Universität für Bodenkultur Wien

University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna

Optimierter Eigenstromverbrauch durch eine Photovoltaikanlage in Kombination mit einem Lithium-Ionen-Speicher bei einem landwirtschaftlichen Betrieb

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

im Rahmen des Studiums

Umwelt und Bioressourcenmanagement

eingereicht von

Simon Röck

Matr. Nr.: 1040604

Department für Materialwissenschaften und Prozesstechnik

Institut für Verfahrens- und Energietechnik

Betreuer:

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

Dipl.-Ing. David Wöß

Wien, September 2016

Vorwort und Danksagung

Mein bisheriger Lebensweg wurde einerseits vom elterlichen landwirtschaftlichen Betrieb und andererseits vom gewählten agrarischen Bildungsweg stark geprägt. Mit der Entscheidung an der Universität das gewohnte Berufsfeld zu verlassen, erfuhr ich zu vielen landwirtschaftlichen Themen neue Sicht- und Herangehensweisen. Ein interessantes Beispiel hierfür ist der Umgang mit Photovoltaik in meiner Heimatregion. Trotz der derzeit bekannten, wirtschaftlich angespannten Rahmenbedingungen in der Landwirtschaft aufgrund einer Überproduktion und einer gewissen Abhängigkeit in der Weiterverarbeitung der Produkte, läuft die Landwirtschaft Gefahr, im Bereich Photovoltaik dieselbe Situation herbeizuführen. Das derzeit vertragliche Förderprogramm veranlasst Landwirtinnen und Landwirte, vermehrt in große Photovoltaikanlagen zur Stromerzeugung zu investieren, obwohl die Situation am europäischen Strommarkt angespannt ist und eine Abhängigkeit in der Stromabnahme bei entsprechender Anlagengröße besteht. Hingegen wird eine Nutzung der Photovoltaik zur Kostensenkung durch Eigenverbrauchssysteme, ohne auf Verträge und Abnehmer gebunden zu sein, meist als unrentabel eingestuft.

Am Institut für Verfahrens- und Energietechnik an der Universität für Bodenkultur Wien bekam ich bei Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Tobias Pröll die Möglichkeit, mich mit der photovoltaischen Eigenstromversorgung im Zuge einer Masterarbeit intensiv zu beschäftigen und dafür möchte ich mich recht herzlich bedanken.

Ein großer Dank gilt meiner Partnerin und meiner Familie, dabei besonders meinen Eltern, welche mir dieses Studium ermöglicht haben.

Für das Lesen und Korrigieren der Arbeit darf ich mich bei Birgit Röck herzlich bedanken.

Bedanken möchte ich mich auch bei meinen Studienkolleginnen und Studienkollegen, welche mir mit ihren Erfahrungen immer zur Seite standen.

Kurzfassung

In den Jahren 2015 und 2016 wurde die optimale Systemkonfiguration einer Photovoltaikanlage in Kombination mit einem Lithium-Ionen-Speicher bei einem landwirtschaftlichen Milchviehbetrieb mit Milchverarbeitung im Pitztal untersucht. Dabei stand die Wirtschaftlichkeit aufgrund der Kostenvorteile durch den Eigenstromverbrauch im Vergleich zum Netzbezug im Vordergrund.

Die Datengrundlage bildeten einerseits eine solare Ertragsschätzung und andererseits ein betriebsspezifisches Stromlastprofil. Die solare Ertragsschätzung erfolgte auf Grundlage der Testreferenzjahre (TRY) des Deutschen Wetterdienstes. Diese ermittelten Werte der TRY-Region 15 (Alpenrand und -täler) wurden mit Praxiswerten einer bereits bestehenden Photovoltaikanlage im Ort und einer Ertragsschätzung mittels PVGIS verglichen. Dem Stromlastprofil im Fallbeispiel liegen Verbrauchsmessungen, welche zu je zwei Wochen im November 2015 und Dezember 2015 bzw. Jänner 2016 mit einem „1735 Power Logger“ von Fluke durchgeführt wurden, zu Grunde. Anhand dieser erhobenen Daten der Ertragsschätzung bzw. des Stromlastprofils wurde eine Zeitreihe über 365 Tage in 5-minütiger Auflösung erstellt. Anhand dieser Zeitreihe erfolgte die Optimierungsrechnung in Microsoft Excel für die Szenarien kurz-, mittel- und langfristig.

Ein Vergleich der ermittelten Ertragswerte einer Photovoltaikanlage anhand der TRY-Daten mit den Vergleichszahlen zeigt, dass eine leichte Unterschätzung des Ertrags um 3-5 % auftritt, welcher für die weitere Berechnung korrigiert wurde. Beim Stromlastprofil wird der Einfluss der Milchverarbeitung einerseits auf die Verbrauchsmenge und andererseits auf den Verbrauchszeitpunkt sichtbar. Für die photovoltaische Eigenstromversorgung ist der Betriebszweig Milchverarbeitung anhand der gewonnenen Ergebnisse daher als positiv zu beurteilen. Die optimale Systemkonfiguration liegt derzeit/kurzfristig bei einer Photovoltaikgröße von 12 kWp und keinem Speicher. Mittelfristig ändert sich diese Systemzusammensetzung nur in einem begrenzten Umfang, indem die Photovoltaikgröße auf 16 kWp steigt. Langfristig kommt es aufgrund einer angenommen Erhöhung der Netzbezugspreise und einer Senkung der Investitionskosten besonders beim Speicher zu einer optimalen Photovoltaikleistung von 39 kWp und einer Speichergröße von 49 kWh. Dies zeigt, dass die photovoltaische Eigenstromversorgung ein Zukunftsthema werden kann und wird.

Abstract

Optimization of the system configuration of a photovoltaic system in combination with a Lithium-Ion-battery was investigated in dairying on a dairy farm in the Pitztal in Tyrol/Austria. The investigation focused on profitability on the basis of the cost advantages of self-generated power consumption compared to the cost of power consumption from the national grid.

On the one hand, the database was formed from the solar yield estimate and on the other hand, from the company-specific current load profile. The basis for the estimation of the solar yield was the test reference years (TRY) of the German weather service. These established values of the TRY-region 15 (edge of the Alps and valleys) were compared to practical values of already existing photovoltaic systems in the region and a yield estimate by means of PVGIS. The current load profile in this particular case study is based on consumption measurements, which were established in November 2015 and December 2015 or in January 2016 with a Fluke “1735 Power Logger” Fluke for two weeks each. On the basis of this established data of the yield estimate and the current load profile, a time series of over 365 days in 5-mintue dispersals was drawn up. Based on this time series, the optimization calculation for short-, medium- and long-term scenarios took place in Microsoft Excel.

A comparison of the established yield of a photovoltaic system based on the TRY-data with the comparative figures shows that a light underestimation in the yield of 3-5% occurs. This underestimation was altered for further calculations. Within the current load profile, the influence of dairying gets apparent on the consumption volume on the one hand and on the time of consumption on the other hand. Therefore, based on the results, the photovoltaic self-generation within dairying is to be assessed positively. In the short-term, the optimal system configuration remains at a size of the photovoltaic system of 12 kWp with no storage. In the medium-term the system composition changes on a limited scale, in the means of a rise in the size to 16 kWp. An estimated rise of the price on the national grid and a lowering of the investment costs, especially for the storage, leads to an optimal photovoltaic output of 39 kWp and a storage capacity of 49 kWh in the long-term. It can be expected that the self-generation of power will be a topic for the future.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 8

2 Literaturüberblick 9

2.1 Einführung in die Stromerzeugung mittels Photovoltaik 9

2.1.1 Arbeitsweise einer Photovoltaikanlage 10

2.1.2 Beschreibung der verschiedenen Anlagennutzungssysteme 19

2.2 Darstellung von photovoltaischen Eigenverbrauchssystemen 21

2.2.1 Eigenverbrauchssysteme mit Speicher 21

2.2.2 Eigenverbrauchssysteme mit Heizung 22

2.3 Lithium-Ionen-Speicher 24

2.3.1 Aufbau und Funktion einer Lithium-Ionen-Zelle 26

2.3.2 Aktivmaterial und Elektrolyte 28

2.3.3 Bauformen und Anwendungsmöglichkeiten 30

2.4 Planung und Auslegung von Eigenverbrauchssystemen 32

2.4.1 Bedeutung von Stromlastprofilen 32

2.4.2 Ermittlung der elektrischen Ertragslage einer Photovoltaikanlage 35

2.4.3 Mathematische Ermittlung des Eigenverbrauchsanteils 36

2.4.4 Bestimmung des Autarkiegrades eines Abnehmers 37

3 Ziel dieser Diplomarbeit 38

4 Fallbeispiel 39

4.1 Betriebsbeschreibung 39

4.2 Energetische Ausgangslage am Betrieb 40

4.2.1 Stromversorgung 40

4.2.2 Wärmeversorgung 41

5 Methodik der Datenauswertung 42
5.1 Ermittlung des Ertragspotentials 42
5.1.1 TRY-Datensätze 42
5.1.2 Strahlung auf geneigte Flächen 44
5.1.3 Sonnenstandsdiagramm 47
5.1.4 Ertragskalkulation 48
5.2 Erstellung eines Stromlastprofils 48
5.2.1 Zeitraum der Verbrauchsmessung 48
5.2.2 Messgeräte 49
5.2.3 Messaufbau 51
5.2.4 Datenauswertung 52
5.3 Modellerstellung zur Anlagendimensionierung 53
5.3.1 Stromverbrauch 53
5.3.2 Photovoltaikertrag 54
5.3.3 Berechnung des Netzbezuges und der Netzeinspeisung 55
5.3.4 Wirtschaftlichkeitsberechnung 56
5.3.5 Optimierungsrechnung 61
6 Ergebnisse 62
6.1 Ertragspotential einer Photovoltaikanlage am Dach 62
6.2 Lastprofil des Betriebes 65
6.3 Anlagengröße für den wirtschaftlich optimierten Eigenstromverbrauch 69
6.3.1 Kurzfristige – derzeitige optimale Systemkonfiguration 69
6.3.2 Mittel- und langfristige Entwicklungen 73

6.4 Gesamtbetriebliche elektrische Betriebsweise 79
6.4.1 Derzeitige - kurzfristige Kostensituation 79
6.4.2 Langfristige Kostenentwicklung 80
7 Diskussion 83
8 Schlussfolgerung 86
9 Abkürzungen 87
10 Begriffsbestimmungen 87
11 Literaturverzeichnis 89
12 Abbildungsverzeichnis 93
13 Tabellenverzeichnis 97

1 Einleitung

Österreich ist gemäß dem im Dezember 2008 verabschiedeten Energie- und Klimapaket der Europäischen Union verpflichtet, den Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoinlandsverbrauch bis 2020 auf 34 %, bezogen auf das Jahr 2005, zu erhöhen (BMWFJ und BMLFUW 2010, 7). Um diese energiepolitische Zielsetzung im Bereich Photovoltaik zu erreichen wurden mehrere Maßnahmen, wie beispielsweise das Ökostromgesetz, veranlasst. Dieses regelt unter anderem die Konditionen für eine Einspeisung von Ökostrom aus Photovoltaik in das öffentliche Stromnetz (*Ökostromgesetz 2012* 2012, 14).

Gleichzeitig zu den politischen Rahmenbedingungen sanken die Investitionskosten in eine Photovoltaikanlage durch den technischen Fortschritt seit 2006 laut Wirth (2015, 7f) durchschnittlich um 13 % pro Jahr. Dieser Rückgang der Investitionskosten führte in den letzten Jahren dazu, dass die Stromgestehungskosten auf 0,078 bis 0,142 €/kWh sanken (Kost u. a. 2013, 2). Ein Vergleich der Stromgestehungskosten mit dem derzeit durchschnittlichen Bruttostrombezugspreis für Haushalte von 20,10 Cent/kWh zeigt einen deutlichen Kostenvorteil bei selbst erzeugtem, elektrischen Strom gegenüber dem Netzbezugspreis (Österreichs Energie 2015).

Somit ergibt sich neben der photovoltaischen Stromerzeugung zur Erzielung von Einnahmen durch den Ökostromverkauf die Möglichkeit, eine Anlage aufgrund der Kosteneinsparung durch einen optimierten Eigenstromverbrauch wirtschaftlich zu betreiben, ohne auf Lieferverträge vertrauen zu müssen. Die Zweite dieser dargestellten Betriebsformen wird im Zuge dieser Arbeit anhand eines Fallbeispiels behandelt. Hierbei wird neben der durchaus ausgereiften Technik der Photovoltaik auch die in den Startlöchern stehende Technologie der Lithium-Ionen-Speicher miteinbezogen. Dabei steht die wirtschaftliche Systemkonfiguration zwischen Photovoltaik und Speicher für einen optimierten Eigenstromverbrauch eines landwirtschaftlichen Betriebes im Mittelpunkt der Arbeit.

Das Hintergrundwissen hierfür liefert der nächste Abschnitt dieser Arbeit. Im Anschluss daran wird der Optimierungsprozess mit den dazugehörigen Schritten der Datengewinnung beschrieben, bevor die gewonnen Ergebnisse dargestellt werden.

2 Literaturüberblick

Im zweiten Abschnitt dieser Arbeit wird den Lesern und Leserinnen ein Überblick über bereits Bekanntes und Erforschtes zum Thema Photovoltaik und Energiespeicher gegeben. Diese Aufarbeitung der Ergebnisse aus der Literatur dient als Grundlage für die eigenen Ergebnisse dieser Diplomarbeit. Beginnend mit einer Einführung in die Technologie der Photovoltaik, über verschiedene Eigenverbrauchs- und Speichersysteme bis hin zu Planungs- und Auslegungsgrundlagen, soll das notwendige Hintergrundwissen zum Verständnis des Fallbeispiels vermittelt werden.

2.1 Einführung in die Stromerzeugung mittels Photovoltaik

Die Verwendung des Begriffes Photovoltaik für die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in Elektrizität beginnt um 1920. Der Begriff Photovoltaik wird aus den Wörtern Photo (griechisch und steht für Licht) und Volta (Einheit der elektrischen Spannung) gebildet (Quaschning 2015, 178).

Die Geschichte der Photovoltaik beginnt im Jahr 1839 mit der Entdeckung des Photoeffektes durch den Französischen Physiker Alexandre-Edmond Becquerel. Dieser beobachtete den Photoeffekt, bei welchem Elektronen unter Lichteinwirkung aus einem Festkörper austreten. Heute bezeichnet man dies als äußeren Photoeffekt (Wesselak und Voswinckel 2012, 4). Für die Photovoltaik spielt der äußere Photoeffekt keine direkte Rolle, da hierbei der innere Photoeffekt genutzt wird. Dieser Effekt wurde erstmals 1873 beobachtet und laut Quaschning (2015, 183) von Albert Einstein in seiner Lichtquantenhypothese im Jahr 1905 erstmals beschrieben.

Das Verständnis für die heutige Photovoltaik begann erst über 100 Jahre nach der Entdeckung des Photoeffektes mit dem Konzept des p-n-Überganges. Auf der Grundlage dieses Modells vom amerikanischen Physiker William Shockley wurden im Jahr 1953 die ersten Silizium-Solarzellen mit p-n-Übergang und einem Wirkungsgrad von 5 % in den Bell Laboratories entwickelt (Wesselak und Voswinckel 2012, 4). Quaschning (2015, 178) verweist, als treibende Kraft dieser Forschungsprojekte, auf die Raumfahrt. Aufgrund des hohen Wertes der erzeugten Energie im Weltraum spielten die Kosten der Photovoltaik damals eine nebensächliche Rolle.

Der Nutzungsschwerpunkt änderte sich laut Wesselak und Voswinckel (2012, 5) aufgrund der Ölkrise erst Mitte der 70er Jahre. Dieses Ereignis führte zu einem weltweiten Interesse an erneuerbaren Energien und in Folge übertraf die Produktion

von Solarzellen für terrestrische Zwecke erstmals die der Raumfahrt. Die terrestrischen Anwendungen beschränkten sich anfangs auf Inselsysteme, vorwiegend bei Kommunikations- und Signalanlagen. In den 1980er Jahren wurden bereits erste Großprojekte mit Nennleistungen bis in den Megawattbereich realisiert. Eines der ersten Projekte war das Projekt Megawatt in der Schweiz mit 333 Anlagen und einer Spitzenleistung von jeweils 3 kWp. Diesem Beispiel folgten jährlich neue Staaten mit Investitionsprogrammen für Photovoltaik. Diese Programme beinhalten bis heute finanzielle Förderungen für die Anlagenerrichtung und Regelungen zur Stromeinspeisung in das öffentliche Stromnetz.

Hinsichtlich der technischen Entwicklung wurde bis in die 90er Jahre eine Wirkungsgraderhöhung von kristallinen Zellen angestrebt. Im letzten Jahrzehnt standen vermehrt die Automatisierung der Herstellungsprozesse, die Vergrößerung der Zellfläche sowie die Material- und Kostenersparnis im Vordergrund (Wesselak und Voswinckel 2012, 6f).

2.1.1 Arbeitsweise einer Photovoltaikanlage

In diesem Abschnitt der Diplomarbeit werden die physikalischen Grundlagen einer Solarzelle detailliert beschrieben, da dies die Grundlage der photovoltaischen Stromerzeugung ist. Auf eine genaue Beschreibung der Komponenten einer Photovoltaikanlage wird hingegen verzichtet, da deren technische Eigenschaften keinen wesentlichen Einfluss auf die Forschungsschwerpunkte dieser Arbeit haben.

Physikalische Grundlagen

Ausgehend vom Aufbau der Atome soll anschließend über das Energiebändermodell für Festkörper die Funktionsweise von Halbleiter-Solarzellen dargestellt werden. Ein Atom besteht neben den positiv geladenen Protonen und den nicht geladenen Neutronen im Atomkern aus negativ geladenen Elektronen. Diese Elektronen nehmen spezifische Energieniveaus um den Kern ein. Die Energieniveaus werden je nach Atommodell „Schalen“ oder „Orbitale“ genannt und können nur eine bestimmte Anzahl von Elektronen aufnehmen.

Wenn Atome einen Festkörper bilden, beansprucht weiterhin jedes Elektron ein eigenes Energieniveau, welches im Festkörper als Energieband bezeichnet wird (Müller und Kaltschmitt 2014, 353).

Zwischen den „erlaubten“ Energiebändern liegen Energielücken, welche als „verbotene“ Bänder bezeichnet werden. Den stark gebundenen Elektronen in Kernnähe stehen schmale und den äußeren Elektronen breite Energiebänder zur Verfügung. Die Breite der Energielücken variiert in umgekehrter Weise, wie Abbildung 1 zeigt. Diese Abstände der erlaubten bzw. verbotenen Bänder sind bestimmend für die elektrischen und optischen Eigenschaften eines Festkörpers (Müller und Kaltschmitt 2014, 353f).

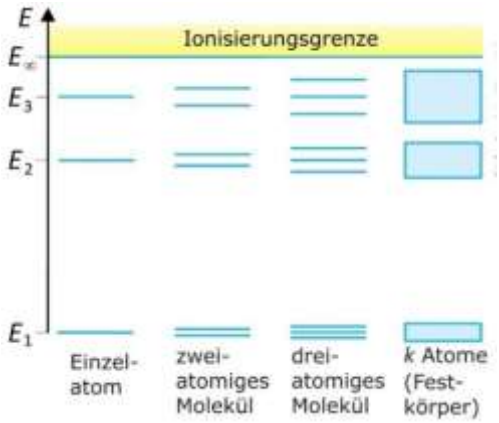


Abbildung 1: Energiezustände bzw. Energiebänder der Elektronen im Atom, in Molekülen und im Festkörper (Quaschning 2015, 182)

Auch bei den Energiebändern ist die Zahl der möglichen Elektronen in den jeweiligen Energieniveaus begrenzt. Hierbei werden die Bänder beginnend beim ersten Band nacheinander mit Elektronen gefüllt. Das oberste, vollständig gefüllte Band wird als Valenzband (VB) bezeichnet. Diese Elektronen sind daher nicht frei beweglich und ergeben keine elektrische Leitfähigkeit. Das nächst höhere Band heißt Leitungsband (LB) und kann teilweise gefüllt oder vollständig leer sein. Diese teilweise Füllung ist die Voraussetzung für freie Elektronen und somit für eine elektrische Leitfähigkeit. Der Energieabstand zwischen Valenz- und Leitungsband wird als Bandabstand (E_g) bezeichnet und entspricht der notwendigen Mindestenergie um ein Elektron aus dem Valenzband in das Leitungsband zu heben (Quaschning 2015, 182).

In Abbildung 2 wird die Einteilung von Festkörpern in Leiter, Halbleiter oder Nichtleiter (Isolatoren) je nach Anordnung und Besetzung der Bänder dargestellt.

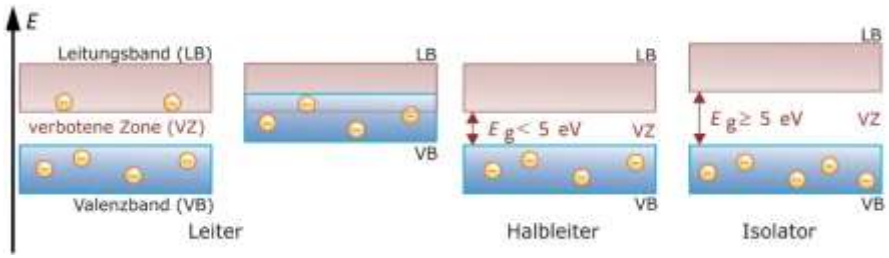


Abbildung 2: Energiebänder bei Leitern, Halbleitern und Isolatoren (Quaschning 2015, 182)

In Leitern (z.B. Metalle und ihre Legierungen) ist das Leitungsband entweder nicht vollständig mit Elektronen besetzt oder das Valenzband und das Leitungsband überlappen sich, wodurch ebenfalls ein teilbesetztes Leitungsband vorliegt und somit eine elektrische Leitfähigkeit gegeben ist (Quaschning 2015, 182).

Müller und Kaltschmitt (2014, 355) definieren Nichtleiter (z.B. Gummi, Keramik) mit einem vollständig gefüllten Valenzband und einem großen Bandabstand (E_g > 3eV) zum leeren Leitungsband. Quaschning (2015, 182) gibt diesen Abstand mit (E_g > 5eV) an. Aus diesem Grund besitzen sie bei Raumtemperatur keine freien Elektronen und sind daher nicht leitfähig.

Auch Halbleiter (z.B. Silizium, Germanium) sind im Prinzip Nichtleiter, da das Leitungsband leer ist. Aufgrund des relativ schmalen Bandabstandes werden Elektronen jedoch durch thermische Energie sehr leicht aus ihren Bindungen gelöst und ins Leitungsband angehoben. Somit wird ein Halbleiter vom Isolator bei tiefen Temperaturen zu einem Leiter bei höheren Temperaturen (Müller und Kaltschmitt 2014, 355).

Diese Eigenschaft der Halbleiter wird für die Photovoltaik genutzt. Laut Quaschning (2015, 183) heißt das Anheben von Elektronen in das Leitungsband innerer Photoeffekt. Die dafür benötigte Energie stammt von Photonen aus dem Sonnenlicht. Diese Energie des Photons muss größer als der Bandabstand sein, damit ein Elektron ins Leitungsband gelangt und somit mit Hilfe des inneren Photoeffektes elektrischer Strom fließen kann.

Funktionsprinzip einer Photovoltaikzelle

Wie oberhalb erwähnt, werden in der Photovoltaik Halbleiter genutzt. Elementarhalbleiter sind Elemente aus der IV. Gruppe im Periodensystem. Diese verfügen im Mittel über vier Elektronen in der äußeren Schale, die sogenannten Valenzelektronen. Neben den Elementarhalbleitern werden auch Verbindungen von zwei Elementen als Halbleiter, wie in Tabelle 1 angeführt, verwendet.

Tabelle 1: Beispiele für Halbleiter (Quaschning 2015, 183)

Elementarhalbleiter (IV-Halbleiter)	III-V-Halbleiter	II-VI-Halbleiter
Silizium (Si)	Galliumarsenid (GaAs)	Cadmiumtellurid (CdTe)
Germanium (Ge)	Indiumantimonid (InSb)	Zinkselenid (ZnSe)
Zinn (Sn)	Indiumphosphid (InP)	Zinktellurid (ZnTe)

Der gebräuchlichste Halbleitergrundstoff für Photovoltaik ist derzeit Silizium. Wesselak und Voswinckel (2012, 28) beziffern die weltweite Verwendung von Silizium für Photovoltaik mit 85 %. Aus diesem Grund wird die Funktionsweise einer Zelle anhand von Silizium dargestellt.

Silizium besitzt in der äußersten Schale 4 Valenzelektronen. Um einen stabilen Zustand zu erreichen, bilden im Silizium-Kristallgitter jeweils zwei Elektronen von benachbarten Atomen eine Elektronenpaarbindung. Durch vier Elektronenpaarbindungen erreicht Silizium die stabile Elektronenkonfiguration, wie in Abbildung 3 links dargestellt. Im Bändermodell ist das Valenzband dabei voll besetzt und das Leitungsband leer (Quaschning 2015, 184).

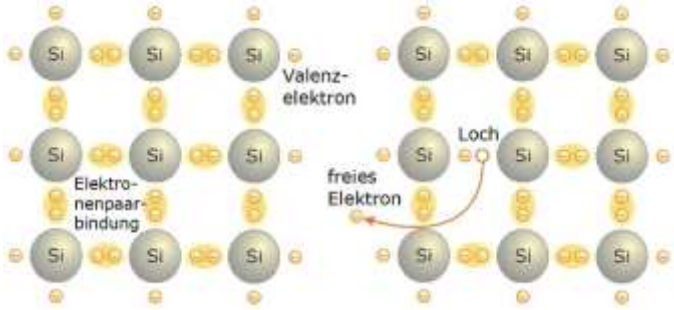


Abbildung 3: Kristallstruktur von Silizium (links), Eigenleitung im Kristallgitter (rechts) (Quaschning 2015, 184)

Durch den Einfluss von Licht oder Wärme können sich bei Halbleitern Valenzelektronen lösen und freie Elektronen gelangen somit ins Leitungsband. Diese können sich dort frei bewegen und es erfolgt eine Elektronenleitung. Neben den freien Elektronen im Leitungsband können auch die entstehenden Löcher, Defektelektron genannt, im Valenzband wandern. Dieser Vorgang wird als Löcherleitung bezeichnet. Diese Bildung von Defektelektronen wird als Eigenleitung des Halbleiters bezeichnet und kann in Abbildung 3 rechts nachvollzogen werden (Müller und Kaltschmitt 2014, 356).

Damit die Eigenleitung im Kristallgitter möglich wird, muss von außen eine elektrische Spannung angelegt werden. Somit kann die Eigenleitung zur Erzeugung von elektrischem Strom nicht verwendet werden. Daher wird bei Photovoltaik auf den Effekt der Störstellenleitung zurückgegriffen. Dabei werden Elemente aus der V. Gruppe, wie Phosphor mit fünf Valenzelektronen, in das Silizium-Kristallgitter eingebaut. Dieses fünfte Elektron kann keine Bindung mit einem Nachbarelektron eingehen und steht, wie Abbildung 4 zeigt, als freies Elektron zur Verfügung. Dieser Vorgang wird als n-Dotierung bezeichnet. Dabei beruht die elektrische Leitung vor allem auf dem Transport von Elektronen. Der Leiter wird dabei n-leitend.

Anstelle von Elementen aus der V. Gruppe werden auch Elemente aus der III. Gruppe mit drei Valenzelektronen (z.B. Bor) in das Silizium-Kristallgitter eingebaut. Dadurch fehlt ein Valenzelektron und es entsteht ein Loch als Störstelle. In diesem Fall steht ein frei bewegliches Loch als Transportmittel zur Verfügung. Dieser Vorgang wird als p-Dotierung bezeichnet. Der Halbleiter wird dabei p-leitend (Quaschning 2015, 186).

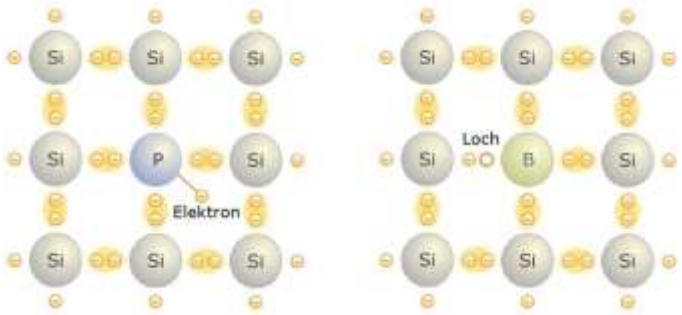


Abbildung 4: Störstellenleitung bei n- und p-dotiertem Silizium (Quaschning 2015, 185)

Wird durch ein Zusammenfügen von p- und n-Material ein p-n-Übergang hergestellt, gibt es aufgrund des starken Konzentrationsgefälles von Elektronen im Leitungsband und Defektelektronen im Valenzband Diffusionsprozesse von Löchern aus dem p- in das n- Gebiet und Elektronen aus dem n- in das p- Gebiet. Aufgrund dieser Diffusionsprozesse entsteht, wie in Abbildung 5 dargestellt, auf der p-Seite eine negative und auf der n-Seite eine positive Raumladungszone (Müller und Kaltschmitt 2014, 362).

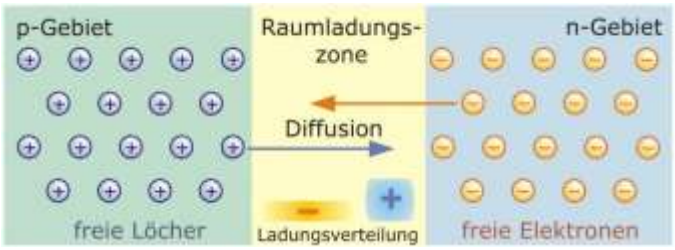


Abbildung 5: Raumladungszone im p-n-Übergang (Quaschning 2015, 186)

Dringen nun Photonen mit einer Energie > E_g in den p-n-Übergang ein, wird das entstandene Ladungsträgerpaar in der Raumladungszone getrennt. Dabei fließt das Elektron aufgrund der Ladungsverteilung, wie in Abbildung 6 dargestellt, ins n-Gebiet und das Loch ins p-Gebiet. Diese Elektronen werden durch einen Frontkontakt im n-Gebiet aufgenommen und über einen elektrischen Verbraucher zum Rückseitenkontakt geleitet. Somit ist der Stromkreis geschlossen und es fließt elektrischer Strom (Müller und Kaltschmitt 2014, 363).

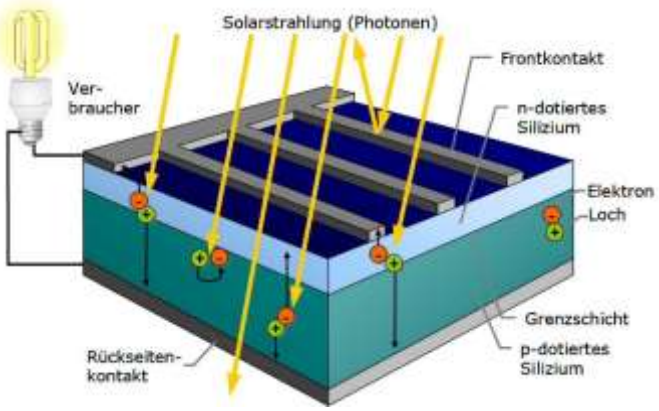


Abbildung 6: Prinzipieller Aufbau einer kristallinen Siliziumzelle (Quaschning 2015, 193)

Aufgrund der niedrigen Spannungen und der geringen Widerstandskraft gegen klimatische Einflüsse einzelner Photovoltaikzellen werden diese zu Solarmodulen zusammengefasst. Solarmodule sind die Grundeinheit einer Photovoltaikanlage (Quaschning 2015, 195). Einen prinzipiellen Aufbau eines Solarmoduls zeigt Abbildung 7.

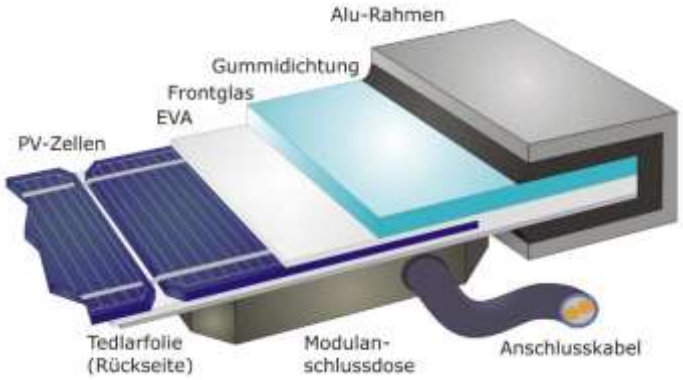


Abbildung 7: Prinzipieller Aufbau eines Solarmoduls (Quaschning 2015, 195)

Die Kantenlänge einer Photovoltaikzelle beträgt zwischen 10 und 20 cm. Für netzgekoppelte Systeme werden laut Quaschning (2015, 196) typischerweise 60 bis 72 Zellen in Solarmodulen zusammengefasst. Die Photovoltaikzellen werden zwischen der Rückseitenabdeckung und dem Frontglas in Kunststoff eingebettet. Zum Schutz vor Glasbruch und als Montagehilfe werden die Module sehr oft mit Rahmen versehen und für den elektrischen Anschluss werden Anschlussboxen verbaut.

Müller und Kaltschmitt (2014, 389) geben eine gegenwärtige Modulgröße von 1,3 bis 1,6 m² an. Unter Normbedingungen (STC) wird mit Siliziumzellen eine Leistung von 180 bis 260 Watt pro Modul erreicht. Je nach gewünschter Anlagenleistungen wird eine entsprechende Anzahl an Solarmodulen installiert. Somit kann die Anlagenleistung sehr individuell gestaltet werden.

Komponenten einer Photovoltaikanlage

Photovoltaikanlagen bestehen aus verschiedenen Komponenten, welche um einen langfristigen störungsfreien Betrieb zu ermöglichen, gut aufeinander abgestimmt sein sollten. Wesselak und Voswinckel (2012, 61f) unterteilen eine Photovoltaikanlage in drei Bereiche, welche in Abbildung 8 dargestellt sind. Der Photovoltaikgenerator wandelt das einfallende Licht in elektrischen Strom um. Neben den Solarmodulen zählen auch die Gleichstromverkabelung und die Unterkonstruktion zum Photovoltaikgenerator. Da der produzierte Gleichstrom nicht in das öffentliche Netz eingespeist werden kann, benötigt eine Photovoltaikanlage einen Wechselrichter. Dieser wandelt die Gleichspannung in eine netzkonforme Wechselspannung um. Aufgrund des weitgehend geräuschlosen Betriebes einer Photovoltaikanlage ist keine äußerliche Kontrolle des Betriebsverlaufes möglich. Aus diesem Grund bedarf es einer Anlagenüberwachung. Diese wird im Bereich Monitoring zusammengefasst.

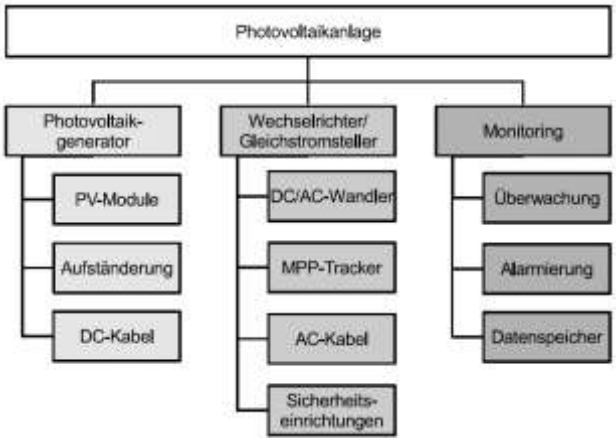


Abbildung 8: Komponenten von Photovoltaikanlagen (Wesselak und Voswinckel 2012, 62)

Steuerung einer Photovoltaikanlage

Physikalisch hat eine Solarzelle den gleichen Aufbau wie eine Diode. Sie besteht ebenfalls aus einem n- und einem p-dotierten Halbleiter mit einer Raumladungszone. Im einfachsten Fall lässt sich eine Solarzelle dadurch durch eine Diode beschreiben.

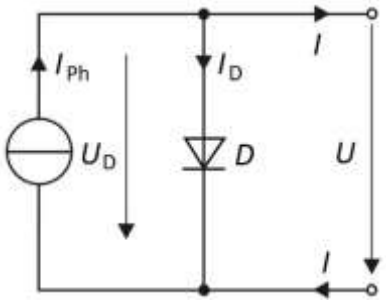


Abbildung 9: Vereinfachtes Ersatzschaltbild der Solarzelle (Quaschning 2015, 201)

Im vereinfachten Ersatzschaltbild kann bei einer bestrahlten Solarzelle eine Stromquelle parallel zur Diode geschalten werden, wie Abbildung 9 zeigt. Diese Stromquelle produziert einen Photonenstrom I_{Ph}, der von der Bestrahlungsstärke abhängig ist (Quaschning 2015, 200). Das vereinfachte Ersatzschaltbild kann laut Wesselak und Voswinckel (2012, 36) mittels Parallel- und Reihenwiderständen erweitert werden, um die Widerstände in den Halbleitern und Kontakten sowie die Leckströme einer realen Solarzelle abzubilden.

Das elektrische Verhalten der Solarzelle an ihren Anschlussklemmen wird durch Kennlinienfelder beschrieben. Strom-Spannungs-Kennlinien (I-U-Kennlinien), wie in Abbildung 10 und Abbildung 11 links zu sehen, stellen alle möglichen Wertepaare von Strom und Spannung in ihrer Abhängigkeit einerseits von der Einstrahlung und

andererseits von der Zelltemperatur dar (Wesselak und Voswinckel 2012, 37). Diese Kennlinien wurden für eine monokristalline Standardsolarzelle der Fläche 100x100 mm² bei einer Zelltemperatur von 298 Kelvin bzw. ein Einstrahlung von 1000W/m² ermittelt (Wesselak u. a. 2013, 216).

Ein Vergleich dieser gezeigten I-U- Kennlinien zeigt sehr deutlich, dass Änderungen der Einstrahlung vor allem Auswirkungen beim Strom und weniger bei der Spannung aufweisen. Änderungen bei der Zelltemperatur führen hingegen bei annähernd gleichbleibendem Strom fast ausschließlich zur Veränderung der Spannung. Als Produkt von jeweiligem Strom und der Spannung resultiert die elektrische Leistung, welche durch die Leistungs-Spannungs-Kennlinien (P-U-Kennlinien) in Abbildung 10 und Abbildung 11 rechts dargestellt wird (Wesselak und Voswinckel 2012, 37).

Diese P-U-Kennlinien zeigen für unterschiedliche Bestrahlungsstärken bzw. Zelltemperaturen einen Maximalpunkt. Dieser wird als Punkt maximaler Leistung (MPP, Maximum Power Point) bezeichnet. In den folgenden Abbildungen wird der MPP sowohl in den I-U- als auch in den P-U-Kennlinien als Kreis dargestellt. Bei der jeweiligen MPP-Spannung kann die maximale Leistung der Solarzelle entnommen werden (Quaschning 2015, 206). Daraus folgt, dass es zu jedem Einstrahlungs- und Temperaturwert genau einen optimalen Betriebspunkt gibt, in dem die Solarzelle die maximale Leistung bereitstellt und in dem sie nach Möglichkeit zu betreiben ist (Wesselak und Voswinckel 2012, 38). Technisch wird dies durch einen Spannungswandler erreicht. Dieser hat die Aufgabe die Solarzelle je nach Einstrahlung und Temperatur, durch Einstellung der Spannung der Solarzelle, bestmöglich im MPP zu betrieben. Dieser Wandler wird mit der entsprechenden Regelung als MPP-Tacker bezeichnet (Quaschning 2015, 226).

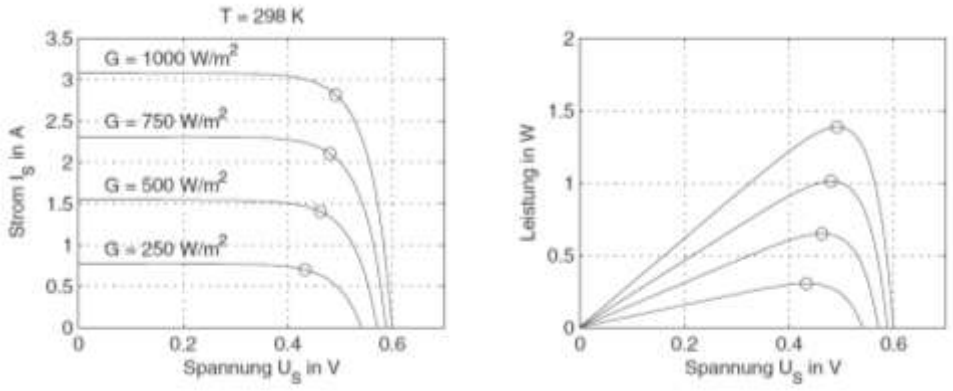


Abbildung 10: Kennlinien einer Standardsolarzelle für verschiedene Einstrahlungen (Wesselak u. a. 2013, 217)

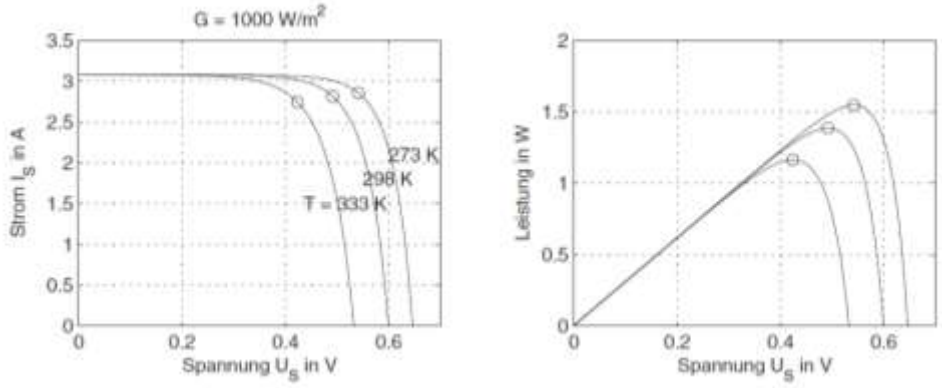


Abbildung 11: Kennlinien einer Standardsolarzelle für verschiedene Temperaturen (Wesselak u. a. 2013, 217)

Um einen Leistungsvergleich der Solarzellen durchführen zu können, wird diese MPP-Leistung im Normalfall unter Standardtestbedingungen (STC, Standard Test Conditions) ermittelt. Dies sind eine Einstrahlung von 100 W/m², eine Temperatur von 25°C und ein Spektrum von AM1,5g. Diese ermittelte Laborleistung ist fast immer geringer als unter natürlichen Bedingungen und erhält dadurch die Einheit W_p (Watt-peak, Spitzenleistung) (Quaschning 2015, 207).

2.1.2 Beschreibung der verschiedenen Anlagennutzungssysteme

Im Allgemeinen gibt es zwischen dem Leistungsprofil einer Photovoltaikanlage und dem Lastprofil eines Verbrauchers keine ausreichende Übereinstimmung. Besonders für die elektrische Versorgung in den Nachtstunden sind Speicher- oder Ausgleichsmöglichkeiten notwendig (Wagner 2009, 93).

2.1.2.1 Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen

Bei netzgekoppelten Anlagen werden keine Speichervorrichtungen benötigt, da das öffentliche Stromnetz die Ausgleichsfunktion zwischen dem Stromertrag der Photovoltaik und dem Stromverbrauch übernimmt. Diese Systeme weisen aus diesem Grund einen einfachen Aufbau auf und sind daher kostengünstiger (Crastan 2009, 398). In Abbildung 12 ist ein Blockschaltbild einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage dargestellt.

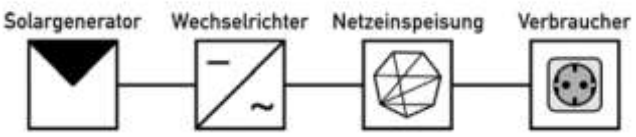


Abbildung 12: Blockschaltbild eines photovoltaischen Netzeinspeisesystems (Wagner 2009, 94)

Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen können laut Loibnegger (2014, 9) in Anlagen zur Voll- und Überschusseinspeisung unterteilt werden. Abbildung 13 zeigt eine grafische Darstellung dieser Nutzungsmöglichkeiten. Bei einer Volleinspeisung (Solarstrom für den Verkauf) wird der gesamte produzierte Strom in das Netz eingespeist. Hingegen wird bei einer Überschusseinspeisung (Solarstrom für den Eigenverbrauch) nur der nicht selbst benötigte Strom ans Netz abgegeben. Diese Nutzungsmöglichkeit bezeichnet Quaschning (2015, 250) auch als Eigenverbrauchssystem.

Abbildung 13: Möglichkeiten der Photovoltaiknutzung (Loibnegger 2014, 9)

2.1.2.2 Inselsysteme

Neben den netzgekoppelten Anlagen sind Inselsysteme als zweites bedeutendes Nutzungssystem zu nennen. Hierbei übernimmt ein Speichersystem die Ausgleichsfunktion zwischen der photovoltaischen Stromproduktion und dem elektrischem Stromverbrauch. Abbildung 14 zeigt im Vergleich zum Blockschaltbild einer netzgekoppelten Anlage die zusätzlichen Systemkomponenten einer Inselanlage. Die Rückstromsperrdiode verhindert die Rückspeisung elektrischer Energie aus der Batterie zu unbeleuchteten Photovoltaikmodulen. Der Laderegler überwacht den Ladezustand der Batterie und verhindert eine Über- bzw. Tiefenentladung. Die Batterie dient als Speichermedium (Wagner 2009, 93).

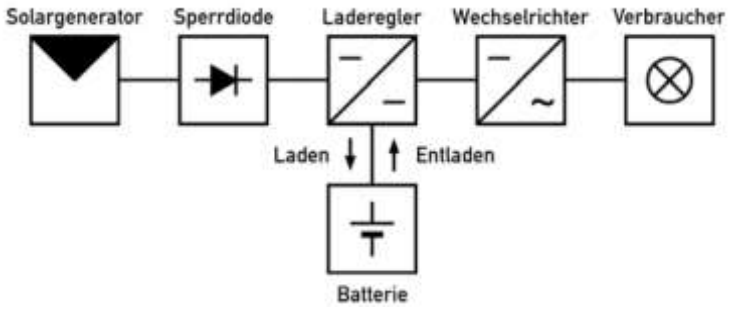


Abbildung 14: Blockschaltbild eines photovoltaischen Inselsystems (Wagner 2009, 93)

Typische Anwendungsbeispiele sind laut Crastan (2009, 397) netzferne Versorgungeinheiten mit kleinen Leistungen. Dazu zählen zum Beispiel Telekommunikations-, Verkehrs- und Notrufeinrichtungen, Einsatzmöglichkeiten in Entwicklungsländern oder auch die Energieversorgung von Berghütten. Diese Möglichkeit der Anlagennutzung wird in Abbildung 13 rechts dargestellt.

2.2 Darstellung von photovoltaischen Eigenverbrauchssystemen

In den letzten Jahren lag das Augenmerk in der Photovoltaik bei den zwei erläuterten netzgekoppelten Systemen von Abschnitt 2.1.2. Derzeit geht der Trend zu komplexeren Systemvarianten, bei denen eine Optimierung des Eigenverbrauchs im Vordergrund steht. Der Grund hierfür steckt in den sinkenden Kosten der Stromproduktion mittels Photovoltaik. In vielen Regionen haben die photovoltaischen Elektrizitätsbereitstellungskosten die Netzbezugskosten für elektrischen Strom unterschritten. Dies wird als Netzparität bezeichnet. Ab diesem Zeitpunkt ist ein wirtschaftlicher Betrieb einer Photovoltaikanlage ohne Einspeisevergütung möglich, wenn der erzeugte Strom direkt verbraucht wird. Da bei mittleren und größeren Anlagen immer Überschüsse entstehen, werden Systeme an Bedeutung gewinnen, welche diese Überschüsse für den späteren Eigenverbrauch speichern oder thermisch nutzen können (Quaschning 2015, 250f).

2.2.1 Eigenverbrauchssysteme mit Speicher

Bei Inselnetzsystemen werden in der Regel elektrochemische Speicher, derzeit vor allem Bleiakkumulatoren eingesetzt (Crastan 2009, 398). Laut Quaschning (2015, 253) werden bei netzgekoppelten Anlagen die Bleiakkumulatoren durch Batterien auf Lithiumbasis abgelöst. Diese Speichersysteme mittels einer Batterie, wie in Abbildung 15 zu sehen, sind in der Regel nur für kurze Speicherzeiten geeignet.

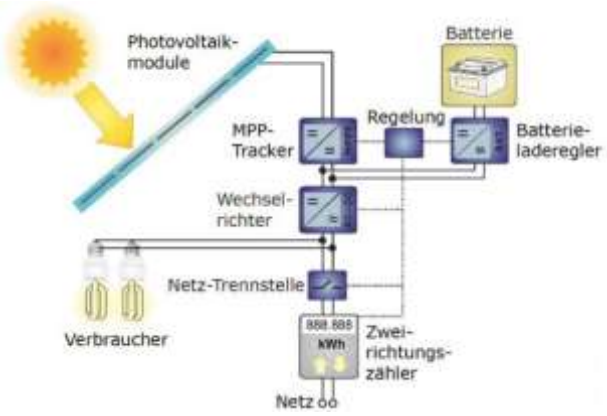


Abbildung 15: Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit Batteriespeicher (Quaschning 2015, 252)

Anstelle von Batteriespeichersystemen kann eine netzgekoppelte Photovoltaikanlage auch mit einem Wasserstoffspeicher kombiniert werden. Diese Speichertechnologie ermöglicht eine saisonale Energiespeicherung. Das bedeutet, die Überschüsse vom Sommer können die elektrische Versorgung in den Wintermonaten größtenteils sicherstellen. Nachteile dieser Technologie sind die höheren Verluste bei der Be- und Entladung und die derzeit noch sehr hohen Kosten (Quaschning 2015, 253).

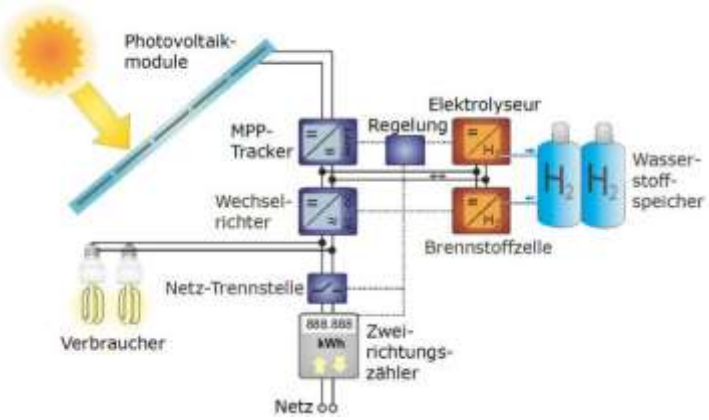


Abbildung 16: Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit Wasserstoffspeicher (Quaschning 2015, 253)

2.2.2 Eigenverbrauchssysteme mit Heizung

Neben der Überschussspeicherung in Speichern gibt es auch die Erhöhung des Eigenverbrauchs durch eine thermische Nutzung der erzeugten elektrischen Energie. Dabei wird die Überschussenergie im bestehenden Heizungssystem genutzt. Die einfachste Form ist die Beheizung eines Wärmespeichers mit einer elektrischen Heizpatrone. Abbildung 17 veranschaulicht dieses einfache und kostengünstige System. Neben der Heizungsunterstützung ist auch der Betrieb einer Kompressionskältemaschine möglich. Hierbei ist die Übereinstimmung der benötigten

Kühllasten mit dem Solarstrahlungsangebot über den Tagesverlauf von Vorteil (Quaschning 2015, 254).

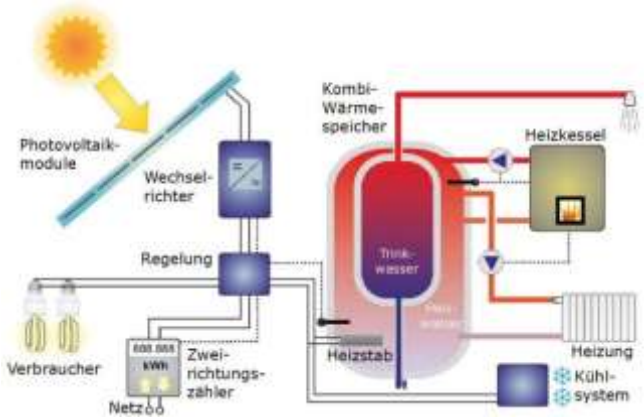


Abbildung 17: Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit thermischer Nutzung der Überschüsse durch eine Heizpatrone in einem Wärmespeicher (Quaschning 2015, 254)

Bei Gebäuden mit einem Wärmepumpenheizsystem kann anstelle der Heizpatrone die Wärmepumpe verwendet werden. Dies hat den großen Vorteil, dass der elektrische Strom wesentlich effizienter in Nutzwärme umgewandelt wird. Aufgrund der höheren Investitionskosten ist diese Variante im Parallelbetrieb zu einem Heizungssystem, wie beispielsweise Holzpellets oder Erdgas, selten wirtschaftlich. Das System der Überschussnutzung von elektrischem Strom mittels einer Wärmepumpe wird in Abbildung 18 dargestellt (Quaschning 2015, 255).

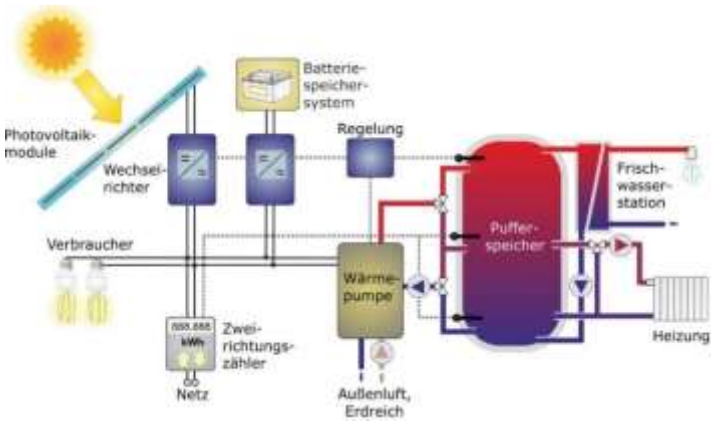


Abbildung 18: Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit Batteriespeicher und thermischer Nutzung der Überschüsse durch eine Wärmepumpe und einem Wärmespeicher (Quaschning 2015, 255)

2.3 Lithium-Ionen-Speicher

Elektrochemische Energiespeicher gewinnen durch die steigende Nachfrage nach alternativen Energieformen immer mehr an Bedeutung. Die Nutzung von Energiespeichern durch die Menschen ist aber keineswegs ein neuer Weg in der Geschichte. Stern und Stadler (2014, 3) beziffern den Beginn der Energiespeicherung mit dem Einsetzen der Photosynthese vor etwa 2 Mrd. Jahren. Bei diesem Prozess wird Solarenergie in Form von organischen Verbindungen auf der Erde gespeichert. Mit der Entdeckung des Feuers vor ungefähr 1,5 Mio. Jahren begannen die Menschen die gespeicherte Energie, durch die Verbrennung von Biomasse als Wärme und Lichtquelle, zu nutzen. Diese Form der Nutzung der gespeicherten Sonnenenergie änderte sich schlagartig mit der industriellen Revolution. Im Zuge der Erfindung der Dampfmaschine im 18. Jahrhundert rückten die fossilen Energieträger wie Kohle, Erdöl und Erdgas immer mehr in den Vordergrund. Auch diese Energieträger finden ihren Ursprung in der Solarenergie (Sterner und Stadler 2014, 14).

Sterner und Stadler (2014, 16) gehen in ihrem Werk, durch die zunehmende Erschließung von erneuerbaren Energiequellen, auch in Zukunft von einer wichtigen Rolle der Energiespeicher aus. Es wird sich jedoch mit großer Wahrscheinlichkeit die Art der Energiespeicherung hin zu einer direkten Speicherung verändern. Diese direkte Speicherung ist für diese Arbeit von Bedeutung. Sterner und Stadler (2014, 26) definieren einen direkten Energiespeicher wie folgt: „Ein Energiespeicher ist eine energietechnische Einrichtung, welche die drei folgenden Prozesse beinhaltet: Einspeisen (Laden), Speichern und Ausspeichern (Entladen).“

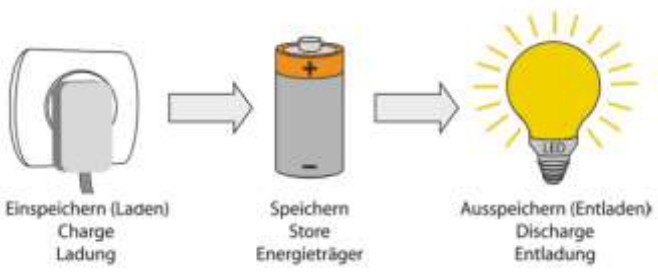


Abbildung 19: Definition von Energiespeicher (Sterner und Stadler 2014, 26)

Energiespeicher können in primäre- und sekundäre Energiespeicher unterteilt werden. Primäre Energiespeicher können nur einmal geladen und entladen werden. Im Gegensatz dazu, ist bei sekundären Energiespeichern ein mehrmaliges Laden und Entladen möglich (Sterner und Stadler 2014, 26).

Zur Beschreibung von Energiespeichern für elektrischen Strom werden die Begriffe Batterie und Akkumulator verwendet. Ursprünglich wurde der Begriff „Batterie“ für Primärenergiespeicher, welche nicht wieder aufladbar sind, verwendet. Unter der Bezeichnung „Akkumulator“ wurden wiederaufladbare Energiespeicher, sogenannte Sekundärenergiespeicher verstanden (ITWissen 2016). Heute wird der Begriff „Batterie“ sowohl für Primär- als auch für Sekundärenergiespeicher verwendet. Die Batterieverordnung (BGBl 159 2008, 2) definiert „Batterie“ wie folgt: „Eine Batterie ist eine aus einer oder mehreren (nicht wiederaufladbaren) Primärzellen oder aus einer oder mehreren (wiederaufladbaren) Sekundärzellen bestehende Quelle elektrischer Energie, die durch die unmittelbare Umwandlung chemischer Energie gewonnen wird.“

Die erste Batterie, welche dieser Definition entspricht, baute Graf Alessandro Volta um 1770 in Italien. Die Elektroden bestanden damals aus Kupfer und Zink und befanden sich in einer Zelle mit verdünnter Schwefelsäure. Die Zellspannung betrug ca. 1 Volt (Babiel 2015, 23). Nur wenige Jahre später, im Jahre 1802, erfand William Cruickshank die Trog-Batterie. Dies war gleichzeitig die erste Batterie in der Massenproduktion. Seither stehen die Nutzung von elektrischer Energie und die Entwicklung von elektrochemischen Speichern in direktem Zusammenhang (Korthauer 2013, V).

Mitte des 19. Jahrhunderts begann die Ära der Bleibatterie und ihre Entwicklung reicht bis in die Gegenwart. Diese ist unter den heute relevanten, wiederaufladbaren Batterien das älteste Speichersystem. Die Bleibatterie verwendet als Aktivmaterialien Blei und Bleioxid auf parallelen Gitterplatten mit wässriger Schwefelsäure als Elektrolyten. Die Zellspannung beträgt 2 Volt (Möller 2013, 5).

Obwohl die Bleibatterie einer ständigen Weiterentwicklung unterlag, gab es bis Anfang der 70er Jahre keine großen Durchbrüche in der Forschung. Ab diesem Zeitpunkt entstanden erste Ideen an der TU München zur Entwicklung einer Lithiumbatterie. Die kommerzielle Umsetzung dieses neuen Systems begann im Jahr 1991 von Sony. Heute ist die Lithium-Ionen-Batterie aus dem täglichen Alltag, in den Mobiltelefonen und portablen PCs, nicht mehr wegzudenken (Möller 2013, 8).

Abbildung 20 zeigt einen Überblick über die wichtigsten Meilensteine in der Batterieentwicklung von der ersten Batterie im Jahre 1800 bis in die Gegenwart.

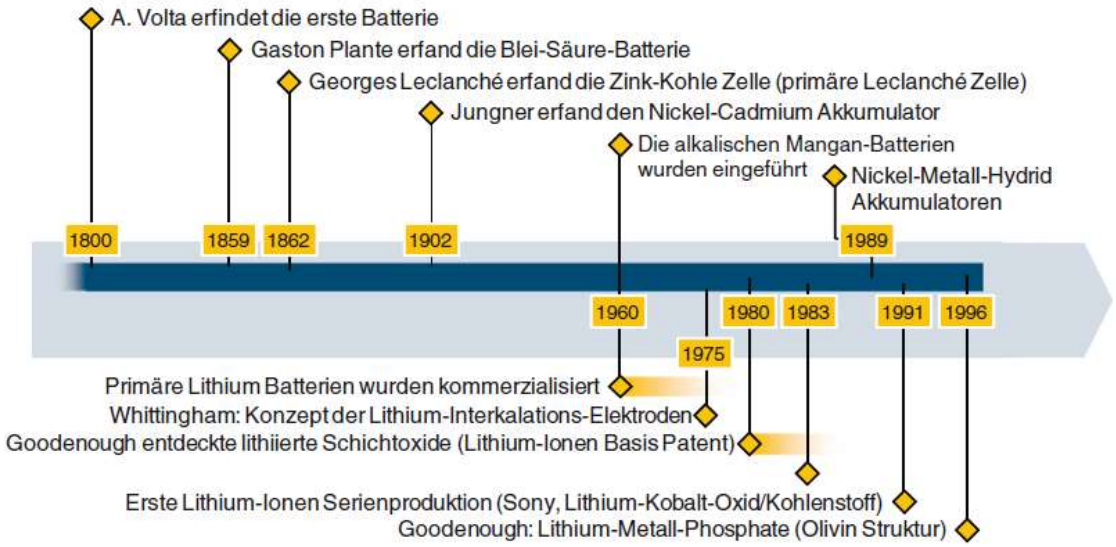


Abbildung 20: Meilensteine in der Batterieentwicklung (Wöhrle 2013, 109)

2.3.1 Aufbau und Funktion einer Lithium-Ionen-Zelle

Eine Lithium-Ionen-Zelle besteht, wie Abbildung 21 zeigt, aus einer positiven und einer negativen Elektrode, welche über einen ionenleitenden Elektrolyten miteinander verbunden sind. Zwischen beiden Elektroden übernimmt ein Separator die Funktion eines elektrischen Isolators und verhindert den direkten Kontakt, einen elektrischen Kurzschluss, zwischen beiden Elektroden. Der Separator ist eine poröse Membran, welche für Lithium-Ionen durchlässig sein muss. Der äußere Stromkreis gewährleistet den Elektronenfluss durch die Verbindung der Elektroden mit einem Verbraucher (Sterner und Stadler 2014, 250).

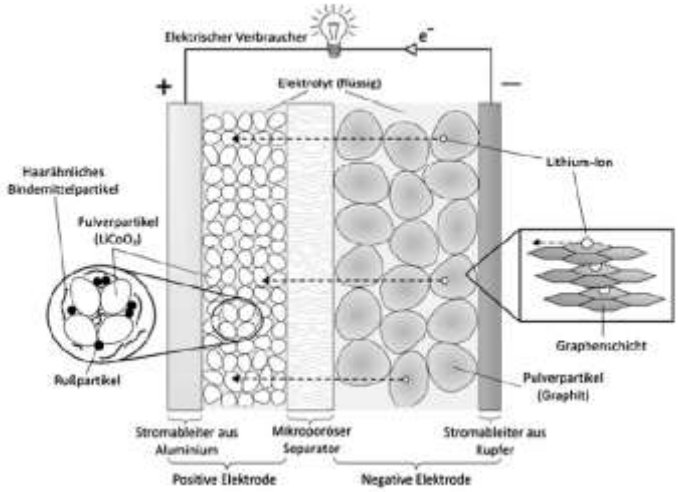


Abbildung 21: Schematischer Aufbau und Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Zelle beim Entladevorgang (Vuorilehto 2013, 22)

Die Grundlage der Energiespeicherung in Lithium-Ionen-Zellen bilden elektrochemische Redoxreaktionen. Beim Entladen und Laden einer Lithium-Ionen-Batterie wandern Lithium-Ionen zwischen den Elektroden hin und her und werden in den Aktivmaterialien der Elektroden eingelagert bzw. ausgelagert (Leuthner 2013, 14). Dieser Vorgang der Einlagerung von Lithium-Ionen in das Aktivmaterial wird laut Sterner und Stadler (2014, 250) auch als Interkalation und die Auslagerung als Deinterkalation bezeichnet. Daraus folgt für das Aktivmaterial der Begriff Interkalationsverbindung und für die Elektroden gibt es die Bezeichnung Interkalationselektroden.

Bei einem Ladevorgang werden Lithium-Ionen aus der positiven Elektrode, welche aus einer Lithiumverbindung besteht, ausgelagert. Diese ausgelagerten Lithium-Ionen wandern durch den Elektrolyten und dem Separator zur negativ geladenen Elektrode und werden in diese eingelagert. Gleichzeitig zu den Lithium-Ionen fließen Elektronen als Träger der Elektrizität von der positiv geladenen Elektrode (Aluminium als Stromableiter) über eine äußere Verbindung und einer elektrischen Stromquelle zur negativ geladenen Elektrode (Kupfer als Stromableiter).

Bei einem Entladevorgang verläuft der Prozess umgekehrt, wie in Abbildung 21 gezeigt. Die Lithium-Ionen werden aus der negativen Elektrode ausgelagert. Diese ausgeschiedenen Lithium-Ionen wandern durch den Elektrolyten und einem Separator zur positiv geladenen Elektrode und werden dort eingelagert. Gleichzeitig fließen die Elektronen von der negativ geladenen Elektrode über die äußere Verbindung und einem elektrischen Verbraucher zur positiv geladenen Elektrode (Leuthner 2013, 14)

Die chemische Reaktion einer Lithium-Ionen-Batterie wird am Beispiel von Lithium in Verbindung mit Manganoxid in Anlehnung an Quaschning (2015, 235) dargestellt:

positive Elektrode: $LiMn_2O_4 \xrightarrow{Laden} Li_{1-x}Mn_2O_4 + x\,Li^+ + x\,e^-$

negative Elektrode: $n\,C + x\,Li^+ + x\,e^- \xrightarrow{Laden} Li_xC_n$

2.3.2 Aktivmaterial und Elektrolyte

Positive Elektrode

Vuorilehto (2013, 21) gibt als konventionelles, positives Elektrodenmaterial Lithium-Kobaltoxid ($LiCoO_2$) an. Dies weist eine Schichtstruktur auf, in der sich Lagen aus Kobalt-, Sauerstoff- und Lithium-Ionen abwechseln.

Da der Trend in Richtung größere Batterien für Fahrzeuge und stationäre Speicher geht, werden die Sicherheit und Kosten immer wichtiger. Bei einem Handy konnten vereinzelte Batteriebrände noch hingenommen werden, hingegen kann ein Fahrzeug- oder Gebäudebrand tödliche Folgen für die Benutzer bedeuten. So ähnlich wie beim Sicherheitsaspekt verhält sich die Entwicklung bei den Kosten. Kobaltdioxid ist nicht nur teuer, da Kobalterz eine knappe Ressource darstellt, sondern gehört auch zu den toxischen Gefahrenstoffen. Dies birgt Gefahren hinsichtlich einer Selbstentzündung bei einer Überladung. Aus diesem Grund werden vermehrt Alternativen für Kobaltoxid eingesetzt, welche in Tabelle 2 ersichtlich sind.

Tabelle 2: Kommerzielle Alternativen für Kobaltoxid (Vuorilehto 2013, 25)

Verbindung	Abkürzung	Strukturformel
Manganoxid	LMO	$LiMn_2O_4$
Nickel-Mangan-Kobaltoxid	NMC	$LiNi_{1/3}Mn_{1/3}Co_{1/3}O_2$
Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid	NCA	$LiNi_{0.8}Co_{0.15}Al_{0.05}O_2$
Eisenphosphat	LFP	$LiFePO_4$

Jede dieser Alternativen löst das eine oder andere Problem, jedoch stellen auch alle dieser Verbindungen in gewissen Bereiche Kompromisse dar (Vuorilehto 2013, 25).

Negative Elektrode

Als negatives Elektrodenmaterial wird am häufigsten graphitischer Kohlenstoff verwendet. In diesem sind die Kohlenstoffatome zu parallelen Schichten, wie in Abbildung 21 rechts dargestellt, angeordnet (Vuorilehto 2013, 22).

Auch für den Graphit als negatives Elektrodenmaterial gibt es einige Alternativen wie Lithiumtitanat oder Formen von Zinnkompositen. Aufgrund des günstigen Preises und des geringen Gewichtes von Graphit ist aber davon auszugehen, dass Graphit in

nächster Zukunft das Standardmaterial für negative Elektroden in Lithium-Ionen-Batterien bleiben wird (Vuorilehto 2013, 26).

Elektrolyt

In Lithium-Ionen-Batterien werden sowohl Flüssig- als auch Feststoff- und Polymerelektrolyte eingesetzt. Bei flüssigen Elektrolyten werden vorwiegend organische Lösungsmittel verwendet. In der Praxis sind fast ausschließlich die flüssigen Elektrolyte relevant. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die häufig eingesetzten flüssigen Elektrolyte bei Lithium-Ionen-Batterien. Der Hauptgrund ist die gute Löslichkeit der Leitsalze, welche für den Transport der Lithium-Ionen von einer Elektrode zur anderen verantwortlich sind.

Bei Polymerelektrolyten ist das Leitsalz in Makromoleküle eingebunden oder in einer Polymermatrix eingebettet. Da diese Polymere elektrisch isolierend und zugleich formstabil sind, kann bei deren Einsatz auf eine Separatormembran verzichtet werden. Im Vergleich zu flüssigen Elektrolyten ist der Innenwiderstand hoch, was eine schlechte Ionenleitfähigkeit und somit geringe Ladeströme bedeutet. Beispiele für Polymerelektrolyte sind Polyvinylidenfluorid, Polyacrylnitril oder Polyethylenglykol. Im Vergleich zu Feststoffelektrolyten, welche erst bei einer Temperatur von über 60°C arbeiten, sind Polymerelektrolyte bereits bei Raumtemperatur einsatzfähig. Für Feststoffelektrolyte kommen beispielsweise ionenleitende Gläser zum Einsatz (Sterner und Stadler 2014, 254).

Tabelle 3: Häufig eingesetzte Elektrolyte bei Lithium-Ionen-Batterien (Sterner und Stadler 2014, 255)

Abkürzung	Bezeichnung
EC	Ethylencarbonat
PC	Propylencarbonat
DMC	Dimethylcarbonat
DEC	Diethylcarbonat
EMC	Ethylmethylcarbonat
$LiPF_6$	Lithiumhexafluorphosphat

2.3.3 Bauformen und Anwendungsmöglichkeiten

Alle heute am Markt eingesetzten Lithium-Ionen-Batterien besitzen ein Gehäuse aus Metall. Das Gehäuse verhindert den Eintritt von Feuchtigkeit in die Batterie und den Austritt von Lösungsmittel. Diese Aufgaben können nur von Metallen bewerkstelligt werden, da jeder Kunststoff feuchtedurchgängig und gegen bestimmte organische Lösungsmittel nicht diffusionsfest ist (Wöhrle 2013, 111). Sterner und Stadler (2014, 263) verweisen beim Einsatz von Kunststoff als Gehäusematerial vor allem auf die Auswirkungen von Alterungsprozessen und auf die Langlebigkeit der Schweißverbindungen. Diese Eigenschaften sind in Bezug auf ein Batteriegehäuse jedoch noch wenig untersucht.

Der derzeitige Stand der Technik umfasst laut Wöhrle (2013, 112) drei Gehäuseformen. Dies sind zylindrische-, Pouch Cells- und prismatische Batterien, welche in Abbildung 22 dargestellt sind. Für große Speicherkapazitäten über 40 Ah sind laut Sterner und Stadler (2014, 261) Lithium-Ionen-Batterien nur in Pouch- und prismatischen Formen erhältlich.

Abbildung 22: Gehäusetypen für Lithium-Ionen-Zellen (Wöhrle 2013, 112)

Die letzteren zwei erwähnten Batterieformen sind aufgrund der großen Speicherkapazität die relevanten Formen bei stationären Anwendungen. Brandt (2013, 384) unterteilt die Bereiche der stationären Anwendungen anhand dreier Kriterien:

- Batterie als Teil des Stromnetzes oder einer Insellösung
- Zeitraum der gespeicherten Energieabgabe (Entladerate)
- Größe des Speichers

Lithium-Ionen-Batterien können kurzfristig Leistungsschwankungen im Stromnetz aufgrund des immer höheren Anteils erneuerbarer Energien ausgleichen. Dafür

existieren bereits Demonstrationsanlagen mit bis zu 32 MW Leistung. Auf lokaler Ebene steht vor allem die Notstromversorgung von Datenspeichersystemen und Telekommunikationsanlagen im Vordergrund. Als dritte Ebene ist eine private Nutzung zur Erhöhung der Eigenstromversorgung in Kombination mit Photovoltaik zu nennen. Eine Zusammenfassung dieser Einsatzfelder bietet Tabelle 4. Das Maximum der Stromerzeugung liegt bei Photovoltaik um die Mittagszeit und das Verbrauchsmaximum typischerweise am späten Nachmittag. Batterien sind hier in der Lage die ca. vierstündige Zeitverschiebung auszugleichen (Brandt 2013, 384f).

Tabelle 4: Einsatzfelder von Lithium-Ionen-Batterien (Brandt 2013, 385)

	Lokale Speicher Batteriegröße ≤ 100 kWh	**Zentrale Speicher Batterien ≥ 1 MWh**
Kurze Speicherzeit (kleiner 1 Stunde)	Unterbrechungsfreie Stromversorgung	Netzstabilisierung
Lange Speicherzeit (1 Stunde bis mehrere Tage)	PV Systeme am Haus Telekom	PV Anlagen Windparks

Die technischen Anforderungen an stationäre Energiespeichersysteme hängen vor allem von der zu speichernden Energiemenge und der Entladedauer ab. Die Lebenserwartung von stationären Energiespeichersystemen liegt bei 20 Jahren. Daraus ergeben sich bei ungefähr einem Lade- und Entladezyklus pro Tag bis zu 8.000 Zyklen in 20 Jahren. Die Energiedichte und somit das Gesamtgewicht der Batterie spielt bei stationären Anwendungen im Vergleich zur automobilen Nutzung keine Rolle.

Der große Vorteil von Lithium-Ionen-Batterien im Vergleich zu anderen Systemen ist die hohe Speichereffizienz. Je nach Lade- und Entladeraten werden über 95% der gespeicherten Energie wieder abgegeben. Ein zweites positives Merkmal ist die niedrige Selbstentladung. Diese ermöglicht eine effiziente Energiespeicherung auch über einen längeren Zeitraum. Trotzdem ist eine Lithium-Ionen-Batterie aber in der Lage, die gespeicherte Energie in einem sehr kurzen Zeitraum von einigen Minuten zur Verfügung zu stellen. Als größter Nachteil gilt derzeit der hohe Anschaffungspreis im Vergleich zu Bleibatterien. Dieser Kostenfaktor wird auch in Zukunft den Marktanteil der Lithium-Ionen-Batterien entscheidend mitbestimmen (Brandt 2013, 386).

2.4 Planung und Auslegung von Eigenverbrauchssystemen

In der Vergangenheit wurden in vielen Ländern rein netzgekoppelte Photovoltaikanlagen zur Volleinspeisung installiert (Quaschning 2015, 260). Laut Loibnegger (2014, 18) stehen bei diesen Photovoltaiksystemen die Einnahmen durch den Stromverkauf im Vordergrund. Die Einnahmen werden hierbei von der installierten kWp-Leistung, dem Dachflächenpotential, den technischen Anschlussmöglichkeiten an das öffentliche Stromnetz sowie dem Erhalt attraktiver Fördermittel, in Form von garantierten Einspeisevergütungen, bestimmt.

Aufgrund der sinkenden Einspeisetarife in das öffentliche Stromnetz und des Erreichens der Netzparität, wie in Abschnitt 2.2 beschrieben, werden künftig Eigenverbrauchssysteme dominieren. Bei richtiger Planung und Auslegung solcher Photovoltaikanlagen ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Eigenverbrauchsanlagen ohne geförderte Einspeisevergütung möglich (Quaschning 2015, 260f). Als Ziel solcher Systeme nennt Loibnegger (2014, 18) die nachhaltige Senkung der Strombezugskosten.

2.4.1 Bedeutung von Stromlastprofilen

Die Grundvoraussetzung für Letzteres ist eine maßgeschneiderte Photovoltaikanlage anhand des individuellen elektrischen Stromverbrauches. Dies bedeutet, dass zur Dimensionierung einer eigenverbrauchsoptimierten Photovoltaikanlage ein betriebsspezifisches Stromlastprofil erstellt werden sollte. Dieses zeigt den Verlauf des Stromverbrauches während einer bestimmten Zeitperiode. Daraus kann abgelesen werden, wie die elektrischen Stromverbrauchswerte am Betrieb mit dem Verlauf der Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage übereinstimmen. Für eine möglichst hohe Eigenverbrauchsabdeckung ist der Verbrauchszeitraum von 10:00 bis 15:00 Uhr ausschlaggebend (Loibnegger 2014, 35). Der OÖ Energiesparverband (2015, 2) gibt diesen Zeitraum von 7:00 und 18:00 Uhr an.

Diese optimalen Verbrauchszeiten gelten für alle Verbrauch, sowohl für private Haushalte als auch für Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe. In dieser Arbeit sind die Verbrauchszeiten in der Landwirtschaft von besonderer Bedeutung. Hierbei hängt die Wichtigkeit eines betriebsspezifischen Stromlastprofils mit den großen Unterschieden aufgrund einzelner Betriebszweige zusammen. Im Allgemeinen verfügen landwirtschaftliche Betriebe aufgrund von Lüftungssystemen und

Kühlaggregaten, welche für eine kontinuierliche Grundlast sorgen, über ein günstiges Stromlastprofil für die direkte Sonnenstromnutzung. Schwieriger wird die vorwiegende Eigenstromnutzung bei Rinder- und Milchviehbetrieben aufgrund der Verbrauchsspitzen am Morgen und Abend (Loibnegger 2014, 36). Abbildung 23 verdeutlicht die großen Schwankungsbreiten des Stromverbrauchs in der Landwirtschaft bei unterschiedlichen Betriebszweigen. Der Schweinemastbetrieb kann den Sonnenstrom aufgrund der kontinuierlichen Verbraucher, v.a. der Lüftungsanlagen, in diesem Beispiel zu 90 % selbst nutzen. Beim Milchviehbetrieb hingegen fehlt die hohe Grundlast während der Sonnenstromproduktion. Daher ist trotz einer kleinen Photovoltaikanlage nur ein Eigenverbrauch von 55 % möglich. Dies bestätigt Quaschning (2015, 261) indem er schreibt, dass bei Stromlastprofilen mit Spitzen am Morgen und Abend ein direkter Eigenstromverbrauch ohne zusätzlichen Speicher nur bei extrem kleinen Anlagen möglich ist.

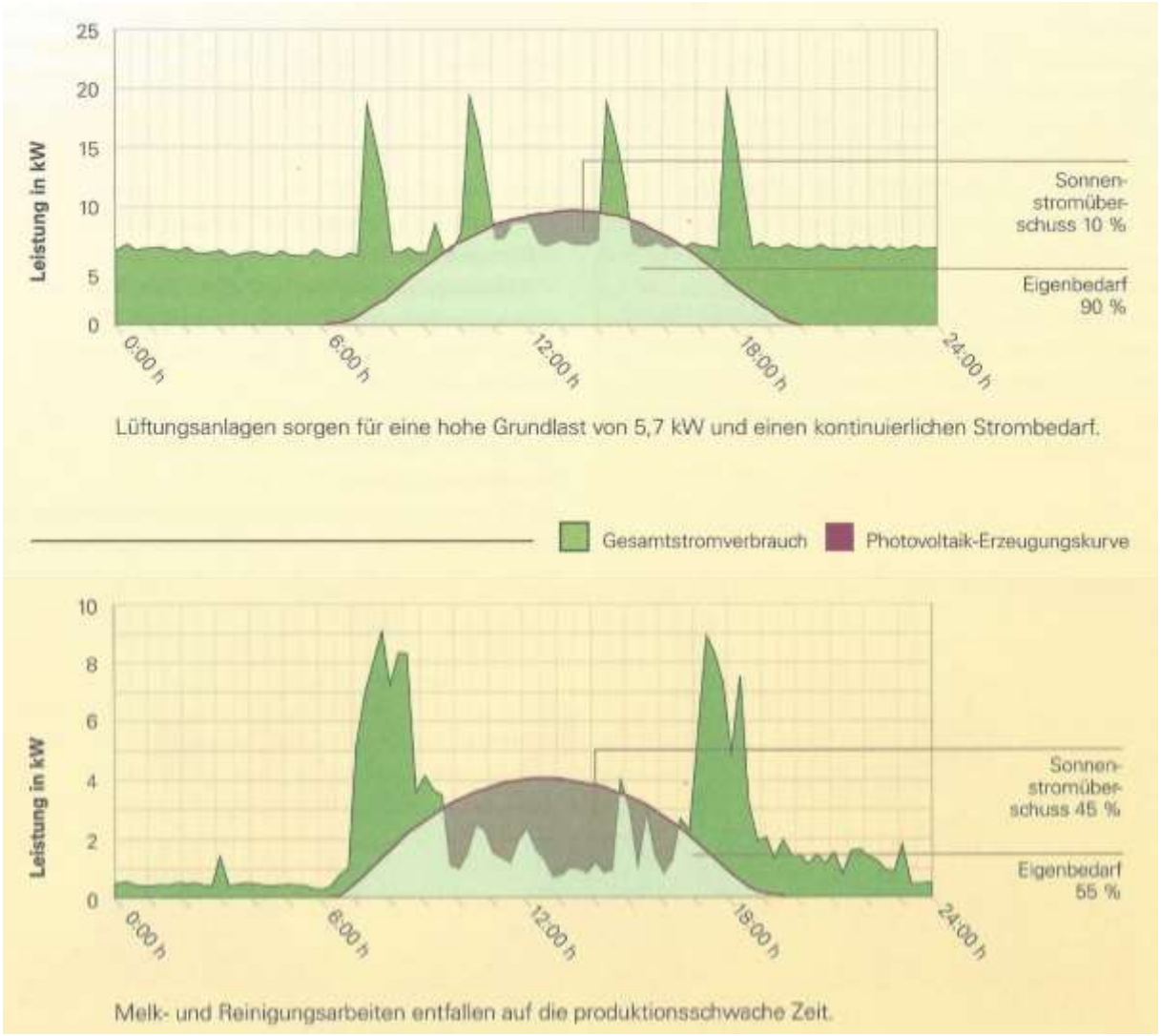


Abbildung 23: Stromlastprofil eines Schweinemastbetriebes (oben) und eines Milchviehbetriebes (unten) in Kombination mit einem Erzeugungsprofil einer Photovoltaikanlage (Loibnegger 2014, 37)

Die Ermittlung eines betriebsspezifischen Stromlastprofils erfordert laut Loibnegger (2014, 35) die Stromverbrauchsmessung mit einem elektronischen Netzmessgerät, welches eine Verbrauchsaufzeichnung in einer Auflösung von wenigen Minuten ermöglicht. Eine genaue Beschreibung eines Messvorganges ist in Abschnitt 5.2 zu finden.

Als Alternative zur Messung können Standardlastprofile zur Verbrauchsermittlung herangezogen werden. Diese ermöglichen es, für verschiedene Verbrauchertypen unterschiedliche Aussagen zu treffen (Quaschning 2015, 264).

Standardlastprofil

Die angesprochenen Standardlastprofile wurden vom VDEW (Verband Deutscher Elektrizitätswirtschaft) für die Bundesrepublik Deutschland erstellt. Die Datensätze umfassen 11 repräsentative Datenreihen für folgende Bereiche.

- H0: Haushalt
- L1: Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebenerwerbs-Tierzucht
- L2: Übrige Landwirtschaftsbetriebe
- L0: Landwirtschaftsbetriebe (sofern keine Einteilung in L1 und L2)
- G0: Gewerbe allgemein
- G1: Gewerbe werktags 8-18 Uhr
- G2: Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
- G3: Gewerbe durchlaufend
- G4: Laden/Friseur
- G5: Bäckerei mit Backstube
- G6: Wochenendbetrieb

Die Datenreihen sind in einer Auflösung von 15 Minuten und einer Normierung auf 1.000 kWh Jahresarbeit online abrufbar.

Das Modell beinhaltet für jeden Bereich neun verschiedene Typtage, wobei diese durch drei Verbrauchsperioden (Sommer, Winter und Übergangszeit) und drei Wochentage (Werktag, Samstag und Sonntag) gebildet werden (Lübke, Holst, und Tolzmann 2007, 1 ff).

Loibnegger (2014, 35) verweist in Bezug auf die Verwendung von Standardwerten auf die vorhin angesprochenen Unterschiede bei den Stromlastkurven aufgrund verschiedenster Produktionsverfahren und rät zur äußersten Vorsicht in der Planung von Eigenverbrauchsanlagen auf Grundlage von Standardwerten.

2.4.2 Ermittlung der elektrischen Ertragslage einer Photovoltaikanlage

Eine Ertragsprognose einer Photovoltaikanlage kann laut Quaschning (2015, 259) auf zwei Arten erfolgen. Erstens werden Daten einer ähnlichen Anlage in direkter Umgebung mit ähnlichen Standortverhältnissen zur Planung herangezogen. Eine zweite Möglichkeit ist eine Ertragsprognose auf Grundlage von meteorologischen Daten. Der ideale Energieertrag einer Photovoltaikanlage errechnet sich aus der Photovoltaikfläche A_{Pv} , dem Modulwirkungsgrad η_{Pv} und der solaren Bestrahlung $H_{G,gen}$ in Modulebene:

$$E_{ideal} = A_{Pv} * \eta_{PV} * H_{G,gen} .$$

Der tatsächliche Energieertrag einer Photovoltaikanlage ist aufgrund von Verschmutzung, Verschattung, Eigenbedarf an Energie, Modulerwärmung und dergleichen deutlich niedriger. Der Zusammenhang zwischen idealem und realem Energieertrag kann mit Hilfe der Performance Ratio PR beschrieben werden:

$$E_{real} = PR * E_{ideal} .$$

Die Performance Ratio liegt im Durchschnitt bei PR = 0,75. Sehr gute Anlagen erreichen eine PR von über 0,8 und bei schlechten Anlagen kann der Wert unter 0,6 liegen (Quaschning 2015, 260).

Der Deutsche Wetterdienst (2007, 6) gibt eine Formel zur Berechnung des Energieertrags wie folgt an:

$$E = PK * G * PR .$$

Dabei entspricht E bereits dem realen Energieertrag. Die weiteren Parameter sind die Leistung der Photovoltaikanlage in kWp PK, die Globalstrahlung auf eine geneigte Fläche G, entspricht dem $H_{G,gen}$ und der vorhin beschriebene PR.

Eine genaue Beschreibung der Durchführung einer Ertragsabschätzung auf Grundlage von meteorologischen Daten in Anlehnung an die Berechnungsmethode des DWD erfolgt im Abschnitt 5.1.

2.4.3 Mathematische Ermittlung des Eigenverbrauchsanteils

Aufgrund des Erreichens der Netzparität in einigen Ländern, gewinnt der Eigenverbrauchsanteil für die Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage zunehmend an Bedeutung. Der Eigenverbrauchsanteil e lässt sich für Eigenverbrauchssysteme bei messtechnischen Aufzeichnungen des erzeugten Energieertrages der Photovoltaikanlage $W_{el,PV,Jahr}$, sowie der ins Netz eingespeisten Energie $W_{el,Ein,Jahr}$, wie folgt ermitteln:

$$e = \frac{W_{el,PV,Jahr} - W_{el,Ein,Jahr}}{W_{el,PV,Jahr}} = \frac{W_{el,Eigen,Jahr}}{W_{el,PV,Jahr}}$$

$$W_{el} = \int_t P\,(t)dt = \sum_i (P_i \times \Delta t)$$

Abbildung 24 zeigt einen schematischen Überblick über die Energieflüsse eines netzgekoppelten photovoltaischen Eigenverbrauchssystems mit Batteriespeicher. Diese Energieflüsse werden zur vorgestellten Berechnung des Eigenverbrauchsanteils e herangezogen.

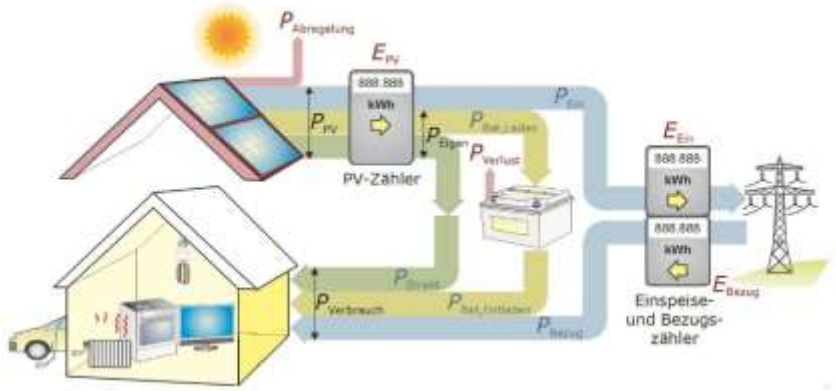


Abbildung 24: Energiefluss bei einem netzgekoppelten, photovoltaischen Eigenverbrauchssystem mit Batteriespeicher ohne Netzrückspeisung (Quaschning 2015, 268)

Der Eigenverbrauchsanteil liefert für die Optimierung der Wirtschaftlichkeit nur begrenzt Auskunft, da speziell kleine und ungünstig ausgerichtete Anlagen, aufgrund sinkender Photovoltaikleistungen, einen größeren Eigenverbrauchsanteil aufweisen. Dies muss durch einen höheren Netzbezug ausgeglichen werden, was wiederum Kosten verursacht (Quaschning 2015, 260ff).

2.4.4 Bestimmung des Autarkiegrades eines Abnehmers

Neben einem hohen Eigenverbrauchsanteil gewinnt die Unabhängigkeit vom Stromversorger durch eine Photovoltaikanlage immer mehr an Bedeutung. Ausgedrückt wird die Unabhängigkeit in der Stromversorgung vom Netzbetreiber im Autarkiegrad. Der Autarkiegrad α eines Eigenverbrauchsystems wird wie folgt bestimmt:

$$\alpha = \frac{W_{el,PV,Jahr} - W_{el,Ein,Jahr} - W_{el,Bat,Laden,Jahr} + W_{el,Bat,Entladen,Jahr}}{W_{el,PV,Jahr} - W_{el,Ein,Jahr} - W_{el,Bat,Laden,Jahr} + W_{el,Bat,Entladen,Jahr} + W_{el,Bezug,Jahr}}$$

Bei Systemen ohne Speicher werden die Energieerträge für die Batterieladung und –entladung eliminiert bzw. es wird der Wert „null“ eingesetzt (Quaschning 2015, 264ff).

3 Ziel dieser Diplomarbeit

Ziel der Arbeit ist es, am Beispiel eines landwirtschaftlichen Betriebes im Pitztal herauszufinden, wie eine Photovoltaikanlage in Kombination mit einem Lithium-Ionen-Speicher dimensioniert werden muss, um einen maximalen ökonomischem Mehrwert zu erreichen. Eine Antwort auf diese Problemstellung soll durch Klärung folgender drei Fragen in dieser Arbeit gefunden werden:

- **Führt der Betriebszweig Milchverarbeitung bei einem landwirtschaftlichen Betrieb zu einer bedeutenden Veränderung der täglichen Stromverbrauchskurve im Zusammenhang mit einer photovoltaischen Eigenstromversorgung?**
- **Ist eine Ertragsermittlung der Photovoltaikleistung auf Grundlage der TRY-Datensätze vom Deutschen Wetterdienst für einen Standort im vorderen Pitztal geeignet?**
- **Wie sieht die wirtschaftlich optimale Systemkonfiguration einer Photovoltaikanlage mit Speicher im Fallbeispiel aus?**

Im Zusammenhang mit der Wirtschaftlichkeitsberechnung in dieser Arbeit ist die Hintanstellung von Investitions- und Einspeisetarifförderungen besonders hervorzuheben. Der Grundgedanke hierfür liegt in der Optimierung des Eigenstrombedarfs und nicht in einer maximalen Ausnutzung von Fördergeldern. Aufgrund der vielen länderspezifischen Rahmenbedingungen und der sich jährlich änderden Subventionen und Vergütungen müssen solche Parameter immer zeitnah und nach regionaler Verfügbarkeit in eine Kalkulation einfließen. Besonders trifft dies auf die Speichertechnologie zu. Laut Oblasser (2016) gibt es hinsichtlich einer Speicherförderung z.B. in Oberösterreich erste landesinterne Förderprogramme. Das Land Tirol arbeitet derzeit ein Konzept einer Speicherförderung aus, welches noch im Jahr 2016 umgesetzt werden sollte. Ebenfalls ist eine Speicherförderung beim Klima- und Energiefond in Ausarbeitung. Hierfür wäre zur Umsetzung eine Norm für Speicher notwendig, die es in Österreich jedoch noch nicht gibt.

4 Fallbeispiel

Um mit dieser Arbeit einen Bezug von der Theorie zur Praxis herstellen zu können wurde der Optimierungsprozess für einen Beispielbetrieb durchgeführt. Dazu wurde der landwirtschaftliche Betrieb der Familie Röck mit dem Hofnamen „Biohof Sendler“ gewählt.

4.1 Betriebsbeschreibung

Der Betrieb liegt im westlichen Teil Tirols, in der Gemeinde Wenns im Pitztal. Die Gemeinde Wenns liegt ca. 10 km südlich der Bezirkshauptstadt Imst, an den Südhängen des „Venet“ auf einer Seehöhe von 979 m. Direkt im Ortszentrum der Gemeinde liegt der „Biohof Sendler“.

Abbildung 25: Biohof Sendler in Wenns im Pitztal (eigene Darstellung 2015)

Der Betrieb zählt hinsichtlich der Flächenausstattung mit rund 16 ha bewirtschafteter, landwirtschaftlicher Nutzfläche und einem Rinderbestand von 30 Stück, wovon 13 Tiere Milchkühe sind, zu den größeren Betrieben in der Gemeinde. Neben der Tierhaltung, welche neben den Rindern auch die Geflügelhaltung (ca. 80 Legehühner) beinhaltet, zeichnet sich dieser Betrieb durch den Betriebszweig Milchverarbeitung aus. Seit dem Jahr 2009 wird ein Teil der produzierten Milch zu pasteurisierter Trinkmilch und Naturjoghurt verarbeitet. Im Jahr 2015 wurden rund 20.000 Liter Rohmilch, was ungefähr der halben jährlich produzierten Milchmenge entspricht, am Betrieb veredelt und ab Hof an Konsumenten und an die regionale Gastronomie verkauft. Dieser Verarbeitungsprozess ist aufgrund des elektrischen Stromverbrauchs neben der eigentlichen Milchgewinnung für das Thema dieser Diplomarbeit interessant. Einerseits sind zur Produktlagerung mehrere Kühlgeräte, welche zu einem erhöhten Grundlastbedarf beitragen, rund um die Uhr in Betrieb und andererseits läuft

der Verarbeitungsprozess etwas zeitversetzt zur Stallarbeit ab. Dabei ist für den erhöhten Strombedarf vorwiegend der Milchpasteur mit der dazugehörigen Eiswasserkühlung, welche gemeinsam eine Anschlussleistung von 17 kW elektrisch aufweisen, verantwortlich.

Abbildung 26: Wannenpasteur links und Eiswasserkühlung rechts (eigene Darstellung 2015)

4.2 Energetische Ausgangslage am Betrieb

Im Bereich der betrieblichen Energieversorgung wird die Elektrizitäts- und Wärmeversorgung kurz beschrieben.

4.2.1 Stromversorgung

Die Versorgung mit elektrischem Strom erfolgt derzeit zu 100 % über das Stromnetz. Dabei kann der Strombedarf in übergeordnete Bereiche unterteilt werden:

- Stromversorgung im Haushalt:
  Dazu zählen die üblichen Haushaltsgeräte wie Waschmaschine, Wäschetrockner, Küchengeräte und Kühl- und Tiefkühlgeräte.
- Stromversorgung als mechanische Antriebsenergie:
  Hierbei sind am Betrieb der Hängedrehkran im Wirtschaftsgebäude, die Heubelüftung, das Güllerührwerk, die gesamte Entmistungsanlage und auch die Hackgutheizung zu nennen.
- Stromversorgung für betriebliche Heizzwecke:
  Am Betrieb sind vorwiegend die Melkmaschinenreinigung und der Milchpasteur für den Stromverbrauch in Folge von Heizleistungen verantwortlich.

- Stromversorgung für Kühlbedarf:
  Beim elektrischen Stromverbrauch für Kühlzwecke stehen die Milchkühlung, die Eiswasserkühlung für den Pasteur, der Milchautomat und zwei weitere Kühlschränke für die Produktlagerung im Vordergrund.

4.2.2 Wärmeversorgung

Die Wärmeversorgung am Betrieb erfolgt durch eine 50 kW Hackgutheizung in Kombination mit einer 40 m² thermischen Solaranlage und einem 4.500 Liter Pufferspeicher. Diese Anlage versorgt zwei Haushalte, den Betrieb und ein Ferienhaus mit Warmwasser und stellt im Winter die Raumwärme für zwei Gebäude bereit. Im Sommer wird die Anlage anstatt zur Raumheizung zur Heutrocknung mittels Heizregister genutzt. Aufgrund dieser bestehenden Hackgutheizung ist eine elektrische Warmwasserbereitung durch eine Heizpatrone oder eine Wärmepumpe aus selbsterzeugtem Photovoltaikstrom in Zukunft nicht angedacht.

Abbildung 27: Hackgutkessel, Pufferspeicher und thermische Solaranlage am Biohof Sendler (eigene Darstellung 2015)

5 Methodik der Datenauswertung

Die Voraussetzung eines korrekten Optimierungsprozesses ist eine fundierte Datengrundlage. In diesem Kapitel werden zu Beginn der Ermittlung die dem photovoltaischen Ertragspotential zugrunde liegenden Datensätze dargestellt und das Ermittlungsverfahren genau erläutert. Darauf folgt eine Beschreibung der betriebsspezifischen Verbrauchsmessung. Den letzten Teil dieses Kapitels bildet die Darstellung des eigentlichen Optimierungsprozesses mit den dazugehörigen Kennzahlen.

5.1 Ermittlung des Ertragspotentials

Die Leistung der senkrecht einfallenden Solarstrahlung auf die Atmosphärenhülle der Erde beträgt laut Haselhuhn (2005, 30) durchschnittlich 1.367 Watt pro m². Dieser Wert wird als Solarkonstante bezeichnet. Durch Luftmoleküle, Wassertropfen und Aerosole wird die Strahlung am Weg durch die Erdatmosphäre reflektiert, absorbiert oder gestreut. Diese Vorgänge mindern die Sonnenlichtleistung. Bei schönem Wetter erreicht die Strahlungsintensität auf der Erdoberfläche, relativ unabhängig vom Standort, um die Mittagszeit Spitzenwerte von 1.000 W/m².

Aufgrund der Streuung der einfallenden Strahlung in der Atmosphäre, setzt sich die Solarstrahlung aus dem Direkt- und Diffusstrahlungsanteil zusammen. Summiert man den Energiegehalt der direkten Solarstrahlung G_b und diffusen Solarstrahlung G_d auf die Horizontale aller Solarstunden über ein Jahr, erhält man die Globalstrahlung G_h pro m² und Jahr (Eicker 2001, 47).

$$G_h = G_{bh} + G_{dh}$$

5.1.1 TRY-Datensätze

Direkt- und Diffusstrahlung auf die Horizontale werden in vielen Wetterdatensätzen als gemessene Stundenwerte bereitgestellt. In dieser Arbeit wurden die TRY-Datensätze des Deutschen Wetterdienstes (DWD) herangezogen. TRY steht hierbei für Testreferenzjahr. Die Testreferenzjahre enthalten stündliche, meteorologische Daten für 365 Tage eines Jahres in 15 TRY-Regionen bzw. Repräsentationsstationen der Bundesrepublik Deutschland. Diese bilden einen langjährigen Mittelwert der Basisperiode von 1988 bis 2007. Abbildung 28 zeigt eine Übersicht über die Einteilung der Bundesrepublik Deutschland in 15 TRY-Regionen (DWD, BBR, und CEC 2014, 2).

Abbildung 28: Einteilung Deutschlands in 15 TRY-Regionen (DWD, BBR, und CEC 2014, 18)

Aufgrund der Standortverhältnisse des Betriebes im Fallbeispiel, wie in Abschnitt 4.1 dargestellt, wurde für die weitere Berechnung der Globalstrahlung die TRY-Region 15, Alpenrand und –täler, Alpenvorland (> 700 m), Alpenrand und Alpentäler (bis 1000 m), gewählt. Die Repräsentationsstation in dieser Region ist Garmisch-Partenkirchen. Diese Region zeichnet sich durch folgende Besonderheiten aus (DWD, BBR, und CEC 2014, 65):

- Im Jahresdurchschnitt ist es kühl.
- Unterschied zwischen tiefstem und höchstem mittleren Monatsmittel der Lufttemperatur an der Repräsentationsstation: von - 2,3 °C bis 16,7 °C
- Belüftung, Erwärmung, Auskühlung, Sonnenscheindauer und Niederschlag sind stark abhängig von der Gipfel-, Hang- oder Tallage des jeweiligen Standortes.
- Die Durchlüftung ist mäßig, in den Höhenlagen sehr gut. In den Tälern gibt es tagsüber schattige bzw. strahlungsbegünstigte Lagen und nachts bei wolkenarmen Wetterlagen Kaltluftabflüsse in die tieferen Regionen.

5.1.2 Strahlung auf geneigte Flächen

Diese Daten für direkte- und diffuse Strahlung wurden von der Horizontalen auf eine geneigte Fläche umgerechnet. Laut Schenke (2014, 9) kann die produzierte Energie in höheren geographischen Breiten deutlich gesteigert werden, wenn die Photovoltaikmodule um den Winkel β in Richtung der Sonne geneigt werden. Diese Beziehung zwischen Sonnenstand und Anstellwinkel der Module ist nur für die direkte Sonnenstrahlung ausschlaggebend. Die Intensität der Diffusstrahlung ist im Mittel unabhängig von der Richtung, d.h. die diffuse Himmelsstrahlung kommt gleichmäßig aus allen Richtungen des Himmelsgewölbes und steht nicht im Zusammenhang mit dem Sonnenstand. Neben der diffusen Himmelsstrahlung tritt eine diffuse Reflexion der Strahlung von der Erdoberfläche auf. Diese Bodenreflexion muss bei einer Umrechnung auf eine geneigte Fläche zusätzlich berücksichtigt werden.

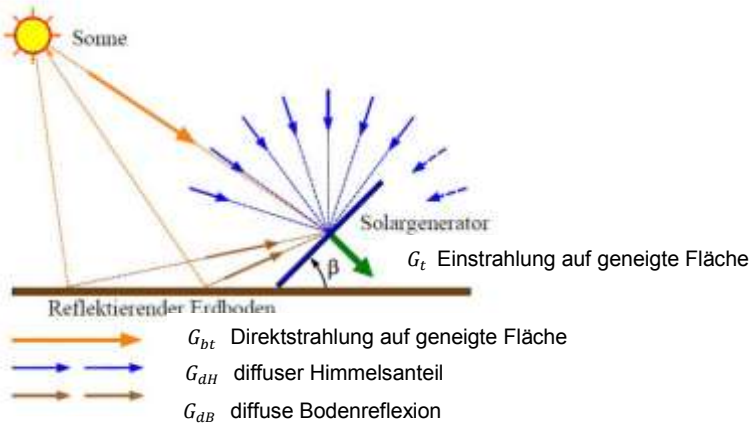


Abbildung 29: Zusammensetzung der Einstrahlung G_G, auf eine mit dem Winkel β gegenüber der Horizontalebene angestellten Fläche, aus Direktstrahlung, Diffusstrahlung und Reflexionsstrahlung (Schenke 2014, 14)

Aufgrund dieser unterschiedlichen Einflussfaktoren auf die Direkt- und Diffusstrahlung muss die Umrechnung der horizontalen Globalstrahlung auf eine geneigte Fläche immer separat erfolgen. Die Berechnung der Intensität des Direktstrahles hängt nur vom Einfallswinkel auf die Empfängeroberfläche ab und ist daher einfach durchzuführen. Für die Diffusstrahlung gibt es hingegen verschiedene Umrechnungsverfahren. Für die Berechnungen in dieser Arbeit wurde das Modell von Liu und Jordan (1960) herangezogen. Dieses Modell geht sowohl von einer gleichmäßig isotropen Diffusstrahlung des Himmels als auch von einer isotropen Bodenstrahlung aus.

Somit ergibt sich die Gesamtstrahlung auf die geneigte Fläche G_t beim isotropen Diffusstrahlungsmodell aus der Summe des Direktstrahlungsanteils, der isotropen Himmelsstrahlung sowie des Bodenreflexionsanteils mit dem Reflexionskoeffizienten ρ. Dieser Reflexionskoeffizient ist von der Beschaffenheit des Bodens abhängig ($0 \leq \rho \geq 1$). Eine Übersicht über Richtwerte zum Reflexionskoeffizienten bietet Tabelle 5. Als Grundlage für die Ermittlung des Ertragspotentials wurde ein mittlerer Reflexionskoeffizient von $\rho = 0{,}2$ für diese Arbeit gewählt.

$$G_t = \frac{G_{bh}}{\cos\theta_z} * \cos\theta + G_{dh} * F_{Fläche-Himmel} + G_h * F_{Fläche-Boden} * \rho$$

G_t	Einstrahlung auf geneigte Fläche [W/m²]
G_{bh}	Direkte Sonnenbestrahlungsstärke (horizontal) [W/m²]
G_{dh}	Diffuse Sonnenbestrahlungsstärke (horizontal) [W/m²]
G_h	Globale Sonnenbestrahlungsstärke (horizontal) [W/m²]
θ_z	Zenitwinkel der Fläche normal zur Sonne [°]
θ	Einfallswinkel auf die geneigte Fläche [°]
ρ	Reflexionskoeffizient
F	Formfaktor

Der Direktstrahlungsanteil auf die Horizontale wird dabei über den Kosinus des Zenitwinkels auf eine Fläche normal zur Sonne umgerechnet und anschließend mit dem Kosinus des Einfallwinkels auf die geneigte Fläche multipliziert. Um den Zenitwinkel der Sonne berechnen zu können, müssen Daten über den monatlichen Sonnenstand vorliegen. Das zur Berechnung herangezogene Diagramm ist in Abbildung 31 dargestellt (Eicker 2001, 48).

Der Zenitwinkel θ_z kann laut Quaschning (2015, 75) sehr einfach aus der Sonnenhöhe berechnet werden:

$$\theta_z = 90° - Sonnenhöhe\ .$$

Die Berechnung des Einfallswinkels θ ist etwas schwieriger, da sich aufgrund der Erddrehung der Sonnenazimut verändert. In der Berechnung wurde zur Vereinfachung ein gleichbleibender Sonnenazimut verwendet. Somit ist der Einfallswinkel θ der Winkel zwischen einem Vektor s in Sonnenrichtung und dem Normalvektor n der geneigten Ebene, wie Abbildung 30 zeigt.

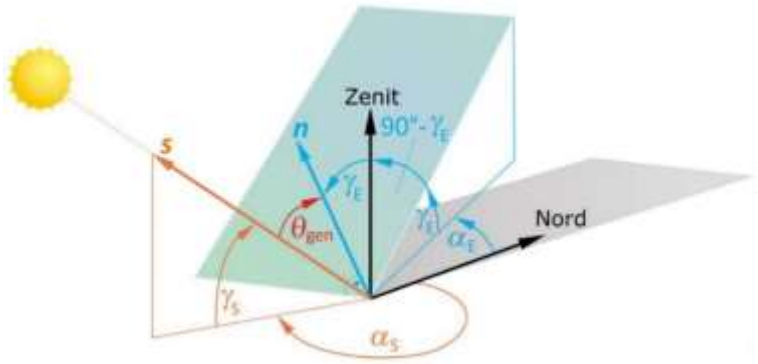


Abbildung 30: Bestimmung des Sonneneinfallwinkels auf eine geneigte Fläche (Quaschning 2015, 74)

Die Diffusstrahlungskomponenten werden mithilfe von Formfaktoren F zwischen Empfängerfläche und Himmel bzw. Boden umgerechnet. Die Formfaktoren hängen vom Neigungswinkel β der Fläche gegen die Horizontale ab (Eicker 2001, 48).

$$F_{Fläche-Himmel} = \frac{1+\cos\beta}{2} \qquad F_{Fläche-Boden} = \frac{1-\cos\beta}{2}$$

Mit diesen geometrischen Beziehungen, welche in Abbildung 29 schematisch gezeigt werden, wurde die Gesamtstrahlung von der Horizontalen auf die geneigte Fläche umgerechnet:

$$\underbrace{G_t = G_{bh} * \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z}}_{G_{bt}} + \underbrace{G_{dh} * }_{G_{dH}} + \underbrace{G_h * \rho * \frac{1-\cos\beta}{2}}_{G_{dB}}$$

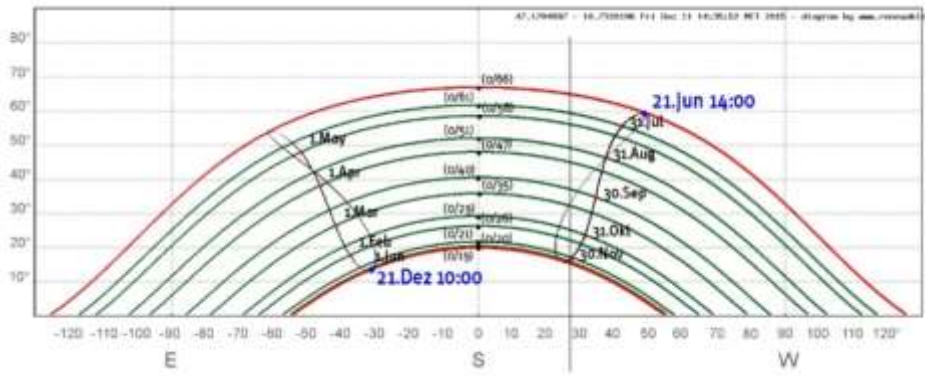
Die Dachneigung β beträgt im Fallbeispiel 31°.

Tabelle 5: Richtwerte für den Reflexionsfaktor (Schenke 2014, 14)

Beschaffenheit des Bodens	Reflexionsfaktor
Asphalt	0,1-0,15
Nasser Erdboden	0,1-0,2
Trockener Erdboden	0,15-0,3
Grasbedeckter Boden	0,2-0,3
Beton	0,2-0,35
Wüstensand	0,3-0,4
Altschnee	0,5-0,75
Neuschnee	0,75-0,9

5.1.3 Sonnenstandsdiagramm

Wie vorhin erwähnt, werden zur Berechnung der Direktstrahlung auf eine geneigte Fläche der Sonnenstand bzw. die Sonnenhöhe benötigt. Diese Daten können aus dem Sonnenstandsdiagramm, welches in Abbildung 31 dargestellt ist, abgelesen werden. Dieses Diagramm zeigt für einen jeweiligen Standort die monatliche Sonnenhöhe in Abhängigkeit des Azimutes. Der Azimut ist die Abweichung der auf die Horizontalebene projizierten Verbindungslinie zur Sonne von der Südrichtung. Dabei ist einen Abweichung γ für Westabweichungen > 0 und für Ostabweichungen < 0 (Schenke 2014, 5).



$\gamma = 27°$

Abbildung 31: Sonnenstandsdiagramm für den Standort (AT) Unterdorf 61, 6473 Wenns (REC 2013)

Die Azimutabweichung der Dachfläche wurde grafisch auf Grundlage des Grundstückkatasters ermittelt. Dieser Vorgang kann in Abbildung 32 nachvollzogen werden. Die für die Berechnung herangezogene Dachfläche hat einen Azimutwinkel von 27°. Anhand dieses Wertes wurde die Sonnenhöhe für alle 12 Monate aus dem Sonnenstandsdiagramm abgelesen. Abbildung 33 zeigt die für die Berechnung verwendeten Sonnenhöhen über ein Jahr.

Abbildung 32: Grafische Ermittlung des Azimutes der Dachfläche (tiris 2016)

5.1.4 Ertragskalkulation

Die Ermittlung des Ertragspotentials einer Photovoltaikanlage wurde nach dem vorgestellten Berechnungsverfahren auf Grundlage des TRY-Datensatzes für die Klimaregion 15 mit „Microsoft Excel“ durchgeführt. Diese Kalkulation erfolgte in einer Auflösung von 60 min, da die TRY-Datensätze stündliche Werte beinhalten. Die Grundstruktur der Kalkulation wird in Abbildung 33 gezeigt.

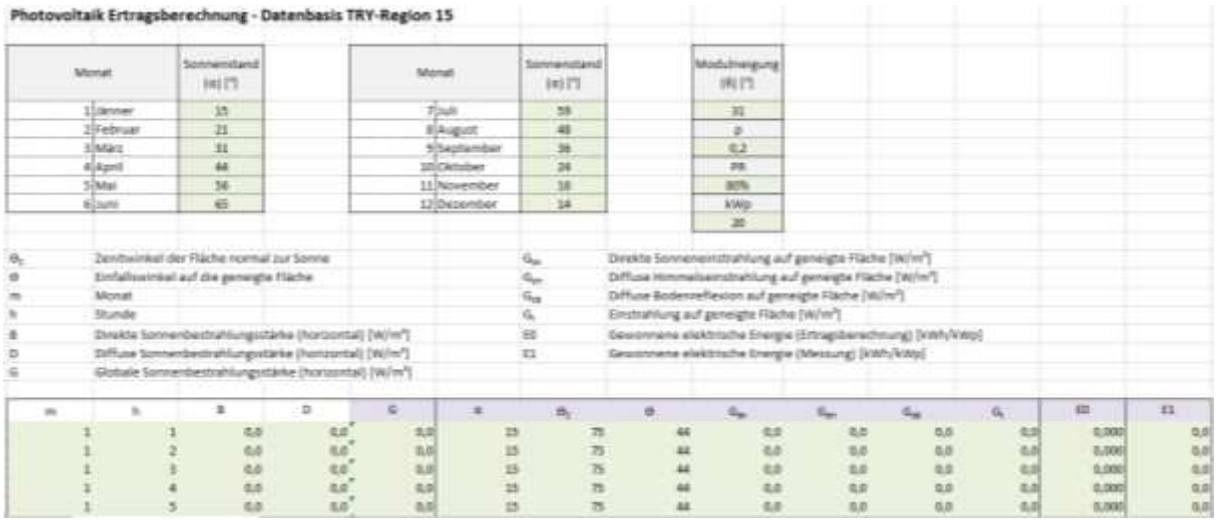


Abbildung 33: Ausschnitt der Photovoltaikertragskalkulation (eigene Darstellung 2016)

In einem weiteren Schritt wurde die 60-Minutenskalierung auf ein fünfminütiges Intervall ausgedehnt und mittels dem gleitenden Mittelwert über 5 Intervalle geglättet. Somit liegt eine monatliche Ertragsprognose, in einer Auflösung von 5 Minuten, über ein gesamtes Jahr vor.

5.2 Erstellung eines Stromlastprofils

Bei der Erstellung eines Stromlastprofils sind das Festlegen des Zeitraums der Verbrauchsmessung, die Auswahl der Messgeräte mit einem entsprechenden Messaufbau und die abschließende Datenauswertung als Arbeitsschritte zu nennen. Diese werden in Folge beschrieben.

5.2.1 Zeitraum der Verbrauchsmessung

Die Grundlage eines betriebsspezifischen Stromlastprofils ist eine Stromverbrauchsmessung beim jeweiligen Verbraucher bzw. Gebäude. Aus diesem Grund wurden beim Beispielbetrieb zwei Stromverbrauchsmessungen durchgeführt. Beide Messungen lieferten Ergebnisse über einen Zeitraum von 14 Tagen, mit einem Aufzeichnungsintervall von fünf Minuten. Die Zeiträume zur Messung wurden so

gewählt, dass betriebstypische Verbrauchsperioden berücksichtigt wurden. Die erste Messung erfolgte vom 12. November 2015 bis 26. November 2015. Dieser Messzeitraum spiegelt den Stromverbrauch in der produktionsschwachen Zeit im Bereich Milchverarbeitung wieder. Der Grund hierfür liegt in der Zwischensaison der Gastronomiebetriebe und der dadurch geringen Verkaufsmengen an Milch und Joghurt. Mit der zweiten Messung vom 23. Dezember 2015 bis 07. Jänner 2016 wurde der Stromverbrauch von verarbeitungsstarken Wochen, sprich zur Hauptsaison der Großkunden, aufgezeichnet. Um diese saisonalen Verbrauchsschwankungen im Jahresstromverbrauch berücksichtigen zu können, wurde eine 12-monatige Einteilung in verarbeitungsstarke und verarbeitungsschwache Monate durchgeführt. Diese Aufteilung ist in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Einteilung in verarbeitungsstarke bzw. verarbeitungsschwache Monate (eigene Darstellung 2016)

Verarbeitungsstarke Monate (Messdatenbasis: 23.12.15-07.01.16)	Verarbeitungsschwache Monate (Messdatenbasis: 12.11.15-26.11.15)
• Jänner • Februar • März • Juni • Juli • August • September	• April • Mai • Oktober • November • Dezember

5.2.2 Messgeräte

Die Stromverbrauchsmessungen wurden mit dem „1735 Power Logger“ von Fluke durchgeführt, welcher in Abbildung 34 gezeigt wird. Mit diesem Gerät können Spannungs-, Strom- und Netzuntersuchungen zur Bestimmung vorhandener Lasten durchgeführt werden (Fluke 2006, 1).

Abbildung 34: Fluke 1735 Power Logger (eigene Darstellung 2015)

Zur Erstellung eines Lastprofils ist die Leistung, welche im Fallbeispiel vom öffentlichen Stromnetz bezogen wurde, die zu messende Größe. Zur Ermittlung der Leistung bei Wechselstrom geht man vom allgemein gültigen Gesetz der elektrischen Leistung:

$$P = U * I$$

aus. Somit ist die elektrische Leistung P [W] das Produkt aus der elektrischen Spannung U [V] und der elektrischen Stromstärke I [A] (Linse und Fischer 2000, 17). Dies erfordert eine Messinstallation wie in Abbildung 35 dargestellt. Dabei dienen die Klemmverbindungen zur Spannungs- und die Flexi Zangen zur Stromstärkenmessung.

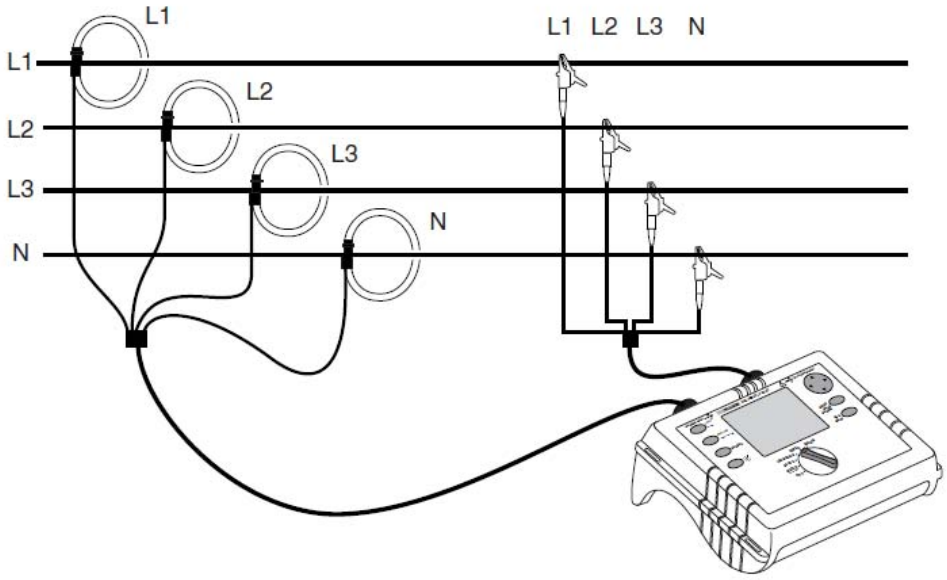


Abbildung 35: Drehstrom Stern-Anschluss (Fluke 2006, 30)

In der Messfunktion „Power“ werden vom Messgerät für jede Phase (L1, L2, L3) folgende Werte aufgezeichnet:

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

Da zur Lastprofilerstellung nur die Werte der Wirkleistung herangezogen werden, wird auf eine weitere Beschreibung dieser Messdaten verzichtet.

5.2.3 Messaufbau

Zur Erstellung eines gesamtbetrieblichen Lastprofils, würde ein Messgerät beim Eingang der Versorgungsleitung in den Stromverteiler genügen. Um jedoch einen genaueren Überblick über verschiedene Verbrauchsbereiche zu gewinnen, wurden bei der ersten Messung drei Messgeräte und bei der zweiten zwei Messgeräte verwendet. Die Messpunkte befanden sich bei den Zählerpunkten bzw. bei den Vorsicherungen des Verarbeitungsraumes und des Stalles. Abbildung 36 zeigt den Messaufbau bei der ersten Messung im November 2015 mit drei Messgeräten. Die Aufteilung der Messgeräte auf die Messpunkte erfolgte wie in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Messaufbau (eigene Darstellung 2016)

	Messgerät (IVET 1)	**Messgerät (IVET 2)**	**Messgerät (IVET 3)**
Messung 1	Wohnung 1	Stall	Wohnung 2 + Betrieb
Messung 2		Milchverarbeitungs-raum	Gesamtbetrieb (Wohnung 1 + Wohnung 2 + Betrieb)

Der Grund für die Reduktion eines Messgerätes bei der zweiten Messung liegt im unveränderten Verbrauch in der Wohnung 1 zwischen den Messzeiträumen. Dies bedeutet, dass im zweiten Messzeitraum dieselben Geräte in Verwendung waren und gleich viele Personen in der Wohnung lebten als im Zeitraum der ersten Messung.

Abbildung 36: Messaufbau bei der ersten Messung im November 2015 (eigene Darstellung 2015)

5.2.4 Datenauswertung

Die Datenaufzeichnung erfolgte, wie vorhin schon erwähnt, im Intervall von fünf Minuten. Bei dieser Aufzeichnungsauflösung ist eine Datenspeicherung am Messgerät von 15 Tagen möglich. Somit konnte eine Messung über 14 Tage ohne Unterbrechung stattfinden. Die gespeicherten Daten wurden nach der Messperiode über eine USB-Schnittstelle auf einen Computer übertragen und mit dem Softwarepaket „Fluke Power Log“ analysiert und für die weitere Datenverarbeitung mit „Microsoft Excel“ in das notwendige Dateiformat exportiert. Mit diesem Programm erfolgte die endgültige Erstellung des mittleren Stromlastprofils über beide Messzeiträume.

5.3 Modellerstellung zur Anlagendimensionierung

Das Kalkulationsmodell zur wirtschaftlichen Optimierung der Photovoltaikgröße in Kombination mit einem Lithium-Ionen Speicher wurde in „Microsoft Excel“ erstellt. Diese Kalkulation kann in fünf Bereiche unterteilt werden. Dies sind die Bereiche:

- Stromverbrauch
- Photovoltaikertrag
- Berechnung des Netzbezuges und der Netzeinspeisung
- Wirtschaftlichkeitsberechnung
- Optimierungsrechnung.

Optimierungsrechnung

		Ertragsrechnung pro Kalenderjahr	
Kapazität PV Anlage in kWp	12 **kWp**	Netzbezug kumuliert	24813,6 kWh
nutzbare Speicherkapazität in kWh	0 **kWh**	Netzeinspeisung kumuliert	2233,2 kWh
max. Entladetiefe Speicher	90%	Max. Speicheraufladung	0,00 kWh
Nennspeicherkapazität in kWh	0,00 **kWh**	Variable Kosten	4800,76 EUR
mittlerer Strombezugspreis in EUR/kWh	0,1964 **EUR/kWh**	Abschreibung PV	900,00 EUR
Einspeisetarif in EUR/kWh	0,0325 **EUR/kWh**	Abschreibung Speicher	0,00 EUR
Spez. Investkosten PV Anlage	1500 **EUR/kWp**	Betriebskosten	180,00 EUR
Spez. Investkosten Speicher	1500 **EUR/kWh**	Versicherung	150,00 EUR
Kalkulationszeitraum	20 **Jahre**	Zählergebühr	100,00 EUR
Kalkulationszinssatz	4,00% **p.a.**	Kalkulatorische Zinsen	360,00 EUR
		Gesamtkosten	6490,76 EUR
		mittlere Stromkosten	0,1791 EUR

Eigenverbrauchsanteil	Autarkiegrad	Interner Zinsfuß
84%	30%	7,57%

Wirtschaftlichkeitsberechnung

Jahr	
Anschaffungskosten	
PV-Anlage in EUR	
Lithium-Ionen Speicher in EUR	
Kalkulationszinssatz in % p.a.	
Einspeisetarif in EUR/kWh	
Strombezugspreis in EUR/kWh	
Einnahmen	
Stromverkauf in EUR/Jahr	
Ersparnis Strombezug in EUR/Jahr	
Ausgaben	
Betriebskosten	
Versicherung in EUR/Jahr	
Zählergebühr in EUR/Jahr	
Rückfluss in EUR/Jahr	
Kapitalwert	**6744,55**

		Stromverbrauch	Photovoltaikertrag		Berechnungen Netzbezug und Netzeinspeisung					
Datum	Zeit	Wirkleistung [kW]	PV-Ertrag der Anlage [kWh/Anlage]	PV-Leistung der Anlage [kW/Anlage]	Speicher-lade-leistung [kW]	Netzbezug Leistung [kW]	Netzein-speise-Leistung [kW]	Speicher-ladestand [kWh]	Netzbezug kumuliert [kWh]	Netzeinspei sung kumuliert [kWh]
7.3	09:40:00	4,14	0,37	4,45	0,31	0,00	0,00	0,38	4998,58	332,55
7.3	09:45:00	5,33	0,37	4,45	-0,88	0,00	0,00	0,31	4998,58	332,55
7.3	09:50:00	5,36	0,41	4,89	-0,46	0,00	0,00	0,27	4998,58	332,55
7.3	09:55:00	5,58	0,44	5,33	-0,25	0,00	0,00	0,25	4998,58	332,55
7.3	10:00:00	6,24	0,48	5,76	-0,47	0,00	0,00	0,21	4998,58	332,55
7.3	10:05:00	6,52	0,52	6,20	-0,32	0,00	0,00	0,18	4998,58	332,55
7.3	10:10:00	6,52	0,55	6,64	0,12	0,00	0,00	0,19	4998,58	332,55

Abbildung 37: Übersicht Kalkulationstool (eigene Darstellung 2016)

5.3.1 Stromverbrauch

Die Datengrundlage für den Stromverbrauch lieferte die Verbrauchsmessung von Abschnitt 5.2. Aus diesen Messergebnissen wurde eine Verbrauchszeitreihe über 365 Tage im Messintervall von 5 Minuten erstellt. Anhand der kumulierten Wirkenergie wurde der Jahresstromverbrauch mit Hilfe der Verbrauchsmessung mit dem tatsächlichen Netzbezug verglichen. Bei erheblichen Abweichungen müsste die Aufteilung in verarbeitungsstarke bzw. verarbeitungsschwache Monate, wie in Tabelle 6 dargestellt, überarbeitet werden.

5.3.2 Photovoltaikertrag

Die Kalkulationsgrundlage ist die Ermittlung des Ertragspotentials aus Abschnitt 5.1. Diese Ertragsabschätzung liefert eine Datenbasis der Ertragswerte in kWh pro kWp in fünfminütiger Auflösung. Aufsummiert auf ein Jahr ergibt dies die mögliche jährliche, elektrische Stromproduktion in kWh/Jahr. Dieser Wert wurde mit Photovoltaikertragswerten einer bestehenden Anlage in unmittelbarer Nähe, mit vergleichbarer Ausrichtung, verglichen. Dabei ermöglicht das erstellte Modell bei einer erhöhten Abweichung des Ertragspotentials von den Vergleichswerten eine prozentuelle Anpassung. Diese Anpassung kann notwendig sein, da die Datengrundlage des TRY-Datensatzes der Klimaregion 15 und der Messstelle in Garmisch-Partenkirchen die tatsächlichen Strahlungsdaten des Standortes im Fallbeispiel nicht exakt wiederspiegelt.

Die bestehende Vergleichsanlage lieferte, wie Abbildung 38 zeigt, im Jahr 2014 einen spezifischen Stromertrag von 1.122,37 kWh/kWp und im Jahr 2015 einen spezifischen Stromertrag von 1.227,83 kWh/kWp.

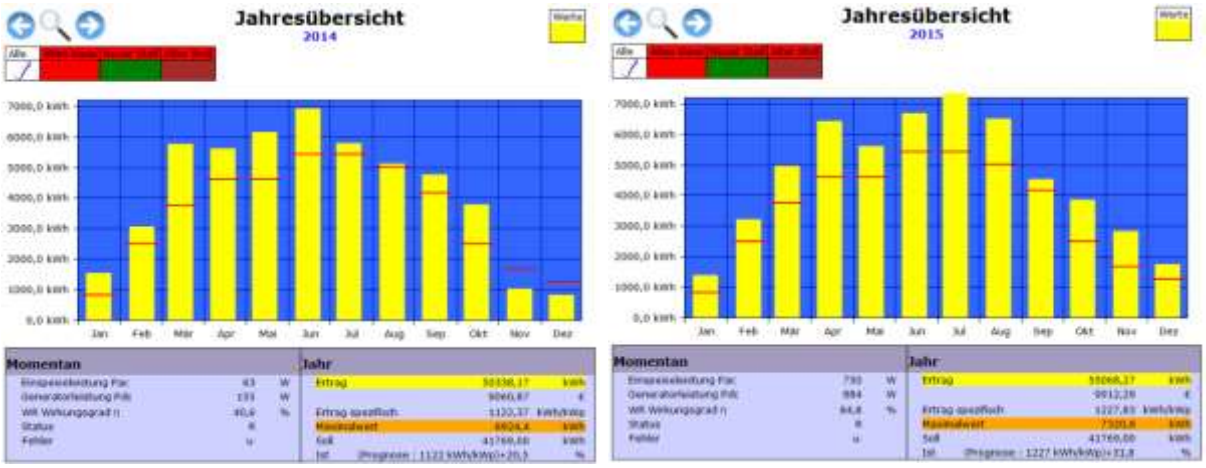


Abbildung 38: Photovoltaikertrag einer Vergleichsanlage (SolarLog 2016)

Da diese Anlage erst im Jahr 2013 errichtet wurde und daher keine langjährige Datenbasis zur Verfügung steht, wurde zusätzlich eine Schätzung der Solarenergieproduktion mittels PVGIS durchgeführt. PVGIS steht für „Photovoltaic Geographical Information System" und wird von der Europäischen Kommission kostenlos zur Verfügung gestellt. Die Datenbasis beruht auf genauen europaweiten Messungen der Sonneneinstrahlung (Märtel 2016). Die Eingabemaske, mit den identen Werten der Modulausrichtung von Abschnitt 5.1, wird in Abbildung 39 dargestellt.

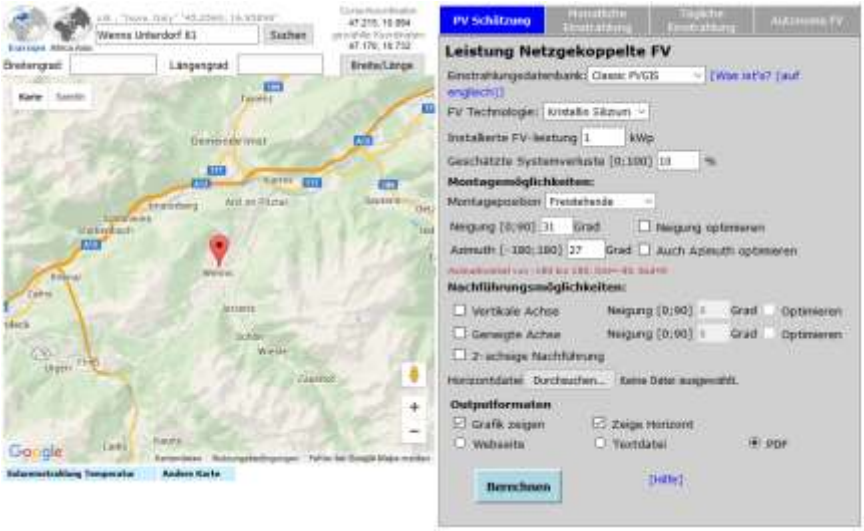


Abbildung 39: Eingabefeld PVGIS (PVGIS 2016)

5.3.3 Berechnung des Netzbezuges und der Netzeinspeisung

Der erwartete Netzbezug bzw. die Netzeinspeisung werden anhand der Speicherladeleistung und des Speicherladestandes berechnet. Bei einem Speicherladestand von „null“ und einer Photovoltaikleistung von „null“ erfolgt ein Netzbezug von 100 %. Sobald die Photovoltaikleistung steigt, wird der selbst erzeugte, elektrische Strom direkt verbraucht und der Netzbezug sinkt dementsprechend. Ab dem Zeitpunkt, an dem die Photovoltaikleistung die Verbrauchsleistung übersteigt, wird die überschüssige Energie dem Speicher zugeführt. Somit wird die Speicherladeleistung positiv. Diese Speicherladung wird entweder durch ein Absinken der Photovoltaikleistung unter die Verbrauchsleistung oder durch den maximalen Ladespeicherstand unterbrochen. Bei letzterem wird der überschüssige elektrische Strom ins Netz eingespeist. Bei einem zwischenzeitlichen Absinken der Photovoltaikleistung unter die Verbrauchsleistung wird die Speicherladeleistung negativ und somit wird der Speicher entladen, entweder bis zur maximalen Entladetiefe oder bis es wiederum zu einer positiven Speicherladeleistung kommt. Sobald die maximale Entladetiefe erreicht ist, erfolgt ein Strombezug aus dem Netz. Einen Ausschnitt dieser Berechnungsmethode wird in Abbildung 37 zur besseren Nachvollziehbarkeit dargestellt.

5.3.4 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Weniger u. a. (2015, 40) empfehlen in einer ökonomische Bewertung von Photovoltaikspeichersystemen alle mit der Stromversorgung in Verbindung stehenden Ausgaben und Einnahmen während der Nutzungsdauer zu berücksichtigen. Abbildung 40 zeigt eine Übersicht über die in der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigten Ein- und Ausgaben. Neben den Investitionskosten der Photovoltaikanlage und des Batteriespeichers fließen auch Betriebs- und Wartungskosten in die Kalkulation ein. Des Weiteren fallen Finanzierungskosten an. Zusätzlich werden die Ausgaben für den verbleibenden Strombezug aus dem Netz und die Erlöse aus den Netzeinspeisungen in die Wirtschaftlichkeitsanalyse einbezogen. Einen Überblick über die finanziellen Rahmenbedingungen zeigen Tabelle 8 und Tabelle 9.

Im Zusammenhang mit der Wirtschaftlichkeitsberechnung sollte noch einmal in Erinnerung gerufen werden, dass, wie in Abschnitt 3 ausführlich beschrieben, keine Investitions- und Tarifförderungen in die Kalkulation einfließen.

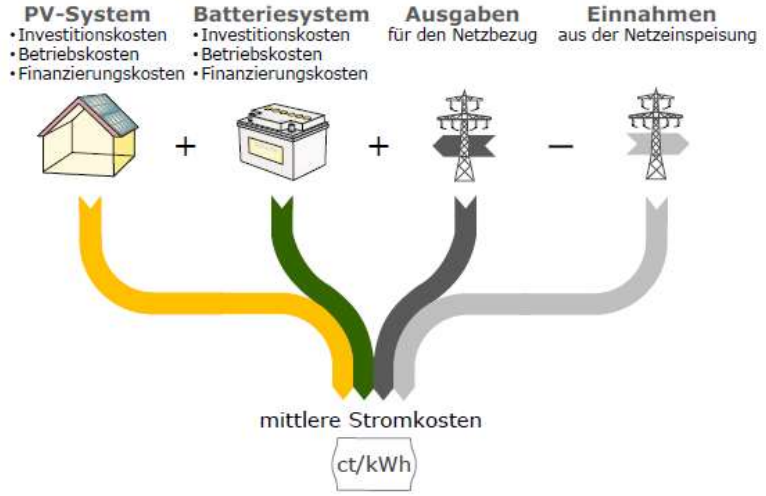


Abbildung 40: Ein- und Ausgaben bei Photovoltaikspeichersystemen (Weniger u. a. 2015, 41)

Das Ergebnis dieser ökonomischen Bewertung wird durch die jährlichen Gesamtkosten in € bzw. die mittleren Stromkosten in €/kWh oder ct/kWh dargestellt. Die mittleren Stromkosten stellen den Quotienten aus Gesamtkosten in €/Jahr und elektrischen Stromverbrauch in kWh/Jahr dar. Die wirtschaftlich optimale Dimensionierung entspricht der Systemkonfiguration mit den geringsten mittleren Stromkosten (Weniger, Quaschning, und Tjaden 2013, 72).

5.3.4.1 Ökonomische Kalkulationsgrundlagen zur Gesamtkostenermittlung

Aufgrund der raschen Innovationssprünge im Bereich Photovoltaik in den letzten Jahren und den beginnenden Technologieentwicklungen im Speicherbereich wurden optimierte Systemkonfigurationen nicht nur mit derzeitigen/kurzfristigen Kostenparametern, sondern auch für mittel- und langfristige Kostenentwicklungen ermittelt. Hierzu wurden sowohl die spezifischen Investitionskosten für die Photovoltaik- und Speichertechnologie als auch die Strombezugskosten variiert. Alle übrigen Kostenparameter wurden über alle drei Szenarien konstant gehalten.

Die Investitionskosten des Photovoltaiksystems werden in dieser Arbeit derzeit mit 1.500 €/kWp angenommen. Weniger u.a. (2015, 41) beziffern die Investitionskosten durchschnittlich ebenfalls mit 1.500 €/kWp. Weitere aktuelle Richtwerte gibt es vom OÖ Energiesparverband (2015, 4) welche Anlagenkosten bis 20 kWp mit 1.600 €/kWp, zwischen 20-50 kWp mit 1.500 €/kWp und über 50 bis 170 kWp mit 1.400 €/kWp angeben. Mittelfristig gehen Weniger u. a. (2013, 72) von spezifischen Kosten bei Photovoltaik von 1.200 €/kWp aus. Dieser Abwärtstrend könnte langfristig bei Photovoltaikinvestitionskosten von 1.000 €/kWp ein Ende finden.

Bei Lithium-Ionen-Speicher fallen laut Weniger u. a. (2015, 41) 1.500 €/kWh Speicherkapazität an. Der OÖ Energiesparverband nennt einen Kostenbereich für ein Lithium-Ionen-Speichersystem von 1.500 bis 2.600 €/kWh Speicherkapazität. Als Berechnungsgrundlage in dieser Arbeit wurde derzeit/kurzfristig von Investitionskosten für einen Lithium-Ionen-Speicher in der Höhe 1.500€/kWh ausgegangen. Auch hierbei ist eine Verringerung der Investitionskosten in den nächsten Jahren zu erwarten. Mittelfristig werden Kosten in der Höhe von 1.000 €/kWh und langfristig von 600 €/kWh veranschlagt (Weniger, Quaschning, und Tjaden 2013, 72).

Die aktuellen Strombezugskosten von 16,11 ct/kWh (brutto) laut Tiwag (2015) liefern die Berechnungsgrundlage der derzeitigen Netzbezugskosten. Für die Netzbezugskosten wurde eine jährliche Kostensteigerung von 2 %, wie Weniger u. a. (2015, 41) in ihrer Untersuchung, angenommen. Dies ergibt in 20 Jahren einen mittleren Strompreis von 19,64 ct/kWh. Mittelfristig wird von mittleren Strombezugskosten in der Höhe von 24,38 ct/kWh und langfristig von 29,26 ct/kWh ausgegangen.

Tabelle 8: Derzeitige und zukünftige spezifische Investitionskosten und mittlere Strombezugskosten (in Anlehnung an Weniger u. a. 2015, 41)

	derzeit/ kurzfristig	mittelfristig	langfristig
Spez. Investkosten PV Anlage €/kWp (brutto)	1.500,00	1.200,00	1.000,00
Spez. Investkosten Speicher €/kWh (brutto)	1.500,00	1.000,00	600,00
mittlere Strombezugskosten €/kWh (brutto)	0,1964	0,2438	0,2926

Die weiteren, in die Optimierung eingeflossenen und in Folge beschriebenen, Kostenstellen werden über einen längeren Zeitraum als konstant angenommen und unterliegen daher keiner Änderung.

Die Nutzungsdauer einer Photovoltaikanlage beträgt 20 Jahre. Dieser Wert deckt sich mit der steuerlichen Empfehlung der WKO (2015, 1). Die Lebensdauer des Lithium-Ionen-Speichers beträgt, wie in Abschnitt 2.3.3 beschrieben, 7.000 bis 8.000 Ladezyklen, was ebenfalls eine Nutzungsdauer von 20 Jahren bedeutet.

Die jährlichen Betriebskosten werden mit 1 % der Investitionskosten, sowohl für das Photovoltaiksystem als auch für den Speicher, veranschlagt. Dieser Durchschnittswert deckt sich mit dem üblichen Pauschalbetrag von etwa 1 % laut Seltmann (2005, 161). Quaschning (2015, 398) schreibt von sehr geringen Betriebskosten bei kleinen privaten Photovoltaikanlagen. Bei größeren Photovoltaikanlagen sind Betriebskosten in der Höhe von 2 bis 4 % der Investitionskosten zu veranschlagen. Weniger u. a. (2015, 41) kalkulieren in ihrer Studie mit durchschnittlich jährlichen Betriebskosten von 1,5 % der Investitionskosten.

Zusätzlich zu den Betriebskosten schreiben Haselhuhn (2005, 125) und Seltmann (2005, 161) von Kosten für die Versicherung und Zählergebühr. Beiträge für die Versicherung einer 5 kWp-Photovoltaikanlage geben sie mit 40 bis 100 € Jahr an. Die Zählergebühr für eine Anlage in genannter Größe liegt bei 30 € pro Jahr. Da die Anlagengröße im Fallbeispiel mit hoher Wahrscheinlichkeit über 5 kWp liegt, wurde für die jährliche Versicherung ein Betrag von 150 € und für die Zählergebühr von 100 € veranschlagt.

Der Netzeinspeisetarif wurde auf Grundlage der Marktpreisberechnung der Settlement Preise der Leipziger Börse EEX Grundlast Quartalsstufe (Phelix) für das Jahr 2015 durchgeführt. Dies ergibt laut E-Control (2016) einen durchschnittlichen Marktpreis im Jahr 2015 von 32,27 €/MWh. Dies entspricht einen Netzeinspeisetarif von 3,23 ct/kWh.

Der der Berechnung zugrundeliegende Kalkulationszinssatz liegt bei 4 %. Derzeit können bei langfristigen Geldanlagen Zinssätze bis ca. 2,5 % erreicht werden. Der Grund für einen höheren Kalkulationszinssatz liegt in der Überlegung, dass über einen Zeitraum von 20 Jahren auch Geldanlagen, in beispielsweise Immobilien, berücksichtigt werden sollten, welche eine Verzinsung von 3-6 % durchaus erreichen können (Ahrendt 2016).

Tabelle 9: Konstante Kostenparameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung (eigene Darstellung 2016)

	derzeit/kurz-, mittel- und langfristig	
Kalkulationszeitraum	20	Jahre
jährliche Betriebskosten (Prozent der Investk.)	1,00%	Prozent
Versicherung	150,00	€/Jahr
Zählergebühr	100,00	€/Jahr
Einspeisetarif	0,0323	€/kWh
Kalkulationszinssatz	4%	Prozent

5.3.4.2 Interne Zinsfußmethode

Neben der Ermittlung der Gesamtkosten bzw. der mittleren Stromkosten wurde eine Berechnung des internen Zinsfußes durchgeführt. Der interne Zinsfuß ist der Zinssatz, mit dem die Kapitalströme eines Investitionsobjektes verzinst werden. Er entspricht damit einerseits der Effektivrendite einer Investition vor Abzug der Zinszahlungen und andererseits zeigt der interne Zinsfuß den höchstmöglichen Kreditzinssatz einer Fremdfinanzierung für eine wirtschaftliche Investition.

Der interne Zinsfuß errechnet sich aus dem Zinssatz für den Kapitalwert K_0 gleich null. Eine Investition ist dann vorteilhaft, wenn der interne Zinsfuß größer oder zumindest gleich groß wie der kalkulatorische Zins (z.B. der Zinssatz für langfristig angelegtes Kapital) ist. Alternative Investitionen sind umso vorteilhafter, je höher der interne Zinsfuß ausfällt. Die Berechnung erfolgt mit der finanzmathematischen Methode für die Bedingung $K_0 = 0$: (e_i ... $Einzahlung$; a_i ... $Auszahlung$)

$$K_0 = \sum_{i=0}^{n} (e_i - a_i)\, q_i = 0 \ .$$

Dazu muss der Zinsfaktor q_i solange verändert werden, bis der Kapitalwert null wird.

Eine näherungsweise Ermittlung des internen Zinsfußes ist auch, wie Abbildung 41 zeigt, durch eine lineare Interpolationsmethode möglich. Dabei müssen zwei Zinssätze i_1 bzw. i_2 so ermittelt werden, dass die dazugehörigen Kapitalwerte K_{01} bzw. K_{02} negativ bzw. positiv sind (Hering 2014, 17ff).

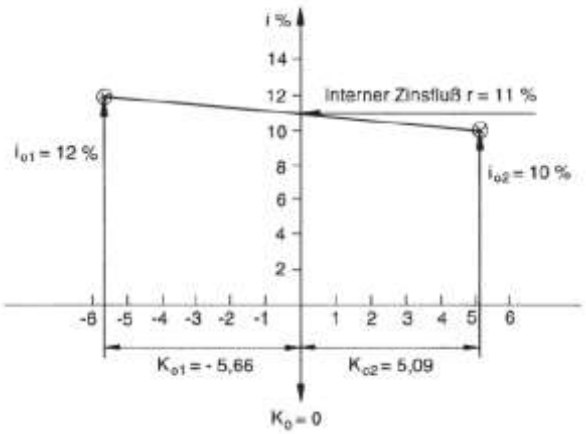


Abbildung 41: Ermittlung des internen Zinsfußes durch lineare Interpolation (Hering 2014, 18)

Eine genaue Ermittlung des internen Zinsfußes muss laut Kleinheitpaß (2013, 1) in der Regel durch ein Näherungsverfahren, sprich durch Iteration durchgeführt werden. Solch ein Näherungsverfahren führt „Microsoft Excel“ mit der Funktion „IKV“ durch.

Um diese Funktion ausüben zu können wurde eine Einzahlungs- und Auszahlungsreihe über 20 Jahre angelegt. Dabei wurden für die Rückflüsse in den verschiedenen Zeitabständen ihre Barwerte errechnet. Die Summe daraus ergibt den Kapitalwert (Hering 2014, 15):

$$K_0 = \sum_{i=0}^{n} (e_i - a_i)\, q^{-i} \ .$$

Für die weitere Investitionsbeurteilung in dieser Arbeit wird die Kapitalwertmethode jedoch nicht herangezogen.

5.3.5 Optimierungsrechnung

Die Optimierungsrechnung in dieser Aufgabe entspricht einer Extremwertaufgabe. Dabei können im abgebildeten Kalkulationstool (Abbildung 37) einerseits die Gesamtkosten minimiert, andererseits der Kapitalwert oder der interne Zinsfuß maximiert werden. Der Berechnungsvorgang wurde mit dem „Solver“ durchgeführt.

Die Extremwertaufgabe wurde wie folgt formuliert:

Zielfunktion: $K_0 \longrightarrow max$

Veränderbare Parameter: $Kapazität\ PV\ Anlage\ in\ kWp$

$nutzbare\ Speicherkapazität\ in\ kWh$

Nebenbedingungen: $Kapazität\ PV\ Anlage\ in\ kWp \geq 0$

$nutzbare\ Speicherkapazität\ in\ kWh \geq 0$

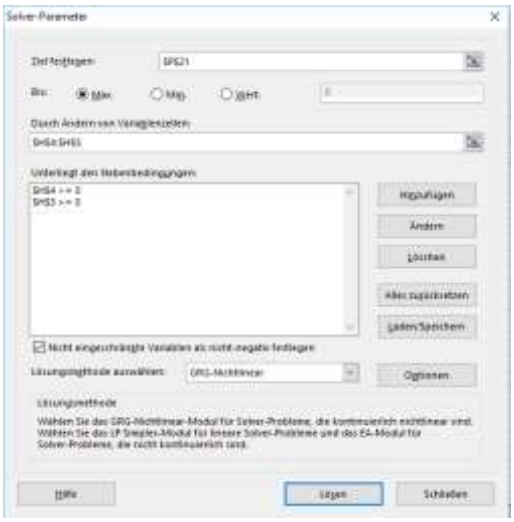


Abbildung 42: Eingabemaske Microsoft Excel „Solver“ (eigene Darstellung 2016)

6 Ergebnisse

Am „Biohof Sendler“ sollte eine mögliche zukünftige Photovoltaikanlage zur nachhaltigen Kostensenkungen im Bereich Elektrizität beitragen. Wie die Anlagenkonfiguration aussehen könnte, um dies zu erreichen, wird in diesem Abschnitt gezeigt.

6.1 Ertragspotential einer Photovoltaikanlage am Dach

Der berechnete jährliche, elektrische Stromertrag einer Photovoltaikanlage auf Grundlage des Datensatzes der TRY-Region 15 liegt bei 1.084 kWh/kWp. Die Vergleichsanlage in der Standortgemeinde des Fallbeispiels lieferte im Jahr 2014 und 2015 einen jährlichen elektrischen Stromertrag von 1.112 kWh/kWp bzw. 1.228 kWh/kWp. Dies ergibt eine Abweichung zur Ertragsberechnung anhand des TRY-Datensatzes von 74 kWh/kWp/Jahr bzw. 144 kWh/kWp/Jahr.

Zusätzlich zu den Praxiswerten liefert die Ertragsabschätzung mittels PVGIS Vergleichswerte auf Grundlage langjähriger Klimamodelle. Das Berechnungstool PVGIS schätzt eine durchschnittliche jährliche Jahreselektrizitätsproduktion, wie Tabelle 10 zeigt, von 1.120 kWh/kWp. Der Vergleich mit der Ertragsberechnung auf Grundlage der TRY-Region ergibt somit eine Differenz von 36 kWh/kWp/Jahr.

Tabelle 10: PVGIS Schätzung der Solarenergieproduktion (PVGIS 2016)

	Festes System: Neigung=31 Grad, Orientierung=27 Grad			
Monat	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	1.57	48.6	1.86	57.7
Feb	2.54	71.1	3.01	84.3
Mär	3.36	104	4.13	128
Apr	4.02	121	5.04	151
Mai	4.25	132	5.43	168
Jun	4.25	128	5.47	164
Jul	4.22	131	5.46	169
Aug	3.87	120	5.00	155
Sep	3.25	97.5	4.10	123
Okt	2.54	78.8	3.11	96.5
Nov	1.60	47.9	1.91	57.4
Dez	1.41	43.6	1.70	52.7
Jahr	3.08	93.5	3.86	117
Total für Jahr		1120		1410

Ed: Durchschnittliche tägliche Energieproduktion des Systems (kWh)
Em: Durchschnittliche monatliche Elektrizitätsproduktion mit diesem System (kWh)
Hd: Durchschnittliche Tagessumme globaler Einstrahlung pro Quadratmeter auf den Modulen des gewähltes System (kWh/m2)
Hm: Durchschnittliche globale Einstrahlungssumme pro Quadratmeter auf den Modulen des Systems (kWh/m2)

Der Vergleich des Kalkulationsergebnisses mit den drei Vergleichswerten zeigt eine Unterschätzung der jährlichen elektrischen Stromproduktion zwischen 36 bis 144 kWh/kWp. Diese Unterschiede können auf standortspezifische, klimatische

Abweichungen zurückgeführt werden. Um eine betriebsspezifische Ertragsermittlung durchführen zu können wurden die kalkulierten Ertragswerte um 5 % erhöht. Diese Erhöhung führte zu einem errechneten jährlichen Photovoltaikertrag von 1.138 kWh/kWp. Dieser Wert ist die Datenbasis für die weiteren Optimierungsaufgaben.

Tabelle 11 liefert einen zusammenfassenden Überblick über die Kalkulationsergebnisse und Vergleichswerte hinsichtlich des geschätzten Photovoltaikertrages.

Tabelle 11: Kalkulationsergebnis und Vergleichswerte der jährlichen photovoltaischen Stromproduktion (eigene Darstellung 2016)

elektrischer Stromertrag pro Jahr		
PV-Ertrag /Jahr (Kalkulation auf Grundlage des TRY-Datensatzes)	1.084	kWh/kWp/Jahr
PV-Ertrag /Jahr (Praxiswerte 2014)	1.122	kWh/kWp/Jahr
PV-Ertrag /Jahr (Praxiswerte 2015)	1.228	kWh/kWp/Jahr
PV-Ertrag /Jahr (PV-GIS)	1.120	kWh/kWp/Jahr
Erhöhung in %	5	%
PV-Ertrag/Jahr (Kalkulation mit Anpassung an Standort)	1.138	kWh/kWp/Jahr

Der errechnete jährliche Photovoltaikertrag von 1.138 kWh/kWp kann in 12 Monatswerte unterteilt werden. Diese monatlichen Ertragswerte sind in Abbildung 43 dargestellt. Ein Vergleich dieser kalkulierten monatlichen Ertragswerte mit der Ertragsschätzung mittels PVGIS aus Tabelle 10 zeigt leichte Abweichungen im Jahresverlauf. PVGIS schätzt die Ertragswerte in den Wintermonaten etwas höher und gleichzeitig die Spitzenwerte im Sommer etwas geringer. Diese Unterschiede sind auf unterschiedliche Datengrundlagen im Klimamodell und verschiedene Berechnungsverfahren zurückzuführen.

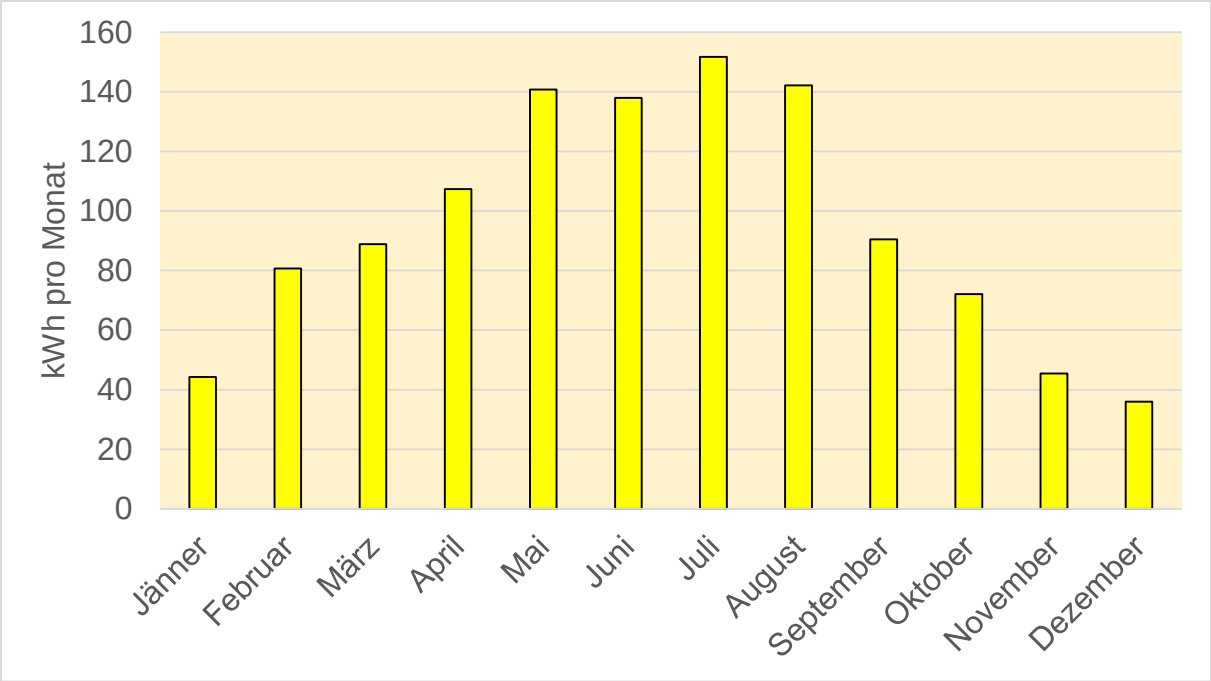


Abbildung 43: Monatlicher Photovoltaikertrag am Standort des Fallbeispiels (eigene Darstellung 2016)

Zur Optimierung einer Photovoltaikanlage mittels eines kurzfristigen elektrischen Speichers sind die Photovoltaikertragswerte im Tagesverlauf von größter Bedeutung. Da die Unterschiede je nach Jahreszeit, wie Abbildung 43 zeigt, sehr ausgeprägt sind wurde ein Jahr in Quartale eingeteilt. Die Aufteilung der Monate wurde wie folgt vorgenommen:

- Dezember – Februar
- März – Mai
- Juni – August
- September – November

Abbildung 44 zeigt die Photovoltaikleistung in KW/kWp im Tagesverlauf für die vier definierten Quartale. Einerseits sind in dieser Abbildung die großen Unterschiede hinsichtlich der Tageslänge erkennbar und andererseits wird ersichtlich, dass die Übergangszeiten im Frühjahr und Herbst nicht direkt vergleichbar sind, da die Frühjahrsmonate höhere Erträge liefern als die Herbstmonate. Diese Unterschiede zeigen direkt die Schwierigkeiten der Optimierung einer Photovoltaikanlage im Hinblick auf Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad. Ein gewünschter hoher Autarkiegrad im Winter hat einen großen Überschuss an elektrischem Strom in den Sommermonaten zur Folge. Umgekehrt wird bei einer Optimierung des Autarkiegrades auf Grundlage von Sommerbedingungen im Winter ein hoher Netzbezug die Folge sein.

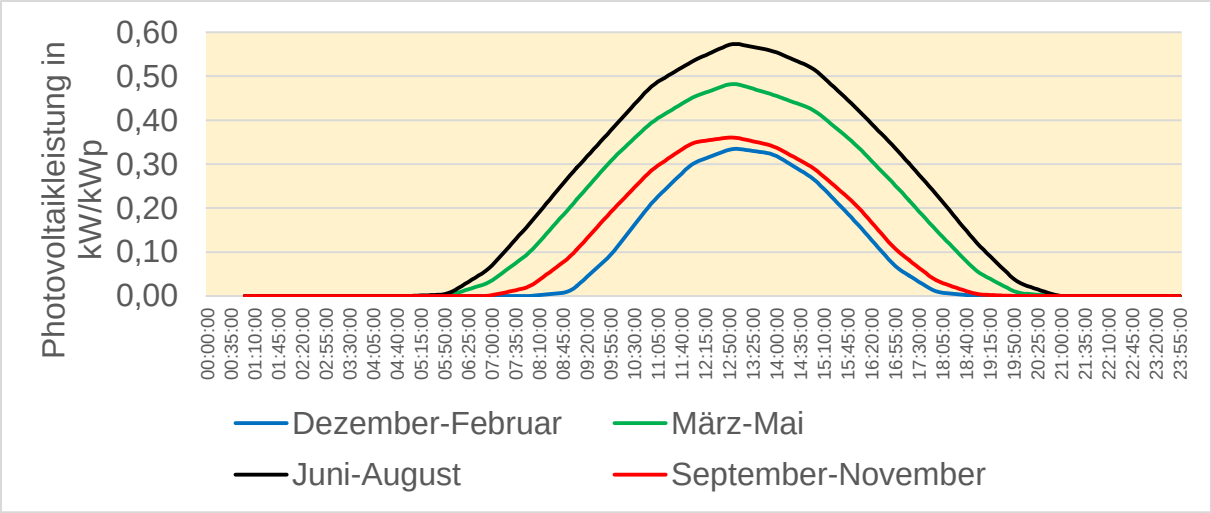


Abbildung 44: Photovoltaikleistung im Tagesverlauf am Standort des Fallbeispiels (eigene Darstellung 2016)

Diese dargestellte Photovoltaikleistung in kW/kWp ist neben dem Lastprofil des Betriebes im Fallbeispiel, welches im nächsten Kapitel erläutert wird, die Grundlage der Optimierungsrechnung.

6.2 Lastprofil des Betriebes

Im Zuge dieser Arbeit wurden zwei Stromlastprofile für den landwirtschaftlichen Betrieb erstellt. Das Ergebnis der ersten Messung vom November 2015 ist in Abbildung 45 dargestellt. Dabei wurde der elektrische Stromverbrauch zeitgleich von der Wohnung (Whg) 1, dem Stall und der Whg 2 inkl. dem Betrieb gemessen. Die Messung des Stromverbrauchs der Whg 2 und des Betriebes beinhaltet hierbei auch die Milchverarbeitung (MV).

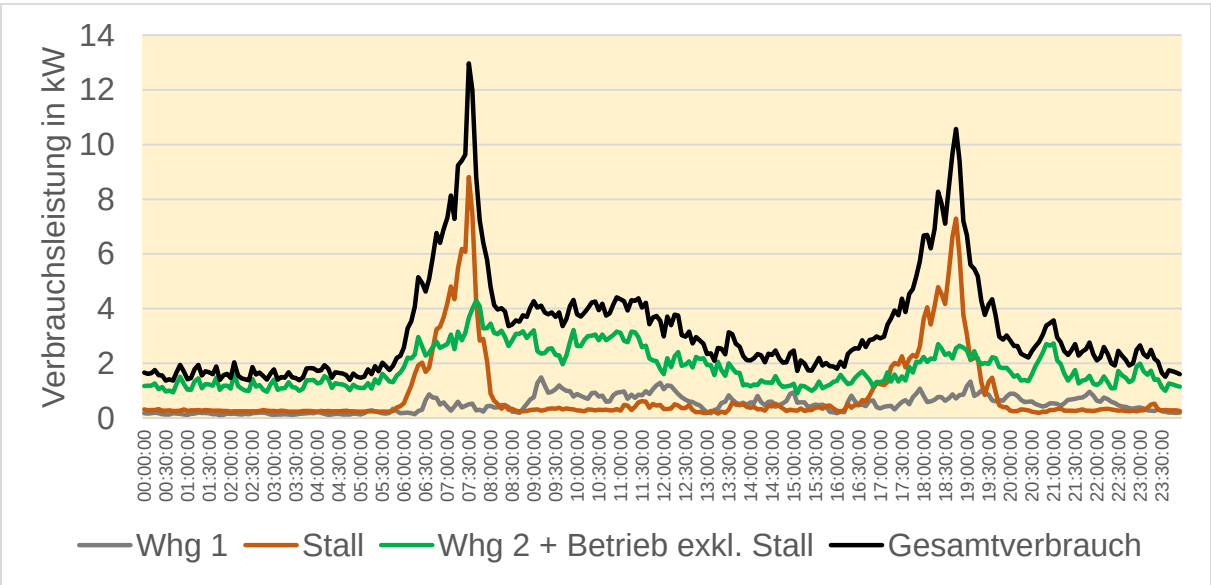


Abbildung 45: Stromlastprofil 1. Messung in verbrauchsschwacher Zeit (eigene Darstellung 2016)

Die grüne Linie (Whg 1) zeigt den Stromverbrauch im Messzeitraum für eine Wohneinheit mit durchschnittlich 4 Personen. Der Stromverbrauch im Stall wird durch die orange Linie dargestellt. Hierbei sind die hohen Leistungsspitzen am Morgen und am Abend deutlich erkennbar. Diese kurzfristigen Leistungsspitzen sind vorwiegend der Melktechnik, und hierbei der Reinigungsanlage, zuzuordnen. Nach dem Melkvorgang starten die Milchkühlung und die Vakuumpumpe der Melkmaschine gleichzeitig mit der Melkmaschinenspülung, welche eine Heizleistung von 13 kW erfordert. Da dieser Vorgang unabhängig von der Jahreszeit und von der Tieranzahl abläuft, ändert sich die Verbrauchskurve für den Stall über den Jahresverlauf nur sehr geringfügig.

Diese zwei genannten Verbrauchskurven wurden direkt durch die Verbrauchsmessung erhoben. Die Verbrauchswerte für die Whg 2 inkl. Betrieb exkl. Stall und dem Gesamtverbrauch wurden aus den Messergebnissen rechnerisch ermittelt. Dabei wird ersichtlich, dass die Verbrauchsleistung für die Whg 2 inkl. Betrieb exkl. Stall im Tagesverlauf annähernd konstant bleibt. Ein leichter Anstieg ist am Morgen zu erkennen, wobei der Verbrauch anschließend bis Mittag auf einem höheren Niveau bleibt und nachmittags leicht sinkt. Die Gesamtverbrauchskurve ist die Summe der drei beschriebenen Lastprofile. Hierbei spiegeln sich die hohen Verbrauchsspitzen am Morgen und am Abend durch die Stallarbeit deutlich wieder. Ebenfalls ist der erhöhte Verbrauch am Vormittag zu erkennen.

Die zweite Messung erfolgte um den Jahreswechsel 2015/2016. Diese Messung unterscheidet sich von der ersten Messreihe durch den Vollbetrieb in der Milchverarbeitung. Um den Einfluss der Milchverarbeitung auf das Stromlastprofil herauszufinden, wurden für die zweite Messung neue Messpunkte gewählt. Einerseits wurden der Gesamtverbrauch und andererseits der Verbrauch im Milchverarbeitungsraum gemessen. Diese Messergebnisse sind in Abbildung 46 dargestellt, wobei die Werte der Milchverarbeitung mit der roten Linie und der Gesamtverbrauch mit der schwarze Linie direkt gemessen und der Stromverbrauch der Wohnungen und des Betriebs ohne Milchverarbeitung rechnerisch ermittelt wurden.

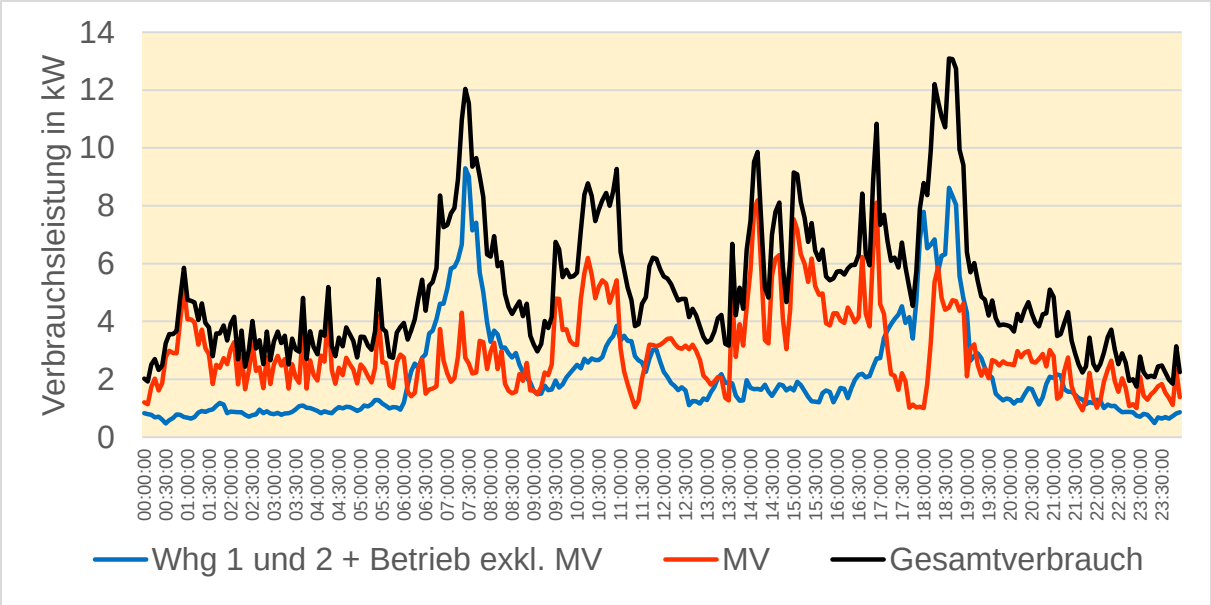


Abbildung 46: Stromlastprofil 2. Messung in verbrauchsstarker Zeit (eigene Darstellung 2016)

Im Vergleich zum Ergebnis der ersten Messung wird deutlich, dass sich die Verbrauchsspitzen morgens und abends kaum änderten, da wie vorhin schon erwähnt, die Melkarbeit täglich stattfindet. Es ist jedoch sehr gut zu erkennen, dass sich der Stromverbrauch während des Tages im Vergleich zur ersten Messung nahezu verdoppelte und in regelmäßiger Abfolge Verbrauchsspitzen auftreten. Diese Verbrauchsspitzen werden vom Milchpasteur mit einer Heizleistung von 11 kW und der dazugehörigen Eiswasserkühlung mit 6 kW verursacht. Die auffallenden Verbrauchssprünge entstehen hauptsächlich während der siebenstündigen Bebrütungszeit des Joghurts, bei der die Temperatur im Pasteur durch ein wechselndes Heizen und Kühlen auf 39 °C gehalten werden muss.

Einen direkten Vergleich der zwei betriebsspezifischen Stromlastprofile bietet Abbildung 47. Die blaue Linie zeigt den Stromverlauf im Tagesgang an verarbeitungsschwachen Tagen (erste Messung) und die orange Linie zeigt das Lastprofil von verarbeitungsstarken Tagen (zweite Messung).

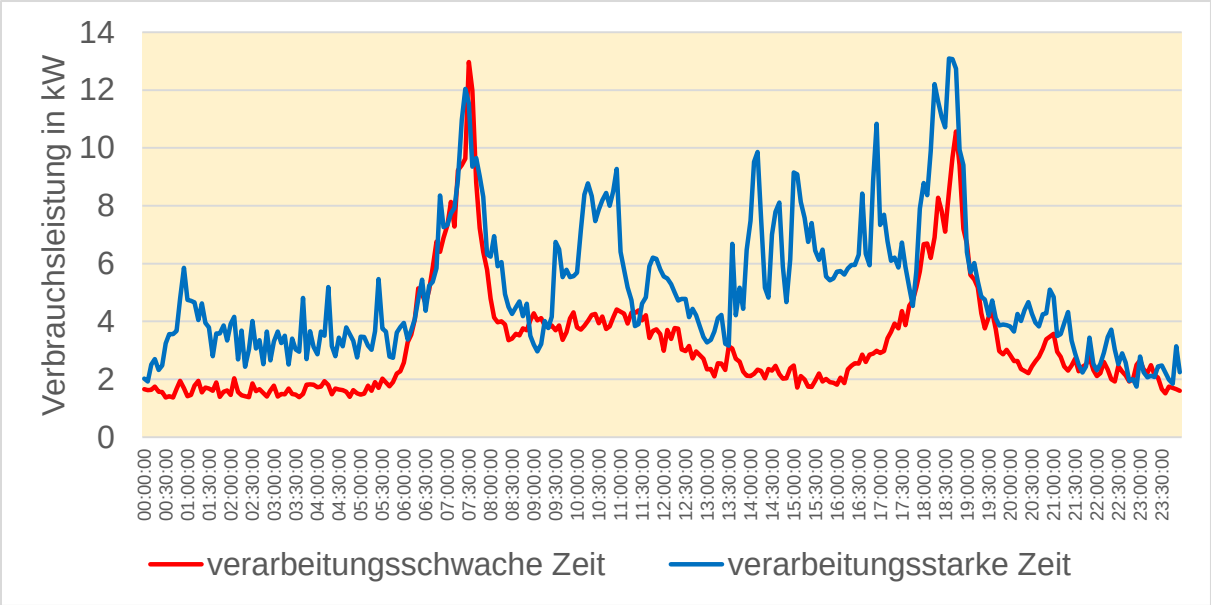


Abbildung 47: Stromlastprofile des landwirtschaftlichen Betriebes (eigene Darstellung 2016)

Das erstellte Stromlastprofil der verarbeitungsschwachen Zeit ähnelt sehr stark einem typischen Stromlastprofil eines Milchviehbetriebes wie in Abbildung 23 dargestellt. Trotz eines erhöhten Stromverbrauchs ist eine hohe Eigenstromversorgung aufgrund der ungünstigen Verbrauchszeiten mittels Photovoltaik nur in Kombination mit einem Speicher möglich. Um den erhöhten Verbrauch am Vormittag bestmöglich abdecken zu können, ist eine Ausrichtung der Anlage eher nach Osten, damit die ersten Sonnenstunden genutzt werden können, von Vorteil.

Das Stromlastprofil der verarbeitungsstarken Zeit weicht hingegen vom typischen Verlauf eines Milchviehbetriebes ab. Die elektrischen Verbraucher in der Milchverarbeitung haben auf den betrieblichen Gesamtverbrauch einen wesentlichen Einfluss und aus diesem Grund ist für diesen Betrieb ein individuelles Stromlastprofil für eine aussagekräftige Eigenverbrauchsoptimierung einer Photovoltaikanlage von großer Wichtigkeit. Dieses erstellte Stromlastprofil der zweiten Messreihe kann auch anderen Betrieben mit dem Betriebszweig Milchverarbeitung dienen, welche einen ähnlichen Verarbeitungsablauf durchführen.

Werden die gewonnen Stromlastprofile anhand der Aufteilung von Tabelle 6 über einen Zeitraum von 365 Tagen summiert, ergibt dies für das Fallbeispiel einen jährlichen Stromverbrauch von 36.235 kWh. Dieser Wert unterscheidet sich, wie Tabelle 12 zeigt, nur sehr geringfügig vom tatsächlichen elektrischen Stromverbrauch von 35.881 kWh pro Jahr.

Tabelle 12: Vergleich des elektrischen Stromverbrauchs laut Messung und Netzbezugsabrechnung (eigene Darstellung 2016)

Elektrischer Stromverbrauch im Fallbeispiel pro Jahr		
Stromverbrauch/Jahr (Verbrauchsmessung)	36.235	kWh/Jahr
Strombezug/Jahr (laut Strombezugsabrechnung)	35.881	kWh/Jahr
Differenz	354	kWh/Jahr

Aufbauend auf das gewonnene Stromlastprofil wurde die wirtschaftlich optimale Photovoltaikgröße inkl. Speicher berechnet. Die Ergebnisse dieser Optimierung werden im folgenden Kapitel dargestellt.

6.3 Anlagengröße für den wirtschaftlich optimierten Eigenstromverbrauch

Die wirtschaftlich optimalen Anlagengrößen für die untersuchten drei Szenarien werden in den nächsten Zeilen näher beschrieben.

6.3.1 Kurzfristige – derzeitige optimale Systemkonfiguration

Die zugrundeliegenden wirtschaftlichen Parameter des Optimierungsmodelles wurden in Abschnitt 5.3.4 ausführlich erläutert. Die wirtschaftlich optimale Größe bei den derzeitigen Investitionskosten für eine Photovoltaikanlage von 1.500 €/kWp und Speicherkosten von 1.500 €/kWh zeigt Abbildung 48. Die optimale Anlagengröße einer Photovoltaikanlage liegt bei 12 kWp Leistung und keinem Speicher.

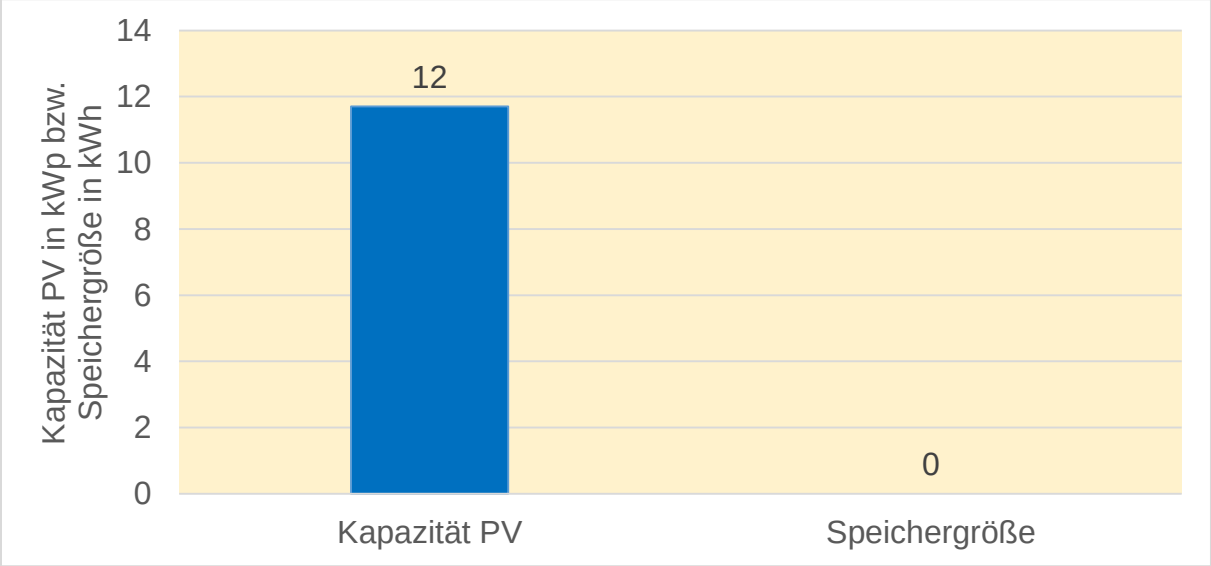


Abbildung 48: Optimale Photovoltaikgröße und Speicherkapazität (eigene Darstellung 2016)

Die jährlichen Gesamtkosten belaufen sich bei dieser Anlagengröße auf 6.489,43 €. Die mittleren Strombezugskosten liegen hierbei bei 0,1791 €/kWh. Die mittlere Strompreisentwicklung, abhängig von der Photovoltaik- und Speichergröße, wird in Abbildung 49 dargestellt. Die schwarze, waagrechte Linie zeigt den angenommenen mittleren Strompreis ohne Investition von 0,1964 €/kWh. Neben der wirtschaftlich optimalen Photovoltaik- und Speicherkombination sind alle Größenvariationen, welche zu mittleren Stromkosten die kleiner als 0,1964 €/kWh sind, wirtschaftlich. Das sind alle Kombinationen der orangen und grauen Kurven unterhalb der schwarzen Linie.

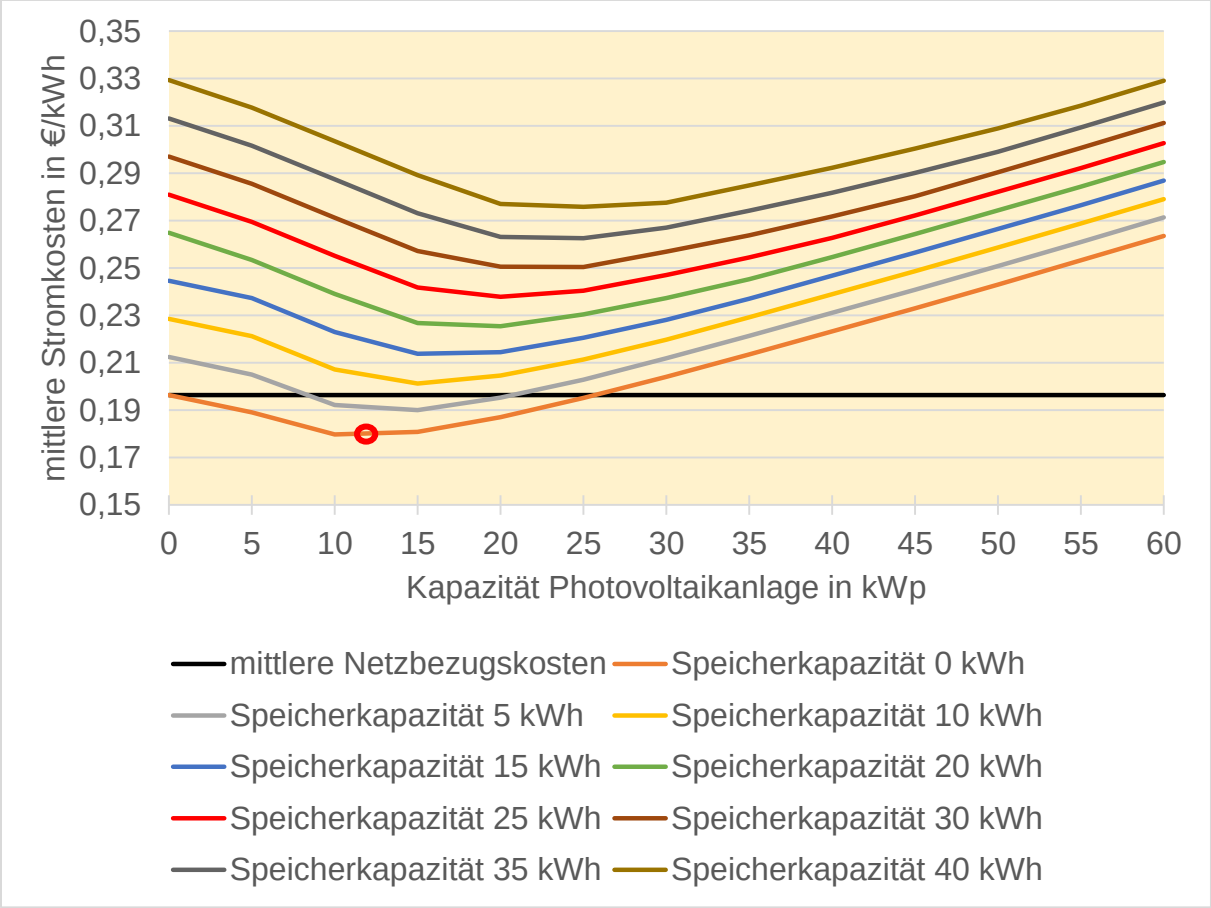


Abbildung 49: Mittlere Stromkosten in Abhängigkeit der PV-Anlagenkapazität und der Speichergröße, sowie die wirtschaftlich optimale Kombination zwischen Photovoltaikanlage und Speicher (eigene Darstellung 2016)

Interner Zinsfuß

Neben den Kostenvorteilen durch eine Investition im Vergleich zur Unterlassung wird die Wirtschaftlichkeit auch anhand des internen Zinsfußes beurteilt. Dieser liegt bei einer Photovoltaikgröße von 12 kWp und keinem Speicher bei linearer Interpolation, wie Abbildung 50 zeigt, bei ca. 8,2 %. Die exakte Ermittlung mittels „Excel“ zeigt ein Ergebnis von 7,67 %. Diese Abweichung von etwa 0,5 % ist im Finanzbereich durchaus hoch. Da beide Werte weit über dem Kalkulationszinssatz von 4 % liegen, kann diese Investition aber mit hoher Sicherheit als wirtschaftlich bezeichnet werden. Im Falle einer Fremdfinanzierung entspricht der interne Zinsfuß dem maximal finanzierbaren Kreditzinssatz für diese Investition.

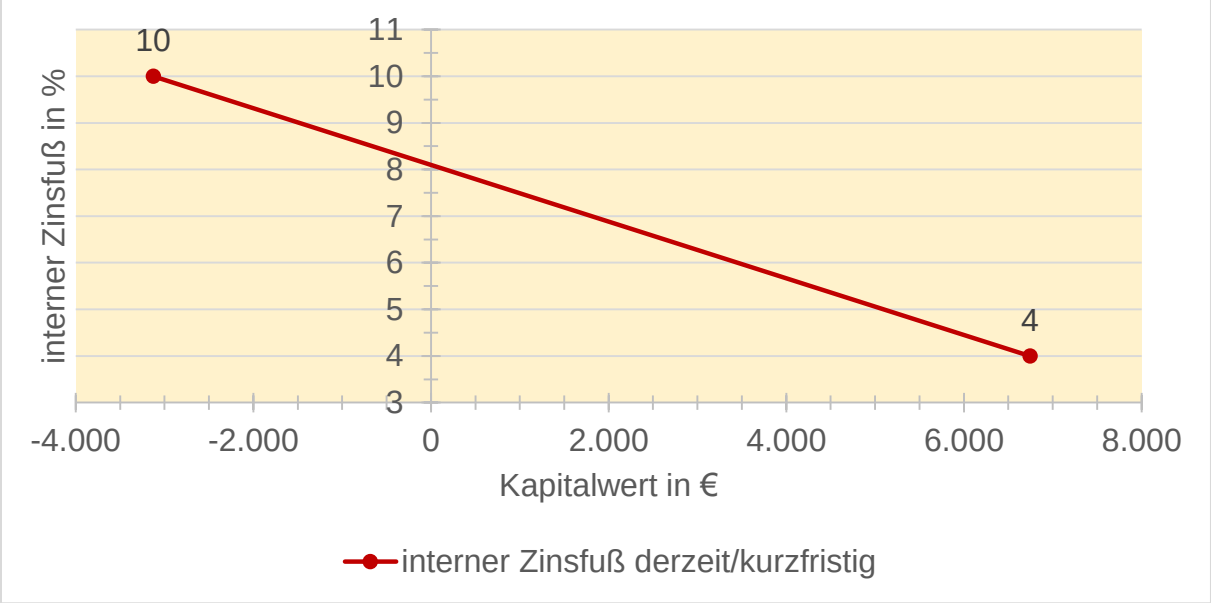
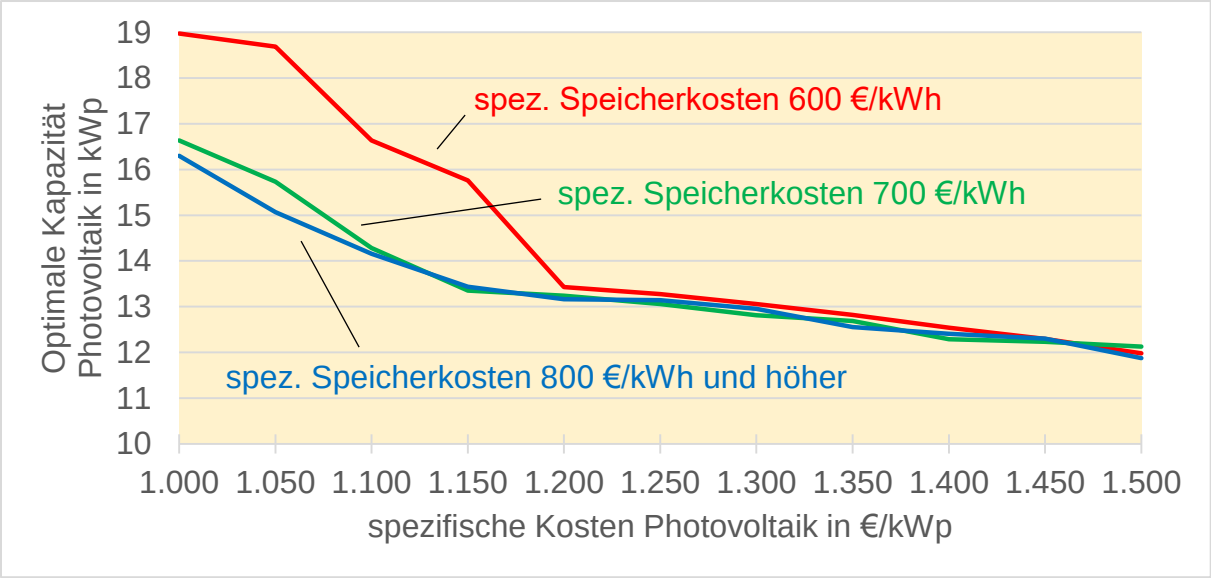


Abbildung 50: Interner Zinsfuß durch lineare Interpolation (eigene Darstellung 2016)

Neben den mittleren Stromkosten, in Abhängigkeit der Photovoltaik- und Speichergröße, kann der Verlauf der wirtschaftlich optimalen Kombinationen beider Bestandteile, anhand der spezifischen Anschaffungskosten für eine Photovoltaikanlage und einem Speicher, dargestellt werden. Abbildung 51 zeigt die wirtschaftlich optimalen Größen für spezifische Photovoltaikkosten von 1.000 bis 1.500 €/kWp und spezifischen Speicherkosten von 600 bis 800 €/kWh. Bei spezifischen Speicherkosten über 800 €/kWh bleibt die optimale Speichergröße null und wird aus diesem Grund nicht weiter dargestellt.



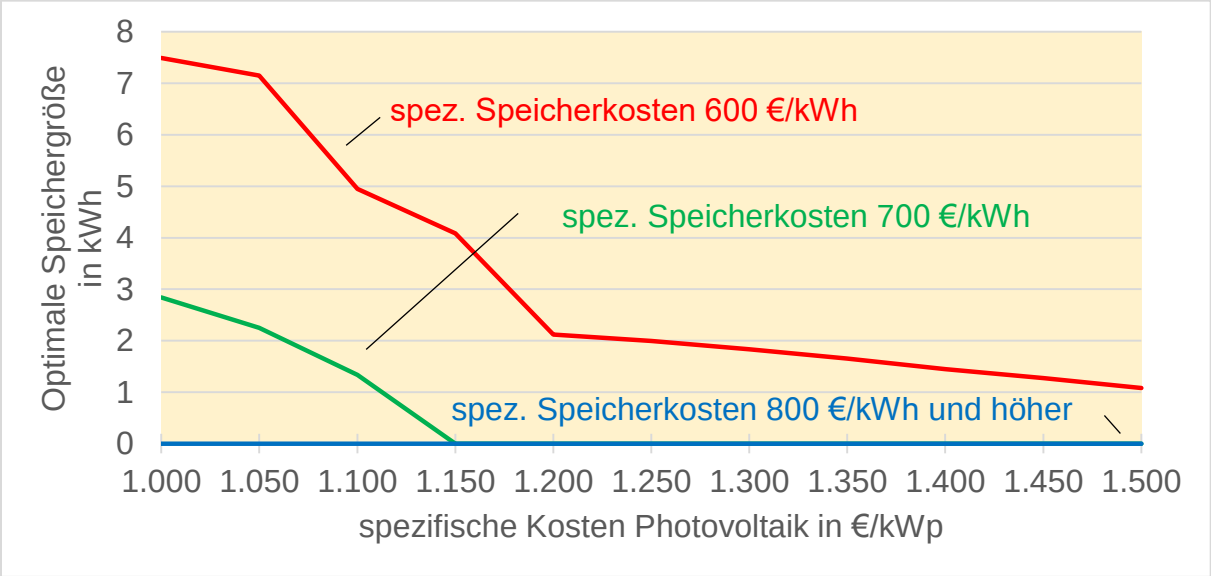


Abbildung 51: Optimale Photovoltaik- und Speichergröße in Abhängigkeit der spezifischen Photovoltaik- und Speicherkosten (eigene Darstellung 2016)

Aus dieser Grafik wird deutlich sichtbar, dass eine Halbierung der spezifischen Speicherkosten von 1.500 €/kWh auf ca. 700 €/kWh zu keiner nennenswerten Änderung des Optimierungsergebnisses führen würde. Die Gründe hierfür sind vorwiegend bei den niedrigen Netzbezugskosten zu finden.

Die wirtschaftlich optimale Photovoltaikgröße von 12 kWp ist im Verhältnis zum jährlichen Stromverbrauch von 36.235 kWh eher klein. Bei einer angenommenen photovoltaischen Jahresproduktion von 1.138 kWh/kWp, wie Tabelle 11 zeigt, wird ungefähr die 2,6-fache Menge an erzeugtem elektrischen Strom verbraucht. Dies hat für die gewählte Photovoltaikgröße ohne Speicher einen sehr hohen Eigenverbrauchsanteil von 84 % zur Folge. Gleichzeitig ist die Netzeinspeisung, wie

Abbildung 52 zeigt, mit 2.041 kWh pro Jahr gering. Der jährliche Netzbezug liegt bei dieser Anlagengröße bei 24.963 kWh. Dieser hohe Netzbezug spiegelt sich im geringen Autarkiegrad von 30 % wieder.

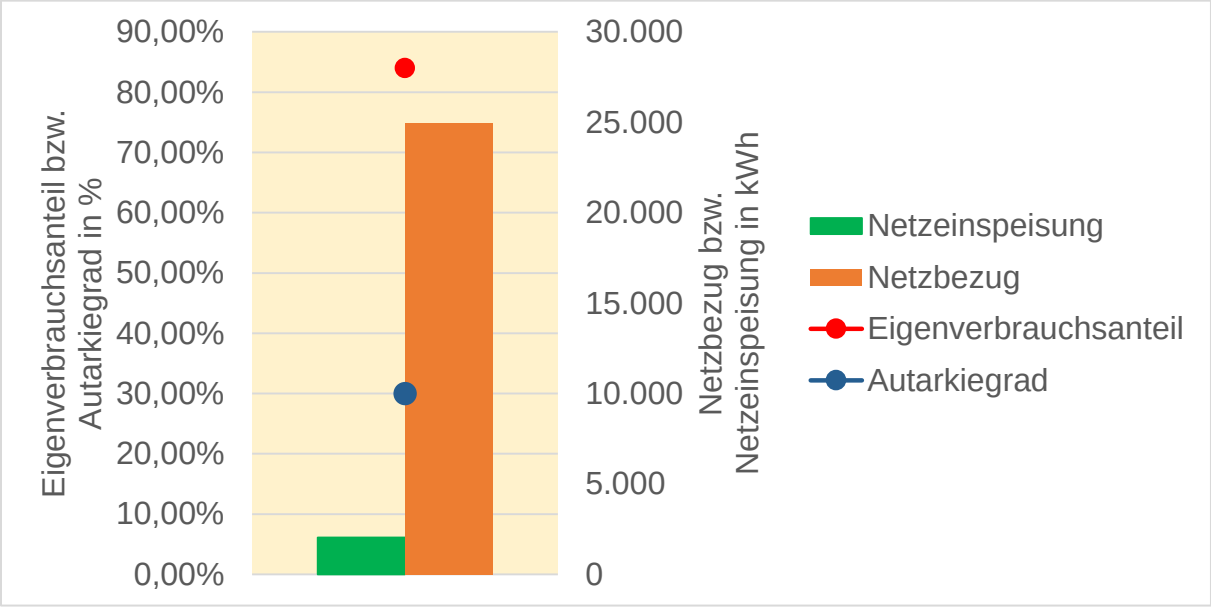


Abbildung 52: Darstellung der Netzeinspeisung bzw. des Netzbezugs sowie des Eigenverbrauchsanteils und des Autarkiegrades bei einer wirtschaftlich optimalen Anlagendimensionierung (eigene Darstellung 2016)

6.3.2 Mittel- und langfristige Entwicklungen

Neben der Optimierungsrechnung auf Grundlage der derzeitigen Kostensituation wurden mittel- und langfristige Kostenentwicklungen in weiteren Optimierungsschritten durchgeführt. Mittelfristig wurden spezifische Photovoltaikkosten von 1.200 €/kWp und Speicherkosten von 1.000 €/kWh bei mittleren Strombezugskosten von 0,2438 €/kWh angenommen. Für die langfristige Betrachtungsweise wurden spezifische Photovoltaikkosten von 1.000 €/kWp und Speicherkosten von 600 €/kWh angenommen. Der Netzbezugspreis wurde mit 0,2926 €/kWh kalkuliert.

Einen direkten Vergleich der optimalen Anlagendimensionierungen zeigt Abbildung 53. Es kann eine gleichbleibende Entwicklung von den derzeitigen/kurzfristigen wirtschaftlichen Parametern hin zu mittelfristigen Entwicklungen festgestellt werden. Erst eine weitere Reduktion der Investitionskosten in Kombination mit einem stetigen Anstieg der Netzbezugskosten liefert langfristig wirtschaftlich optimale Photovoltaik- Speicherkombinationen im größeren Ausmaß. Die optimale Photovoltaikleistung bei langfristiger Kostenentwicklung liegt bei 39 kWp in Kombination mit einem 49 kWh Speicher.

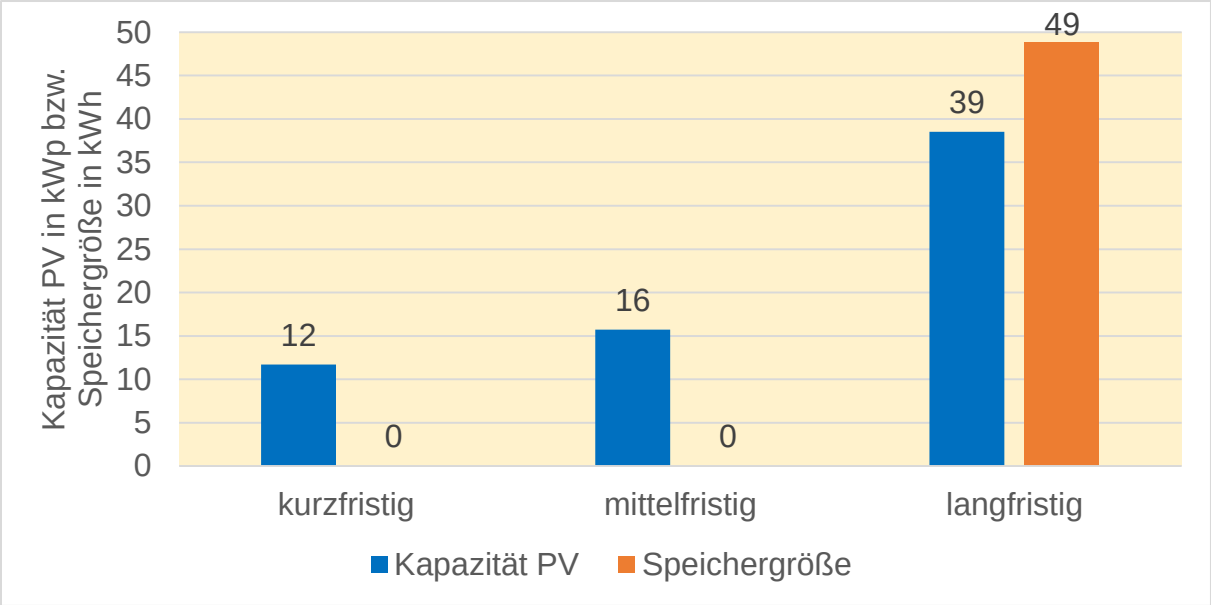


Abbildung 53: Vergleich der wirtschaftlich optimalen Photovoltaikkapazität und Speichergröße bei kurz-, mittel- und langfristiger Betrachtung (eigene Darstellung 2016)

Die jährlichen Gesamtkosten liegen in Szenario eins (kurzfristig), wie in Abschnitt 6.3.1 schon beschrieben, bei 6.489,43 € bzw. die jährlichen mittleren Stromkosten bei 0,1791 €/kWh. Bei Szenario zwei (mittelfristig) steigen die Gesamtkosten bei wirtschaftlich optimaler Anlagendimensionierung auf 7.316,22 €/Jahr, was jährliche mittlere Stromkosten von 0,2019 €/kWh bedeutet. Bei langfristiger Betrachtungsweise sinken die jährlichen Kosten wieder leicht auf 6.813,71 € bzw. auf 0,1880 €/kWh. Dieser Verlauf der mittleren Stromkosten wird in Abbildung 54, durch die blaue Linie verdeutlicht. Im Vergleich dazu ist durch die orange Linie der mittlere Strombezugspreis dargestellt. Dieser entspricht den mittleren Stromkosten ohne Investition in eine Photovoltaikanlage mit Speicher. Dieser Vergleich zeigt, dass durch eine wirtschaftlich optimale Anlagendimensionierung die mittleren Stromkosten langfristig auf derzeitigem Niveau bleiben, obwohl die Netzbezugskosten einer jährlichen Steigerung ausgesetzt sind.

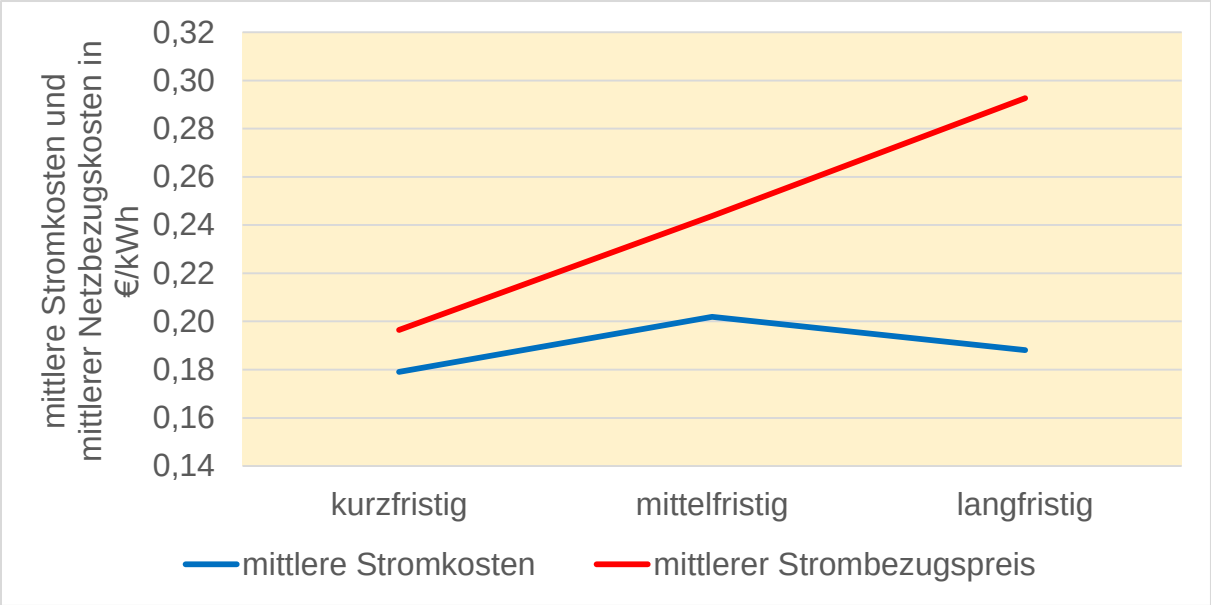


Abbildung 54: Entwicklung der mittleren Stromkosten bei einer Investitionsdurchführung im Vergleich zu einer Unterlassung (eigene Darstellung 2016)

Interner Zinsfuß

Die interne Verzinsung dieser drei Szenarien liegt zwischen 7,67 % und 12,41 %. Im Vergleich mit dem angenommen Kalkulationszinssatz von 4 % liegen alle drei Szenarien deutlich darüber und können als wirtschaftlich sinnvoll beurteilt werden.

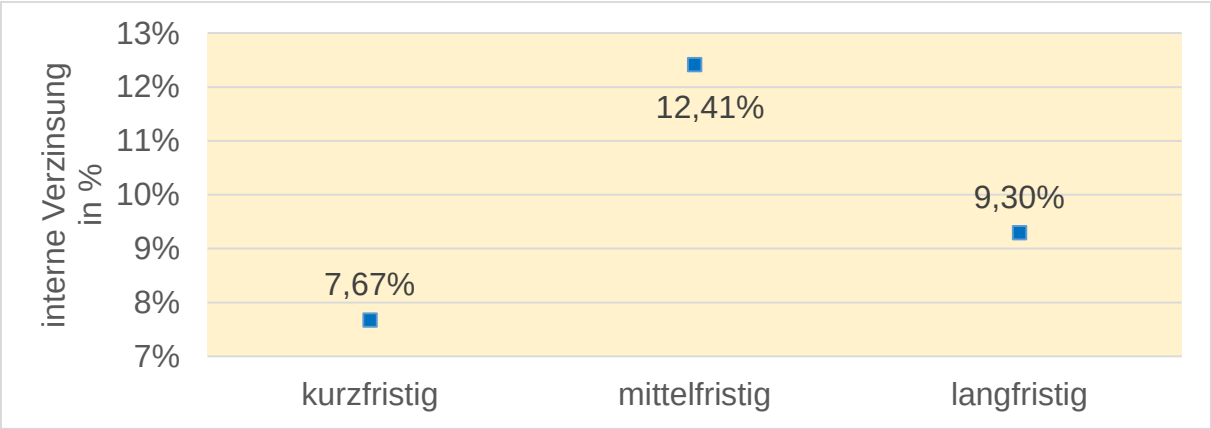


Abbildung 55: Darstellung der internen Verzinsung der jeweiligen Investitionsentscheidungen (eigene Darstellung 2016)

Ein Vergleich der exakten Ermittlung des internen Zinsfußes mit der linearen Interpolation zeigt bei einer mittelfristigen Kostenentwicklung eine Abweichung ähnlich wie in der derzeitigen/kurzfristigen Situation von ca. 0,5 %. Bei langfristigen Annahmen stimmen die beiden ermittelten Werte für den internen Zinsfuß sehr gut überein.

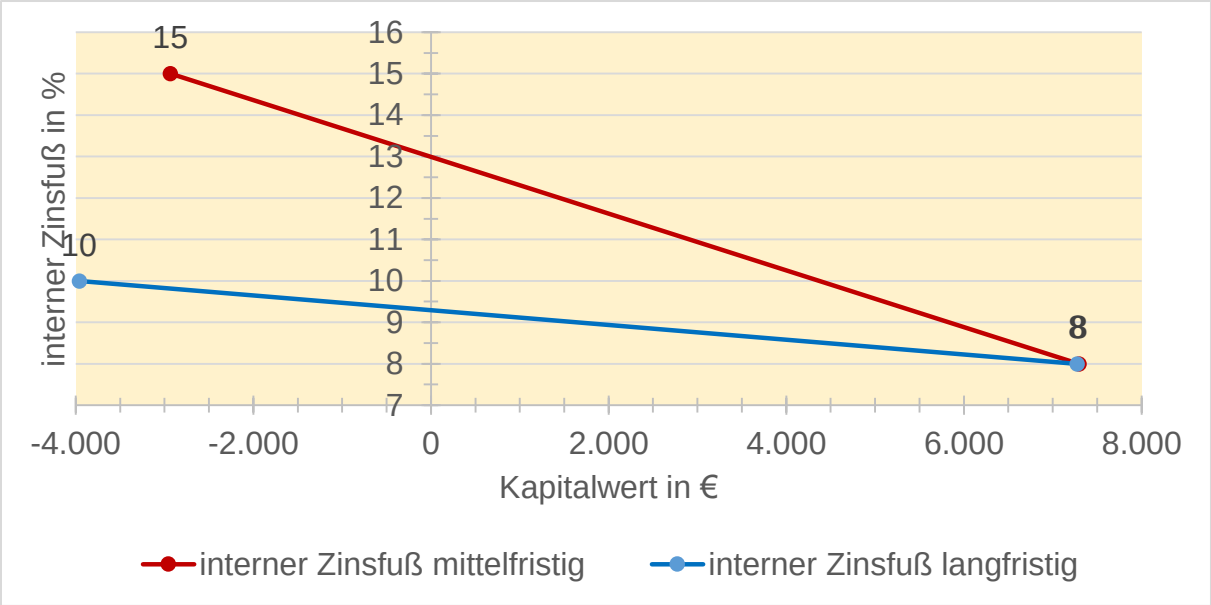


Abbildung 56: Interner Zinsfuß durch lineare Interpolation bei mittel- und langfristiger Betrachtung (eigene Darstellung 2016)

Neben den beschriebenen, wirtschaftlich optimalen Kombinationen zwischen Photovoltaikanlage und Speicher gibt es bei allen drei Betrachtungsweisen unterschiedlich große Bereiche, innerhalb welcher eine Investition als wirtschaftlich beurteilt werden kann. Einen guten Überblick über die wirtschaftlichen Investitionsmöglichkeiten bietet Abbildung 57. Hierbei sind die mittleren Stromkosten in Abhängigkeit der Photovoltaik- und Speichergröße dargestellt. Der rote Punkt zeigt die wirtschaftlich optimale Anlagendimensionierung hinsichtlich minimaler Gesamtkosten bzw. mittleren Stromkosten. Die Wirtschaftlichkeitsgrenze ist durch die schwarze Linie dargestellt, welche gleichzeitig die mittleren Netzbezugskosten zeigt.

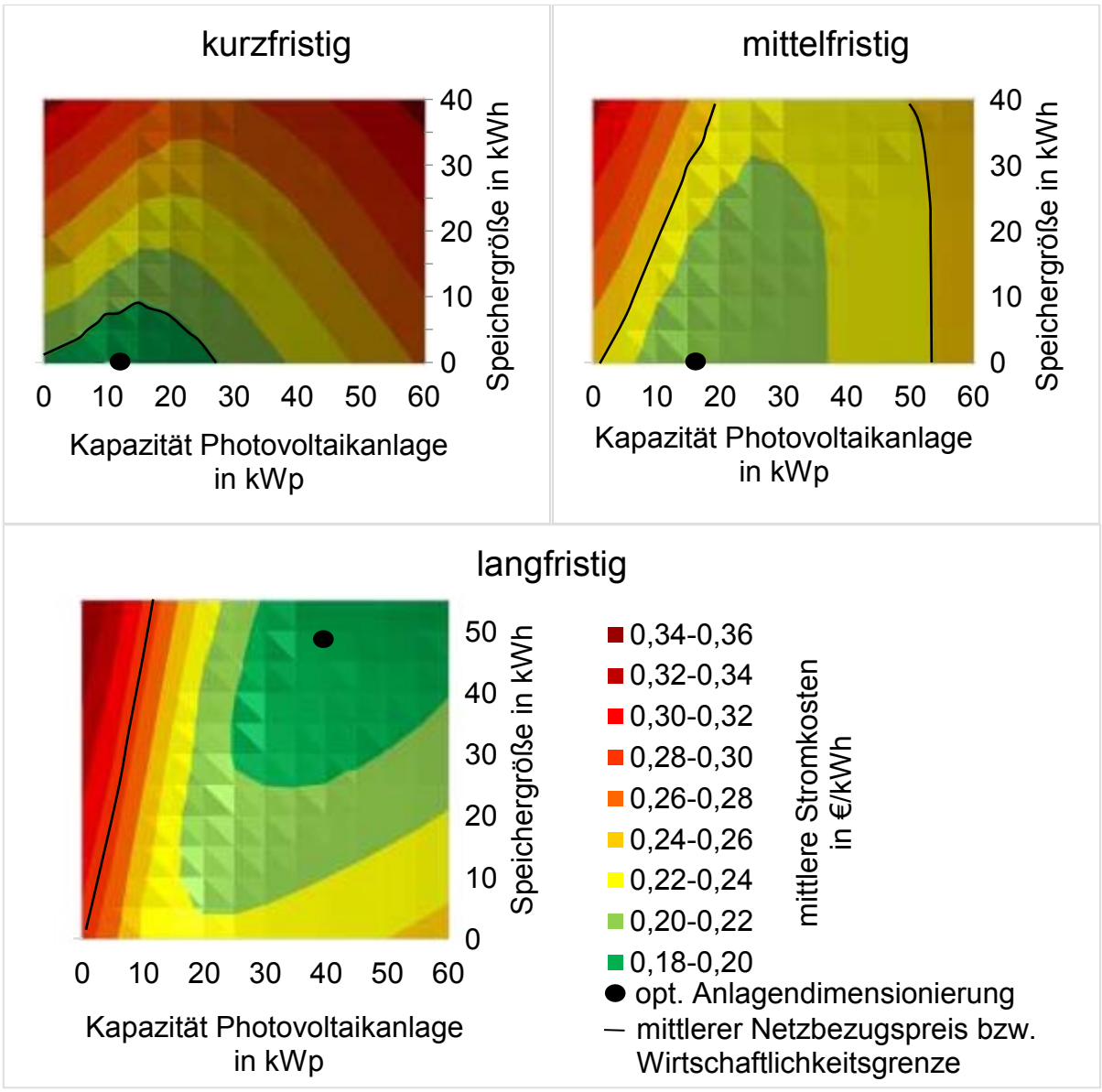


Abbildung 57: Vergleich der mittleren Stromkosten bei kurz-, mittel- und langfristiger Kostenentwicklung in Abhängigkeit der Photovoltaikkapazität und der Speichergröße (eigene Darstellung 2016)

Wie aus Abbildung 57 ersichtlich, können alle Kombinationen von Photovoltaik- und Speichergröße als wirtschaftlich bezeichnet werden, bei denen die mittleren Stromkosten kleiner den Netzbezugskosten sind. Dabei zeigt sich, dass der mögliche Spielraum bei den derzeitigen/kurzfristigen Kostenparametern sehr klein ist, hingegen bei sinkenden Investitionskosten und höheren Netzbezugspreisen, welche mittel- bis langfristig zu erwarten sind, stark ansteigt.

Ein Blick auf die jährliche Netzeinspeisung und den Netzbezug, wie in Abbildung 58 dargestellt, zeigt die bestehenden Wechselwirkungen zur Anlagengröße. Die Leistung der Photovoltaikanlage steigt von 12 kWp (kurzfristig) auf 39 kWp (langfristig) und gleichzeitig steigt die Menge an eingespeistem elektrischen Strom von 2.041 kWh auf

13.180 kWh. Dies wird durch die grünen Säulen dargestellt. Die zugekaufte Menge an elektrischem Strom sinkt hingegen mit steigender Photovoltaikleistung und größerem Speicher von 24.963 kWh auf 5.574 kWh, was die orangen Säulen verdeutlichen.

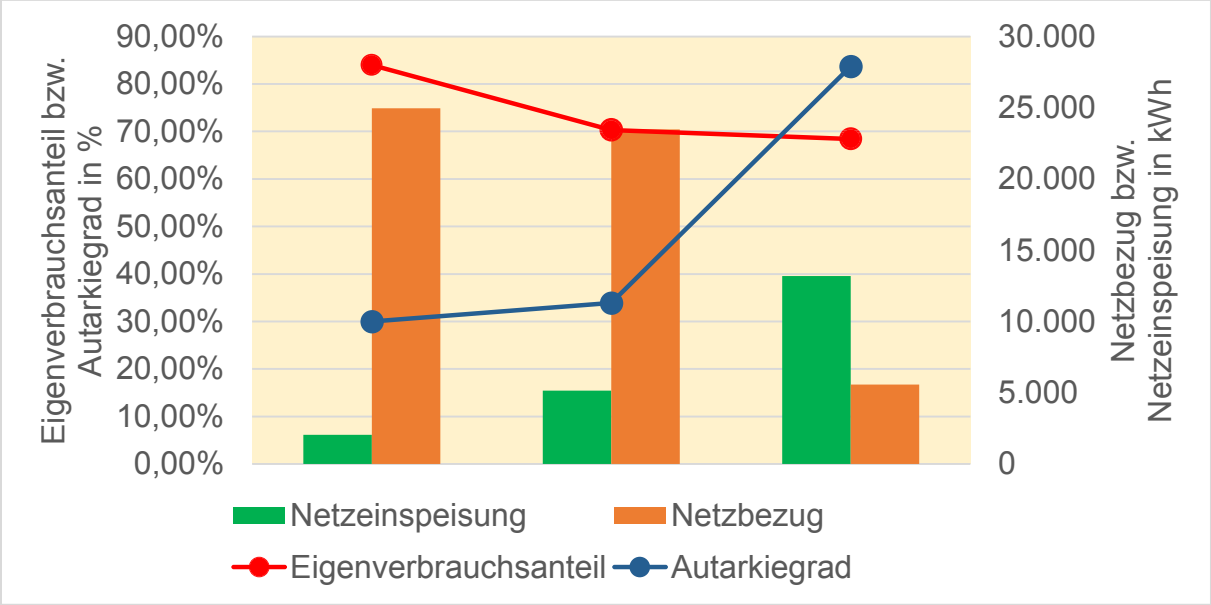


Abbildung 58: Darstellung der Netzeinspeisung bzw. des Netzbezugs sowie des Eigenverbrauchsanteils und des Autarkiegrades bei einer wirtschaftlich optimalen Anlagendimensionierung für kurz-, mittel- und langfristige Szenarien (eigene Darstellung 2016)

Der Eigenverbrauchsanteil sinkt mit zunehmender Photovoltaikleistung von 84 % auf 68 % leicht ab. Trotz der Erhöhung der Photovoltaikleistung von mittel- auf langfristig um das Doppelte, bleibt der Eigenverbrauchsanteil aufgrund der hohen Speicherkapazität mit 68 % auf einem hohen Niveau. Der Autarkiegrad steigt von 30 % auf 84 % an. Dieser hohe Grad an elektrischer Autarkie mit gleichzeitig sehr hohem Eigenverbrauchsanteil ist mit einer Photovoltaikanlage bei einem Milchviehbetrieb nur durch eine entsprechende Speichertechnologie möglich. Im Gegensatz dazu ist ein hoher Eigenverbrauchsanteil bei einem niedrigen Autarkiegrad, wie es bei der derzeitigen/kurzfristigen Situation der Fall ist, ein deutliches Zeichen für eine sehr kleine Photovoltaikanlage.

6.4 Gesamtbetriebliche elektrische Betriebsweise

In den nächsten Zeilen wird der Zusammenhang zwischen Stromverbrauch, photovoltaischem Stromertrag und der Funktion des Speichers an ausgewählten Tagen dargestellt.

6.4.1 Derzeitige - kurzfristige Kostensituation

Bei der derzeitigen/kurzfristigen Kostensituation liegt die wirtschaftlich optimale Photovoltaikleistung, wie Abbildung 48 zeigt, bei 12 kWp und keinem Speicher. Abbildung 59 zeigt das elektrische Zusammenspiel des Stromverbrauches und der Photovoltaikleistung im Tagesverlauf an einem durchschnittlichen Tag im Juli, in der verarbeitungsstarken Zeit. Ab ca. 06:00 Uhr beginnt die Photovoltaikanlage zu arbeiten und erreicht die Leistungsspitze zur Mittagszeit um ca. 12:30 Uhr. Der photovoltaisch erzeugte Strom wird direkt verbraucht, bis der Photovoltaikertrag den Stromverbrauch übersteigt. Ab diesem Zeitpunkt wird der überschüssige Strom ins Netz eingespeist. Dieser Einspeisevorgang endet um ca. 16:30 Uhr. Ab diesem Zeitpunkt übersteigt der Stromverbrauch die Stromerzeugung. Diese Abbildung verdeutlicht abermals die ungünstigen Verbrauchsspitzen zu solar schwachen Zeiten am Morgen und am Abend bei einem Betrieb mit Milchviehhaltung.

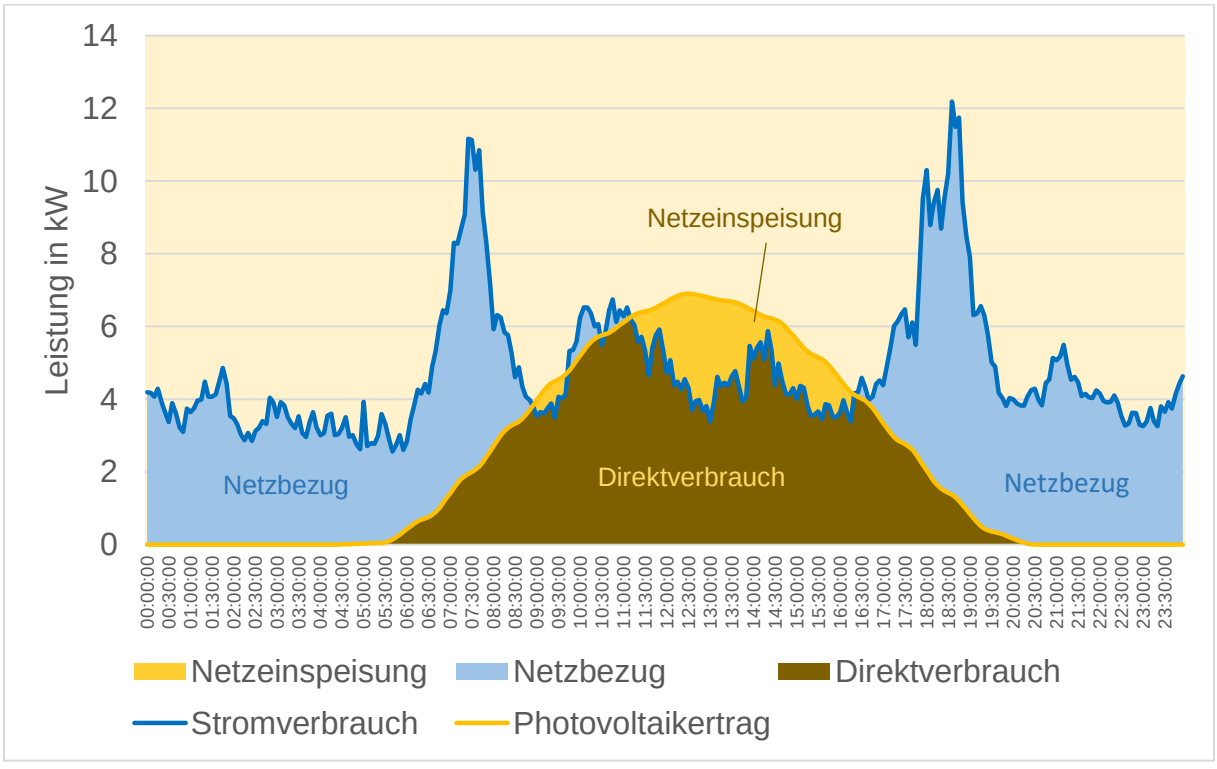


Abbildung 59: Wirtschaftlich optimale Photovoltaikleistung von 12 kWp ohne Speicher bei derzeitiger/kurzfristiger Kostensituation mit einem Lastprofil der verarbeitungsstarken Zeit an einem durchschnittlichen Tag im Juli in fünfminütiger Auflösung (eigene Darstellung 2016)

Dieselbe Anlagencharakteristik wird der Abbildung 60 zu Grunde gelegt. Hierbei ist ein typischer Wintertag im Dezember dargestellt. Im Tagesverlauf steigt die produzierte elektrische Strommenge nur unwesentlich über den benötigten Stromverbrauch. Das heißt, der selbst produzierte Strom wird fast zur Gänze direkt verbraucht. An diesem Tag wäre ein Speicher nutzlos, da kein Überschussstrom zur Speicherladung erzeugt wird.

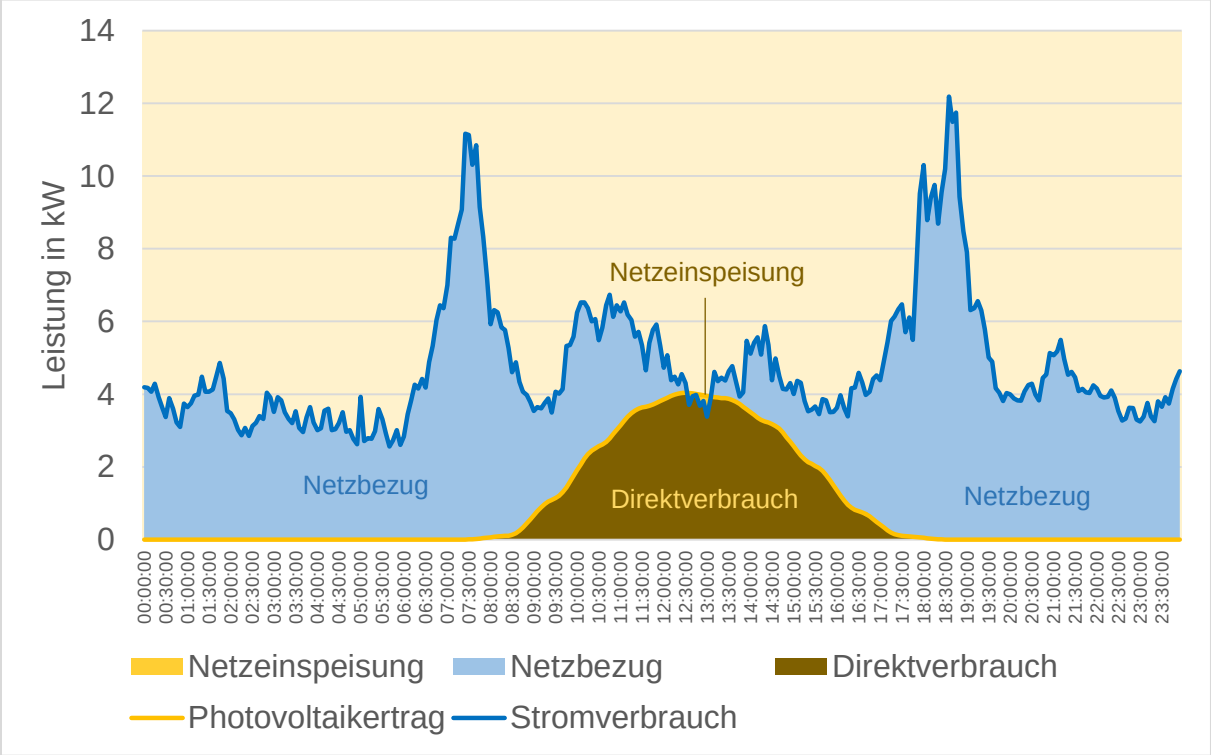


Abbildung 60: Wirtschaftlich optimale Photovoltaikleistung von 12 kWp ohne Speicher bei derzeitiger/kurzfristiger Kostensitutation mit einem Lastprofil der verarbeitungsstarken Zeit an einem durchschnittlichen Tag im Dezember in fünfminütiger Auflösung (eigene Darstellung 2016)

6.4.2 Langfristige Kostenentwicklung

Unter langfristiger Annahme der Anschaffungs- und Strombezugskosten wurde, wie Abbildung 53 zeigt, eine wirtschaftlich optimale Photovoltaikleistung von 39 kWp in Kombination mit einem 49 kWh Speicher ermittelt. Abbildung 61 zeigt das Lastprofil in der verarbeitungsstarken Zeit mit Speicher. Der selbsterzeugte elektrische Strom wird direkt verbraucht, bis ein Gleichgewicht mit dem Stromverbrauch um ca. 07:30 Uhr erreicht wird. Ab diesem Zeitpunkt wird der Speicher mit der überschüssigen Energie geladen. Ab Erreichen des maximalen Speicherfüllstandes speist die Photovoltaikanlage den überschüssigen Strom ins Netz ein. Um ca. 18:00 Uhr kann

die Photovoltaikanlage den benötigten Stromverbrauch nicht mehr bereitstellen und es beginnt die Speicherentladung. Dieser Vorgang endet mit Erreichen der maximalen Entladetiefe des Speichers. Nach vollständiger Speicherentladung kommt die benötigte elektrische Leistung aus dem Netz, bis der Zyklus von vorne beginnt.

Diese angenommene hohe Photovoltaikleistung in Kombination mit einer großen Speicherkapazität ermöglicht einen sehr hohen Autarkiegrad. Ein Netzbezug ist nur am Morgen zur Abdeckung der Verbrauchsspitze notwendig.

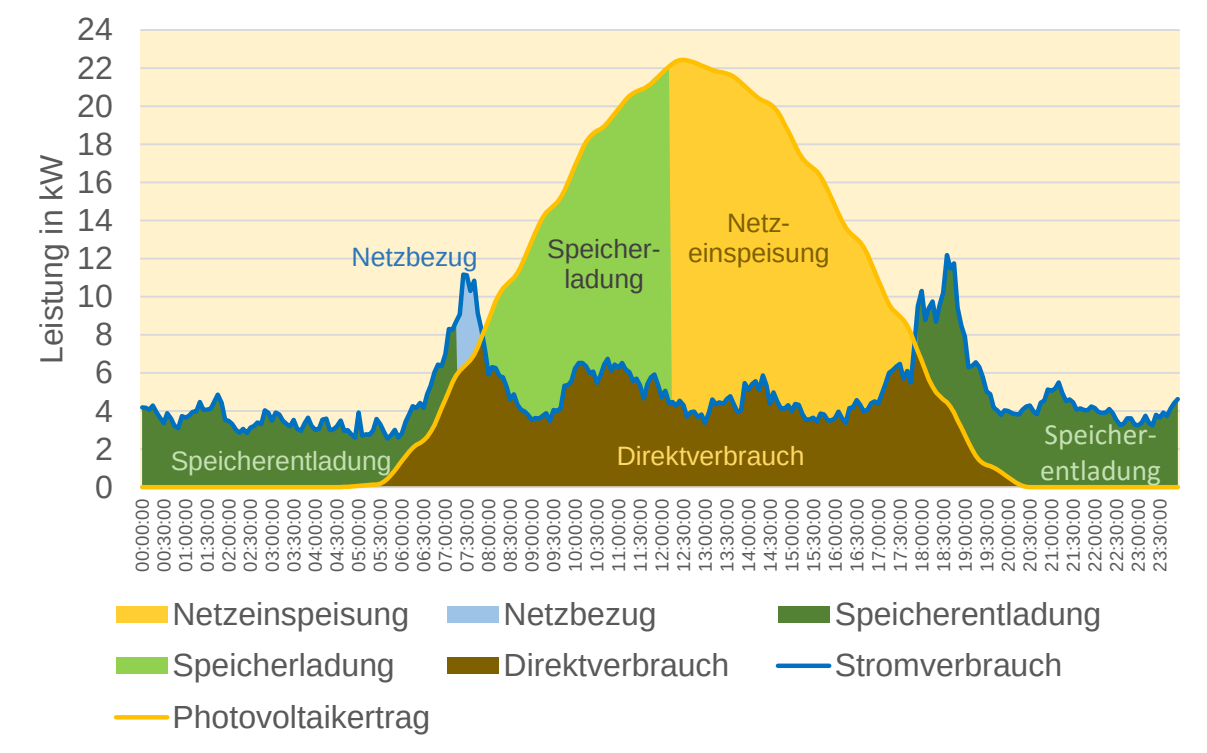


Abbildung 61: Wirtschaftlich optimale Photovoltaikleistung von 39 kWp und einem 49 kWh Speicher bei langfristiger Kostensitutation mit einem Lastgang der verarbeitungsstarken Zeit an einem durchschnittlichen Tag im Juli in fünfminütiger Auflösung (eigene Darstellung 2016)

Abbildung 62 zeigt einen durchschnittlichen Tag im Dezember. Hierbei ist die Photovoltaikanlage aufgrund der kürzeren Tageslänge und der geringen Strahlungsleistung nicht mehr in der Lage den Speicher vollständig zu beladen. Aus diesem Grund kommt es auch zu keiner Netzeinspeisung. In weiterer Folge ist der gespeicherte elektrische Strom schon um ca. 22:30 Uhr aufgebraucht und muss daher wieder aus dem Netz bezogen werden. Bei dieser Betriebsweise steht sehr viel ungenutzte Speicherkapazität zur Verfügung. Der wirtschaftliche Betrieb ist hierbei auf die im langfristigen Szenario angenommenen, niedrigeren Investitionskosten bei der Speichertechnologie zurückzuführen.

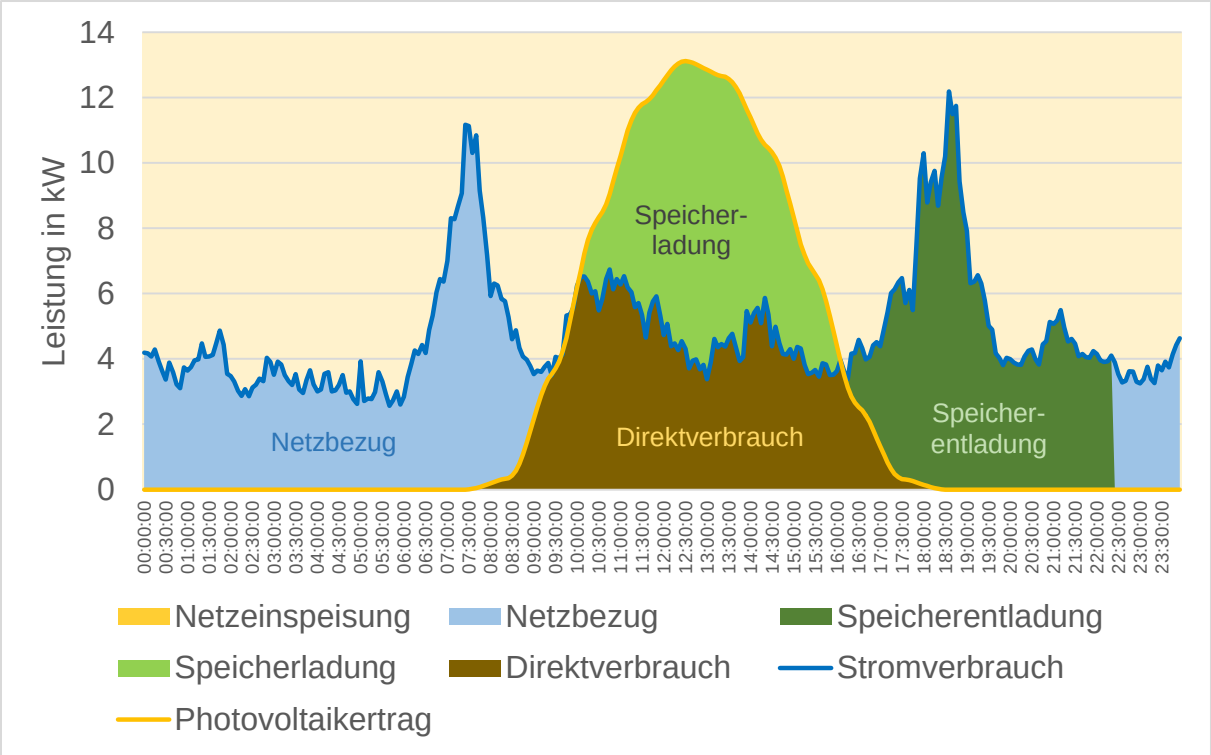


Abbildung 62: Wirtschaftlich optimale Photovoltaikleistung von 39 kWp und einem 49 kWh Speicher bei langfristiger Kostensitutation mit einem Lastgang der verarbeitungsstarken Zeit an einem durchschnittlichen Tag im Dezember in fünfminütiger Auflösung (eigene Darstellung 2016)

7 Diskussion

Eine bedarfsgerechte Dimensionierung einer Photovoltaikanlage mit Speicher für den Eigenstromverbrauch setzt eine fundierte Datenbasis voraus. Diese Basis bietet die Grundlage für ein aussagekräftiges Optimierungsergebnis. In diesem Abschnitt werden einerseits die Ergebnisse der Datenbasis und andererseits die des Optimierungsprozesses zusammenfassend dargestellt und diskutiert.

Führt der Betriebszweig Milchverarbeitung in einem landwirtschaftlichen Betrieb zu einer bedeutenden Veränderung der täglichen Stromverbrauchskurve im Zusammenhang mit einer photovoltaischen Eigenstromversorgung?

Das ermittelte Stromlastprofil in der verarbeitungsschwachen Zeit, sprich ohne Milchverarbeitung, ähnelt im Kurvenverlauf stark einer typischen Verbrauchskurve der Milchviehhaltung wie es Loibnegger (2014, 37) beschreibt. Hierbei gibt es morgens und abends aufgrund der Melkarbeit große Verbrauchsspitzen in wenigen Stunden. Zwischenzeitlich stellt sich ein niedriges, gleichbleibendes Stromverbrauchsniveau ein. Dieses Tief im Stromverbrauch fällt mit dem Hoch bei der photovoltaischen Stromerzeugung zusammen und führt zu einem geringen Direktstromverbrauch bzw. Eigenverbrauchsanteil. Im Gegensatz zur verarbeitungsschwachen Zeit ändert sich das Stromlastprofil mit der Milchverarbeitung zu Gunsten der photovoltaischen Eigenstromversorgung. Durch die vorwiegend auf Elektrizität beruhenden Verarbeitungsgeräte steigt der Stromverbrauch während des Tages auf das 4 bis 5 fache an. Dieser Verbrauchsanstieg zu Zeiten mit hohem photovoltaischen Stromertrag führt zu einer beträchtlichen Steigerung im Direktverbrauch. Somit trägt die Milchverarbeitung positiv zu einem höheren direkten Eigenverbrauch, ohne dafür einen Speicher zur Zeitüberbrückung bis zur Stallarbeit zu benötigen, bei.

Ist eine Ertragsermittlung der Photovoltaikleistung auf Grundlage der TRY-Datensätze vom Deutschen Wetterdienst für einen Standort im vorderen Pitztal geeignet?

Eine Ertragsprognose für die Gemeinde Wenns im vorderen Pitztal wurde aufgrund der Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes durchgeführt. Der Deutsche Wetterdienst unterteilt die Bundesrepublik Deutschland hierfür in 15 Regionen. Davon wurde die Region 15 gewählt. Diese Region soll mit der Messstelle in Garmisch-Partenkirchen den Alpenrand und die Alpentäler darstellen. Der geschätzte jährliche

Photovoltaikertrag liegt anhand dieser Datengrundlage bei 1.084 kWh/kWp. Dieser errechnete Wert liegt im Bereich von 900 bis 1.100 kWh/kWp und Jahr, welchen Energie Tirol (2014, 7) für Anlagen mit guter Ausrichtung nach Süden und einer Dachneigung von rund 30° angibt. Die Vergleichswerte der bestehenden Anlage und der Schätzung mittels PVGIS liegen mit 1.120 bis 1.228 kWh/kWp/Jahr leicht über dem errechneten Ertragswert. Dieser Ertragsunterschied kann mit großer Sicherheit auf die Unterschiede in der Topographie zwischen der Gemeinde Wenns und Garmisch-Partenkirchen zurückgeführt werden. Aufgrund der sonnigen Hanglage mit einer Ausrichtung nach Süden sind die klimatischen Voraussetzungen in Wenns besser als jene der Tallage in Garmisch-Partenkirchen. Dies bedeutet, dass eine Ertragsprognose auf Grundlage der TRY-Daten vom Deutschen Wetterdienst für das vordere Pitztal durchaus gute Ertragswerte liefert. Für Standorte ohne Beschattung und optimaler Ausrichtung ist jedoch eine Ertragskorrektur nach oben um 3-5 % als realistisch und praxisnah zu beurteilen.

Wie sieht die wirtschaftlich optimale Systemkonfiguration einer Photovoltaikanlage mit Speicher im Fallbeispiel aus?

Die derzeitigen Rahmenbedingungen am Elektrizitätsmarkt mit den derzeitigen Systemkosten führen zu einer Systemkonfiguration der Photovoltaikleistung von 12 kWp und keinem Speicher. Die wirtschaftlichen Gründe für diese kleine Anlagendimensionierung liegen bei den vergleichsweise günstigen Netzbezugskosten in Tirol und dem europaweit niedrigen Netzeinspeiseentgelt. Gleichzeitig dazu liegen die Systemkosten für Photovoltaik, aber besonders für die Speichertechnologie, derzeit noch auf einem hohen Niveau. Mittelfristig kommt es zu keiner großen Änderung in der Systemauslegung. Die optimale Photovoltaikleistung liegt bei 16 kWp und die Speicherkapazität bleibt bei null. Die gesamte Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde, wie beschrieben, ohne Berücksichtigung verschiedener Förderprogramme durchgeführt. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Ergebnisse der mittelfristigen Betrachtungsweise die derzeitigen Investitionskosten, unter Berücksichtigung der Investitionsförderungen, sehr gut wiederspiegeln.

In Zukunft ist jedoch von einem Anstieg der Netzbezugskosten um jährlich rund 2% (Weniger, Quaschning, und Tjaden 2013, 73) auszugehen. Gleichzeitig wird langfristig von einer Kostenreduktion bei den Systempreisen für Photovoltaik von rund einem Drittel und bei der Speichertechnologie von mehr als der Hälfte ausgegangen. Diese

geänderten Rahmenbedingungen führen zu einem langfristigen Ergebnis von 39 kWp Photovoltaikleistung in Kombination mit einer Speicherkapazität von 49 kWh.

Somit liegt die optimale Systemkonfiguration einer Photovoltaikanlage mit Speicher derzeit bei einer geringen Photovoltaikleistung von 12 kWh und keinem Speicher und verändert sich langfristig zu einer hohen Photovoltaikleistung von 39 kWh in Kombination mit einem 49 kWh Speicher.

8 Schlussfolgerung

Die Photovoltaik ist eine Technologie, welche uns dabei helfen kann, die gesteckten Klimaziele, hinsichtlich einer klimaschonenden Erzeugung von Elektrizität, zu erreichen. Gleichzeitig gehört die Photovoltaik neben der Windkraft zu den erneuerbaren Energieträgern, welche die europäische Energiewirtschaft, aufgrund der großen, wetterabhängigen Produktionsschwankungen, vor neue Herausforderungen stellt. In diesem Zusammenhang wird allzu oft die Marktverzerrung am Strommarkt, aufgrund der hohen Subventionierung in Zusammenhang mit den vertraglich geregelten Abnahmegarantien, angesprochen. Genau hier beginnt das Untersuchungsfeld dieser Arbeit, indem versucht wird eine Photovoltaikanlage so auszulegen, dass der wirtschaftliche Betrieb aufgrund der Eigenstromversorgung gegeben ist. Die Ergebnisse der Arbeit zeigen, dass die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen derzeit für die genannte Nutzungsform durchaus gegeben sind und somit keine wirtschaftlichen Marktlenkungsmechanismen in Anspruch genommen werden müssen.

Neben dem energiewirtschaftlichen Bereich spielt, aufgrund des Fallbeispiels, der Bereich Landwirtschaft in dieser Arbeit eine besondere Rolle. Die Landwirtschaft muss sich zum Einen immer öfter mit der Kritik der hohen Subventionierung auseinandersetzen und zum Zweiten ist die Verbindung zwischen der Landwirtschaft als Produzenten und dem Vertrieb der Produkte auseinandergebrochen, was zu einer gewissen Abhängigkeit der Produzenten führt. Die Photovoltaik kann in der Landwirtschaft in zweierlei Hinsicht genutzt werden. Einerseits zur maximalen Stromproduktion mit entsprechenden vertraglich geregelten Einspeisevergütungen in einem gesättigten Strommarkt mit ähnlicher Situation wie in der landwirtschaftlichen Produktion und andererseits kann die Photovoltaik im kleinen Rahmen zu einer langfristigen Kostensenkung am Betrieb aufgrund geringerer Netzbezugskosten beitragen. Die Arbeit zeigt, dass bei der zweiten Betriebsform die Wirtschaftlichkeit sehr wohl gegeben ist.

Im Bereich Photovoltaik wird es aufgrund immer neuer Entwicklungen, insbesondere aufgrund der verschiedenen Investitionsmotive und der Entwicklung von wirtschaftlichen Speichertechnologien, spannend bleiben. Bei der gesamten zukünftigen wirtschaftlichen Betrachtungsweise sollte und darf jedoch nicht auf die beste Form der Kostensenkung, auf Energieeffizienzmaßnahmen, vergessen werden.

9 Abkürzungen

θ_Z	Zenitwinkel
DWD	Deutscher Wetterdienst
STC	Standard-Testbedingungen
TRY	Testreferenzjahr
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
A	Fläche
E	Energieertrag
H, G	solare Bestrahlung
P	elektrische Leistung [W]
PR	Performance Ratio
W	elektrische Arbeit [Wh]
e	Eigenverbrauchsanteil
β	Modulneigung
η	Wirkungsgrad
θ	Einfallswinkel der Sonne
ρ	Reflexionskoeffizient

10 Begriffsbestimmungen

Aerosol	Ein Aerosol ist ein Gemisch aus festen oder/und flüssigen Schwebeteilchen und Luft. In seltenen Fällen dienen auch andere Gase als Träger (Chemie.de 2016).
Ah	Die Amperestunde ist die Einheit für die Ladungsmenge von Batterien, also deren Nennkapazität. Eine Amperestunde (Ah) entspricht 3.600 Amperesekunden (As) (ITWissen 2016).

Elektronenkonfiguration	Die Elektronenkonfiguration gibt die Verteilung der Elektronen in der Elektronenhülle eines Atoms auf verschiedene Energiezustände bzw. Aufenthaltsräume (Orbitale) an (Chemie.de 2016).
eV	Das Elektronenvolt oder Elektronvolt ist eine Einheit der Energie, die in der Atom-, Kern- und Teilchenphysik häufig benutzt wird (Chemie.de 2016)
isotrope Strahlung	Isotropie bezeichnet die Richtungsunabhängigkeit physikalischer Eigenschaften eines Stoffes (in alle Richtungen gleiche Eigenschaften). Die Sonne ist ein kugelförmiger Strahler und daher wird die Sonnenstrahlung als isotrop bezeichnet (Mineralienatlas - Fossilienatlas 2016)
Komposite	Kompositwerkstoffe sind Materialien, die aus mindestens zwei unterschiedlichen Werkstoffen zusammengesetzt sind. Das Materialsystem besitzt verbesserte oder völlig neue Eigenschaften als seine einzelnen Werkstoffe (Frauenhofer IFAM 2016).
Photon	In der Physik bezeichnet man mit Photon die elementare Anregung des quantisierten elektromagnetischen Felds. Anschaulich gesprochen sind Photonen die „Bausteine“ elektromagnetischer Strahlung, so etwas wie „Lichtteilchen“ (Chemie.de 2016).
Polymer	Ein Polymer ist eine chemische Verbindung, die aus Ketten- oder verzweigten Molekülen (Makromolekül) besteht, die wiederum aus gleichen oder gleichartigen Einheiten (den sogenannten Monomeren) bestehen (Chemie.de 2016).

11 Literaturverzeichnis

Ahrendt, D., n.d. Produkte zur Geldanlage [WWW Document]. Geldanlagen. URL http://www.geldanlage.de/ (accessed 2.24.16).

Babiel, G., 2015. Elektrische Antriebe in der Fahrzeugtechnik: Lehr- und Arbeitsbuch, 3., u. erw. Aufl. 2014. ed. Springer Vieweg.

BGBl 159, 2008. Batterieverordnung.

BMWFJ, BMLFUW, 2010. Energiestrategie Österreich. Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend & Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien.

Brandt, K., 2013. Handbuch Lithium-Ionen-Batterien, 2013th ed. Springer Vieweg, New York, NY.

Chemie.de, 2016. Lexikon [WWW Document]. URL http://www.chemie.de/lexikon/Elektronenvolt.html (accessed 6.5.16).

Crastan, V., 2009. Elektrische Energieversorgung 2: Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik, alternative Stromerzeugung, Dynamik, Regelung und Stabilität, Betriebsplanung und -führung, 2., bearb. Aufl. ed. Springer.

DWD, 2007. Die Globalstrahlung und der Stromertrag an einem Photovoltaik-Standort bei Bad Mergentheim, PLZ 97980. Deutscher Wetterdienst, Hamburg.

DWD, BBR, CEC, 2014. Handbuch - Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse. Deutscher Wetterdienst, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, Climate & Environment Consulting Potsdam Gmbh, Offenbach.

E-Control, n.d. Aktueller Marktpreis gemäß §41 Ökostromgesetz 2012 [WWW Document]. Energ.-Control Austria. URL http://www.e-control.at/marktteilnehmer/oeko-energie/marktpreis (accessed 2.24.16).

Eicker, U., 2001. Solare Technologien für Gebäude: mit 28 Tabellen, 1. Aufl. ed. Teubner, Stuttgart.

Energie Tirol, 2014. Solar- und Photovoltaikanlagen planen und gestalten. Innsbruck.

Fluke, 2006. Bedienungshandbuch Fluke Power Logger 1735.

Frauenhofer IFAM, 2016. Kompositwerkstoffe [WWW Document]. URL http://www.ifam.fraunhofer.de/de/Bremen/Formgebung_Funktionswerkstoffe/Pulvertechnologie/Kompositwerkstoffe.html (accessed 6.5.16).

Haselhuhn, R., 2005. Photovoltaik. Gebäude liefern Strom, 5., völlig überarbeitete Auflage. ed. TÜV Verlag.

Hering, E., 2014. Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung für Ingenieure, Essentials. Springer Vieweg, Wiesbaden.

ITWissen, 2016. Online-Lexikon für Informationstechnologie [WWW Document]. URL http://www.itwissen.info (accessed 1.13.16).

Kleinhietpaß, G., 2013. Der Interne Zinsfuß. Controller Akademie AG, Wörthsee.

Korthauer, R. (Ed.), 2013. Handbuch Lithium-Ionen-Batterien, 2013th ed. Springer Vieweg, New York, NY.

Kost, C., Mayer, J., Thomsen, J., Hartmann, N., Senkpiel, C., Philipps, S., Nold, S., Lude, S., Thomas, S., 2013. Stromgestehungskosten Erneuerbare Energie. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.

Leuthner, S., 2013. Handbuch Lithium-Ionen-Batterien, 2013th ed. Springer Vieweg, New York, NY.

Linse, H., Fischer, R., 2000. Elektrotechnik für Maschinenbauer, 10.,überarb. Aufl. ed. Teubner, Stuttgart.

Liu, B., Jordan, R., 1960. The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation. Sol. Energy 4, 1–19.

Loibnegger, T., 2014. Photovoltaik in der Landwirtschaft - Sonnenstrom für den Eigenverbrauch. Landwirtschaftskammer Steiermark, Graz.

Lübke, N., Holst, A., Tolzmann, R., 2007. Entwicklung eines synthetischen Jahreslastprofils für Haushaltsabnahmen aus Elt.-Versorgungsnetzen.

Märtel, C., n.d. Das optimale Tool für Ihre Ertragsermittlung [WWW Document]. Photovoltaikweb. URL http://www.photovoltaik-web.de/photovoltaik/ertragsprognose/pvgis/pvgis.html (accessed 2.16.16).

Mineralienatlas - Fossilienatlas, 2016. Lexikon [WWW Document]. URL https://www.mineralienatlas.de/lexikon/index.php/Isotropie?lang=de&language=german (accessed 6.5.16).

Möller, K.-C., 2013. Handbuch Lithium-Ionen-Batterien, 2013th ed. Springer Vieweg, New York, NY.

Müller, J., Kaltschmitt, M., 2014. Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 5. Aufl. 2013. 3., Nachdruck 2014. ed. Springer.

Oblasser, S., 2016. Tirol 2050 - energieautonom - Vision oder Utopie.

Ökostromgesetz 2012, 2012.

OÖ Energiesparverband, 2015. PV-Eigenverbrauchsanlagen. OÖ Energiesparverband, Linz.

Österreichs Energie, 2015. Fakten zum Strompreis in Österreich-Nettopreise vs Steuern und Abgaben [WWW Document]. URL http://oesterreichsenergie.at/daten-fakten/statistik/Strompreis.html (accessed 10.20.15).

PVGIS, n.d. PVGIS Interaktive Karten [WWW Document]. Jt. Res. Cent. - Eur. Comm. URL http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=de&map=europe (accessed 2.19.16).

Quaschning, V., 2015. Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation, 9., aktualisierte und Aufl. ed. Hanser, München.

REC, 2013. Sonnenstandsdiagramm [WWW Document]. Renew. Energy Concepts. URL http://www.renewable-energy-concepts.com/?id=854 (accessed 2.17.16).

Schenke, G., 2014. Photovoltaik und Solartechnik. Emden.

Seltmann, T., 2005. Meine Solaranlage - Photovoltaik: Strom ohne Ende: Netzgekoppelte Solarstromanlagen optimal bauen und nutzen, 2. aktualis. und erw. Auflage. ed. Solarpraxis AG.

SolarLog, n.d. Solar-Datensysteme [WWW Document]. URL http://pv-log.hoermann-info.com/pvdl/83/www/ (accessed 2.19.16).

Sterner, M., Stadler, I., 2014. Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration, 2014th ed. Springer Vieweg.

tiris, 2016. Tiroler Rauminformationssystem [WWW Document]. URL https://portal.tirol.gv.at/weboffice/tirisMaps/synserver;jsessionid=89A11D1B1F45867CE471F69E399D4E75?synergis_session=b4e33454-8e86-410f-acc6-15368d7abd8a&user=guest&project=tmap_master (accessed 2.17.16).

Tiwag, 2015. Abrechnung 16.06.2014 - 16.06.2015. Tiroler Wasserkraft AG, Innsbruck.

Vuorilehto, K., 2013. Handbuch Lithium-Ionen-Batterien, 2013th ed. Springer Vieweg, New York, NY.

Wagner, A., 2009. Photovoltaik Engineering: Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung, 3., Aufl. 2010. ed. Springer.

Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T., Quaschning, V., 2015. Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Berlin.

Weniger, J., Quaschning, V., Tjaden, T., 2013. Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen. Pv-Mag. 70–75.

Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T., Fischer, J., 2013. Regenerative Energietechnik, 2., u.vollst. neu bearb. Aufl. 2013. ed. Springer Vieweg.

Wesselak, V., Voswinckel, S., 2012. Photovoltaik: Wie Sonne zu Strom wird, 2012th ed. Springer, Wiesbaden.

Wirth, H., 2015. Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.

WKO, 2015. Steuerliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen. Wirtschaftskammern Österreich, Wien.

Wöhrle, T., 2013. Handbuch Lithium-Ionen-Batterien, 2013th ed. Springer Vieweg, New York, NY.

12 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Energiezustände bzw. Energiebänder der Elektronen im Atom, in Molekülen und im Festkörper 11

Abbildung 2: Energiebänder bei Leitern, Halbleitern und Isolatoren 12

Abbildung 3: Kristallstruktur von Silizium (links), Eigenleitung im Kristallgitter (rechts) 13

Abbildung 4: Störstellenleitung bei n- und p-dotiertem Silizium 14

Abbildung 5: Raumladungszone im p-n-Übergang 15

Abbildung 6: Prinzipieller Aufbau einer kristallinen Siliziumzelle 15

Abbildung 7: Prinzipieller Aufbau eines Solarmoduls 16

Abbildung 8: Komponenten von Photovoltaikanlagen 17

Abbildung 9: Vereinfachtes Ersatzschaltbild der Solarzelle 17

Abbildung 10: Kennlinien einer Standardsolarzelle für verschiedene Einstrahlungen 18

Abbildung 11: Kennlinien einer Standardsolarzelle für verschiedene Temperaturen 19

Abbildung 12: Blockschaltbild eines photovoltaischen Netzeinspeisesystems 19

Abbildung 13: Möglichkeiten der Photovoltaiknutzung 20

Abbildung 14: Blockschaltbild eines photovoltaischen Inselsystems 21

Abbildung 15: Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit Batteriespeicher 22

Abbildung 16: Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit Wasserstoffspeicher 22

Abbildung 17: Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit thermischer Nutzung der Überschüsse durch eine Heizpatrone in einem Wärmespeicher 23

Abbildung 18: Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit Batteriespeicher und thermischer Nutzung der Überschüsse durch eine Wärmepumpe und einem Wärmespeicher 23

Abbildung 19: Definition von Energiespeicher 24

Abbildung 20: Meilensteine in der Batterieentwicklung 26

Abbildung 21: Schematischer Aufbau und Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Zelle beim Entladevorgang 26

Abbildung 22: Gehäusetypen für Lithium-Ionen-Zellen 30

Abbildung 23: Stromlastprofil eines Schweinemastbetriebes (oben) und eines Milchviehbetriebes (unten) in Kombination mit einem Erzeugungsprofil einer Photovoltaikanlage 33

Abbildung 24: Energiefluss bei einem netzgekoppelten, photovoltaischen Eigenverbrauchssystem mit Batteriespeicher ohne Netzrückspeisung 36

Abbildung 25: Biohof Sendler in Wenns im Pitztal 39

Abbildung 26: Wannenpasteur links und Eiswasserkühlung rechts 40

Abbildung 27: Hackgutkessel, Pufferspeicher und thermische Solaranlage am Biohof Sendler 41

Abbildung 28: Einteilung Deutschlands in 15 TRY-Regionen 43

Abbildung 29: Zusammensetzung der Einstrahlung GG, auf eine mit dem Winkel β gegenüber der Horizontalebene angestellten Fläche, aus Direktstrahlung, Diffusstrahlung und Reflexionsstrahlung 44

Abbildung 30: Bestimmung des Sonneneinfallwinkels auf eine geneigte Fläche 46

Abbildung 31: Sonnenstandsdiagramm für den Standort (AT) Unterdorf 61, 6473 Wenns 47

Abbildung 32: Grafische Ermittlung des Azimutes der Dachfläche 47

Abbildung 33: Ausschnitt der Photovoltaikertragskalkulation 48

Abbildung 34: Fluke 1735 Power Logger 50

Abbildung 35: Drehstrom Stern-Anschluss 50

Abbildung 36: Messaufbau bei der ersten Messung im November 2015 52

Abbildung 37: Übersicht Kalkulationstool 53

Abbildung 38: Photovoltaikertrag einer Vergleichsanlage 54

Abbildung 39: Eingabefeld PVGIS 55

Abbildung 40: Ein- und Ausgaben bei Photovoltaikspeichersystemen 56

Abbildung 41: Ermittlung des internen Zinsfußes durch lineare Interpolation 60

Abbildung 42: Eingabemaske Microsoft Excel „Solver“ 61

Abbildung 43: Monatlicher Photovoltaikertrag am Standort des Fallbeispiels..... 64

Abbildung 44: Photovoltaikleistung im Tagesverlauf am Standort des Fallbeispiels 65

Abbildung 45: Stromlastprofil 1. Messung in verbrauchsschwacher Zeit..... 65

Abbildung 46: Stromlastprofil 2. Messung in verbrauchsstarker Zeit 67

Abbildung 47: Stromlastprofile des landwirtschaftlichen Betriebes..... 68

Abbildung 48: Optimale Photovoltaikgröße und Speicherkapazität 69

Abbildung 49: Mittlere Stromkosten in Abhängigkeit der PV-Anlagenkapazität und der Speichergröße, sowie die wirtschaftlich optimale Kombination zwischen Photovoltaikanlage und Speicher..... 70

Abbildung 50: Interner Zinsfuß durch lineare Interpolation 71

Abbildung 51: Optimale Photovoltaik- und Speichergröße in Abhängigkeit der spezifischen Photovoltaik- und Speicherkosten 72

Abbildung 52: Darstellung der Netzeinspeisung bzw. des Netzbezugs sowie des Eigenverbrauchsanteils und des Autarkiegrades bei einer wirtschaftlich optimalen Anlagendimensionierung 73

Abbildung 53: Vergleich der wirtschaftlich optimalen Photovoltaikkapazität und Speichergröße bei kurz-, mittel- und langfristiger Betrachtung 74

Abbildung 54: Entwicklung der mittleren Stromkosten bei einer Investitionsdurchführung im Vergleich zu einer Unterlassung 75

Abbildung 55: Darstellung der internen Verzinsung der jeweiligen Investitionsentscheidungen 75

Abbildung 56: Interner Zinsfuß durch lineare Interpolation bei mittel- und langfristiger Betrachtung 76

Abbildung 57: Vergleich der mittleren Stromkosten bei kurz-, mittel- und langfristiger Kostenentwicklung in Abhängigkeit der Photovoltaikkapazität und der Speichergröße 77

Abbildung 58: Darstellung der Netzeinspeisung bzw. des Netzbezugs sowie des Eigenverbrauchsanteils und des Autarkiegrades bei einer wirtschaftlich optimalen Anlagendimensionierung für kurz-, mittel- und langfristige Szenarien 78

Abbildung 59: Wirtschaftlich optimale Photovoltaikleistung von 12 kWp ohne Speicher bei derzeitiger/kurzfristiger Kostensituation mit einem Lastprofil der verarbeitungsstarken Zeit an einem durchschnittlichen Tag im Juli in fünfminütiger Auflösung 79

Abbildung 60: Wirtschaftlich optimale Photovoltaikleistung von 12 kWp ohne Speicher bei derzeitiger/kurzfristiger Kostensitutation mit einem Lastprofil der verarbeitungsstarken Zeit an einem durchschnittlichen Tag im Dezember in fünfminütiger Auflösung 80

Abbildung 61: Wirtschaftlich optimale Photovoltaikleistung von 39 kWp und einem 49 kWh Speicher bei langfristiger Kostensitutation mit einem Lastgang der verarbeitungsstarken Zeit an einem durchschnittlichen Tag im Juli in fünfminütiger Auflösung 81

Abbildung 62: Wirtschaftlich optimale Photovoltaikleistung von 39 kWp und einem 49 kWh Speicher bei langfristiger Kostensitutation mit einem Lastgang der verarbeitungsstarken Zeit an einem durchschnittlichen Tag im Dezember in fünfminütiger Auflösung 82

13 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beispiele für Halbleiter 13

Tabelle 2: Kommerzielle Alternativen für Kobaltoxid 28

Tabelle 3: Häufig eingesetzte Elektrolyte bei Lithium-Ionen-Batterien..... 29

Tabelle 4: Einsatzfelder von Lithium-Ionen-Batterien 31

Tabelle 5: Richtwerte für den Reflexionsfaktor 46

Tabelle 6: Einteilung in verarbeitungsstarke bzw. verarbeitungsschwache Monate . 49

Tabelle 7: Messaufbau 51

Tabelle 8: Derzeitige und zukünftige spezifische Investitionskosten und mittlere Strombezugskosten 58

Tabelle 9: Konstante Kostenparameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung 59

Tabelle 10: PVGIS Schätzung der Solarenergieproduktion..... 62

Tabelle 11: Kalkulationsergebnis und Vergleichswerte der jährlichen photovoltaischen Stromproduktion 63

Tabelle 12: Vergleich des elektrischen Stromverbrauchs laut Messung und Netzbezugsabrechnung..... 69