationen hat der Haushalt die höchste Priorität. Er wird demnach zuerst mit Photovoltaikstrom versorgt. Die Wärmepumpe steht an zweiter Stelle und der Stromspeicher wird mit dem dann noch verbleibenden Photovoltaikstrom versorgt.

3.3 Aufbau und Rahmenbedingungen der Simulation

Um die Eigenverbrauchsquote und den Autarkiegrad zu bestimmen, wurden die Lastprofile des Haushalts und der Wärmepumpe mit dem Ertragsprofil mittels der Simulationssoftware Scilab 5.4.1 verglichen. Hierzu stand bereits ein Simulationsprofil zur Verfügung, welches von der Firma Conergy entwickelt wurde. Dieses berücksichtigte die Photovoltaikanlage, welche durch eine Variable mit

unterschiedlichen Anlagengrößen versehen werden kann. Auch der Haushalt kann mit unterschiedlichen vorgefertigten Lastprofilen simuliert werden. Der grundlegende Aufbau des Simulationsmodells sowie das Blockschaltbild der Simulation sind aus den Abbildungen C und D im Anhang ersichtlich. Im Falle dieser Arbeit handelt es sich um ein Lastprofil, welches den Energieverbrauch einer Familie beschreibt. Diese hat drei Familienmitglieder und besteht aus einem voll berufstätigen Erwachsenen, einem teilzeitbeschäftigten Erwachsenen und einem schulpflichtigen Kind. Das Lastprofil ist in Abbildung 7 dargestellt. Dieses Simulationsprofil musste lediglich um die Wärmepumpe ergänzt werden. Diese wurde als ein weiterer Verbraucher zusätzlich zu dem Haushalt mit in die Simulation eingebunden. Das Lastprofil der Wärmepumpe (Abbildung 10 und Abbildung 11) ist anschließend diesem Verbraucher zugeteilt worden. Durch die Simulation wurden die Lastprofile des Haushalts und der Wärmepumpe mit dem Erzeugungsprofil der Photovoltaikanlage verglichen. Dieses Profil wurde mithilfe der Einstrahlungswerte und der Anlagengröße ermittelt. Wie bereits in Kapitel 2.5 beschrieben, darf die Einspeisung lediglich 60 % der installierten Photovoltaikanlagenleistung betragen um die KfW-Speicherförderung zu erhalten. Diese Voraussetzung wurde mithilfe der Simulation ebenfalls erfüllt. So wird, sollte die Einspeisung diesen Wert überschreiten, die Anlage mithilfe einer MPP-Verschiebung⁴ nach unten geregelt.

3.4 Hintergrund der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Um eine Wirtschaftlichkeitsberechnung der Anlagen durchzuführen, wird ein von Conergy entwickeltes Programm verwendet. Hierbei werden Aspekte wie Anschaffungskosten, Betriebs- und Wartungskosten, Fremdkapitalverzinsung, Strompreissteigerung, Einspeisedegression sowie die Degression des Ertrages der Photovoltaikanlage berücksichtigt.

Mithilfe dieses Programms ist es möglich, die oben benannten Kosten sowie die Reduzierung der Stromkosten, Einnahmen aus der Netzeinspeisung, Beteiligung an der EEG-Umlage und den Vorteil, der dem Haushalt durch die Anschaffung einer Photovoltaikanlage mit Speicher entsteht, abzubilden.

Darüber hinaus ist es möglich, mit diesem Programm eine Prognose dafür abzugeben, zu welchem Zeitpunkt der Gesamtertrag die Kosten übersteigt. Es kann demnach graphisch dargestellt werden, welche Amortisationszeit die verbaute Anlage hat.

⁴ Der MPP ist der Maximum Power Point, also der Punkt auf einem Strom-Spannungs-Diagramm einer Solarzelle, an dem die meiste Leistung entnommen werden kann. Wird dieser durch den Wechselrichter verschoben, produziert die Photovoltaikanlage weniger Strom.

In der wirtschaftlichen Betrachtung werden lediglich die technisch umsetzbaren sowie die üblicherweise in Einfamilienhäusern eingesetzten Systemkombinationen betrachtet. So ist zum Beispiel die Kombination einer 9 kWp Photovoltaikanlage mit dem „Smart Energy“ aus technischer Sicht nicht sinnvoll, da dieser eine maximale DC-Eingangleistung von 6600 W hat.

Weiterhin sind die kleineren Anlagen nicht in der Lage, den großen Speicher vernünftig zu nutzen und zu beladen. Demnach macht eine solche Anlagenkonstellation aufgrund der hohen Anschaffungskosten für den Akkumulator aus wirtschaftlicher Sicht ebenfalls keinen Sinn. Somit werden lediglich drei Anlagenzusammensetzungen in der wirtschaftlichen Analyse betrachtet:

- 5 kWp Photovoltaikanlagengröße mit 2 kWh Speicher
- 7 kWp Photovoltaikanlagengröße mit 2 kWh Speicher
- 9 kWp Photovoltaikanlagengröße mit 5 kWh Speicher

Um das Programm sinnvoll für diese Arbeit anwenden zu können, musste es dem betrachteten Haushalt angepasst werden. So gibt es in dem Haushalt aufgrund der Wärmepumpe einen sogenannten Wärmestromtarif. Das bedeutet, dass für die Wärmepumpe ein eigenständiger Stromzähler vorhanden ist. Dieser Stromtarif teilt sich darüber hinaus in einen Haupt- und einen Nebentarif. Der Haupttarif liegt mit 20,04 Cent/kWh deutlich unter dem für Deutschland üblichen Stromtarif von 28,84 Cent/kWh (Quelle: BDEW, 2013). Der Nebentarif für den Wärmestrom liegt lediglich bei 15,33 Cent/kWh. Um die durch die Photovoltaikanlage eingesparten Stromkosten zu berechnen, musste festgestellt werden, welcher Teil des Strombedarfs des Haushalts und der Wärmepumpe von der Photovoltaikanlage gedeckt werden kann. Bei der Betrachtung der Stromersparnis wurde in dieser Arbeit lediglich der Haupttarif betrachtet. Der Grund hierfür ist, dass der Nebentarif lediglich zu späten Abendstunden und in der Nacht geltend gemacht werden kann. Da zu diesen Zeitpunkten die Sonne nicht scheint, kann davon ausgegangen werden, dass auch keine Stromersparnis durch die Photovoltaikanlage erfolgen kann. Der sehr günstige Wärmestromtarif wird das Ergebnis stark beeinträchtigen und die Amortisationszeit der Anlage deutlich verlängern. Die mit Scilab 5.4.1 durchgeführte Simulation lieferte eine Aufteilung des vom Haushalt und von der Wärmepumpe verbrauchten Stroms. Dies ermöglichte die genaue Darstellung der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Photovoltaikanlage. Weiterhin mussten in das Programm noch Werte wie die spezifischen Systemkosten eingepflegt werden. Diese betragen üblicherweise 1450 €/kWp. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Anlagenkonzepte mit dem „Smart Energy“ werden günstigere spezifische Systemkosten angesetzt. Der Wechselrichter ist wie bereits erwähnt bei dem „Smart Energy“ integriert. Somit fallen keine weiteren Kosten für diesen an. Hierdurch ergeben sich spezifische Systemkosten von 1200 €/kWp.

Die Wartungskosten werden mit 20 €/kWp angesetzt. Diese Werte entsprechen den

Erfahrungswerten der Conergy Global Solutions GmbH.

In Tabelle 3 sind alle für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angenommenen Werte aufgeführt.

	PV-Anlage mit Smart Energy	PV-Anlage mit ESS 2.0 mit Sunny Island
Strompreis [Cent]	24,16	24,16
Erhöhung des Strompreises [%]	3	3
Spezifischer Ertrag [kWh/kWp]	725	725
Degradation im 1. Jahr [%]	1	1
Jährliche Degradation [%]	0,5	0,5
Spezifische Systemkosten [€/kWp]	1200	1450
Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€/kWp]	20	20
Jährlicher Anstieg Betriebs- und Wartungskosten [%]	2	2
Kalendarische Lebensdauer des Batteriepacks [a]	10	10
Kosten für den Austausch des Batteriepacks [€]	1000	1300
KfW-Förderkredit möglich	ja	ja

Tabelle 3: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

4. Datenaufbereitung für die Simulation

Im Kapitel 4 wird dargestellt, welche Datenverarbeitungsmaßnahmen durchgeführt wurden, um die vorliegenden Daten für die Simulation vorzubereiten.

4.1 Vorbereitung für die Ertragssimulation

Um den Ertrag der Photovoltaikanlage zu simulieren, wurden Einstrahlungswerte aus Celle verwendet. Diese stammen aus der Conergy-internen Datenbank und wurden in Celle an zwei unterschiedlichen Standorten aufgezeichnet. Zur weiteren Verarbeitung der Daten wurde ein Mittelwert aus diesen beiden Datensätzen ermittelt. Hierdurch ist eine geringe Ungenauigkeit zu erwarten. Da die Anlage sich nicht in Celle, sondern in 20 km Entfernung befindet, ist dieser Fehler aufgrund der Entfernung jedoch irrelevant. Die Sensoren sind in Richtung Süden ausgerichtet mit einem Anstellwinkel von 25°. Die in dieser Arbeit betrachtete Anlage hat eine Ost-West-Ausrichtung und einen Anstellwinkel von 12°. Diese Ausrichtung ist nicht optimal, da dadurch die Bestrahlungsstärke der Photovoltaikanlage vermindert wird. Die Ost-West-Ausrichtung hat hingegen den Vorteil, dass die Lastpeaks am Morgen und Abend besser durch Photovoltaikstrom versorgt werden können als bei einer reinen Südausrichtung. Der geringe Anstellwinkel von 12° mindert hingegen den Qualitätsfaktor (engl. Performance Ratio, PR⁵) der Photovoltaikanlage. Ein großer Anstellwinkel wäre wünschenswert, da hierdurch morgens, abends und zur Winterzeit ein größerer Ertrag der Photovoltaikanlage zu erwarten ist. Das liegt daran, dass die Sonne zu diesen Zeitpunkten niedriger am Himmel steht und somit eine stark geneigte Fläche effektiver bestrahlt wird (Quelle: Thygesen, et al., 2014).

Um die vorliegenden Einstrahlungswerte verwenden zu können und auf die Simulation der Anlage zu übertragen, mussten diese aufbereitet werden. Hierzu wurde die erzeugte Energie der beiden realen Anlagen in kWh durch die Anlagengröße in kWp dividiert. Durch dieses Vorgehen ergibt sich eine Energieausbeute in kWh/kWp. Anschließend wurden die Daten für Celle mithilfe des Programms Meteororm 7.022.8 simuliert. Eine Simulation wurde mit einem Anstellwinkel von 25° und Südausrichtung durchgeführt, eine mit einem Anstellwinkel von 25° und Westausrichtung sowie eine mit einem Anstellwinkel von 25° und Ostausrichtung. Anschließend wurden die jeweiligen Simulationen mit einem Anstellwinkel von 12° durchgeführt. Die Ergebnisse der

⁵ Bei der PR handelt es sich um ein Verhältnis zwischen dem Nutzertrag einer Photovoltaikanlage und dem Sollertrag.

Simulationen mit 12° wurden anschließend durch die Ergebnisse mit einem Anstellwinkel von 25° dividiert. Das Ergebnis dieser Berechnung ist ein einheitenloser Faktor. Dieser Faktor ist mit einem Fehler behaftet, da Effekte wie zum Beispiel die unterschiedlich hohe reflektierte Strahlung nicht berücksichtigt wurden. Mit dem Programm PVsyst 6.12 kann der Fehler annäherungsweise ermittelt werden. Dieser beträgt etwa 0,4%. Diese Abweichung ist demnach klein in Relation zu den Schwankungen bei der Einstrahlung und wird im Rahmen dieser Arbeit vernachlässigt. Die ermittelte Energieausbeute wird mit dem zuvor berechneten Faktor multipliziert. Dieses Verfahren lieferte die Einstrahlung, die auf die Dachfläche des Einfamilienhauses pro installierter kWp-Photovoltaikleistung trifft. Diese beträgt 725 kWh/kWp. Mithilfe dieser Werte wurde die Ertragssimulation der Photovoltaikanlage durchgeführt.

4.2 Diskussion des Haushaltslastprofils

Das Haushaltslastprofil spiegelt einen Einfamilienhaushalt mit drei Personen wieder. Hierbei handelt es sich um zwei Erwachsene und ein Kind, wobei einer der Erwachsenen voll berufstätig ist und der andere sich in einer Teilzeitbeschäftigung befindet. Das dritte Familienmitglied ist in diesem Beispiel ein schulpflichtiges Kind. Das simulierte Lastprofil der Familie verläuft wie auszugsweise in Abbildung 7 dargestellt.

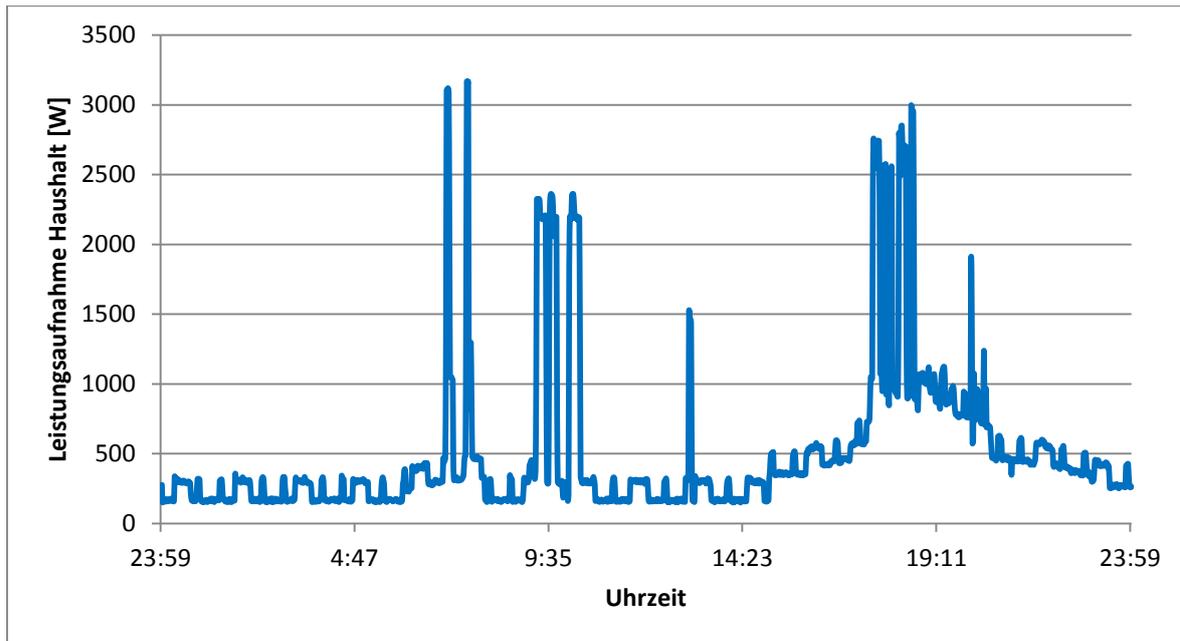


Abbildung 7: Lastprofil des Haushalts

Die zu erwartenden Peaks in den Morgen- und Abendstunden sind auch in dem für die Simulation verwendeten Lastprofil ersichtlich. Diese Peaks betragen um die 3000 W. Da zu diesen Zeitpunkten nur wenig Photovoltaik-Energie vorhanden ist, müssen diese Peaks nach Möglichkeit über einen Akkumulator versorgt werden.

Im Lastprofil ist die ständige Grundlast deutlich erkennbar. Sie beträgt ca. 300 W und kommt zum Beispiel durch Kühlschrank, Tiefkühltruhe und Geräte im Standbybetrieb, wie zum Beispiel ein Fernseher, zustande. Die beiden Elternteile sind gegen 7 Uhr morgens aktiv im Haus und bereiten sich auf den Arbeitstag vor. Zu diesem Zeitpunkt sind zwei deutliche Peaks zu sehen. Diese entstehen durch das Einschalten von Kaffeemaschine, Toaster, Herd oder anderer elektrischer Geräte. Diese Last könnte gegebenenfalls durch ein Speichersystem kompensiert werden. Zwischen 08:00 Uhr und 08:30 Uhr herrscht lediglich die Grundlast vor. Da es sich bei dem in dieser Arbeit betrachteten Photovoltaiksystem um eine Ost-West-Ausrichtung handelt, kann die Grundlast bereits in den Morgenstunden über den von der Photovoltaikanlage produzierten Strom gedeckt werden. Um 09:00 Uhr ist ein erneuter Lastanstieg zu sehen, welcher an einem normalen Sommertag durch die Photovoltaikanlage kompensiert werden kann.

Der kurze Peak um 13:30 Uhr ist darauf zurückzuführen, dass der Teenager von der Schule zurückgekehrt ist. Die benötigte Energie von 1500 W sollte an einem durchschnittlichen Sommertag zu dieser Tageszeit durch die Photovoltaikanlage gedeckt werden können. Generell kann festgehalten werden, dass in den Sommermonaten nahezu der komplette Solarstrom zwischen 10:30 Uhr und 15:00 Uhr als Überschuss vorhanden ist. Dieser wird nun, wenn der Speicher bereits komplett geladen ist, in das Netz eingespeist. Mit einem intelligenten Energiemanagementsystem

wäre es zu diesem Zeitpunkt möglich, zum Beispiel die Geschirrspülmaschine, Waschmaschine oder den Wäschetrockner zuzuschalten. Durch diese einfache Maßnahme kann der Eigenverbrauchsanteil des Haushaltes deutlich erhöht werden.

Um einen möglichst optimalen Betrieb zu gewährleisten, sollte der abendliche Verbrauchspeak durch den Speicher gedeckt werden.

4.3 Lastprofil der Wärmepumpe

Um die von dem Datenlogger für die Wärmepumpe aufgezeichneten Daten zu bearbeiten, mussten diese angepasst werden. Der Datenlogger ist so eingestellt, dass nur zu dem Zeitpunkt aufgezeichnet wird, an dem eine Änderung in einem bestimmten Parameter vorliegt. Die jeweiligen Parameter können anschließend über ein Onlineportal ausgelesen werden. Die unregelmäßige Aufzeichnung der Daten führt auch zu einer nicht gleichmäßigen Auflösung dieser. Da bei einer Zustandsänderung nicht alle Parameter aufgezeichnet werden, sondern lediglich der veränderte, sind für jeden Parameter unterschiedlich viele Daten vorhanden. Abbildung 8 stellt dieses Problem anhand eines Beispiels dar.

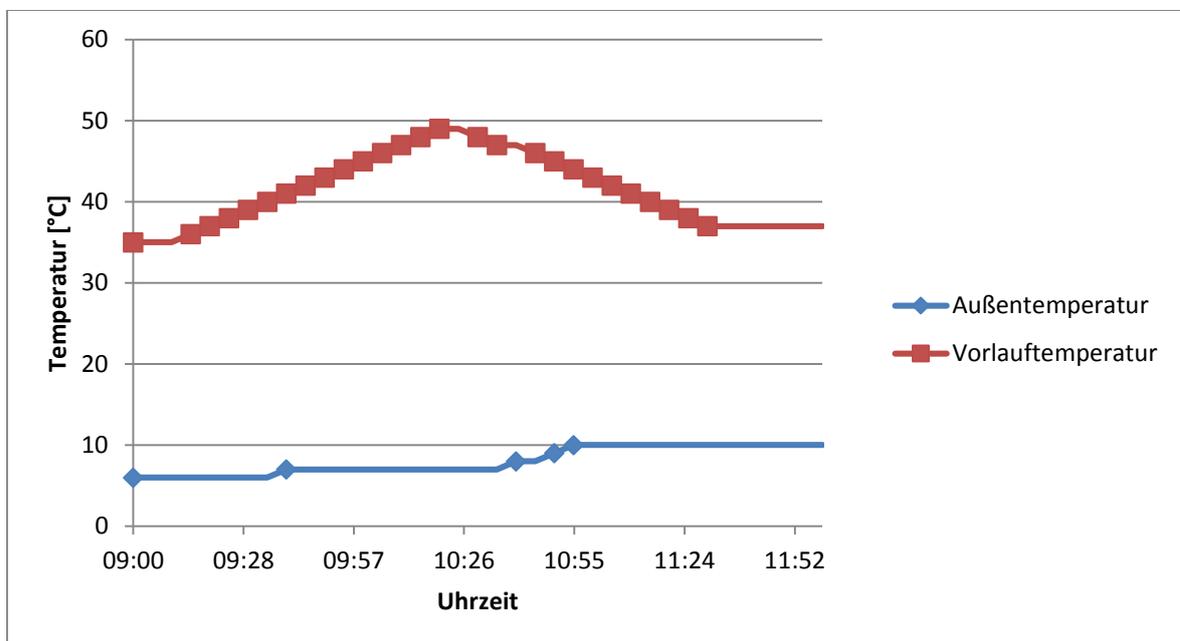


Abbildung 8: Aufzeichnungsbeispiel des Datenloggers der Wärmepumpe

Die Vorlauftemperatur hat sich deutlich häufiger verändert und wurde demzufolge auch häufiger aufgezeichnet. Die Außentemperatur war hingegen wesentlich länger konstant und lieferte weniger Aufzeichnungspunkte..

Die rote Linie zeigt die Vorlauftemperatur. Es ist zu erkennen, dass sich dies mehrmals in der Zeit von 09:00 Uhr bis 11:30 Uhr ändert. Ein zu Beginn steigender Verlauf ist ersichtlich, welcher anschließend wieder leicht abfällt. Die Auflösung ist unregelmäßig, aber dennoch wird häufig aufgezeichnet, da sich der Wert der Vorlauftemperatur entsprechend ändert. Betrachtet man die blaue Linie, die Außentemperatur, wird deutlich, dass diese sich in dem oben genannten Zeitraum lediglich von 6°C auf 10°C erhöht. Dieser Vorgang geschieht in vier aufgezeichneten Schritten, da lediglich eine Außentemperaturveränderung von 1°C registriert werden kann. Die zeitliche Auflösung ist auch in diesem Fall nicht einheitlich. Der zeitliche Abstand zwischen zwei aufgezeichneten Werten ist signifikant größer als bei der Vorlauftemperatur.

Das Ziel war eine einheitliche einminütige Auflösung zu erreichen. Durch eine 15-minütige oder sogar stündliche Auflösung wird das gewünschte Ergebnis stark verfälscht, da eventuelle Peaks geglättet werden. Die Abbildung 9 verdeutlicht diesen Effekt.

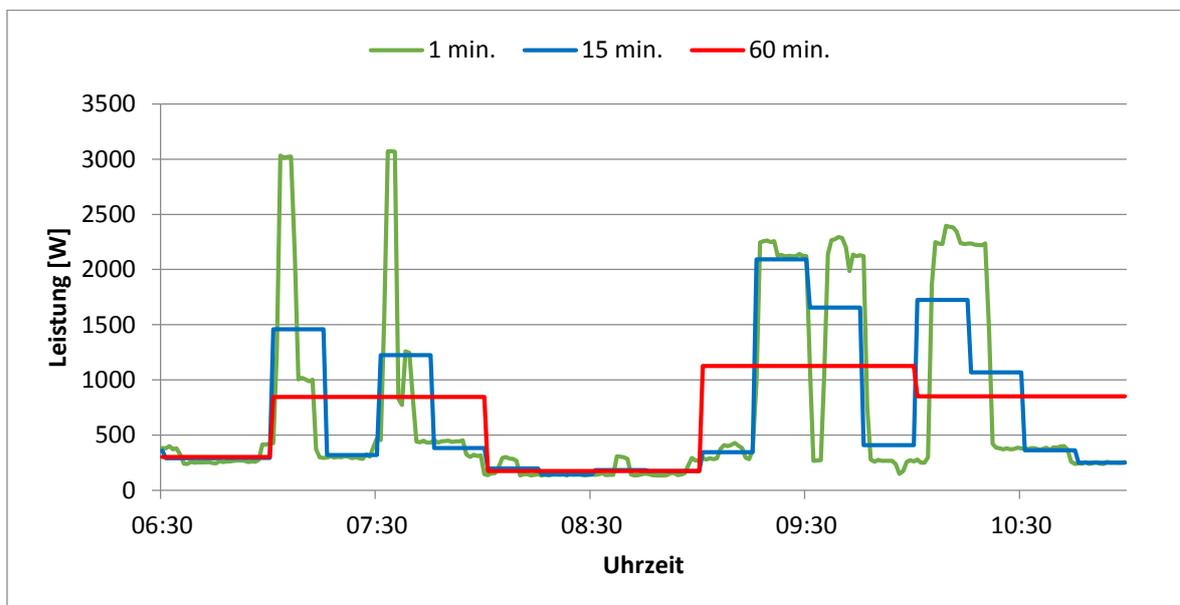


Abbildung 9: Auswirkung von gemittelten Werten (Quelle: Urla, 2014)

Mit einer einminütigen Auflösung sind deutliche Peaks erkennbar. Mit höheren und gemittelten Auflösungen dieser Werte werden die Peaks, je niedriger die Auflösung ist, immer stärker geglättet. Es können sich somit aus gleichen Datensätzen abhängig von der Auflösung verschiedene Profile ergeben.

In Abbildung 9 beschreibt die grüne Linie einen Datensatz, welcher mit einer einminütigen Auflösung aufgezeichnet wurde. Die blaue Linie stellt den gleichen Datensatz mit Mittelwerten aus einer 15-minütigen Auflösung dar. Es wird ersichtlich, dass die besonders kurzweiligen Peaks, wie die in den frühen Morgenstunden, stark geglättet werden. Ist der Peak etwas länger präsent, wie zum Beispiel gegen 09:00 Uhr, so wird lediglich ein kleiner Teil des Peaks beeinträchtigt. Wird die rote Linie betrachtet, welche eine stündliche Mittelung dieses Datensatzes beschreibt, wird deutlich, dass die Peaks zwar flacher werden, aber immer noch vorhanden sind, auch wenn bereits

wieder die Grundlast vorherrscht. Um ein möglichst genaues Simulationsergebnis zu erzielen, ist es folglich zwingend notwendig, eine Datenauflösung von einer Minute anzustreben.

Um aus den unregelmäßig aufgelösten Werten einheitliche, minutenaufgelöste Werte zu erhalten, wurde mit einem Excel-Makro (siehe Abbildung A im Anhang) gearbeitet. Diese trifft die Annahme, dass für jede Minute, die der Datenlogger nicht aufgezeichnet hat, der vorherige Wert gilt. Durch diese Annahme ist kein Fehler entstanden, da es dem Datenlogger möglich ist eine einminütige Auflösung zu erfüllen, sofern sich jede Minute der Wert ändert. Wurde kein Wert aufgezeichnet, gilt demnach weiterhin der vorherige Wert. Abbildung 10 stellt einen Auszug aus dem durch diese Vorgehensweise entstandenen Lastprofil der Wärmepumpe dar.

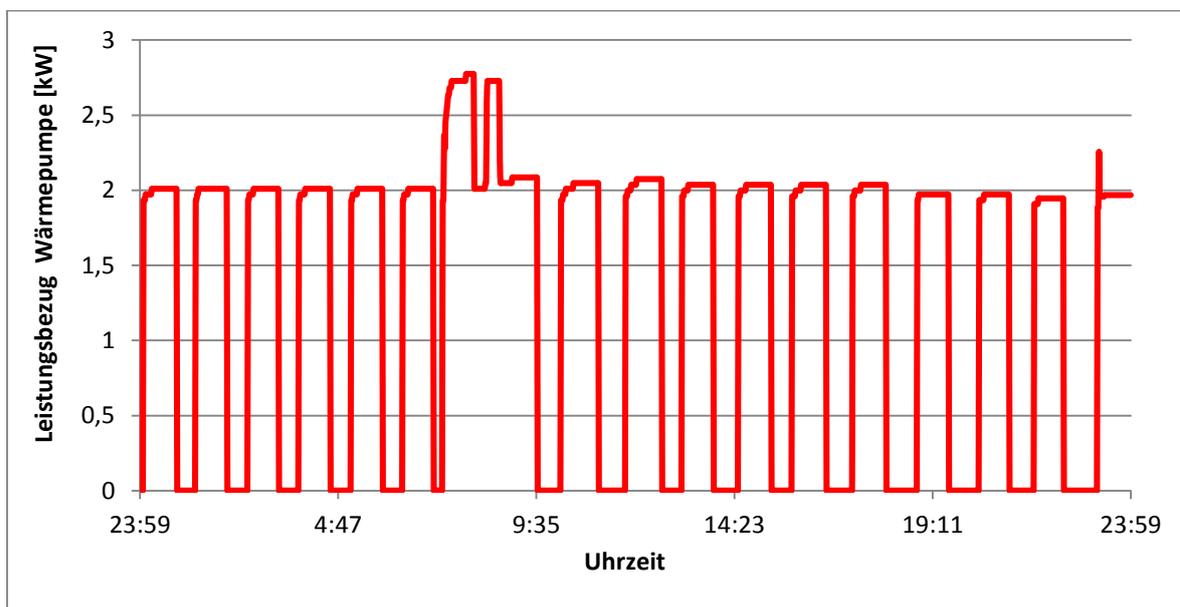


Abbildung 10: Auszug aus dem Lastprofil der Wärmepumpe im Winter

Das Lastprofil der Wärmepumpe zeigt deutlich, dass diese über kurze Zeiträume einen sehr großen Leistungsbedarf hat. Dieser Bedarf beträgt in der Regel 2 kW. Zudem kann festgestellt werden, dass die Wärmepumpe auch zu Zeitpunkten betrieben wird, an denen kein Strom von der Photovoltaikanlage zur Verfügung steht.

Aus der Abbildung 10 wird ersichtlich, dass die Wärmepumpe eine nahezu identische Leistungsaufnahme von 2 kW aufweist, um die gewünschte Raumtemperatur zu erreichen und zu halten. Lediglich in den Morgenstunden ist ein deutlicher Peak von bis zu 2,8 kW zu erkennen. Dieser ist darauf zurückzuführen, dass die Bewohner des Hauses die Dusche betätigen und somit ein erhöhter Bedarf an Warmwasser vorliegt. Diese Vermutung wird insbesondere dadurch bestärkt, dass dieser Peak auch während der Sommermonate auftritt. Das Lastprofil der Wärmepumpe während der Sommerzeit ist in Abbildung 11 dargestellt.

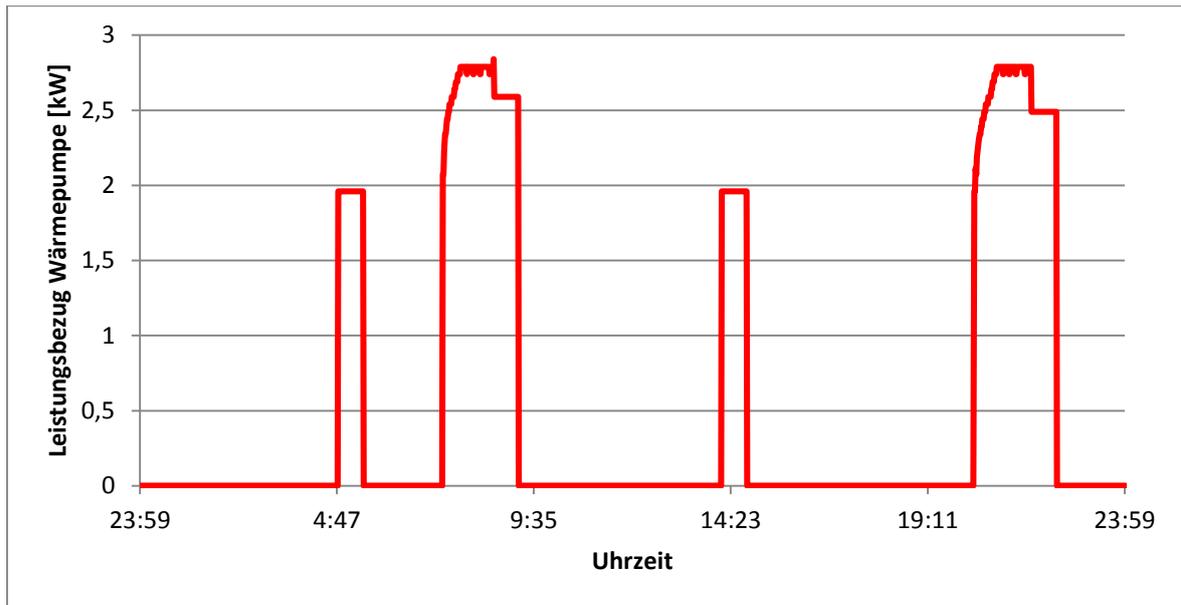


Abbildung 11: Auszug aus dem Lastprofil der Wärmepumpe im Sommer

Während der Sommerzeit benötigt die Wärmepumpe deutlich weniger Strom. Die Peaks sind deutlich weiter voneinander entfernt und betragen auch hier etwa 2 kW. Aus dieser Grafik wird ebenfalls ersichtlich, dass die Wärmepumpe nicht auf das Ertragsprofil einer Photovoltaikanlage eingestellt ist.

Die erhöhte Leistungsaufnahme der Wärmepumpe zum Zeitpunkt des zweiten und des vierten Peaks resultiert in einer deutlich höheren Vorlauftemperatur. Daraus folgt, dass die Leistungsaufnahme steigt. Dies liegt daran, dass die Wärmepumpe die Temperatur des Wärmeträgermediums signifikant erhöhen muss, um die gewünschte Vorlauftemperatur zu erreichen. Der Kompressor benötigt somit mehr Energie, was in einer Senkung der Leistungszahl resultiert. Durch die Ost-West-Ausrichtung kann eine Lastspitze in den Morgenstunden prinzipiell durch die generierte Photovoltaikleistung kompensiert werden (Quelle: Bonin, 2012).

5. Simulation

Im folgenden Kapitel wird die Durchführung der Simulation beschrieben. Weiterhin werden die Ergebnisse dieser Simulation aufgeführt und diskutiert.

5.1 Ergebnisse der Simulation

Die Ergebnisse der durchgeführten Simulation für den netzdienlichen Betrieb sind in Abbildung 12 und Abbildung 13 dargestellt. Die Simulation hat gezeigt, dass sich die in das öffentliche Stromnetz eingespeiste Energie beim eigenverbrauchsoptimierten Betrieb lediglich um etwa 1 % von der eingespeisten Energie beim netzdienlichen Betrieb unterscheidet. Dieser Wert ist so gering, dass die wirtschaftlichen Vorteile, welche die KfW-Förderung mit sich bringt, den finanziellen Vorteil einer eigenverbrauchsoptimierten Betriebsweise übersteigen. Auf die Auswertung der Ergebnisse des eigenverbrauchsoptimierten Betriebs wurde daher im Rahmen dieser Arbeit verzichtet.

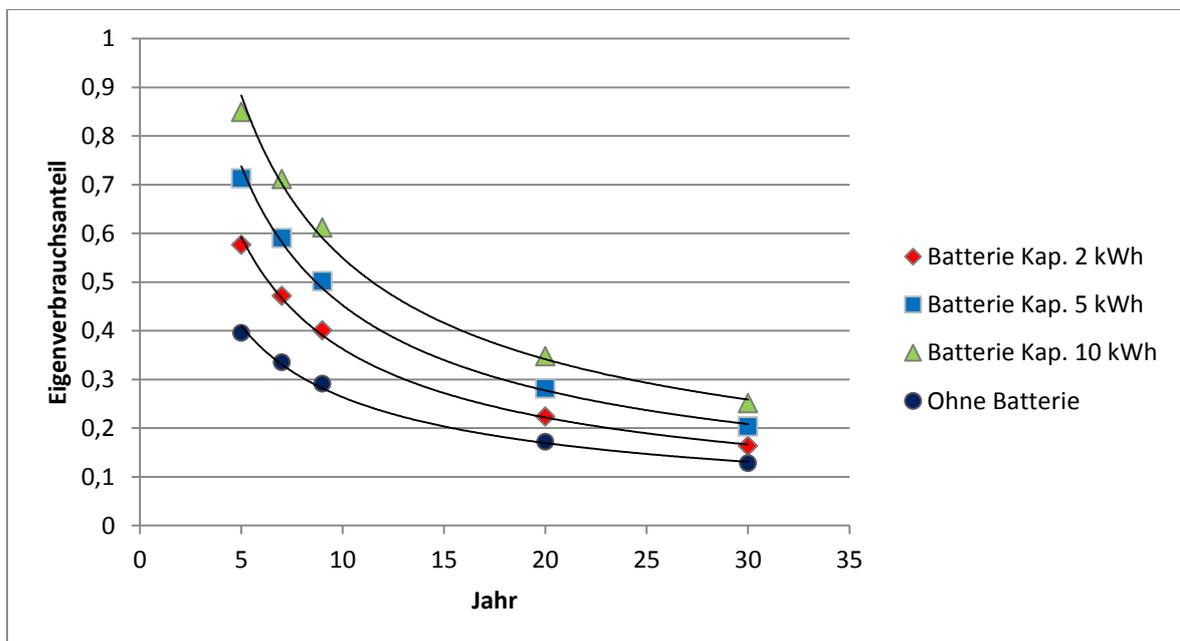


Abbildung 12: Eigenverbrauchsquote für verschiedene Speichergößen in Abhängigkeit der Photovoltaikanlagengröße

Die simulierten Ergebnisse ergaben den erwarteten Verlauf. Es wird jedoch ersichtlich, dass der Eigenverbrauchsanteil etwas höher als durchschnittlich ist. Dies liegt zum großen Teil daran, dass die Wärmepumpe eine sehr große Last darstellt und somit insbesondere auch die großen Akkumulatoren entleert werden können.

In Abbildung 12 ist die Eigenverbrauchsquote für unterschiedliche Speichergößen in Abhängigkeit von der Photovoltaikanlagengröße dargestellt. Diese Darstellung verdeutlicht die Einflüsse der

unterschiedlichen Systemzusammensetzungen. Es ist ein nicht linear sinkender Verlauf der Ergebnisse zu erkennen. Je kleiner die Anlage ist, desto größer ist der Einfluss der Speicherkapazität auf den Eigenverbrauch. Bei großen Photovoltaikanlagen laufen die Kurven enger zusammen. Demnach hat die Speichergröße bei großen Photovoltaikanlagen nur geringen Einfluss auf die Eigenverbrauchsquote. Wird eine 5 kWp Photovoltaikanlage mit einem 10 kWh Lithium-Akku anstelle eines 2 kWh Speichers verwendet, so erhöht sich der Eigenverbrauch um etwa 25 %. Diese Erhöhung beträgt für eine 30 kWp Anlage lediglich 10 %. Beim Eigenverbrauch ist ein Maximum von 85 % zu erkennen. Dieses wird mit der kleinsten Anlagengröße von 5 kW und dem größten betrachteten Speicher von 10 kWh erzielt. In der obigen Abbildung ist dieser Verlauf mit grünen Dreiecken dargestellt. Mit sinkender Batteriekapazität ist auch ein gleichmäßiges Abfallen des Eigenverbrauches ersichtlich. Die geringste Eigenverbrauchsquote wird mit einem Speicher von 2 kWh und einer Anlagengröße von 30 kW erreicht und beträgt 17 % (rote Quadrate). Dieser geringe Eigenverbrauch lässt sich insbesondere darauf zurückführen, dass ein kleiner Speicher mit einer großen Anlage schnell gefüllt ist und der Überschuss dann in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. In hellblauer Farbe ist darüber hinaus der Verlauf für eine Batteriekapazität von 5 kWh dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit des Einflusses eines Akkus ist noch der Eigenverbrauchsanteil dargestellt, welcher ohne einen elektrischen Energiespeicher erzielt werden kann.

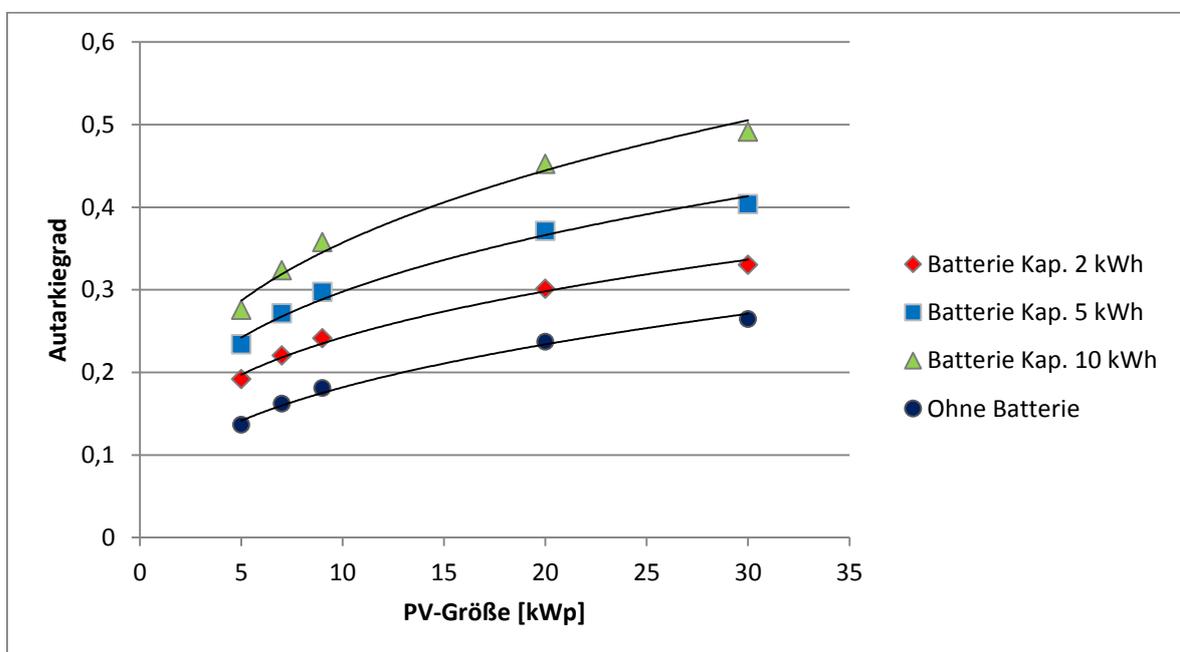


Abbildung 13: Autarkiegrad für verschiedene Speichergößen in Abhängigkeit der Photovoltaikanlagengröße

Ebenso wie der Verlauf des Eigenverbrauches, verläuft auch der Autarkiegrad wie erwartet. Es ist jedoch auffällig, dass die Autarkiegrade deutlich unter den erwarteten liegen. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die Wärmepumpe nicht auf das Zusammenspiel mit einer Photovoltaikanlage eingestellt ist. So fällt die große Last der Wärmepumpe häufig auch in der Nacht an. Diese Tatsache senkt den Autarkiegrad erheblich.

Der in der Abbildung 13 dargestellte Verlauf des Autarkiegrads beschreibt eine nicht linear steigende Kurve. Der geringste Autarkiegrad beträgt knapp 20 % und wird mit einer Systemzusammensetzung aus einem 2 kWh Speicher und einer Photovoltaikanlagengröße von 5 kWp erzielt. Mit einer Anlagengröße von 30 kW und dem Speicher von 10 kWh wird ein Maximalwert von knapp 50 % erreicht. Hier ist ebenfalls zur besseren Vergleichbarkeit das System ohne Batterie dargestellt.

5.2 Diskussion der Simulation

Die Eigenverbrauchsquote ist, wie bereits erwähnt, umso größer, je kleiner die Photovoltaikanlage ist. Dieses Verhalten kann beobachtet werden, da Haushalt, Wärmepumpe und Energiespeicher jeweils große Verbraucher darstellen. Werden diese nun mit einer kleinen Photovoltaikanlage versorgt, kann nahezu der gesamte Solarstrom abgenommen werden, meist auch der gesamte Mittagspeak. Betrachtet man hingegen eine größere Photovoltaikanlage, so kann festgestellt werden, dass die Eigenverbrauchsquote auf bis zu 40 % absinkt. Dass dieser Wert nicht tiefer liegt, liegt an dem Energiespeicher. In diesem Fall ist somit die in das Netz eingespeiste Leistung deutlich größer als bei einer kleinen Anlage. Mit steigender Photovoltaikanlagengröße wird ersichtlich, dass der Einfluss der Speicherkapazität auf die Eigenverbrauchsquote sinkt. Dieser Effekt lässt sich dadurch erklären, dass der Speicher mit zunehmender Anlagengröße schneller gefüllt ist. Sollte nun auch der Haushalt als Lastabnehmer gesättigt sein, erfolgt eine Einspeisung ins Stromnetz. Dieser Fall kann insbesondere zur Mittagszeit eintreten. Bei einer kleinen Anlage ist hingegen ersichtlich, dass der Energiespeicher einen größeren Anteil am Eigenverbrauch hat. Ein Grund dafür ist, dass der Akkumulator in dieser Konstellation als flexibler Verbraucher agiert. Daraus folgt, dass mit zunehmender variabler Last auch die Eigenverbrauchsquote steigt. Bei kleineren Anlagen macht sich dieser Effekt noch stärker bemerkbar, da diese Anlagen länger brauchen, um den Akkumulator zu laden. Somit liegt auch über einen längeren Zeitraum ein großer regelbarer Verbraucher vor.

Bei der Betrachtung des Autarkiegrads fällt auf, dass sich dieser gegensätzlich zum Verlauf des Eigenverbrauchsanteils verhält. Dies liegt daran, dass mit steigender Photovoltaikanlagengröße auch ein größerer Anteil der vom Haushalt benötigten Energie gedeckt werden kann. Dass der Autarkiegrad 50 % nicht übersteigt, liegt daran, dass die Wärmepumpe nicht intelligent geregelt ist. So läuft diese zum Beispiel auch in der Nacht, wenn kein Photovoltaikstrom produziert wird. Somit muss die Wärmepumpe mit Strom aus dem öffentlichen Netz betrieben werden. Es ist davon auszugehen, dass durch ein intelligentes Managementsystem insbesondere durch die Wärmepumpe mit dem Warmwasserspeicher der Eigenverbrauchsanteil des Photovoltaikstroms

sowie der Autarkiegrad noch deutlich erhöht werden können. So könnte zum Beispiel die Wärmepumpe teilweise als zuschaltbarer Verbraucher betrachtet werden und zur Mittagszeit den Warmwasserspeicher aufheizen, um zu den Abendstunden den Warmwasserbedarf ohne zuschalten der Wärmepumpe zu sichern. Hierdurch könnte nicht nur die Eigenverbrauchsquote weiter gesteigert werden, sondern auch der Autarkiegrad. Die Erhöhung des Autarkiegrads erfolgt dadurch, dass abends, wenn die Sonne bereits untergegangen ist, kein Strom aus dem Netz für die Wärmepumpe bezogen werden muss. Gespeicherte Wärme des Warmwasserspeichers kann zu diesem Zeitpunkt zum Heizen verwendet werden. Dieses Vorgehen setzt jedoch einen dementsprechend angepassten Warmwasserspeicher voraus. Ein solches intelligentes Energiemanagementsystem berücksichtigt die Simulation nicht. Dies liegt unter anderem daran, dass derartige Systeme komplex sind. Darüber hinaus liegt für den Haushalt lediglich ein synthetisches Lastprofil. Durch diesen Umstand würde die Lernfähigkeit des Systems nicht zum Tragen kommen.

6. Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Im Kapitel 6 werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung untersucht und diskutiert. Es wurden hierbei nur die drei sinnvollsten Anlagenkombinationen genauer betrachtet. Diese sind:

- 5 kWp Photovoltaikanlagengröße und 2 kWh Speicher
- 7 kWp Photovoltaikanlagengröße und 2 kWh Speicher
- 9 kWp Photovoltaikanlagengröße und 5 kWh Speicher

Darüber hinaus wird noch auf das theoretische Optimierungspotential durch eine Wärmepumpenregelung eingegangen.

6.1 5 kWp Photovoltaikanlagengröße und 2 kWh Speicher

Die bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung erzielten Ergebnisse sind für eine 5 kWp Anlage mit einem 2 kWh Speicher in der Abbildung 14 dargestellt.

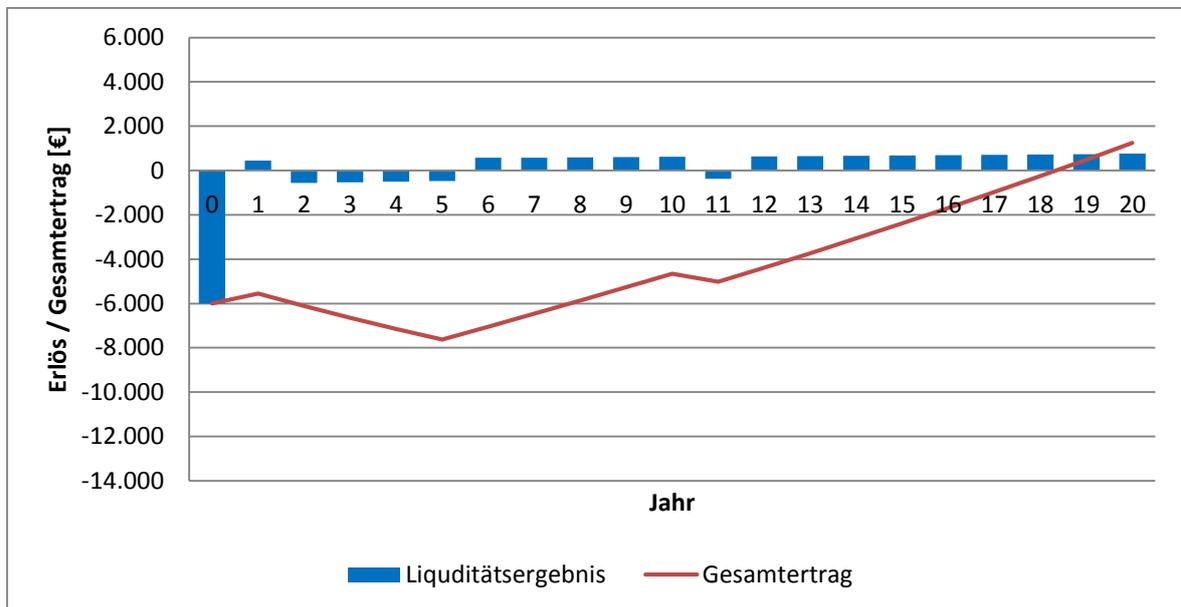


Abbildung 14: Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine 5 kWp Photovoltaikanlage mit einem 2 kWh Akkumulator

Die Amortisation stellt sich bei dieser Anlagenkonstellation nach dem 18. Jahr ein. Das Absinken des Gesamtertrages in den ersten Jahren lässt sich dadurch erklären, dass die Tilgung des Kredits größer ist, als die Ersparnis, die die Photovoltaikanlage erbringt. Ein erneutes Absinken des Gesamtertrages ist nach dem 10. Jahr auf den Austausch des Akkumulators zurückzuführen.

In der Abbildung 14 stellen die blauen Balken den Erlös für das jeweilige Jahr dar. Die rote Linie beschreibt den Gesamtertrag, der sich aus den eingesparten Stromkosten zusammen mit der Einspeisevergütung ergibt. Im ersten Jahr ist ein positives Liquiditätsergebnis ersichtlich. Dies liegt daran, dass der fünfjährige KfW-Kredit für das Speichersystem im ersten Jahr tilgungsfrei ist. In den Jahren zwei bis fünf ist das Liquidationsergebnis negativ. Über diesen Zeitraum findet die Tilgung des Kredits statt. Die Tilgung ist größer als die Summe aus eingesparten Stromkosten und der Einspeisevergütung. Durch das negative Liquiditätsergebnis sinkt auch der Gesamtertrag ab. Anschließend ist das Liquiditätsergebnis bis zum Jahr elf positiv und führt demnach zu einer positiven Steigung des Gesamtertrags. Der erneute Rückgang von Liquiditätsergebnis und Gesamtertrag wird durch einen Austausch des Batteriepacks verursacht. Dieser erfolgt nach der Aussage von der SMA Solar Technology AG nach zehn Jahren und die Kosten betragen für diesen Vorgang 1000 €. Das jährliche Liquiditätsergebnis liegt bei etwa 700 € und ist somit nicht in der Lage, die Kosten von 1000 € zu decken. An der Stelle, an der die Kurve des Gesamterlöses die Zeitachse schneidet, ist die Amortisationszeit der Anlage erreicht. Aus der Abbildung 14 wird ersichtlich, dass sich diese Anlagenkonstellation in etwa 18,5 Jahren amortisiert.

6.2 7 kWp Photovoltaikanlagengröße und 2 kWh Speicher

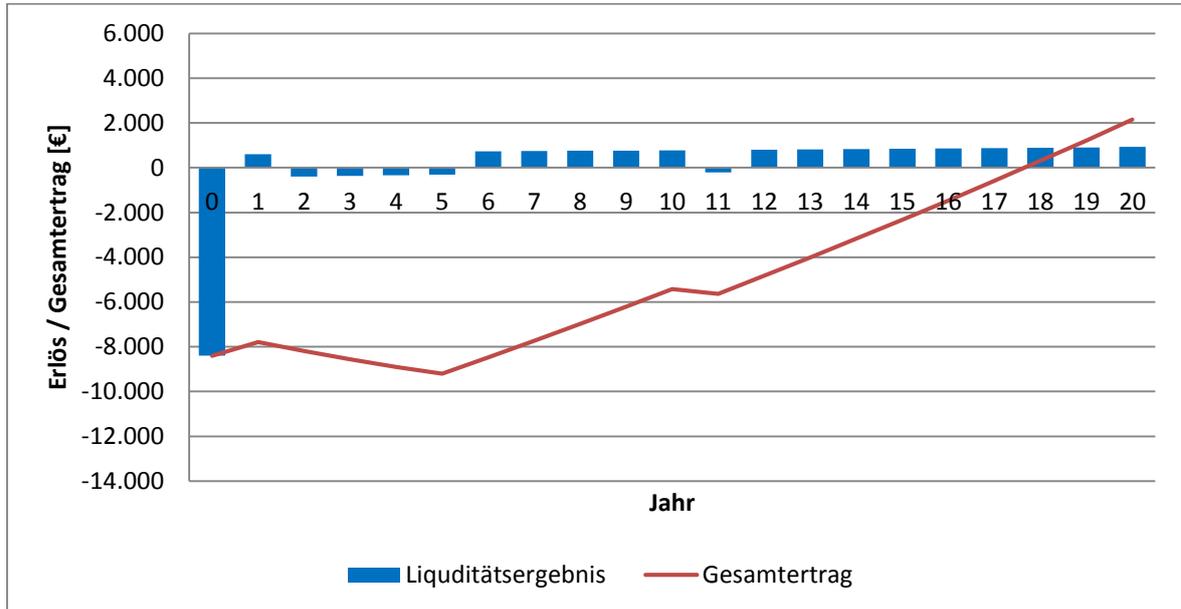


Abbildung 15: Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine 7 kWp Photovoltaikanlage mit einem 2 kWh Akkumulator

Die höheren Anschaffungskosten der 7 kWp Photovoltaikanlage können hierbei durch die größere Summe an selbstverbraucher Photovoltaik-Energie schneller gedeckt werden. Dies liegt daran, dass sich aufgrund dessen auch die eingesparten Stromkosten durch die Photovoltaikanlage erhöhen. Eine Amortisation ist in diesem Beispiel vor dem 18. Jahr erreicht.

In Abbildung 15 ist die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für eine 7 kWp Photovoltaikanlage dargestellt, welche mit dem „Smart Energy“ kombiniert wurde. Es ist ersichtlich, dass die Anlagenkosten bei dieser Konstellation etwa 2400 € höher sind als für die kleinere Anlage. Der Verlauf des Liquiditätsergebnisses ist dem der kleineren Anlage ähnlich, aber dennoch etwas größer. Der auffälligste Unterschied ist die größere Steigung des Gesamtertrages. Diese resultiert aus dem etwas höheren Liquiditätsergebnis. Durch diese Tatsache wird trotz der höheren Anschaffungskosten die Amortisation der Anlage schneller erreicht. Diese stellt sich zu Beginn des 18. Jahres ein.

6.3 9 kWp Photovoltaikanlagengröße und 5 kWh Speicher

Betrachtet man eine Anlagengröße von 9 kWp kombiniert mit einem Speicher mit einer Kapazität von 5 kWh, liefert das Programm das in Abbildung 16 erkennbare Ergebnis.

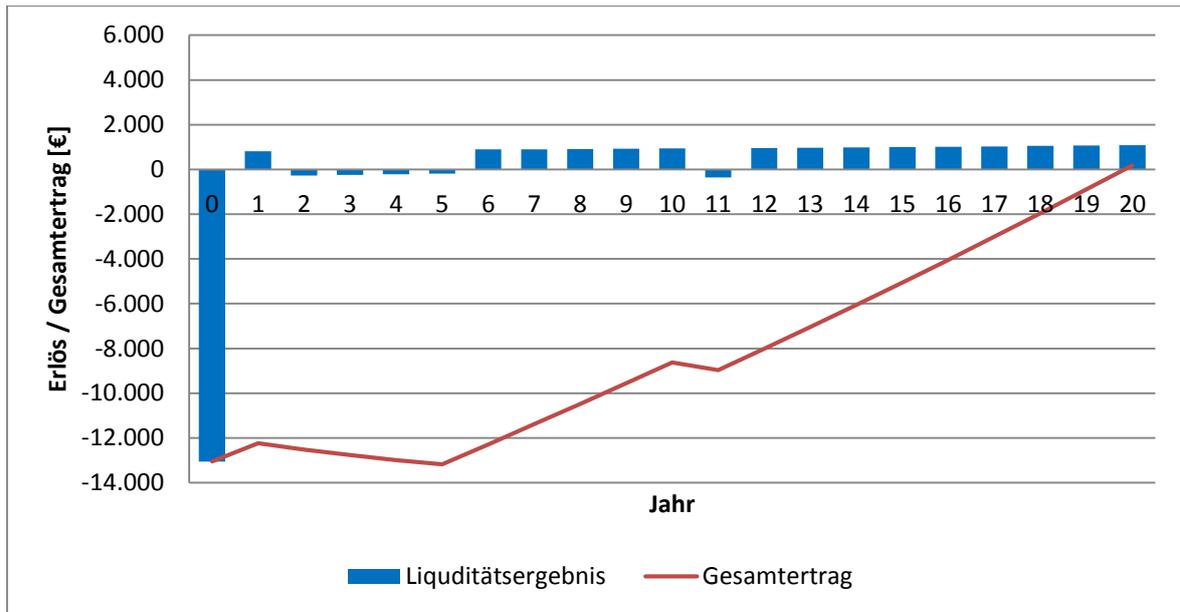


Abbildung 16: Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine 9 kWp Photovoltaikanlage mit einem 5 kWh Akkumulator

Die Anlagenkonstellationen mit größeren und somit auch teureren Speichern rentieren sich für den in dieser Arbeit betrachteten Haushalt nicht. Dies liegt daran, dass die Erhöhung der Stromkostensparnis durch diese Investition nicht ausreicht, um die höheren Anschaffungskosten zu decken. Eine 9 kWp Anlage amortisiert sich mit einem 5 kWh Akkumulator erst zu Beginn des 20. Jahres.

Aus der Abbildung 16 wird ersichtlich, dass diese Anlagenkonstellation eine noch längere Amortisationszeit hat als die kleinen Anlagen. Der durchschnittliche Liquiditätsergebnis der 9 kWp Anlage beträgt knapp 1000 € pro Jahr und ist somit größer als der von den kleinen Anlagen. Dies führt auch zu einer größeren Steigung des Gesamtertrags. Allerdings reicht dieser Umstand nicht aus, um die deutlich höheren Anschaffungskosten auszugleichen. Die Amortisationszeit ist hierbei zu Beginn des 20. Jahres erreicht.

6.4 Diskussion der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Auf die Betrachtung der Anlagen mit dem 10 kWh Speicher wird verzichtet, da davon ausgegangen werden kann, dass keine der untersuchten Anlagengrößen in der Lage ist, diesen Akkumulator sinnvoll zu laden. Wird hierzu die 9 kWp Anlage mit dem 5 kWh Speicher betrachtet, so fällt auf, dass selbst in dieser Konstellation die Ersparnis nicht ausreicht, um einen wirtschaftlich sinnvollen Betrieb der Anlage zu erzielen. Wird die Speicherkapazität und somit auch die Anschaffungskosten

weiter erhöht und das Lastprofil des Verbrauchers bleibt unverändert, so kann davon ausgegangen werden, dass sich auch die Amortisationszeit erneut erhöht.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Amortisationszeit aller Anlagen deutlich zu lang ist. In der Regel wird ein Abschreibungszeitraum von 20 Jahren für eine Photovoltaikanlage angenommen. Dies bedeutet, dass lediglich die kleinen Photovoltaikanlagen gemeinsam mit dem „Smart Energy“ in der Lage sind, einen wirtschaftlichen Betrieb vor Ablauf der Abschreibung zu erfüllen. Für die generell lange Amortisationszeit der Anlagen gibt es mehrere Ursachen. Da in dieser Arbeit tatsächliche Einstrahlungswerte für das Jahr 2013 angenommen wurden, sind diese Werte sehr gering, da das Jahr 2013 ein sehr einstrahlungsarmes Jahr war. Laut den Aufzeichnungen beträgt die Strahlung im Raum Celle lediglich 725 kWh/kWp. Üblicherweise liegt dieser Wert laut Meteororm 7.022.8 für Kassel bei 950 kWh/kWp. Somit ist die in dieser Arbeit betrachtete Einstrahlung knapp 25 % geringer als die für Mitteldeutschland übliche Strahlung. Dies führt zu einem dementsprechend geringeren Ertrag der Photovoltaikanlage und somit auch zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Würde für die oben gezeigten Berechnungen eine Einstrahlung von 950 kWh/kWp angenommen werden, so würde sich die Amortisationszeit jeder Anlage um knapp vier Jahre verringern.

Darüber hinaus sind die Stromkosten für die Wärmepumpe mit 20,04 Cent/kWh sehr gering, was auch eine sehr geringe Einsparung bedeutet. In der Studie zu den Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien vom Fraunhofer Institut ISE vom November 2013 werden für Photovoltaikanlagen in Norddeutschland Stromgestehungskosten von 14,2 Cent/kWh angegeben (Quelle: Kost, et al., 2013). Somit beträgt die Ersparnis lediglich 5,84 Cent/kWh gegenüber dem Haupttarif der Wärmepumpe. Betrachtet man nun die hohen Anschaffungskosten, ist diese Ersparnis sehr gering und hat somit einen großen Einfluss auf die Amortisationszeit. Werden die Stromkosten für den Haushalt in Höhe von 24,16 Cent/kWh betrachtet, so wird deutlich, dass diese unter dem oben genannten Durchschnitt für Deutschland von 28,84 Cent/kWh liegen. Dies bedeutet, dass für Haushalte mit anderen Stromanbietern das Einsparpotenzial deutlich höher liegt. In der Berechnung wurde von einer jährlichen Strompreiserhöhung von 3 % ausgegangen. Darin werden Inflationsrate, steigende Umlagen und Steuern sowie die Preispolitik der Stromproduzenten berücksichtigt. Wird die BDEW-Strompreisanalyse vom 20.11.2013 betrachtet, welche eine durchschnittliche Strompreiserhöhung der letzten 10 Jahre von 5 % feststellt, so wird klar, dass die Annahme von 3 % sehr konservativ ist.

Weiterhin sind auch die Speichertechnologien noch sehr kostenintensiv. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Preise für Lithium-Ionen-Akkumulatoren in Zukunft weiter sinken werden. In der Studie „Energy smart technologies – Analyst reaction“ von Bloomberg Finance L.P. wird prognostiziert, dass die spezifischen Kosten von Lithium-Ionen-Akkumulatoren um mehr als

die Hälfte bis zum Jahre 2020 sinken werden.

Auch der noch zu optimierende Eigenverbrauch stellt einen großen Einflussfaktor dar. Würde so zum Beispiel die Wärmepumpe intelligent gesteuert werden, könnten ein Großteil des sonst eingespeisten Stroms selbst verbraucht werden. Da der Einspeisetarif unter den spezifischen Stromgestehungskosten liegt, ist es umso sinnvoller, den produzierten Strom selbst zu verbrauchen. Durch eine reine Einspeisung kann kein Gewinn erzielt werden.

In wirtschaftlicher Hinsicht ergibt sich somit, dass unter den gegebenen Umständen für den betrachteten Haushalt eine Anschaffung einer Photovoltaikanlage mit Speicher nicht sinnvoll ist. Dennoch kann diese Investition erstrebenswert sein. So bietet sie unter anderem den Vorteil, dass eine wesentlich höhere Unabhängigkeit von dem jeweiligen Energieversorgungsunternehmen und dessen Preispolitik geschaffen wird. Außerdem ist auch die Verbesserung des Lebenskomfort, welche durch das Wissen entsteht, einen Teil des verbrauchten Stroms mit regenerativen Energiequellen selbst zu produzieren, nicht außer Acht zu lassen.

6.5 Theoretisches Optimierungspotential der Wärmepumpe

Mithilfe eines Excel-Makros (siehe Anhang B) wurde ein vereinfachtes Prinzip einer Wärmepumpenregelung erstellt. Es wurde ermittelt, zu welchen Zeitpunkten die Wärmepumpe aktiv ist, während die Sonne nicht scheint, um das maximale Einsparpotential der Wärmepumpe festzustellen. Anschließend wurde ermittelt, wann die Wärmepumpe nicht läuft, aber eine Einspeisung des Photovoltaikstroms in das öffentliche Stromnetz stattfindet. Zuletzt wurde noch berechnet, wann genug Strom eingespeist wird, um auch die Wärmepumpe zu betreiben. Dieses Vorgehen ermöglicht eine Veranschaulichung des tatsächlichen Potentials zur Eigenverbrauchserhöhung. Dieses beträgt für die 7 kWp Anlage mit dem „Smart Energy“ 2350 kWh. Es kann also eine starke Erhöhung des Eigenverbrauchs mit solch einer Regelung erzielt werden. Der maximal erzielbare Eigenverbrauch liegt über 90 % und es könnten Autarkiegrade um die 70 % erzielt werden. Wird dieser Umstand nun in das Berechnungsprogramm zur Wirtschaftlichkeit eingetragen, so ist das in Abbildung 17 dargestellte Ergebnis ersichtlich.

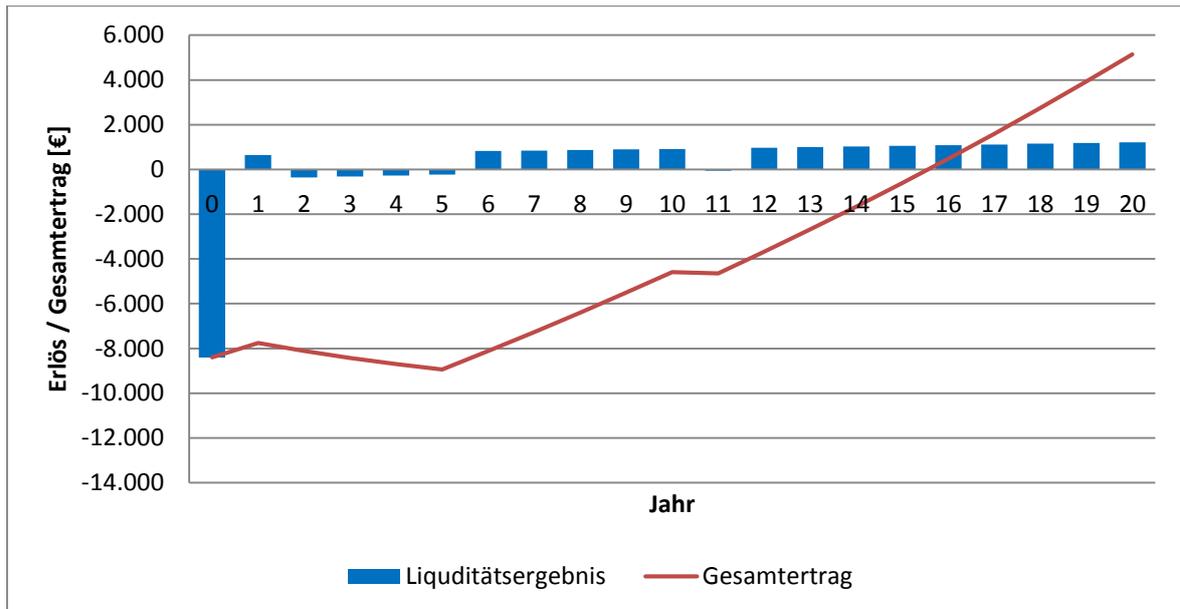


Abbildung 17: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 7 kWp Anlage und einem 2 kWh Akkumulator mit geregelter Wärmepumpe

In einem vereinfachten Modell wurde, um eine Abschätzung des Potentials machen zu können, der Energieverbrauch der Wärmepumpe an das Produktionsprofil der Photovoltaikanlage angepasst. Durch diese Maßnahme konnten die Ersparnisse für Stromkosten stark gesteigert werden. Unter diesen Voraussetzungen ist die Amortisationszeit der Anlage bereits nach 15 Jahren erreicht.

In diesem Fall kann die Amortisation theoretisch bereits nach 15 Jahren erzielt werden. Würde man nun noch die Einstrahlung von 725 kWh/kWp auf 950 kWh/kWp erhöhen und den Anstieg des Strompreises von 3 % auf 5 % anpassen, könnte die Amortisationszeit noch einmal um schätzungsweise 4 Jahre verringert werden. In der Realität ist aber ein etwas längerer Zeitraum zu erwarten, da bei dieser Betrachtung die größeren Wärmeverluste sowie höhere Anschaffungskosten für einen durch diese Maßnahme benötigten größeren Warmwasserspeicher nicht betrachtet wurden. Dennoch ist eindeutig ersichtlich, dass eine intelligente Steuerung der Wärmepumpe sehr vorteilhaft ist und auch einen großen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Systemkombination aus Photovoltaikanlage, Akkumulator und Wärmepumpe hat.

7. Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurde das Zusammenspiel einer Wärmepumpe mit einer Photovoltaikanlage und einem Energiespeicher untersucht. Die Wärmepumpe befindet sich in einem Einfamilienhaushalt in der Nähe von Celle. Das Lastprofil für die Wärmepumpe wurde mithilfe von Daten erstellt, die von einem Datenlogger aufgezeichnet wurden. Diese waren nicht einheitlich aufgelöst und mussten demnach überarbeitet werden. Um den Nutzen einer Photovoltaikanlage mit einem elektrischen Energiespeicher für den Haushalt zu ermitteln, wurden diese beiden Systemkomponenten mittels Scilab simuliert. Bei dieser Simulation wurden die für das Haus tatsächlich zutreffenden Umstände berücksichtigt. So handelt es sich bei den betrachteten PV-Anlagen um eine Ost-West-Ausrichtung mit einer Modulneigung von 12°. Außerdem wurden nur die Photovoltaikanlagengrößen sowie Speicherkapazitäten simuliert, die in Einfamilienhäusern typischerweise Anwendung finden. Das durch diese Simulation entstandene Ertragsprofil der Photovoltaikanlage wurde anschließend mit den Lastprofilen von Haushalt und Wärmepumpe verglichen, um die mit der jeweiligen Anlage erzielbaren Autarkiegrade und Eigenverbrauchsanteile zu bestimmen. Anschließend wurde eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Systeme durchgeführt.

Im Rahmen der durchgeführten Arbeit wurde festgestellt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb unter den gegebenen Voraussetzungen nicht erzielt werden kann. Die betrachtete Anlage mit dem besten Wirtschaftsergebnis war eine Systemkombination aus einer 7 kWp Photovoltaikanlage und einem 2 kWh Akkumulator. Die Amortisationszeit beträgt in diesem Fall etwa 17 Jahre. Somit erbringt diese Anlagenkonstellation nach 20 Jahren einen Gesamtertrag von 2100 €. Dennoch kann festgestellt werden, dass eine Kombination aus Wärmepumpe, Photovoltaikanlage und Akkumulator großes Potential zur Eigenverbrauchsoptimierung hat. Diese Schlussfolgerung kann getroffen werden, da die in dieser Arbeit vorliegenden Rahmenbedingungen für den Betrieb einer Photovoltaikanlage nicht optimal waren.

7.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die in dieser Arbeit festgestellten Ergebnisse werden in Tabelle 4 dargestellt.

	5 kWp PV und 2 kWh Speicher	7 kWp PV und 2 kWh Speicher	9 kWp PV und 5 kWh Speicher
Anschaffung mit KfW-Kredit [€]	6000	8400	13050
Ø Liquiditätsergebnis [€/a]	600	750	900
Amortisationszeit [a]	ca. 18	ca. 17	ca. 20
Gesamtertrag nach 20 Jahren [€]	1200	2100	100

Tabelle 4: Zusammenfassung der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Ergebnisse aus Tabelle 4 zeigen, dass keine der Anlagenkonstellation nach 20 Jahren einen Ausreichend hohen Gesamtertrag erzielt, um eine Anschaffung zu rechtfertigen. Es kann festgestellt werden, dass die Kombination aus einer 7 kWp Photovoltaikanlage zusammen mit dem „Smart Energy“ das ökonomischste Ergebnis für den in dieser Arbeit betrachteten Einfamilienhaushalt liefert. Nach 20 Jahren beträgt der Gesamtertrag dieser Anlage etwa 2000 €. Sollte die Familie sich für eine Photovoltaikanlage mit einem elektrischen Energiespeicher entscheiden, ist diese Zusammenstellung zu empfehlen.

7.2 Schlussfolgerung und Ausblick

Fasst man die Erkenntnisse, dieser Arbeit zusammen, lässt sich feststellen, dass eine reine wirtschaftliche Betrachtung eine Anschaffung einer Photovoltaikanlage in Kombination mit einem Energiespeicher für den in dieser Arbeit behandelten Haushalt nicht rechtfertigt. Dennoch sind die Vorteile dieses Systems nicht zu vernachlässigen. So könnte zum Beispiel die wirtschaftliche Betrachtung für einen anderen Haushalt deutlich positiver ausfallen. Aspekte wie zum Beispiel die nicht optimale Ausrichtung der Photovoltaikanlage, sehr niedrige Strompreise, hohe Speicherkosten sowie die Tatsache, dass die Lastregelung der Wärmepumpe nicht an das Ertragsprofil einer Photovoltaikanlage angepasst ist, tragen unter anderem zu diesem unwirtschaftlichen Ergebnis bei.

Sollten die Preise für Photovoltaikanlagen sowie für elektrische Energiespeicher wie erwartet weiter sinken, könnte diese Technik in einigen Jahren eine sehr gute Wirtschaftlichkeit erreichen. Dies liegt insbesondere daran, dass bei einer intelligenten Regelung der Wärmepumpe sehr hohe Eigenverbrauchsquoten und somit hohe Stromkostensparnisse erzielt werden können, insbesondere bei stetig steigenden Strompreisen.

Anhang

A. Makro für eine einheitliche Auflösung

```
Sub Werte_in_loecher_fuellen()

Application.ScreenUpdating = False
'schnellere Durchführung des Makros

Dim i As Double
'"i" wird als Variable deffiniert

i = 2
'Der Wert 2 wird i zugewiesen

Do Until IsEmpty(Cells(i, 1))
'Schleife: die nachfolgenden Befehle sollen durchgeführt werden,
'bis die Zelle i/A (Datum) leer ist

If Cells(i, 5).Value <> "" Then
'Bedingung: Sollte der Wert in Zelle i/E ungleich leer sein, dann prüfe die nächste Bedingung:

    If Cells(i + 1, 5).Value <> "" Then
'Bedingung: Sollte die Zelle unter i/5 nicht leer sein,

        i = i + 1
'dann erhöhe die Variable i um 1

    Else
'Sollte die Zelle unter i/5 leer sein,

        Cells(i + 1, 5).Value = Cells(i, 5).Value
'dann schreibe den Wert aus Zelle i/5 in die Zelle darunter und

        i = i + 2
'erhöhe die Variable i um 2

    End If
'ende der Bedingung "Sollte die Zelle unter i/5 nicht leer sein"

Else
'sollte der Wert in Zelle i/E = leer sein,

i = i + 1
'erhöhe die Variable i um 1

End If
'ende der Bedingung "sollte der Wert in Zelle i/E ungleich leer sein"

Loop
'beginne die Schleife von vorn mit der erhöhten Variable i
'also in der nächsten Reihe

End Sub
'ende des Makros
```

Abbildung A: Makro zur Überarbeitung der Daten, um eine einheitliche Auflösung zu gewährleisten

B. Makro zur Berechnung der Einsparungsmöglichkeit der Wärmepumpe

```

Sub Waremepumpe_Einspeisung()
'
'spaet Makro
'Dieses Makro kennzeichnet die Zeitpunkte in denen ein Ausschalten der Wärmepumpe sinnvoll ist
'und zu welche Zeitpunkten eine Einspeisung von Phtotovoltaik-Energie erfolgt
'

Application.ScreenUpdating = False
'schnellere Durchführung des Makros

Dim i As Double
Dim Summe, x, y As Long
'i", "x", "y", Summe werden als Variable deffiniert

i = 2
Summe = 0
x = 0
y = 0
'i, x, y und Summe werden die jeweiligen Werte zugeteilt

Do Until (IsEmpty(Cells(i, 1)))
'Schleife: die nachfolgenden Befehle sollen durchgeführt werden, bis die Zelle i/A leer ist

If Cells(i, 5).Value >= 0.770833333333333 Then
'sollte der Wert in Zelle i/E (Uhrzeit als Dezimal) größer oder gleich 0,7708333 sein
'das entspricht (18:30 Uhr) dann Prüfe:

If Cells(i, 3).Value > 0 Then
'sollte der Wert in Zelle i/C (Listungsaufnahme WP) größer als 0 sein, dann

Cells(i, 6).Value = "Einsparung möglich"
Cells(i, 6).Interior.ColorIndex = 6
Summe = Summe + Cells(i, 3).Value
'schreibe in Zelle i/F Einsparung möglich und färbe die Zelle gelb
'addiere darüber hinaus zur Variablen Summe den Wert aus Zelle i/C

End If
'ende der inneren Bedingung

End If
'ende der äußeren Bedingung

If Cells(i, 5).Value <= 0.333333333333333 Then
'sollte der Wert in Zelle i/E (Uhrzeit als Dezimal) größer oder gleich 0,3333 sein
'das entspricht (08:00 Uhr) dann Prüfe:

If Cells(i, 3).Value > 0 Then
'sollte der Wert in Zelle i/C größer als 0 sein, dann

Cells(i, 6).Value = "Einsparung möglich"
Cells(i, 6).Interior.ColorIndex = 6
Summe = Summe + Cells(i, 3).Value
'schreibe in Zelle i/F "Einsparung möglich" und färbe die Zelle gelb
'addiere darüber hinaus zur Variablen Summe den Wert aus Zelle i/C

End If
'ende der inneren Bedingung

End If
'ende der äußeren Bedingung

If (Cells(i, 4).Value - Cells(i, 3).Value - Cells(i, 2).Value) > 0 Then
'ist die Differenz aus PV-En. und (Verbrauch HH + Verbrauch WP) größer als 0 dann

Cells(i, 7).Value = "Hier erfolgt eine Einspeisung"
Cells(i, 7).Interior.ColorIndex = 6
x = x + (Cells(i, 4).Value)
'schreibe in Zelle i/G "Hier erfolgt eine Einspeisung" und färbe die Zelle gelb
'addiere darüber hinaus zur Variablen x den Wert aus Zelle i/D

End If
'ende der Bedingung

If (Cells(i, 4).Value - Cells(i, 3).Value - Cells(i, 2).Value) >= 1.71153846153846 Then
'ist die Differenz aus PV-En. und (Verbrauch HH + Verbrauch WP)

```

```
'größer als 1.711 (was die geringste Leistungsaufnahme der WP ist) dann Prüfe:

  If Cells(i, 3).Value = 0 Then
    'ist der Wert aus Zelle i/C = 0 also läuft die WP nicht, dann prüfe:

    If Cells(i, 3).Value <= 2.774 Then
      'ist der wert in Zelle i/C kleiner als 2,774
      '(maximale Leistungsaufnahme der WP) dann

      Cells(i, 8).Value = "Hier kann die WP gespeißt werden"
      Cells(i, 8).Interior.ColorIndex = 6
      y = y + (Cells(i, 4).Value - Cells(i, 3).Value - Cells(i, 2).Value)
      'schreibe in Zelle i/H "Hier kann die WP gespeißt werden" und färbe sie gelb
      'addiere darüber hinaus zur Variablen y den Wert der eingespeisten Energie

    Else
      'ist der Wert in i/C größer als 2,774 dann

      y = y + 2.774
      'addiere zur Variablen y den Wert 2,774

    End If
    'ende der innersten Bedingung

  End If
  'ende der inneren Bedingung

End If
'ende der äußeren Bedingung

i = i + 1
'führe alle schritte für eine Reihe tiefer durch

Loop
'Wiederholugn für die Schleife

Cells(i, 6).Value = Summe
Cells(i, 7).Value = x
Cells(i, 8).Value = y
'schreibe zum Schluss die Ergebnisse in die jeweiligen Zellen

End Sub
```

Abbildung B: Makro zur Abschätzung des Einsparungspotentials der Wärmepumpe

C. Aufbau des Simulationsmodells

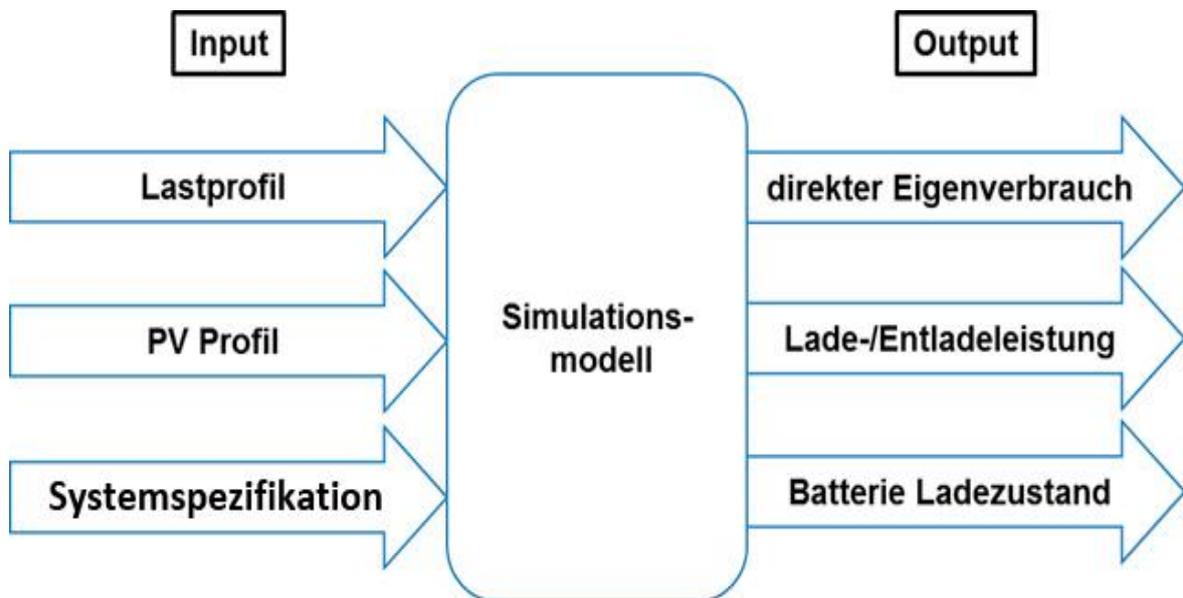


Abbildung C: Aufbau des Simulationsmodells

Das Simulationsmodell wurde auf Basis der realen Funktionsweise des Speichersystems entwickelt. Als Ausgabeparameter erhält man den direkten Eigenverbrauch, die Lade- und Entladeleistung der Batterie und deren Ladezustand (Quelle: Conergy Global Solutions GmbH, interne Abbildung, System Engineering).

D. Blockschaltbild des Simulationsmodells

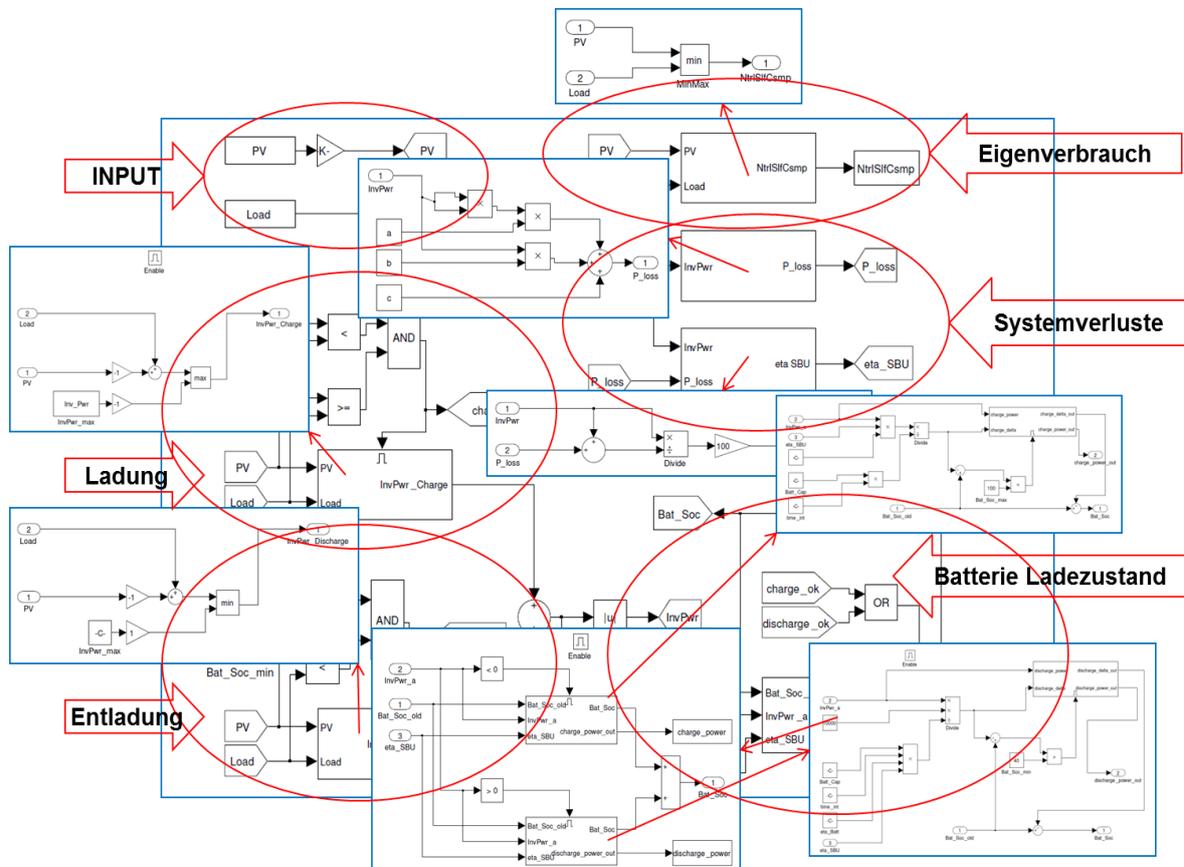


Abbildung D: Blockschaltbild des Simulationsmodells

Das Blockschaltbild beschreibt den logischen Aufbau des Simulationsmodells und der generierten Ausgabeparameter (Quelle: Conergy Global Solutions GmbH, interne Abbildung, System Engineering).

E. Ergebnisse der Simulation

	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29
Priorität: Wärmepumpe															
EV %	0,5764695	0,7126057	0,8494534	0,4713783	0,5900821	0,7119088	0,4006556	0,5017826	0,6116306	0,2240302	0,2811448	0,3476828	0,1634372	0,2035215	0,2514624
AG %	0,1917588	0,2338048	0,2758069	0,220319	0,2715197	0,323711	0,241267	0,2972583	0,3576378	0,3013402	0,3713286	0,4523935	0,3303124	0,403861	0,4914228
Jährlicher Verbrauch	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158
Batterie Kapazität	2000	5000	10000	2000	5000	10000	2000	5000	10000	2000	5000	10000	2000	5000	10000
PV-Größe	5	5	5	7	7	7	9	9	9	20	20	20	30	30	30
Energie aus dem Stromnetz	8336,3274	7902,6577	7469,442	8041,7532	7513,6601	6975,3512	7825,6922	7248,1891	6625,4249	7206,0874	6484,2161	5648,1	6907,2637	6148,6714	5245,5457
Netzspeisung	1508,3556	1023,522	536,15461	2635,6761	2043,8261	1436,4054	3842,0937	3193,8199	2489,6396	11054,11	10240,482	9292,613	17875,937	17019,402	15994,986
Netzspeisung nach 60% Regel	1496,6056	1014,1614	530,84133	2614,2887	2023,7772	1421,5485	3810,8759	3163,4822	2464,1537	10956,321	10143,354	9196,7884	17701,673	16845,508	15822,147
Energie zum Laden der Batterie	-645,12342	-1129,9569	-1617,3244	-678,42538	-1270,2754	-1877,6961	-703,09494	-1351,3687	-2055,549	-744,14253	-1557,7704	-2505,6398	-764,43678	-1620,9718	-2645,3875
Entladeenergie	569,92357	1003,5933	1436,809	600,56604	1128,6591	1666,9681	623,15988	1200,6631	1823,4272	660,78058	1382,6519	2218,7679	678,954	1437,5462	2340,672
PV Produktion	3561,3856	3561,3856	3561,3856	4985,9399	4985,9399	4985,9399	6410,4942	6410,4942	6410,4942	14245,543	14245,543	14245,543	21368,314	21368,314	21368,314
Natürlicher EV	1407,9067	1407,9067	1407,9067	1671,8384	1671,8384	1671,8384	1865,3055	1865,3055	1865,3055	2447,2897	2447,2897	2447,2897	2727,94	2727,94	2727,94
Natürlicher EV der Wärmepumpe	750,46365	750,46365	750,46365	924,81827	924,81827	924,81827	1050,7228	1050,7228	1050,7228	1441,5428	1441,5428	1441,5428	1631,7961	1631,7961	1631,7961
Natürliche EV des Haushalts	657,44302	657,44302	657,44302	747,02012	747,02012	747,02012	814,58277	814,58277	814,58277	1005,7469	1005,7469	1005,7469	1096,1439	1096,1439	1096,1439
Entladeenergie für Wärmepumpe	171,14131	320,7148	572,59187	184,39483	374,91502	685,62122	195,60849	406,46552	765,57226	212,9775	504,69628	996,26742	222,6518	541,55506	1071,523
Entladeenergie für Haushalt	398,78226	682,87851	864,21715	416,1712	753,74409	981,34687	427,5514	794,19753	1057,855	447,80308	877,9556	1222,5005	456,3022	895,99117	1289,149
AG % Wärmepumpe	14,0%	16,3%	20,1%	16,9%	19,7%	24,5%	18,9%	22,1%	27,6%	25,1%	29,6%	37,0%	28,2%	33,0%	41,1%
AG % Haushalt	28,3%	35,9%	40,8%	31,2%	40,2%	46,3%	33,3%	43,1%	50,2%	38,9%	50,5%	59,7%	41,6%	53,4%	63,4%

	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
Priorität: Haushalt															
EV %	0,5764695	0,7126057	0,8494534	0,4713783	0,5900821	0,7119088	0,4006556	0,5017826	0,6116306	0,2240302	0,2811448	0,3476828	0,1634372	0,2035215	0,2514624
AG %	0,1917588	0,2338048	0,2758069	0,220319	0,2715197	0,323711	0,241267	0,2972583	0,3576378	0,3013402	0,3713286	0,4523935	0,3303124	0,403861	0,4914228
Jährlicher Verbrauch	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158	10314,158
Batterie Kapazität	2000	5000	10000	2000	5000	10000	2000	5000	10000	2000	5000	10000	2000	5000	10000
PV-Größe	5	5	5	7	7	7	9	9	9	20	20	20	30	30	30
Energie aus dem Stromnetz	8336,3274	7902,6577	7469,442	8041,7532	7513,6601	6975,3512	7825,6922	7248,1891	6625,4249	7206,0874	6484,2161	5648,1	6907,2637	6148,6714	5245,5457
Netzspeisung	1508,3556	1023,522	536,15461	2635,6761	2043,8261	1436,4054	3842,0937	3193,8199	2489,6396	11054,11	10240,482	9292,613	17875,937	17019,402	15994,986
Netzspeisung nach 60% Regel	1496,6056	1014,1614	530,84133	2614,2887	2023,7772	1421,5485	3810,8759	3163,4822	2464,1537	10956,321	10143,354	9196,7884	17701,673	16845,508	15822,147
Energie zum Laden der Batterie	-645,12342	-1129,9569	-1617,3244	-678,42538	-1270,2754	-1877,6961	-703,09494	-1351,3687	-2055,549	-744,14253	-1557,7704	-2505,6398	-764,43678	-1620,9718	-2645,3875
Entladeenergie	569,92357	1003,5933	1436,809	600,56604	1128,6591	1666,9681	623,15988	1200,6631	1823,4272	660,78058	1382,6519	2218,7679	678,954	1437,5462	2340,672
PV Produktion	3561,3856	3561,3856	3561,3856	4985,9399	4985,9399	4985,9399	6410,4942	6410,4942	6410,4942	14245,543	14245,543	14245,543	21368,314	21368,314	21368,314
Natürlicher EV	1407,9067	1407,9067	1407,9067	1671,8384	1671,8384	1671,8384	1865,3055	1865,3055	1865,3055	2447,2897	2447,2897	2447,2897	2727,94	2727,94	2727,94
Natürlicher EV der Wärmepumpe	750,46365	750,46365	750,46365	924,81827	924,81827	924,81827	1050,7228	1050,7228	1050,7228	1441,5428	1441,5428	1441,5428	1631,7961	1631,7961	1631,7961
Natürliche EV des Haushalts	657,44302	657,44302	657,44302	747,02012	747,02012	747,02012	814,58277	814,58277	814,58277	1005,7469	1005,7469	1005,7469	1096,1439	1096,1439	1096,1439
Entladeenergie für Wärmepumpe	171,14131	320,7148	572,59187	184,39483	374,91502	685,62122	195,60849	406,46552	765,57226	212,9775	504,69628	996,26742	222,6518	541,55506	1071,523
Entladeenergie für Haushalt	398,78226	682,87851	864,21715	416,1712	753,74409	981,34687	427,5514	794,19753	1057,855	447,80308	877,9556	1222,5005	456,3022	895,99117	1289,149
AG % Wärmepumpe	32,9%	40,5%	45,2%	35,6%	44,6%	50,6%	37,4%	47,2%	54,2%	42,5%	54,0%	63,1%	44,7%	56,4%	66,4%
AG % Haushalt	11,4%	13,7%	17,6%	14,3%	17,3%	22,0%	16,6%	19,8%	25,3%	23,1%	27,6%	35,1%	26,4%	31,3%	39,4%

Abbildung E: Tabelle der Ergebnisse der durchgeführten Simulation

Literaturverzeichnis

- Battery University. 2011.** Battery University. [Online], 2011. [Zitat vom: 2. Juli 2014.]
http://batteryuniversity.com/learn/article/types_of_lithium_ion.
- BDEW. 2013.** *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013 Haushalte und Industrie*. BDEW
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 27. Mai 2013.
- BMZ GmbH. 2014.** *ESS 2.0: DAS MODULARE ENERGIESPEICHER SYSTEM*. [Online], 2014.
[Zitat vom: 12.07.2014] <http://www.bmz-gmbh.de/produkte/pv-energiespeicher/ess-20/0,1,504949.html>.
- Bonin, Jürgen. 2012.** *Handbuch Wärmepumpen Planung und Projektierung*. [Hrsg.] DIN
Deutsches Institut für Normung e.V. 2. Auflage: Beuth Verlag GmbH, 2012.
- Conergy Global Solutions GmbH**, interne Abbildung, System Engineering
- energieblogger.** [Online] <http://www.energieblogger.net>.
- Izadi-Najafabadi, Ali. 2014.** *Tesla's 'Gigafactory': seperating hype from reality*. Bloomberg
Finance L.P., 28. Februar 2014.
- KfW. 2014.** *Merkblatt erneuerbare Energien KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher"*,
März 2014.
- Kost, Christoph, et al. 2013.** *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. [Hrsg.] Fraunhofer-
Institut ISE. [Studie], November 2013.
- metropolsolar.** [Online] <http://blog.metropolsolar.de/2013/12/wie-es-gehen-konnte>.
- Niedrig, H. und M.Sternberg. 2013.** *Hütte Das Ingenieurwissen: Physik*. 32. Auflage. Springer
Vieweg, 2013.
- Ochsner, Karl. 2007.** *Wärmepumpen in der Heizungstechnik*. 4. Auflage. C.F. Müller, 2007.
- Quaschnig, Volker. 2013.** *Regenerative Energiesysteme Technologie - Berechnung - Simulation*.
8. Auflage. Hanser, 2013.
- SMA Solar Technology AG.** *Datenblatt SUNNY BOY 3600 / 5000 SMART ENERGY*.
- Thygesen, Richard und Karlsson, Björn. 2014.** *Simulation and analysis of a solar assisted heat
pump system with two different storage types for high levels of PV electricity self-
consumption*. Solar Energy, Mai 2014, S. 19-27.

Tiator, Prof. Dipl.-Ing Ingolf und Schenker, Prof.Dipl.-Ing. Maik. 2014. *Wärmepumpen Wärmepumpenanlagen.* 2. Auflage. Vogel Buchverlag, 2014.

Urla, Deniz. 2014. *The Effect of Input Data Resolution on the Self-consumption Analysis of Commercial Consumers.* [Vortrag], 2014.

Weniger, Johannes, Tjaden, Tjarko und Quaschnig, Volker. 2012. *Solare Unabhängigkeitserklärung.* Photovoltaik, Oktober 2012, S. 50-54.

Zalkau, Lukas. 2013. *Solare Stromspeicher mit intelligentem Energiemanagement: Entwicklung eines Bewertungsmodells.* Bachelorarbeit, Hochschule Trier, 2013.

Danksagung

Anschließend möchte ich mich bei allen bedanken, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben, insbesondere bei:

Herrn **Prof. Dr. Timon Kampschulte** für die Übernahme der Betreuung meiner Bachelorarbeit seitens der HAW Hamburg und ein andauerndes Interesse am Verlauf dieser Arbeit;

Herrn **Dr. Christoph Kremin** für die herzliche Aufnahme bei der Conergy Global Solutions GmbH und das Ermöglichen der Durchführung dieser Arbeit in seiner Abteilung;

Herrn **Dr. Jan Schöne** für eine gewissenhafte Betreuung, permanente Unterstützung, wissenschaftliche Einarbeitung sowie das Korrekturlesen der Bachelorarbeit;

Herrn **Deniz Urla** für die Unterstützung bei der in dieser Arbeit durchgeführten Simulationen;

sowie allen anderen Mitarbeitern der Conergy Global Solutions GmbH, die ich nicht persönlich erwähnt habe, für ein gutes und freundliches Arbeitsklima sowie anregende Diskussionen;

Darüber hinaus möchte ich noch

Frau **Monika König** der Firma IWS GmbH für die Bereitstellung der Daten der Wärmepumpe sowie für die gute Zusammenarbeit;

Frau **Ev Barckhan** für die guten Tipps zum Layout und Korrekturlesen der Arbeit sowie für die aufbauenden Worte meinen Dank aussprechen.

Weiter möchte ich mich bei meiner Familie bedanken, die mir immer zur Seite steht und mich ständig unterstützt;

bei meiner Freundin **Valeriya Titova** für ihre liebevolle Unterstützung und das Korrekturlesen der Bachelorarbeit.