

MASTERARBEIT

Wirtschaftlichkeit und optimierte
Eigenverbrauchsabdeckung einer
Photovoltaikanlage mit Speicher für eine
Wiener Stadtwohnung

eingereicht von

Robert Müllechner, BSc

Wien, Oktober 2019

Betreuer

Univ. Prof. Dipl. Ing. Dr. techn. Tobias Pröll



Institut für Verfahrens- und Energietechnik
Universität für Bodenkultur Wien

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all jenen bedanken, die mich während meines Studiums beziehungsweise bei der Erstellung dieser Masterarbeit unterstützt haben, und ohne deren Hilfe diese nicht möglich gewesen wäre. Ein besonderer Dank gilt dabei:

Univ. Prof. Dipl. Ing. Dr. techn. Tobias Pröll

dafür, dass er mir ermöglicht hat, meine Masterarbeit am Institut für Verfahrens- und Energietechnik an der Universität für Bodenkultur zu verfassen. Außerdem möchte ich mich bei der Unterstützung und den hilfreichen Tipps zur Themenfindung für diese Arbeit bedanken.

Dipl. Ing. Thomas Kitzberger

für die Hilfe bei der Installation des Fluke 1735 und die Einarbeitung in dieses Gerät.

Meinen Eltern

Martina und Johann Müllechner, die mir über Jahre moralische und finanzielle Unterstützung zukommen ließen und mir so eine sehr schöne Studienzeit ermöglichten.

Jürgen Summerer, BSc

mit dem ich fast alle Lehrveranstaltungen und Übungen absolviert habe, der nicht nur ein sehr guter Freund ist, sondern auch mein kongenialer Übungspartner. Auch ihm möchte ich an dieser Stelle meinen Dank für die unzähligen Stunden, in denen er mir etwas erklären musste und Arbeiten Korrektur gelesen hat, aussprechen.

Kommilitonen und Freunden

Anschließend möchte ich mich auch bei allen bedanken, die mich in diesem Lebensabschnitt begleitet haben, und bei jenen, die sich immer wieder Zeit genommen haben und mit denen ich viel Spaß in meinen Lehrveranstaltungen sowie meiner Freizeit hatte.

Kurzfassung

Ob es möglich ist, in einer Wiener Stadtwohnung seinen eigenen Strom zu produzieren, lautet die Grundfrage dieser Arbeit. Dabei soll überprüft werden, ob es Sinn macht, sich in einer Wiener Stadtwohnung eine PV-Anlage mit Speicher zuzulegen und in welcher Konstellation diese wirtschaftlich ist. Es wurde auch der maximale Eigenverbrauchsanteil einer Stadtwohnung unter der Wirtschaftlichkeitsannahme errechnet.

Die Globalstrahlung wurde mit einem *EKO MS-802 F Pyranometer* und einem *Sauberer-Dirmhirm-Pyranometer* an der Universität für Bodenkultur am Dach des Schwackhöfer-Hauses gemessen. Diese Werte wurden als Grundlage für die spätere Ertragsabschätzung der PV-Anlage herangezogen. Die Messung des Verbrauchs wurde im Zeitraum zwischen 23.04.2018 ab 19:45:25 und 23.05.2018 bis 23:55:53 mit einem „1735 Power Logger“ von Fluke durchgeführt, wobei die beobachteten Größen im 5-Minuten-Takt aufgezeichnet wurden.

Die gemessene Globalstrahlung sowie die Verbrauchsmessung dienen als Grundlage für das Excelmodell und der darauffolgenden Optimierung. Der durch die Messung ermittelte Verbrauch beläuft sich auf 2179 kWh.

Je nach Ausrichtung und betrachtetem Szenario kann bei 30° Neigung eine Eigenverbrauchsquote von 35 bis 44 % erreicht werden. Bei 90° liegt die Eigenverbrauchsquote zwischen 0 und 25 %.

Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit kann bei 30° Neigung eine Kapitalverzinsung von 9 bis 17% je nach Ausrichtung und Szenario erzielt werden. Die Kapitalverzinsung bei 90° liegt zwischen 3 und 9 %.

Die Berechnung mit realen Kleinst-PV-Anlagen zeigt, dass die meisten Modelle, die momentan auf dem Markt sind, noch zu teuer sind und der Preis sinken muss, damit diese wirtschaftlich interessant werden.

Abstract

The general question of this work is, if a PV-system with battery storage can run economically in a city apartment in Vienna.

Therefore global radiation was measured on the roof of the Schwackhöfer-building at the University of Natural Resources and Life Sciences Vienna, using an *EKO MS-802 F pyranometer* and a *Sauberer-Dirmhirn-Pyranometer*. These measurements build the base for a subsequent PV plant yield estimation. The measurement of consumption was done in the period between 23.04.2018 starting at 19:45:25 and 23.05.2018 ending at 23:55:53. The measured values were recorded in 5 minute intervals with an "1735 Power Logger" by Fluke.

The measured global radiation and the consumption are the base for the following model and optimization. The measured overall consumption is 2179 kWh.

Depending on the orientation and the scenario considered, a self-consumption rate of 35 to 44% can be achieved at a tilt of 30°. At 90° the self-consumption rate lies between 0 and 25%.

When looking at cost-effectiveness, a return on investment between 9 and 17 % can be achieved at a tilt of 30°, depending on the orientation and scenario. The return on capital at 90° tilt lies between 3 and 9%.

The calculation with real micro-PV systems shows that most systems that currently are available are too expensive, prices would have to drop in order to be economically interesting.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
2	Literaturüberblick.....	2
2.1	Allgemeines zur Photovoltaik	2
2.2	Aufbau und Funktionsweise der PV	3
2.2.1	Aufbau einer Solarzelle	3
2.2.2	Strahlungsangebot der Sonne.....	4
2.2.3	Grundlagen der Halbleiterphysik.....	5
2.2.4	Photodiode und photovoltaischer Effekt.....	9
2.2.5	Kennline PV-Zelle und MPP (Maximum Power Point).....	11
2.3	Energiespeicher	12
2.3.1	Überblick verschiedener Energiespeicher.....	12
2.3.2	Aufbau elektrochemischer Speicher.....	14
2.3.3	Chemische Grundlagen und Funktionsweise von elektrochemischen Speichern	14
2.4	Netzgekoppelte-, Eigenverbrauchs- und Inselsysteme	17
2.4.1	Rein netzgekoppelte Systeme.....	17
2.4.2	Inselnetzsysteme	17
2.4.3	Photovoltaische Eigenverbrauchssysteme mit Heizung	18
2.4.4	Photovoltaische Eigenverbrauchssysteme mit Speicher	18
2.5	Netzgekoppelte, steckerfertige Kleinst-PV-Anlage	19
3	Ziel der Arbeit	21
4	Methodik.....	22
4.1	Messung des Verbrauchs und Erstellung des Stromlastprofils	22
4.1.1	Zeitraum der Messung	22
4.1.2	Messgerät	22

4.1.3	Messaufbau.....	23
4.1.4	Datenauswertung.....	24
4.2	Strahlungsangebot	25
4.2.1	Messgerät	25
4.3	Excelmodell zur wirtschaftlichen Optimierung der Photovoltaikanlage inklusive Speicher, sowie der Optimierung der Eigenverbrauchsquote.....	26
4.3.1	Datengrundlage für die Berechnung	26
4.3.2	Wirtschaftlichkeitsberechnung und Optimierung in Microsoft Excel	29
5	Ergebnisse	36
5.1	Strombedarf einer Wiener Stadtwohnung im Tages- und Monatsverlauf ...	36
5.2	Ertrag der PV-Anlage im Tages- und Jahresverlauf je nach Ausrichtung...	39
5.3	Optimale Eigenverbrauchsabdeckung durch Photovoltaik und Speicher ...	42
5.4	Wirtschaftlich optimale Größe von Photovoltaikanlage und Speicher	53
6	Diskussion	56
7	Schlussfolgerung.....	60
8	Abkürzungen	61
9	Abbildungsverzeichnis.....	62
10	Tabellenverzeichnis	65
11	Literaturverzeichnis.....	66

1 Einleitung

Die Photovoltaik steht wie kein anderer Energiewandler als Symbol für eine nachhaltige und umweltfreundliche Energieerzeugung, daher gilt sie als eine der wichtigsten Technologien für den Umstieg auf erneuerbare Energien und die sogenannte Energiewende (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 1–3).

Im Gegensatz zu fossilen Ressourcen, welche eine endliche Reichweite haben, sind erneuerbare Energieträger praktisch unerschöpflich nutzbar. Der künftige Energiebedarf wird weiter ansteigen, wodurch Verknappung und Preissteigerungen sehr wahrscheinlich sind. Es braucht daher einen Mix aus lokalen und nachhaltig vorhandenen Energiequellen und einer Steigerung der Energiegewinnungseffizienz (Brauner, 2016, S. 1).

Neben den bekannten PV-Anlagen, welche größtenteils auf Häuserdächer zu finden sind, gibt es auch noch sogenannte Kleinst-PV-Anlagen. Diese steckerfertigen und netzgekoppelten Kleinst-PV-Anlagen erfreut sich immer mehr öffentlichem Interesse und werden nicht nur in Österreich, sondern auch international angeboten und beworben (Erge, Laukamp, Diazgranados, Armbruster & Fischer, 2017, S. 5).

In Österreich trägt die Photovoltaik 4,5 PJ zur inländischen Primärenergieerzeugung bei. Dies entspricht 0,9 % der gesamten inländischen Primärenergieerzeugung im Jahr 2017. Die installierte Photovoltaikleistung ist in Österreich vom Jahr 2016 aufs Jahr 2017 um 14 % gewachsen (Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, 2018, S. 1–3).

Das Potential der Photovoltaik ist noch lange nicht ausgeschöpft. Allein eine Fläche von 800 km² in der Sahara würde demnach ausreichen, um den Weltenergiebedarf zu decken (Mertens, 2015, S. 62).

Der Grundgedanke dieser Arbeit ist, dass jeder Österreicher einen Beitrag leisten und Strom selbst produzieren kann, ob mit Kleinst-PV-Anlagen, Aufdachanlagen oder Freiflächenanlagen. Mehr Informationen und vor allem Informationen, unter welchen Umständen Kleinst-PV Anlagen wirtschaftlich betrieben werden und wieviel sie zur eigenen Autarkie beitragen können, sollen hier dargestellt werden.

2 Literaturüberblick

In diesem Abschnitt soll den Lesern ein Überblick über den Stand der Technik der Photovoltaik sowie diverser Energiespeicher vermittelt werden. Außerdem soll der Literaturüberblick helfen, die Ergebnisse besser zu verstehen.

2.1 Allgemeines zur Photovoltaik

Der Begriff Photovoltaik wird aus den Wörtern *Photo* und *Volta* gebildet. *Photo* kommt aus dem Griechischen und bedeutet Licht. Das aus *Volta* abgeleitete Wort *Volt* ist die Maßeinheit der elektrischen Spannung (Quaschnig, 2010, S. 102).

Photovoltaik bezeichnet die direkte Umwandlung von Sonneneinstrahlung in elektrische Energie. Dazu benötigt man Solarzellen, die sich vor allem durch ihre universelle Einsetzbarkeit, geringen Betriebskosten und lange Lebensdauer auszeichnen (Quaschnig, 2010). Die hohen Anschaffungskosten, sowie die geringe Energiedichte der Sonnenstrahlung, stehen dem jedoch gegenüber (Schabbach & Wesselak, 2012, S. 69).

Die Geschichte der Photovoltaik startete mit dem Franzosen Alexandre Edmond Becquerel, der eine Zunahme der elektrischen Spannung bei elektrochemischen Batterien mit Zink und Platin-Elektroden feststellte, wenn diese mit Licht bestrahlt werden. Im Jahr 1876 konnte man diese Erscheinung am Halbleiter Selen nachweisen und 1883 wurden die ersten Selen-Solarzellen vom Amerikaner Charles Fritts hergestellt. Selen war sehr teuer und die Herstellung sehr aufwendig, darum fand die Zelle in der Stromerzeugung noch keine Verwendung. Erst mit dem von Albert Einstein beschriebenen Photoeffekt konnte man die physikalische Ursache für die Erzeugung elektrischer Spannung durch Bestrahlung mit Sonnenenergie verstehen. 1954 wurde folglich die erste Silizium-Solarzelle von Bell Laboratories hergestellt, welche die Basis für die Weiterentwicklung der Photovoltaik ist (Quaschnig, 2010, S. 102–103).

2.2 Aufbau und Funktionsweise der PV

In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie eine Solarzelle bzw. ein PV-Modul aufgebaut ist. Anschließend wird ein Überblick über die naturwissenschaftlichen und physikalischen Grundlagen gegeben und zu guter Letzt die Funktionsweise der Photovoltaik beschrieben. Es soll so ein eingehenderes Verständnis für die PV geschaffen werden, welches für die Ergebnisse dieser Arbeit essentiell ist.

2.2.1 Aufbau einer Solarzelle

Eine Solarzelle besteht aus Halbleitermaterialien wie z.B. Silizium, deren Leitfähigkeit bei Raumtemperatur zwischen der von Metallen und Isolatoren liegt. Bei geringer Temperatur nimmt die Leitfähigkeit ab, steigt die Temperatur so steigt auch die Leitfähigkeit (Wesselak & Voswinckel, 2012, S. 27).

Bei der Siliziumzelle werden Siliziumkristalle in 0,2 Millimeter dicke Scheiben gesägt. Diese fertig geschnittenen Siliziumkristalle, auch Wafer genannt, werden nun mit gasförmigen Dotierungsstoffen behandelt. Dadurch entstehen zwei Schichten, die sogenannte p- und die n-Schicht (Quaschnig, 2010, S. 109). Was die p- und n-Schichten sind und warum sie für die Photovoltaik von Bedeutung sind, wird in weiterer Folge näher erläutert.

Auf die Vorderseite der Solarzelle wird eine Antireflexschicht aus Siliziumnitrid zur Minimierung der Reflexionsverluste aufgebracht. Dadurch erhält die Solarzelle auch die charakteristische blaue Farbe. Abschließend werden mittels Siebdruck Front- und Rückseitenkontakte an der Solarzelle aufgebracht. Einige Hersteller versuchen durch Vergraben der Frontkontakte, die Verluste, die durch diese lichtundurchlässigen Kontakte entstehen, zu verringern. Es wird außerdem versucht auch die Frontkontakte an die Rückseite zu verlegen. Diese Maßnahmen erhöhen zwar den Wirkungsgrad, aber auch den Aufwand sowie die Kosten der Herstellung (Quaschnig, 2010, S. 109–110).

Da eine Solarzelle eine elektrische Spannung von nur 0,6 V aufweist, werden viele Zellen in Reihe geschaltet, um somit Module mit einer elektrischen Spannung von 12 bis 120 V zu erhalten. Die Module wiederum werden am Aufstellungsort mit anderen Modulen seriell und parallel verschaltet, um die Gesamtspannung auf 400 bis 900 V zu erhöhen. Mit einem Wechselrichter kann man nun aus der Gleichspannung

Wechselstrom generieren, der mit der netzüblichen Frequenz von 50 Hz und einer Spannung von 400 V in das Stromnetz eingespeist werden kann (Schabbach & Wesselak, 2012, S. 72–73).

Um die zerbrechlichen und empfindlichen Solarzellen zu schützen, werden diese in einem Modul zwischen einer Frontglasscheibe und einer Kunststoffolie auf der Rückseite eingebettet, siehe Abbildung 1. Durch das Glas ist eine mechanische Stabilität gewährleistet, jedoch sollte darauf geachtet werden, dass das Glas sehr lichtdurchlässig ist, um Einbußen zu vermeiden. Die Kunststoffolie soll die Zelle vor weiteren Witterungseinflüssen und Feuchtigkeit schützen. Auf der Rückseite werden die Anschlüsse des PV-Moduls aus einer Modulanschlussdose herausgeführt (Quaschnig, 2010, S. 110–111).

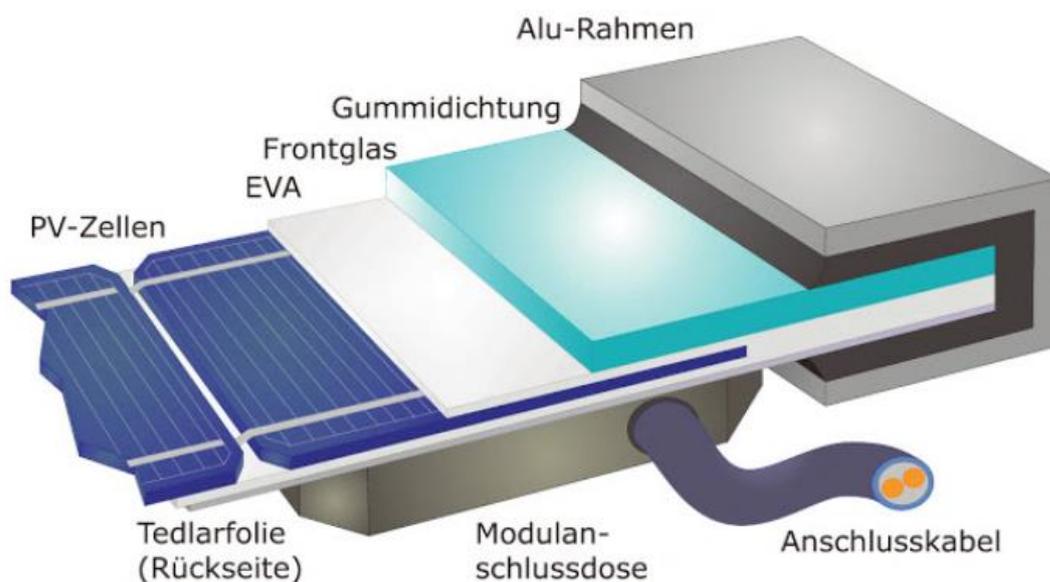


Abbildung 1 - Prinzipieller Aufbau eines Photovoltaikmoduls (Quaschnig, 2010, S. 110)

2.2.2 Strahlungsangebot der Sonne

Die Grundlage der Photovoltaik, die Strahlungsleistung der Sonne, wird mit der Solarkonstante E_0 bezeichnet. Sie ist die Strahlungsenergie der Sonne, die pro Zeit und Fläche im Mittel auf der Erde ankommen würde, wenn es keine Atmosphäre geben würde. Der globale Mittelwert von E_0 beträgt 1367 W/m^2 . Mittels Erddurchmessers kann man sich die Leistung, die insgesamt auf der Erde auftritt, errechnen und kommt auf einen Wert von $P = 1,74 \cdot 10^{17} \text{ W}$. Damit fällt in einer Stunde mehr Strahlungsenergie

auf die Erde, als die gesamte Erdbevölkerung pro Jahr benötigt (Wesselak & Voswinckel, 2012, S. 17).

Ein Teil der Sonnenstrahlung wird von der Erdatmosphäre absorbiert oder gestreut. Die Gesamtstrahlung, welche den Erdboden erreicht, wird Globalstrahlung genannt. Im Sommer zur Mittagszeit beträgt der Maximalwert der Globalstrahlung etwa 1000 W/m^2 . Steht die Fläche, auf die die Sonnenstrahlung trifft, normal zu dieser, so ist die eintreffende direkte Strahlung maximal (Wesselak & Voswinckel, 2012, S. 18–21).

Eben diese Strahlung ist notwendig für den photoelektrischen Effekt, den Albert Einstein 1905 in einem Experiment bewiesen hat. Auf dem photoelektrischen Effekt beruht das Funktionsprinzip der Solaranlage. Einstein führte das Photon ein, welches das kleinste Energiepaket ist, in dem Licht auftreten kann. Damit stellt Einstein die Behauptung auf, dass Elektronen von Photonen angeregt und auf ein höheres Energieniveau gebracht werden können. Allerdings können nur Photonen mit einer gewissen Mindestenergie Elektronen aus dem Atom herausschlagen. Liegt also die Energie über diesem Schwellenwert, so wird ein Elektron herausgeschlagen, die restliche Energie wird dem herausgeschlagenen Elektron mitgegeben. Diese Theorie konnte mit einem Experiment, bei dem die kinetische Energie der Elektronen gemessen wurde, bewiesen werden (Brooks & Blackburn, 2015, S. 147–148).

2.2.3 Grundlagen der Halbleiterphysik

Um die Grundlagen der Halbleiterphysik besser zu verstehen, wird ein kurzer Überblick über den Aufbau von Halbleitern gegeben und das Bändermodell näher beschrieben. Anschließend wird auf die Funktion des Ladungstransportes in Halbleitern und die Dotierung von Halbleitern, sowie den pn-Übergang eingegangen.

2.2.3.1 Atommodell nach Bohr

Ein Atom besteht aus Neutronen und Protonen im Kern und Elektronen in der Hülle. Die Protonen sind positiv und die Elektronen negativ geladen. Ein Atom ist prinzipiell elektrisch neutral geladen, wobei es dann gleich viele Protonen wie Elektronen besitzt. Die Elektronen kreisen nur auf ganz bestimmten Bahnen, oder auch Schalen genannt und dürfen sich nur auf diesen bewegen, dies legte Nils Bohr auch im 1. Borschen Postulat: *„Es gibt nur bestimmte diskrete Schalen, die für ein Elektron erlaubt sind“*

fest. Diese Schalen stehen für einen Bahnradius, der den jeweiligen Energiezustand des Elektrons angibt (Mertens, 2015, S. 64–65).

Wenn nun ein Elektron von einer Bahn auf die nächsthöhere angehoben werden muss, so ist dafür eine Energie nötig, welche von außen zugeführt werden muss. Dabei sollte beachtet werden, dass jede Schale nur eine bestimmte Anzahl an Elektronen aufnehmen kann (Quaschnig, 2015, S. 181). Umgekehrt betrachtet wird Energie frei, wenn ein Elektron von der höheren auf die niedrigere Schale zurückfällt. Diese wird auch durch das 2. Bohrsche Postulat beschrieben: *Der Übergang eines Elektrons von einer Schale zur anderen erfolgt unter Emission oder Absorption von elektromagnetischer Strahlung* (Mertens, 2015, S. 65).

Betrachtet man nun Silizium, das laut Wesselak und Voswinckel (2012, S. 28) der weltweit am häufigsten verwendete Halbleitergrundstoff in der Photovoltaikproduktion ist, so ist dieses ein Atom, welches vier Valenzelektronen besitzt. Jedes dieser Valenzelektronen geht nun eine Elektronenpaarbindung mit einem Nachbaratom ein und es entsteht ein Siliziumkristall. Jeder Atomkern ist somit von acht Valenzelektronen umgeben. Dieser Zustand wird auch Edelgaskonfiguration genannt. Solche Verbindungen können aber auch andere Elemente verschiedener Hauptgruppen eingehen, wie z.B. Gallium-Arsenid oder Cadmium-Tellurid (Mertens, 2015, S. 67).

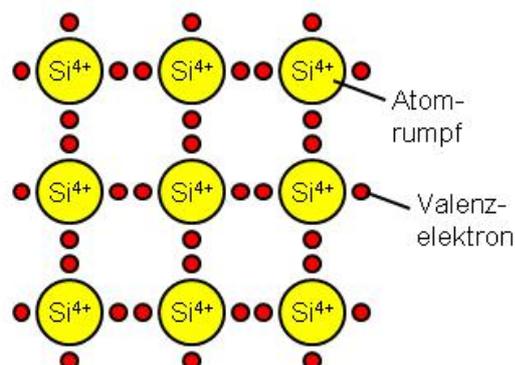
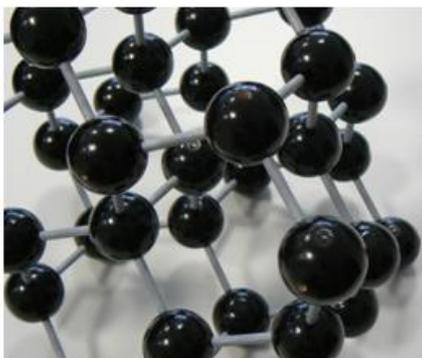


Abbildung 2 - Aufbau eines Siliziumkristalls: links ist das Kugelmodell zu sehen, rechts die zweidimensionale Darstellung (Mertens 2015, S. 67)

2.2.3.2 Bändermodell

Bei einzelnen Atomen nehmen die Elektronen genau definierte Energiezustände an. Betrachtet man nun Moleküle mit mehreren Atomen, so werden identische Energieniveaus, durch die Wechselwirkung der Elektronen untereinander, in eng benachbarte Niveaus aufgespaltet.

Betrachtet man einen Festkörper mit n Atomen, liegen die benachbarten Energieniveaus so eng beieinander, dass eine Trennung nicht mehr möglich ist. Für diese Energieniveaus der Elektronenbahnen entstehen sogenannte Energiebänder, siehe Abbildung 3 (Quaschnig, 2015, S. 181).

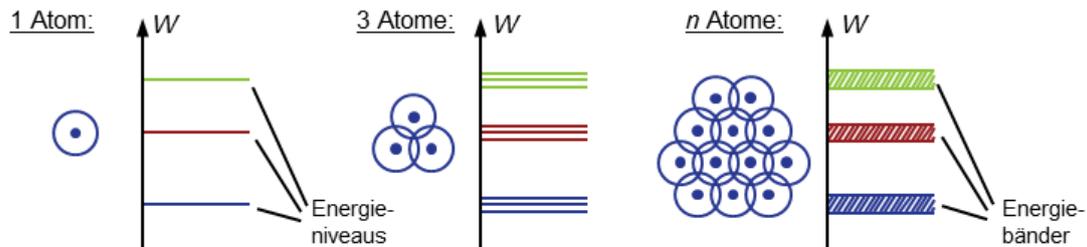


Abbildung 3 - Entstehung der Energiebänder in einem Halbleiterkristall: Die Kopplung der Atome führt zu einem Aufspreizen der Energieniveaus. Für $n \rightarrow \infty$ ergeben sich daraus kontinuierliche Energiebänder (Mertens 2015, S. 68).

Um das elektrische Verhalten eines Festkörpers zu beschreiben, betrachtet man das oberste, noch mit Elektronen besetzte Band. Dieses wird auch als Valenzband bezeichnet. Das darauffolgende unbesetzte Band wird Leitungsband genannt. Zwischen Valenz- und Leitungsband befindet sich die sogenannte verbotene Zone, deren Breite proportional zur Energie ist, die benötigt wird, um sie zu überwinden. Der Energieabstand zwischen den Bändern heißt auch Bandabstand E_g (Mertens, 2015, S. 68).

Durch das Bändermodell lassen sich nun die Eigenschaften von Metallen, Halbleitern und Isolatoren beschreiben. Während bei Metallen und Leitern das Valenzband und das Leitungsband überlappen und die Elektronen ohne äußere Energie zuvor vom Valenz- in das Leitungsband übergehen können, so ist bei den Isolatoren der Bandabstand so groß, dass Elektronen nur sehr schwer ins Leitungsband angehoben werden können (Wesselak & Voswinckel, 2012, S. 30). Halbleiter, welche für die Photovoltaik von entscheidender Bedeutung sind, haben einen geringeren Bandabstand, wodurch Elektronen leichter durch den Einfluss von Strahlung vom Valenz- in das Leitungsband angehoben werden können. Dieses Phänomen des Anhebens von Elektronen durch Photonen wird als innerer Photoeffekt bezeichnet und wurde bereits thematisiert. In Abbildung 4 sind die Energiebänder bei Leitern, Halbleitern und Isolatoren grafisch veranschaulicht (Quaschnig, 2015, S. 182–183).

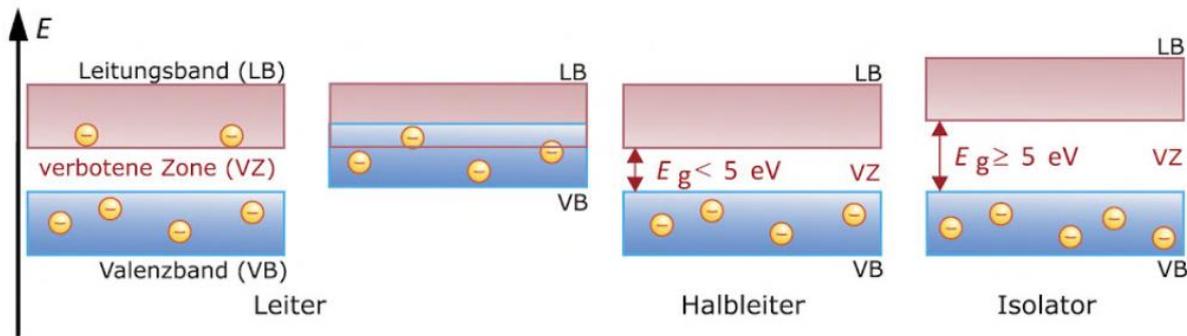


Abbildung 4 - Energiebänder bei Leitern, Halbleitern und Isolatoren (Quaschnig, 2015, S. 182)

2.2.3.3 Dotierung von Halbleitern

Halbleiter sind zwar schlechte elektrische Leiter, eine besondere Bedeutung erhalten sie aber, wenn man ihre Leitfähigkeit gezielt beeinflussen kann. Dazu werden Fremdatome in den Halbleiterkristall eingebracht, ein Prozess der auch Dotierung genannt wird (Mertens, 2015, S. 74).

Man unterscheidet prinzipiell zwischen n-Dotierung und p-Dotierung.

Bei der n-Dotierung wird ein Fremdatom der fünften Hauptgruppe des Periodensystems eingebracht, z.B. Phosphor oder Antimon. Beim Einbau dieser Atome in das Siliziumgitter kann das fünfte Elektron des Fremdatoms keine Bindung mehr eingehen. Das freie Elektron ist nun relativ schwach an den Atomrumpf gebunden und kann durch sehr geringe Energiezufuhr abgetrennt werden. Es steht dann als freies Elektron zur Verfügung. Die eingebrachten Fremdatome werden auch Donatoren genannt. Da bei der n-Dotierung deutlich mehr freie Elektronen als Löcher vorhanden sind, nennt man die Elektronen Majoritätsträger und die Löcher Minoritätsträger (Quaschnig, 2015, S. 185–186).

Die p-Dotierung bindet ein Atom aus der dritten Hauptgruppe wie z.B. Bor oder Aluminium ein. Da nun Atome mit drei Valenzelektronen in das Siliziumgitter eingebaut werden, fehlt ein Elektron und es entsteht ein Loch. Dieses Loch kann durch geringe Energiezufuhr gelöst werden und wandert frei herum. Das bedeutet, dass die unvollständige Bindung durch ein benachbartes Elektron besetzt wird und das Loch nun an einer anderen Stelle vorliegt, wo wiederum ein benachbartes Elektron den Platz besetzt und so weiter. Die Fremdatome bei der p-Dotierung werden auch Akzeptoren genannt (Quaschnig, 2015, S. 186).

Wenn man die p- und n-dotierten Flächen nun zusammenfügt, kommt es an der p-n-Grenzfläche zunächst zu einem starken Konzentrationsgefälle von Elektronen im Leitungsband und Löchern im Valenzband. Durch dieses Konzentrationsgefälle diffundieren die Elektronen aus dem n- in das p-Gebiet und die Löcher vom p- ins n-Gebiet. Auf beiden Seiten der Grenzschicht kommt es zu einer Verarmung der Majoritätsträger und die an den ortsfesten Donatoren und Akzeptoren Ladungsträger erzeugen bei der p-Seite negative und bei der n-Seite eine positive Raumladung. Da die Anzahl an überschüssigen ortsfesten Ladungen im Übergangsbereich steigt, baut sich ein elektrisches Feld auf, das den Diffusionsstrom hemmt und Feldströme in die entgegengesetzte Richtung hervorruft. Es kommt zu einem Gleichgewicht, bei dem sich Diffusions- und Feldstrom gegenseitig kompensieren und es bildet sich eine Raumladungszone am pn-Übergang, siehe Abbildung 5 (Kaltschmitt & Streicher, 2009, S. 165–166).

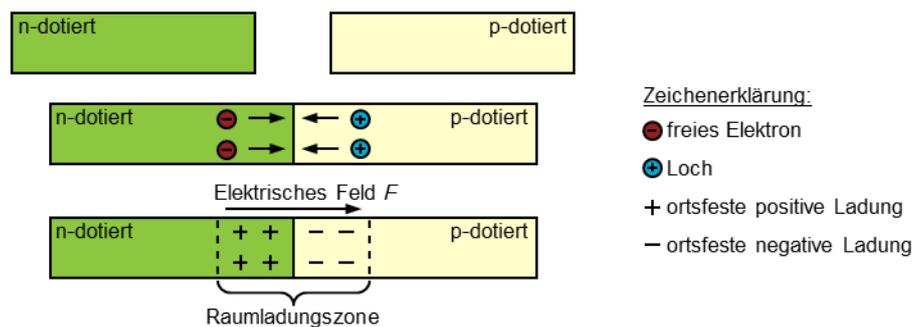


Abbildung 5 - Der pn-Übergang: Elektronen strömen von der n-Seite zur p-Seite und besetzen dort die Löcher. Auf der n-Seite bleiben ortsfeste positive Ladungen zurück, auf der p-Seite entstehen ortsfeste negative Ladungen (Mertens 2015, S. 76)

2.2.4 Photodiode und photovoltaischer Effekt

Als Photodiode stellt man sich im einfachsten Fall einen pn-Übergang vor, der von der Seite bestrahlt wird. Die Photonen die eindringen werden absorbiert und erzeugen in weiterer Folge freie Elektron-Loch-Paare. Durch das in der Raumladung vorherrschende elektrische Feld werden die Elektron-Loch-Paare getrennt, das bedeutet, dass die Elektronen zur n-Seite und die Löcher zur p-Seite wandern. Dort sind sie Majoritätsträger, was die Wahrscheinlichkeit unerwünschter Rekombinationen verringert. An den Kontakten kann der so erzeugte Strom (Photonenstrom) abgenommen werden (Mertens, 2015, S. 88).

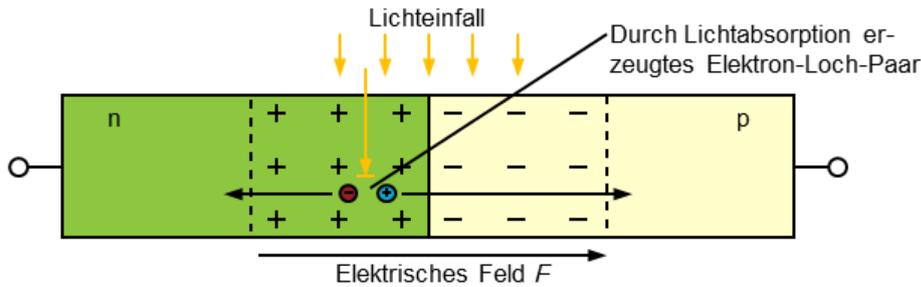


Abbildung 6 - Beleuchteter pn-Übergang: Die durch Lichtabsorption erzeugten freien Elektronen und Löcher werden vom Feld der Raumladungszone getrennt und "nach Hause gebracht" (Mertens, 2015, S. 88)

Fällt kein Licht auf die Photodiode, so verhält sich diese wie ein normaler pn-Übergang. Das bedeutet das bei Sperrpolung lediglich ein geringer Sperrstrom fließt, der auch Dunkelstrom genannt wird. Fällt nun Licht auf die Photodiode so addiert sich ein von der Spannung U unabhängiger Photostrom zu der normalen Diodenkennlinie. Da er in Sperrrichtung fließt verschiebt er die dargestellte I/U -Kennlinie nach unten.

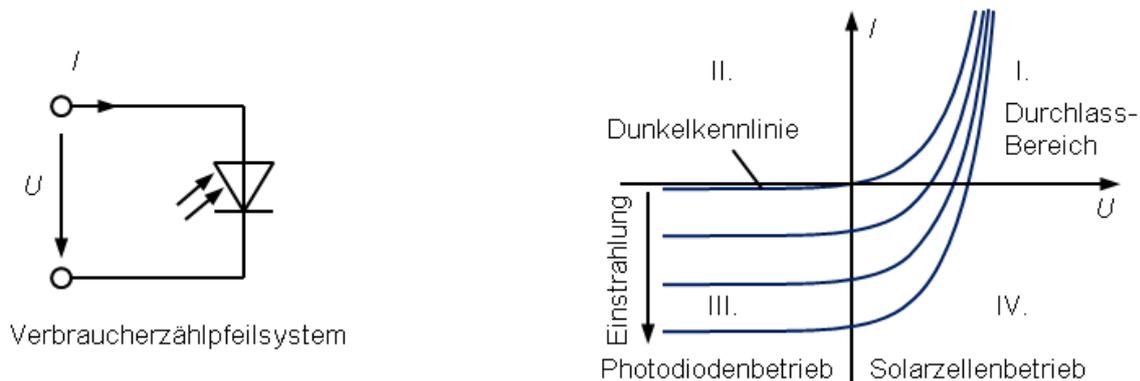


Abbildung 7 - Symbol und Kennlinien einer Photodiode (Mertens, 2015, S. 89)

Der Einsatz der Photodiode im III. Quadranten wird auch Photodiodenbetrieb genannt und wird typischerweise mit angelegter Sperrspannung betrieben, um z.B. als Detektoren für optische Datenempfänger zu dienen. Im IV. Quadranten wird die Photodiode wie eine Solarzelle betrieben, was bedeutet, dass sich bei positiv angelegter Spannung negativer Strom ergibt. In dem dargestellten Verbraucherzählpeilsystem bedeutet dies, dass keine elektrische Energie verbraucht, sondern erzeugt wird. Beim Verbraucherzählpeilsystem wird eine Spannung U an das Bauteil angelegt und der zum Bauteil fließende Strom I wird positiv gezählt (Mertens, 2015, S. 89).

2.2.5 Kennline PV-Zelle und MPP (Maximum Power Point)

In Abbildung 8 wird der typische Verlauf der Strom-Spannungs-Kennlinie einer Photovoltaikzelle für verschiedene Betriebszustände dargestellt. Der Kurzschlussstrom I_k liefert bei $U = 0$ den Schnittpunkt der Kennlinie mit den Achsen, ebenso die Leerlaufspannung U_L bei $I = 0$. Das Produkt aus Spannung und Strom ergibt die elektrische Leistung. An einem bestimmten Punkt auf der Kennlinie wird die Leistung der Solarzelle maximal, dieser Punkt wird auch als Maximum Power Point, kurz MPP, bezeichnet. Die Kennlinie sowie der MPP sind somit eine Funktion der solaren Einstrahlung sowie der Temperatur der Solarzelle (Kaltschmitt & Streicher, 2009, S. 167–168).

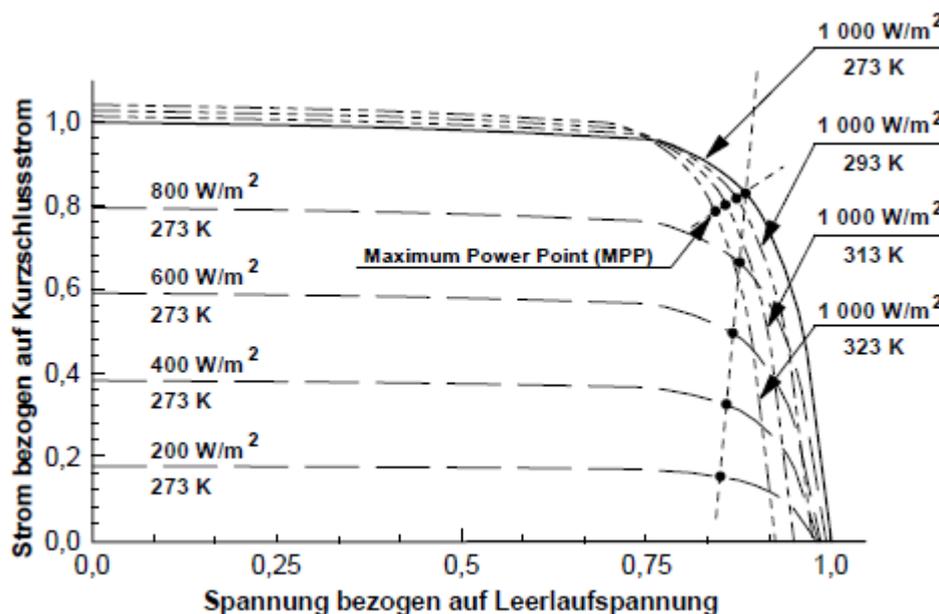


Abbildung 8 - Einfluss von Strahlung und Temperatur auf die Strom-Spannungs-Kennlinie (Kaltschmitt & Streicher, 2009, S. 168)

Um die maximale Leistung bereitzustellen wird dazu ein Spannungswandler verwendet. Dieser stellt die Spannung der Solarzelle je nach Einstrahlung und Temperatur so ein, dass diese am Besten im MPP betrieben werden kann. Der Spannungswandler wird mit der entsprechenden Regelung auch als MPP-Tracker bezeichnet (Quaschnig, 2015, S. 226).

2.3 Energiespeicher

Im nachfolgenden Kapitel wird versucht, einen generellen Überblick über die verschiedensten Arten von Energiespeicher zu vermitteln. Anschließend folgt eine genauere Beschreibung von elektrochemischen Speichern, vor allem von Blei- und Lithiumbatterien, da laut Quaschnig (2015, S. 253), die Bleibatterie die am häufigsten verwendete Batterie ist und die Lithiumbatterie immer mehr bei netzgekoppelten Systemen zum Einsatz kommt. Aufgrund der Größe ist nur die Lithiumbatterie für die Ergebnisse der Arbeit von Bedeutung.

2.3.1 Überblick verschiedener Energiespeicher

In diesem Unterpunkt wird ein grober Überblick über die verschiedensten Technologien der Energiespeicherung gegeben. Bei allen Technologien soll auch ein kurzes Fazit zur Effizienz und praktischer Anwendbarkeit der Speicherung gegeben werden.

Zu Beginn soll der Begriff *Energiespeicher* näher definiert werden. Unter einem Energiespeicher versteht man eine energietechnische Anlage, die Energie in Form von innerer, potenzieller und kinetischer Energie speichert. Das Speichern findet in den drei Prozessen, Einspeichern (Laden), Speichern (Halten) und Ausspeichern (Entladen), in einem Zyklus statt. Dies erfolgt in physikalischer Form von Energiewandlern (Ein- und Ausspeichern), einer Speichereinheit (Halten) und Hilfsaggregaten (Sternner & Stadler, 2017, S. 26).

Als Speichereinheit werden sogenannte *Energieträger* verstanden. Dabei handelt es sich um einen Stoff der Energie gespeichert hat (Sternner & Stadler, 2017, S. 26).

Die folgenden Unterkapitel sollen einen kurzen Überblick über verschiedene Energiespeicher geben. In dieser Arbeit sind vor allem elektrochemische Speicher relevant, die als Kurzzeitspeicher von überschüssiger elektrischer Energie dienen. Sie werden in den nächsten Kapitel noch genauer beschrieben. Es soll auch ein kurzer Überblick zu chemischen Speichern gegeben werden, da diese die Basis unserer heutigen Energieversorgung sind, außerdem wird kurz das Lastmanagement erläutert.

2.3.1.1 Elektrochemische Energiespeicher

Vor allem elektrochemische Energiespeicher sind für diese Arbeit relevant und werden in Kapitel 2.4. näher beschrieben. Sie können Speicherkapazitäten von bis zu einigen Megawattstunden besitzen und als Kurzzeitspeicher mit einer Ausspeicherdauer von bis zu einem Tag fungieren. Elektrochemische Speicher haben ein breites Anwendungsspektrum, das durch eine Vielzahl verschiedener Batterietechnologien abgedeckt wird, kommen jedoch hauptsächlich in den Sektoren Strom und Verkehr zum Einsatz. Beispiele elektrochemischer Speicher wären Blei-, Nickel-, Lithium- und Redox-Flow-Batterien (Sternner & Stadler, 2017, S. 655).

2.3.1.2 Chemische Energiespeicher

Chemische Energiespeicher wie z.B. Biomasse, Kohle und Gas sind seit langem die Basis für die heutige Energieversorgung. Auch zukünftig werden sie bei erneuerbaren Energiesystemen eine große Rolle spielen. Sie haben mit Abstand die größten Speicherkapazitäten und gehen pro Anlage bis in den Terawattstunden-Bereich. Chemische Speicher dienen als eine der wenigen saisonalen Speicher.

Strom kann mittels Power-to-Gas-Verfahren in Wasserstoff oder Methan umgewandelt werden. Dadurch kann man Strom nicht nur in Gasspeicheranlagen speichern, sondern hat außerdem den großen Vorteil, schon bestehende Gasinfrastruktur nutzen zu können. Mit dem Power-to-Liquid-Verfahren kann man Strom in chemische Grundstoffe oder flüssige Kraftstoffe umwandeln.

Durch die oben genannten Verfahren kommt die chemische Energiespeicherung in allen drei Sektoren, Strom, Wärme und Verkehr, zur Anwendung (Sternner & Stadler, 2017, S. 656–657).

2.3.1.3 Lastmanagement

Beim Lastmanagement sei zu Beginn gleich erwähnt, dass es sich hier nicht um eine direkte Speichertechnologie im eigentlichen Sinne handelt, jedoch kann damit eine gewisse Speicherfunktion erzielt werden. Mittels Lastmanagement können Verbraucher zu gewissen Zeiten zu- bzw. abgeschaltet werden und somit eine positive bzw. negative Regelleistung bereitstellen. Wie bei den chemischen Energiespeichern kann das Lastmanagement in allen drei Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) implementiert werden, je nachdem welche Arbeitsmaschinen geregelt

werden soll. Die Möglichkeiten des Lastmanagement sind momentan noch beschränkt, haben aber ein großes Potential für die Zukunft (Sterner & Stadler, 2017, S. 657–658).

2.3.2 Aufbau elektrochemischer Speicher

Im folgenden Abschnitt wird auf den Aufbau von sogenannten Sekundärbatterien oder auch Akkumulatoren, also Batterien die wiederaufladbar sind, eingegangen. Der Aufbau soll nach einer kurzen allgemeinen Beschreibung am Beispiel der Blei-Säure-Batterie, welcher laut Quaschnig (2015, S. 228) aus Kostengründen die höchste Verbreitung aufweist, erläutert werden. Ein Akkumulator, kurz Akku, besteht aus mehreren elektrochemischen Zellen, die zusammengeschaltet sind. In den einzelnen Zellen findet man zwei getrennte Elektroden, die mittels eines ionenleitenden Elektrolyten verbunden sind (Mertens, 2015, S. 218–219).

Legt man diesen Aufbau nun auf einen Bleiakkumulator um, so besteht dieser im geladenen Zustand aus einer positiven Elektrode aus Bleidioxid (PbO_2) und einer negativen Elektrode aus reinem Blei (Pb). Die Elektroden sind durch einen Separator getrennt und befinden sich in einem Kunststoffgehäuse. Das Elektrolyt, das beide Elektroden verbindet, besteht aus Schwefelsäure (H_2SO_4), wie in Abbildung 9 ersichtlich (Quaschnig, 2015, S. 230).

Bei einem Lithiumionen-Akku besteht der Minuspol aus Lithium, welcher zwischen Graphitschichten gelagert ist, der Pluspol besteht aus einer Lithiummetalloxidverbindung wie z.B. Lithiumcobaltdioxid (LiCoO_2). Das Elektrolyt ist auch lithiumhaltig und muss völlig wasserfrei sein. Auch beim Lithiumionen-Akku gibt es eine Separatorenschicht, die nur lithiumionendurchlässig ist und die beiden Pole elektrisch voneinander trennt (Felixberger, 2017, S. 160).

2.3.3 Chemische Grundlagen und Funktionsweise von elektrochemischen Speichern

Um die Funktionsweise elektrochemischer Speicher zu verstehen, benötigt es ein chemisches Grundwissen zu Redoxreaktionen. Bei einer Redoxreaktion sind Oxidations- und Reduktionsreaktionen miteinander gekoppelt. Unter Oxidation versteht man im Allgemeinen die atomare Abgabe von Elektronen, wobei die Oxidationszahl des Atoms ansteigt. Die Reduktion ist der Gegenpart, da hier Elektronen aufgenommen werden und die Oxidationszahl abnimmt.

Dabei ist zu beachten, dass es sich bei der Oxidationszahl nur um gedankliche Ladungszahlen handelt.

Will man die Oxidationszahl in Kürze beschreiben, kann man sagen, dass sie angibt, wie viele Elektronen ein Atom innerhalb einer Verbindung formal aufgenommen bzw. abgegeben hat (Felixberger, 2017, S. 150–153).

Die Redoxreaktion, die für die Speicherung der Energie nötig ist, soll am Beispiel eines Blei-Säure-Akkus und Lithiumionen-Akku veranschaulicht werden.

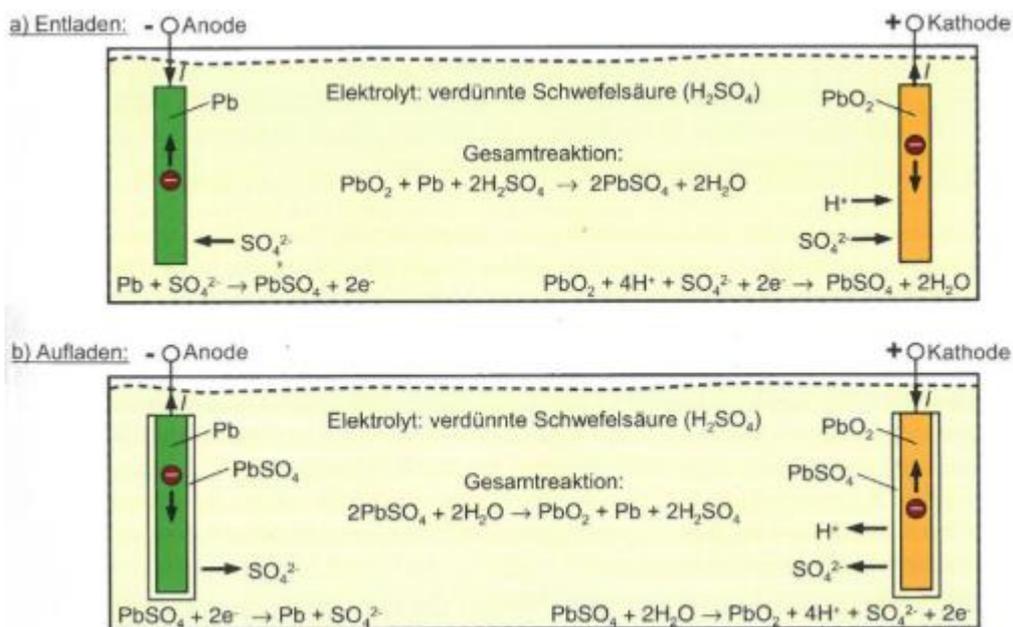
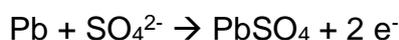
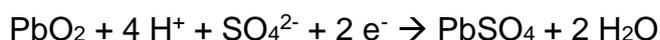


Abbildung 9 Prinzipieller Aufbau eines Blei-Säure-Akkus: Beim Entladen entsteht an beiden Elektroden eine Schicht aus Bleisulfat (PbSO₄), die während des Ladevorgangs wieder abgebaut wird (Mertens 2015, S. 219)

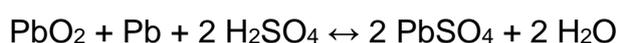
In der Abbildung 9 sieht man, dass beim Entladevorgang das Blei an der negativen Elektrode mittels Oxidation mit den Elektrolyten zu Bleisulfat (PbSO₄) reagiert:



Zur selben Zeit entstehen durch Reduktion des Bleioxid an der positiven Elektrode mit der Schwefelsäure Bleisulfat und Wasser:

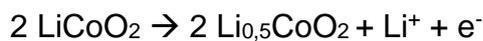


Bei beiden Elektroden wächst eine Schicht aus Bleisulfat und die Gesamtreaktion der Akkuzelle sieht wie folgt aus:



Betrachtet man den Aufladevorgang, so laufen die Reaktionen hier genau umgekehrt ab. Es kommt dabei zu einem Abbau von Bleisulfat an den Elektroden, die Sulfat-Ionen werden wieder in das Elektrolyt abgegeben (Mertens, 2015, S. 219–220).

In Abbildung 10 sieht man die Funktionsweise der Lithiumionen-Akkus grafisch dargestellt. Hier werden beim Ladevorgang Elektronen von der positiven Elektrode, in diesem Fall Lithiumcobaltdioxid, abgezogen. Als Ausgleich reichern sich positive Lithiumionen im Elektrolyt an:



Auf der negativen Seite kommt es während des Ladevorgangs zur Reduktion, das bedeutet dem Graphit werden Elektronen zugeführt. In weiterer Folge lagern sich Li⁺-Ionen aus dem Elektrolyt im Graphitgitter ein:



Bei der Entladung laufen die Reaktionen in umgekehrter Richtung ab. Die Gesamtreaktion der Akkuzelle sieht wie folgt aus:

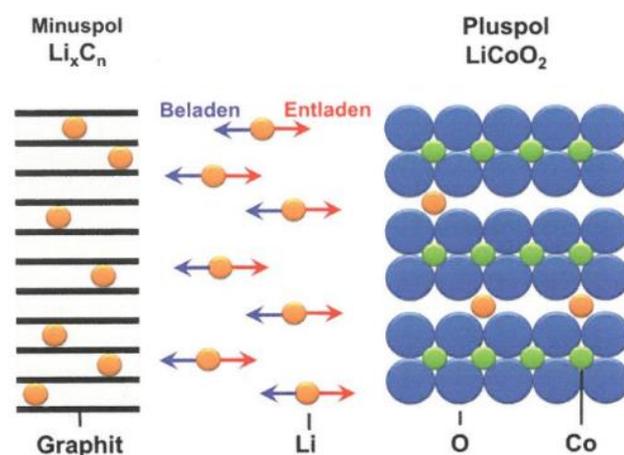
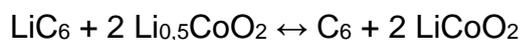


Abbildung 10 - Schema der Funktionsweise eines Lithiumionen-Akkumulators (Felixberger 2017, S. 161)

2.4 Netzgekoppelte-, Eigenverbrauchs- und Inselsysteme

In diesem Kapitel sollen nun verschiedene Arten von PV-Systemen näher betrachtet werden. Es soll ein Überblick über photovoltaische Eigenverbrauchssysteme, Inselnetzsysteme und rein netzgekoppelte Systeme verschafft werden.

2.4.1 Rein netzgekoppelte Systeme

Im Vergleich zu Eigenverbrauchssystemen müssen rein netzgekoppelte Systeme nicht optimiert werden, denn man trifft die Annahme, dass das Netz jede erzeugte Leistung aufnehmen kann. Daher kann man diese Art der Photovoltaikanlage anhand der verfügbaren Fläche oder des zur Verfügung stehenden Finanzrahmens dimensionieren. Bei Anlagen, die optimal ausgerichtet und unbeschattet sind oder an Standorten mit hoher Bestrahlung stehen, sollte ein Wechselrichter mit derselben Leistung wie die Photovoltaikmodule verwendet werden. Andernfalls kann es sinnvoll sein, eine um 10-30% geringere Wechselrichterleistung zu wählen. Es ist außerdem wichtig, dass die maximale DC-Spannung des Wechselrichters durch den Photovoltaikgenerator nicht überschritten wird, da es sonst zu einer Beschädigung des Wechselrichters kommen kann (Quaschnig, 2015, S. 259).

2.4.2 Inselnetzsysteme

Bei Photovoltaik-Insulanlagen handelt es sich um Systeme, die nicht an das elektrische Versorgungsnetz angeschlossen sind. Damit die Energienachfrage auch gedeckt werden kann, beinhalten Inselsysteme meist einen elektrischen Energiespeicher. Der Akkumulator ist mit einem Laderegler an das System angebunden, welcher dieses hinsichtlich Überladungen und Tiefentladungen überwacht. Inselsysteme werden häufig als Gleichstromnetz aufgebaut, damit benötigt man keinen Wechselrichter (Wesselak, 2017, S. 253).

Bei Inselnetzsystemen sollte der Speicher nicht zu groß dimensioniert werden, denn auch wenn dies technisch möglich ist, ist es aus Kostengründen oft wenig sinnvoll. Der Speicher sollte daher nur als Tagesspeicher ausgeführt werden, mit dem kurze Zeiträume überbrückt werden können (Quaschnig, 2015, S. 255).

Das Inselnetzsystem sollte immer auf das schlechteste Monat des Jahres, also jenes mit dem geringsten Strahlungsangebot, ausgelegt werden. Dies betrifft neben der Generatorfläche auch die Ausrichtung der Module (Wesselak, 2017, S. 253). In

Deutschland ist z.B. meist der Dezember das schlechteste Monat des Jahres. Durch eine Neigung von 60-70° in Richtung Süden lässt sich in diesem Monat eine optimale Bestrahlung erzielen. Im Sommer sind die Verluste durch die steile Anstellung kein Problem (Quaschnig, 2015, S. 256).

2.4.3 Photovoltaische Eigenverbrauchssysteme mit Heizung

Eine Möglichkeit den Eigenverbrauch und damit die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik zu erhöhen, ist ein photovoltaisches Eigenverbrauchssystem mit Heizung, wobei hier gleich erwähnt werden sollte, dass es in den mitteleuropäischen Breiten aktuell wirtschaftlich nicht möglich ist, ein Heizungssystem ausschließlich mit einer Photovoltaikanlage zu betreiben. Durch die Teilnutzung der Photovoltaik für ein Heizungssystem kann aber Brennstoff oder Heizstrom gespart werden (Quaschnig, 2015, S. 253–254).

Ein sehr simples System ist etwa das Aufheizen eines Wärmespeichers durch eine Heizpatrone mit Strom aus der PV-Anlage. Der Vorteil dieser Kombination ist, dass die Investitionskosten der Kopplung von PV- und Heizsystem sehr gering sind. Anstelle der Heizpatrone könnte man jedoch auch eine Wärmepumpe verwenden. Durch die hohen Investitionskosten ist eine Wärmepumpe im Parallelbetrieb zu einem anderen Heizungssystem allerdings nur in den wenigsten Fällen wirtschaftlich. Wird die Wärmepumpe jedoch als vollwertiges Heizsystem verwendet, kann die Kopplung mit einer Photovoltaikanlage durchaus sinnvoll sein. Vor allem wird auch der Kühlbedarf in Zukunft zunehmen, daher wäre ein Betrieb einer Kompressionskältemaschine mit Überschussphotovoltaikstrom eine denkbare, sinnvolle Alternative (Quaschnig, 2015, S. 254).

2.4.4 Photovoltaische Eigenverbrauchssysteme mit Speicher

In diesem Kapitel sollen nun photovoltaische Eigenverbrauchssysteme mit Speicher näher erläutert werden, da sich Ergebnisse dieser Arbeit auf dieses System beziehen. Bei photovoltaischen Eigenverbrauchssystemen mit Speicher handelt es sich um Anlagen, die Überschüsse der Photovoltaikproduktion für den späteren Eigenverbrauch speichern. Diese Systeme sind vor allem dann sinnvoll, wenn man keine Einspeisevergütung bekommt und sich das Photovoltaiksystem dadurch rentiert, dass die Erzeugungskosten geringer sind, als die Elektrizitätsbezugskosten. Der wesentliche Unterschied zum bereits beschriebenen Inselfsystem liegt darin, dass

Überschüsse ins Netz und Defizite aus dem Netz ausgeglichen werden können (Quaschnig, 2015, S. 250–251).

Durch den Betrieb eines intelligenten Lademanagements können Eigenverbrauchssysteme mit Akkumulatoren künftig das Netz entlasten. So würden Überschüsse bei Bedarf nicht in die Batterie gespeichert, sondern an das Netz abgegeben werden. Bei Überschuss im Netz könnte durch ein intelligentes Lademanagement die Batterie zur Speicherung verwendet werden. Durch die Verlagerung von Verbrauchern lässt sich der Eigenverbrauchsanteil sowie die Wirtschaftlichkeit steigern. Die Batterien könnten im Falle von Versorgungsengpässen einspringen und die Netze stabilisieren. Auch wenn es sich bei diesen Systemen nicht um Inselssysteme handelt, könnte man durch einen Inselnetzfähigen Wechselrichter und einer speziellen Trennstelle den Kontakt zum Netz unterbrechen und die Anlage im Inselbetrieb nutzen (Quaschnig, 2015, S. 251).

Der Speicher muss allerdings nicht zwangsläufig ein Akkumulator sein, es gibt auch Systeme mit einem Wasserstoffspeicher. Bei dieser Art der Speicherung ist auch eine saisonale Speicherung möglich, so könnte man im Sommer Überschüsse für den Winter speichern. Es sei jedoch erwähnt, dass diese Systeme größere Verluste beim Be- und Entladen haben und auch noch relativ teuer sind (Quaschnig, 2015, S. 253).

2.5 Netzgekoppelte, steckerfertige Kleinst-PV-Anlage

In diesem Kapitel soll beschrieben werden, was eine netzgekoppelte steckerfertige Kleinst-PV-Anlage ist, da diese die Grundlage für die diese Arbeit ist. Es handelt sich hierbei um die fest miteinander verbundenen Komponenten Photovoltaikmodul und Wechselrichter, welche als Gesamtpaket vertrieben werden. Die Systemauslegung ist unabhängig vom Installationsort vom Anbieter vorgegeben (Erge et al., 2017, S. 7).

Steckerfertig bedeutet, dass die Anlage ohne aktive technische Zwischengeräte an den Endstromkreis eines Gebäudes angeschlossen werden kann. Üblicherweise versteht man ein System, das in eine gewöhnliche Schuko-Steckdose gesteckt werden kann, ohne dass Änderung der Hausinstallation vorgenommen werden müssen (Erge et al., 2017, S. 7).

Netzgekoppelt bedeutet, dass es sich um ein System handelt, das zum Anschluss an 230 V Netzspannung und für Netzparallelbetrieb ausgelegt ist. Die maximale

Größenordnung bezogen auf die Installationsleistung liegt bei 600 bis 800 Wp (Erge et al., 2017, S. 8).

Einer der größten Unterschiede zu herkömmlichen PV-Anlagen ist die Tatsache, dass PV-Anlagen durch Fachkräfte geplant und als elektrische Anlage errichtet werden. Auch von Seiten des Netzbetreibers/der Regulierungsbehörde gibt es Anforderungen bezüglich der Zählerplatzgestaltung, Anmeldung, Inbetriebnahme und Dokumentation. Herkömmliche Anlagen speisen, im Gegensatz zu Kleinst-PV-Anlagen, in einen eigenen Stromkreis ein. Die e-control Austria als zuständige Regulierungsbehörde in Österreich stuft netzgekoppelte, steckerfertige Kleinst-PV-Anlagen als elektrisches Betriebsmittel ein (Erge et al., 2017, S. 8–9).

3 Ziel der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist es, zu überprüfen, ob eine Photovoltaikanlage auch in einer Wiener Stadtwohnung wirtschaftlich sinnvoll betrieben werden kann. Dazu sollen sowohl Photovoltaik als auch Speicher optimal dimensioniert werden.

Es sollen dazu die folgenden Fragen beantwortet werden:

Wie verteilt sich der Strombedarf einer Wiener Stadtwohnung im Tages- und Monatsverlauf?

Wie verteilt sich der Ertrag einer PV Anlage im Tages- und Jahresverlauf je nach Ausrichtung an der Fassade (Ost, Süd-Ost, Süd, Süd-West und West)?

Wie hoch ist die optimierte Eigenverbrauchsabdeckung eines Haushaltes in einer Wiener Stadtwohnung durch eine Kleinst-Photovoltaikanlage mit passendem Speicher?

Wie groß ist die Kleinst-Photovoltaikanlage im wirtschaftlichen Optimalfall (ohne Flächenbegrenzung) abhängig von der topographischen Situation?

Es soll ermittelt werden, ob eine Photovoltaikanlage für eine Wiener Stadtwohnung wirtschaftlich betrieben werden kann. Dazu wird die Ausrichtung der Anlage in verschiedene Himmelsrichtungen und Neigungen untersucht. Somit können Schlüsse gezogen werden, unter welchen Voraussetzungen eine Photovoltaikanlage für eine Stadtwohnung Sinn macht.

4 Methodik

Um die Fragestellungen zu beantworten und eine Optimierung durchführen zu können, benötigt es eine umfangreiche Datengrundlage. In diesem Kapitel soll beschrieben werden, wie die Daten ermittelt wurden. Zuerst wird die Ermittlung des Verbrauches beschrieben, da dies die Grundlage der Arbeit ist, gefolgt von den solaren Strahlungsdaten. Zum Abschluss dieses Kapitels wird die Optimierung ausführlich beschrieben.

4.1 Messung des Verbrauchs und Erstellung des Stromlastprofils

In diesem Unterkapitel wird ein Überblick über die Messung des Verbrauchs gewährt. Dabei werden das Messgerät, der Messaufbau, die Datenauswertung sowie der Zeitraum, in dem die Messung stattgefunden hat, beschrieben.

4.1.1 Zeitraum der Messung

Im Zeitraum zwischen 23.04.2018 ab 19:45:25 und 23.05.2018 bis 23:55:53 wurden zwei Messungen durchgeführt. Beide Messungen dauerten je 15 Tage an und wurden im 5-Minuten-Rhythmus aufgezeichnet. Die Messungen erfolgten kurz nach Beginn der Diplomarbeit und geben den Stromverbrauch wieder, welcher übers Jahr gesehen sehr gleichmäßig verläuft.

4.1.2 Messgerät

Für die Messung wurde das Gerät *1735 Power Logger* von Fluke verwendet. Es handelt sich dabei um ein Gerät, das zur Messung der Last mittels Spannungs-, Strom- und Netzuntersuchung zum Einsatz kommt (Fluke, 2006, S. 1).



Abbildung 11 - Fluke 1735 Power Logger (eigene Darstellung 2018)

Damit für diese Arbeit ein Lastprofil erstellt werden kann, ist der Energieverbrauch zu ermitteln. Dieser wird vom Gerät gemessen, welches die Daten in einem internen Speicher ablegt. Diese Daten können anschließend mittels USB-Stick und der Software „Power Log Classic“ ausgewertet werden. Näheres dazu in Kapitel 4.1.4 Datenauswertung.

4.1.3 Messaufbau

Da in der zur Messung herangezogene Wohnung der Strom vom Netz bezogen wird, wurde der *Fluke 1735 Power Logger* im Sicherungskasten montiert. Abbildung 12 zeigt die schematische Darstellung des Versuchsaufbaus. In Abbildung 13 sieht man den Messaufbau im Sicherungskasten der Wohnung.

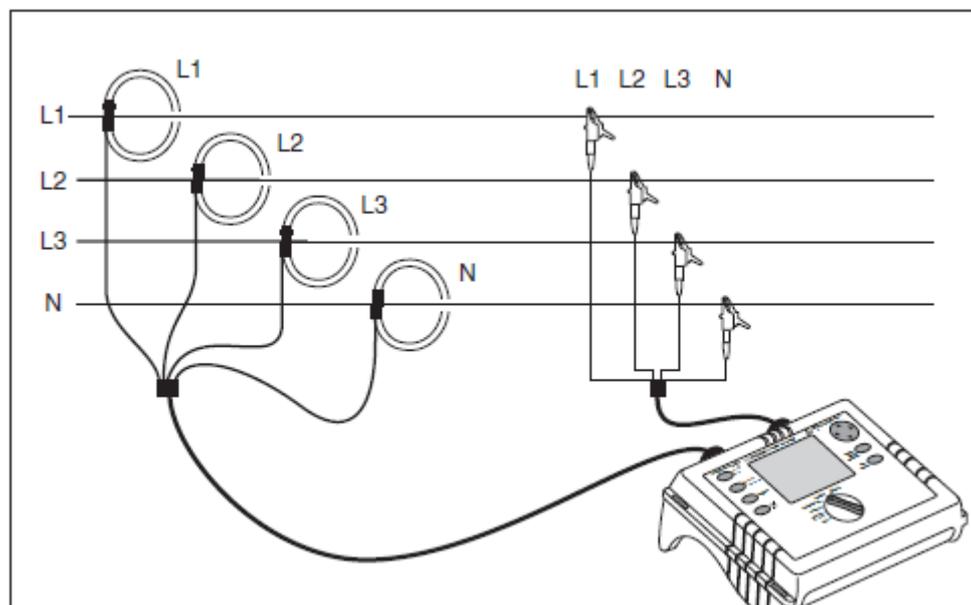


Abbildung 12 - Schematische Darstellung der Drehstrom Stern-Anschlüsse (Fluke 2006)



Abbildung 13 - Messaufbau im Sicherungskasten der Wohnung

Wie man anhand der Abbildung 13 erkennt, wurden Flexi -Zangen zur Messung der Stromstärke und Klemmverbindungen zur Spannungsmessung verwendet. Dadurch kann man mit dem *1735 Power Logger* im Aufzeichnungsmodus folgende Werte messen:

- Wirkleistung (P)
- Scheinleistung (S)
- Blindleistung (Q)
- Leistungsfaktor (PF)
- Cos phi ($\cos \varphi$)
- Verzerrungsleistung (D)
- Summierte Werte (kWh, kVAh, kVARh)

Um ein Lastprofil zu erstellen benötigt man nur die Werte der Wirkleistung, darum werden auch nur diese für die weiteren Berechnungen und Optimierungen verwendet.

4.1.4 Datenauswertung

Nach Beendigung der ersten Messung wurden die Daten mittels USB auf den Laptop übertragen. Danach wurde der *1735 Power Logger* resettet, um die zweite Messung starten zu können.

Mit Hilfe der Software *Power Log Classic* wurden Spannung, Strom und Wirkleistung in einem txt. Dokument exportiert und dieses für die Erstellung des Lastprofils und die weitere Optimierung ins *MS Excel* importiert.

4.2 Strahlungsangebot

Die Werte der Globalstrahlung wurden von der Wetterstation der Universität für Bodenkultur übernommen. Die Wetterstation befindet sich auf dem Dach des Schwackhöfer-Hauses der Universität für Bodenkultur im 19. Wiener Gemeindebezirk.

Die Messung der Strahlung erfolgt in einer Seehöhe von 266m. Die geographischen Koordinaten sind: 48° 14' 16,3" N, 16° 19' 53,8" E. Die Daten werden alle 2 Sekunden von einem Datenlogger abgefragt, daraus werden anschließend 10-min-Mittelwerte gebildet. Erwähnt sei noch, dass die Daten das ganze Jahr in Mitteleuropäischer Zeit angegeben sind, für die Sommerzeit muss eine Stunde hinzugezählt werden (Universität für Bodenkultur, 2018).

Da die Lastmessung im 5-min-Intervall erfolgte, wurden die Daten der Wetterstation auf ein 5-min-Intervall ausgeweitet. Dazu wurde der neue Wert aus dem Mittelwert des vorangegangenen Wertes sowie des nachfolgenden Wertes gebildet.

4.2.1 Messgerät

Die am Dach des Schwackhöfer-Hauses der Universität für Bodenkultur vorhandene Globalstrahlung wird mit einem *EKO MS-802 F Pyranometer*, sowie einem *Sauberer-Dirmhirn-Pyranometer* gemessen.

Bei einem Pyranometer handelt es sich um eines der genauestens Messgeräte zur Aufnahme der Globalstrahlung. Der wichtigste Baustein in einem Pyranometer ist eine schwarze Absorberfläche, welche sich aufheizt und durch die Temperaturdifferenz zwischen Umgebungstemperatur und Flächentemperatur die Bestrahlungsstärke ermitteln lässt. Über dem Absorber sitzen beim Pyranometer zwei Glasdome, die zwei wesentlichen Aufgaben erfüllen. Zum einen sollen sie dafür sorgen, dass die aufgefangene Wärme nicht wieder abgestrahlt wird, zum anderen soll die Kugelform bewirken, dass die Empfindlichkeit vom Kosinus des Einfallswinkels abhängt. Um ein Beschlagen der Glasdome zu vermeiden, besitzen viele Pyranometer auch eine Trocknungspatrone. Die weiße Kunststoffabdeckung soll verhindern, dass sich das Gehäuse des Pyranometer aufwärmt (Mertens, 2015, S. 263–264).

Die beiden Pyranometer der Wetterstation sind in Abbildung 12 ersichtlich.



Abbildung 14 - Wetterstation BOKU mit den beiden Pyranometern (BOKU 2018)

4.3 Excelmodell zur wirtschaftlichen Optimierung der Photovoltaikanlage inklusive Speicher, sowie der Optimierung der Eigenverbrauchsquote

In diesem Kapitel wird beschrieben, wie mit Hilfe von *MS Excel* das Optimierungsproblem gelöst wird. Zunächst soll beschrieben werden, wie Leistung der PV, Verbrauch, Speicherstand, Speicherbe- und Entladung, Netzbezug und Netzeinspeisung für die Optimierungsaufgabe aufbereitet werden. Anschließend soll die wirtschaftliche Optimierung mittels *Excel Solver* näher erläutert werden.

4.3.1 Datengrundlage für die Berechnung

Die Formeln, die in diesem Unterkapitel beschrieben werden, sollen als Grundlage für die Optimierung dienen. Dabei wurde darauf geachtet, dass zuerst der Eigenverbrauch, dann die Batterie Be- beziehungsweise Entladung und anschließend erst der Strom der vom Netz bezogen bzw. eingespeist wird, sollte dieser benötigt oder zu viel vorhanden sein, berücksichtigt wird.

4.3.1.1 Verbrauch

Die Verbrauchsleistung, welche mit dem *1735 Power Logger* gemessen wurde, wird mit 1/12 multipliziert, um die Arbeit für 5 Minuten zu erhalten. Da die Messung nur 30 Tage lang erfolgte, wird der Verbrauch auf ein ganzes Jahr aufgerechnet. Dadurch ergibt sich ein Jahresverbrauch von 2179 kWh, welcher 61 kWh vom tatsächlichen Verbrauch (2118 kWh) entfernt liegt.

4.3.1.2 Leistung und Arbeit der PV

Da bei der Messung der Strahlungsdaten negative Strahlungsdaten aufgezeichnet wurden, werden diese mittels einer WENN Funktion „0“ gesetzt, positive Werte werden übernommen.

Die Berechnung der Werte wird wie folgt vorgenommen: Wenn die Werte des Strahlungsangebotes positiv sind, dann wird die solare Strahlung mit dem Verlust durch Neigung & Azimut, dem Gesamtwirkungsgrad des PV-Systems, sowie der Fläche, auf die die Strahlung trifft, multipliziert. Die Verluste durch die Neigung und den Azimut werden mittels der Tabelle von (Mertens, 2015, S. 346), siehe Abbildung 15, ermittelt. Bei dieser Tabelle werden die der Maximalwert der Strahlungssumme bei optimaler Südausrichtung und einer Neigung von 25° normiert. Die Abweichung vom Maximalwert kann in dieser Tabelle in Prozent abgelesen werden. Es sei erwähnt, dass diese Tabelle nur die unterschiedliche Einstrahlung in Abhängigkeit von Ausrichtung und Neigung zeigt (Mertens, 2015, S. 59).

Zur Vereinfachung der Optimierung wird die folgende Tabelle von Mertens (2015, S. 58) verwendet, dies reicht für eine Abschätzung der Abweichung der Dachneigung und -ausrichtung vom Optimum. Eine einseitige Lastverteilung könnte eine bestimmte Ausrichtung erfordern. Ein nach Osten ausgerichtetes Modul würde bei einer Lastspitze am Vormittag ein besseres Ergebnis erzielen, als ein nach Westen ausgerichtetes Modul. Zur Vereinfachung wird angenommen, dass sich die Lastspitzen am Vormittag und Nachmittag bilanziell ausgleichen.

13.1.4 Standort Wien

		Neigungswinkel β																			
		0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°	
Azimuth α	Nord	-180°	93,7	90,8	87,3	83,4	79,1	74,3	69,3	64,1	59,1	54,4	49,9	45,6	41,5	37,7	34,2	31,0	28,3	26,3	25,1
		-175°	93,7	90,8	87,4	83,4	79,1	74,4	69,4	64,2	59,3	54,6	50,0	45,7	41,6	37,8	34,3	31,1	28,4	26,5	25,2
		-170°	93,7	90,8	87,4	83,6	79,3	74,6	69,7	64,6	59,6	54,9	50,4	46,1	42,0	38,2	34,6	31,5	28,9	27,0	25,8
		-165°	93,7	90,9	87,5	83,7	79,6	75,0	70,1	65,1	60,1	55,4	50,9	46,7	42,6	38,8	35,3	32,3	29,8	28,0	26,6
		-160°	93,7	91,0	87,7	84,0	79,9	75,4	70,7	65,8	60,9	56,2	51,7	47,5	43,4	39,7	36,3	33,3	31,1	29,2	27,7
		-155°	93,7	91,1	87,9	84,3	80,3	76,0	71,4	66,7	61,9	57,2	52,7	48,5	44,6	40,9	37,6	34,9	32,6	30,7	29,0
		-150°	93,7	91,2	88,1	84,6	80,8	76,6	72,2	67,6	63,0	58,4	54,0	49,9	46,0	42,5	39,4	36,6	34,3	32,3	30,5
		-145°	93,7	91,3	88,4	85,0	81,4	77,3	73,1	68,7	64,3	59,9	55,6	51,6	47,8	44,4	41,3	38,5	36,1	33,9	32,0
		-140°	93,7	91,4	88,7	85,5	82,0	78,1	74,1	69,9	65,7	61,5	57,4	53,5	49,9	46,5	43,4	40,6	38,0	35,7	33,6
	-135°	93,7	91,6	89,0	86,0	82,7	79,0	75,2	71,2	67,1	63,2	59,3	55,5	52,0	48,7	45,6	42,7	40,0	37,6	35,4	
	-130°	93,7	91,8	89,4	86,5	83,4	80,0	76,3	72,5	68,7	65,0	61,2	57,6	54,1	50,9	47,8	44,9	42,1	39,6	37,2	
	-125°	93,7	92,0	89,7	87,1	84,1	81,0	77,5	74,0	70,4	66,8	63,2	59,7	56,3	53,1	50,0	47,1	44,3	41,6	39,1	
	-120°	93,7	92,2	90,1	87,7	85,0	82,0	78,8	75,5	72,1	68,6	65,2	61,9	58,6	55,3	52,2	49,3	46,4	43,6	41,0	
	-115°	93,7	92,4	90,6	88,4	85,8	83,1	80,1	77,0	73,8	70,5	67,2	64,0	60,8	57,6	54,4	51,4	48,5	45,6	42,8	
	-110°	93,7	92,6	91,0	89,0	86,7	84,1	81,4	78,5	75,5	72,3	69,2	66,1	62,9	59,7	56,6	53,5	50,5	47,6	44,7	
	-105°	93,7	92,8	91,5	89,7	87,6	84,8	82,7	80,0	77,2	74,2	71,2	68,1	65,0	61,8	58,7	55,6	52,4	49,5	46,4	
	-100°	93,7	93,0	91,9	90,4	88,5	86,4	84,0	81,5	78,8	76,0	73,0	70,0	67,0	63,8	60,7	57,5	54,3	51,2	48,1	
	-95°	93,7	93,3	92,4	91,1	89,4	87,5	84,8	83,0	80,4	77,7	74,9	71,9	68,9	65,8	62,5	59,4	56,1	52,9	49,8	
	-90°	93,7	93,5	92,8	91,7	90,3	88,6	86,6	84,4	82,0	79,4	76,6	73,7	70,7	67,5	64,3	61,1	57,8	54,3	51,2	
	-85°	93,7	93,7	93,3	92,4	91,2	89,7	87,8	85,8	83,4	81,0	78,3	75,4	72,4	69,3	66,0	62,8	59,3	55,7	52,4	
	-80°	93,7	94,0	93,7	93,1	92,1	90,7	89,0	87,1	84,9	82,5	79,9	77,0	74,0	70,9	67,4	64,2	60,8	57,1	53,6	
	-75°	93,7	94,2	94,2	93,7	92,9	91,7	90,2	88,4	86,3	83,9	81,4	78,5	75,5	72,4	68,9	65,5	62,0	58,3	54,6	
	-70°	93,7	94,4	94,6	94,4	93,7	92,7	91,3	89,7	87,6	85,2	82,8	79,9	76,8	73,7	70,3	66,6	63,1	59,3	55,5	
	-65°	93,7	94,6	95,0	95,0	94,5	93,7	92,4	90,8	88,9	86,5	84,1	81,3	78,1	74,9	71,4	67,7	64,0	60,2	56,2	
	-60°	93,7	94,8	95,4	95,6	95,3	94,6	93,4	91,9	90,0	87,7	85,2	82,5	79,3	75,9	72,4	68,6	64,8	60,9	56,8	
	-55°	93,7	95,0	95,8	96,1	96,0	95,4	94,3	92,9	91,2	88,9	86,3	83,5	80,4	76,9	73,3	69,4	65,5	61,4	57,2	
	-50°	93,7	95,2	96,2	96,6	96,6	96,2	95,2	93,8	92,1	90,0	87,3	84,5	81,3	77,8	74,0	70,1	66,0	61,8	57,5	
	-45°	93,7	95,4	96,5	97,1	97,2	96,9	96,0	94,7	93,0	90,9	88,3	85,3	82,2	78,6	74,7	70,7	66,4	62,1	57,7	
	-40°	93,7	95,5	96,8	97,5	97,8	97,5	96,8	95,5	93,8	91,7	89,1	86,1	82,9	79,2	75,3	71,1	66,7	62,3	57,7	
	-35°	93,7	95,7	97,1	97,9	98,3	98,1	97,5	96,2	94,5	92,4	89,9	86,8	83,4	79,8	75,7	71,4	66,9	62,3	57,8	
	-30°	93,7	95,8	97,3	98,3	98,7	98,6	98,0	96,9	95,2	93,0	90,5	87,5	84,0	80,2	76,1	71,9	67,1	62,3	57,5	
	-25°	93,7	95,9	97,5	98,6	99,1	99,0	98,5	97,4	95,8	93,6	91,0	87,9	84,4	80,6	76,4	71,9	67,1	62,2	57,2	
	-20°	93,7	96,0	97,7	98,8	99,4	99,4	98,8	97,8	96,2	94,1	91,4	88,3	84,8	80,9	76,5	71,9	67,0	62,0	56,8	
	-15°	93,7	96,0	97,8	99,0	99,6	99,7	99,2	98,1	96,5	94,4	91,7	88,6	85,0	81,0	76,6	71,9	66,9	61,7	56,4	
	-10°	93,7	96,1	97,9	99,1	99,8	99,9	99,4	98,3	96,7	94,6	91,9	88,8	85,1	81,1	76,6	71,8	66,7	61,4	56,0	
	-5°	93,7	96,1	97,9	99,2	99,9	100,0	99,5	98,5	96,8	94,7	92,0	88,8	85,1	81,1	76,6	71,7	66,6	61,2	55,7	
	0°	93,7	96,1	97,9	99,2	99,9	100,0	99,5	98,5	96,8	94,6	91,9	88,8	85,1	81,0	76,5	71,6	66,5	61,0	55,5	
	5°	93,7	96,1	97,9	99,2	99,9	100,0	99,5	98,5	96,8	94,7	92,0	88,8	85,1	81,1	76,6	71,7	66,6	61,2	55,7	
	10°	93,7	96,1	97,9	99,1	99,8	99,9	99,4	98,3	96,7	94,6	91,9	88,8	85,1	81,1	76,6	71,7	66,6	61,2	55,7	
	15°	93,7	96,0	97,8	99,0	99,6	99,7	99,2	98,1	96,5	94,4	91,7	88,6	85,0	81,0	76,6	71,9	66,9	61,7	56,4	
	20°	93,7	96,0	97,7	98,8	99,4	99,4	98,8	97,8	96,2	94,1	91,4	88,3	84,8	80,9	76,5	71,9	67,0	62,0	56,8	
	25°	93,7	95,9	97,5	98,6	99,1	99,0	98,5	97,4	95,8	93,6	91,0	87,9	84,4	80,6	76,4	71,9	67,0	62,0	56,8	
	30°	93,7	95,8	97,3	98,3	98,7	98,6	98,0	96,9	95,2	93,0	90,5	87,5	84,0	80,2	76,1	71,7	67,1	62,2	57,2	
	35°	93,7	95,7	97,1	97,9	98,3	98,1	97,5	96,2	94,5	92,4	89,9	86,8	83,4	79,8	75,7	71,4	66,9	62,3	57,8	
	40°	93,7	95,5	96,8	97,5	97,8	97,5	96,8	95,5	93,8	91,7	89,1	86,1	82,9	79,2	75,3	71,1	66,7	62,3	57,7	
	45°	93,7	95,4	96,5	97,1	97,2	96,9	96,0	94,7	93,0	90,9	88,3	85,3	82,2	78,6	74,7	70,7	66,4	62,1	57,7	
	50°	93,7	95,2	96,2	96,6	96,6	96,2	95,2	93,8	92,1	90,0	87,3	84,5	81,3	77,8	74,0	70,1	66,0	61,8	57,5	
	55°	93,7	95,0	95,8	96,1	96,0	95,4	94,3	92,9	91,2	88,9	86,3	83,5	80,4	76,9	73,3	69,4	65,5	61,4	57,2	
	60°	93,7	94,8	95,4	95,6	95,3	94,6	93,4	91,9	90,0	87,7	85,2	82,5	79,3	75,9	72,4	68,6	64,8	60,9	56,8	
	65°	93,7	94,6	95,0	95,0	94,5	93,7	92,4	90,8	88,9	86,5	84,1	81,3	78,1	74,9	71,4	67,7	64,0	60,2	56,2	
	70°	93,7	94,4	94,6	94,4	93,7	92,7	91,3	89,7	87,6	85,2	82,8	79,9	76,8	73,7	70,3	66,6	63,1	59,3	55,5	
	75°	93,7	94,2	94,2	93,7	92,9	91,7	90,2	88,4	86,3	83,9	81,4	78,5	75,5	72,4	68,9	65,5	62,0	58,3	54,6	
	80°	93,7	94,0	93,7	93,1	92,1	90,7	89,0	87,1	84,9	82,5	79,9	77,0	74,0	70,9	67,4	64,2	60,8	57,1	53,6	
	85°	93,7	93,7	93,3	92,4	91,2	89,7	87,8	85,8	83,4	81,0	78,3	75,4	72,4	69,3	66,0	62,8	59,3	55,7	52,4	
	90°	93,7	93,5	92,8	91,7	90,3	88,6	86,6	84,4	82,0	79,4	76,6	73,7	70,7	67,5	64,3	61,1	57,8	54,3	51,2	
	95°	93,7	93,3	92,4	91,1	89,4	87,5	84,8	83,0	80,4	77,7	74,9	71,9	68,9	65,8	62,5	59,4	56,1	52,9	49,8	
	100°	93,7	93,0	91,9	90,4	88,5	86,4	84,0	81,5	78,8	76,0	73,0	70,0	67,0	63,8	60,7	57,5	54,3	51,2	48,1	
	105°	93,7	92,8	91,5	89,7	87,6	84,8	82,7	80,0	77,2	74,2	71,2	68,1	65,0	61,8	58,7	55,6	52,4	49,5	46,4	
	110°	93,7	92,6	91,0	89,0	86,7	84,1	81,4	78,5	75,5	72,3	69,2	66,1	62,9	59,7	56,6	53,5	50,5	47,6	44,7	
	115°	93,7	92,4	90,6	88,4	85,8	83,1	80,1	77,0	73,8	70,5	67,2	64,0	60,8	57,6	54,4	51,4	48,5	45,6	42,8	
	120°	93,7	92,2	90,1	87,7	85,0	82,0	78,8	75,5	72,1	68,6	65,2	61,9	58,6	55,3	52,2	49,3	46,4	43,6	41,0	
	125°	93,7	92,0	89,7	87,1	84,1	81,0	77,5	74,0	70,4	66,8	63,2	59,7	56,3	53,1	50,0	47,1	44,3	41,6	39,1	
	130°	93,7	91,8	89,4	86,5	83,4	80,0	76,3	72,5	68,7	65,0	61,2	57,6	54,1	50,9	47,8	44,9	42,1	39,6	37,2	
	135°	93,7	91,6	89,0	86,0	82,7	79,0	75,2	71,2	67,1	63,2	59,3	55,5	52,0	48,7	45,6	42,7	40,0	37,6	35,4	
	140°	93,7	91,4	88,7	85,5	82,0	78,1	7													

4.3.1.3 Speicherstand in Wh und %

Die berechnete Speichergröße wird um 10 % verringert um die Endladetiefe zu berücksichtigen, außerdem wird der Wirkungsgrad des Speicherns beim be- und entladen berücksichtigt. Um den Speicherstand in % anzugeben wird der aktuelle Speicherstand durch den maximalen Speicherstand dividiert. Es wird zudem angenommen, dass der Speicher zu Beginn leer ist.

4.3.1.4 Speicherbeladung

Der Speicher wird beladen sobald die Speicherkapazität abzüglich Verbrauch und zuzüglich Ertrag kleiner als die maximale Speicherkapazität ist. Liegt Verbrauch vor, wird dieser direkt vom Ertrag abgezogen.

4.3.1.5 Speicherentladung

Zur Entladung kommt es, wenn der Speicherstand abzüglich Verbrauch, zuzüglich Ertrag größer als „0“ ist. Folglich kommt es zur Entladung wenn der Verbrauch größer als der Ertrag ist, andernfalls wird der Speicher nicht entladen.

4.3.1.6 Netzbezug

Strom wird vom Netz bezogen, wenn der Verbrauch höher als der Ertrag der PV-Anlage ist und die Differenz nicht mit dem Batteriespeicher ausgeglichen werden kann.

4.3.1.7 Netzeinspeisung/Verlust

Erzeugt man mehr Strom als verbraucht bzw. gespeichert werden kann, so könnte man diesen Strom theoretisch ins Netz einspeisen. Da es jedoch keine Abnahmepflicht gibt, wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass jener Strom nicht genutzt wird und daher „verloren“ geht.

4.3.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung und Optimierung in Microsoft Excel

Mit den Daten die in Kapitel 4.3.1 beschrieben wurden, kann nun eine Optimierung mit Hilfe von *Excel Solver* durchgeführt werden. Diese soll in diesem Kapitel beschrieben werden. Zusätzlich werden auch die für die Wirtschaftlichkeitsberechnung notwendigen Daten beschrieben.

4.3.2.1 Barwertmethode

Zur Bestimmung des Barwertes, der auch Kapitalwert oder Net Present Value (NPV) genannt wird, einer Investition und deren Investitionskosten I_0 werden alle mit der Investition in Verbindung stehenden Einnahmen E_i und Ausgaben A_i in einem bestimmten Betrachtungszeitraum n auf den Zeitpunkt 0 mit dem Zinsfaktor r abgezinst und summiert. Am Ende des Betrachtungszeitraumes kann ein zusätzlicher Term für den Restwert (L) der Investition addiert werden, dieser ist jedoch für diese Arbeit nicht relevant, da die Annahme getroffen wird, dass die Anlage nach ihrer Lebensdauer (Betrachtungszeitraum) ausscheidet. Die Formel, die bei dieser Arbeit verwendet wird, sieht demnach wie folgt aus:

$$\text{NPV} = -I_0 + \frac{E_1 - A_1}{(1+r)^1} + \frac{E_2 - A_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{E_n - A_n}{(1+r)^n} + \frac{L}{(1+r)^n}$$

Ist der NPV nach der Berechnung positiv, so ist die Investition unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich. Das bedeutet, dass bei einem positiven Barwert das eingesetzte Kapital zumindest mit dem veranschlagten Kalkulationszinssatz verzinst wird.

4.3.2.2 Kosten und Nutzungsdauer von PV-Systemen und Batteriesystemen

Für die weiteren Berechnungen wurden verschiedene Preise angenommen, dadurch wurden drei Szenarien betrachtet. Der erste Preis für das PV-System wird mit 1500 € pro kWh angenommen. Dies deckt sich auch mit den Annahmen von Wesselak und Voswinckel (2016, S. 105), die diese Kosten für Anlagen unter 10 kWp ebenfalls mit 1500 € annehmen. Nach einer kurzen Marktrecherche zu Kleinst-PV-Anlagen, gibt es solche Anlagen, die in diesem Preissegment liegen. Für Szenario 2 und 3 wurde eine Kostenreduktion von ca. 15 % angenommen.

Die Nutzungsdauer von Photovoltaikanlagen wird von Wesselak und Voswinckel (2016, S. 1) mit 20 Jahren angegeben. Diese Annahme deckt sich auch mit weiterer Literatur, siehe Quaschnig (2015, S. 199) und wird daher für die Berechnung herangezogen.

Die Kosten für die Batterie werden in unterschiedlichsten Quellen mit sehr hoher Varianz angegeben. Da durch die Entwicklung z.B. in der E-Mobilität der Batterien mit einem höheren Preisfall zu rechnen ist, wurde in dieser Arbeit darauf geachtet mit

bereits niedrigeren Preisen für stationäre Speicher zu rechnen. Thielmann et al. (2017, S. 15) schreibt von aktuellen Speicherkosten von unter 400 €/kWh. Der OÖ Energiesparverband (2018, S. 6) geht von Kosten von 1000-2000 €/kWh. Für das erste Szenario wurde der Systempreis mit 500 €/kWh angenommen. Für Szenario 2 und 3 wurden die Annahmen von Thielmann, Sauer, Schnell, Isenmann und Wietschel (2015, S. 3) übernommen. Diese gehen von Zellkosten von 100-200 €/kWh zwischen den Jahren 2020 bis 2030 aus. Für Szenario 2 wurden daher die Systemkosten für den Speicher mit 200 €/kWh angenommen. Jenseits 2030 sollen sogar Zellkosten von 50 bis 100 €/kWh erreicht werden. In Szenario 3 wurde daher mit 100 €/kWh gerechnet.

Die Nutzungsdauer von Lithium-Ionen Speicher werden bei Mertens (2015, S. 233), Weniger, Bergner, Tjaden und Quaschnig (2015, S. 41) und dem OÖ Energiesparverband (2018, S. 7) mit 5000 Zyklen angenommen, was einer Nutzungsdauer von 20 Jahren entspricht.

Für die Optimierung wurden drei Szenarien mit den oben beschriebenen Kosten betrachtet. Dabei wurde ein aktuelles, ein kurzfristiges und langfristiges Kostenszenario erstellt. In der folgenden Tabelle sieht man die Kosten der 3 verschiedenen Szenarien.

Tabelle 1 - PV- und Batteriekosten unterschiedlicher Szenarien

Szenario	PV-Kosten €/kWp	Batteriekosten €/kWh
Aktuell (1)	1500	500
Kurzfristig (2)	1300	200
Langfristig (3)	1100	100

Dadurch kann eine Aussage getroffen werden wie sich die zukünftige Preisentwicklung von der PV und stationären Batteriespeicher auf die Wirtschaftlichkeit und die Eigenverbrauchsabdeckung auswirkt.

4.3.2.3 Optimierung mittels Solver

Die Optimierung wird mit dem Programm *Excel Solver* durchgeführt. Dabei wird die optimale Auslegung der PV-Module und des Speichers ermittelt - die Zusammenhänge wurden bereits in den vorherigen Kapiteln erläutert.

Bei der Optimierung mittels *Solver* wird der maximale Barwert ermittelt. Dabei verändern sich die Variablen „Anzahl der Module“ und „Größe Speicher in kWh“. Neben zwei Nichtnegativitätsbedingungen, welche negative Werte bei der Anzahl an Modulen und sowie der Speichergöße verhindert, wird noch eine Integer-Bedingung eingeführt, durch die die Anzahl der Module ganzzahlig verändert wird.

Um eine wirtschaftlich optimale Lösung zu finden, wird die Optimierung mehrmals durchgeführt. Bei der ersten Optimierung wird der Kapitalzinssatz mit 0% angenommen. Nach dem Ende der ersten Optimierung wird in *MS Excel* mit der Formel (IKV) der interne Zinsfuß berechnet. Für die zweite Optimierung wird der, durch die erste Optimierung ermittelte, interne Zinsfuß als Kapitalzinssatz angenommen. Dies wird so lange wiederholt, bis es zu keiner Verbesserung mehr kommt.

Solver-Parameter

Ziel festlegen:

Bis: Max. Min. Wert:

Durch Ändern von Variablenzellen:

Unterliegt den Nebenbedingungen:

\$H\$3 = Ganzzahlig
 \$H\$3 >= 0
 \$H\$6 >= 0

Nicht eingeschränkte Variablen als nicht-negativ festlegen

Lösungsmethode auswählen:

Lösungsmethode
 Wählen Sie das GRG-Nichtlinear-Modul für Solver-Probleme, die kontinuierlich nichtlinear sind.
 Wählen Sie das LP Simplex-Modul für lineare Solver-Probleme und das EA-Modul für Solver-Probleme, die nicht kontinuierlich sind.

Abbildung 16 – Eingabemaske für die wirtschaftliche Optimierung Excel-Solver (eigene Darstellung, 2018)

Für die Optimierung des Eigenverbrauchsanteils wird die Eigenverbrauchsquote maximiert. Die veränderbaren Variablen sind die Anzahl der Module und die Speichergröße. Die Nebenbedingungen werden wie in Abbildung 16 angenommen und durch die Nichtnegativität des Barwertes ergänzt, des weiteren wird die maximale Anzahl der Module auf drei beschränkt. Da dies die maximale Anzahl an Modulen ist, damit die Anlage als elektrisches Betriebsmittel eingeordnet werden kann. Dadurch wird auch verhindert, dass zuviel Fläche, welche für eine Wiener Stadtwohnung unrealistisch wäre, beansprucht wird.

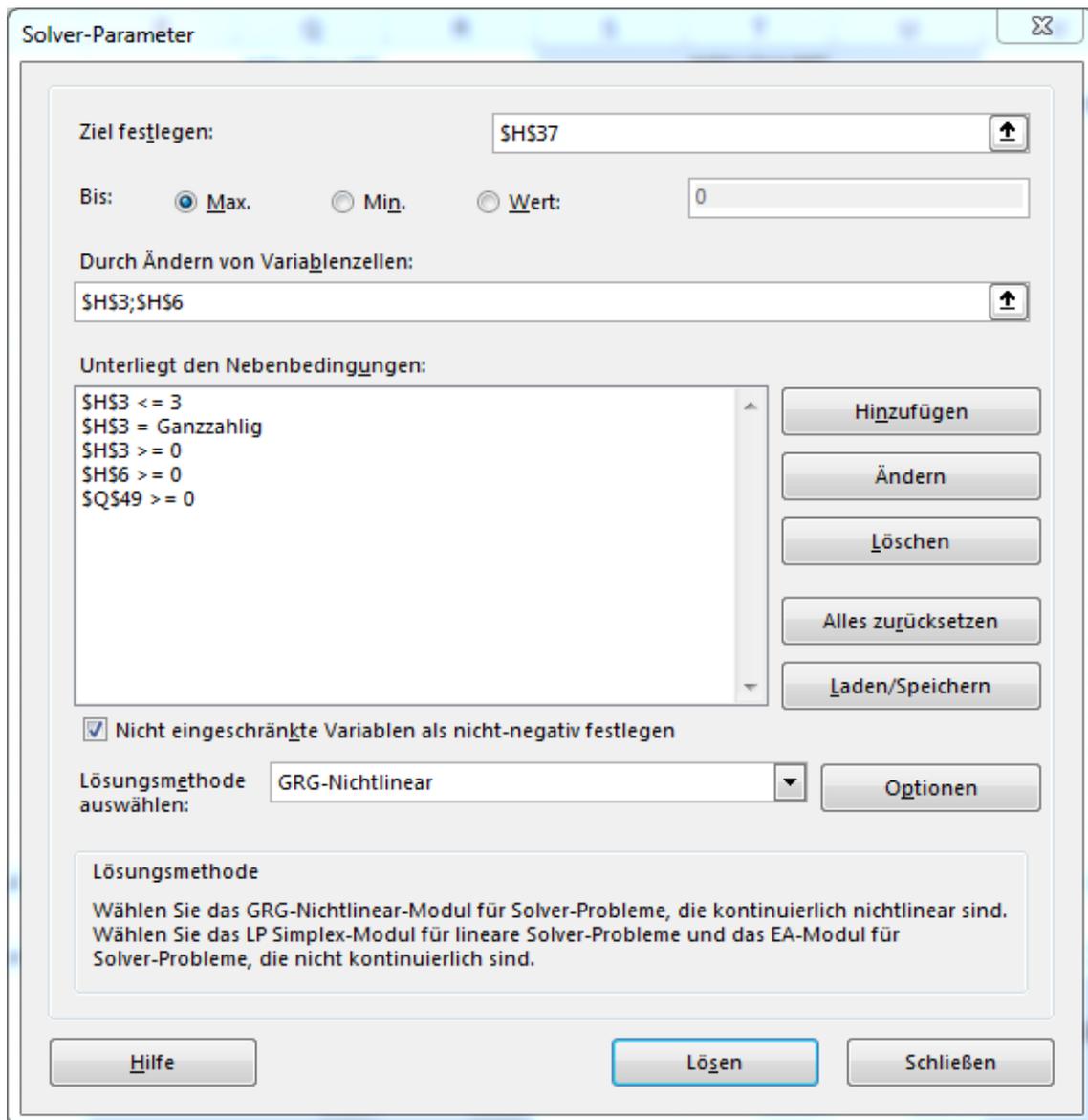


Abbildung 17 - Eingabemaske für die Optimierung der Eigenverbrauchsquote Excel-Solver (eigene Darstellung, 2018)

Aufgrund der Ergebnisse aus Szenario 3 muss noch eine weitere Optimierung eingeführt werden. Da mehr Speicher optimiert wird als benötigt, wird in einem weiteren Schritt das Ergebnis nochmals angepasst. Man minimiert die Speichergröße und sorgt mit einer Nebenbedingung dafür, dass die Eigenverbrauchsquote gleich bleiben muss.

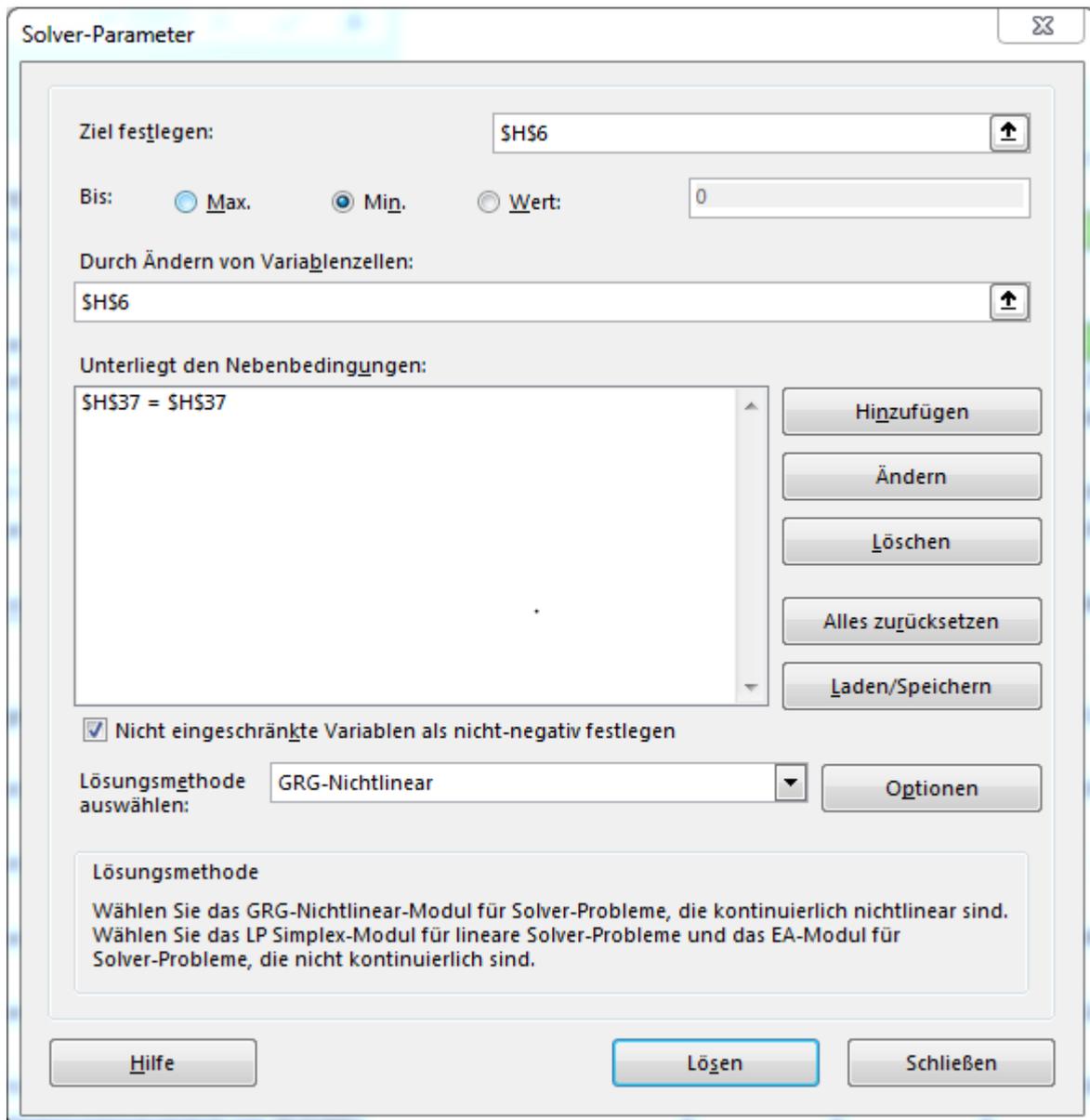


Abbildung 18 - Eingabemaske für Korrektur der Speichergröße (eigene Darstellung, 2019)

5 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse dieser Arbeit präsentiert. Sie sollen zeigen, ob Kleinst-PV-Anlagen wirtschaftlich interessant sind und wie hoch die Eigenabdeckung durch sie sein kann.

5.1 Strombedarf einer Wiener Stadtwohnung im Tages- und Monatsverlauf

Im folgenden Unterkapitel wird das Stromlastprofil einer Wiener Stadtwohnung gezeigt. Wie bereits in Kapitel 4 näher beschrieben, wurde der Stromverbrauch mittels 1735 Power Logger gemessen.

In den folgenden beiden Diagrammen sieht man das Stromlastprofil der Wiener Stadtwohnung im Verlauf eines Tages.

In Abbildung 19 sieht man das Stromlastprofil eines Wochentages (25.04.2018).

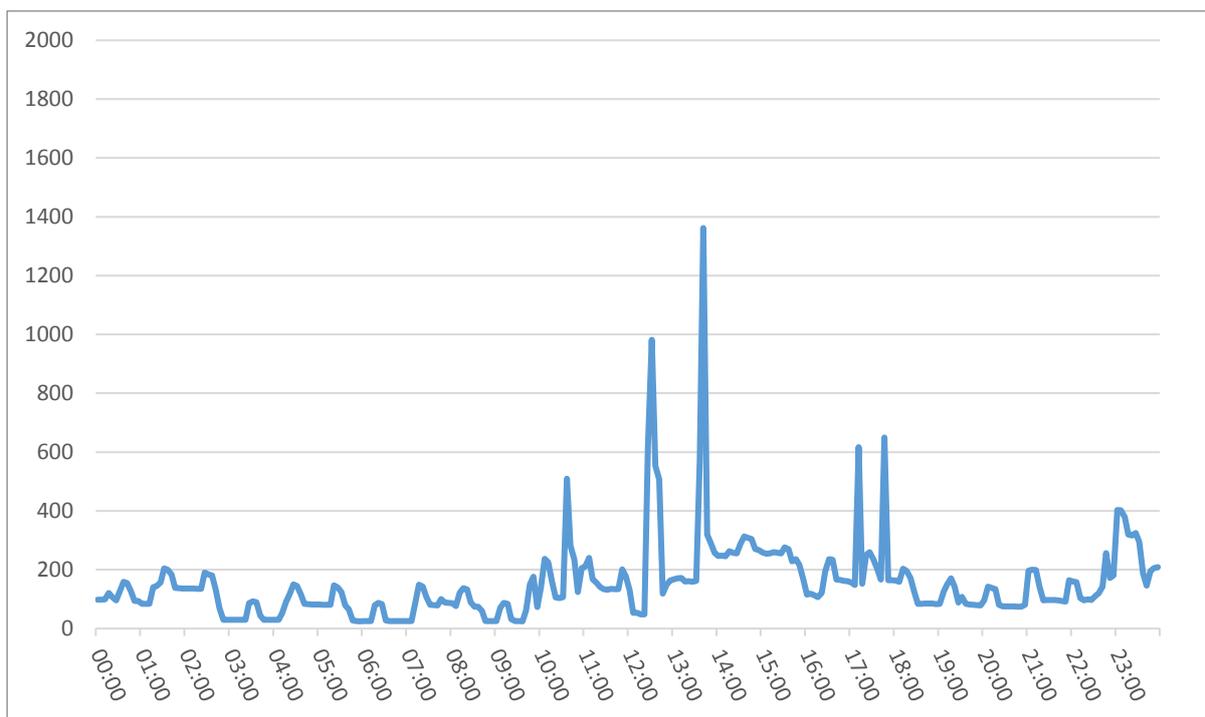


Abbildung 19 - Stromlastprofil vom 25.04.2018 in [W]

Die Daten stammen von einer Wiener Stadtwohnung, die von drei Studenten bewohnt wird. Die Lastspitzen sind dem E-Herd bzw. Trockner zuzuordnen.

Abbildung 20 zeigt ein ähnliches Profil wie Abbildung 19, stammt allerdings von einem Samstag. Die Schwankungen über den Tagesverlauf hinweg lassen sich dadurch erklären, dass die Wohnung von Studenten bewohnt wird, die sich durch ihren unregelmäßigen Tagesablauf auch unter der Woche während des Tages öfter in der Wohnung aufhalten. Daher kommt es untermtags, auch mehrmals zu Lastspitzen, was an der Bewohnerkonstellation liegt. Diese haben unterschiedliche Tagesabläufe, welche sich zum Teil in den Diagrammen widerspiegeln.

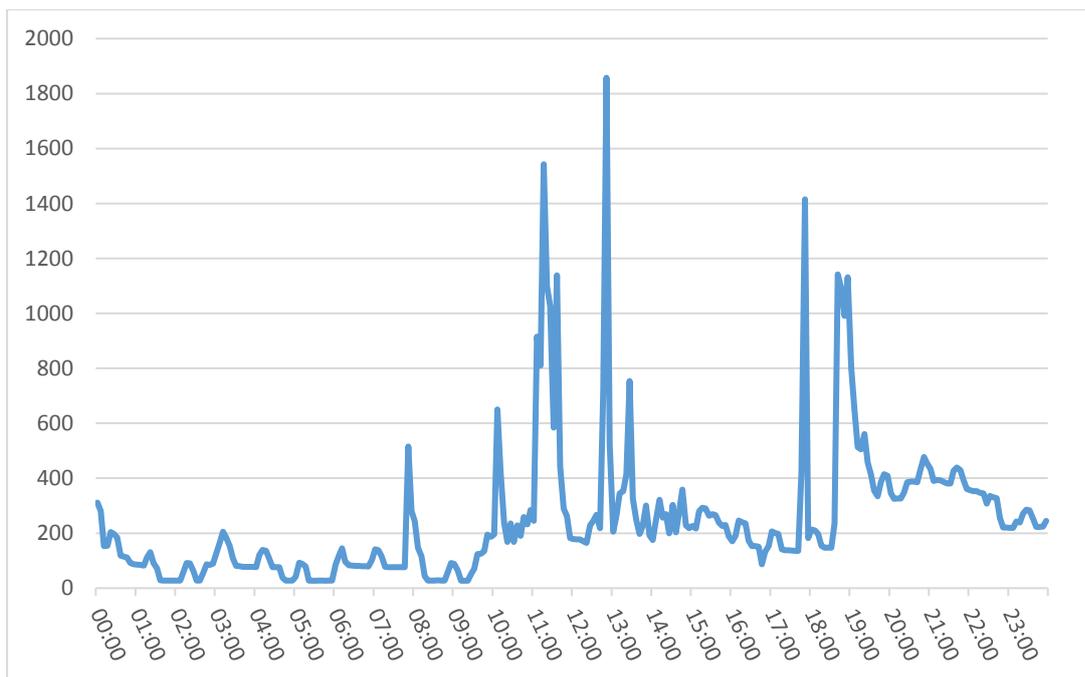


Abbildung 20 - Stromlastprofil vom 12.05.2018 in [W]

In der Abbildung 21 sieht man den Stromverbrauch der Wohnung im Monatsverlauf. Hier sind zwei Auffälligkeiten zu sehen. Zum einen die Lastspitze am 03.05.2018, an dem sehr viel Energie benötigt wurde. Dem gegenüber steht der geringe Verbrauch am 21.05.2018 und 22.05.2018, dies dürfte darauf zurückzuführen sein, dass an diesen Tagen niemand in der Wohnung war. Die restlichen Werte zeigen ein ähnliches Bild wie bereits zuvor in Abbildung 19 und Abbildung 20 zu sehen war.

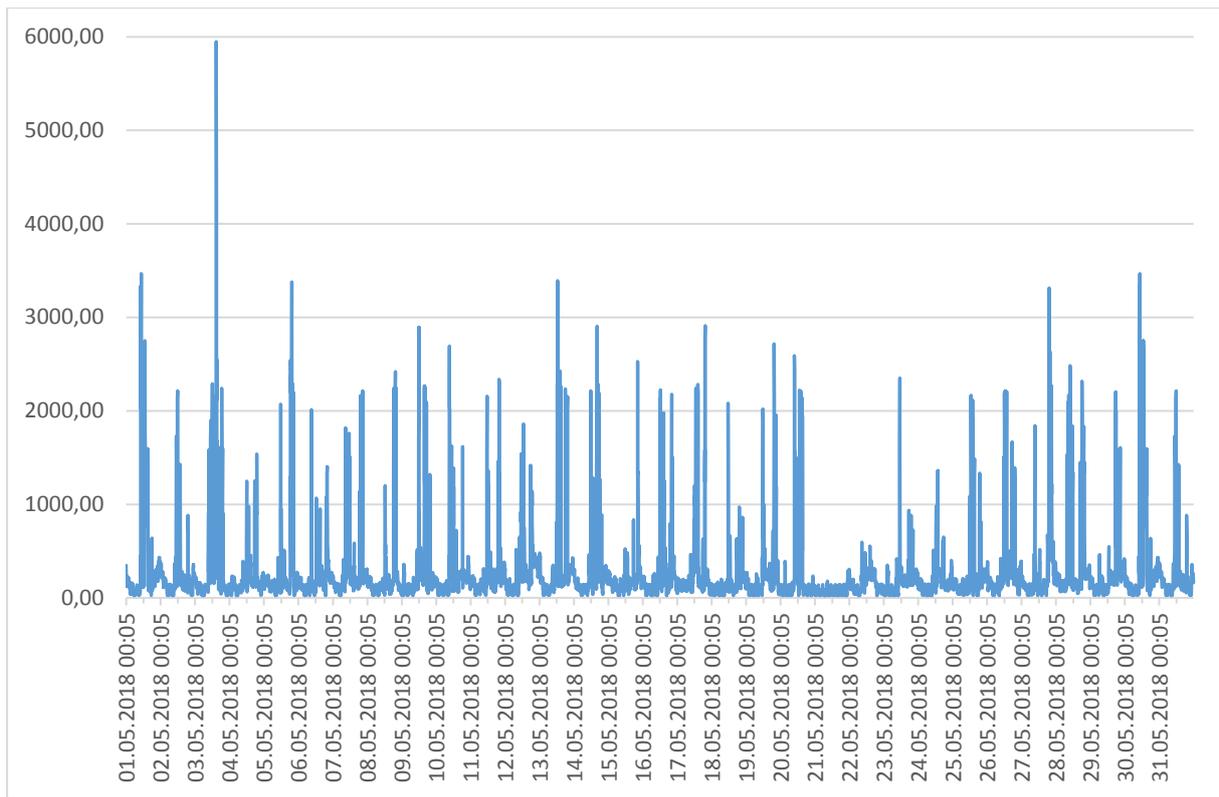


Abbildung 21 - Stromlastprofil Mai in [W]

5.2 Ertrag der PV-Anlage im Tages- und Jahresverlauf je nach Ausrichtung

In Abbildung 23 und Abbildung 24 sieht man den Ertrag eines einzelnen PV Moduls in verschiedenen Neigungen. Für die Erträge wurden folgende Tage für die Darstellung verwendet: 01. Jänner 2018 (Winter), 01. März 2018 (Frühling), 01. Juni 2018 (Sommer) und 01. September 2018 (Herbst).

Es wurde auf die grafische Darstellung der anderen Ausrichtungen verzichtet, da diese nur eine geringere Abweichung zu den oben genannten Abbildungen aufweisen. Dies erklärt sich so, dass die Verluste des Ertrages durch die Näherungstabelle nach Mertens errechnet wurden. So kommt es zu einem prozentualen Unterschied bei unterschiedlicher Ausrichtung und Neigung.

Durch den Verlauf der Kurve kann auch ein Rückschluss auf die Wetterbedingung gemacht werden. Dies ist in Abbildung 22 ersichtlich.

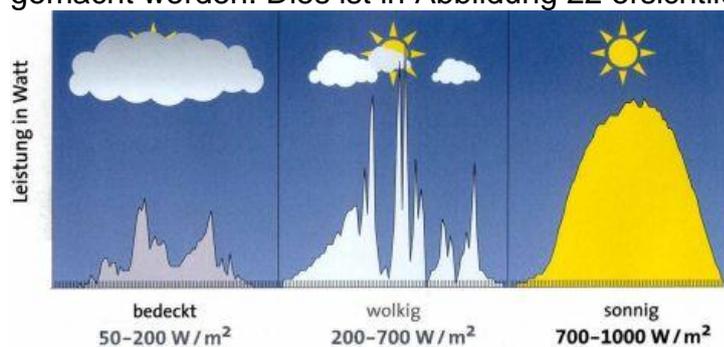


Abbildung 22 - Sonneneinstrahlung und Leistung einer Photovoltaik-Anlage bei unterschiedlichen Wetterbedingungen (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA 2019).

Auf der Abbildung 25 wird der Jahresverlauf des PV-Ertrages eines Modules dargestellt. Auf dieser Grafik sind alle Ausrichtungen und Neigungen aufgetragen.

Als Referenzmodul wurde die Pro-G3 von Hanwha Q Cells verwendet. Dabei handelt es sich um ein poly-Silizium Modul mit einer Zellenzahl von 60 (6 * 10). Die MPP-Leistung beträgt 270 W_p bei einer Fläche von 1,67 m². Der Modulwirkungsgrad beträgt 16,2% (Quaschnig, 2015, S. 219).

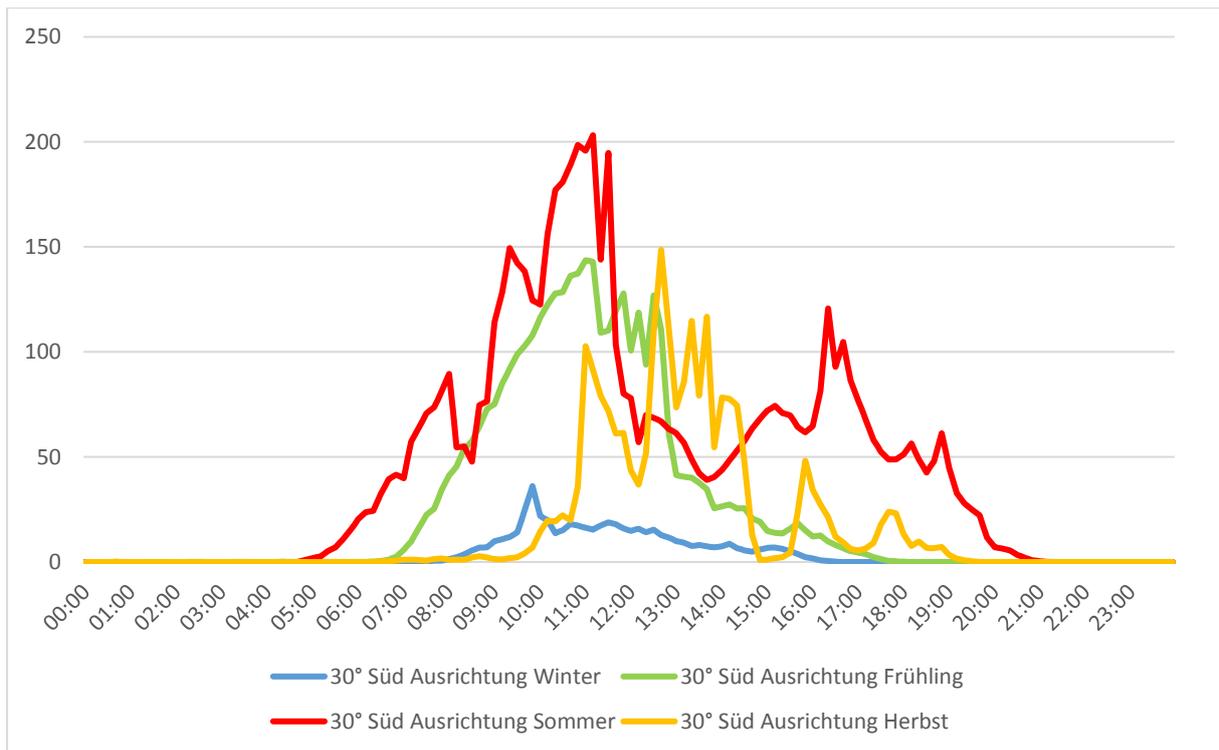


Abbildung 23 - PV Ertrag - Süd Ausrichtung - Neigung 30° [W]

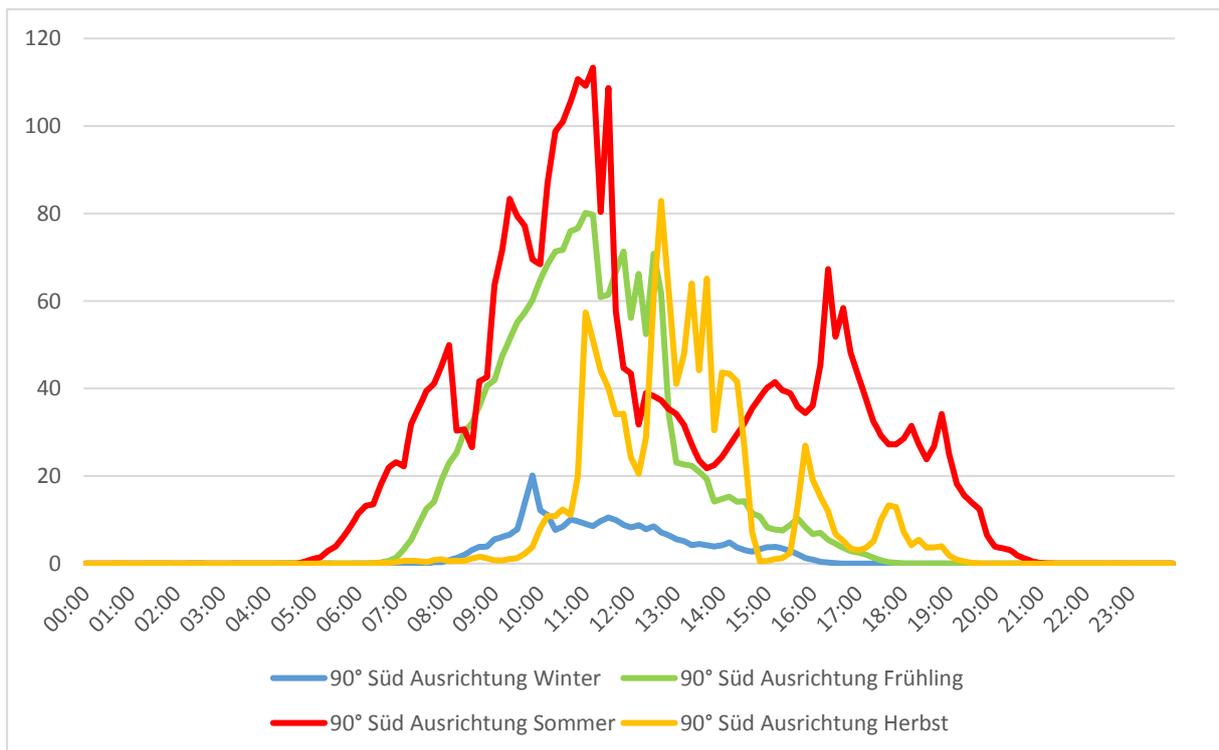


Abbildung 24 - PV Ertrag - Süd Ausrichtung - Neigung 90° [W]

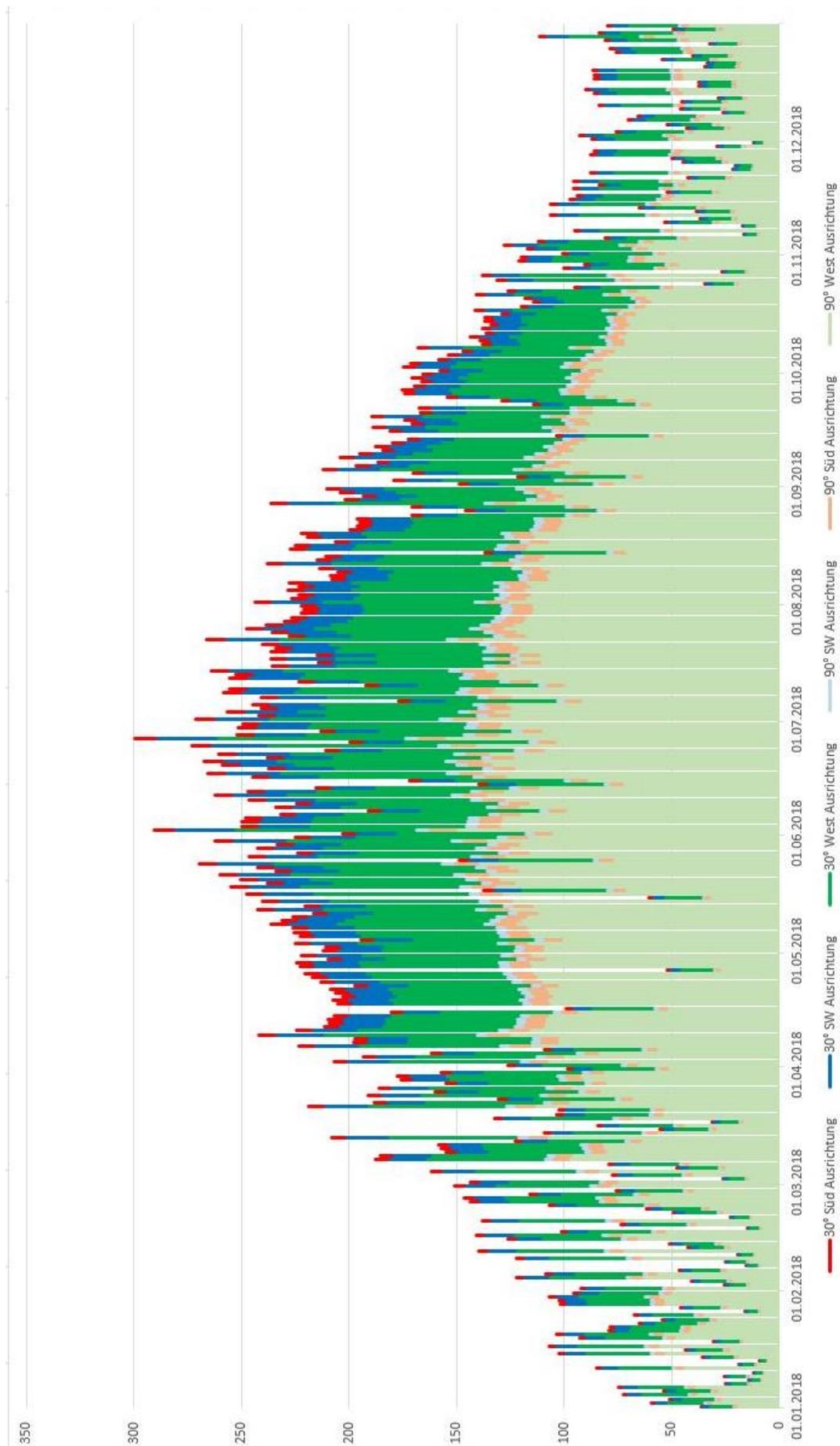


Abbildung 25 - PV Ertrag in verschiedenen Ausrichtungen und Neigungen im Jahresverlauf in [Wh]

5.3 Optimale Eigenverbrauchsabdeckung durch Photovoltaik und Speicher

Für die Berechnung der optimalen Eigenverbrauchsquote wurden verschiedene Annahmen getroffen. So soll sich die gesamte Anlage innerhalb von 20 Jahren amortisieren. Die Kapitalverzinsung wird mit 3% angenommen, nach Abzug der Inflation (2%), entspricht das einem realen Zins von 1%. Des Weiteren wird die obere Grenze von PV-Modulen auf drei Stück beschränkt. Wie bereits in der Theorie erwähnt ist dies von Bedeutung, damit die Anlage auch weiterhin als elektrisches Betriebsmittel eingordnet werden kann.

Die Optimierung wurde für alle drei Szenarien durchgeführt, die Ergebnisse sind in Tabelle 2, Tabelle 3 und Tabelle 4 in übersichtlicher Form dargestellt.

Bei Szenario 1 ist die Anlage unter den oben genannten Annahmen bei West bzw. Ost Ausrichtung und einer Neigung von 90° unter den zuvor beschriebenen Annahmen nicht wirtschaftlich. Bei den anderen beiden Ausrichtungen wird ein Autarkiegrad von 8,20 bis 15,89% erreicht. Dies wird zum Großteil durch die Module erreicht, der Speicher ist verhältnismäßig klein. Bei einer Neigung von 30° wird eine Eigenverbrauchsabdeckung von 35,08% bei West bzw. Ost Ausrichtung und bis zu 40,21% bei Süd Ausrichtung erreicht.

Bei 30° Neigung entspricht die optimale Modulanzahl der maximal zulässigen Anzahl von drei Stück. Bei einer Neigung von 90° werden aufgrund der Wirtschaftlichkeit weniger Module als optimales Ergebnis errechnet. In den folgenden Abbildungen sieht man den Lastgang sowie den Speicherstand eines Sommertages in Süd-Ausrichtung.

Die Amortisationsdauern bei Szenario 1 liegt bei allen Ergebnissen, außer jenen die unwirtschaftlich sind, bei 19,22 Jahren. Aufgrund der Berechnungen, welche als Grundlage für die Optimierung dienen, die eine Lebensdauer der PV-Anlage mit 20 Jahren voraussetzt, ist eine Amortisationsdauer von 19,22 Jahren das Maximum.

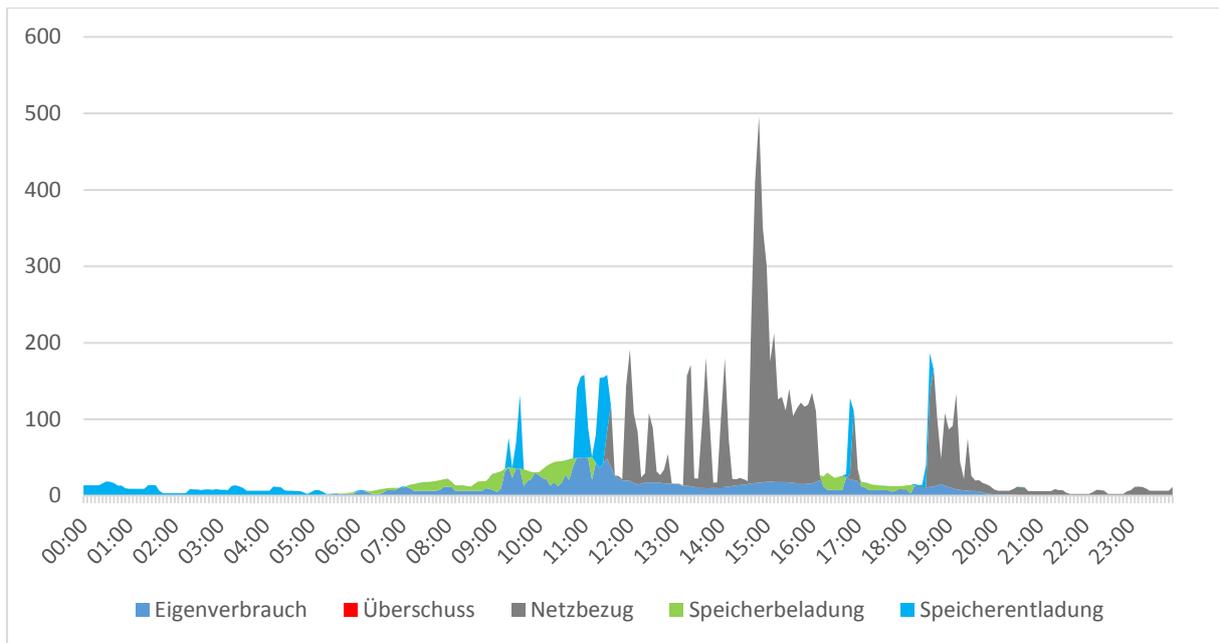


Abbildung 26 - Lastgang bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung im Sommer 01.06.2018 [Wh] (Szenario 1)

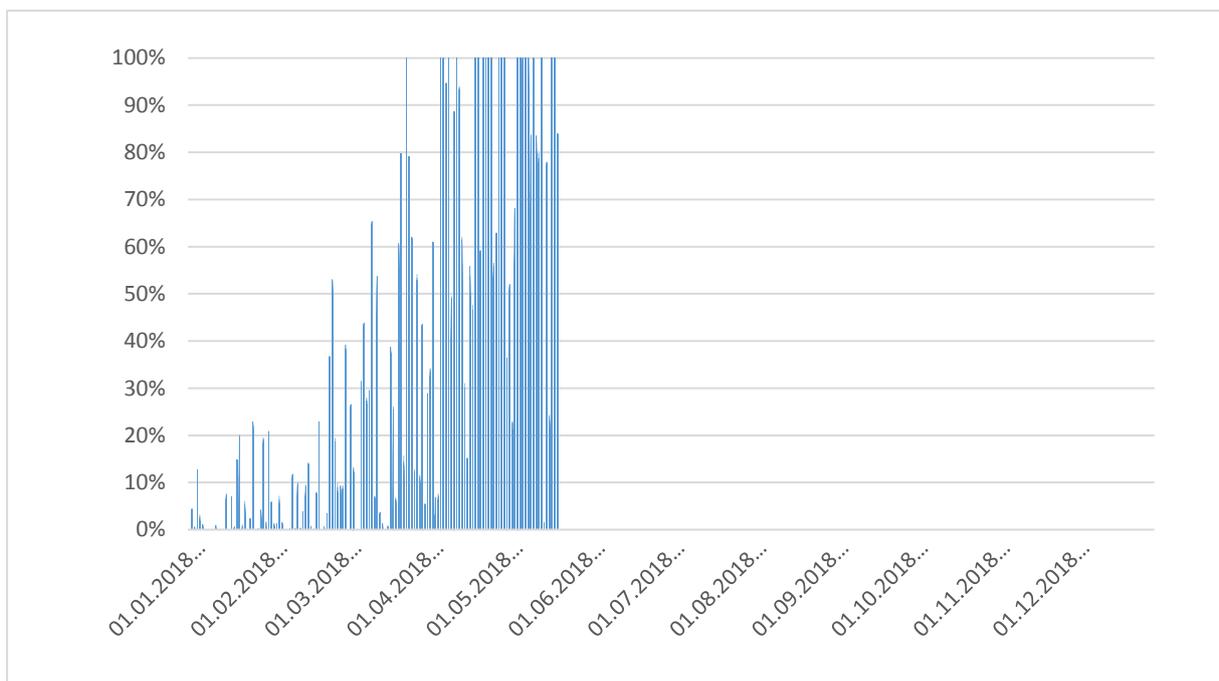


Abbildung 27 - Speicherstand übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung (Szenario 1)

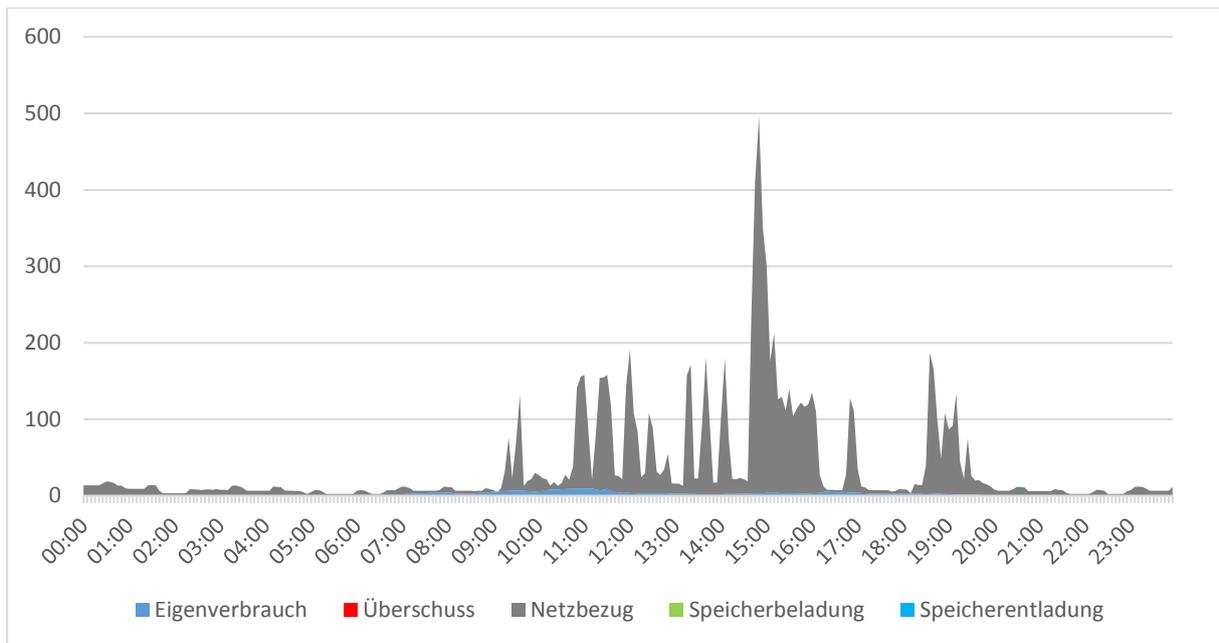


Abbildung 28 - Lastgang bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung im Sommer 01.06.2018 [Wh] (Szenario 1)

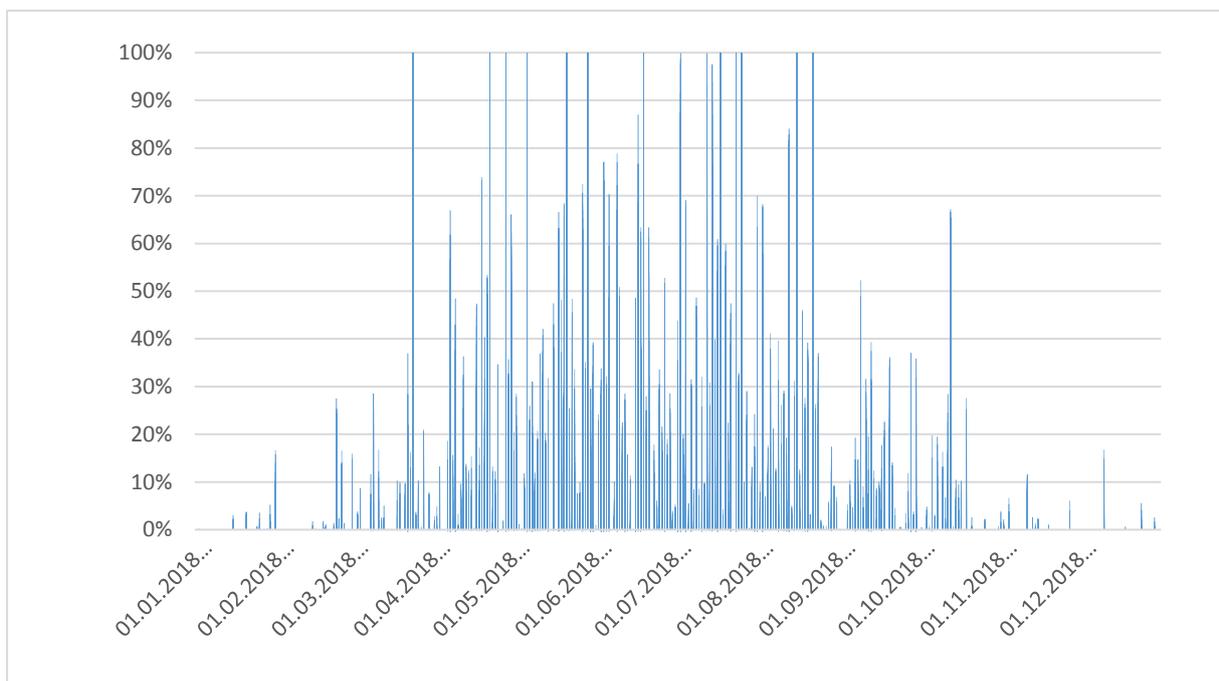


Abbildung 29 - Speicherstand übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung (Szenario 1)

Über das Jahr hinweg werden zwischen 0,8 und 76 kWh bei Szenario 1 als Überschussstrom ins Netz abgegeben. Da es keine Abnahmepflicht gibt, wird dieser Strom nicht vergütet.

Tabelle 2 - Ergebnis optimale Eigenverbrauchsabdeckung Szenario 1

Szenario 1						
Neigung Ausrichtung	30°			90°		
	Modulanzahl	Speichergröße [kWh]	Autarkiegrad [%]	Modulanzahl	Speichergröße [kWh]	Autarkiegrad [%]
West / Ost	3	1,38	35,08	0	0,00	0
Süd-West / Süd-Ost	3	1,79	38,84	2	0,11	15,89
Süd	3	1,94	40,21	1	0,08	8,20

Bereits durch die Senkung der PV- und Batteriekosten wird die maximale Anzahl an Modulen bei allen Ausrichtungen und Neigungen als optimal errechnet. Durch die Erhöhung der Speichergrößen kann auch ein besserer Autarkiegrad erreicht werden.

Der Überschussstrom beläuft sich nur mehr auf 1,8 bis 11,4 kWh pro Jahr, was durch den Einsatz der Speicher minimiert wurde. Durch die Kostenminimierung von PV und Speicher kann vor allem eine deutliche Verbesserung des Ergebnisses bei einer Neigung von 90° beobachtet werden. Bei 30° wird die optimale Eigenverbrauchsabdeckung nur gering gesteigert.

Der Autarkiegrad erhöht sich bei 90° Neigung auf 22,11 bis 25,36 % und bei einer Neigung von 30° auf 37,87 bis 43,29%. Die Amortisationsdauer beläuft sich auf 19,22 Jahren.

Tabelle 3 - Ergebnis optimale Eigenverbrauchsabdeckung Szenario 2

Szenario 2						
Neigung Ausrichtung	30°			90°		
	Modulanzahl	Speichergröße [kWh]	Autarkiegrad [%]	Modulanzahl	Speichergröße [kWh]	Autarkiegrad [%]
West / Ost	3	5,02	37,87	3	0,74	22,11
Süd-West / Süd-Ost	3	6,10	41,83	3	1,62	25,36
Süd	3	6,49	43,29	3	1,34	24,33

Mit den so errechneten Werten sieht der Lastgang wie in Abbildung 30 und Abbildung 32 aus. Dadurch, dass die PV-Module begrenzt sind, wird in weiterer Folge nur noch der Speicher erhöht. Damit kann Strom auch noch für später auftretende Lastspitzen verwendet werden.

In Abbildung 31 und Abbildung 33 ist die Ausnutzung des zur Verfügung stehenden Speichers ersichtlich. Es sei darauf hingewiesen, dass die Speichergröße hier einen großen Einfluss darauf hat, wie oft die komplette Kapazität des Speichers genutzt wird. Die insgesamt 10% Reserve für die Entladetiefe wurden bereits herausgerechnet, darum sind 0 und 100% möglich.

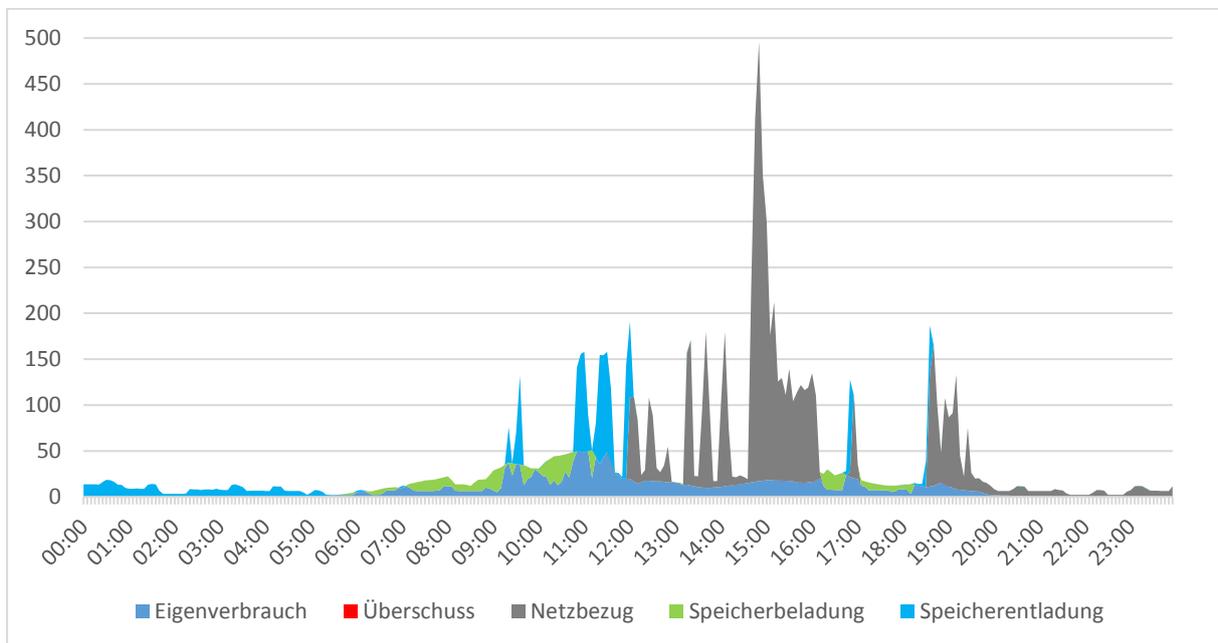


Abbildung 30 - Lastgang bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung im Sommer 01.06.2018 [Wh] (Szenario 2)

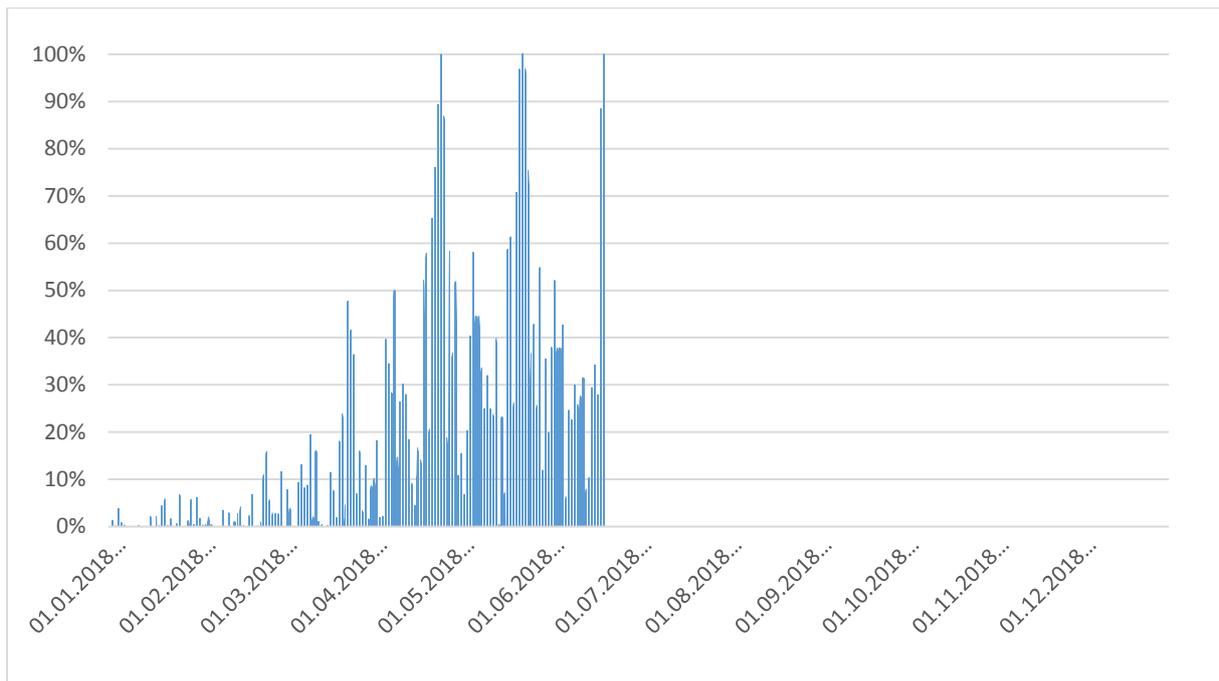


Abbildung 31 - Speicherstand übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung (Szenario 2)

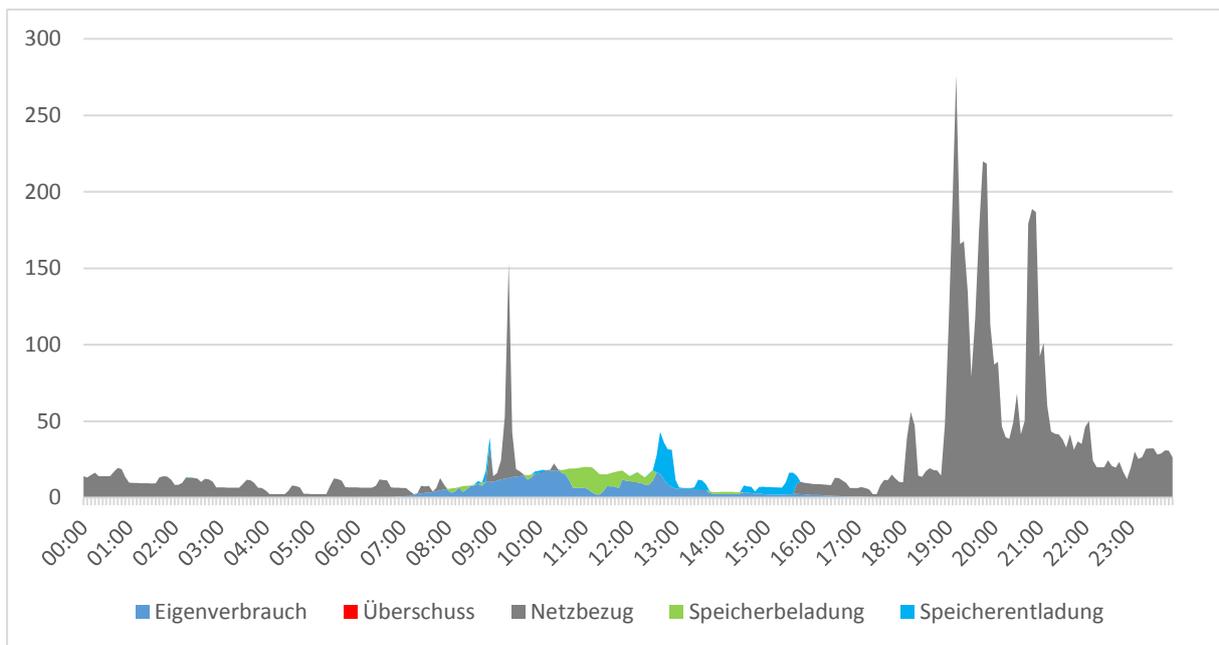


Abbildung 32 - Lastgang bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung im Sommer 01.06.2018 [Wh] (Szenario 2)

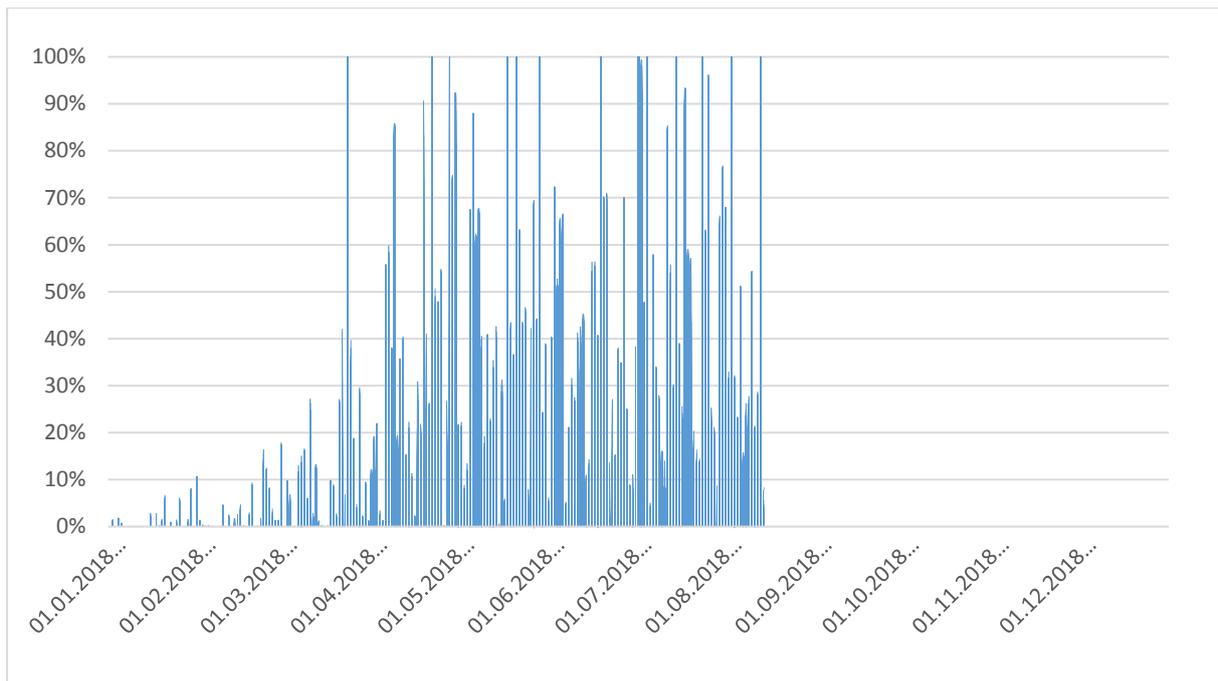


Abbildung 33 - Speicherstand übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung (Szenario 2)

Die Anzahl der Module bleibt auch beim dritten Szenario gleich. Durch die Reduktion der Speicherkosten kann jedoch die Speicherkapazität erhöht werden. Der Autarkiegrad steigert sich dadurch nochmals leicht, wobei die Steigerung sehr minimal ausfällt. Dies gilt sowohl bei einer Neigung von 30° als auch 90°.

Die Optimierung ergab auch hier bei allen Ausrichtungen und Neigungen eine Amortisationsdauer von 19,22 Jahren, was sich durch die Nebenbedingungen der Optimierung erklären lässt. Ein wesentlicher Unterschied zu Szenario 2 ist, dass es in diesem Fall zu keinem Überschuss mehr kommt. Das bedeutet sämtlicher Strom der produziert wird, wird auch konsumiert. Die Ergebnisse dieser Optimierung sind in Tabelle 4, die Ergebnisse mit den korrigierten Speichergrößen sind in Tabelle 5 ersichtlich.

Tabelle 4 - Ergebnis optimale Eigenverbrauchsabdeckung Szenario 3

Szenario 3						
Neigung Ausrichtung	30°			90°		
	Modulanzahl	Speichergröße [kWh]	Autarkiegrad [%]	Modulanzahl	Speichergröße [kWh]	Autarkiegrad [%]
West / Ost	3	11,73	37,99	3	3,37	22,61
Süd-West / Süd-Ost	3	13,94	42,06	3	4,91	25,44
Süd	3	14,76	43,58	3	4,39	24,48

In den folgenden Abbildungen sind die Lastgänge von Szenario 3 wie schon in Szenario 2 ersichtlich, außerdem wird auch hier der Speicherstand übers Jahr dargestellt. Dabei lässt sich erkennen, dass die Speicher nicht mehr zur Gänze genutzt werden; um dieses Problem zu lösen wurde eine weitere Optimierung durchgeführt.

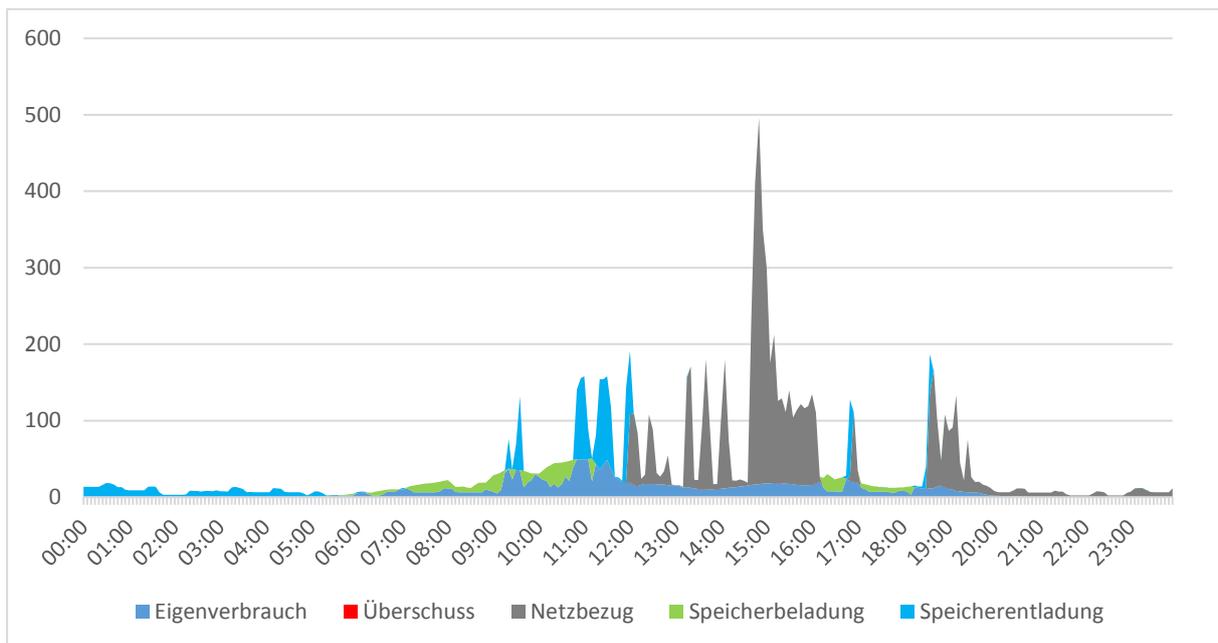


Abbildung 34 - Lastgang bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung im Sommer 01.06.2018 [Wh] (Szenario 3)

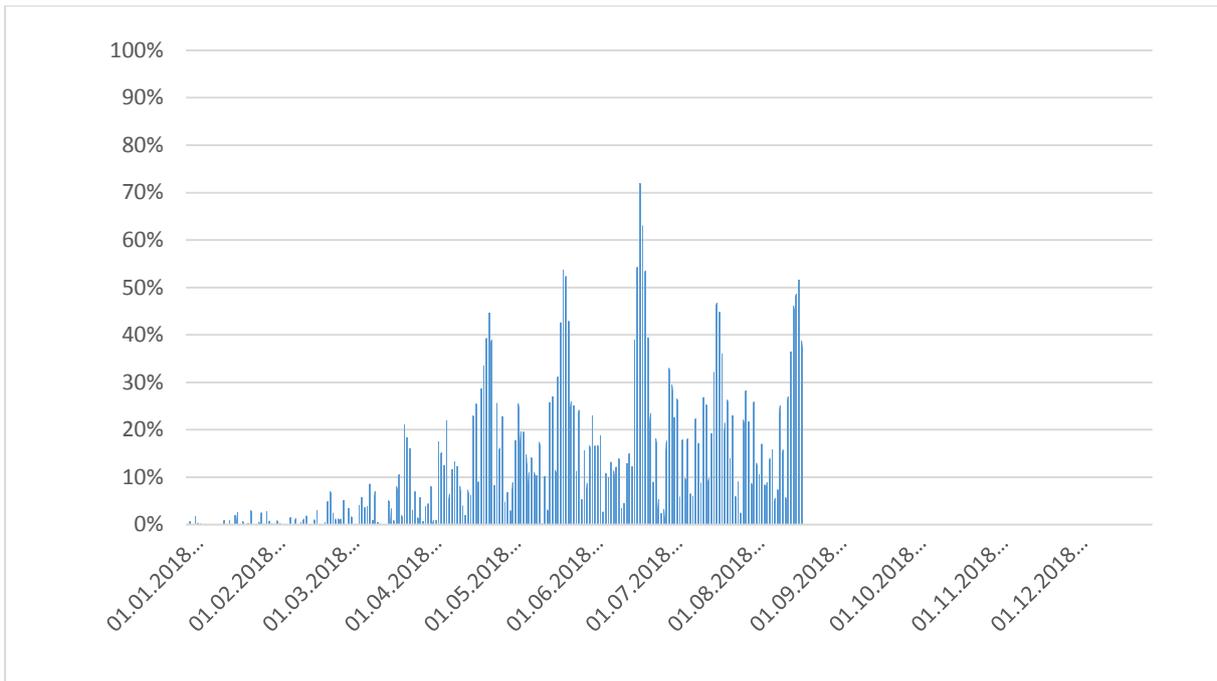


Abbildung 35 - Speicherstand übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung (Szenario 3)

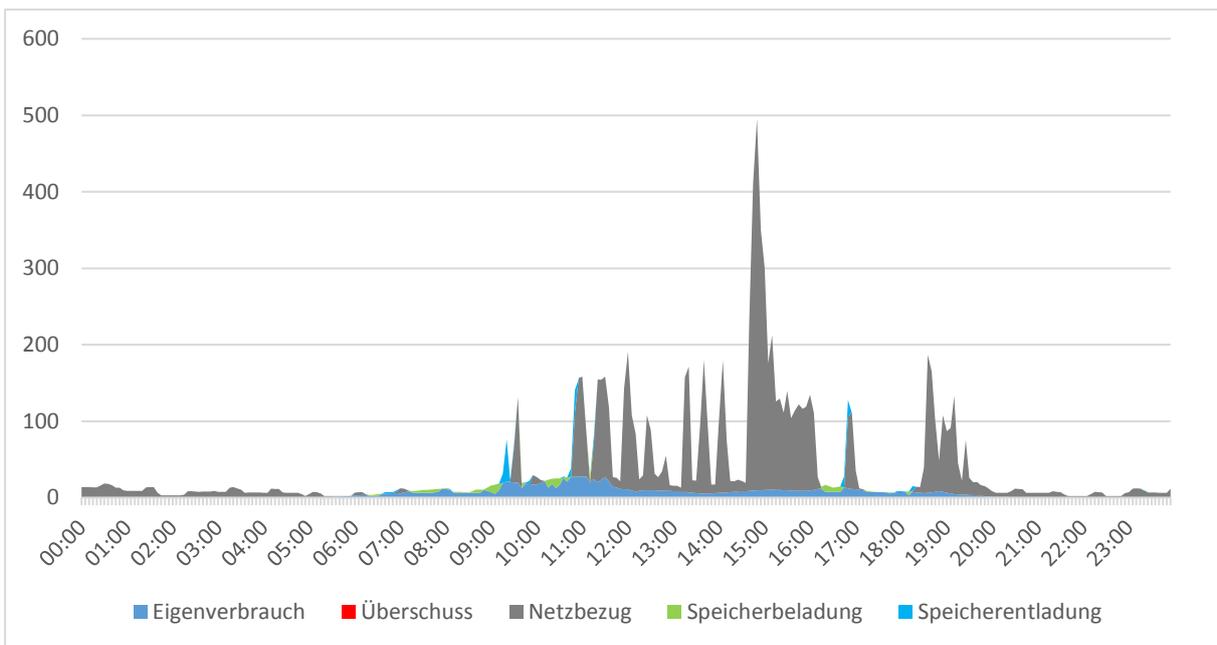


Abbildung 36 - Lastgang bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung im Sommer 01.06.2018 [Wh] (Szenario 3)

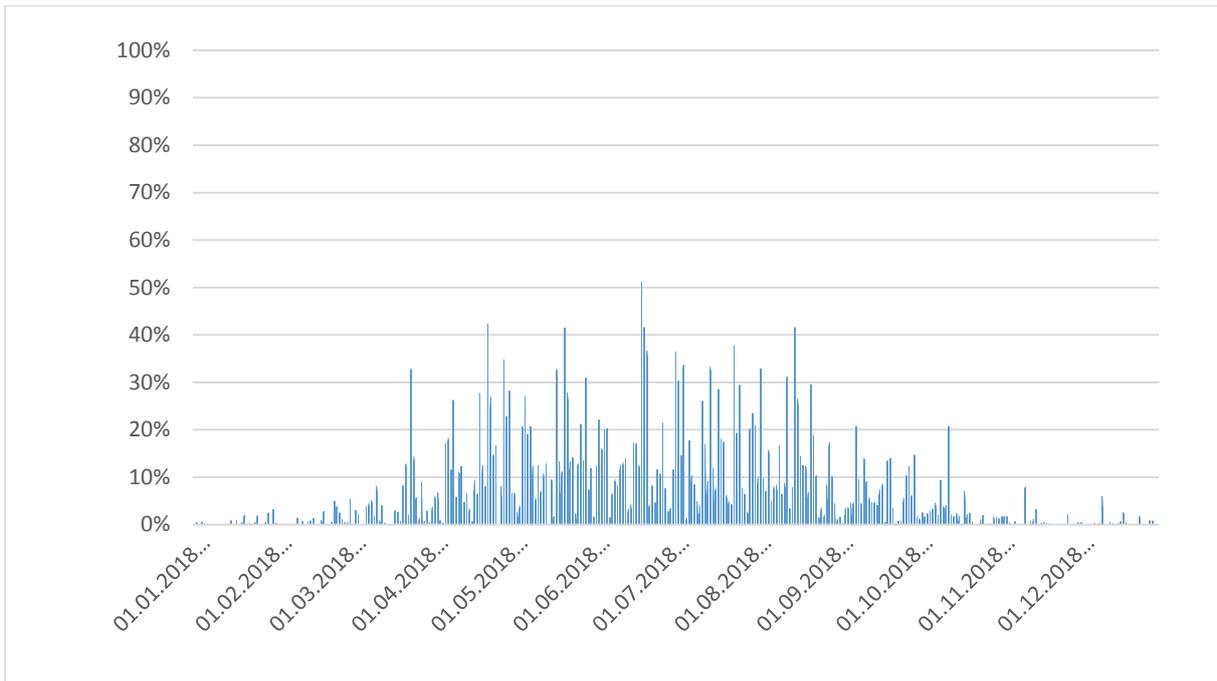


Abbildung 37 - Speicherstand übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung (Szenario 3)

Da durch die erste Optimierung zuviel Speicher errechnet wurde, wurde eine weitere Optimierung durchgeführt, deren Ziel war es die Speichergröße zu minimieren wobei als Nebenbedingung eingeführt wurde, dass die Eigenverbrauchsquote gleichbleiben muss. Dadurch ändert sich der Speicherstand übers Jahr wie in Abbildung 38 und Abbildung 39, man erkennt, dass nun der Speicher auch zur Gänze genutzt wird, auch wenn dies nur einmal im Jahr ist.

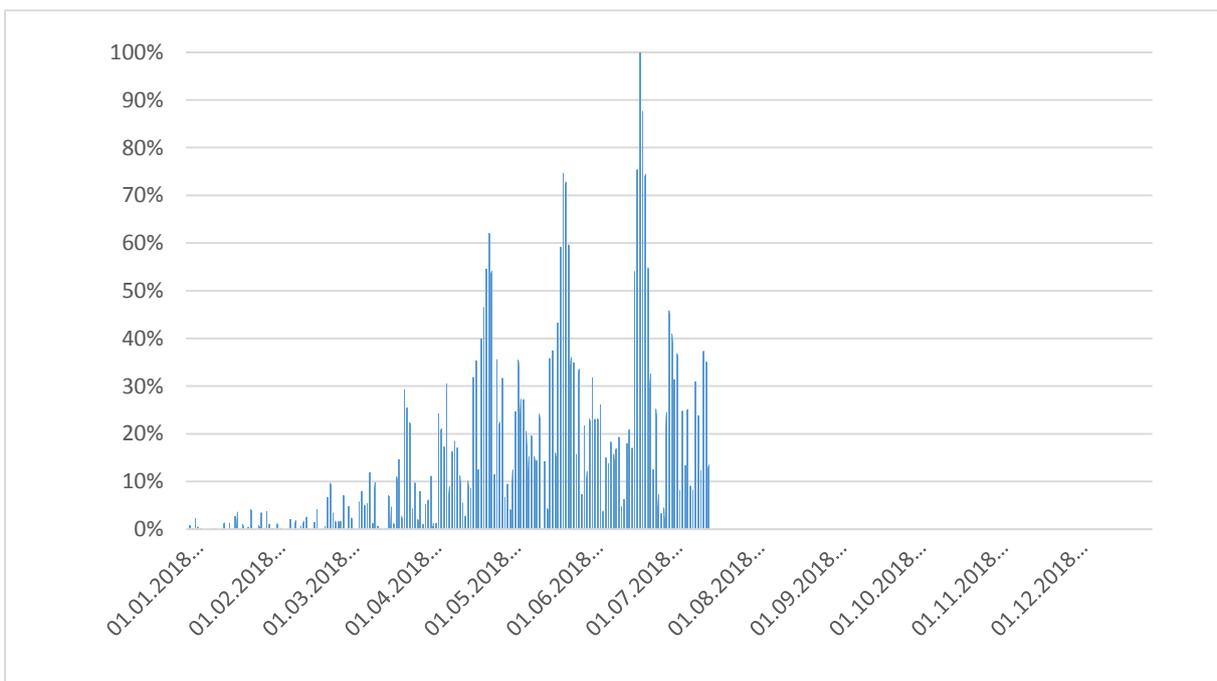


Abbildung 38 - Speicherstand korrigiert übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung (Szenario 3)

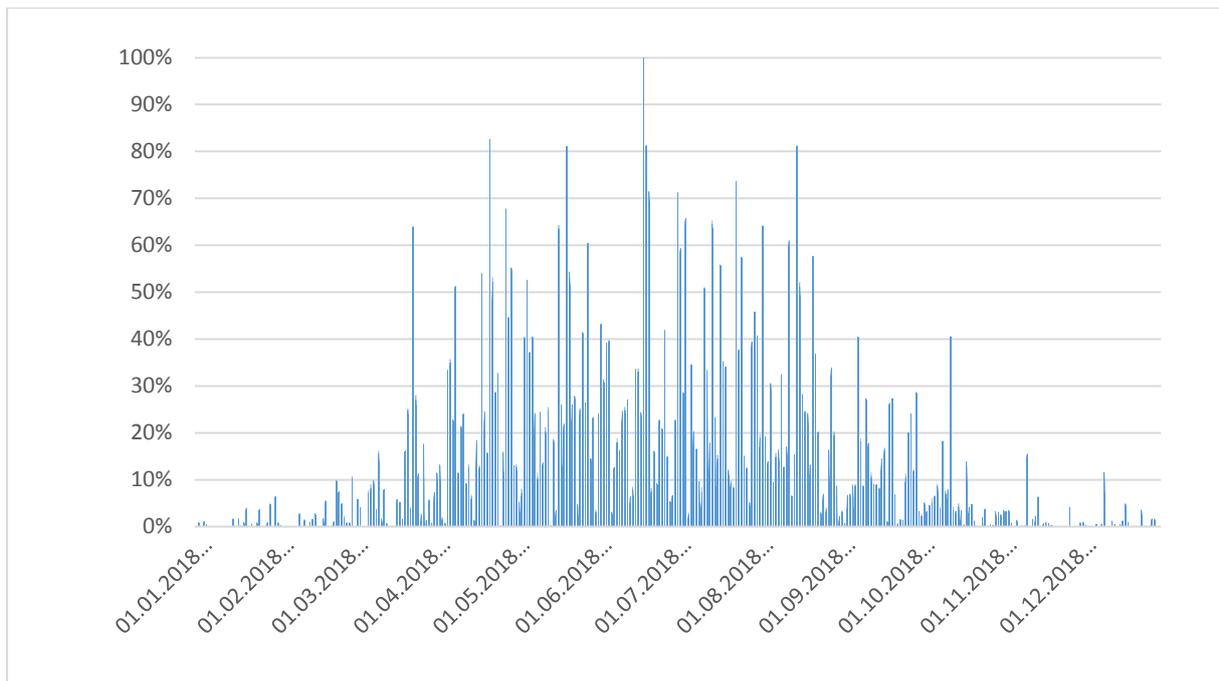


Abbildung 39 - Speicherstand korrigiert übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung (Szenario 3)

Tabelle 5 - Ergebnis optimale Eigenverbrauchsabdeckung mit korrigierten Speichergrößen Szenario 3

Szenario 3						
Neigung Ausrichtung	30°			90°		
	Modul- anzahl	Speicher- größe [kWh]	Autarkie- grad [%]	Modul- anzahl	Speicher- größe [kWh]	Autarkie- grad [%]
West / Ost	3	7,66	37,99	3	2,00	22,61
Süd-West / Süd-Ost	3	9,82	42,06	3	2,37	25,44
Süd	3	10,62	43,58	3	2,25	24,48

Durch die Korrektur der Speichergrößen werden bei diesem Szenario auch bessere Werte bei der Amortisationsdauer sowie der Kapitalverzinsung erreicht. Die Amortisationsdauer sinkt bei 30° Neigung auf 15 – 16 Jahren und bei 90° auf 16 – 17 Jahren.

Die Kapitalverzinsung steigt von den angenommenen 3% auf 5 - 6% bei einer Neigung von 30°. Bei 90° Neigung liegt die Kapitalverzinsung bei 4 – 6%.

5.4 Wirtschaftlich optimale Größe von Photovoltaikanlage und Speicher

Ziel dieser Optimierung ist das Erreichen des wirtschaftlich optimalen Ergebnisses. Im Gegensatz zu der vorherigen Programmierung möchte man hier die höchste Verzinsung seines Kapitals, anstelle eines hohen Autarkiegrades erreichen.

Das bedeutet, dass in diesem Fall weder Module noch Speicher irgendwelchen Begrenzungen unterliegen. Es gibt allerdings Nichtnegativitätsnebenbedingungen sowie die Nebenbedingung, dass Module nur ganzzahlig verändert werden können, siehe Abbildung 16. Auch bei dieser Optimierung wurde mit den bereits bekannten Szenarien gerechnet.

Die Ergebnisse werden gesammelt in den nachfolgenden Tabellen dargestellt. Die Optimierung ergab bei allen Berechnungen, dass das wirtschaftlich optimale Ergebnis bei einem Modul liegt. Die Speicherkapazitäten sind bei allen Berechnungen sehr klein.

Tabelle 6 - Ergebnis der Optimierung bei Ost/West-Ausrichtung

Ost/West-Ausrichtung						
Szenario	1		2		3	
Neigung	30°	90°	30°	90°	30°	90°
PV-Module [Stk]	1	1	1	1	1	1
Speicherkapazitäten [kWh]	0,02	0,01	0,05	0,02	0,09	0,03
Kapitalverzinsung [%]	9	3	11	5	15	7

Tabelle 7 - Ergebnis der Optimierung bei Süd-Ost/West-Ausrichtung

Süd-Ost/West-Ausrichtung						
Szenario	1		2		3	
Neigung	30°	90°	30°	90°	30°	90°
PV-Module [Stk]	1	1	1	1	1	1
Speicherkapazitäten [kWh]	0,02	0,01	0,07	0,02	0,10	0,03
Kapitalverzinsung [%]	10	4	13	6	16	9

Tabelle 8 - Ergebnis der Optimierung bei Süd-Ausrichtung

Süd-Ausrichtung						
Szenario	1		2		3	
Neigung	30°	90°	30°	90°	30°	90°
PV-Module [Stk]	1	1	1	1	1	1
Speicherkapazitäten [kWh]	0,04	0,01	0,07	0,02	0,11	0,03
Kapitalverzinsung [%]	11	4	13	6	17	8

Die Amortisationsdauern bei 30° belaufen sich bei Szenario 1 zwischen 11 und 12 Jahren. Deutlich schlechter sieht es bei 90° Neigung aus, hier liegt die Amortisationsdauer der Anlage bei 18 bis 20 Jahren.

Eine deutliche Besserung der Amortisationsdauer, vor allem bei einer Neigung von 90°, ist bereits bei Szenario 2 ersichtlich. So können bei 30° Neigung Amortisationsdauern von 9 bis 11 Jahren erreicht werden, bei einer Neigung von 90° rechnet sich die Anlage nach 15 bis 17 Jahren.

Da die Kosten der Anlage bei Szenario 3 nochmals sinken, werden hier Amortisationsdauern von 8 bis 9 Jahren bei 30° Neigung und 12 bis 14 Jahren bei 90° Neigung erreicht.

Bei einer Neigung von 30° können bei einem Modul und den optimierten Speicherkapazitäten 12 bis 14 % Eigenverbrauchsanteil erreicht werden. Bei 90° ist dieser Wert etwas geringer und liegt bei 7 bis 8,5 %.

In den folgenden zwei Abbildungen wird der Lastgang von einem Sommertag (01.06.2018) dargestellt. Man erkennt, dass es nur einen sehr geringen Ertrag gegeben hat und daher kein Überschuss vorhanden ist. Bei genauerer Betrachtung erkennt man, dass der kleine Speicher beladen und entladen wird. Dies ist jedoch aufgrund der Größe kaum von Bedeutung.

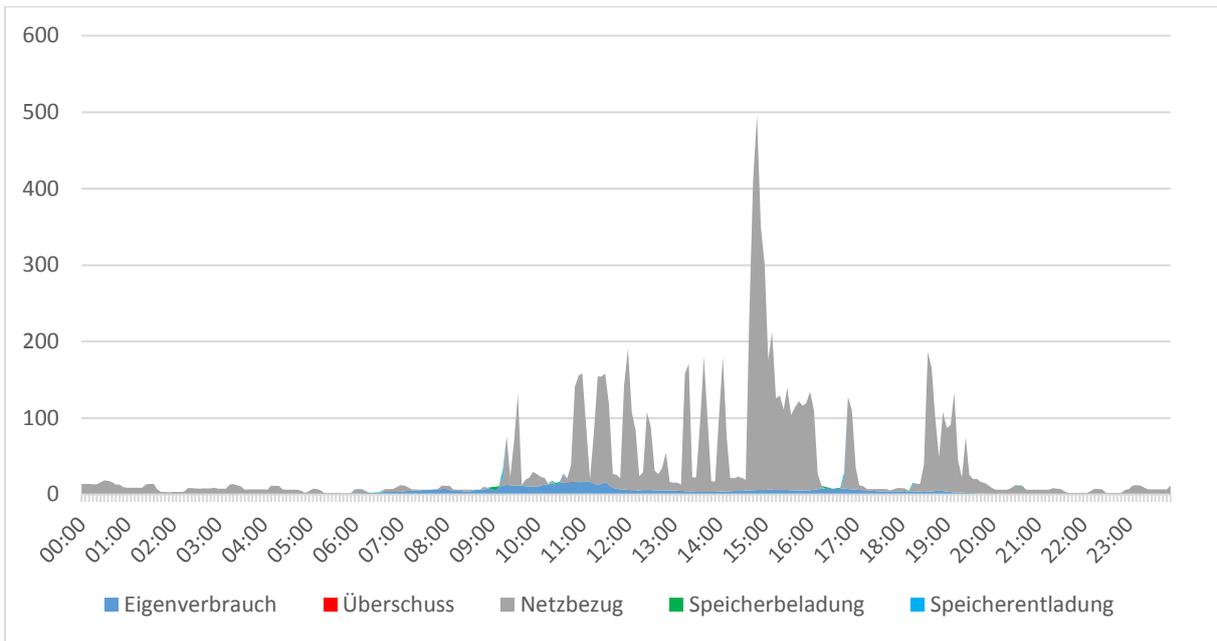


Abbildung 40 - Lastgang wirtschaftliche Optimierung bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung im Sommer [Wh]

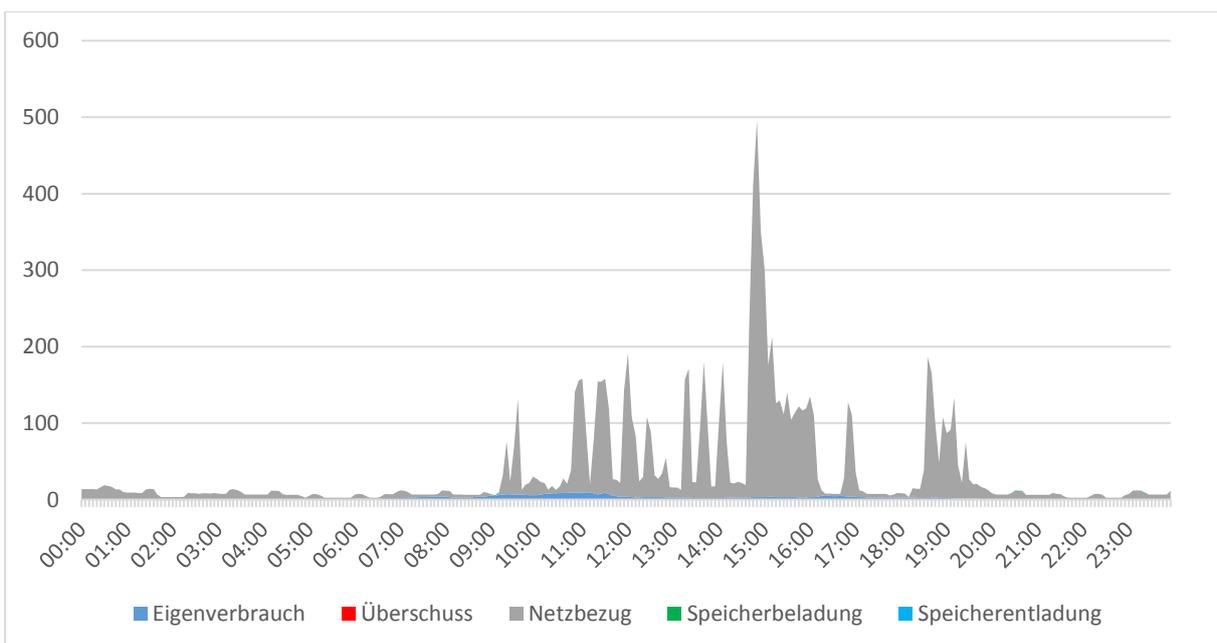


Abbildung 41 - Lastgang wirtschaftliche Optimierung bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung im Sommer [Wh]

6 Diskussion

Im vorherigen Kapitel wurden die Ergebnisse dieser Arbeit dargestellt, in diesem Kapitel werden nun die Forschungsfragen beantwortet und diskutiert.

Wie verteilt sich der Strombedarf einer Wiener Stadtwohnung im Tages- und Monatsverlauf?

Der Stromverbrauch wurde im Zeitraum von 23.04.2018 19:45:25 bis 23.05.2018 23:55:53 gemessen, die Daten sind in Abbildung 19 und Abbildung 20 zusammengefasst abgebildet. Die Wohnung wird von drei Studenten bewohnt, wodurch sich der stark schwankende Stromverbrauch erklären lässt, der vor allem durch einen unregelmäßigen Tagesablauf entsteht.

Die minimale Wirkleistung beträgt 24,46 W, während die maximal gemessene Wirkleistung 5948,74 W beträgt. Die zwei größten Verbraucher sind vor allem der Wäschetrockner und der E-Herd, wobei letzterer vor allem für die Lastspitzen zur Mittags- und Abendzeit verantwortlich ist.

Im Monatsverlauf, siehe Abbildung 21, erkennt man auch Tage, an denen keine Lastspitze ersichtlich ist. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Wohnung an einzelnen Tagen nicht bewohnt wurde und daher nur eine gewisse Grundlast auftritt.

Der reale Jahresverbrauch der Wohnung beträgt 2118 kWh. Durch die Messung eines Monats, dessen Lastprofil auch für die weiteren elf Monate verwendet wurde, ermittelt man einen Jahresverbrauch von 2179 kWh, die Abweichung beträgt daher 61 kWh.

Wie verteilt sich der Ertrag einer PV Anlage im Tages- und Jahresverlauf je nach Ausrichtung an der Fassade (Ost, Süd-Ost, Süd, Süd-West und West)?

Vorweg sei nochmals erwähnt, dass auf die Darstellung aller Ausrichtungen verzichtet wurde, da der einzige Unterschied beim Ertrag liegt, die Kurve selbst sieht bei allen Ausrichtungen gleich aus. Das liegt daran, dass die Globalstrahlung, welche an der Universität für Bodenkultur gemessen wurde, mittels einer Tabelle von Mertens (2015, S. 346), siehe Abbildung 15, durch den prozentualen Abzug durch nicht optimale Neigung und Azimut näherungsweise ermittelt wurde.

Der Verlust der Globalstrahlung bei Süd-Ausrichtung und einer Neigung von 30° beträgt 0,5 %, bei einer Neigung von 90° können bereits 44,5 % der Globalstrahlung nicht genutzt werden. Bei West-Ausrichtung und einer Neigung von 30° gehen 13,4 % der Globalstrahlung verloren. Es soll nochmal erwähnt werden, dass aufgrund der Vereinfachung, nicht unterschieden wird wann die Last auftritt. Wie bereits in Kapitel 4.3.1.2 beschrieben, würde ein nach Osten ausgerichtetes Modul ein besseres Ergebnis erzielen wenn ein Großteil der Last am Vormittag auftreten würde.

Die Globalstrahlung in unseren Breiten besteht aus ca. 40 % direkter und 60 % diffuser Strahlung (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, 2019). In Abbildung 25 ist der Jahresverlauf der PV-Anlage ersichtlich. Da die wirtschaftliche Optimierung die optimale Größe der PV-Anlage mit einem Modul errechnet hat, kann man die Ausrichtung und Neigung direkt vergleichen. Die Unterschiede ergeben sich, wie bereits erwähnt, durch den Prozentabzug von nicht optimal ausgerichteten PV-Anlagen.

Wie hoch ist die optimierte Eigenverbrauchsabdeckung eines Haushaltes in einer Wiener Stadtwohnung durch eine Photovoltaikanlage mit passendem Speicher?

Betrachtet man die optimierte Eigenverbrauchsabdeckung mit nur einer geringen Kapitalverzinsung, so kommt man bereits bei Szenario 1, bei einer Neigung von 30°, mit 35 – 40 % auf ein sehr gutes Ergebnis. Die West bzw. Ost-Ausrichtung mit 90° ist bei Szenario 1 nicht wirtschaftlich, bei Südwest, Südost und Süd Ausrichtung werden Ergebnisse von 8 – 16 % erreicht. Wichtig hierbei ist, dass Szenario 1 bei 90° Neigung nicht immer die maximale Anzahl an Modulen optimiert.

Durch die Kostenreduktion von PV und Speicher kann bei Szenario 2 und 3 die Eigenverbrauchsquote nochmal leicht angehoben werden. Vor allem bei Szenario 2 mit 90° Neigung, was vor allem daran liegt, dass durch die Kostenreduktion der PV-Module die optimierte Modulanzahl auf drei gesteigert wird.

Bei Szenario 3 lässt sich die Eigenverbrauchsabdeckung kaum noch erhöhen, obwohl man den Speicher im Vergleich zu Szenario 2 mehr als verdoppelt. In Abbildung 35 und Abbildung 37 lässt sich auch erkennen, dass bei Szenario 3 die Speicher nicht mehr voll geladen werden, was mit einer weiteren Optimierung angepasst wurde. Um ein noch besseres Ergebnis zu erzielen, müsste man die Modulanzahl weiter erhöhen, was aber bedeuten würde, dass die Anlage nicht mehr als elektrisches Betriebsmittel eingeordnet werden kann und somit als elektrische Anlage betrieben werden müsste. Dadurch würde man den „Plug and Play“ Vorteil von netzgekoppelten, steckerfertigen Kleinst-PV-Anlagen verlieren.

Mit der Erhöhung des Speichers sorgt man aber dafür, dass immer weniger Strom ins Netz eingespeist wird. In Szenario 3 ist der Speicher so groß, dass gar kein Strom mehr ins Netz rückgespeist wird.

Durch die Korrektur der Speichergröße wird eine bessere Amortisationsdauer sowie eine höhere Kapitalverzinsung erreicht. Durch die Optimierung wird nun auch wieder Strom ins Netz eingespeist wobei die Menge mit weniger als einer Wh sehr gering ist. Szenario 3 mit korrigierten Speicher zeigt, dass bei weiteren Preisreduktionen im Speicher und PV Bereich durchaus auch die Maximierung der Eigenverbrauchsquote ein wirtschaftlich interessanter Ansatz ist.

Wie groß ist die Photovoltaikanlage im wirtschaftlichen Optimalfall (ohne Flächenbegrenzung) abhängig von der topographischen Situation?

Die wirtschaftliche Optimierung ergab, dass bei allen Szenarien, Ausrichtungen und Neigungen die optimale Anzahl an Modulen gleich 1 ist. Bei der Optimierung wird zwar überall ein Speicher angenommen, jedoch ist die errechnete Speicherkapazität mit bis zu 0,11 kWh sehr klein.

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird die Kapitalverzinsung herangezogen. Bei 30° erreicht die Kapitalverzinsung Werte von 9 bis 17 %, bei 90° 3 bis 9%.

Das Ergebnis der verschiedenen Szenarien zeigt aber eindeutig, dass durch die Reduktion der PV-Kosten, vor allem für netzgekoppelte, steckerfertige Kleinst-PV-Anlagen, schon sehr gute Ergebnisse erzielt werden können. Vor allem eine Senkung der Amortisationsdauer könnte für ein Investment in Kleinst-PV-Anlagen interessant sein.

Bei einer Studie der e-control Austria zur Kleinst-PV wurden beim Autarkiegrad von einem Modul ähnliche Ergebnisse wie in dieser Arbeit erzielt (Erge et al., 2017, S. 69). Abweichungen entstehen vor allem aufgrund des unterschiedlichen Lastprofils. Auch bei der Amortisationsdauer wurden ähnliche Ergebnisse erzielt, wobei hier erwähnt sei, dass die Studie zur Kleinst-PV mit 1800€/kWp von aktuell höheren Preisen ausgeht, als es in dieser Arbeit der Fall ist (Erge et al., 2017, S. 81).

7 Schlussfolgerung

Das typische Bild einer Photovoltaikanlage zeigt ein Modul mit charakteristisch blauem Muster auf einem Einfamilienhaus oder einer Freifläche. Diese Arbeit soll aufzeigen, dass es auch andere Einsatzorte gibt, an denen eine PV-Anlage genutzt werden kann. Auch Menschen in der Stadt können diese Technologie nutzen und sinnvoll einsetzen, somit kann jeder seinen Teil zu der Energiewende beitragen.

Wie die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, kann eine PV-Anlage unter gewissen Voraussetzungen auch in einer Wiener Stadtwohnung wirtschaftlich interessant sein. Schon mit den Investitionskosten momentan erhältlicher Anlagen lassen sich positive Ergebnisse auch bei nicht optimaler Ausrichtung und Neigung erzielen.

Durch weitere Reduktion der Investitionskosten für Kleinst-PV und Speicher lassen sich immer attraktivere Ergebnisse erzielen, sowohl wirtschaftlich als auch aus Sicht des Autarkiegrads. Diese Arbeit zeigte zwei sehr extreme Optimierungen, zum einen den Ansatz möglichst viel der im Haushalt benötigten elektrischen Energie selbst zu erzeugen, zum anderen die maximale Rentabilität der Investition der Anlage herauszuholen. Ein gutes Ergebnis liegt vermutlich irgendwo dazwischen und muss Fall zu Fall bestimmt werden. Durch die Einstellung der Nebenbedingungen kann auch ein Ergebnis erzielt werden, das beide Seiten vernünftig abdeckt.

Somit kann zukünftig ein Wohnungsbesitzer, aber auch Mieter, der zumindest Ost- oder Westfassadenflächen zur Verfügung hat, mit seiner eigenen PV-Anlage Strom produzieren und dadurch einen Teil seines Stromverbrauches selbst decken, was dabei helfen kann, die eigenen Kosten zu senken.

Abschließend kann gesagt werden, dass mit sinkenden Preisen für Kleinst-PV und Speicher künftig jeder, der die Möglichkeit dazu hat, seinen eigenen Strom produzieren kann mit dem Wissen, dass die Anlage sich in kurzer Zeit amortisiert. Vor allem für Mieter könnten kurze Amortisationsdauern interessant sein.

8 Abkürzungen

Kleinst-PV	steckerfertige, netzgekoppelte Kleinst-PV-Anlage
V	Volt
Hz	Hertz
W	Watt
Wp	Watt peak
Wh	Wattstunde
P	elektrische Leistung [W]
E_0	Solarkonstante
Akku	Akkumulator
MPP	Maximum Power Point
MS-Excel	Microsoft Excel
NPV	Net Present Value (Barwert)
BOKU	Universität für Bodenkultur Wien
PV	Photovoltaik

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Prinzipieller Aufbau eines Photovoltaikmoduls (Quaschnig, 2010, S. 110).....	4
Abbildung 2 - Aufbau eines Siliziumkristalls: links ist das Kugelmodell zu sehen, rechts die zweidimensionale Darstellung (Mertens 2015, S. 67).....	6
Abbildung 3 - Entstehung der Energiebänder in einem Halbleiterkreis: Die Kopplung der Atome führt zu einem Aufspreizen der Energieniveaus. Für $n \rightarrow \infty$ ergeben sich daraus kontinuierliche Energiebänder (Mertens 2015, S. 68).....	7
Abbildung 4 - Energiebänder bei Leitern, Halbleitern und Isolatoren (Quaschnig, 2015, S. 182).....	8
Abbildung 5 - Der pn-Übergang: Elektronen strömen von der n-Seite zur p-Seite und besetzen dort die Löcher. Auf der n-Seite bleiben ortsfeste positive Ladungen zurück, auf der p-Seite entstehen ortsfeste negative Ladungen (Mertens 2015, S. 76).....	9
Abbildung 6 - Beleuchteter pn-Übergang: Die durch Lichtabsorption erzeugten freien Elektronen und Löcher werden vom Feld der Raumladungszone getrennt und "nach Hause gebracht" (Mertens, 2015, S. 88)	10
Abbildung 7 - Symbol und Kennlinien einer Photodiode (Mertens, 2015, S. 89)	10
Abbildung 8 - Einfluss von Strahlung und Temperatur auf die Strom-Spannungskennlinie (Kaltschmitt & Streicher, 2009, S. 168).....	11
Abbildung 9 Prinzipieller Aufbau eines Blei-Säure-Akkus: Beim Entladen entsteht an beiden Elektroden eine Schicht aus Bleisulfat ($PbSO_4$), die während des Ladevorgangs wieder abgebaut wird (Mertens 2015, S. 219).....	15
Abbildung 10 - Schema der Funktionsweise eines Lithiumionen-Akkumulators (Felixberger 2017, S. 161).....	16
Abbildung 11 - Fluke 1735 Power Logger (eigene Darstellung 2018)	22
Abbildung 12 - Schematische Darstellung der Drehstrom Stern-Anschlüsse (Fluke 2006)	23
Abbildung 13 - Messaufbau im Sicherungskasten der Wohnung	24
Abbildung 14 - Wetterstation BOKU mit den beiden Pyranometern (BOKU 2018)...	26

Abbildung 15 - Einfluss von Ausrichtung und Neigung auf die Jahresstrahlungssumme an verschiedenen Standorten (Mertens, 2015, S. 346)	28
Abbildung 16 – Eingabemaske für die wirtschaftliche Optimierung Excel-Solver (eigene Darstellung, 2018)	33
Abbildung 17 - Eingabemaske für die Optimierung der Eigenverbrauchsquote Excel-Solver (eigene Darstellung, 2018)	34
Abbildung 18 - Eingabemaske für Korrektur der Speichergröße (eigene Darstellung, 2019)	35
Abbildung 19 - Stromlastprofil vom 25.04.2018 in [W].....	36
Abbildung 20 - Stromlastprofil vom 12.05.2018 in [W].....	37
Abbildung 21 - Stromlastprofil Mai in [W].....	38
Abbildung 22 - Sonneneinstrahlung und Leistung einer Photovoltaik-Anlage bei unterschiedlichen Wetterbedingungen (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA 2019).	39
Abbildung 23 - PV Ertrag - Süd Ausrichtung - Neigung 30° [W]	40
Abbildung 24 - PV Ertrag - Süd Ausrichtung - Neigung 90° [W]	40
Abbildung 25 - PV Ertrag in verschiedenen Ausrichtungen und Neigungen im Jahresverlauf in [W].....	41
Abbildung 26 - Lastgang bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung im Sommer 01.06.2018 [Wh] (Szenario 1).....	43
Abbildung 27 - Speicherstand übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung (Szenario 1).....	43
Abbildung 28 - Lastgang bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung im Sommer 01.06.2018 [Wh] (Szenario 1).....	44
Abbildung 29 - Speicherstand übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung (Szenario 1).....	44
Abbildung 30 - Lastgang bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung im Sommer 01.06.2018 [Wh] (Szenario 2).....	46
Abbildung 31 - Speicherstand übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung (Szenario 2).....	47

Abbildung 32 - Lastgang bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung im Sommer 01.06.2018 [Wh] (Szenario 2).....	47
Abbildung 33 - Speicherstand übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung (Szenario 2).....	48
Abbildung 34 - Lastgang bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung im Sommer 01.06.2018 [Wh] (Szenario 3).....	49
Abbildung 35 - Speicherstand übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung (Szenario 3).....	50
Abbildung 36 - Lastgang bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung im Sommer 01.06.2018 [Wh] (Szenario 3).....	50
Abbildung 37 - Speicherstand übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung (Szenario 3).....	51
Abbildung 38 - Speicherstand korrigiert übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung (Szenario 3).....	51
Abbildung 39 - Speicherstand korrigiert übers Jahr bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung (Szenario 3).....	52
Abbildung 40 - Lastgang wirtschaftliche Optimierung bei Süd-Ausrichtung und 30° Neigung im Sommer [Wh].....	55
Abbildung 41 - Lastgang wirtschaftliche Optimierung bei Süd-Ausrichtung und 90° Neigung im Sommer [Wh].....	55

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 - PV- und Batteriekosten unterschiedlicher Szenarien.....	31
Tabelle 2 - Ergebnis optimale Eigenverbrauchsabdeckung Szenario 1.....	45
Tabelle 3 - Ergebnis optimale Eigenverbrauchsabdeckung Szenario 2.....	45
Tabelle 4 - Ergebnis optimale Eigenverbrauchsabdeckung Szenario 3.....	49
Tabelle 5 - Ergebnis optimale Eigenverbrauchsabdeckung mit korrigierten Speichergrößen Szenario 3.....	52
Tabelle 6 - Ergebnis der Optimierung bei Ost/West-Ausrichtung	53
Tabelle 7 - Ergebnis der Optimierung bei Süd-Ost/West-Ausrichtung.....	54
Tabelle 8 - Ergebnis der Optimierung bei Süd-Ausrichtung.....	54

11 Literaturverzeichnis

- Brauner, G. (2016). *Energiesysteme: regenerativ und dezentral. Strategien für die Energiewende*. Wiesbaden: Springer Vieweg. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-12755-8>
- Brooks, M. & Blackburn, S. (2015). *Die großen Fragen. Physik* (1. Aufl.). s.l.: Spektrum Akademischer Verlag. Verfügbar unter <http://gbv.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=2093152>
- Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus. (2018). *Energie in Österreich 2018. Zahlen, Daten, Fakten*. Zugriff am 28.05.2019. Verfügbar unter https://www.bmnt.gv.at/dam/jcr:3db9b813-8c0f-49fd-b5ff-89e9600c3cd7/Energie_in_OE2018_Barrierefrei.pdf
- Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, Hrsg.). (2019). *PV-Auslegung. Globalstrahlung im Jahresverlauf*. Verfügbar unter <https://www.pvaustria.at/meine-pv-anlage/technologie/>
- Erge, T., Laukamp, H., Diazgranados, L. M., Armbruster, A. & Fischer, D. (2017). *Steckerfertige, netzgekoppelte, Kleinst-PV-Anlagen. Studie für E-control*. 79110 Freiburg, Deutschland: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE. Zugriff am 21.05.2019. Verfügbar unter <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/E-Control-Studie-KleinstPV.pdf>
- Felixberger, J. K. (2017). *Chemie für Einsteiger*. Berlin: Springer Spektrum. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-52821-1>
- Fluke. (2006). *Bedienungshandbuch Fluke Power Logger 1735*.
- Kaltschmitt, M. & Streicher, W. (Hrsg.). (2009). *Regenerative Energien in Österreich. Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung* (Praxis, 1. Aufl.). Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-8348-9327-7>
- Mertens, K. (2015). *Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis* (3., neu bearbeitete und erweiterte Auflage). München: Fachbuchverlag Leipzig im Carl-Hanser-Verlag.
- OÖ Energiesparverband. (2018). *Photovoltaik. Strom aus der Sonne*. Zugriff am 28.10.2018. Verfügbar unter

https://www.energiesparverband.at/fileadmin/redakteure/ESV/Info_und_Service/Publikationen/Photovoltaik.pdf

Quaschnig, V. (2010). *Erneuerbare Energien und Klimaschutz. Hintergründe - Techniken - Anlagenplanung - Wirtschaftlichkeit* (2., aktualisierte Aufl.). München: Hanser.

Quaschnig, V. (2015). *Regenerative Energiesysteme. Technologie ; Berechnung ; Simulation ; mit 119 Tabellen* (9., aktualisierte und erw. Aufl.). München: Hanser.
<https://doi.org/10.3139/9783446443334>

Schabbach, T. & Wesselak, V. (2012). *Energie. Die Zukunft wird erneuerbar* (SpringerLink Bücher). Berlin: Springer Vieweg. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-24347-9>

Sterner, M. & Stadler, I. (Hrsg.). (2017). *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration* (2. korrigierte und ergänzte Auflage). Berlin: Springer Vieweg.
<https://doi.org/10.1007/978-3-662-48893-5>

Thielmann, A., Neef, C., Hettesheimer, T., Döscher, H., Wietschel, M. & Tübke, J. (Dezember 2017). *Energiespeicher-Roadmap. Hochenergie-Batterien 2030+ und Perspektiven zukünftiger Batterietechnologien* (Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung, ISI, Hrsg.). Karlsruhe. Zugriff am 27.08.2019. Verfügbar unter <https://www.isi.fraunhofer.de/de/presse/2017/presseinfo-29-2017-hochenergie-batterien-2030.html>

Thielmann, A., Sauer, A., Schnell, M., Isenmann, R. & Wietschel, M. (Dezember 2015). *Technologie-Roadmap stationäre Energiespeicher 2030* (Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung, ISI, Hrsg.). Karlsruhe. Zugriff am 27.08.2019. Verfügbar unter <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/TRM-SES.pdf>

Universität für Bodenkultur (Universität für Bodenkultur, Hrsg.). (2018). *Information zur Wetterstation*. Zugriff am 19.09.2018. Verfügbar unter <http://www.wau.boku.ac.at/met/wetter/informationen-zur-wetterstation/>

Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T. & Quaschnig, V. (2015). *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende* (1. Aufl.). Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag. Verfügbar unter <https://pvspeicher.htw-berlin.de/solarspeicherstudie/>

Wesselak, V. (2017). *Handbuch Regenerative Energietechnik* (3rd ed.). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Verfügbar unter <https://ebookcentral.proquest.com/lib/gbv/detail.action?docID=4795483>

Wesselak, V. & Voswinckel, S. (2012). *Photovoltaik. Wie Sonne zu Strom wird* (Technik im Fokus). Berlin: Springer Vieweg.

Wesselak, V. & Voswinckel, S. (2016). *Photovoltaik - wie Sonne zu Strom wird* (Technik im Fokus, 2. Auflage). Berlin, Heidelberg: Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-48906-2>

Eidesstaatliche Erklärung

Ich erkläre eidesstattlich, dass ich die Arbeit selbständig angefertigt habe. Es wurden keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel benutzt. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Formulierungen und Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Diese schriftliche Arbeit wurde noch an keiner Stelle vorgelegt.

Robert Müllechner

Wien, November 2019