

Masterarbeit

**TECHNISCHE ANFORDERUNGEN FÜR DEN HANDEL
VON ELEKTRISCHER ENERGIE UNTER
PRIVATPERSONEN**

ausgeführt am



FACHHOCHSCHULE DER WIRTSCHAFT

Fachhochschul-Masterstudiengang
Automatisierungstechnik - Wirtschaft

von

Ing. Christoph Maximilian Lorenz, BSc

1710322007

betreut und begutachtet von

Dipl. Ing. Dr. techn. Manfred Pauritsch

Graz, im Dez 2018

.....
Unterschrift

EHRENWÖRTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre ehrenwörtlich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen nicht benützt und die benutzten Quellen wörtlich zitiert, sowie inhaltlich entnommene Stellen, als solche kenntlich gemacht habe.

.....

Unterschrift

DANKSAGUNG

Bedanken möchte ich mich bei meiner Familie. Ihr seid mit Verständnis und Hilfsbereitschaft immer hinter mir gestanden. Habt mich in schwierigen Zeiten ermutigt und mich immer wieder in meinem Willen bestärkt.

Ein großer Dank gilt auch meinen Freunden, die mich nicht nur während dieser Arbeit, sondern darüber hinaus, während der gesamten Vorlesungen in jeglicher Sicht unterstützt haben und mir immer wieder mit Hilfe zur Seite gestanden sind.

Des Weiteren bedanke ich mich bei dem Betreuer dieser Masterarbeit, Herrn Dipl. Ing. Dr. techn. Manfred Pauritsch. Er ist mir immer mit guter Laune gegenüber gestanden und hat mich immer wieder bestärkt. Sein umfangreiches Fachwissen hat mir Mut gemacht, dass ich in schwierigen Zeiten immer jemanden um Rat fragen konnte. Schlussendlich ist er mir bis zur Fertigstellung dieser Arbeit mit der nötigen Einsatzbereitschaft zur Verfügung gestanden.

Auch meinen Studienkollegen möchte ich meinen Dank aussprechen. Es herrschte über die gesamte Studienlaufzeit eine super Stimmung und wir wurden ein super Team. Ich möchte mich für die lustige, schöne, aber vor allem sehr oft harte Studienzeit bedanken.

KURZFASSUNG

Elektrische Energie zu produzieren ist das eine, die elektrisch produzierte Energie aber auch gesetzlich verkaufen zu dürfen, das andere. Der Energiemarkt ist ein sehr umkämpfter Markt, der mit strengen Regeln versehen ist. Der Verkauf von elektrischer Energie ist deswegen auch nur Unternehmen gestattet, die dafür eine Konzession besitzen. Diese Konzession besitzen aber bis dato nur große Energielieferanten. Folge dessen war es auch nur diesen Energieunternehmen erlaubt, elektrische Energie kommerziell zu verkaufen.

Dies hat sich nun geändert. Es ist eine Energienovelle in Kraft getreten, welche es auch Privatpersonen ohne Konzession erlaubt, die selbst produzierte Energie, unter gewissen Rahmenbedingungen, zu verkaufen.

Das Interesse dieser wissenschaftlichen Arbeit zielt auf die Nutzung der Vorteile durch diese Gesetzesnovelle ab. Die Masterarbeit soll Aufschluss geben, welche Möglichkeiten und Anlagenmodelle zukünftig realistisch sind. Des Weiteren soll geklärt werden, nach welcher Zeit sich ein solches Anlagenmodell amortisiert hat und ab wann man finanzielle Gewinne daraus lukrieren kann. Die elektrische Energie soll dabei ausschließlich aus Photovoltaikzellen erzeugt werden. Die verschiedenen Entwicklungen mit Photovoltaikzellen und der technische Fortschritt soll ausgearbeitet werden, sodass sinnvolle Modelle für die private Nutzung dargestellt werden können. Des Weiteren sollen auch Strom Speichertechnologien, die elektrischen Strom speichern können, betrachtet werden, damit der produzierte Strom auch zwischengespeichert werden kann und zur Verfügung steht, wenn er gebraucht wird. Dies soll den Wirkungsgrad der Anlage steigern, um schlussendlich einen höheren Ertrag damit zu erwirtschaften.

ABSTRACT

To produce electrical energy is one thing, to sell the produced energy in a legal way is another thing. The energy market is a highly competitive market with strict rules. Selling electrical energy is therefore only permitted to companies that have a license to do so. So far, however, this concession has been given only big energy suppliers. As a result, only these energy companies have been allowed to commercially sell electrical energy.

This will change by the middle of the year 2019. Then, an energy amendment comes into force, which will also allow private individuals to sell their self-produced energy even without a license.

The interest of this scientific work is intended to shed light on which methods, possibilities and models will be possible in the future in order to profit from this novella. The produced electrical energy should solely won by photovoltaic cells. Storage technologies that can store electric power should also be considered, so that the electricity produced energy can be cached as needed, in order to provide a customer at the time when it is needed and can therefore be consumed and sold.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung.....	1
1.1	Ausgangssituation.....	1
1.2	Aufgabenstellung.....	2
1.3	Ziel der Arbeit.....	2
2	Korrelation Masterarbeit mit der Fachhochschule Campus02 und dem Forschungsprojekt	3
2.1	FH CAMPUS02.....	3
2.2	Korrelation zur Masterarbeit.....	4
3	Energieverbrauch.....	7
3.1	Durchschnittlicher elektrischer Energieverbrauch in einem österreichischen Haushalt	8
3.2	Zeitabhängiger elektrischer Energieverbrauch in Korrelation zur Sonneneinstrahlung.....	8
3.3	Woraus setzt sich der Strompreis zusammen?.....	11
3.4	Strommarkt und Strompreise im europäischen Vergleich.....	11
4	Photovoltaik.....	13
4.1	Was bedeutet Photovoltaik.....	13
4.2	Photovoltaik Grundlagen.....	13
4.3	Solarzellen.....	14
4.4	Kenngößen von Solarzellen	16
4.4.1	Wirkungsgrad.....	16
4.4.2	Performance Ratio	17
4.4.3	Betriebspunkt.....	17
4.4.4	Standardtest für Solarmodule.....	18
4.4.5	Nennleistung.....	18
4.5	Technologien von Solarzellen	19
4.6	Siliziumzellen.....	20
4.6.1	Monokristalline Siliziumzellen	21
4.6.2	Polykristalline Siliziumzellen.....	22
4.6.3	Amorphe Siliziumzellen	23
4.7	Dünnschichtzellen.....	23
4.8	Zukünftige Solarzellenkonzepte	25
4.8.1	Organische Solarzellen	25
4.8.2	Farbstoff Solarzellen	26
4.8.3	Perowskit Solarzellen.....	27
4.8.4	Konzentrierte Solarzellen	28
4.8.5	Multijunktion Solarzellen.....	29
4.9	Wirkungsgrad gängiger Solarzellen.....	30
4.10	Vergleich der Wirkungsgrade von erfassten Solarzellen	32
4.11	Installationskosten	32
4.12	Fazit	33
5	Sonneneinstrahlung auf der Erde	34

5.1	Solarkonstante.....	34
5.2	Sonnenspektrum.....	35
5.3	Air Mass	36
6	Elektrochemische Energiespeicher.....	38
6.1	Geschichte.....	39
6.2	Allgemeines Funktionsprinzip von elektrochemischen Energie-speichern	40
6.3	Batterien und Akkumulatoren	40
6.4	Anwendungen.....	41
6.5	Speicherbedarf	42
6.6	Temperaturauswirkung auf elektrische Energiespeicher	43
6.7	Memory – Effekt.....	43
6.8	Batteriemanagementsystem.....	44
6.9	Systeme der Stromspeicherung	46
6.9.1	Blei – Säure Batterie	46
6.9.2	Lithium – Ionen Batterie	49
6.9.3	Redox – Flow Batterien.....	52
6.9.4	Fazit.....	55
6.10	Gegenüberstellung von geeigneten Speichern für PV- Systeme.....	56
7	Was kostet die elektrische Speicherung von einer Kilowattstunde und ist eine Speicherung überhaupt rentabel?	57
7.1	Beispiel 1.....	58
7.2	Beispiel 2.....	58
7.3	Fazit	58
8	Ökostrom Gesetzesnovelle	59
8.1	Eckpunkte der Ökostrom Gesetzesnovelle.....	59
8.2	Auswirkungen auf gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen.....	62
8.2.1	Begriffsbestimmungen.....	63
8.2.2	Grundsatzbestimmungen	64
8.2.3	Vertrag.....	64
8.2.4	Netzbetreiber	65
8.2.5	Die Umsetzung der Gemeinschaftsanlage.....	66
8.2.6	Fazit.....	67
9	Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen.....	68
10	Energieverteilungsmodelle	75
10.1	Statische Verteilung	75
10.2	Dynamische Verteilung	76
11	Amortisation.....	78
11.1	Wieviel Leistung kann ich aus meiner Anlage holen?	78
11.2	Beispiel 1.....	78
11.3	Beispiel 2.....	79
11.4	Beispiel 3.....	81
11.5	Beispiel 4.....	81

12	Zusammenfassung.....	85
12.1	Zusammenhang der Ergebnisse mit dem Forschungsprojekt am Campus02	86
13	Abkürzungsverzeichnis	87
14	Literaturverzeichnis.....	88
	Abbildungsverzeichnis	93
	Anhang – Häufig gestellte Fragen bezüglich PV- Anlagen	95

1 EINLEITUNG

In den vergangenen Jahrzehnten ist erkannt worden, dass die Erzeugung von Treibhausgasen den Klimawandel vorantreibt. Folge dessen mussten weltweit Maßnahmen getroffen werden, um den Klimawandel zu reduzieren. Dafür wurden schon vor Jahrzehnten Bündnisse geschlossen. Die damals auferlegten ehrgeizigen Ziele, wurden jedoch verfehlt. Die Auswirkungen sind weltweite immer stärker werdende und länger anhaltende Naturkatastrophen. Dies wird der Bevölkerung weltweit immer mehr bewusst.

Neue Bündnisse mussten geschlossen werden, die per se auch ernst genommen und eingehalten werden. Die Europäische Union (EU) hat dafür etwa die sogenannten 2020 Ziele geschaffen, welche Maßnahmen enthalten, um die Erderwärmung zu reduzieren. Die Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieformen wird dafür forciert. Photovoltaik ist eine Energieform daraus und wird bekanntlich als umweltfreundlich angesehen. Ihr wird zukünftig, neben der Windenergie, großes Wachstumspotential prophezeit.

Damit auch Österreich die von der EU auferlegten 2020 Ziele erreicht, wurden bereits einige Maßnahmen getroffen. Es werden aber auch weiterhin Maßnahmen notwendig sein, um die hohen Ziele zu erreichen, und um somit den Klimawandel zu reduzieren. Die Anpassung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (Eiwog) durch eine Gesetzesnovelle in Österreich, macht den Stromhandel unter Privatpersonen nun möglich. Dies war eine Anpassung in Österreich, um erneuerbare Zukunftsmodelle zu realisieren. Dies hat das Interesse dieser Masterarbeit geweckt.

Die weiteren Unterkapitel der Einleitung werden dazu genutzt, um das Forschungsinteresse dieser Masterarbeit zu erklären.

1.1 Ausgangssituation

Das Einspeisen von Solarstrom in das öffentliche Netz war vor einigen Jahren durch gut geförderte Tarife für private Betreiber von Photovoltaikanlagen (PV- Anlagen) wirtschaftlich sehr interessant, weil diese eine entsprechend hohe Entschädigung für den Solarstrom bekommen haben. Dementsprechend wurde diese Anlagenform oft auch als Geschäftsmodell gesehen, um neben dem „Grünen Gedanken“ zusätzlich auch wirtschaftliche Vorteile daraus zu lukrieren.

Der Einspeisetarif wird aber seit einiger Zeit nicht mehr so stark gefördert und immer weiter nach unten gedrückt. Dies hat zur Folge, dass geförderte Tarife, einerseits schwer zu bekommen sind, und sich andererseits, auch noch fortwährend dem Stromhandelspreis angleichen. Das macht PV- Anlagen finanziell immer uninteressanter. Gewinn wird erst später erwirtschaftet, weil sich die Amortisationszeiten von Photovoltaikanlagen unaufhörlich nach hinten verschieben. Gekaufte Anlagen rentieren sich dadurch erst nach längerer Betriebsphase. Dementsprechend werden diese für private Betreiber finanziell uninteressanter. Auch das Speichern der elektrischen Energie war für Haushalte aufgrund der zugehörigen Preise, wenig reizvoll.

1.2 Aufgabenstellung

Vor der Gesetzesnovellierung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes war es privaten Haushalten verboten, selbst erzeugte elektrische Energie durch PV- Anlagen oder anderen Erzeugungsanlagen an Nachbarn oder allgemein an Dritte zu verkaufen. Das gleiche galt natürlich auch für Eigentümer von großen Wohnungsanlagen. Auch diesen war es gesetzlich verboten, die selbst erzeugte elektrische Energie, im hausinternen Netz zu verkaufen. Jedoch war es beiden erlaubt, die erzeugte elektrische Energie an seine Mieter oder Nachbarn zu verschenken. Dieses vorbildliche Geschäftsmodell ist empirisch nicht oft in Verkehr gebracht worden. Der Handel mit elektrischer Energie war weiterhin nur den großen Energieversorgern mit Konzession vorbehalten.

Durch die besagte Novellierung des EIWOG wurde es aber nun möglich, dass Betreiber von Photovoltaikanlagen, die selbst produzierte elektrische Energie, unter Einhaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen, an Dritte weiter verkaufen können. Dies bietet den privaten Betreibern neue Möglichkeiten, hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der eigenen Anlagen. Vor allem wird es aber Mehrparteienhäusern erleichtert, um in Ballungszentren, die Energieerzeugung zu fördern. Somit können zukünftig Tarife privat ausgehandelt werden. Auch die Technologien für die Speicherung von elektrischer Energie haben sich weiterentwickelt, sodass die Anschaffung von Speichern durchaus ebenso für private Haushalte oder Mehrparteienhäusern interessant geworden ist.

1.3 Ziel der Arbeit

Das Forschungsinteresse dieser Masterarbeit zielt darauf ab, welche Vorteile sich aus der Gesetzesnovellierung für private Anlagenbetreiber generieren lassen. Welche Anlagenmodelle sind dadurch möglich geworden und wie kann daraus Nutzen geschlagen werden. Dies soll die Zweckmäßigkeit haben, dass die Betreiber und Teilnehmer der Anlagenmodelle einen wirtschaftlichen Vorteil durch die eigene erzeugte Energie generieren.

Durch den Vorteil, dass für den Konsum der eigenen elektrischen Energie keine Steuern, Abgaben und Netzentgelte anfallen, wird angenommen, dass solche Anlagenmodelle finanziell interessant sein können. Folge dessen soll ein Amortisationsbeispiel Aufschluss darüber geben.

Die elektrische Energie soll durch Photovoltaikmodule erzeugt werden. Deswegen soll auf PV-Technologien eingegangen werden, um die Vor- und Nachteile beim Einsatz sichtbar zu machen.

Damit der Eigennutzungsanteil der erzeugten Energie steigt, sollen Möglichkeiten darlegt werden, wie dieser gesteigert werden kann. Deswegen soll auch auf Speichersysteme eingegangen werden. Vor- und Nachteile sollen darlegt werden, sowie Empfehlungen von Speichern für den Einsatz in PV- Anlagen daraus hervorgehen.

2 KORRELATION MASTERARBEIT MIT DER FACHHOCHSCHULE CAMPUS02 UND DEM FORSCHUNGSPROJEKT

2.1 FH CAMPUS02

Gegründet wurde die Fachhochschule Campus02 offiziell 1996, mit der Einführung der ersten zwei Studiengänge. Diese waren anfangs Marketing und Automatisierungstechnik und wurden so ausgerichtet, dass die Studierenden das Studium berufsbegleitend absolvieren konnten. Die Erfolgsgeschichte startete damals im Gebäude der Wirtschaftskammer mit 96 eifrigen Studierenden. Die Idee eine solche Institution zu gründen, entstand jedoch schon früher. Mag. Peter Hohegger, der damalige Geschäftsführer des Campus02, hatte 1994 bereits ein Konzept von FH Studienangeboten für Berufstätige erarbeitet. Ziel war es schon damals, das Thema „Life-Long-Learning“ glaubhaft in die Wirtschaft zu tragen. Die inhaltliche Ausrichtung und Fokussierung auf Kernprozesse der Wirtschaft war damals schon essentiell und bis dato ist man nicht davon abgewichen. Auch heute noch wird an dieser Strategie festgehalten und gilt als Erfolgsrezept für diese Fachhochschule.¹

Bereits 2 Jahre nach der Gründung werden 1998 Erweiterungen beschlossen. Es wurde sich darauf geeinigt, dass ein weiterer Studiengang eingeführt werden soll. Dies war der Studiengang Informationstechnologie & IT- Marketing. Folge dessen wurde auch eine räumliche Erweiterung unabwendbar, die im Jahre 2000, samt dem neuen Studiengang, im neu gebauten Fachhochschultrakt der Wirtschaftskammer erfolgreich startete. Mit einer erneuten Erweiterung, der Einführung der bereits 4. Studienrichtung, erfolgte damals strategisch ein wichtiger Lückenschluss, für die Forcierung der Kernbereiche in der Wirtschaft. Diese Lücke sollte durch die Studienrichtung Rechnungswesen & Controlling, im Jahre 2002, geschlossen werden. Mit dem Wachstum des Angebotes wurde damals auch der räumliche Platzmangel wieder evident. So stellte die Geschäftsführung noch im selben Jahr wiederholt einen Antrag auf bauliche Erweiterung. Diese Erweiterung wurde jedoch nicht direkt an dem Gebäude der Wirtschaftskammer getätigt, jedoch in unmittelbarer Nachbarschaft, dem Zusertal Gelände. An diesem Ort erstrahlt das heutige Hauptgebäude der FH Campus02, das in Abbildung 1 zu sehen ist. Dieses Gebäude wurde 2006 fertiggestellt und bezogen. In diesem Jahr wurde auch die magische Grenze von 1000 genehmigten Studienplätzen durchbrochen. Seit 2001 bietet sich auch die Möglichkeit, Marketing als Vollzeitstudent zu absolvieren. Der bislang jüngste Studiengang startete 2005 mit Innovationstechnik und komplettiert die Kernfelder von unternehmerischen Erfolg.²

Diese Studienrichtungen werden aktuell an der Fachhochschule Campus02 angeboten:

- Automatisierungstechnik
- Innovationstechnik
- Informationstechnologien & Wirtschaftsinformatik
- Rechnungswesen & Controlling

¹ Vgl. o.V. (2018), Online-Quelle [22.11.2018].

² Vgl. o.V. (2018), Online-Quelle [22.11.2018].

- International Marketing & Sales Management

Die Fachhochschule CAMPUS02 konnte sich in den über 20 Jahren Studienbetrieb erfolgreich in der Wirtschaft etablieren und schafft es, durch hervorragend ausgebildete AbsolventInnen, diese in vielen leitenden Funktionen von Unternehmen zu positionieren. Bis dato haben mehr als 4000 Studenten die Fachhochschule absolviert. Die Fachhochschule der Wirtschaft bietet auch heute noch zirka 80 % der Studienplätze berufsbegleitend an.



Abbildung 1: Gebäude der Fachhochschule Campus02, Quelle: o.V. (2018), Online-Quelle [24.11.2018].

2.2 Korrelation zur Masterarbeit

Die Fachhochschulen arbeiten sehr eng mit Firmen zusammen. Dadurch stehen diese auch im direkten Kontakt mit der Wirtschaft und den Herausforderungen der emergenten Zukunft. Dies ist des Öfteren ein Grund, dass verschiedene Forschungsprojekte zusammen in Angriff genommen werden. Daraus ergeben sich nicht nur für die Lektoren der Fachhochschulen Herausforderungen, auch die Studenten werden natürlich in die Arbeiten miteinbezogen, um die Anforderungen der Wirtschaft kennen zu lernen, und um das Fachwissen vertiefen zu können. Das Interesse dieser Masterarbeit weckte ebenfalls ein Forschungsprojekt am Campus02.

Anfang des Jahres 2018 kam es am Campus02 im Zuge von Diskussionen über die anstehenden Masterarbeiten zur Information, dass ein Förderprojekt des Zukunftsfonds Steiermark am Campus02 in der Zusammenarbeit mit der FH Joanneum zustande kommen wird. Die groben Inhalte des Projektes, die damals bekannt gemacht wurden, beinhalteten die folgenden Themenschwerpunkte:

- Energietechnik
- Automatisierungstechnik
- Energieeffizienz

Nach den folgenden Gesprächen über die Themenschwerpunkte und den weiteren Einblicken über die Umfänge des Forschungsprojektes wurde bald klar, dass mit diesem Forschungsprojekt eine große Kohärenz mit dem primären Forschungsinteresse, den Auswirkungen der Gesetzesnovelle vom EIWOG auf den Anforderungen für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen, hergestellt werden kann.

Inwieweit das primäre Forschungsinteresse dieser Masterarbeit mit dem Forschungsprojekt an der Fachhochschule Campus02 wirklich korreliert, konnte damals noch nicht festgestellt werden und sollte sich im Laufe der Zeit herauskristallisieren und sich beim Erarbeiten der Themenschwerpunkte ergeben. In jedem Fall erschließt sich daraus eine subsidiäre Korrelation von der Fachhochschule Campus02 mit dem Studierenden.

Auszug der Ausschreibung vom Zukunftsfonds Steiermark

Anfang des Jahres 2017 wurde vom Land Steiermark, genauer von dem Zukunftsfonds Steiermark, eine Ausschreibung für die neun steiermärkischen Hochschulen veröffentlicht, an der sich die Fachhochschule Campus02 beteiligte. Im Zuge dieser Ausschreibung sollten Möglichkeiten geschaffen werden, welche die Anschaffung neuer Geräte und die Erweiterung bestehender Forschungsinfrastrukturen ermöglichen. Um dies auch zu gewährleisten, wurden die Themenkorridore weit gefasst und bilden den thematischen Rahmen der Ausschreibung. Jedoch mussten die Infrastrukturen zur jeweiligen Strategie der beantragten Hochschule passen und einen Beitrag zur Weiterentwicklung und Stärkung des Wissenschafts- und Innovationsstandortes Steiermark leisten. Wichtige Prämisse und zwingender Teil der Ausschreibung ist, dass die anzuschaffende Infrastruktur von mindestens 2 Hochschulen beschafft und genutzt wird. Um den Fortschritt und schlussendlich das Ergebnis des Forschungsprojektes mitzuteilen, muss ein Zwischenbericht und ein Endbericht an den Zukunftsfonds Steiermark gesandt werden.³

Beschreibung des Förderprojektes Zukunftsfonds am Campus02

Die wesentlichen Inhaltspunkte des Förderprojektes der beiden Fachhochschulen werden nachstehend kurz zusammengefasst:⁴

Beide Fachhochschulen errichten auf zwei Standorten ein ENERGY ANALYTICS & SOLUTION LABOR abgekürzt werden diese auch EAS- Lab genannt. Diese Labors werden auf den Standorten Graz, respektive Kapfenberg neu geschaffen. Die beiden Labors sollen miteinander vernetzt werden, um zu ermöglichen dass wesentliche Teile der Energiewertschöpfungskette dadurch dargestellt und auch simuliert werden können. Unter anderem sollen nachstehende Anforderungen der Zukunft in beiden Labors analysiert werden können:

- Regenerative Energieerzeugung
- Effiziente Nutzung von Energiespeichern

³ Vgl. o.V. (2017), Online-Quelle [25.11.2018].

⁴ Vgl. Sumereder (2017), S. 6 ff.

- Entwicklung neuer Geschäftsmodelle der Energietechnik
- Konzepte zum Ausgleich der volatilen Energieverfügbarkeit
- Ressourcenschonende Energieverwendung
- Ladeverhalten der Elektromobilität
- Energielastmanagementsysteme

Durch diese Einrichtungen entstehen auf beiden Fachhochschulen Forschungsumgebungen, die es Studierenden, sowie ForscherInnen ermöglichen, zukünftige Fragestellungen der Energiewende unter realen Bedingungen, vorab durch Modelle nachzubilden und folge dessen, diese auch zu beantworten.

Wesentliches Innovationsinteresse liegt in der Realisierung einer verteilten, aber virtuell koppelbaren und somit vernetzten Energielaborinformationsstruktur. Durch diese verbunden entsteht die Möglichkeit, Lastmanagementanalysen über zwei Standorte durchführen zu können.

Durch die Realisierung und dem Aufbau eines Strom- Wärmespeicher- Hybridnetzes mit Mobilitätsanwendungen wird es möglich, die direkt am Standort regenerativ erzeugte Energie zu verbrauchen oder umzuformen. Virtuell wird es möglich sein, diese Energie auch zwischen den Standorten zu transferieren. Innovative Ansätze der Hybridisierung sollen hinsichtlich Strom zu Wärme, Strom zu Mobilität, Speicherung von Überschussenergie, aber auch die Transformation des Energienetzes, im Hinblick auf virtuelle Energieflüsse, im Laboraufbau simuliert werden.

3 ENERGIEVERBRAUCH

Einflussfaktoren des Energieverbrauchs allgemein

Der Energiekonsum und folglich auch die Nachfrage für Energie steigen weltweit kontinuierlich an und werden von allen Ebenen der Wertschöpfungskette beeinflusst. In den nachfolgenden Aufzählpunkten werden jedoch wesentliche Einflussgrößen beschrieben:⁵

- **Wirtschaftliche und gesellschaftliche Rahmengrößen:** Entscheidend für den Energiebedarf und Verbrauch ist die Bevölkerungszahl und die wirtschaftliche Entwicklung.
- **Aktivitäten und Bedürfnisse:** Daraus können die Aktivitäten und Bedürfnisse abgeleitet werden, welche sich in einer Gesellschaft ausprägen. Dies beeinflusst wie groß die Wohnfläche ist, welche Fahrleistung erbracht wird und wieviel Fern gesehen wird.
- **Qualitäten:** Es stellt sich die Frage, welche Qualitäten Produkte und Dienstleistungen mit sich bringen müssen. Daraus ergibt sich, wird das Haus auf 24° oder 20° C aufgeheizt, die Größe des Fernsehers oder ob mit dem PKW oder der Bahn gefahren wird.
- **Technologien:** Welchen technologischen Standard haben die eingesetzten Produkte oder Prozesse. Ist das Haus ein Niedrigenergiehaus. Hat der verwendete Fernseher einen Energiesparmodus?
- **Umwandlung:** Auch entscheidend ist, wie viele Umwandlungsprozesse von der primären Energiequelle zur gewünschten Endenergieform stattgefunden haben, denn jede Umwandlung ist durch die verschiedenen Wirkungsgrade mit Verlusten behaftet.

All diese Fragen und Faktoren beeinflussen den Bedarf an Energie der Menschen und wirken sich mitunter auf den Klimawandel negativ aus. Deswegen soll darauf geachtet werden, dass der gesamte Energieverbrauch reduziert wird.

Im Klimaschutzabkommen der Vereinten Nationen, zu dem 193 Staaten gehören⁶, haben sich alle Mitgliedsstaaten verpflichtet, die vereinbarten Klimaschutzziele einzuhalten. Folge dessen hat die Europäische Union verbindliche Rechtsvorschriften erteilt, damit die beschlossenen Konzepte eingehalten werden. Eine Rechtsvorschrift daraus ist das Erreichen nachfolgender Ziele bis zum Jahr 2020.

Ziele der EU, die bis zum Jahre 2020 erreicht werden müssen:⁷

- 20 % weniger Treibhausgasemissionen gegenüber von 1990
- 20 % der Energie aus erneuerbaren Quellen
- 20 % höhere Energieeffizienz

⁵ Vgl. Pehnt (2010), S. 4 f.

⁶ Vgl. Richter (2018), Online-Quelle [24.11.2018].

⁷ Vgl. E-Control, Online-Quelle [20.10.2018].

3.1 Durchschnittlicher elektrischer Energieverbrauch in einem österreichischen Haushalt

Der Verbrauch von elektrischer Energie bezogen auf Einfamilienhäusern ist von vielen Faktoren abhängig. So ist dieser Tages.- Jahreszeiten, aber auch Wetter.- und Wochentags abhängig. Als Beispiel angeführt: Mit dem Start der Winterzeit werden die Tageslichtphasen kontinuierlich kürzer, vice versa die Nachtphasen länger. In den Wintermonaten ist es keine Seltenheit, dass ab ca. 16:00 Uhr die Raumbelichtungen eingeschaltet werden müssen. Wohingegen in der Sommerzeit erst nach 21:00 Uhr künstliches Licht verwendet werden muss. Dies ist dem unterschiedlichen Verlauf der Sonne über das Jahr geschuldet. Mitunter aber auch andere Aspekte unterstützen diese Varianz.⁸

Historisch bedingt, lässt sich jedoch eine durchschnittliche Stromverbrauchsmenge für Haushalte pro Jahr in Österreich ergründen. Diese ist bezogen auf die Anzahl der Personen die darin leben, aber auch, ob diese eine Warmwasseraufbereitung haben oder nicht. Tabelle 3-1 veranschaulicht diese Werte.

Anzahl der Personen im Haushalt	Durchschnittlicher Jahresverbrauch in kWh	Durchschnittlicher Jahresverbrauch mit elek. Warmwasseraufbereitung in kWh
1 Person	1.800	2.500
2 Personen	2.700	3.800
3 Personen	3.400	4.900
4 Personen	4.000	5.800
5 Personen	4.600	6.700

Tabelle 3-1: Durchschnittlicher Stromverbrauch bezogen auf die Haushaltsgröße, Quelle: Prinz (2018), Online-Quelle [02.11.2018], Eigene Darstellung.

3.2 Zeitabhängiger elektrischer Energieverbrauch in Korrelation zur Sonneneinstrahlung

Der typische Verlauf des Stromkonsums von einem Vierpersonenhaushalt wird in nachstehender Abbildung 2 beispielhaft dargestellt. Darauf ist auch in grüner Farbe zu sehen, wie sich der Strombedarf von diesem Haushalt zeitlich mit der Sonneneinstrahlung verhält. Aufgezeichnet wurde der Zeitraum von einem Sommertag im Juli.

Es kann in Abbildung 2 auch erkannt werden, dass ein durchgehend sonniger Tag aufgezeichnet wurde, an dem die Sonnenstrahlung von der PV- Anlage hervorragend ausgenutzt werden konnte. Des Weiteren ist zu sehen, dass der Stromverbrauch von dem aufgezeichneten Haushalt über den ganzen Tag eine

⁸ Vgl. Strasser (2013), S. 29.

starke Variabilität aufweist. Aus dieser Variabilität resultierend kann nicht der gesamte Anteil der erzeugten Energie vom Haushalt direkt ausgenutzt und verbraucht werden. In jener Zeit, in dem eine Ungleichheit herrscht, muss es zu einem Ausgleich kommen. Dies geschieht einerseits, nachmittags respektive abends, wenn die Sonne langsam beginnt zu sinken. Dann muss das entstehende Energiedefizit abgedeckt werden und vom öffentlichen Netz elektrische Energie eingespeist werden. Andererseits, wenn zu Mittag die Sonne die höchste Einspeiseleistung aufweist und die erzeugte Energie nicht ganzheitlich verbraucht werden kann, muss die überschüssige Energie in das öffentliche Netz eingespeist werden. Auf dieser Abbildung 2 ist auch noch die Netzausgleichsleistung in roter Farbe dargestellt. Diese wird negativ dargestellt, weil jene umgekehrt zur Einspeisung wirkt. Über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr gesehen, geht man bei einem solchen System ohne Energiespeicher von einem Eigenverbrauchsanteil von 30 % aus. Die aus dem öffentlichen Netz bezogene Energie wird in grauer Farbe dargestellt.⁹

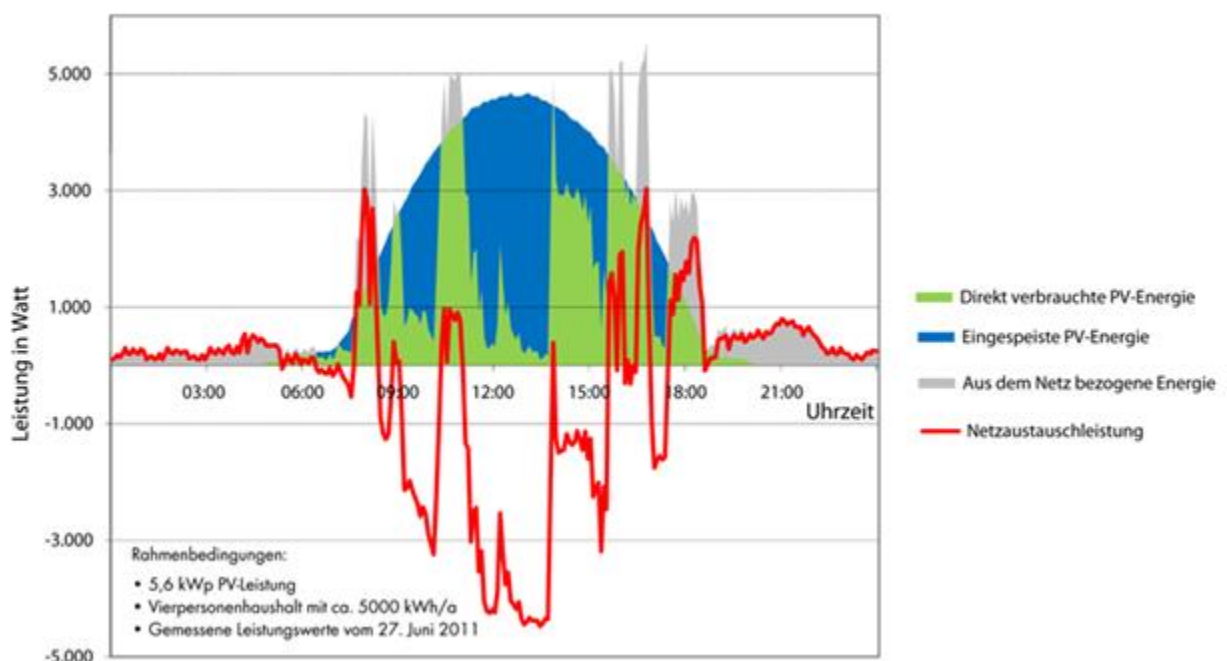


Abbildung 2: Aufgezeichneter Stromverbrauch von einem 4 Personenhaushalt, Quelle: o.V., Online-Quelle [24.11.2018] (leicht modifiziert).

Die größten Energieverbraucher in einem durchschnittlichen Haushalt

Die Stromkosten werden von Vielen als üblich anfallenden Kosten hingenommen. Sowohl die Menge als auch die Höhe. Über das Jahr gesehen summiert sich jedoch ein Betrag, der beträchtlich sein kann. Oft würden sich mit wenigen Eingriffen oder durch Einsatz einer alternativen Heizanlage hohe Kosten einsparen lassen. Abhängig ist der Stromverbrauch hauptsächlich von:¹⁰

⁹ Vgl. Mertens (2018), S. 251 - 260.

¹⁰ Vgl. Buchhorn (2018), Online-Quelle [01.12.2018].

- Anzahl der Bewohner
- Nutzungsverhalten der Bewohner
- Stromverbrauch der Elektrogeräte

Besonders kalorische Geräte haben erfahrungsgemäß einen direkten Bezug zu hohem Energieverbrauch und treiben die Stromrechnung schnell in die Höhe. In nachstehender Abbildung 3 werden die top Energieverbraucher in einem durchschnittlichen Haushalt angeführt und die zuvor aufgestellte Vermutung bestätigt. Durch kalorische Prozesse wird die meiste Energie verbraucht. Deswegen ist mit der Reduktion von kalorischen Prozessen das meiste Einsparpotential vorhanden. An erster Stelle wird das Heizen mit einem Verbrauch von 21% der Gesamtenergiemenge gelistet. Die Aufbereitung von Warmwasser mit 17%, ist auf der zweiten Stelle zu finden. Diese beiden Verbrauchsquellen summiert, machen mehr als ein Drittel des gesamten Energieverbrauchs in durchschnittlichen Haushalten aus. Als Nebeneffekt wird bekanntlich auch bei der Erzeugung von Licht, Wärme produziert. Die Herstellung von Licht, ist an dritter Stelle zu finden. Gefolgt vom Kochen mit Verbrauch von 13% der Gesamtenergiemenge, wobei Wärmeenergie gewollt produziert wird. Die fünfte Stelle nimmt der Kühlschrank ein. Dort wird vice versa nicht Wärme, sondern Kälte gewünscht erzeugt. In Summe machen kalorische Anwendungen 75% vom Gesamtenergieverbrauch in Haushalten aus. Nur lediglich 25% der Gesamtenergie werden für weitere Anwendungen wie Geschirrspüler, Küchengeräte, Fernseher, etc. verbraucht.

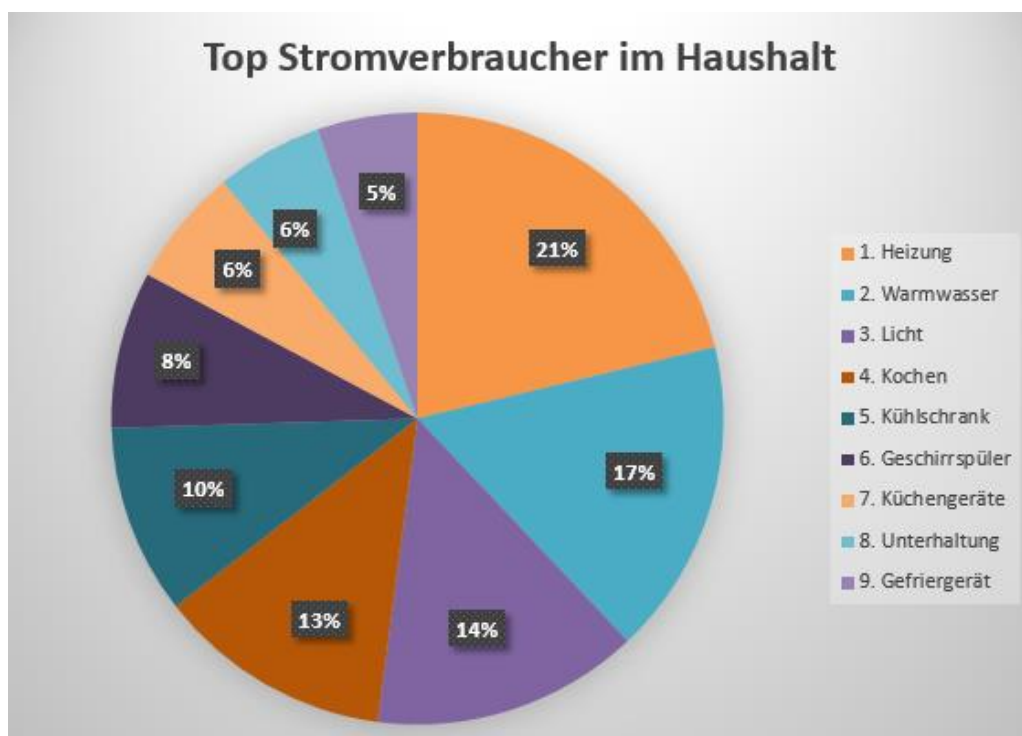


Abbildung 3: Stromverbraucher in einem Haushalt - prozentuell verteilt, Quelle: Selectra (2018), Online-Quelle [27.08.2018], Eigene Darstellung.

3.3 Woraus setzt sich der Strompreis zusammen?

Der an den Stromkunden in Österreich verrechnete Energiepreis, setzt sich aus drei in etwa gleich großen Teilen zusammen. Dies wird in nachfolgender Abbildung 4 grafisch dargestellt. Die exakte prozentuale Verteilung, ist ebenfalls darin zu finden. Wie daraus ersichtlich wird, entfällt das größte Tortenstück mit einem Kostenanteil von 39,1% auf Steuern und Abgaben. Die steuerliche Belastung auf den Strompreis ist in Österreich enorm hoch und wird europaweit nur von wenigen Staaten übertroffen. Etwa von Spanien oder Deutschland. Vice versa liegt in Großbritannien der Steuersatz nicht einmal bei fünf Prozent.¹¹ Weitere 32,2% der Gesamtkosten werden für die Belieferung mit elektrischer Energie vom Netzbetreiber gefordert. Dieser Kostensatz beinhaltet Maßnahmen damit unter anderem die Versorgungssicherheit für die Kunden gewährleistet wird oder auch die Stromnetze ausgebaut werden können. Die tatsächlich anfallenden Kosten, für die verbrauchte elektrische Energie, machen somit mit nur 28,7% der Gesamtkosten und den kleinsten Teil des restlichen Drittels aus. Dies ist der Preis, der von den Stromlieferanten brutto in der Jahresabrechnung angeführt wird. Zu bezahlen sind jedoch die gesamten angeführten Kosten.

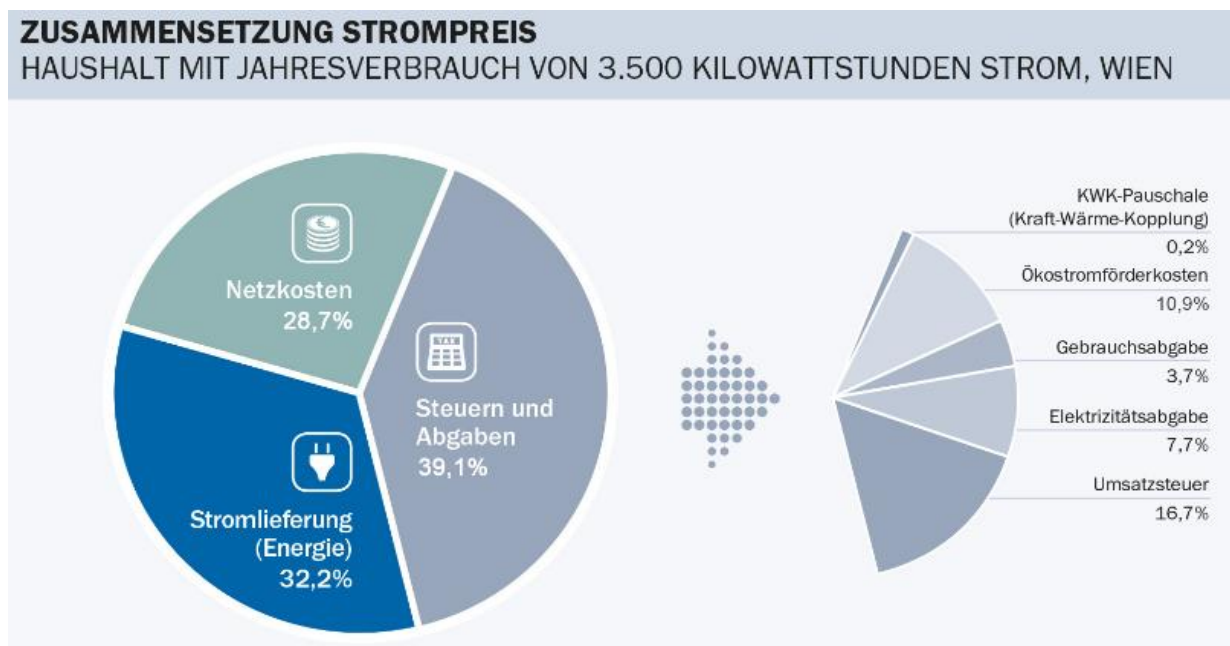


Abbildung 4: Zusammensetzung des Strompreises in Österreich, Quelle: o.V. (2018), Online-Quelle [28.08.2018].

3.4 Strommarkt und Strompreise im europäischen Vergleich

Der österreichische Strompreisindex (ÖSPI) der Österreichischen Energieagentur wird an der Energiebörse gehandelt und variiert aufgrund von Angebot und Nachfrage tagesaktuell an der Börse in Österreich. Der OSPI gilt als Indikator dafür, wie sich der Strompreis entwickelt. Seit der Liberalisierung

¹¹ Vgl. o.V., Online-Quelle [13.10.2018].

des Strommarktes 2001 in Österreich und dem damit gestiegenen Wettbewerb, ist der Strompreis fast kontinuierlich gesunken. Heute befindet sich der reine Strompreis tiefer als damals im Jahre 2001. Steuern und Abgaben sind vice versa jedoch kontinuierlich gestiegen. Dies ist auch der Grund, warum der Strompreis für den österreichischen Bürger sehr kostenintensiv ist.¹²

Der Handel mit dem Strom sieht somit wie folgt aus: Die verschiedenen Energieanbieter kaufen den Strom an der Energiebörse zu den jeweiligen Konditionen ein. Diese verkaufen darauf folgend den Strom an ihre Kunden weiter. Jedoch abhängig von dem vom Stromlieferanten weitergereichten Konditionen. Diese Konditionen können stark variieren. Deshalb wird ein jährlicher Vergleich vom Stromlieferanten empfohlen. Eine Angabe über den durchschnittlich verrechneten Preis, für das zweite Halbjahr 2017 ist in nachstehender Abbildung 5 zu sehen. Diese beinhaltet auch einen europäischen Vergleich. In Österreich wurde dem zu folge für eine Kilowatt Stunde (kWh) ein Gesamtpreis von knappen 20 Cent verlangt. Des Weiteren ist darauf ersichtlich, wo sich der österreichische Strompreis im europäischem Vergleich befindet.

Haushaltsstrompreise im europäischen Vergleich

Angaben in Cent pro kWh

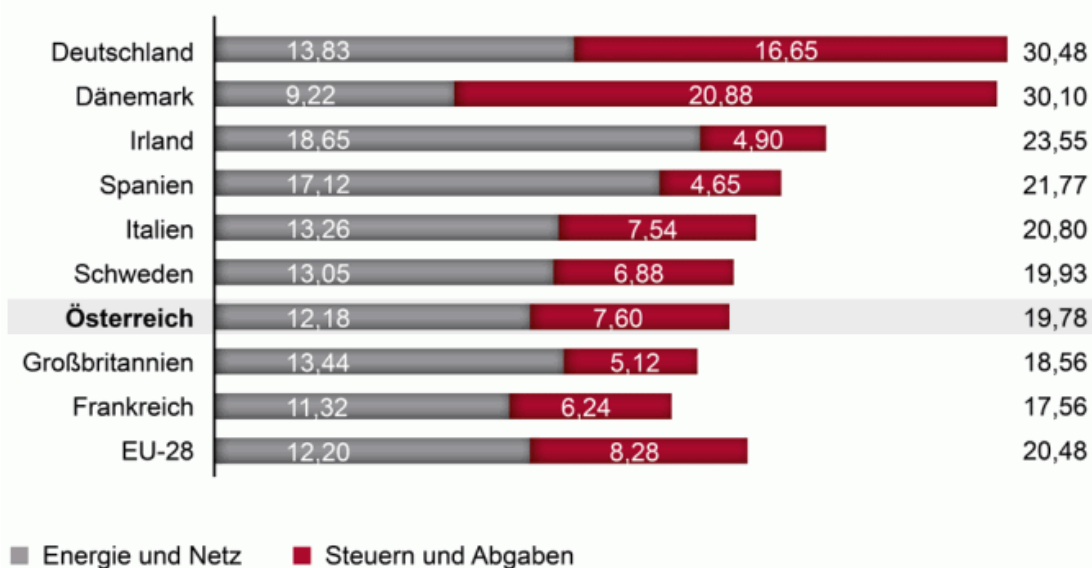


Abbildung 5: Europäischer Vergleich der Haushaltsstrompreise, Quelle: o.V. (2018), Online-Quelle [02.11.2018].

¹² Vgl. Selectra (2018), Online-Quelle [27.08.2018].

4 PHOTVOLTAIK

4.1 Was bedeutet Photovoltaik

Photovoltaik ist eine Kombination aus dem griechischen Wort phós, das auf Deutsch so viel wie Licht bedeutet, sowie dem Wort Volt, das von dem italienischen Physiker Alessandro Volta stammt. Alessandro Volta war der Erfinder der elektrochemischen Batterie und ihm zu Ehren, wurde die Einheit der elektrischen Spannung mit Volt benannt. Zusammengesetzt könnte der Begriff Photovoltaik also so viel wie Lichtenergiequelle oder Lichtbatterie bedeuten. Exakt beschreibt der Ausdruck Photovoltaik aber die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie.¹³

4.2 Photovoltaik Grundlagen

Die Geschichte der Photovoltaik geht zurück auf die Erfindung des Photoeffekts, den der Physiker und Nobelpreisträger Alexandre-Edmond Becquerel im Jahre 1839 entdeckte. Er hatte bemerkt, dass sich in seinem Versuchsaufbau, je nach Sonneneinstrahlung ein Potentialunterschied einstellte. Bei dem Versuchsaufbau hatte er zwei Platin Elektroden in eine Elektrolytlösung getaucht und diese zwei Platten mit einer Trennmembran separiert. Das war der erste Schritt Sonnenenergie auszunutzen und in weiterverwendbare elektrische Energie umzuwandeln.¹⁴

Photovoltaiksysteme nutzen die elektromagnetische Strahlungsenergie der Sonne. Diese Strahlung kennen wir als unser Tageslicht. Die Sonnenstrahlen treffen als winzige Lichtteilchen, den sogenannten Photonen, auf die Solarzelle. Dort wird das Licht mit Hilfe des Photoeffekts in elektrische Energie umgewandelt.¹⁵

Sonnenenergie ist ein Medium, das allgegenwärtig und praktisch unerschöpflich vorhanden ist. Die Sonne als Energiequelle, lässt sich auf vielfältige Weise nutzen und übertrifft alle anderen Energiequellen auf dieser Erde mit Abstand. Energetisch kann die Sonnenenergie durch zwei Methoden genutzt werden. Direkt, in Form von Photovoltaikanlagen oder auch indirekt durch Solarthermie Anlagen.¹⁶

Um unserem steigenden Verlangen nach Energie auch zukünftig gerecht zu werden, wird die optimale Ausnutzung der Sonnenenergie durch Photovoltaik eine gravierende Rolle spielen und die Forschung mit neuen Materialien und Technologien von sich hören lassen.

Die Energiedichte der Sonnenstrahlung ist jedoch gering. Somit benötigt man größere Flächen, um die Energie von der Sonne in ausreichenden Mengen nutzen zu können. Die Wissenschaft und auch das Ingenieurwesen, spielen beide in Kombination für den weiteren Fortschritt dieser Technologie eine bedeutende Rolle. Zukünftig soll der Wirkungsgrad der Solarzellen weiter verbessert werden, damit die Preise der Anlagen sinken und noch mehr Photovoltaikanlagen aufgestellt werden. Für die Produktion

¹³ Vgl. Mertens (2015), S. 32.

¹⁴ Vgl. Mertens (2018), S. 35.

¹⁵ Vgl. Brück (2008), S. 11.

¹⁶ Vgl. Günther (2015), S. 62 f.

selbiger werden natürlich, wie auch bei anderen Technologien, gewisse Rohstoffe benötigt. Um das optimalste Einsatzmaterial für Photovoltaikzellen zu finden, wird in viele Richtungen geforscht, jedoch ist aktuell noch immer der Rohstoff Nummer eins, für die Herstellung der Solarzellen, das Silizium. Wie dieser Rohstoff für die Erzeugung von elektrischer Energie genutzt wird, wird in Kapitel 4.3 erklärt.

Vom primären Vorteil, dass bei der photovoltaischen Energieerzeugung kein Brennstoff verbraucht wird, folgen noch weitere positive Aspekte, die auch aus ökologischer Sicht durchaus von Relevanz sind:

- Unbegrenzt vorhanden
- Lange Lebensdauer und hohe Zuverlässigkeit
- Lautlos und sauber
- Wartungsarm

Den Vorteilen stehen natürlich auch einige Nachteile gegenüber. Mitunter sind diese Nachteile auch Gründe, warum diese Technik noch nicht weiter verbreitet ist:

- Hohe Kosten der Solarzellen und Wirkungsgradabhängigkeit
- Große Flächen notwendig
- Sonneneinstrahlungsabhängig

Photovoltaik spielt eine große Rolle im Energiekonzept der Zukunft, wenn der Umstieg respektive der Ausstieg von fossilen Energieträgern auf regenerative Energiemedien gelingen soll.

4.3 Solarzellen

Solarzellen sind elektrische Bauelemente, die meist in Reihe zusammengeschaltet werden und in Summe dann ein Solar- respektive Photovoltaikmodul bilden. Mit Photovoltaikmodulen kann die Sonnenenergie direkt in elektrische Energie umgewandelt werden. Die Solarzellen nutzen den photovoltaischen Effekt. Das physikalische Prinzip, wie die Solarzelle den elektrischen Strom erzeugt, ist komplex. Nachstehend wird aber versucht, das Grundprinzip vereinfacht zu erläutern.¹⁷

In Abbildung 6 ist eine Solarzelle als Teil eines Solarmoduls zu sehen. Solarzellen sind vergleichbar mit Photodioden, deswegen haben diese auch eine sehr ähnliche Strom / Spannungskennlinie. Die „ideale“ Solarzelle ist eine großflächige Photodiode, die einen großflächigen PN- Übergang¹⁸ besitzt. Solarzellen sind Sensoren, die Licht in elektrische Energie umwandeln können.¹⁹

¹⁷ Vgl. Mertens (2015), S. 33.

¹⁸ Bezeichnet einen Materialübergang in Halbleiterkristallen zwischen Bereichen mit entgegengesetzter Dotierung.

¹⁹ Vgl. Föll (2018), Online-Quelle [25.11.2018].

Durch die sogenannte Dotierung, dem Einbau von Fremdatomen, wird ein PN-Übergang erzeugt und es bildet sich eine Grenzschicht. Die Photonen spielen bei der Grenzschicht eine wichtige Rolle.²⁰ Wenn es zu einem Lichteinfall auf der Grenzschicht kommt, sorgt die Energie des Lichts dafür, dass sich die Elektronen von den Atomen lösen und es bilden sich Löcher. Die freien positiven und negativen Ladungsträger driften aufgrund vom Prinzip der Abstoßung durch das entstandene elektrische Feld entsprechend ihrem Vorzeichen in verschiedene Richtungen. Die Ladungsträger werden über Kontakte, die an der Solarzelle angebracht sind, in Form von elektrischem Strom abtransportiert. Dieser Effekt wird auch als innerer Photoeffekt bezeichnet.²¹

Durch diesen Effekt entsteht an der Solarzelle eine Spannung von etwa 0,5 Volt. Gut nutzbare Spannungen liegen jedoch im Bereich von 20 bis 50 Volt. Um auf ein höheres Spannungsniveau zu kommen, werden deswegen meist mehrere Solarmodule in Serie geschaltet. Soll jedoch der Strom erhöht werden, werden die Solarmodule parallel geschaltet. Der erzeugte Strom durch die Solarzellen korreliert mit der Sonneneinstrahlung und liegt in einem Bereich von 0 bis 10 Ampere. Durch Solarzellen wird Gleichstrom erzeugt. Weil die Solarzellen natürlich diversen Witterungsverhältnissen ausgesetzt sind, werden diese mechanisch gut geschützt, damit keine Feuchtigkeit in die Solarmodule eindringen kann.²²

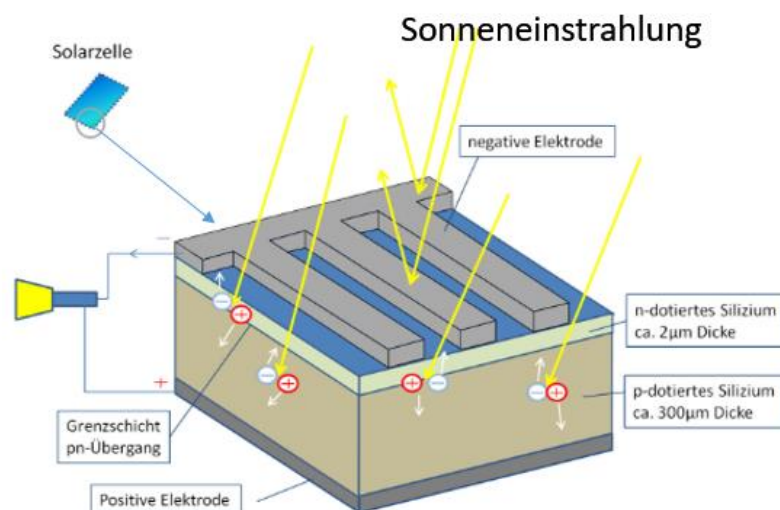


Abbildung 6: Einzeldarstellung einer Solarzelle als Teil eines Solarmoduls, Quelle: Loeti (2014), Online-Quelle [04.09.2018] (leicht modifiziert).

Der erzeugte Gleichstrom kann somit direkt zum Betrieb von elektrischen Gleichstromgeräten genutzt werden, oder auch in Wechselstrom umgewandelt werden. Damit die Weiterverwendung auch für Wechselstromgeräten möglich ist.

²⁰ Vgl. Quatschnig (2010), S. 104.

²¹ Vgl. Mertens (2015), S. 33.

²² Vgl. Mertens (2015), S. 33.

Für die Herstellung von Solarzellen, die das Sonnenlicht in elektrischen Strom umwandeln können, werden Halbleitermaterialien benötigt. Halbleiter, so wie es der Name schon vermuten lässt, zeichnen sich aus, in dem diese den elektrischen Strom nur bei gewissen physikalischen Voraussetzungen leiten, im Gegensatz zu elektrischen Leitern und Nichtleitern. Diese Eigenschaften können eben durch Lichtbestrahlung, das Anlegen einer elektrischen Spannung oder das Erhöhen der Temperatur, beeinflusst werden. Zur Herstellung von Solarzellen eignet sich Silizium aufgrund von vielen Vorteilen, welche dieses Rohmaterial mit sich bringt, am besten.²³

Silizium als Halbleitermaterial wird bis heute noch immer am häufigsten als Ausgangsrohstoff für die Produktion von Halbleitern eingesetzt. Aufgrund der physikalischen Eigenschaften werden Halbleiter wie Silizium in der Elektronik oft zur Herstellung von elektronischen Schaltern genutzt. Mit ihnen werden Halbleiterbauelementen wie beispielsweise Dioden, Transistoren, Solarzellen oder Computerchips hergestellt. Neben den elementaren Halbleitern wie Silizium (Si) und Verbindungshalbleitern wie Gallium – Arsenid gibt es auch noch organische Halbleiter, welche für die Herstellung von Halbleiterelemente eingesetzt werden.²⁴

4.4 Kenngrößen von Solarzellen

4.4.1 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad einer Solarzelle beschreibt, welchen Anteil der solaren Strahlungsleistung die Zelle in elektrische Leistung umwandelt. Je höher der Wirkungsgrad der Solarzellen ist, desto weniger Fläche muss für die Produktion der elektrischen Leistung bereitgestellt werden. Die PV- Fläche der Anlage könnte somit kleiner sein. Je höher der Wirkungsgrad, umso mehr Leistung kann die Solarzelle auf der gleichen Fläche erzeugen. Die eingesetzten Materialien und der Herstellungsprozess der Technologien spielen dabei eine große Rolle.²⁵ Der Wirkungsgrad einer Solarzelle ist mit nachstehender Formel definiert. Diese besagt, dass der Wirkungsgrad das Verhältnis der von der Solarzelle abgegebenen elektrischen Leistung, zur senkrecht auf die Solarzelle auftreffenden Lichtleistung ist.

$\eta_{Modul} = \frac{P_{STC}}{P_{OPT}} = \frac{P_{STC}}{E_{STC} * A} \quad (4.1)$	$\eta / \%$	Wirkungsgrad
	A / m^2	Modulfläche
	P_{STC} / kWp	Nennleistung bei PV- Generator bei Standardbedingungen
	P_{OPT} / W	Einfallende optische Leistung
	$E_{STC} / \frac{W}{m^2}$	Bestrahlungsstärke bei Standardtestbedingungen

²³ Vgl. Quatschnig (2010), S. 104.

²⁴ Vgl. Quatschnig (2010), S. 104.

²⁵ Vgl. Günther (2015), S. 65.

4.4.2 Performance Ratio

Die Performance Ratio (PR) beschreibt das Verhältnis vom tatsächlichen zum möglichen Energieertrag. Somit vom möglichen Modulwirkungsgrad zum Wirkungsgrad der von der Anlage wirklich erzeugt wird. Dieser weicht vom angegebenen Wert ab, weil jedes Solarmodul unter den genormten Standardbedingungen (4.4.4) ermittelt wird. Diese Bedingungen herrschen nur äußerst selten im realen Betrieb. Die nachstehend aufgezählten Einflussgrößen wirken sich meist negativ auf den angegebenen Wirkungsgrad aus:²⁶

- Staub
- Vogelmist
- Verschattungen
- Hohe Temperaturen

Berechnung des Performance Ratio:

$$PR = \frac{E_{real}}{E_{ideal}} \quad (4.2)$$

$PR / \%$	Performance Ratio
E_{real} / kWh	Real eingespeiste Energie
E_{ideal} / kWh	Theoretisch eingespeiste Energie

Für herkömmliche PV- Anlagen befinden sich typische Performance-Ratio Werte zwischen 75 und 85%. Für sehr gute Anlagen kann dieser Wert auch höher sein. Die Performance- Ratio hat eine höhere Aussagekraft als der Wirkungsgrad, weil auch die Verluste der Leitungen, Wechselrichter oder der Energiebedarf der eigenen PV- Anlage berücksichtigt ist.²⁷

4.4.3 Betriebspunkt

Neben dem Wirkungsgrad der Solarzellen ist auch die Strom- Spannungskennlinie eine weitere Kenngröße, welche die Solarzellen beschreibt. Diese wird meist in Datenblättern abgebildet und wie der Name schon verrät, gibt sie Aufschluss über die Leistungsfähigkeit des Solarmoduls. Beispielhaft ist eine Strom- Spannungskennlinie in Abbildung 7 zu sehen. Wird eine Solarzelle mit Licht bestrahlt, so entsteht an der Solarzelle eine elektrische Spannung. Die Spannung wird schlussendlich dafür genutzt, um Verbraucher mit Strom zu versorgen. Erst wenn durch einen Verbraucher Strom zum Fließen kommt, wird tatsächlich die Sonnenenergie in nutzbare Energie umgewandelt. Wird die elektrische Energie nicht abgeführt, wird die Energie lediglich in Wärmeenergie umgewandelt, von der die Solarzellen keinen Schaden nehmen. Dies wird dann auch als Modulleerlauf bezeichnet. Der maximale Strom I_k kommt zum Fließen, wenn das Solarmodul kurzgeschlossen ist. Dieser Strom ist durch die Lichteinstrahlung begrenzt. Ist kein Verbraucher angeschlossen stellt sich im Leerlauf die Leerlaufspannung U_L ein. In der Praxis

²⁶ Vgl. Buchholz (2012), S. 17 f.

²⁷ Vgl. Quatschnig (2010), S. 122.

will man mit den Solarmodulen die maximale Leistung abnehmen. Diese stellt sich ein, wenn die Leistung ein Maximum ist. Wie in Abbildung 7 zu sehen, ist dies der Fall, wenn das grüne Rechteck unter der Kennlinie ein Maximum bildet. Das wird erreicht, wenn die Solarzelle und der Verbraucher ideal zueinander abgestimmt sind. Dort befindet sich der bestmögliche Betriebspunkt (Maximum Power Point, MPP) bei dem die Solarzelle die maximale Leistung abgibt.²⁸

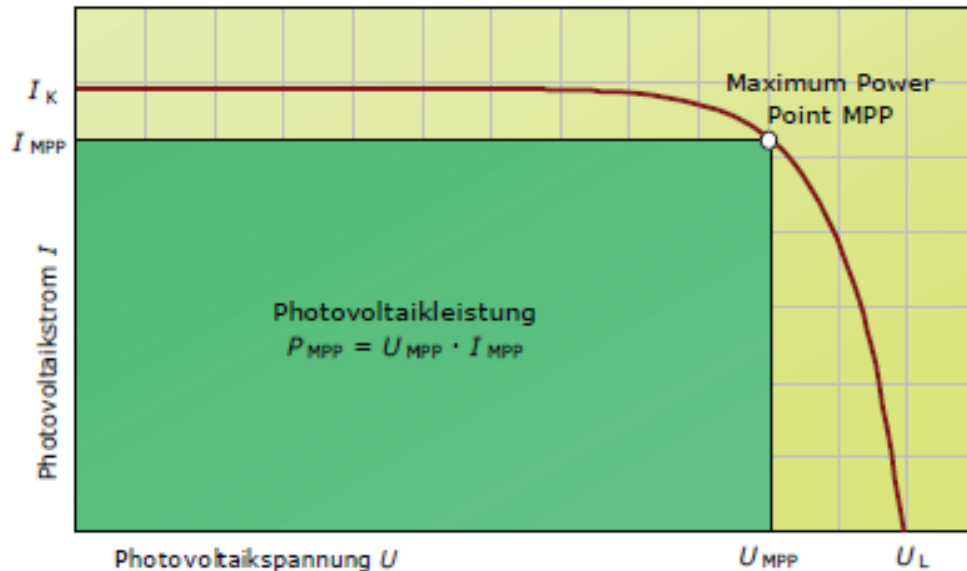


Abbildung 7: Strom- Spannungskennlinie eines Solarmoduls, Quelle: Quatschnig (2010), S. 106.

4.4.4 Standardtest für Solarmodule

Damit die Solarmodule weltweit vergleichbar sind, werden diese unter genormten Standardbedingungen getestet. Dieser Test wird Standardtest (Standard Test Conditions, STC) genannt. Die Nennleistung von Solarmodulen wird aus diesem Test ermittelt.

Die Bedingungen für den Standardtest sind:²⁹

- Sonneneinstrahlung $E = 1.000 \text{ W/m}^2$
- Temperatur des Solarmoduls = 25°C
- Standard Lichtspektrum AM 1,5 (→ wird in Kapitel 5.3 erklärt)

4.4.5 Nennleistung

Die Nennleistung eines Solarmoduls ist jene Leistung, die das Modul unter den optimalen Bedingungen, den STC Bedingungen, erbringt. Die Nennleistung wird mit Watt Peak (Wp) angegeben, weil sie praktisch

²⁸ Vgl. Wesselak/Schabbach/Link/Fischer (2017), S. 39 f.

²⁹ Vgl. Wesselak/Schabbach/Link/Fischer (2017), S. 257.

die Spitzenleistung des Solarmoduls unter bestmöglichen Bedingungen beschreibt. Dieser Wert ist also ein optimaler Wert und wird deswegen selten erreicht und so gut wie nie überschritten. Je nachdem wieviel Sonnenstrahlung aktuell vorliegt, gibt die Solarzelle unterschiedliche Leistungswerte ab.³⁰

Für eine Anlagenbeschaffung gilt der Richtwert:

- 1 kWp entspricht ca. 1.000 kWh Energieerzeugung in einem Jahr³¹

Die Nennleistung von Solarzellen kann von mehreren Faktoren negativ beeinflusst werden. Dies sollte jedoch möglichst verhindert werden, weil jede negative Beeinflussung, eine direkte Minderung des Energieertrags einer PV-Anlage bedeutet. Erhöhte Erwärmung der Module, wäre ein Beispiel für eine solche Beeinträchtigung. Im Sommer erwärmen sich Solarmodule exorbitant stark, sodass Temperaturen von bis zu 65°C erreicht werden können. Bei solch enormer Erwärmung, kann sich die Leistung der Solarzellen um bis zu 20% verschlechtern.³²

4.5 Technologien von Solarzellen

Bei der Einteilung der Solarzellentypen wird zwischen dem verwendeten Halbleitermaterial und der verwendeten Zelltechnologie unterschieden. Diese sind entweder Dünnschichttechnologien oder Wafer³³ basierende Technologien. In Abbildung 8 werden die Entwicklungsstufen von Solarzellen dargestellt. In weiterer Folge dieser Arbeit, werden einige Technologien daraus genauer betrachtet. Solarmodule der ersten Generation verwendeten ausschließlich siliziumbasierende Technologien und legten schon vor Jahrzehnten den Grundstein der Forschung. Aufgrund der guten Eigenschaften, sind heute noch Siliziummodule an der Spitze der Verkaufszahlen vor zu finden und haben den absolut größten Marktanteil. Auch bei Solarmodulen der zweiten Generation wird Silizium eingesetzt. Dieses Mal jedoch hergestellt als Dünnschicht – Siliziumzelle. Dabei wird Silizium auf verschiedene Verbindungshalbleiter, wie Gallium-Arsenid oder Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS), aufgedampft. Durch diesen Prozess geht die kristalline Form verloren. Silizium weist danach eine amorphe Form auf. Als die dritte Generation werden vor allem zukünftige Technologien angesehen, die noch im Forschungsstatus sind und bislang keine Marktreife erkennen lassen. Diese weisen jedoch trotzdem vielversprechende Merkmale auf. Welche Technologien sich davon durchsetzen werden, wird sich erst zeigen.³⁴

³⁰ Vgl. Quatschnig (2010), S. 107.

³¹ Vgl. Wittlinger (2015), S. 6.

³² Vgl. Quatschnig (2010), S. 107.

³³ Dünn geschnittene Siliziumscheiben, die von Ingots abgeschnitten werden.

³⁴ Vgl. Dirr (2017), S. 13.

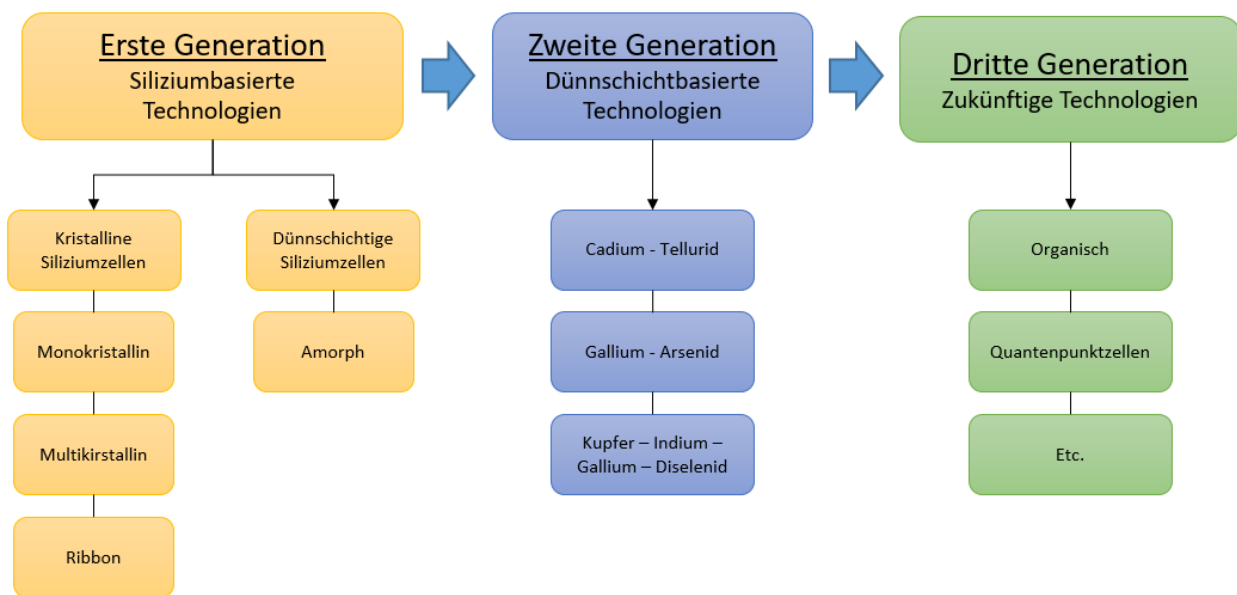


Abbildung 8: Generationen der Photovoltaiktechnologien, Quelle: Dirr (2017), S. 13. Eigene Darstellung.

4.6 Siliziumzellen

Grundbaustein einer Solarzelle ist natürlich Silizium. Silizium wird aus Quarzsand und Quarzkies gewonnen. Quarzsand kommt in vielen Teilen der Welt vor und wird für die kommerzielle Produktion von Silizium abgebaut. Dieser Rohstoff und seine Abbaureserven werden als nahezu unbegrenzter Rohstoff angegeben. Es ist nach dem Sauerstoff das zweithäufigste Element in der Erdkruste.³⁵

Solarzellen aus Silizium dominieren den Photovoltaikmarkt weltweit. Dementsprechend werden etwa 90% aller installierten Photovoltaikmodule aus kristallinem Silizium hergestellt. Es kommt in der Natur aber nicht in reiner Form vor und wird mit aufwendigen Herstellungsprozessen aus Sand, Quarzsand, Bergkristallen oder Quarz hergestellt. Je nachdem, wie das Silizium bei dem Herstellungsprozess auskristallisiert, unterscheidet man zwischen drei verschiedenen Arten.³⁶

Kristalline Siliziumzellen werden eingeteilt in:

- Monokristalline Siliziumzellen
- Polykristalline Siliziumzellen
- Amorphe Siliziumzellen

In Abbildung 9 sind die verschiedenen Formen der Siliziumzellen zu sehen. Auf der linken Seite befinden sich die Monokristallinen Siliziumzellen mit einer klaren Anordnung der Kristallgitterstruktur. Diese weisen den höchsten Wirkungsgrad von den drei Siliziumzellen in Abbildung 9 auf. Sie haben einen

³⁵ Vgl. Dirr (2017), S. 9 f.

³⁶ Vgl. Dirr (2017), S. 9 f.

Modulwirkungsgrad von ca. 22%. In der Mitte der Abbildung ist die Poly- oder Multikristalline Solarzelle dargestellt. Das Kristallgitter weist in diesem Fall nicht mehr die geordnete Atomanordnung auf, wie die der Monokristallinen Solarzelle. Der Modulwirkungsgrad ist hier dementsprechend etwas niedriger, als jener der Monokristallinen Solarzelle und befindet sich bei ca. 17%. Gefolgt von den Amorphen Siliziumzellen auf der rechten Seite. Das Kristallgitter weist hier keine geordnete Struktur auf, deswegen auch der Name Amorph. Der Wirkungsgrad dieser Solarzellen Technologie liegt bei ca. 7%.

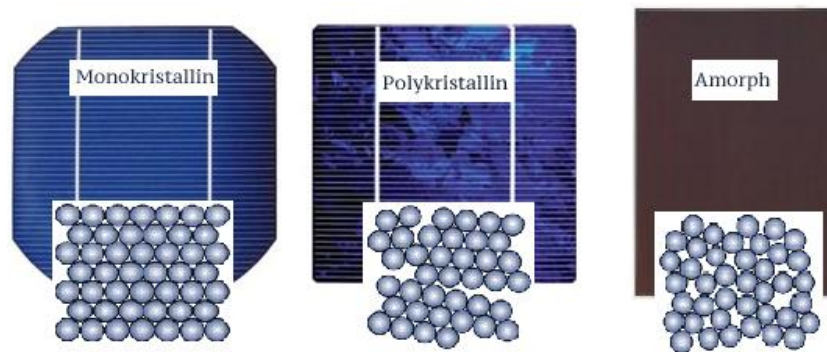


Abbildung 9: Siliziumzellentypen mit zugehöriger Molekularstruktur, Cdang (o.A.), Online-Quelle [04.10.2018].

4.6.1 Monokristalline Siliziumzellen

Wie es der Name schon andeuten lässt, bestehen die Monokristallinen Zellen aus einem Kristall. Oft werden diese auch c-Si Zellen genannt. Die Atomstrukturen zueinander bilden ein einheitliches homogenes Kristallgitter. Die Herstellung von monokristallinen Siliziumzellen ist aufwändig und deswegen auch teuer. Trotzdem werden ca. 60% aller gefertigten Solarzellen aus monokristallinem Silizium hergestellt³⁷. Hergestellt werden diese mittels „Czochralski“ Verfahren. Dieses Verfahren wird auch als ziehen aus der Schmelze bezeichnet.³⁸

Als Grundmaterial wird solarreines Silizium benötigt. Im ersten Produktionsschritt wird das Silizium gereinigt, eingeschmolzen und in mehreren Produktionsschritten weiterverarbeitet. Im nächsten Produktionsschritt wird der Schmelze ein kristalliner Silizium- Keim beigemischt. Unter ständigem drehen, wird dieser Keim wieder herausgezogen. An diesem lagert sich geschmolzenes Silizium ab, welcher die vorgegebene Kristallstruktur des Keims fortsetzt. Mit dieser Technik lassen sich Stäbe mit bis zu einer Länge von zwei Metern herstellen. Diese Stäbe werden Ingot genannt und für weitere Produktionsschritte bearbeitet. So produzierte Ingot werden mit Sägen in dünne Scheiben geschnitten. Das dadurch entstandene Produkt wird als Wafer bezeichnet. Die Form dieser Wafer ist meist rund, damit möglichst viele Solarzellen auf kleinem Raum darauf Platz finden. Der Vorteil von Monokristallinen Solarzellen ist,

³⁷ Vgl. Wagermann/Eschrich (2010), S. 63.

³⁸ Vgl. Leuschner (o.A.), Online-Quelle [04.10.2018].

dass diese einen recht hohen Wirkungsgrad aufweisen. Die Produktion hingegen ist vergleichsweise teuer. Des Weiteren wird auch für die Herstellung der Solarzelle sehr viel elektrische Energie benötigt. Diese Eigenschaft wird dem Solarzellentypus nachteilig zugeteilt.³⁹

Handelsübliche monokristalline Photovoltaikmodule weisen im besten Fall zurzeit einen Wirkungsgrad von bis zu 22% auf.⁴⁰

Vorteile:

- Guter Wirkungsgrad bis zu 22%

Nachteile:

- Teure Herstellungskosten
- Hoher Energieaufwand bei der Herstellung

4.6.2 Polykristalline Siliziumzellen

Wie auch hier der Name vermuten lässt, bestehen diese aus vielen einzelnen kleinen Kristallen. Von Vielen werden sie aber auch als multikristalline Solarzellen bezeichnet. Die Herstellung von polykristallinen Siliziumzellen ist einfacher als der, von monokristallinen Zellen, deshalb sind diese auch günstiger. Der Nachteil von ihnen aber ist, dass sie auch einen geringeren Wirkungsgrad haben.⁴¹

Für die Herstellung gibt es zwei Verfahren, wobei das Edge - defined film - fed growth (EFG) Verfahren heutzutage nicht mehr eingesetzt wird. Bei dem aktuell gängigen Herstellungsverfahren wird das Ausgangsmaterial geschmolzen und danach in Blöcke gegossen. Durch Einstellen eines vertikalen Temperaturgradienten⁴² bilden sich unterschiedlich große Kristallstrukturen aus. Es können dabei Defekte auftreten. Speziell an den Grenzen. Diese senken den Wirkungsgrad der Solarzellen. Die so entstandenen Siliziumblöcke oder auch Ingots, werden in einzelne Bausteine oder Bricks geteilt. Diese werden dann in dünne Scheiben geschnitten, um so die Wafer zu erhalten.⁴³

Handelsübliche polykristalline Photovoltaikmodule Solarzellen weisen zurzeit im besten Fall einen Wirkungsgrad von bis zu 17% auf.⁴⁴

Vorteile:

- Einfache Herstellung
- Günstiger als Monokristallines Silizium

³⁹ Vgl. Brück (2008), S. 20 f.

⁴⁰ Vgl. Wesselak/Voswinckel (2016), S. 41.

⁴¹ Vgl. Brück (2008), S. 20.

⁴² Änderung einer Eigenschaft, abhängig von der Temperatur.

⁴³ Vgl. Brück (2008), S. 23.

⁴⁴ Vgl. Wesselak/Voswinckel (2016), S. 41.

Nachteile:

- Wirkungsgrad bis ca. 17%

4.6.3 Amorphe Siliziumzellen

Das Wort Amorph kommt aus dem Griechischen und bedeutet so viel wie ungleichmäßig oder gestaltlos. Es weist keine Kristallstruktur auf, sondern besteht aus ungeordnetem Silizium. Amorphen Siliziumzellen können am günstigsten von den drei Arten hergestellt werden. Jedoch ist auch ihr Wirkungsgrad am geringsten. Dieser beläuft sich zwischen 5 – 8%.

Für die Herstellung werden dünne Schichten, im tausendstel Millimeterbereich, auf das Trägermaterial, meist Glas oder einem anderem Substrat, aufgedampft oder aber auch aufgedruckt. Diese Schicht entspricht einem Bruchteil eines Blatt Papiers⁴⁵. Amorphe Siliziumzellen findet man sehr häufig auf Elektrogeräten, die mit wenig Energie auskommen und auch günstig zu erwerben sind. So werden für die Energieversorgung von Taschenrechnern und Armbanduhren beispielsweise sehr oft amorphe Siliziumzellen eingesetzt. Durch die Versorgung mit Energie durch Amorphe Siliziumzellen, entfällt bei diesen Geräten der lästige Batterietausch. Aufgrund des geringen Wirkungsgrades relativiert sich der Preisvorteil jedoch wieder. Oft werden diese auch a-Si Zellen genannt.⁴⁶

Vorteile:

- Günstig

Nachteile:

- Wirkungsgrad bis ca. 8%

4.7 Dünnschichtzellen

Bei Dünnschichtzellen wird versucht, dass der Materialeinsatz erheblich reduziert wird. Herkömmliche kristalline Siliziumzellen weisen eine Materialstärke im zehntel Millimeterbereich auf. Hingegen zu den Dünnschicht Solarzellen, die eine Materialstärke im tausendstel Millimeterbereich aufweisen. Das bekannteste Dünnschichtmaterial ist amorphes Silizium. Es weist einen hohen Absorptionskoeffizienten auf. Dieser macht es möglich, dass Sonnenlicht auf einer „Dünnschichtzelle“ auf einer Fläche von wenigen Mikrometer absorbiert werden kann.

Eigenschaften von amorphem Silizium

Amorphes Silizium bildet sich, wenn es von der Gasphase auf ein Trägermaterial abgeschieden wird. Als Trägermaterial wird in den meisten Fällen Glas eingesetzt. Dies ist auch in Abbildung 10 zu sehen. Amorphes Silizium weist eine sehr unregelmäßige Struktur auf. Bei der Herstellung entsteht eine Vielzahl von offenen Verbindungen. Diese werden Dangling Bonds genannt. Diese bilden Rekombinationszentren für die Elektronenlochpaare. Mit diesen Eigenschaften ist das Material für Solarzellen ungeeignet. Es wird

⁴⁵ Vgl. Finke (2018), Online-Quelle [04.10.2018].

⁴⁶ Wesselak/Schabbach/Link/Fischer (2017), S. 219 f.

jedoch ein Trick angewandt. Bei der Abscheidung wird Wasserstoff zur Passivierung zugemischt. Damit werden die offenen Verbindungen gesättigt. Mit dem zugegebenen Wasserstoffanteil können jedoch nicht alle Verbindungen gesättigt werden, weil sich sonst das Material hinsichtlich der optischen Eigenschaften verschlechtern würde. Amorphe Siliziumzellen weisen je nach Wasserstoffgehalt eine direkte Bandlücke auf. Bei einer Wellenlänge von 600nm beträgt die Eindringungstiefe von Sonnenlicht nur 0,25 Mikrometer. Folge dessen reichen 0,5 Mikrometer Zellstärke aus, damit das Sonnenlicht größtenteils absorbiert wird.⁴⁷

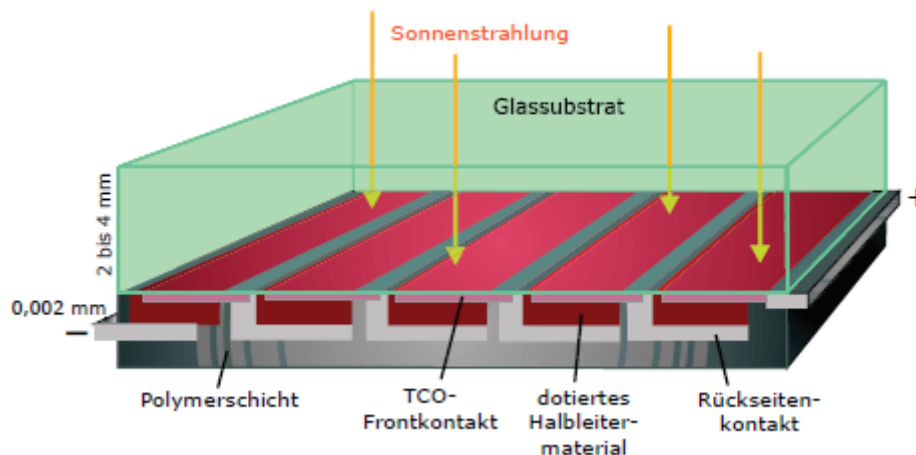


Abbildung 10: Querschnitt eines Dünnschicht Solarzellenmoduls, Quelle: Quatschnig (2010), S. 111.

CIS- Zellen

Eine weitere Dünnschichttechnologie sind CIS- Zellen (Kupfer-Indium-Disulfid). Schon in den 1970er Jahren wurde an diesen Zellen geforscht. Wirkungsgrade über 14% haben große Hoffnung auf weitere Erfolge gemacht. Doch als diese Zelltechnologie auf größeren Flächen eingesetzt wurde, reduzierte sich auch der Wirkungsgrad. Erst 20 Jahre später konnten Solarzellenmodule mit dieser Technologie hergestellt werden, mit einem Wirkungsgrad über 10%.⁴⁸

Vorteile:

- Wenig Materialverbrauch
- Preiswerte Fertigung

Nachteile:

- Schnelles altern der Solarzelle, dadurch Wirkungsgradeinbußen

⁴⁷ Vgl. Quatschnig (2010), S. 111 f.

⁴⁸ Vgl. Mertens (2018), S. 142.

4.8 Zukünftige Solarzellenkonzepte

Das solarreine⁴⁹ Silizium, welches ausschließlich für die Produktion von Solarzellen herangezogen wird, nähert sich auch immer mehr dem halbleiterreinen⁵⁰ Silizium, welches für die Herstellung von Halbleitern herangezogen wird. Derzeitige Forschungsbemühungen gehen in die Richtung, die Kontaktierungen auf die Rückseite der Zelle zu verlegen, damit es zu einer besseren Ausnutzung der aktiven Fläche kommt und somit der Wirkungsgrad steigen würde. Eine massive Kostensenkung hat die industrielle Produktion der Solarzellen mit sich gebracht. Resultierend daraus gab es auch in den Produktionsprozessen Innovationen, welche die Erwerbskosten für den Endkunden reduzierten. Vor allem bei den kristallinen Solarzellen war dies gravierend. Dies hatte aber auch zur Folge, dass eine Reihe von alternativen Ansätzen dabei in den Hintergrund gerückt sind. Konzentrator- und Multijunktionsolarzellen verfolgen das Ziel, die einfallende Sonnenstrahlung besser auszunutzen. Andere organische Solar- und Farbstoffzellen verfolgen das Ziel, Zellmaterialien kostengünstiger herstellen zu können.⁵¹

Reflexionsverluste, die nach dem Auftreffen auf die Solarzellen entstehen, sollen zukünftig reduziert werden. Es sollen Geometrien verwendet werden, die das einfallende Licht mehrfach auf der Oberfläche reflektieren. Es soll die Sonnenstrahlung besser genutzt werden.⁵²

4.8.1 Organische Solarzellen

Bei organischen Solarzellen wird der Halbleiter nicht aus Silizium gefertigt, sondern aus einem organischen Halbleiterwerkstoff hergestellt und ist dadurch auch vielseitig einsetzbar. Dadurch wird die Solarzelle flexibel und kann in jeder Form hergestellt werden. Dies ist auch in Abbildung 11 auf der rechten Seite zu sehen. Auf der linken Seite der Abbildung, ist der Aufbau der Zelle ersichtlich. Organische Kunststoffe können mit diversen Druckverfahren auf dünne Substrate, als Einfach- oder Mehrfachsolarzellen aufgebracht werden. Der Wirkungsgrad liegt derzeit bei ca. 12 Prozent. In Folge der vielseitigen Einsatzmöglichkeiten und der günstigen Herstellungskosten, wird dieser Technologie großes Wachstumspotential zugesprochen.⁵³

⁴⁹ Solarreines Silizium: Reinheitsgrad: 99,99 Prozent.

⁵⁰ Halbleiterreines Silizium: Restverunreinigung weniger als 10^{-8} Prozent.

⁵¹ Vgl. Wesselak/Schabbach/Link/Fischer (2017), S. 229.

⁵² Vgl. o.V., Online-Quelle [24.11.2018].

⁵³ Phipps/Bett/Rau/Schlatmann (2017), Online-Quelle [05.09.2018], S. 18.

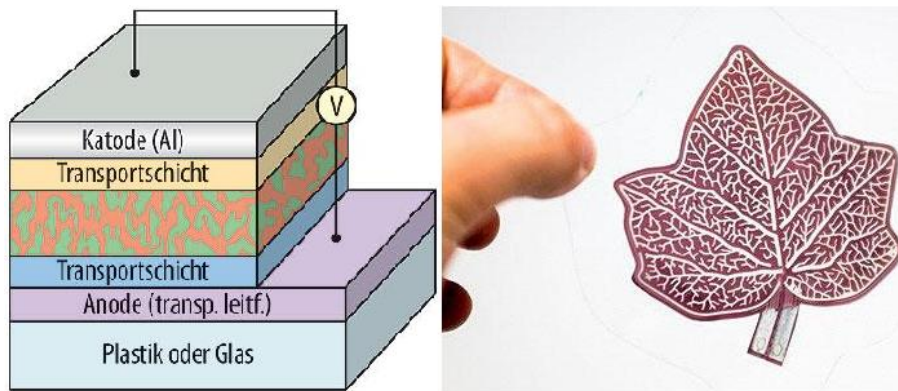


Abbildung 11: Aufbau einer organischen Zelle samt Praxisbeispiel, Quelle: Merk (2018), Online-Quelle [03.12.2018] (leicht modifiziert).

Vorteile:

- Flexibles Material
- Günstige Herstellung
- Geringes Gewicht

Nachteile:

- Geringer Wirkungsgrad ca. 12% max.

4.8.2 Farbstoff Solarzellen

Farbstoffzellen oder oft auch Grätzel – Zellen genannt, wurden von dem Schweizer Wissenschaftler Michael Grätzel entdeckt. Ihr Ansatz beruht teilweise auch auf organischen Substanzen. Die Farbstoffsolare Zelle wird aus zwei Glasplatten, auf der sich jeweils eine beschichtete Elektrode befindet, hergestellt. Zwischen den Glasplatten befindet sich ein Elektrolyt, welcher den Ladungstransport zwischen den beiden Elektroden ermöglicht. Für die Seite der Glasplatte, welcher der Einstrahlung des Lichtes zugewandt wird, werden nur transparente Materialien, wie beispielsweise ITO Indium Tin Oxide, eingesetzt. Diese kommen auch in der Dünnschichttechnologie zum Tragen. Auf derselben Seite der Elektrode wird eine dünne Schicht des Halbleiters und eine dünne Schicht des lichtsensiblen Farbstoffes aufgebracht. Bei Bestrahlung werden die Farbstoffmoleküle angeregt und geben Elektronen an das Leitungsband des Halbleiters ab. Der Farbstoff regeneriert sich danach in kürzester Zeit wieder. Die Elektronen werden so zur transparenten Elektrode geleitet und können über eine äußere leitende Verbindung zur Gegenelektrode gelangen. Bei Wirkungsgraduntersuchungen in einem Labor wurde mit dieser Technologie bereits ein Spitzenwert von 11,9% bei einer 0,2 cm großen Fläche erreicht. Für den Handel produzierte Farbstoffsolare Zellen erreichen derzeit aber lediglich einen Wirkungsgrad der unter 5% liegt.⁵⁴

Probleme bei dieser Technologie bereitet einerseits noch immer der Farbstoff, der noch unzureichende Langzeitstabilität aufweist, andererseits die Elektrolyten, bei denen die Versiegelung noch als Problem gilt.

⁵⁴ o.V., Online-Quelle [24.11.2018].

Dessen ungeachtet stellt die Farbstoffsolarzelle aufgrund ihrer kostengünstigen und auch einfachen Herstellungsmöglichkeit mittelfristig eine ernstzunehmende Alternative zur Siliziumsolarzelle dar.⁵⁵

Vorteile:

- Kostengünstige Materialien möglich
- Einfacher Herstellungsprozess

Nachteile:

- Haltbarkeit der Materialien
- Wirkungsgrad 5%

4.8.3 Perowskit Solarzellen

Eine Weiterentwicklung der Farbstoffsolarzelle ist die Perowskit Solarzelle. Aufgrund ihrer Materialeigenschaften, fanden organisch angeordnete Perowskit Solarzellen in der letzten Vergangenheit großes Interesse bei vielen Forschungsgruppen. Dabei werden im Vergleich zu der Farbstoffsolarzelle die Materialien ausgewechselt. Der Farbstoff und der flüssige Elektrolyt werden durch ein blei- oder zinnhalogenidhaltiges Material ersetzt. Innerhalb von nur wenigen Jahren ist es den Forschern gelungen, den Wirkungsgrad von 3,8% im Jahr 2009 auf knapp über 20% im Jahr 2015 zu steigern. Die große Wirkungsgradsteigerung in diesem doch relativ kurzem Zeitraum zeigt das große Potenzial dieser Technologie. Die Herstellung der Perowskit Solarzelle entsteht über ein nasschemisches Verfahren, welches im Vergleich zum Herstellungsprozess der Siliziumsolarzellen simpel und deswegen auch kostengünstig ist. Nachteilig wirkt sich auch, wie schon bei der Farbstoffsolarzelle, die kurze Lebenszeit der Perowskit Struktur aus. Deswegen ist auch das aktuelle Ziel der Forschungseinheiten, die Lebenszeit der Struktur zu erhöhen und die daraus resultierende Stabilisierung des Wirkungsgrades. Aufgrund der kurzen Zellenlebensdauer der Perowskit Solarzelle, ist die konventionelle Einführung dieser Technologie für die Allgemeinheit noch uninteressant.⁵⁶

Perowskit Materialien haben gegenüber dem Silizium auch den Vorteil, dass diese das Lichtspektrum besser ausnützen können. So vermögen es Perowskit Solarzellen auch, andere Wellenlängenbereiche von Licht zu absorbieren. Es lässt sich über die chemische Zusammensetzung der Zellen der gewünschte Lichtausbeutebereich vom Wellenspektrum definieren.⁵⁷

Vorteile:

- Wirkungsgrad inzwischen bei 20%
- Einfach herzustellen
- Deswegen kostengünstig
- Optimale Ausnutzung des Lichtspektrums

⁵⁵ Vgl. Wesselak/Schabbach/Link/Fischer (2017), S. 232.

⁵⁶ Vgl. Wesselak/Schabbach/Link/Fischer (2017), S. 232 f.

⁵⁷ Vgl. Unger (2017), Online-Quelle [03.12.2018].

Nachteil:

- Kurze Lebensdauer

4.8.4 Konzentrierte Solarzellen

Die Hauptkosten bei der Anschaffung einer Photovoltaikanlage entstehen durch den hohen Preis der Solarzellen. Es werden deswegen verschiedene Konzepte zur Konzentration von Sonnenlicht verfolgt, um die Solarzelle an sich besser auszunutzen, um resultierend weniger Zellen zu benötigen und dadurch Kosten zu sparen. Dadurch könnte der gleiche Wirkungsgrad mit weniger Solarzellen erreicht werden.

Konzentrator Photovoltaik (Concentration Photovoltaic, CPV) ist eine Photovoltaik Technologie, die Linsen oder gekrümmte Spiegel verwendet, um das Sonnenlicht zu konzentrieren und auf kleine hocheffiziente multijunktion Solarzellen zu projizieren. Die Funktion von multijunktion Solarzellen wird im nachstehenden Kapitel 4.8.5 erklärt. Technologien mit konzentrierten Solarzellen werden in Systeme mit hohem und niedrigem Konzentrationsfaktor eingeteilt. Ein Beispiel für ein System mit niedrigem Konzentrationsfaktor ist der V- Trog. Dieses System ist in Abbildung 12 unter b.) dargestellt. Dabei werden an beiden Seiten der Solarzelle V- förmig geöffnete Spiegelflächen angebaut, welche die Solarzellen zusätzlich mit Sonnenstrahlen aus der unmittelbaren Umgebung versorgen. Mit diesem System lässt sich ein Konzentrationsfaktor vom zwei- bis vierfachen, des gewöhnlichen Einstrahlungslichtfaktors, erreichen. Zumal Spiegel gewöhnlich günstiger als Solarmodule sind, kann dadurch der Wirkungsgrad und der Ertrag erhöht werden, ohne zusätzliche Module kaufen zu müssen. Dabei ist aber nicht zu vergessen, dass sich die Solarmodule hierbei stärker erwärmen. Deswegen erfordern solche Systeme, bei höherer Konzentrierung, auch zusätzliche Kühlsysteme.⁵⁸

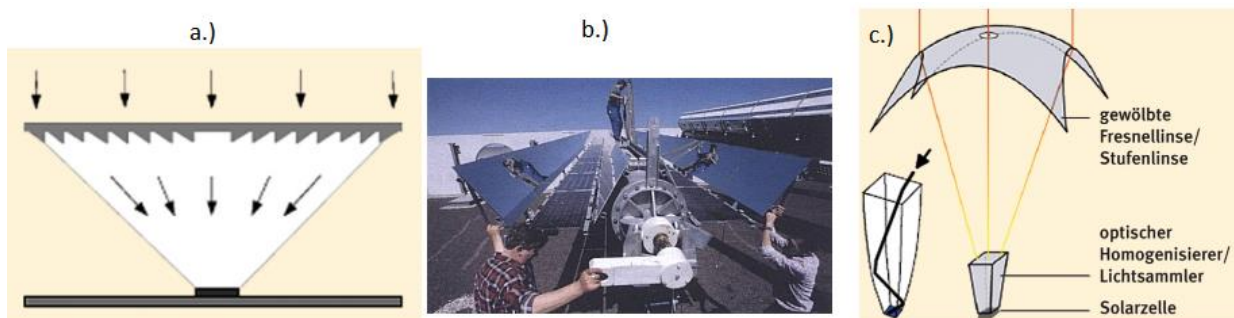


Abbildung 12: Verschiedene Konzentrationstechnologien für Solarzellen, Quelle: Millers (2018), Online-Quelle [03.12.2018], Eigene Darstellung.

Mit optischen Linsen lassen sich Sonnenstrahlen jedoch noch wesentlich stärker konzentrieren. Das wird bei Anlagen mit hohem Konzentrationsfaktor ausgenutzt. Es lässt sich dabei ein Konzentrationsfaktor von bis zu 500 erreichen. Durch die starke Bündelung entsteht an der Solarzelle große Hitze, die mittels

⁵⁸ Vgl. Mertens (2018), S. 152 ff.

Kühlflächen abgeführt werden muss. In Abbildung 12 a.) wird die Konzentration von Licht durch eine Fresnellinse dargestellt. In selber Abbildung unter c.) wird für die Konzentration von Licht eine gewölbte Fresnellinse als Spiegel eingesetzt, um das Sonnenlicht zu bündeln. Alle konzentrierten Systeme haben den Nachteil, dass diese nur den direkten Anteil der Sonnenstrahlung bündeln können. Für eine hohe Energieausbeute benötigen solche Systeme jedoch auch eine mechanische Nachführung, damit die optische Achse der Solarzellenanordnung immer optimal zur Sonne ausgerichtet ist. Dadurch entsteht ein zusätzlicher Aufwand, der sich deutlich in den Kosten niederschlägt. Auch bei der Verwendung von hochwertigen Tripelsolarzellen, spricht der entstehende finanzielle Aufwand zurzeit noch nicht für solche Systeme.⁵⁹

Vorteile:

- Wirkungsgradsteigerung
- Einfach zu realisieren

Nachteile:

- Können nur direkten Lichtanteil bündeln
- Mechanische Nachführung notwendig
- Deswegen meist teuer

4.8.5 Multijunktion Solarzellen

Generell gilt, dass Solarzellen bei herkömmlichen Anwendungstechniken nicht den gesamten Bandabschnitt des Lichtes ausnutzen können. Die Ursache dafür ist, dass je nach verwendetem Material und dessen Stärke, das energiereichere und somit kurzwellige Licht fast vollständig absorbiert wird. Hingegen zum energieärmeren langwelligen Licht, welches den Halbleiter durchdringt.⁶⁰ Dies beschränkt den Wirkungsgrad von Solarzellen naturgemäß deutlich.

Multijunktion oder auch mehrfach Solarzellen genannt, werden mit zwei oder mehreren PN- Übergängen hintereinander produziert. Sie bestehen aus übereinanderliegenden Halbleiterschichten, die allesamt unterschiedliche Bandabstände ausnutzen. Eine Erhöhung des Wirkungsgrades kann so durch entsprechende Kaskadierung erreicht werden. Entsprechend ihrer Anzahl an PN- Übergängen werden sie auch Tandem- oder Tripelsolarzellen genannt. Überdies sind multijunktion Zellen wegen des kaskadierenden Aufbaus auch unter Stapelzellen bekannt. Multijunktion Zellen werden meist als Dünnschichtzellen auf einem Trägermaterial aufgebaut. Dabei besitzt der oberste PN- Übergang den größten Bandabschnitt und kann dadurch die energiereichsten Photonen ausnutzen. Anhand ihres Bandabstands folgen dann die weiteren PN- Übergänge. Als Trägermaterialien für die energiereicheren Photonen werden oft Verbindungshalbleiter aus Gallium eingesetzt. Der schematische Ablauf soll durch

⁵⁹ Vgl. Wesselak/Schabbach/Link/Fischer (2017). S. 230 f.

⁶⁰ Vgl. Wesselak/Voswinckel (2016), S. 35.

Abbildung 13 verdeutlicht werden. Wie sich die Mehrfachnutzung im Zusammenspiel mit dem Sonnenspektrum auswirkt, ist genauer in Abbildung 16 zu sehen. Aufgrund des geringen Bandabschnittes von Germanium wird dieses für die Absorption von energieärmeren Photonen verwendet. Wegen der aufwendigen Produktion von Multijunktion Solarzellen werden sie eher in kleinen Stückzahlen produziert. Eine Ausnahme sind siliziumbasierte Tandemsolarzellen, diese haben den Weg in die industrielle Produktion bereits gefunden.⁶¹

Bei einer 1cm² großen Solarzelle mit 5 PN Übergängen wurde 2014 in einem Labor bei Tests ein Wirkungsgrad von 38,8% gemessen.⁶²

Vorteile:

- Mehrfachnutzung des Lichtes
- Hoher Wirkungsgrad

Nachteile:

- Aufwendige Produktion

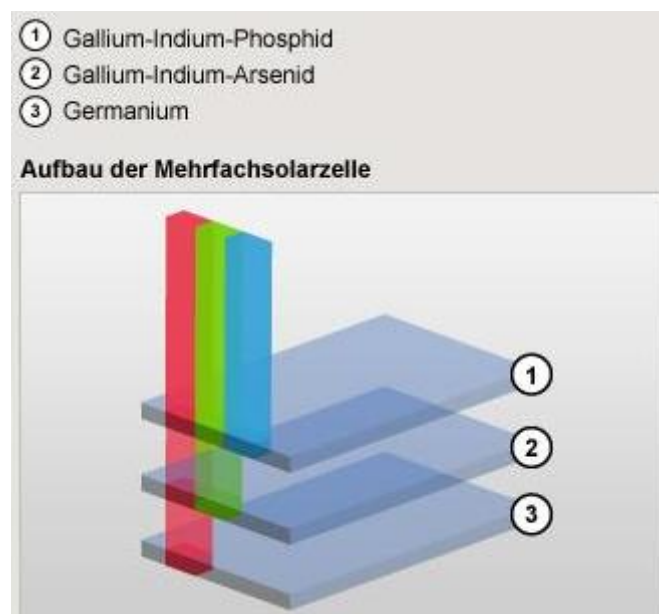


Abbildung 13: Schematischer Aufbau einer multijunktion Solarzelle, Quelle: Fuchs (2018), Online-Quelle [03.12.2018].

4.9 Wirkungsgrad gängiger Solarzellen

Kontinuierliche Verbesserungen der Wirkungsgrade und auch die Einführungszeitpunkte von neuen Technologien mit Solarzellen werden in Abbildung 14 dargestellt. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die Ermittlungen dieser Werte unter optimalen Laborbedingungen stattgefunden haben.

⁶¹ Vgl. Wesselak/Voswinckel (2016), S. 57.

⁶² Vgl. Wesselak/Voswinckel (2016), S. 43.

Die Silizium basierenden Technologien sind nachstehend in blau eingezeichnet. Bei ihnen ist zu sehen, dass kristalline Siliziumzellen eine stetige Entwicklung aufweisen und inzwischen einen soliden Wirkungsgrad haben. Dieser beläuft sich auf 21,9% bei multikristallinen Zellen und sogar auf 26,3% bei monokristallinen Zellen.⁶³

Die Perowskit Zellen werden in orange und mit einem Kreis dargestellt. Bei diesen ist zu sehen, dass die Technologie noch nicht lange eingesetzt wird und deswegen auch noch am Anfang ihrer Entwicklung steht. Diese weist aber trotz kurzer Forschungsphase schon einen beachtlich hohen Wirkungsgrad auf, wenn man die Einführungszeit und den Wirkungsgrad in Relation setzt. Diese haben somit ein überaus hohes Potenzial für die Zukunft.

Die organischen Solarzellen in orange und als Dreieck dargestellt, weisen den schlechtesten Wirkungsgrad auch im Labor auf. Die Einfachheit diese Zellen herzustellen und auch aufgrund der niedrigen Produktionskosten, wird dieser Technologie trotzdem zukünftig großes Potenzial nachgesagt.

In Rot gehalten sind die Dünnschichtzellen, zumeist aus Cadmium- Tellurid gefertigt, dargestellt.

Die Mehrfachsolarmodule⁶⁴ werden in grün gezeigt. Auch bei der Mehrfachsolarmodule Technologie gibt es kontinuierlich Fortschritte. Diese Technologie weist in dieser Tabelle klar den besten Wirkungsgrad auf.

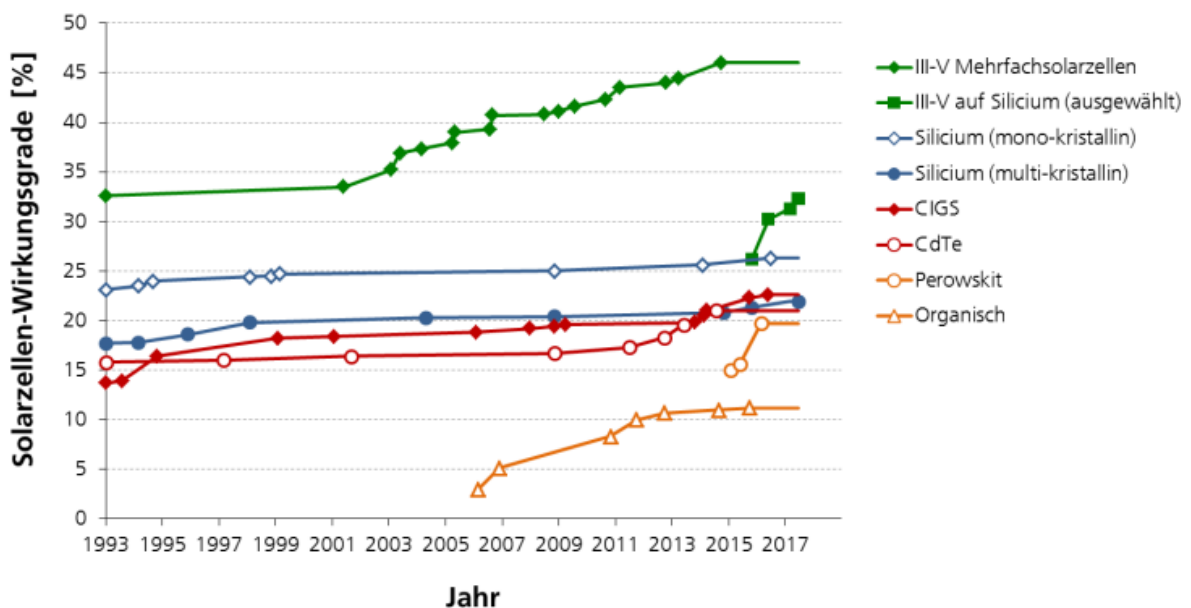


Abbildung 14: Entwicklung der Wirkungsgrade diverser Solarzellen im Labor, Quelle: Phipps/Bett/Rau/Schlatmann (2017), Online-Quelle [05.09.2018].

⁶³ Vgl. Phipps/Bett/Rau/Schlatmann (2017), Online-Quelle [05.09.2018], S. 16.

⁶⁴ Bei den Zeichen III-V (3-4) sind Elemente der jeweiligen Hauptgruppe im Periodensystem gemeint.

4.10 Vergleich der Wirkungsgrade von erfassten Solarzellen

In nachstehender Tabelle 4-1 werden zuvor behandelte Solarzellen gegenübergestellt, damit diese direkt verglichen werden können. Für die, die nicht angeführt sind, wie beispielsweise organische Zellen, werden aktuell noch keine Modulwirkungsgrade angegeben. Die verschiedenen Wirkungsgrade sollen als Richtwerte für eventuelle Beschaffungen dienen. Mit dem maximalen Zellwirkungsgrad in der Serie ist der Wirkungsgrad gemeint, der unter gewöhnlichen realen Bedingungen höchstens erreichbar ist, jedoch nicht im Labor. Als typischer Modulwirkungsgrad ist jener Grad gemeint, den das Solarmodul bei sachgemäßer Installation durchschnittlich leisten kann.

Aus der Tabelle klar ersichtlich, weisen die Konzentratorzellen den höchsten Wirkungsgrad auf, gefolgt von den alt bekannten monokristallinen Siliziumzellen und den polykristallinen Siliziumzellen. Die Dünnschichttechnologien CIS und CdTe befinden sich im Mittelfeld. Leicht abgeschlagen amorphes Silizium.

In dieser Tabelle auch interessant zu sehen, wie viele m² Modulfläche man benötigt, wenn alle Solarzellen 1 kWp liefern sollen. Gilt jedoch auch dort wieder die gleiche Reihenfolge. An der Spitze die Konzentratorzellen, gefolgt von der monokristallinen Siliziumzelle. Dieser Vergleich ist notwendig, wenn man im Vorhinein schon weiß, wieviel Fläche man für die Installation zur Verfügung hat. Dies kann eventuell gewisse Technologien von vorn herein ausschließen.

Zellmaterial	Max. Zellwirkungsgrad (Labor)	Max. Zellwirkungsgrad (Serie)	Typischer Modulwirkungsgrad Performance Ratio	Flächenbedarf für 1 kWp
Monokristallines Silizium	25,7%	22,0%	15%	6,7m ²
Polykristallines Silizium	22,3%	17,4%	14%	7,2m ²
Amorphes Silizium	12,1%	6,8%	6%	16,7m ²
CIS / CIGS	20,0%	11,6%	10%	10,0m ²
CdTe	16,5%	12,0%	7%	14,3m ²
Konzentratorzellen	41,1%	36,5%	28%	3,6m ²

Tabelle 4-1: Wirkungsgrade im direkten Vergleich von verschiedenen Solarzellen, Quelle: Quatschnig (2010), S. 106. Eigene Darstellung.

4.11 Installationskosten

Um die Frage zu klären, was eine PV- Anlage kostet wurden Daten von installierten Anlagen gesammelt und eine Tabelle generiert, die als Richtwert dient. Diese ist in Abbildung 15 zu sehen. Es wurden mehr als 250 PV- Anlagenbetreiber für diese Auswertung herangezogen. Allgemein gilt, dass kleine PV- Anlagen erfahrungsgemäß teurer sind, als größere Anlage. Dies ist in nachstehender Tabelle auch zusehen, dass

der Preis durchschnittlich sinkt, je größer die installierte Leistung in Kilowatt Peak wird. Jede Anlage bleibt trotzdem individuell.

Anlagengröße in kWp	Durchschnittliche Kosten pro kWp inkl. Steuern	Anzahl der Datensätze
3	1 730 €	7
4	1 570 €	18
5	1 530 €	42
6	1 490 €	36
7	1 470 €	24
8	1 370 €	31
9	1 430 €	17
10	1 340 €	77
10-15	1 240 €	6

Abbildung 15: Durchschnittliche Kosten pro kWp, Quelle: o.V. (2018), Online-Quelle [03.12.2018], Eigene Darstellung.

4.12 Fazit

Folglich kann aus den diversen Betrachtungen der Solarzellen und den jeweiligen Besonderheiten dieser ein Resümee gebildet werden.

Langlebigkeit und der Erhalt des Modulwirkungsgrades werden aufgrund der hohen anfallenden Kosten auch weiterhin ausschlaggebende Faktoren für die Anschaffung sein. Durch den Klimawandel treten immer stärkere Unwetter auf. Hagelkörner werden immer größer und können Solarmodule dauerhaft beschädigen. Es sollte bei der Anschaffung von Solarmodulen unbedingt bedacht werden, dass diese zukünftig den schlechter werdenden Klimabedingungen standhalten müssen, vor allem, wenn man die Modulhaltbarkeit von mehr als 20 Jahren miteinbezieht. Diese sollten deswegen eine starke Resilienz gegen Unwetter, insbesondere Hagel in unseren Breiten aufweisen.

Abschließend zu den Solarmodulen speziell. Dort entsteht unter Einbezug der gesamten Vor- und Nachteile der individuellen Solarzellentechnologie, aber auch aus den Kennwerten der Tabelle 4-1, die Schlussfolgerung, dass sowohl mono- als auch polykristalline Siliziumzellen noch immer Stand der Technik sind. Die doch vielversprechenden anderen neuen Technologien, sind zwar weiterhin von Interesse, jedoch aktuell nur unter bewusster Hinnahme von Nachteilen einsetzbar. Aus der genaueren Betrachtung von Abbildung 14 kann man auch schließen, dass unter realen Bedingungen die Laborwirkungsgrade nicht erreicht werden können und somit sich Solarzellen zukünftig eher durch den sinkenden Preis auszeichnen werden, als mit enormer Steigerung des Wirkungsgrades.

5 SONNENEINSTRALUNG AUF DER ERDE

5.1 Solarkonstante

Die Sonne stellt einen gewaltigen Reaktor dar, der ständig Energie produziert. Energie wird in Form von Sonnenstrahlung in alle Himmelsrichtungen abgegeben. Die Erde bekommt, aufgrund ihrer Entfernung, lediglich einen winzigen Teil davon ab. Dieser kleine Teil reicht jedoch aus, um das gesamte Leben auf unserem Planeten möglich zu machen. Die Sonnenstrahlung auf der Erde ist ein Jahresmittelwert und wird als Solarkonstante bezeichnet. Nachstehend ist zu sehen und wird auch erklärt, wie diese errechnet wird und sich zusammensetzt.⁶⁵

$$E_S = \frac{P_S}{4 \pi r_{SE}^2} \quad (5.1)$$

$E_S / \frac{W}{m^2}$	Leistungsdichte der Sonne
P_S / W	Strahlungsleistung der Sonne
r_{SE} / m	Abstand Sonne zur Erde

$$E_S = \frac{P_S}{4 * \pi * r_{SE}^2} = \frac{3,845 * 10^{26}}{4 * \pi * (1,496 * 10^{11})^2} = 1367 \frac{W}{m^2}$$

Wie Johannes Kepler um 1620 schon vor langer Zeit festgestellt hat, kreist die Erde in elliptischen Bahnen um die Sonne. Aufgrund dieser Tatsache, dass sich die Erde nicht in einem konstanten Abstand zu Sonne bewegt, wurde dafür ein gemittelter Wert für das Jahr 1982 von der Weltorganisation für Meteorologie zur Vereinfachung festgelegt. Der ungemittelte Wert variiert je nach Jahreszeit und Abstand zur Sonne zwischen 1325 und 1420 W/m². Der gemittelte Wert beträgt 1.367 W/m² und ist durch Rechnung (6.1) ersichtlich. Die Solarkonstante wird außerhalb der Erdatmosphäre betrachtet und ist jene Strahlung, die auf eine senkrecht zur Strahlung stehende Oberfläche je Quadratmeter auftritt.⁶⁶

Im Süden von Deutschland erreichten PV- Anlagen Jahresertragswerte von 1.100 kWh/ kWp, wobei hingegen im Norden von Deutschland PV- Anlagen einen Jahresertragswert lediglich noch von 900 kWh/ kWp erreichen. Als Durchschnittswert für Rechnungen werden oft 1.000 kWh/ kWp angenommen.⁶⁷

⁶⁵ Vgl. Mertens (2015), S. 41. f.

⁶⁶ Vgl. Doelling (2018), Online-Quelle [24.11.2018].

⁶⁷ Vgl. Wittlinger (2015), S. 6.

5.2 Sonnenspektrum

Jeder Körper, dessen Temperatur sich über dem absoluten Nullpunkt befindet, gibt Strahlung in die Umgebung ab. Das ist eine Tatsache, die nach dem Planckschen Strahlungsgesetz bestimmt ist. Daraus resultierend bestimmt die Oberflächentemperatur, in welchem Spektrum die Strahlung in die Umgebung abgegeben wird. So lässt sich beispielsweise das Phänomen erklären, dass eine stark erhitzte Kochplatte zu glühen beginnt und sich ihre Farbe, abhängig der Temperatur, ändert. Je heißer sie wird, desto höher die Strahlungsintensität.⁶⁸

In Abbildung 16 links ist das gesamte Spektrum der Sonneneinstrahlung zu sehen. Der gelb markierte Bereich darin zeigt den Arbeitsbereich von Silizium bei Solarzellen. Dieser Teil des Sonnenspektrums kann von Silizium ausgenutzt werden, um Sonnenenergie in elektrische Energie umzuwandeln. Im rechten Bild ist für einen Vergleich zu sehen, wie man verschiedene Einsatzmaterialien bei Mehrfachsolarzellen ergänzen und nutzen kann, damit ein größerer Bereich des Sonnenspektrums genutzt wird. Dies ist der Grund, warum bei Multijunktionsolarzellen der Wirkungsgrad auch höher ist, als bei gewöhnlichen Siliziumzellen.

Die Streuung des Sonnenlichts aufgrund von Bestandteilen in der Luft, unterliegt diversen Gesetzmäßigkeiten. Es tritt das gesamte Spektrum der Sonnenstrahlung in die Atmosphäre eintreten, kann aber nicht ganzheitlich zum Erdboden gelangen. Betrachtet man die spektrale Einstrahlung entlang des Wellenlängenbereiches in Abbildung 16, können immer wieder Einstrahlungseinbrüche festgestellt werden. Diese Einbrüche treten aufgrund von Strahlungsabsorptionen diverser Molekülgruppen ein. Der Bereich des sichtbaren Lichts, befindet sich in einem Spektralbereich von ca. 400 – 800nm. In diesem Teil lässt sich auch die größte Intensität der Bestrahlungsstärke feststellen. Die spektrale Aufteilung unterhalb dieser Grenze wird ultravioletter Bereich, der Oberliegende infraroter Bereich, genannt. Ober- und unterhalb dieser Wellenlängen ist die Strahlung für das menschliche Auge nicht wahrnehmbar. Beide Teilbereiche sind für das menschliche Auge nicht sichtbar. Idealisiert man das Spektrum außerhalb der Atmosphäre erhält man das Schwarzkörperspektrum, welches Aufschluss auf die Oberflächentemperatur der Sonne gibt ($T = 5.778 \text{ K}$, ca. 5.500°C). Summiert man die Einzelbeträge des Spektrums in Abbildung 16, erhält man eine Bestrahlungsstärke von 1367 W/m^2 , die schon bekannte Solarkonstante.⁶⁹

⁶⁸ Vgl. Mertens (2015), S. 42.

⁶⁹ Vgl. Wagermann/Eschrich (2010), S. 10 ff.

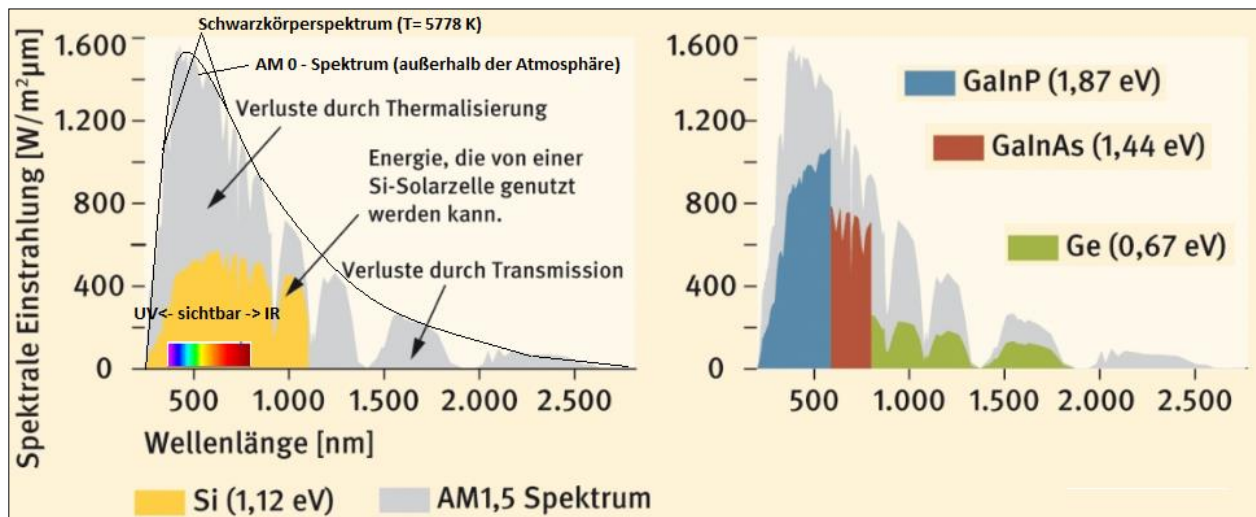


Abbildung 16: Spektrale Strahlenverteilung des Sonnenlichtes im Vergleich zur Ausnutzung durch verschiedene Materialkombinationen, Quelle: o.V., Online-Quelle [03.12.2018], Eigene Darstellung.

Tritt das Sonnenlicht durch die Atmosphäre ändert sich ihr Spektrum. Gründe dafür sind:⁷⁰

- **Reflexion von Licht:** Wird in der Atmosphäre reflektiert und reduziert die auftreffende Strahlung auf der Erde
- **Absorption von Licht:** In bestimmten Wellenlängenbereich werden Moleküle angeregt zum Schwingen. Dadurch kommt es zu Absorptionen von Sonnenstrahlung und Lücken im Spektrum. Besonders gilt dies für den Infraroten Bereich, wie auch in Abbildung 16 zu sehen ist.
- **Rayleigh Streuung:** Tritt auf, wenn die Wellenlänge groß gegenüber der Teilchengröße ist. Dadurch verhalten sich Moleküle wie Dipole, können zum Schwingen anfangen und verursachen Polarisationserscheinungen und Farberscheinungen, wie der blaue Himmel, bei Tageslicht.
- **Streuung durch Staubteilchen und Aerosolen⁷¹:** Hier handelt es sich um Teilchen, die größer als die Wellenlänge des Lichtes sind. Tritt sehr stark in dicht besiedelten Gebieten mit Industrie auf. Sie wird auch als Mie- Streuung bezeichnet.

5.3 Air Mass

Es ändert sich das Spektrum bei Durchtritt durch die Atmosphäre. Dieser Effekt wird umso größer, je länger der Weg des Lichtes wird. Der Ausdruck Luftmasse (Air Mass, AM) beschreibt den Weg des Lichtes durch die Atmosphäre bis zum Erdboden. Die Atmosphäre streut, bricht und absorbiert Licht. Trifft das Licht exakt senkrecht auf den Erdboden, muss es die Atmosphärenstärke genau einmal durchmessen. In diesem Fall spricht man von einem AM 1. Abbildung 17 zeigt das Prinzip, für den Ausdruck Air Mass. Trifft die Sonnenstrahlung in einem schrägen Winkel auf die Atmosphäre (AM 1,15), wird der Weg der

⁷⁰ Vgl. Mertens (2018), S. 42 f.

⁷¹ In der Luft schwebende feste oder flüssige feine Teilchen.

Sonnenstrahlen, um das 1,15 fache länger. Das Lichtspektrum der Sonnenstrahlen ändert sich abhängig von den jeweiligen AM Werten. Im Vergleich zu AM 1, dem senkrechten Auftreffen, benötigt das Licht bei AM 2 den doppelten Weg bis es von der Erdatmosphäre ausgehend auf der Erdoberfläche auftrifft.

Bei einem AM 1,5 Spektrum und klaren Wetterbedingungen tritt eine Sonneneinstrahlung von exakt 1.000 W/ m² auf. Weil sich mit diesem Wert leicht rechnen lässt und sich dieser sowohl im Frühling als auch im Herbst wiederholt, wurde AM 1,5 als durchschnittliches Jahresspektrum definiert und als Standardwert für Solarmodultests herangezogen.⁷²

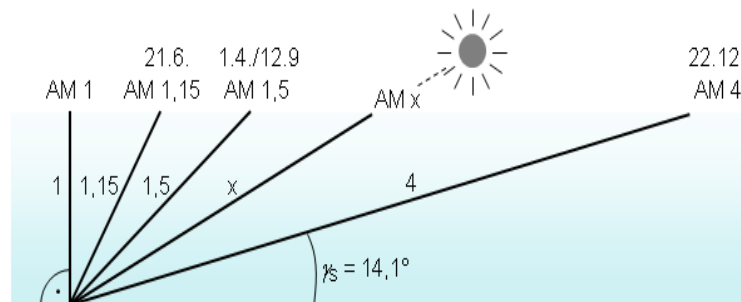


Abbildung 17: Begriffserklärung Air Mass, Quelle: o.V., Online-Quelle [24.11.2018].

In der nachstehenden Abbildung 18 ist die Lichtintensität von verschiedener starker Sonneneinstrahlung zu sehen. Wie aus dieser Abbildung schön zu erkennen ist, liegt die Intensität der Solarstrahlung bei AM 0 am höchsten. Diese Strahlung tritt jedoch nur außerhalb der Atmosphäre auf. Hat die Sonnenstrahlung einen weiteren Weg zu beschreiten und sich das Air Mass erhöht, nimmt die Intensität der Solarstrahlung rasch ab. AM 1 ist der maximale Solarstrahlenwert, der bei uns auf der Erde erreicht werden kann. Dieser variiert aber auch nach Jahreszeit. Die Intensität der Solarstrahlung in Abbildung 18 bei AM 1 ist mit 925 W / m² beziffert. Bei einem AM 4 liegt die Intensität der Sonnenstrahlen gar nur noch 529 W / m².

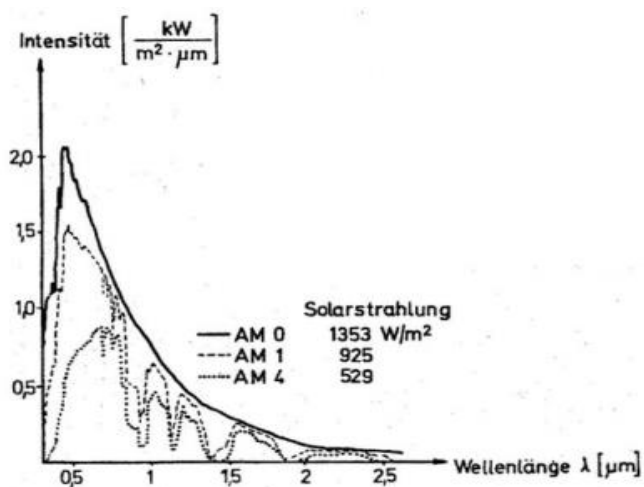


Abbildung 18: Abhängigkeit der Solarstrahlung bezogen auf den AM Wert, Quelle: o.V. (2018), Online-Quelle [03.12.2018].

⁷² Vgl. o.V., Online-Quelle [24.11.2018].

6 ELEKTROCHEMISCHE ENERGIESPEICHER

Ein Leben ohne elektrische Energiespeicher? Heutzutage nicht mehr vorstellbar. Dazu zählen nicht nur Batterien. Als elektrische Speicher und Energiewandler können auch Kondensatoren, Spulen oder gar Fotozellen herangezogen werden. Unter elektrochemische Speicher fallen Batterien, Brennstoffzellen und auch Superkondensatoren.⁷³ Es gibt auch andere Arten von Energiespeichern, wie beispielsweise Mechanische, die Drücke oder Medien in einer gewissen Lage speichern. Jene werden in dieser Arbeit aber nicht behandelt.⁷⁴

Die direkte Speicherung von elektrischer Energie über Spulen oder Kondensatoren ist prinzipiell hoch effizient, doch mit großen Nachteilen behaftet. Die Speicherkapazität ist aktuell noch begrenzt und obendrauf mit hohen Kosten verbunden. Diese Nachteile werden von elektrochemischen Speichern überwunden. Deswegen wird in dieser Arbeit auch nur auf elektrochemische Speicher eingegangen.⁷⁵

Aufgrund ihrer Eigenschaften werden elektrochemische Speicher zukünftig noch weiter an Bedeutung gewinnen. Sei es für die mobile Energieversorgung von immer anspruchsvoller werdenden Geräten, wie beispielsweise Handys oder Computer, oder für andere Bereiche. Bereiche, in denen die Flexibilität zunimmt und Geräte allmählich mit Akkumulatoren ausgestattet werden können, profitieren andauernd von den Fortschritten, die mit Energiespeichertechnologien gemacht werden. Denn mit mobilen und ortsunabhängigen Geräten, welche mit Energiespeichertechnologien ausgestattet sind, lässt sich nicht nur Arbeitszeit sparen sondern auch wirtschaftlicher arbeiten. In Folge der praktischen und wirtschaftlichen Anwendung werden immer mehr Geräte und Maschinen, wie Elektrowerkzeuge oder Elektroautos mit Speichertechnologien ausgestattet und verkauft. Zukünftig werden noch größere Dimensionen möglich sein. Die stationäre Speicherung von erneuerbaren Energiequellen oder gar die Realisierung von Spitzenlast- Ausgleichsanlagen, den sogenannten Peak- Shaving Anlagen, wird anvisiert.⁷⁶

Prinzipiell werden elektrochemische Speicher in folgende Gruppen eingeteilt:⁷⁷

- Niedertemperaturbatterien (Blei-, Nickel- und Lithiumbatterien)
- Hochtemperaturbatterien (Natrium- Schwefel- Batterien)

⁷³ Vgl. Kurzweil/Dietlmeier (2018), S. 18.

⁷⁴ Vgl. Sterner (2017), S. 37.

⁷⁵ Vgl. Sterner (2017), S. 229.

⁷⁶ Vgl. Korthauer (Hrsg.) (2013), S. 1.

⁷⁷ Vgl. Sterner (2017), S. 229.

6.1 Geschichte

Ein Zufall führte im Jahre 1780 Luigi Galvani zur Entdeckung des Galvanismus respektive zu den ersten Schritten der Elektrochemie. Er entdeckte zufällig, dass Froschschenkel kontrahierten, wenn diese mit Kupfer und Eisen in Berührung kamen. Kupfer und Eisen mussten jedoch verbunden sein. Galvani stellte also unwissentlich einen Stromkreis her. Dieser bestand aus zwei verbundenen verschiedenen Metallen, dem Salzwasser im Froschschenkel als Elektrolyt und den Muskeln, die zufälligerweise als Stromanzeiger missbraucht wurden. Das war der Anfang der Energiespeicher. Diese Entdeckung wurde weiterentwickelt, ehe Alessandro Volta 1800 die erste funktionierende Batterie der Neuzeit, die Voltasäule, herstellte. Eine sehr bedeutsame historische Erfindung, weil diese die erste funktionierende Stromquelle war und dadurch die Forschung an der Elektrizität ermöglichte. Dies war wohl das bedeutsamste Experiment von Volta. Es bestand daraus, dass er zwischen einer Zink und einer Silberscheibe ein Stück Papier legte, welches mit einer Salzlösung getränkt war. Um die elektrische Spannung zu erhöhen wurden mehrere dieser Platten zu einer Säule gestapelt. Durch diesen Stapel entstand eine Spannungsdifferenz und ein Funke konnte erzeugt werden, indem man die beiden Enden des Stapels verbundene Metallstreifen dicht zu einander gebracht hatte. Volta hatte die erste Batterie konzipiert und gebaut. In Abbildung 19 ist ein Foto einer Originalskizze aus seinen damaligen Forschungsarbeiten zu sehen.⁷⁸

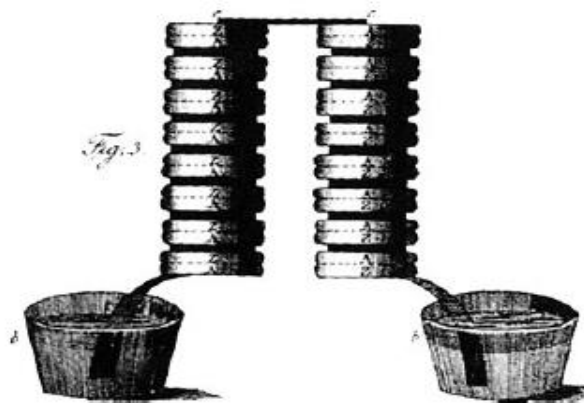


Abbildung 19: Eine Batterie von Volta aus seiner originalen Veröffentlichung, Quelle: (Giancoli, 2010), S. 850.

⁷⁸ Vgl. (Giancoli, 2010), S. 849 f.

6.2 Allgemeines Funktionsprinzip von elektrochemischen Energiespeichern

Die einfachsten Batterien enthalten lediglich zwei Platten oder Stäbe. Diese zwei Platten oder Stäbe werden Elektroden genannt. Wichtig ist, dass die Elektroden aus zwei unterschiedlichen Metallen sind. Gewöhnlich wird dabei ein unedles Metall wie Zink und ein edles Metall wie Kupfer eingesetzt. Es ist aber auch möglich, dass eines der Elemente aus Kohlenstoff besteht. Die Elektroden werden in eine Lösung getaucht, die als Elektrolyt bezeichnet wird. In Abbildung 20 wird als Elektrolyt eine Schwefelsäure verwendet. Diese Anordnung in nachstehender Abbildung wird als galvanisches Element bezeichnet. Eine Verbindung von mehreren solchen galvanischen Elementen ist als Batterie bekannt. Wenn nach einer gewissen Zeit eine der Elektroden chemisch zersetzt ist, gilt eine normale Batterie als verbraucht und somit leer. Diese kann auch nicht wieder aufgeladen werden.⁷⁹

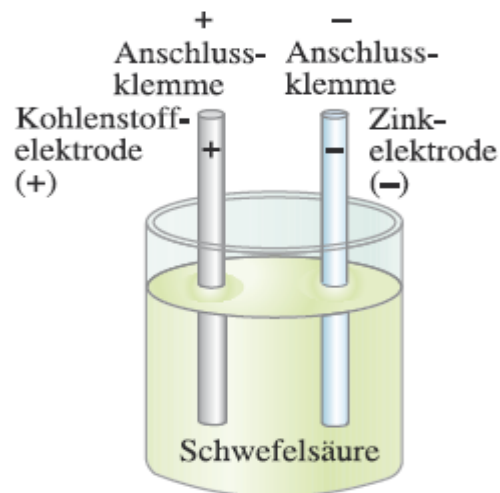


Abbildung 20: Galvanisches Element zur Funktionserklärung, Quelle: (Giancoli, 2010), S. 850.

6.3 Batterien und Akkumulatoren

Die Speicherung von elektrischer Energie mit Batterien⁸⁰ als auch mit heutzutage gängigen Akkumulatoren⁸¹ kurz auch Akkus genannt, basiert auf elektrochemischen Prozessen. Diese Prozesse wandeln chemische Energie in elektrische Energie um. Der Unterschied zwischen Batterien und Akkumulatoren ist simpel. Batterien sind bei der Herstellung aufgeladen. Sie können nur irreversibel entladen werden. Nach der Entladung sind diese dann zu entsorgen. Anders als bei Akkumulatoren. Diese können wieder aufgeladen werden. Bei ihnen kann die verbrauchte chemische Energie durch einen

⁷⁹ Vgl. (Giancoli, 2010), S. 849 f.

⁸⁰ Primärenergiequelle. Landläufig auch als Batterie bekannt. Kann einmal entladen werden, jedoch nicht wieder aufgeladen werden.

⁸¹ Sekundärenergiequelle. Landläufig auch als Akku oder Akkumulator bekannt. Kann nach dem entladen wieder aufgeladen werden.

Aufladevorgang wieder hergestellt werden. Dies geschieht, indem das Ladegerät die Elektronen vom Pluspol wieder zum Minuspol zurück pumpt, wobei die entladenen Elektrodenmassen wieder aufgeladen und somit reaktiviert werden. Deswegen werden Akkumulatoren auch aufladbare Batterien genannt. Beide Technologiearten sind in den unterschiedlichsten Formen, Leistungen und Kapazitäten erhältlich.⁸² Wie gerade angeführt, unterscheidet sich der wieder aufladbare Akkumulator von der nicht wiederverwendbaren Primärbatterie. Dennoch wird auch in der Literatur oft der Begriff Batterie für Akkumulatoren verwendet.⁸³

6.4 Anwendungen

Die Speicherung von elektrischer Energie ist für vielfältige Anwendungen ein Erfolg. Die Speicherung hoher Energiemengen war bis dato aber teuer und infolgedessen meist nicht wirtschaftlich. Demzufolge wurden Batterien oder Akkumulatoren für große Energiemengen oft nur dort eingesetzt, wo es keine Alternativen gab und diese zwingend erforderlich waren. Die Speicherung kleiner elektrischer Energiemengen mit Hilfe von Batterien und Akkumulatoren ist jedoch seit geraumer Zeit gang und gäbe und heutzutage für unzählige Geräte nicht mehr wegzudenken.

So wurden bisher vor allem elektrische Kleingeräte mit elektrischem Speicher ausgestattet. Mit ihnen lassen sich Geräte nicht nur an einem fixen Ort verwenden, sondern erlauben es, dass diese ohne Funktionsunterbrechung, an jedem beliebigen Ort transportiert und eingesetzt werden können.

In Abbildung 21 sind gängige Batterien zu sehen, die häufig eingesetzt werden. In diesem Fall mit zylindrischer Form. Die Hülle besteht aus Zink und ist an den Seiten durch eine Isolierung verkleidet. Die flache Unterseite ist der Minuspol und somit ihre negative Anschlussseite. Als Elektrolyt wird eine Elektrolytpaste verwendet. Werden zwei oder mehrere galvanische Elemente so kombiniert, dass ihre negative Fläche mit der positiven Fläche des nächsten Elements verbunden ist, dann sind diese elektrisch in Reihe geschaltet und ihre Spannungen addieren sich. Dies ist nachstehend auf der rechten Seite von Abbildung 21 zu sehen. Dabei wird am Leiterkabel eine Lampe angeschlossen und aufgrund des elektrischen Stromes zum Leuchten gebracht.⁸⁴

Heutzutage werden Batterien in nasser als auch in trockener Form hergestellt. Der Unterschied liegt in der Beschaffenheit des Elektrolyten. Trockenbatterien wurden im Laufe ihres Entwicklungsprozesses weiter verbessert und beinhalten als Elektrolyt einen vollgesogenen Papierträger, welcher gleichzeitig als Separator dient. Ionen können somit ungehindert durch die Poren des Papiers fließen und der Stromkreis kann geschlossen werden. Zur Vermeidung von Kurzschlüssen wird zwischen dem Papierträger ein sogenannter Separator eingebaut, welcher die jeweiligen Materialien elektrisch trennt und somit das Entstehen eines Kurzschlusses verhindert. Dieser würde entstehen, wenn sich aktive Massen⁸⁵ berühren.

⁸² Vgl. Geier (2012), S. 6.

⁸³ Vgl. Kurzweil/Dietlmeier (2018), S. 165.

⁸⁴ Vgl. (Giancoli, 2010), S. 251.

⁸⁵ Teile, die an Zellreaktionen teilnehmen.

Durch Trockenbatterien wird verhindert, dass bei einer Beschädigung, Elektrolyt auslaufen kann. Trockenbatterien besitzen auch keine vorgeschriebene Betriebslage. Hingegen zu den Nassbatterien, die nur in aufrechter Position betrieben und transportiert werden dürfen. Sehr viele Autobatterien sind heutzutage noch immer Nassbatterien.⁸⁶

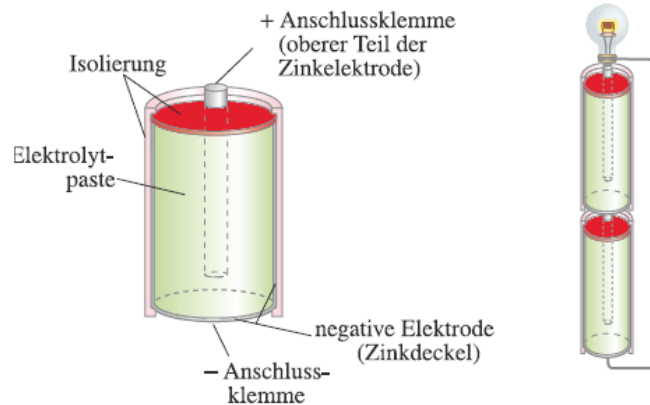


Abbildung 21: Heutige Zylinderbatterien in Ausführung Typ D (li) und AA (re), Quelle: (Giancoli, 2010), S. 851.

6.5 Speicherbedarf

Die Nutzung von nachhaltigen Energie Einspeisekonzepten stellt neue Herausforderungen an die Stabilität für Leitungsnetze dar. Elektrochemische Speicher könnten in folge dessen, Bausteine für intelligente Lösungen der Energieversorgungsprobleme werden.⁸⁷

Erzeugernahe Speicher können Lastspitzen puffern und dann abgeben, wenn die Energie benötigt wird. In Privathaushalten sind Stromspeicher in Kombination mit Photovoltaikanlagen sinnvoll, jedoch sind die Anschaffungspreise teilweise noch immer sehr hoch. Durch diese kann der produzierte Strom zu einem gewissen Prozentsatz für die Deckung des Eigenbedarfs genutzt werden.⁸⁸ Die Leistungsfähigkeit der elektrischen Speicher spielt aber für ihren Einsatz eine bedeutende Rolle. Aufgrund der stetig steigenden Nachfrage von leistungsfähigen Stromspeichern gibt es rund um den Globus zahlreiche Forschungszentren und das Bemühen, den Fortschritt voranzutreiben, um für Unternehmen einen marktwirtschaftlichen Vorteil daraus zu generieren. Dies geschieht nicht zuletzt aufgrund der geplanten globalen Umweltziele. Nachhaltigkeit soll unser Klima und unseren Planeten schützen. Damit verbundenen auch die Neigung zur Elektromobilität und die rasche Weiterentwicklung von Speichermöglichkeiten für die elektrische Energie.

Auf Elektroautos bezogen, ist es mit aktuellen Energiespeichern noch immer nicht möglich, mit jeweils einer Batteriefüllung, vergleichbare Entfernungen wie mit einem Verbrennungskraftmotor zurückzulegen. Deswegen gibt es seit einigen Jahren ein reges Forschungsinteresse in der Branche der E- Mobilität, um

⁸⁶ Vgl. (Geier, 2012), S. 9.

⁸⁷ Vgl. Kurzweil/Dietlmeier (2018), S. 1.

⁸⁸ Vgl. Kurzweil/Dietlmeier (2018), S. 1 f.

Entwicklungserfolge zu verzeichnen und die Prosperität der Herstellerfirmen zu verbessern. Seit Jahren entwickelt sich die Leistungsfähigkeit der Akkumulatoren dadurch ständig weiter und es wurden einige vielversprechende neue Technologien entwickelt. Deswegen rückt nun der Einsatz von Stromspeicher auch für größere Energiemengen, immer weiter in den Fokus. Durch neue Technologien wurde die Leistungsdichte verbessert und der Erwerbspreis auch für eine breitere Masse interessant.

Folglich werden Stromspeicher zukünftig auch in privaten Haushalten einen großen Einfluss haben. Denn mit leistungsfähigen und gleichzeitig preiswerten Batterien, können auch PV- Anlagenbetreiber ihren produzierten Strom zuhause speichern und erst dann verbrauchen, wenn sie ihn selbst benötigen. Dadurch können Betreiber mit der Differenz zum Einspeisetarif selbst profitieren. Folge dessen kann der überdies noch extern benötigte Strom, je nach Größe der eigenen Anlage, verringert oder gar nicht mehr benötigt werden.

Das würde die immensen infrastrukturellen Anforderungen für dem Ausbau von Stromleitungen der Netzbetreiber zukünftig minimieren und die Versorgungssicherheit der Bevölkerung würde erhöht werden. Auch das Risiko eines Blackouts könnte mit solchen Änderungen gesenkt werden.

6.6 Temperatureuswirkung auf elektrische Energiespeicher

Hitze als auch Kälte haben negative Auswirkung auf die Betriebseigenschaften und die Leistungsfähigkeit von elektrochemischen Speichern. Denn die elektrische Leitfähigkeit ist abhängig von der Temperatur und dem eingesetzten Material. Bei übermäßiger Hitze oder direkter Sonneneinstrahlung fließen die Elektronen leichter und die elektrochemischen Speicher werden dadurch wesentlich schneller leer. Bei niedrigen Temperaturen laufen die elektrochemischen Prozesse langsamer ab. Der Elektrolyt im Energiespeicher wird durch die Kälte etwas reaktionsträger. Folge dessen wird weniger elektrische Ladung transportiert.⁸⁹

6.7 Memory – Effekt

Der Memory – Effekt tritt bei Nickel – Cadmium (NiCd) Akkumulatoren auf, die nach der Sintertechnologie gefertigt wurden. Es handelt sich dabei um einen allmählichen Kapazitätsverlust bei mehrfachen Teilentladungen, dem sogenannten flachen Zyklisieren. Lädt man NiCd- Akkus auf, ohne dass diese vorher vollständig entleert wurden, können bestimmte metallische Kristalle an der Cadmium Elektrode entstehen. Dadurch verringert sich die Aufnahmekapazität der Elektrode und folge dessen die Kapazität des Speichers.⁹⁰ Die genauen Ursachen dieses Effekts sind bis dato nicht bekannt. Aber auch für moderne Akkus gilt: Gelegentliches volles kurzzeitiges Entladen und Wiederaufladen ist empfehlenswert.⁹¹

⁸⁹ Vgl. Geier (2012), S. 35 f.

⁹⁰ Vgl. Geier (2012), S. 36.

⁹¹ Vgl. Kurzweil/Dietmeier (2018), S. 289.

6.8 Batteriemanagementsystem

Batteriemanagementsysteme (BMS) werden vielfach benötigt. So werden diese unter anderem in Elektroautos, Notebooks, Photovoltaiksystemen und zahlreichen anderen Anwendungen benötigt und folglich eingesetzt. Unter anderem muss ein BMS auch zum Betrieb von Redox- Flow Batterien (Kapitel 6.9.3) eingesetzt werden. Sie kommen aber auch in Photovoltaikanlagen zum Tragen, damit die erzeugte Solarenergie zwischengespeichert werden kann. BMS bilden die Intelligenz in Batterietechnologien und sorgen für die optimale Verwendung der eingesetzten Technik.

Batteriemanagementsysteme werden von Energieexperten empfohlen und nachstehendes sollte beachtet werden:⁹²

Die primäre Aufgabe eines BMS jedoch ist es, die Einzelzellen einer Batterie zu schützen, die Lebenszeit, aber auch die Ladezyklen einer Batterie zu erhöhen. Dies wird erreicht, indem das BMS die Batterie stets überwacht und die Regelung des Batteriesystems übernimmt. Als einfache BMS dienen Laderegler. Sie sollen die Batteriezellen vor Überladung schützen. Häufig werden aber auch komplexere BMS- Systeme eingesetzt, die über eine reine Überwachung hinaus, auch noch Regelungs- und Kommunikationsfunktionen einnehmen. Dies ist häufig der Fall, wenn sie zur Schnittstelle zwischen Photovoltaikanlagen, Stromverbraucher respektive dem Stromnetz werden. Welche Software für den Betrieb eines BMS eingesetzt wird, wird bestimmt von den elektrochemischen Eigenschaften der Batterietechnologie, zumal jede Technologie unterschiedliche Lade- beziehungsweise Entladeverhalten an den Tag legt.

In der nachstehenden Abbildung 22 ist ein Batteriemanagementsystem mit den anfallenden Managementeigenschaften abgebildet. Die einzelnen Eigenschaften des Batteriemanagementsystems und ihre Berechtigungen sind nachstehend angeführt und diese werden kurz erklärt:⁹³

⁹² Vgl. o.V., Online-Quelle [13.10.2018].

⁹³ Vgl. o.V., Online-Quelle [13.10.2018].

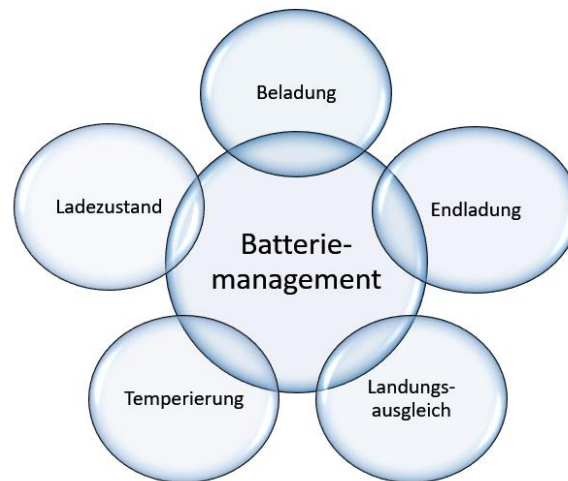


Abbildung 22: Anforderungen eines Batteriemanagementsystems, Quelle: Eigene Darstellung.

Beladung

Der richtige Beladeprozess einer Batterie spielt für ihre Lebensdauer eine entscheidende Rolle. Jedes Batteriesystem wird deswegen mit einem der Technologie speziell angepassten Ladeverfahren geladen. Durch diese Maßnahme wird die Lebensdauer erhöht. Generell kommt es darauf an, dass die eingesetzte Batterie oder auch der Akkumulator mit der richtigen Ladungsmenge und der richtigen Stromstärke eingespeist werden. Um das zu erreichen, wurden Ladealgorithmen für die verschiedenen Technologien entwickelt. Das BMS muss somit zwingend mit dem eingesetzten Batterietechnologietyp abgestimmt sein, um auch eine eventuell entstehende schädliche Gasung von Batterien zu vermeiden. Ist die gewählte elektrische Spannung zu hoch, wird der Akku zu kochen beginnen. Man spricht hier von der sogenannten Gasung. Schädliche Gasung kann beispielhaft bei Bleibatterien auftreten, wenn diese mit einem falschen Ladealgorithmus geladen werden, der nicht der Batterietechnologie entspricht.

Entladeverfahren

Während bei der Entladung primär darauf zu achten ist, dass der elektrische Energiespeicher nur bis zur normalen Entladetiefe entladen wird und keine Tiefenentladung⁹⁴ stattfindet, ist beim Ladevorgang darauf zu achten, dass es, vor allem bei Blei- Akkus, nicht zur Entstehung einer gefährlichen Gasung kommt. Tiefenentladungen können bei Blei- Akkumulatoren zur Abschlamung der positiven Platte führen, was eine dauerhafte Schädigung der aktiven Masse darstellt. Dies kann bei Bleibatterien erkannt werden, indem die momentanen Werte der Modulspannungen durch das BMS gemessen werden.

Ladezustandsbestimmung

Eine weitere Aufgabe des BMS ist die Bestimmung der aktuellen Ladungsmenge. Die Ladungsmenge muss sowohl bei der Beladung, als auch der Entladung der Batterie bekannt sein. Folglich muss der Ladezustand auch bei der aktiven Beladung und Entladung, sowie bei nicht aktiver Entladung stets bekannt und deswegen gemessen werden. Die Messung des Stromverbrauches ist auch in einer Stillstandszeit der

⁹⁴ Ist die fast vollständige Entladung der Kapazität des Akkumulators.

Batterie erforderlich, wenn diese nicht aktiv entladen wird. Das BMS muss auf Basis der aktuellen Werte fortwährend in der Lage sein, vorausschauend die Betriebsstrategie der eingesetzten Batterie zu planen.

Temperierung

Das Management der Temperatur spielt sowohl eine entscheidende Rolle für die nutzbare Kapazität, als auch für die Lade- und Entladewirkungsgrade eines Energiespeichers. Zuzüglich hat die Temperatur des Energiespeichers auch Auswirkung auf sein Alterungsverhalten. Folglich muss das thermische Management des Energiespeichers sicherstellen, dass dieser während der verschiedenen Last- und Umweltbedingungen in den für ihn optimalen respektive zugelassenen Temperaturbereich arbeitet. Wird eine grobe Abweichung von Soll- zur Ist Temperatur festgestellt, muss die Regelung des BMS einwirken und für einen Ausgleich der Temperatur sorgen. Auch das Erfassen der genauen Temperatur des Energiespeichers birgt einige Herausforderungen, weil die Temperatur an den Außenseiten als auch an den Polen der Batterie nicht immer ident mit der Innentemperatur ist und divergieren kann.

Ladungsausgleich

Aufgrund der Anforderung, dass oft höhere Spannungen benötigt werden, werden in den Akkumulatoren eine Vielzahl von Modulen in Reihe geschaltet. Ist dies der Fall, muss das BMS für den Ladungsausgleich der Zellen sorgen. Diese Ausgleichsverfahren sind komplex und immer auf die elektronischen Eigenschaften der jeweilig eingesetzten Energiespeichertechnik ausgerichtet. Prinzipiell muss das BMS beim Ladungsausgleich dafür sorgen, dass während der Ladephase, einzelne Module auch individuell wieder geladen werden oder Module, die kapazitätsärmer sind, während eines Entladevorganges gezielt, über den Modulverbund, wieder nachgeladen werden. Infolge dessen kann das Batteriemanagementsystem die optimale Ausnutzung der Kapazität der Batterie gewährleisten und optimieren.

6.9 Systeme der Stromspeicherung

6.9.1 Blei – Säure Batterie

Das wieder aufladbare Blei- Schwefelsäure System ist eines der ältesten Speichersysteme. Es hat inzwischen eine über 150 Jahre alte Entwicklungsgeschichte hinter sich. Die Grundidee von Luigi Galvani wurde im Jahre 1859 von Gaston Planté entscheidend weiterentwickelt, so wie es heute auch noch im Einsatz ist. Er entdeckte bei einem Versuch, dass sich durch ständiges Laden und Entladen bei Bleiakkumulatoren die Batteriekapazität deutlich steigern ließ. Die industrielle Herstellung begann am Ende des 19. Jahrhunderts. Entscheidende weitere Fortschritte stellten sich erst wieder mit der Erfindung der Kunststoffe ein. Diese standen im engen Verhältnis mit Weiterentwicklungen auf diesem Gebiet. Dadurch konnten neue Materialien für Separatoren, Elektrodenhüllen also auch Materialien für den Batteriecontainer weiterentwickelt werden. Bis heute sind noch immer Fortschritte mit dieser Technologie zu verzeichnen. Deswegen hat sie auch in dieser Zeit noch große Relevanz für elektrochemische Speicher.⁹⁵

⁹⁵ Vgl. Sterner (2017), S. 247.

Heutzutage verteidigt der Blei- Akku einen Marktanteil von über 50% des Batteriemarktes. Dies ist ein hoher Prozentsatz, der vor allem der Einfachheit, der Lebensdauer und den geringen Herstellungskosten geschuldet ist. Aber auch die guten Recyclingeigenschaften, die ihm zugeschrieben werden, spielen eine große Rolle.⁹⁶

Die Nennspannung einer Zelle beträgt 2 V. Daraus ergibt sich, dass in einer Autobatterie, die generell eine elektrische Spannung von 12V liefert, sechs Zellen in Reihe geschaltet sind. Je nach Ladezustand variiert die Spannung jedoch zwischen 1,75V und 2,4V. Er ist heutzutage aus der Industrie nicht wegzudenken. Die Bleibatterie ist zur häufigsten eingesetzten Speichertechnologie geworden außerhalb des Massenkaufes.⁹⁷

Bekannte Einsatzgebiete:

- Starterbatterien in Fahrzeugen
- Gabelstaplerbatterien
- Pufferbatterien zur Absicherung für zentrale Fernmeldeanlagen
- Absicherung für Netzausfälle in Kraftwerken
- Notstromversorgungen in Schulen, etc.

Funktionsprinzip:

Wie grundsätzlich alle elektrochemischen Speicher besteht auch der Blei- Säure Speicher aus zwei Elektroden mit verschiedener Polarität. Das Aufbauschema ist in Abbildung 23 zu sehen und wird nachstehend erklärt. Die Elektroden bestehen aus einem Ableiter, wie zum Beispiel einem Gitter und der aktiven Masse. Die aktive Masse der Kathode besteht aus Blei-oxid, die der Anode aus einem sogenannten Schwammblei, welche sehr poröse Eigenschaften aufweist. Somit wird ermöglicht, dass Reaktionen nicht nur an der Oberfläche stattfinden, sondern auch im Inneren der Elektrode zum Tragen kommen. Auch die beiden Elektrodengitter bestehen aus Blei. An ihnen wird die aktive Masse aufgetragen. Als Elektrolyt dient Schwefelsäure, die in Wasser gelöst ist. Beide Elektroden werden im Elektrolyt vollständig eingetaucht. Zwischen den Elektroden wird auch hier ein Separator eingesetzt, der Kurzschlüsse verhindert und die Steifigkeit erhöht. Weil bei Blei- Säure Akkumulatoren prinzipiell wässriger Elektrolyt eingesetzt wird, kommt es aufgrund der Wasserzersetzungsspannung zu einer ständigen Zersetzung des Wassers. Dies geschieht, weil die Ruhespannung der Zelle etwa 2V beträgt, jedoch Zersetzungsspannung des Wassers bei 1,2V pro Zelle liegt. Dessen Folge ist ein ständiger Wasserverlust in Blei- Säurebatterien, das durch regelmäßiges nachfüllen des Wassers kompensiert werden muss.⁹⁸

⁹⁶ Vgl. Korthauer (Hrsg.) (2013), S. 5.

⁹⁷ Vgl. Sterner (2017), 247 ff.

⁹⁸ Vgl. Birke/Schiemann (2013), S. 70.

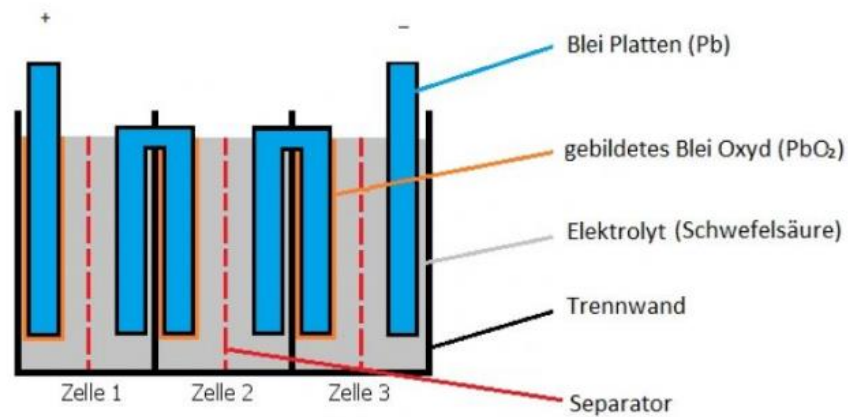


Abbildung 23: Aufbauschema eines Bleiakкумуляtors, Quelle: Rönz, Online-Quelle [17.10.2018].

Lebensdauer

Die Lebensdauer von Akkumulatoren ist essentiell. Sie ist jedoch nicht nur zeitabhängig, vielmehr spielt die Belastung und Wartung eine wichtige Rolle für ihre Lebenszeit. Die aussagekräftigste Kenngröße für den Grad der Alterung ist die entnehmbare Ladung. Die Lebensdauer beschreibt jene Zeit, die von der Inbetriebnahme bis hin zum Ausfall erreicht wird. Das Ende der Lebensdauer ist genormt und sagt aus, dass bei einem Absinken auf 80 % der Nennkapazität, das Ende der Lebensdauer erreicht ist.⁹⁹ Im Durchschnitt können Bleiakкумуляtoren zwischen 300 – 2.000 Ladezyklen erreichen.¹⁰⁰

Vorteile:

- Niedriger Preis
- Hohe Belastbarkeit
- Hohe Stromstärke
- Bewährte Technologie mit vielen Anbietern

Nachteile:

- Großes Gewicht
- Niedrige Energiedichte
- Relativ geringe Lebensdauer ca. 7 Jahre (300 – 2.000 Zyklen)
- Tiefenentladung beschädigt den Akku
- Besondere Aufstellungsbestimmungen sind einzuhalten
- Entladetiefe beträgt ca. 50 %. Das heißt, es können nur 50 % der Nennkapazität tatsächlich genutzt werden

⁹⁹ Vgl. Sterner (2017), S. 262.

¹⁰⁰ Vgl. Kurzweil/Dietlmeier (2018), S. 272.

6.9.2 Lithium – Ionen Batterie

Die Lithium- Ionen Batterie ist im Vergleich zu anderen chemischen Speichersystemen eine recht junge Technologie. Jedoch verzeichnen sie seit ihrer Einführung ein erstaunliches Marktwachstum und verdrängt emergenter Weise durch viele Vorteile konkurrierende Systeme, welche sich davor lange Zeit am Markt etabliert hatten.¹⁰¹

Lithium ist mit einer Dichte von $0,534 \text{ g/cm}^3$ bei 20°C das leichteste Metall. Sein hohes Normalpotential von $-3,045\text{V}$ ermöglicht die Herstellung von Batterien, die eine hohe Leistung und gleichzeitig hohe Energiedichte aufweisen. Im Vergleich zu Lithium, weist Blei ein Normalspannungspotential von $-0,123 \text{ V}$ auf. Ein weiterer Vorteil ist, dass sich mit Lithium- Ionen Batterien mehrere hundert Lade- und Entladezyklen realisieren lassen, ohne dass ihre Kapazität dadurch beeinträchtigt wird. Das geringe Gewicht von Lithium- Ionen Batterien mit all den anderen Vorteilen war ausschlaggebend, dass der Siegeszug von dieser Technologie soweit fortgeschritten ist.¹⁰²

Prinzipiell werden unter dem Begriff Lithium- Batterien eine Vielzahl von verschiedenen Zellchemien zusammengefasst. Die Einteilung der Lithium- Batterien erfolgt jedoch in Systeme mit metallischem Lithium und in Systeme ohne metallischem Lithium. Als Lithium- Ionenzellen werden Systeme bezeichnet, bei denen Lithium Ionen sowohl in die negativen, als auch in den positiven Elektrodenmaterialien eingelagert werden können. Somit wird bei Lithiumionen- Zellen kein metallisches Lithium als negative Elektrode eingesetzt.¹⁰³

Metallisches Lithium reagiert heftig mit Wasser und kann sogar Ursache eines Brandes sein. Um diese Gefahr auszuschließen wird Lithium daher in ionischer Form, den sogenannten Interkalationselektroden¹⁰⁴, in einem flüssigen oder polymeren Elektrolytssystem eingesetzt. Charakteristisch für die Funktionsweise von Lithium- Ionen Zellen ist die Eigenschaft, dass Lithium bei Ladungs- und Entladungsprozessen an der Interkalationselektrode weder oxidiert, noch reduziert wird.¹⁰⁵

Funktionsprinzip:

Der schematische Aufbau einer Lithium- Ionen Batterie ist in Abbildung 24 dargestellt. Nachstehend wird anhand dieses schematischen Aufbaus der Belade- und Entladevorgang dieser Technologie beschrieben. Die beiden Elektroden sind über den ionenleitenden Elektrolyten miteinander verbunden. Der Separator trennt die beiden Elektroden elektrisch voneinander, damit der direkte Kontakt verhindert wird, der daraus folgend einen Kurzschluss verursachen würde. Die Elektroden sind über den äußeren Stromkreis mit dem Verbraucher elektrisch verbunden. Die elektrochemischen Reaktionen finden während des Ladens und Entladens an den Aktivmaterialien der Elektroden statt. Beim Laden wird das Aktivmaterial der positiven

¹⁰¹ Vgl. Buser (2018), Online-Quelle [27.11.2018].

¹⁰² Vgl. Kurzweil/Dietlmeier (2018), S. 165.

¹⁰³ Vgl. Sterner (2017), S. 281.

¹⁰⁴ Interkalation hat einen lateinischen Wortstamm lat. *intercalare* „einschieben“ und bedeutet die Einlagerung in das Wirtsgitter.

¹⁰⁵ Vgl. Sterner (2017), S. 286.

Elektrode oxidiert. Dadurch wird ein Elektron an den Stromkreis abgegeben. Das Lithium Ion ist nun frei und wird vom Wirtsgitter ausgelagert. Dieses geht nun in den Elektrolyten über und wandert bis zur negativen Elektrode. An der negativen Elektrode findet nun eine Reduktion statt. Dabei gehen Lithium-Ionen aus dem Elektrolyten in das Aktivmaterial über und werden dort eingelagert. Als Aktivmaterial dient hier Graphit. Damit die Ladungsneutralität beibehalten wird, werden die negativen Elektronen über den äußeren Stromkreis zugeführt. Dadurch wird dem Graphit für jedes eingelagerte Li- Ion ein Elektron zugeführt. Dieser Prozess beschreibt den Ladevorgang.¹⁰⁶

Bei dem Entladevorgang läuft dieser Prozess nun in umgekehrter Richtung ab, wobei im äußeren Stromkreis nun durch die abgegebene elektrische Energie, elektrische Arbeit verrichtet werden kann. Die Li- Ionen werden an der negativen Elektrode wieder ausgelagert. Über den Elektrolyt gelangen diese dann wieder in das aktive Material der positiven Elektrode und werden dort eingelagert. Die dabei entstehenden freien Elektronen werden wieder an den Stromkreis abgegeben. An der positiven Elektrode wird das Aktivmaterial reduziert. Eine Oxidation findet am Aktivmaterial der negativen Elektrode statt.¹⁰⁷

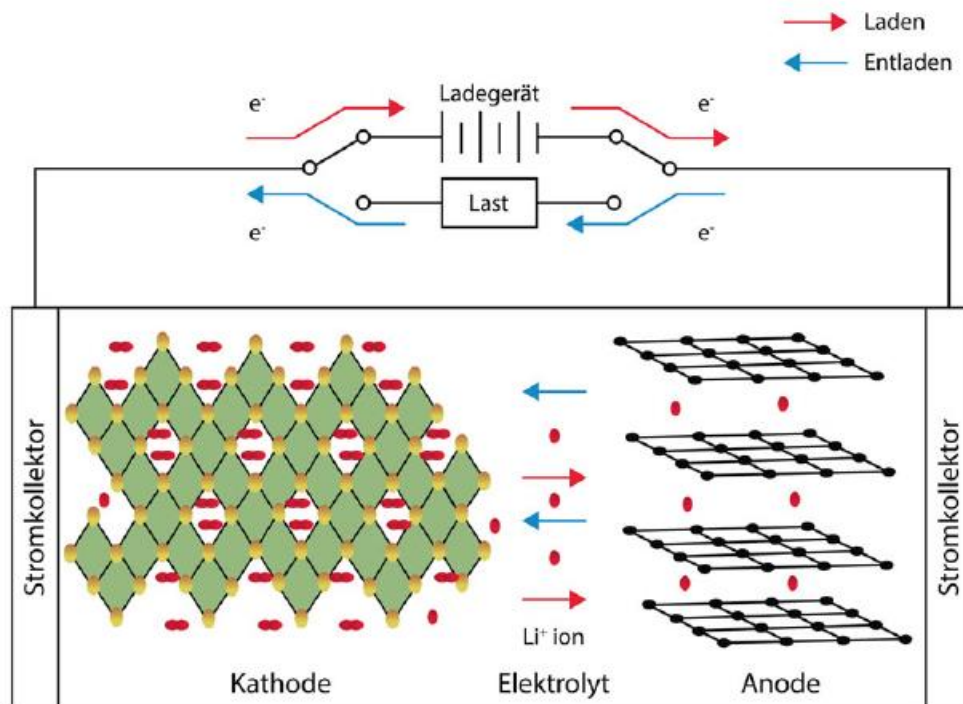


Abbildung 24: Schematischer Aufbau einer Lithiumionen- Zelle, Quelle: Sterner (2017), S. 284.

Vorteile:

- Lange Lebenszeit ca. 10 Jahre (5.000 – 10.000 Zyklen)
- So gut wie kein Memory- Effekt

¹⁰⁶ Vgl. Sterner (2017), S. 283 f.

¹⁰⁷ Vgl. Sterner (2017), S. 283 f.

- Kein Ausgasen
- Hohe Normalspannung
- Geringe Selbstentladung
- Geringes Gewicht im Vergleich zu Blei- Akkus
- Hohe Energiedichte, deswegen geringer Platzbedarf
- Keine gesonderten Aufstellungsbestimmungen
- Erlaubte Entladetiefe ca. 90 % der Nennkapazität

Nachteile:

- Deutlich teurer als Blei- Akkus

Materialkombinationen und Zellspannungen

Für Lithium Akkumulatoren gibt es eine Vielzahl an möglichen Material Kombinationen. Je nach Wahl der kombinierten Materialpaarungen ergeben sich andere Eigenschaften des Speichers und andere Zellspannungen.

Lithium- Eisen- Phosphat (LFP) LiFePO_4 ist eine relativ neue Materialkombination. Großer Vorteil von dieser Mischung ist, dass diese ungiftig und preislich günstig ist. Da bei diesem Interkalationsmaterial praktisch das gesamte Lithium zur Speicherung genutzt werden kann, weisen LFP Akkus eine besonders hohe Energiedichte auf. Dies ist ein entscheidender Vorteil dieser Materialkombination. Ein weiterer positiver Aspekt ist ihr konstanter Zellspannungsverlauf auch bei unterschiedlichen Ladetiefen. Die Firma Sonnenbatterie hat einen LFB Akku entwickelt, der bei einer Lebensdauer von 20 Jahren, 10.000 Ladezyklen überstehen soll. LFB Materialkombination könnten bei zukünftigen Anforderungen noch eine große Rolle spielen und sind für PV- Systeme auch sehr interessant.¹⁰⁸

Lithium in der Elektromobilität – Second life

Aufgrund der hohen Energiedichte, welche Lithium- Ionen Akkumulatoren mit sich bringen, spielt diese Technologie eine entscheidende Rolle in der Elektromobilität. Neben dem Einsatz zur Versorgung von Elektrofahrzeugen wird auch angedacht, die Lithium- Ionen Akkus der Elektrofahrzeuge zur Flexibilisierung der Stromnetze einzusetzen. Dies soll heißen, dass die Akkus der Fahrzeuge einerseits bei einer Überproduktion von elektrischer Energie, diese beim Ladevorgang aufnehmen, andererseits zu Spitzenlastzeiten oder bei geringer Stromproduktion, ihre geladenen Energiespeicher für die Rückspeisung in das Stromnetz bereitstellen. Somit wäre eine Doppelnutzung möglich. Dies könnte vor allem bei Fahrzeugen genutzt werden, die von den Benutzern selten verwendet werden und somit relativ wenig

¹⁰⁸ Vgl. Mertens (2018), S. 239.

Ladezyklen zum Fahren des Elektroautos benötigen. Dadurch könnte für die Eigentümer der Autos ein zusätzliches weiteres Einkommen generiert werden.¹⁰⁹

Lebensdauer und Selbstentladung

Für die Alterung und die Lebensdauer von Lithium- Ionenzellen gibt es eine übliche Unterscheidung. Diese wird in Zyklenfestigkeit und kalendarischer Lebensdauer vorgenommen. Diese Größen bestimmen die Veränderung des Zellzustandes abhängig von der Zeit und der Zyklenzahl. Gemessen wird der Zellzustand anhand der verlorenen Kapazität. Einflussgrößen für die Qualität sind wie folgt.

- Kalendarische Alterung: Ladezustand, Temperatur
- Zyklenfestigkeit: Lade- und Entladerate, Entladetiefe, Temperatur, Ladezustand

Diese Faktoren werden auch als Stressfaktoren bezeichnet. Sie sind dafür verantwortlich, dass die nutzbare Kapazität, in Abhängigkeit der Zeit, abnimmt. Als Lebensende einer Zelle ist üblicherweise definiert, wenn diese 80% ihrer Anfangskapazität erreicht hat. Die Selbstentladerate ist bei diesen Zellen sehr gering. Bei Raumtemperatur liegen die Werte der Selbstentladungsrate pro Jahr unter 3%, wenn von einem mittleren Ladezustand ausgegangen wird. Bei höheren Raumtemperaturen steigt dieser Wert jedoch rasant an und kann sich auf bis zu 15% steigern. Ist eine Temperaturüberwachung der Zelle vorhanden, muss der Stromverbrauch dieser Elektronik zusätzlich miteingerechnet werden. Auch ein möglicher Anstieg des Innenwiderstandes beeinträchtigt den Ladezustand der Zelle negativ. Das kann hervorgerufen werden, wenn es altersbedingt zu einem Verlust des elektrochemischen Materials kommt.¹¹⁰

6.9.3 Redox – Flow Batterien

Redox ist ein Akronym unter dem man eine Reduktions- Oxidations- Reaktion versteht. Eine Batterie speichert elektrische Ladung durch Austausch von Elektronen. So auch die Redox- Flow Batterie (RFB). Man spricht von einer sogenannten Redoxreaktion. Die Reaktion geschieht zwischen den beiden Elektroden und dem Elektrolyt. So wird elektrische Energie gespeichert.¹¹¹ Die Redox -Flow Batterie ist aber speziell. Sie ist ein Batterietyp mit externem Speicher. Anders als die bisher betrachteten Typen, bei denen die Lade-, Speicher- und Entladeeinheit als Ganzes waren. Die Dimensionierung von Leistung und Energie kann durch dieses System unabhängig voneinander abgestimmt werden.¹¹² Für Redox- Flow Batterien gibt es mehrere Namen. Sie werden unter anderem auch noch Fluss- oder Flüssigbatterien, aber auch Redox Brennstoffzellen genannt. Mit Brennstoffzellen werden sie deswegen in Verbindung gebracht, weil auch bei ihnen elektroaktive Komponenten, aus zwei Vorrattanks, von außen in einem elektrochemischen Reaktor zur Reaktion zugeführt werden. Im Gegensatz zur Brennstoffzelle kann hierbei

¹⁰⁹ Vgl. Grünwald/Ragwitz/Sensfuß/Winkler (2012), S. 78.

¹¹⁰ Vgl. Sterner (2017), S. 301

¹¹¹ Vgl. Kurzweil/Dietlmeier (2018), S. 30.

¹¹² Vgl. Sterner (2017), S. 315.

das verbrauchte Material im Reaktor elektrochemisch wieder regeneriert werden. Redox- Flow Batterien sind galvanische Speicher mit löslichen Reagenzien.

Es gibt einige Redox- Flow Batterietypen, die wie folgt eingeteilt werden:

- Klassische Redox- Flow Batterie
- Vanadium- Flussbatterie
- Zink – Brom Batterie
- Blei – Blei Speicher
- Indirekte Wasserstoff- Sauerstoff- Zellen
- Visionäre Flussbatterien

Funktionsprinzip:

In Abbildung 25 ist der technische Aufbau einer Redox- Flow Batterie zu sehen. Sie ist im Wesentlichen ein Akkumulator, der aus zwei Halbzellen besteht. Zwischen den Elektroden findet über die Membran in der einen Halbzelle eine Reduktion statt, in der anderen Halbzelle eine Oxidation, sprich die Elektronenaufnahme respektive die Elektronenabgabe. Die elektrische Energie wird wiederum bei dieser Technologie in Form von chemischer Energie gespeichert. Die galvanische Zelle oder auch Energiewandler genannt, befindet sich in Abbildung 25 in der Mitte zwischen den Elektrolyten, die verschiedene Metallionen enthalten. Durch eine Membran ist der Energiewandler in zwei Halbzellen unterteilt. Die mit Energie gespeicherten Elektrolyte befinden sich in den verschiedenen Tanks. Die Elektrolyte werden von zwei Pumpen in getrennten Kreisläufen, welche jedoch durch eine Membran verbunden sind, durch die Halbzellen gepumpt. Die Elektrolyte zirkulieren unabhängig voneinander durch den Energiewandler. Durch die Membran findet der Ionenaustausch statt. Beim Laden geben die Ionen in der einen Elektrolytflüssigkeit Ionen ab, die durch die Membran zur anderen Elektrolytflüssigkeit wandern. Energie wird dadurch chemisch gespeichert. Wird elektrische Energie benötigt, läuft der Vorgang umgekehrt ab.¹¹³

Welche Membran eingesetzt wird, ist abhängig von der Art der Anlage und infolge dessen der eingesetzten Elektrolyte. Dabei wird zwischen einem mikroporösen Separator, der die Ionen passieren lässt oder einer selektiven Anionen- oder Kationenaustauschmembran, welche die Vermischung der Elektrolyte verhindert, unterschieden. Die eigentlichen Reaktionen, Reduktionen und Oxidationen, sprich die Elektrodenauf- und

¹¹³ Vgl. Sterner (2017), S. 316 f.

Abnahme, finden an den Elektroden statt. Die Elektroden bestehen meist aus Graphit und befinden sich im Energiewandler jeweils in der Elektrolytflüssigkeit. Die Elektroden dienen als Stromableiter der Elektrodenübergänge zwischen den oxidierten respektive reduzierten Ionen der jeweiligen Elektrolyte. Die Elektrolyte sind flüssig und stellen den eigentlichen Reaktionspartner dar. Sie bestehen aus in Lösungsmittel gelösten Salzen. Die Zellspannung und die Dichte der Elektrolyte bestimmen maßgeblich die Energiedichte der Redox- Flow Batterie. Die Elektrolyte werden in getrennten Tanks, die sich außerhalb der Zelle befinden, gelagert. Folglich lässt sich dieser Typ mit diesem System hinsichtlich Energiemenge und Leistung unabhängig voneinander skalieren. Für den Betrieb notwendig sind Pumpen, Ventile und Wärmetauscher. Für den Betrieb einer RFB ist eine Steuerelektronik notwendig. Diese übernimmt das Batteriemangement, das schon in Kapitel 6.8. behandelt wurde. Das Laden der Zelle erfolgt meist durch manuelles Befüllen der einzelnen Tanks. Die einzelne Zellspannung liegt im Bereich zwischen 1,0 – 2,2V. Die Zellen können in Reihe geschaltet werden, um das gewünschte Spannungsniveau zu erhalten. Die Elektroden wirken dann jedoch als Bipolarelektroden. Die einzelnen Stacks wiederum können dann in Reihe oder parallel geschaltet werden, um die gewünschte Kombination aus Spannung und Kapazität zu erhalten. Die Elektrolytmenge bestimmt somit die zu speichernde Energie und die Größe der aktiven Elektrodenfläche, die gewünschte Leistung.¹¹⁴

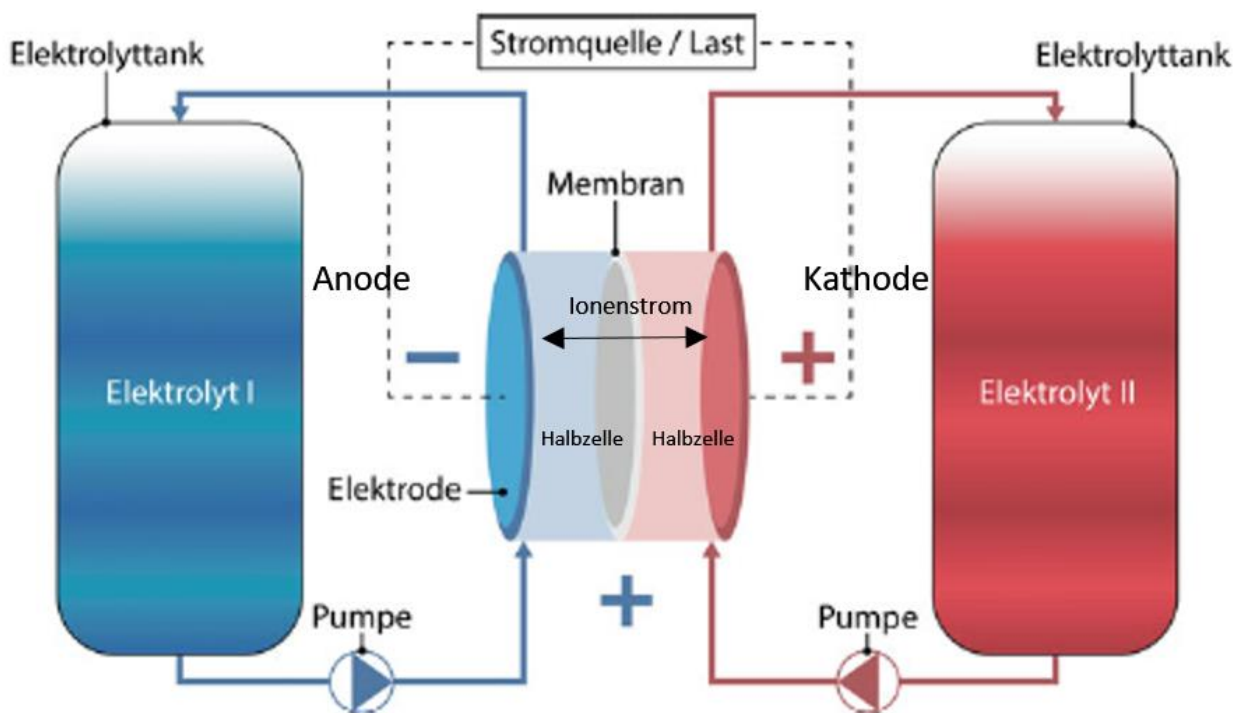


Abbildung 25: Technischer Aufbau einer Redox- Flow Batterie, Quelle: Sterner (2017), S. 316 (leicht modifiziert).

¹¹⁴ Vgl. Sterner (2017), S. 316 f.

Vorteile:

- Leistung und Energiespeicher sind unabhängig skalierbar
- Große Kapazitäten realisierbar
- Hohe Lebensdauer - 20 Jahre und mehr
- Kaum Selbstentladung, weil die Elektrolytflüssigkeiten getrennt sind
- Gute Umweltverträglichkeit

Es gibt bei dieser innovativen Speichermethode auch entscheidende Nachteile:

- Großes Gewicht im Vergleich zu Lithium- Ionen Akkus
- Installation und Montage aufwendig
- Geringe Energiedichte deswegen auch
- Großer Platzbedarf

6.9.4 Fazit

Blei Akkus

Eine bewährte Technologie mit Vorteilen, jedoch auch mit den aufgezählten gravierenden Nachteilen. Die Zeit der Ablöse, scheint durch Lithium gekommen zu sein. Den immer noch existierenden preislichen Vorteil stehen zahlreiche Nachteile gegenüber, welche den Blei Akku immer mehr vom Markt verdrängen werden. Aufgrund der Nachteile scheinen auch Blei Akkus nicht die Relevanz aufzuweisen, die eingangs mit ihnen verbunden wurde. Somit sind diese für PV- Anlagen wohl auch eher uninteressant. Sie dürfen nicht über ihre max. Entladetiefe entladen werden und weisen eine geringe Lebenszeit auf.

Lithium Akkus

Die Lebenszeit von Lithium Akkumulatoren distanziert die des Blei Akkus deutlich. Vor allem aufgrund der hohen Energiedichte in Korrelation mit dem geringen Gewicht, hat diese Speicherart bemerkenswerte Entwicklungen in den vergangenen Jahren durchlebt. Die Bedeutung für diesen Batterietyp wird zukünftig noch weiter steigen. Es wird sehr viel mit Lithiumakkumulatoren geforscht und dadurch sind weitere Fortschritte zu erwarten. Für verschiedene Materialkombinationen, wie LFP der Lithium Technologie, sind zukünftig noch weitere bedeutende Weiterentwicklungen zu erwarten. Diese Materialpaarungen haben heute schon eine sehr gute Energiedichte bezogen auf das Gewicht. Deswegen ist diese Technologie durchaus von großer Relevanz für den Einsatz in PV- Anlagen.

RFB

Zukünftiges Wachstum ist auch mit dieser Technologie zu erwarten. Der riesige Vorteil, hinsichtlich den anderen betrachteten Speichertechnologien, ist die unabhängige Skalierbarkeit der Leistung und der Energiedichte. Auch die Lebenszeit ist ein großer Vorteil. Somit wird der Einsatz für große Energiemengen mit ihr erwartet. Für den Einsatz als Speichertechnologie für PV- Systeme scheinen RFB ungeeignet zu sein. Zusätzliche Pumpen erfordern Wartungen, der Platzverbrauch ist groß und für Häuser deswegen nicht darstellbar. Bei wenig Platz ist die Energiedichte auch vergleichbar klein. Deswegen auch nicht weiter von Bedeutung.

6.10 Gegenüberstellung von geeigneten Speichern für PV- Systeme

In Abbildung 26 werden die zurzeit gängigen Hausspeicher für PV- Anlagen aufgelistet. Aus diesen Technologien werden hauptsächlich Lithium und Blei Akkumulatoren resultierend empfohlen. Dies geschieht unabhängig von vorherigen Schlüssen und rein bezogen auf die unten angeführten Verbraucherangaben. Für Blei Akkumulatoren spricht der angeführte geringe Preis. Lithium ist preislich wesentlich teurer, jedoch sprechen die Lebenszyklusdauer und auch die Entladetiefe deutlich für die Lithium Technologie. Auch die Lebensdauer von Lithium Akkumulatoren ist als wesentlicher Vorteil gegenüber den Blei Akkumulatoren zu sehen. Jedoch um eine exakte Aussage treffen zu können, ob die vermuteten Schlüsse bewahrheitet werden können, wird beispielhaft im nachstehenden Kapitel 7 ein Vergleich von dem Blei Akkumulator in Spalte eins und dem Lithium Akkumulator in Spalte vier gerechnet. Daraus soll hervorgehen, wieviel eine Speicherung von einer Kilowattstunde kostet. Des Weiteren soll daraus geklärt werden, welcher Speicher günstigere ist und ob eine Speicherung der Energie überhaupt sinnvoll ist.

Nummer	1	2	3	4	5
Hersteller	Powerball Systems AG	SMA, Hoppecke	IBC	Sonnen	SMA
Produktname	Powerball RO1-2000-8	SMA S16.016H-11 11,0 kWh Pb	Set IBC SolStore M1 mit SolStore 6.5 Li	sonnenBatterie eco 8.0	Sunny Boy 50000 Smart Energy
Technologie	Blei-Kalzium/ Blei-Gel	Blei-Gel	Lithium- Ionen (NMC)	Lithium- Ionen (LFP)	Lithium- Ionen
Kopplungsart	AC	AC	AC	AC	DC
Kapazität (brutto)	13,44 kWh	11 kWh	6,5 kWh	6 kWh	2 kWh
Kapazität (netto)	8 kWh	5,5 kWh	4,7 kWh	6 kWh	2 kWh
Maximale Ladeleistung	2 kW	4,6 kW	3,3 kW	3 kW	2 kW
Minimale Entladeleistung	1,44 kW	4,6 kW	3,3 kW	3 kW	2 kW
Entladetiefe (DoD)	40%	50%	72%	100%	100%
Zykluslebensdauer		2500	5.000	10.000	> 5.000
Selbstentladerate	< 3 %/ Monat				1% / Monat
Kalendarische Lebensdauer	10 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre	15 Jahre
Wirkungsgrad AC -> Batt bei max. Ladeleistung			95,30%	96,30%	
Wirkungsgrad Batt. -> AC. bei max. Entleistung		93,30%	95,30%		95,40%
Eigenverbrauch im Leerlauf		26 W	12 W	9,6 W	18 W
Eigenverbrauch im Standby	12,5 W	7 W		9,6 W	5 W
Batteriespannung	48 V	48 V	55,5 V	51 V	150 V
Leistung Solarwechselrichter	-	-	-	-	5 kW
Notstromfunktion	Optional	Optional	Optional	Ja	Nein
Einspeisung	1 - phasig	1 - phasig	1 - phasig	3 - phasig	1 - phasig
Preis (netto)	4.100 €	5.000 €	6.644 €	7.400 €	3.100 €
Spezifischer Preis (netto)	512 € / kWh	909 € / kWh	1413 € / kWh	1.233 € / kWh	1.550 € / kWh

Abbildung 26: Gegenüberstellung gängiger Hausspeichersysteme, Quelle: Mertens (2018), S. 250 (leicht modifiziert).

Was kostet die elektrische Speicherung von einer Kilowattstunde und ist eine Speicherung überhaupt rentabel?

7 WAS KOSTET DIE ELEKTRISCHE SPEICHERUNG VON EINER KILOWATTSTUNDE UND IST EINE SPEICHERUNG ÜBERHAUPT RENTABEL?

Die Speicherung von elektrischen Strom war historisch schon eine große Herausforderung und beschäftigt uns heute immer noch. Es gibt eine Vielzahl von Speichern, die elektrische Energie speichern können. Deswegen ist es nicht einfach für jede Anwendung den Passenden zu finden. Die in 6.10 angeführten Speicher sind Systeme, die vom Markt zum Einbau in PV- Anlagen empfohlen werden. Dies sind hauptsächlich Blei- und Lithiumsysteme.

Leider fehlen immer wieder Angaben auf den Datenblättern von Speichern. In diesem Punkt agieren die Hersteller zusehends zurückhaltend. Es kann davon ausgegangen werden, dass die zurückgehaltenen Werte nicht ohne Grund fehlen. Deswegen lassen sich auch nicht alle Speicher berechnen. Nachstehend wurden für den direkten Vergleich der LFP Lithiumspeicher von Sonnenbatterie und der Bleispeicher von Powerball Systems AG in Beispiel 1 und 2 berechnet. Die Werte der Berechnung wurden aus Abbildung 26 entnommen.

$$W_{Gesamt} = C_{Brutto} * DoD * N_{Zyklen} * \eta_{Speicher} \quad (8.1)$$

W_{Gesamt} / kWh	Nettokapazität des Speichers
C_{Brutto} / kWh	Bruttokapazität des Speichers
$DoD / \%$	Maximale Entladetiefe
N_{Zyklen}	Maximale Zyklenzahl
$\eta_{Speicher} / \%$	Speichergesamtwirkungsgrad

$$k_{Speicher} = \frac{K_{Speicher}}{W_{Gesamt}} \quad (8.2)$$

$k_{Speicher} / \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$	Spezifische Kosten des Speichers
$K_{Speicher} / \text{€}$	Kosten des Speichersystems

Was kostet die elektrische Speicherung von einer Kilowattstunde und ist eine Speicherung überhaupt rentabel?

7.1 Beispiel 1

Berechnung der Kosten für einen Ladevorgang mit einem Lithium – Eisenphosphat Speicher mit 20 Jahren Lebenszeit:

$$W_{Gesamt} = C_{Brutto} * DoD * N_{Zyklen} * \eta_{Speicher} = 6 \text{ kWh} * 1 * 10.000 * 0,963 = 57.770 \text{ kWh}$$

$$k_{Speicher} = \frac{K_{Speicher}}{W_{Gesamt}} = \frac{7.400 \text{ €}}{57.770 \text{ kWh}} = 12,8 \frac{\text{Ct}}{\text{kWh}}$$

7.2 Beispiel 2

Berechnung der Kosten für einen Ladevorgang für den Blei – Gel Speicher, wobei in diesem Fall die Lebensdauer lediglich 10 Jahre beträgt:

$$W_{Gesamt} = C_{Brutto} * DoD * N_{Zyklen} * \eta_{Speicher} = 11 \text{ kWh} * 0,5 * 2.500 * 0,93 = 12.787,5 \text{ kWh}$$

$$k_{Speicher} = \frac{K_{Speicher}}{W_{Gesamt}} = \frac{5.000 \text{ €}}{12.787,5 \text{ kWh}} = 39,1 \frac{\text{Ct}}{\text{kWh}}$$

7.3 Fazit

Durch Berechnung der Kosten für die Speicherung von einer Kilowattstunde wird sichtbar gemacht, dass nicht jeder Speicher wirtschaftlich betrieben werden kann. Wenn die Speicherung von einer Kilowattstunde teurer ist, als die Kosten für den Strombezug von einem öffentlichen Netz, so ist die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben.

Durch Vergleich der beiden Werte, geht als deutlich günstigerer Speicher für elektrische Energie der Lithium- Eisen- Phosphatspeicher hervor. Die Speicherung von elektrischer Energie bei Überschuss durch dieses System ist somit durchaus sinnvoll und wirtschaftlich.

Die guten Eingangswerte des Blei Akkus täuschen. Dies geht klar aus der Rechnung in Beispiel 2 hervor. Der Blei Akku weist zuzüglich noch eine um die Hälfte verkürzte Lebenszeit aus der Tabelle (10 Jahre), auf. Für die Vergleichbarkeit müsste folglich der ohnehin schon sehr hohe errechnete Wert, sogar noch verdoppelt werden. Dies würde bedeuten, dass man 78,2 Ct pro Kilowattstunde dafür bezahlen müsste. Dies in Anbetracht, dass der Preis des Speichers nach 10 Jahren immer noch derselbe wäre und sich nicht verändern würde. Der Einsatz von diesem Speicher für die Speicherung von Überschussenergie durch PV-Anlagen kann somit auch nicht empfohlen werden.

8 ÖKOSTROM GESETZESNOVELLE

Die österreichische Bundesregierung hat das Ökostromgesetz 2017 novelliert. Die Novelle¹¹⁵ ist im Juni 2017 beschlossen worden und wird als kleine Ökostromnovelle bezeichnet. Diese umfasst mehrere Gesetzesänderungen, unter anderem auch eine Gesetzesänderung für die gemeinschaftliche Nutzung von Erzeugungsanlagen. Vor allem diese Gesetzesänderung bringt einige Vorteile mit sich und könnte der Anfang für die Nutzung von „sauberem Strom“ in den Ballungszentren gewesen sein. Die beschlossenen Teile der Novelle greifen allesamt in das EIWOG ein und novellieren das seit 2010 in Kraft gesetzte gültige österreichische Gesetz. Das EIWOG ist jenes österreichische Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft geregelt wird.¹¹⁶

8.1 Eckpunkte der Ökostrom Gesetzesnovelle

Die Bestandteile der kleinen Ökostromnovelle werden von der E- Control Austria festgehalten und beinhalten unter anderem nachstehende Inhaltspunkte:¹¹⁷

Als die Bundesregierung damals 2017/2018 neu gewählt wurde gab es ein definiertes Arbeitsprogramm. Darin enthalten war die Ökostromnovelle, welche auch in Angriff genommen wurde. Fast alle damals definierten Programmpunkte wurden in der Ökostromnovelle durchgesetzt. Lediglich über die Sinnhaftigkeit der Abwrackprämie für ineffiziente Biogasanlagen konnte man sich nicht einigen. Deswegen gab es in diesem angekündigten Punkt keine Änderung.

- Förderung für die Errichtung von PV- Anlagen auf Mehrfamilienhäusern
- Die Bereitstellung von Geldmittel für den Ausbau von Kleinwasserkraftanlagen sollte erhöht werden
- Die Verfallsfrist von bereits genehmigten Windprojekten sollte verlängert werden, falls diese bereits in einer Warteschleife sind
- Es sollte auch Nachfolgetarife für bestehende, hocheffiziente und wärmegeführte Biogasanlagen geben

Des Weiteren kamen sinnvolle Programmpunkte ergänzend hinzu:

- Die neue Investitionsförderung für PV- Anlagen samt Speicher
- Förderung für die Hebung des Eigenversorgungsanteils bei Anlagen
- Zusätzliche finanzielle Mittel für höhere Nachfolgetarife für den Wartelistenabbau für Wind und Kraft – Wärmekopplungsanlagen

Aufgrund vom primären Interesse an den Gesetzesänderungen, die mit der Errichtung von PV- Anlagen auf Mehrfamilienhäusern zusammenhängen, wird größtenteils nur auf diese Gesetzesänderungen nachstehend eingegangen.

¹¹⁵ Als Novelle wird die Abänderung eines bestehenden Gesetzes bezeichnet.

¹¹⁶ Vgl. o.V., Online-Quelle [03.12.2018].

¹¹⁷ Vgl. Proidl (2017), S. 5 - 30.

Für die oben genannten Eckpunkte resultieren somit Gesetzesänderungen für die nachstehenden Punkte, auf die näher eingegangen wird:

- E- Control Austria
- Technologiespezifisch
- Allgemeines

Gesetzesänderungen für die E- Control Austria

Für die erleichterte Handhabung von neuen Anlagen wurden speziell für die E- Control Austria spezifische Inhalte in dieser Novelle hinzugefügt. Diese beinhalten:

- Herkunftsnachweise
- Festlegung der Einspeisetarife
- Ökostrombericht

Herkunftsnachweise

Die Herkunftsnachweise verpflichten den Marktteilnehmer wahrheitsgemäße Angaben zu den herangezogenen Preisen der Herkunftsnachweise bereit zu stellen. Des Weiteren sind Betreiber von Anlagen, die an das öffentliche Netz angeschlossen sind, verpflichtet, sich in der Herkunftsdatenbank der E- Control registrieren zu lassen. Es soll damit erreicht werden, dass die E- Control Statistiken mit diesen Daten generieren kann. Ebenso soll es dadurch möglich werden, bessere Auswertungen über den Energiebedarf zu erzielen.

Festlegung der Einspeisetarife

Die Betreiber der Ökostromanlagen haben der E- Control Austria, aber auch dem Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft bei Anfrage, Einsicht auf alle relevanten Unterlagen und auch auf eventuell interessante Sachverhalte zu erteilen, welche zur Bemessung von Einspeisetarifen von Bedeutung sind. Diese können Daten über die getätigten Investitionskosten oder der Betriebskosten von den Ökostromanlagen sein. Dadurch werden Daten gesammelt, mit denen zukünftige Einspeisetarife errechnet und festgelegt werden können.

Ökostrombericht

Durch den Ökostrombericht sind die Länder verpflichtet, der E- Control Austria sämtliche Daten über beziehbare Förderungen zu melden. Des Weiteren sind die Länder angehalten, Förderungen abseits des Ökostromgesetzes darzulegen. Auch neue Daten sollten im Ökostrombericht publiziert werden.

Technologiespezifische Änderungen

Photovoltaik

Der Bezug der Engpassleistung¹¹⁸ wurde in der Ökostromnovelle definiert und bezieht sich nun auf die Modulspitzenleistung der Anlage. Diese wird in Kilowatt Peak (kWp) dargestellt.

Eine weitere Neuerung, die eingeführt wurde ist, dass nicht nur die Anlage alleine gefördert wird, sondern es gibt nun auch zusätzlich aus dem Ökostromgesetz einen Investitionszuschuss für Speicherkapazitäten. Dafür wird ein Jahresbudget an Fördergeld für 2018 und 2019 aus dem Ökostromgesetz von 15 Mio. € pro Jahr bereitgestellt. Diese Gelder dienen als Investitionszuschuss für die PV- Anlagen. Von dem bereitgestellten Fördergeld sind jedoch 9 Mio. € zwingend als Investitionszuschüsse für die Errichtung oder Erweiterung von PV- Anlagen auszugeben. Erst wenn diese Summe verbraucht ist, werden die weiteren 6 Mio. € als Investitionszuschuss für Speicheranlagen bereitgestellt. Somit wird in Österreich erstmals auch die Anschaffung von Speichern gefördert. Ziel ist es, den weiteren Ausbau der PV- Anlagen zu forcieren, um die hohen europäischen Ökostromziele zu erreichen. Auch die neuen Möglichkeiten und das Potenzial von Speichertechnologien wurden erkannt und in den Förderplan aufgenommen, damit von den finanziellen Vorteilen profitiert werden kann.

Allgemeine Punkte

Hier wurde darauf Acht gelegt, dass die Bürokratie für Ökostromanlagen abgespeckt wird.

Damit verbunden ist die erste Neuerung, dass die Anerkennungsbescheide¹¹⁹ nur noch für Technologien notwendig sind, die rohstoffabhängig sind. Es gab auch eine Verlängerung der Wartelisten für Ökostromanlagen. Diese wurde von 4 auf 5 Jahre gestreckt.

Fristen

Die Fristen bei der Errichtung von PV- Anlagen sind strenger geworden. So hatte man bisher, für die Errichtung der Anlage, bis zu 12 Monate Zeit. Die Novelle sieht vor, dass die geförderten Anlagen nun aber schneller errichtet sein müssen. Nun haben die Anlagenbetreiber nur noch 9 Monate für die Dauer der Errichtung. Sobald der Antrag gestellt wurde und weitere 3 Monate vergangen sind, muss der Nachweis über die Bestellung der Anlage vorgelegt werden. Ansonsten gilt der Vertrag über die Kontrahierung von Ökostrom als aufgelöst.

Eigenversorgung

Der Eigenversorgungsanteil wird bei der Mittelvergabe¹²⁰ berücksichtigt und ist bereits bei der Antragstellung für eine Förderung, die von der Abwicklungsstelle für Ökostrom (OeMAG) behandelt wird, bekannt zu geben. Somit kann der Eigenstromversorgungsanteil für die Berechnung der finanziellen Mittel berücksichtigt werden. Wenn Kleinanlagen somit weniger Strom in das öffentliche Netz einspeisen und die

¹¹⁸ Bei PV- Anlagen bezieht sich diese auf die Modulspitzenleistung – kWp.

¹¹⁹ Bescheid, der beim Land beantragt werden muss und eine Anlage als Ökostromanlage definiert.

¹²⁰ Die finanzielle Mittelvergabe erfolgt chronologisch in der Reihung der Antragstellung.

OeMAG dadurch weniger abnehmen muss, steht ein größeres Kontingent für andere Anlagen zur Verfügung.

Reduktion oder Unterbrechung der Einspeisung

Zum Zwecke der Minimierung der Aufwände für die Aufbringung der Ausgleichsenergie¹²¹, kann es zu einer Reduktion oder gar zu einer Unterbrechung der Einspeisung von Ökostromanlagen in das öffentliche Netz kommen. Dies geschieht in Absprache der Regelzonenführer und nur wenn dies zwingend notwendig sein sollte, damit vice versa der finanzielle Aufwand zur Aufbringung der Ausgleichsenergie so gering wie möglich gehalten werden kann. Deswegen kann der Fall eintreten, dass die Ökostrommenge für einen bestimmten Zeitraum nicht abgenommen werden kann. In diesem speziellen Fall wird der definierte Tarif nun weiter ausbezahlt. Dies wird von der OeMAG durchgeführt und geregelt.

8.2 Auswirkungen auf gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen

Bisher waren die Nutzer von Mehrparteienhäusern benachteiligt. Sie hatten nicht das Recht, die selbst erzeugte elektrische Energie im hausinternen Netz zu verkaufen. Es wäre ihnen möglich gewesen, als Eigentümer, auf ihren Wohnhäusern PV- Anlagen zu installieren. Dadurch hätten die Bewohner mit der erzeugten elektrischen Energie versorgt werden können. Die Eigentümer hätten den erzeugten Strom den Vermietern nur verschenken dürfen. In der Ökostromgesetzesnovelle wurde nun der Paragraph § 16a – gemeinschaftliche Nutzung, eingeführt. Dieser Paragraph macht es nun möglich, dass der Eigentümer oder Betreiber der Anlage für die Mieter beispielsweise eine PV- Anlagen installieren lässt, die elektrische Energie erzeugt. Diese erzeugte elektrische Energie, darf der Betreiber den Mietern nun auch gewinnbringend zur Verfügung stellen. Mieter einer gemeinschaftlichen Wohnanlage können sich zusammenschließen und haben die Möglichkeit, ihren eigenen Strom zu produzieren, den sie selbst nutzen können.

Das heißt, die Bewohner haben nun die Möglichkeit, durch die Eigenversorgung mit elektrischer Energie, einen wichtigen ökologischen Beitrag zum Schutze der Umwelt zu leisten. Die größten Vorteile sind jedoch, dass sich ein Großteil der Stromkosten sparen lässt. Je höher der Eigennutzgrad, desto mehr Kosten lassen sich dadurch sparen. Zu einem gewissen Teil wird jedoch das öffentliche Netz natürlich weiter zur Verfügung stehen müssen, denn bei Engpässen muss die fehlende Energie von diesem eingespeist werden. Dies kann zum Beispiel bei Schlechtwetter geschehen.

Wichtige Merkmale von Gemeinschaftsanlagen sind:

- Entfall der Netznutzkosten
- Entfall der Steuern und Abgaben
- Örtliche Erzeugung
- Erzeugung ohne Schadstoffe
- Gemeinschaftlich nutzbar

¹²¹ Wenn die Netzfrequenz nicht stabil ist, herrscht ein Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung. Um das Gleichgewicht wieder herzustellen wird die Ausgleichsenergie oder auch „Regelreserve“ benötigt.

Für die Bereitstellung von elektrischer Energie könnte jede Anlagentechnologie herangezogen werden. Die Gesetzesnovelle zielte aber klar darauf ab, dass es zu einer Forcierung von PV- Anlagen in Ballungszentren kommen soll. Dies wollte man jedoch nicht im Gesetz verankern. Deswegen wären grundsätzlich auch andere Technologien zur Generierung der elektrischen Energie rechtlich erlaubt. Der Fokus für die Erzeugung der elektrischen Energie für Mehrparteienhäuser sollte jedoch auf PV- Anlagen gerichtet werden.

Umsatzsteuerliche Behandlung von Überschuss- Einspeiseanlagen

Die umsatzsteuerliche Handhabung ist ein wichtiges Thema, deswegen wird auf diese nachstehend explizit eingegangen:¹²²

Es stellt sich die Frage, ab welcher Menge an selbst erzeugter Energie, tritt eine steuerrechtliche Relevanz auf. Für Überschuss-Einspeiseanlagen ist das Verhältnis von erzeugter Energie zum durchschnittlichen Stromverbrauch des Hauses relevant. Dafür gibt es eine steuerrechtliche Annahme. Diese korreliert aber nicht mit der Beschreibung auf 3.1 Durchschnittlicher elektrischer Energieverbrauch in einem österreichischen Haushalt

Steuerrechtliche Annahme:

- | | | |
|--------------------------|-------|-----------|
| • Einpersonenhaushalte | 3.500 | kWh/ Jahr |
| • Zweipersonenhaushalte | 4.700 | kWh/ Jahr |
| • Dreipersonenhaushalte | 5.300 | kWh/ Jahr |
| • Vierpersonenhaushalte | 6.100 | kWh/ Jahr |
| • Haushalte > 4 Personen | 7.300 | kWh/ Jahr |

Bleiben die Beträge unter den kumulierten Wattstunden, liegt steuerrechtlich keine unternehmerische Tätigkeit vor und ist somit nicht steuerpflichtig. Für die Einspeisung in das Netz fällt in Folge dessen keine Umsatzsteuerpflicht an. Die Investitionskosten und auch die Betriebskosten sind somit auch nicht abschreibbar. Übersteigt jedoch die zu erwartende Jahresproduktion den Stromverbrauch um mehr als 50%, so ist von einer gewerblichen Nutzung auszugehen und diese somit steuerpflichtig für die Einspeisung von Überschussenergie.

8.2.1 Begriffsbestimmungen

Teilnehmende Berechtigte

Als teilnehmende Berechtigte zählen juristische oder natürliche Personen, aber auch eingetragene Personengemeinschaften, die mit ihrer Verbrauchsanlage einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage zugeordnet sind.

¹²² Vgl. Teoh/Liebl (2016), S. 11.

Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen

Sind Erzeugungsanlagen, die elektrische Energie zur Deckung des elektrischen Verbrauchs für die teilnehmenden Berechtigten erzeugen.

Hauptleitung

Als Hauptleitung wird die Verbindungsleitung zwischen Hausanschlusskasten und den Zugangsklemmen der Vorzählersicherung definiert.

8.2.2 Grundsatzbestimmungen

Freie Lieferantenwahl

Der Endverbraucher hat nach wie vor das Recht, seinen Lieferanten selbst zu wählen. Dieses Recht darf unter keinen Umständen eingeschränkt werden. Das bedeutet, dass die Endverbraucher weiterhin ihren eigenen Stromzähler haben, an das öffentliche Netz angeschlossen werden und den Strom auch dort beziehen können. Des Weiteren müssen sie am freien Markt teilnehmen können und auch einen Stromlieferanten frei wählen dürfen. Es wäre somit unzulässig, wenn nur ein einziger gemeinschaftlicher Hauptzähler für ein Mehrparteienhaus installiert werden würde und die Mieter davon partizipieren müssten. Es müssen somit die Rechte, aber auch die Pflichten von den eingehalten Stromkunden bewahrt werden.

Durchreichung von elektrischer Energie an Anlagen im Eigentum vom Netzbetreiber

Wenn die Einspeisung der elektrischen Energie von einer Gemeinschaftsanlage eines Mehrparteienhauses erfolgt, ist es nicht zulässig, dass es eine direkte Anbindung an Anlagen im Eigentum des Netzbetreibers gibt. Daraus folgt, dass der direkte Anschluss, aber auch die Durchleitung von eigenerzeugter elektrischer Energie aus Gemeinschaftsanlagen, die im Eigentum des Netzbetreibers stehen, verboten ist. Jegliche Einspeisevarianten über das öffentliche Netz sind damit ausgeschlossen. Beispiel: Eine Energieversorgung von einem Nachbarn über das öffentliche Netz wäre somit rechtswidrig.

Betreiber der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage

Die teilnehmenden Berechtigten der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage können einen Betreiber ihrer Anlage bestimmen. Dieser ist dem Netzbetreiber zu melden. Jener muss sich außerdem vertraglich zum Betrieb der Erzeugungsanlage verpflichten. Somit gibt es immer für die jeweilige Anlage einen Ansprechpartner. Dadurch lässt sich auch die Realisierung eines solchen Projekts wesentlich leichter gestalten. Betreiber kann aber auch ein Vertragsmodell sein, hinter dem ein Energieversorger, Energiedienstleister, Startup oder vergleichbares steht.

8.2.3 Vertrag

Die teilnehmenden Berechtigten von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen müssen zwingend einen Errichtungs- und Betriebsvertrag abschließen. Dieser Vertrag beschreibt natürlich wesentliche Aspekte, die im Vertrag enthalten sein müssen. Detaillierter beschrieben ist das in der Ökostromgesetzesnovelle im Paragraphen § 16a. Im Wesentlichen müssen jedoch zumindest die Inhaltspunkte von der nachstehenden Abbildung 27 Bestandteil des Vertrages sein. Ziel von diesem Vertrag ist es, Transparenz für alle Beteiligte zu schaffen. Darüber hinaus muss es natürlich auch zu einer korrekten Zuteilung der Energie und Aufteilung

der Kosten kommen, damit eine richtige Abrechnung gelingt. Ein wichtiger Inhaltspunkt ist auch, wie jemand aus dem Vertrag austreten kann, respektive neu eintreten kann. Diese wichtigen Details müssen zwingend in einem Errichtungs- und Betriebsvertrag enthalten sein, damit die Regeln für alle Teilnehmer klar und verständlich sind. Musterverträge sind jedoch auch Online bereits abrufbar, sodass sich die teilnehmenden Berechtigten nur speziell auf ein spezifisches Betreibermodell einigen müssen.

1. Allgemein verständliche Beschreibung der Funktionsweise der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage;
2. Anlagen der teilnehmenden Berechtigten und Zählpunktnummern;
3. jeweiliger ideeller Anteil der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten (Verbrauchsanlage) an der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage;
4. Anlagenverantwortlicher für die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage;
5. Betrieb, Erhaltung und Wartung der Anlage sowie die Kostentragung;
6. Haftung;
7. Datenverwaltung und Datenbearbeitung der Energiedaten der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage und der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten durch den Netzbetreiber;
8. Aufteilung der erzeugten Energie;
9. Aufnahme und Ausscheiden teilnehmender Berechtigter samt Kostenregelungen im Fall des Ausscheidens (insbesondere Rückerstattung etwaiger Investitionskostenanteile, Aufteilung laufender Kosten und Erträge auf die verbleibenden teilnehmenden Berechtigten);
10. Beendigung des Vertragsverhältnisses sowie die Demontage der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage;
11. allfällige Versicherungen.

Abbildung 27: Vertragliche Inhaltspunkte, die für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen enthalten sein müssen. Quelle: Proidl (2017), S. 29.

8.2.4 Netzbetreiber

Der Netzbetreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass intelligente Messgeräte (Smart Meter) eingesetzt werden. Diese können unter anderem die Gleichzeitigkeit der Stromerzeugung und der Verbrauchs berechnen und weitermelden. Sollten keine Smart Meter vorhanden und installiert sein, so müssen spätestens nach sechs Monaten diese vom Netzbetreiber installiert werden. Falls dem Netzbetreiber auch nach sechs Monaten nicht genügend Smart Meter zur Verfügung stehen, hätte dieser noch die Möglichkeit, die Zuordnung der Kosten über einen Berechnungsschlüssel zu saldieren. Das sollte theoretisch aber nicht vorkommen. Sämtliche Abrechnungen vom Netzbetreiber bezüglich des Erzeugungsanteils werden auf viertelstündlicher Basis verrechnet und der Abrechnung zugrunde gelegt.

8.2.5 Die Umsetzung der Gemeinschaftsanlage

Für die praktische Umsetzung einer PV- Anlagen im Nutzen der Gemeinschaft müssen folgende Dinge geklärt sein:

- Lieferantenwahl für den Energieüberschuss
- Klärung der Organisationsform
- Errichtung der Anlage
- Anschluss der Erzeugungsanlage
- Aufteilung der erzeugten Energie

Lieferantenwahl für den Energieüberschuss

Es muss ein Energielieferant gewählt werden, um den eventuell auftretenden Energieüberschuss von der Anlage auch an das öffentliche Netz abgeben zu können. Die Aufteilung des erwirtschafteten Erlöses muss aus den vertraglichen Vereinbarungen herausgehen und hat anhand von diesem Aufteilungsschlüssel an die teilnehmenden Berechtigten zu erfolgen.

Klärung der Organisationsform

Die teilnehmenden Berechtigten der PV- Anlage müssen zum Betrieb ihrer Anlage eine Organisationsform gründen. Dies kann ein Verein, eine Gesellschaft oder auch jegliche andere Organisationsform sein. Sie müssen auch einen eigenen Betreiber der Anlage bestimmen. Mit der Bestimmung der Organisationsform, ist auch die vertragliche Verteilung der Anteile für die Teilnehmer zu definieren. Das beinhaltet auch, wie der Erlös und der entstehende Überschuss unter den Teilnehmern aufgeteilt wird.

Errichtung der Anlage

Bei der Errichtung der Anlage ist darauf zu achten, dass alle Genehmigungen und die notwendigen Beschlüsse für diese vorhanden sind.

Anschluss der Erzeugungsanlage

Der Anschluss der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage an die Hauptleitung, wie sie in 8.2.2 beschrieben wurde, muss über einen Smart Meter erfolgen.

Aufteilung der generierten Energie

Wie die generierte Energie unter den teilnehmenden Berechtigten aufgeteilt wird, muss vorab über einen Vertrag geregelt werden. Anhand dieser definierten Vertragsverhältnisse hat die Aufteilung der generierten Energie aus der PV- Anlage dann zu geschehen. Auch die Datenverwaltung und Datenverarbeitung hat zu erfolgen. Wie diese zu geschehen hat, ist zweckmäßig auch vorab vertraglich festzulegen.

8.2.6 Fazit

Diese Gesetzesnovellierung bietet für Eigentümer, als auch für die Mieter einige Möglichkeiten. Die Eigentümer können daraus Geschäftsmodelle entwickeln und energiebewussten Mietern, „grüne Energie“ anbieten. Vor allem jedoch haben sie die Möglichkeit, einen finanziellen Vorteil daraus zu generieren. Es können geschickte Modelle entstehen, die für Mieter, als auch für den Betreiber interessant sein können. Mieter können durch solche Modelle Stromkosten sparen und gleichzeitig auch einen Beitrag zur Energiewende leisten. Zudem könnte diese Gesetzesnovelle der Durchbruch sein, damit auch in Ballungszentren Photovoltaik Anlagen großflächig angesiedelt werden.

In Ballungszentren besteht großes Potenzial, weil die Dachflächen größtenteils nicht verwendet werden und für die Energieerzeugung durch PV- Anlagen genutzt werden könnten. Die Bauart vom Gebäude, ob es ein Mehrparteienhaus, ein Einkaufszentrum oder ein simples Bürogebäude wäre, ist für die Nutzung einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage nicht relevant.

Die Fragestellung nach dem Betreiber der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, wird vermutlich eine entscheidende sein. Unter Umständen werden sich nur wenige unerfahrene Personen auf ein Experiment einlassen, das fixen vertraglichen Regelungen unterliegt. Es könnte sein, dass Privatpersonen erst nach einiger Zeit, wenn die Vorteile empirisch bewiesen worden sind, anfangen, diese Modelle zu nutzen. Deswegen ist anzunehmen, dass die Vorreiterrolle für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen einige Firmen mit Energie Affinität einnehmen werden und den erzeugten Sonnenstrom durch Modellvarianten an die Mieter verkaufen werden.

Die Vorteile kurz zusammengefasst:

- Die Nutzung von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen, die elektrische Energie selbst erzeugen und erstmals auch verkaufen können, wurde nun für die teilnehmenden Berechtigten möglich gemacht.
- Die teilnehmenden Berechtigten haben nach wie vor jederzeit die Möglichkeit, auch aus dem abgeschlossenen Vertrag auszusteigen und die elektrische Energie, von einem Energielieferanten ihrer Wahl zu beziehen.
- Es können bei Zustimmung aller teilnehmenden Berechtigten, jederzeit auch neue Mitglieder integriert werden. Diese werden dann selbst zu teilnehmenden Berechtigten und werden dem Vertrag hinzugefügt.
- Der Vertrag muss beinhalten, dass es zu einer gerechten Verrechnung und Zuteilung kommt

9 GEMEINSCHAFTLICHE ERZEUGUNGSANLAGEN

Der Übergang von fossilen Energieträgern und die Umstellung auf dezentrale Energieversorgung bringen diverse Innovationen mit sich. Dezentrale Energieproduktion durch Gemeinschaftsanlagen von Gemeinschaftszusammenschlüssen. Alte Strukturen und Prozessketten der Belieferung elektrischer Energie vom Erzeuger zum Lieferanten und schlussendlich zum Verbraucher bald obsolet? Zumindest wurden die rechtlichen Voraussetzungen geschaffen, um diese Illusion zukünftig vielleicht wahr werden zu lassen. Neue Formen der Stromnutzung und des Stromhandels entstehen. Die traditionelle E- Wirtschaft versucht zwar am Ball zu bleiben und bietet die Zusammenarbeit an, doch teilweise entstehen auch Zusammenschlüsse ohne sie.¹²³

Die Grundlage für die wirtschaftliche Nutzung von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen ist durch die ÖSG- Novelle 2017 möglich geworden. Dadurch können nun auch die Dachflächen in den Ballungszentren für die Produktion von elektrischer Energie durch PV- Anlagen genutzt werden. Bislang wurden PV- Anlagen fast ausschließlich nur von Einfamilienhäuser genutzt. Unter Einhaltung bestimmter Voraussetzungen hat der Gesetzgeber nun die Möglichkeit geschaffen, eine gemeinschaftlich betriebene Erzeugungsanlage zu errichten. Diese befindet sich ausschließlich innerhalb der eigenen gemeinschaftlich genutzten Leitung eines Mehrfamilienhauses und wird für die Erzeugung und den Verbrauch der elektrischen Energie herangezogen. Das interne Versorgungsnetz der Erzeugungsanlage darf aber nicht direkt an das Stromnetz des Netzbetreibers angeschlossen werden.¹²⁴

Mögliche Anlagenmodelle

Die Gesetzesnovelle macht für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen verschiedene Anlagenmodelle möglich. Diese bieten mit ihren spezifischen Eigenschaften auch verschiedene Möglichkeiten. Nachstehend soll auf die Modelle mit ihren Möglichkeiten eingegangen werden. Modell 1 und Modell 2 waren aktuell auch möglich.

Modell 1

Ist das normale Standardmodell der Energieversorgung. Die einzelnen Parteien der Wohnung beziehen den Strom von einem selbst gewählten Energieversorgungsunternehmen. Es ist keine PV- Anlage zur Energieerzeugung vorhanden.

Modell 2

Der Eigentümer des Wohnhauses stellt eine PV- Anlage auf und betreibt diese auch für seine Parteien. Er kann die PV- Anlage seinen Parteien zur Verfügung stellen. Die Mieter können vom Betreiber den Strom der PV- Anlage gratis beziehen. Die Betriebskosten der Wohnungen würden in diesem Fall geringer ausfallen, weil für Lift und andere elektrische Anlagen kein Strom bezahlt werden muss. Dieses Modell wurde selten eingesetzt.

¹²³ Vgl. Kronberger (2018), S. 2.

¹²⁴ Vgl. Maderbacher (2018), S. 10.

Modell 3

Parteien des Wohnhauses schließen sich zusammen und gründen einen Mieterzusammenschluss. Ein Beispiel von diesem Anlagenmodell ist auf Abbildung 28 zu sehen. Darin sind vier Wohnungsparteien abgebildet. Von diesen vier Parteien beteiligen sich jedoch nur drei an der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage. Wie auch in der Abbildung zu sehen ist, ändert sich für die Wohnung drei somit nichts. Diese bezieht wie gewohnt die Energie aus dem öffentlichen Netz. Die teilnehmenden Parteien sind Wohnung eins, zwei und vier. Diese können zusammen eine PV- Anlage kaufen und am Wohnhaus installieren. Vorausgesetzt, dass der Eigentümer dem zustimmt und die Anlage auf seinem Eigentum installieren lässt. Die Kosten der PV- Anlage werden auf die einzelnen Parteien aufgeteilt. Durch diese Aufteilung lässt sich auch ein Verteilungsschlüssel generieren. Dieser könnte Basis für eine statische Verteilung der erzeugten Energie unter den einzelnen Parteien sein. Welche Modelle bei der Abrechnung möglich sind und wie diese funktionieren, werden in Kapitel 10 beschrieben.

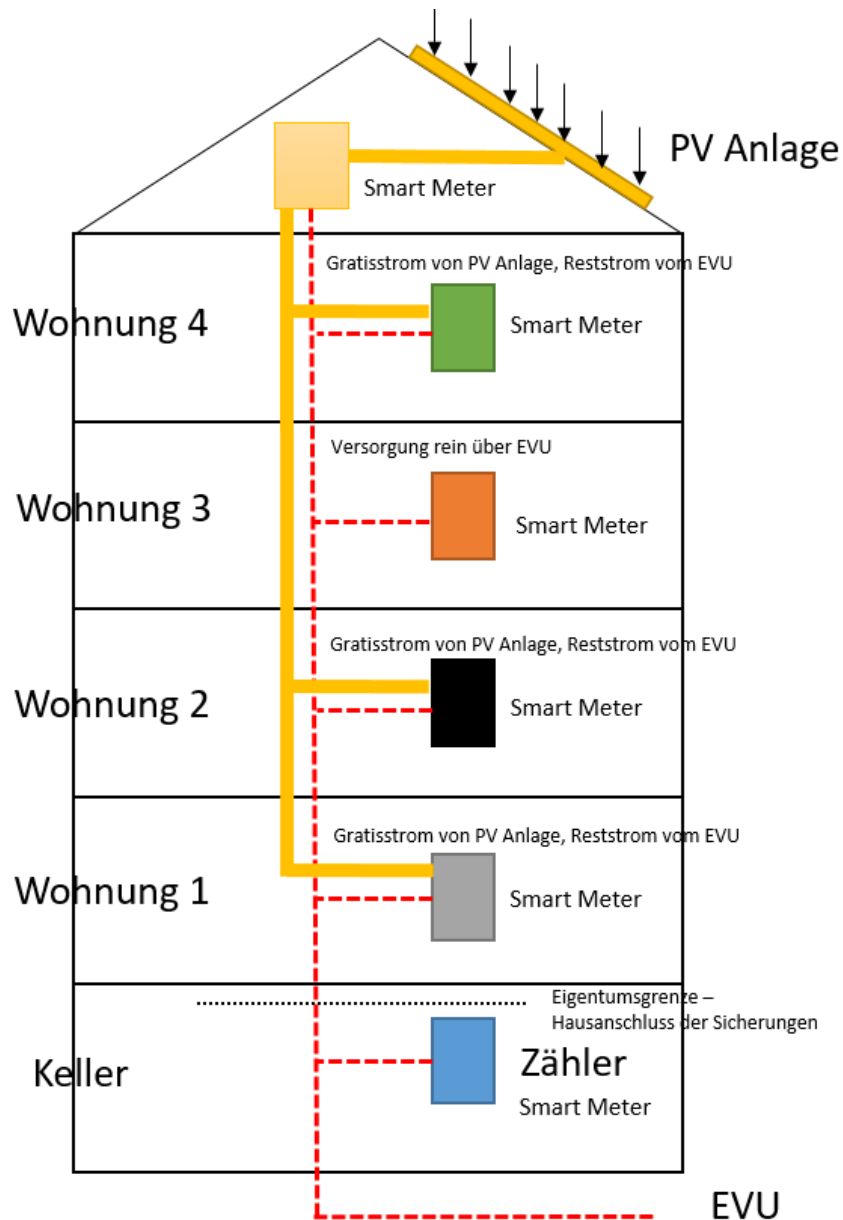


Abbildung 28: Anlagenmodell für Mieterzusammenschluss, Quelle: Eigene Darstellung.

Dieses Anlagenmodell ist für die teilnehmenden Berechtigten ein wirtschaftlich sehr interessantes Modell, weil dadurch eine deutliche Reduktion der Stromkosten zu erwarten ist. Sie können den erzeugten Strom im Haus selbst konsumieren und müssen diesen nicht bezahlen. Dadurch kann ein großer Teil der Stromrechnung gespart werden. Falls die erzeugte Energie nicht zur Gänze verbraucht werden kann, besteht auch die Möglichkeit die Energie in das öffentliche Netz einzuspeisen. Die installierten Smart Meter sorgen für eine exakte Aufzeichnungen und somit auch für eine exakte Aufteilung und Abrechnung. Wird mehr Energie benötigt als erzeugt, kann weiterhin Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen werden. Der Smart Meter zeichnet dies ebenfalls auf. Die teilnehmenden Berechtigten haben jederzeit die Möglichkeit aus dem Anlagenmodell auszusteigen und die Energie wieder aus dem öffentlichen Netz zu beziehen.

Für dieses Anlagenmodell müssen die Teilnehmenden einen Betreiber der Anlage definieren. Dieser ist für den Betrieb der Anlage verantwortlich und fungiert als Schnittstelle von den teilnehmenden Berechtigten zum öffentlichen Netz. Ebenso ist er für den ordnungsmäßigen Betrieb des hausinternen Netzes verantwortlich. Auch dass das interne Netz nach außen hin funktioniert, liegt im Aufgabenbereich des Betreibers. Diese Verantwortungen könnten jedoch die Schwachstelle in diesem Anlagenmodell sein. Es liegt die Vermutung nahe, dass sich nur wenige Personen finden werden, die diese Pflichten, ohne zusätzlichen finanziellen Anreiz, übernehmen. Ein Lösungsansatz wäre, dass dem Betreiber mehr Anteile am Verteilungsschlüssel der Anlage zugesprochen werden.

Vorteile:

- Reduktion der Stromkosten
- Kein Zwischenhändler
- Ökonomischer Strom
- Nach wie vor Zugang zum öffentlichen Netz
- Umstieg auf Netzbetreiber jederzeit möglich

Nachteile:

- Betreiber der Anlage notwendig

Modell 4

Ein externes Unternehmen oder externe Person errichtet eine PV- Anlage am Mehrparteienhaus und ist auch der Betreiber dieser Anlage. Dieses Unternehmen oder Person verkauft dann den erzeugten Strom aus der PV- Anlage an die teilnehmenden Berechtigten. Der verkaufte Strom wird in diesem Modell unter den aktuellen Strompreisen liegen, jedoch nur so geringfügig, dass das externe Unternehmen oder Person den maximalen Gewinn dadurch erzielen kann. In diesem Modell besteht jedoch jederzeit das Risiko für den Anlagenbetreiber, dass einer oder mehrere teilnehmende Berechtigte aus dem Vertrag aussteigen. Dies ist natürlich auch in diesem Anlagenmodell jederzeit möglich. Somit besteht in diesem Anlagenmodell dadurch auch eine sehr große Abhängigkeit vom Betreiber zu den teilnehmenden Berechtigten. Diese Abhängigkeit könnte eventuell von den teilnehmenden Berechtigten ausgenutzt werden. Das Anlagenmodell könnte in diesem Fall gleich aussehen wie in Abbildung 28, mit dem Unterschied, dass der Betreiber der Anlage ein anderes Unternehmen oder Person wäre.

Vorteile:

- Strompreis günstiger als Marktpreis
- Ökonomischer Strom
- Nach wie vor Zugang zum öffentlichen Netz
- Umstieg auf anderen Netzbetreiber jederzeit möglich

Nachteile:

- Abhängigkeit vom Anlagenhersteller zu den teilnehmenden Berechtigten

Modell 5

Es wäre auch denkbar und möglich, dass der Netzbetreiber selbst eine PV- Anlage auf Mehrparteienhäusern aufstellen lässt und diese dann betreibt. Der Netzbetreiber könnte dadurch Neukunden gewinnen, wenn er nur diejenigen am Anlagenmodell teilnehmen lässt, die auch Kunde bei ihm sind. Der Ausstieg respektive Umstieg auf einen anderen Lieferanten wäre natürlich auch in diesem Anlagenmodell jederzeit durchführbar. In diesem Modell wäre es naheliegend, dass der erzeugte Strom aus der PV- Anlage auch nur geringfügig günstiger verkauft werden würde, als der aktuelle Strompreis wäre. Für die teilnehmenden Berechtigten in diesem Anlagenmodell würden sich wahrscheinlich keine Unterschiede, im Vergleich zu Anlagenmodell 4, zeigen.

Vorteile:

- Etwas günstigerer Strompreis als Marktpreis
- Ökonomischer Strom
- Nach wie vor Zugang zum öffentlichen Netz
- Umstieg auf anderen Netzbetreiber jederzeit möglich

Nachteile:

- Abhängigkeit vom Anlagenhersteller zu den teilnehmenden Berechtigten

Beispiel einer gemeinschaftlich genutzten Erzeugungsanlage mit Speicher:

Wie schon in Kapitel 3.2 erwähnt, korreliert die Sonneneinstrahlung mit dem Lastprofil des Verbrauchers nicht unbedingt. Für viele Anwendungen, insbesondere Beleuchtungsanwendungen, wird die elektrische Energie gerade nachts benötigt, wo die PV- Anlage keine Energie erzeugen kann. Um in diesen Fällen nicht vollständig auf die Versorgung vom öffentlichen Netz abhängig zu sein, kann die Lösung ein Energiespeicher sein.¹²⁵

Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen können natürlich auch mit Speicher betrieben werden. Abbildung 29 zeigte ein Anlagenmodell von einer Gemeinschaftsanlage mit Speicher. Durch die Ausstattung der PV- Anlage mit einem zusätzlichen Speicher fallen weitere Kosten an. Durch diesen lässt sich jedoch, ein wesentlich höherer Eigennutzungsanteil der Erzeugten Energie erzielen. Die Kapazität des Speichers muss von den teilnehmenden Berechtigten definiert werden.

Grundsätzlich ist es durch einen großen Speicher möglich, einen Autarkiegrad von 100 % zu erreichen. Jedoch steht dies aber in keinem Verhältnis, zu den entstehenden Kosten. Der selbst zu entscheidende Autarkiegrad, bestimmt die Größe des eingesetzten Speichers. Wirtschaftlich ist eher der Einsatz von kleinen Speichern, bei gleichzeitiger intelligenter Verbrauchssteuerung. Wenn die PV- Anlage eine Kombination von Energiemanagementsystemen und Speicher aufweist, lässt sich der Eigenverbrauchsanteil der erzeugten Energie auf bis zu 60% erhöhen. Intelligente Energiemanagementsysteme lernen den eigenen Lastgang des Verbrauchs und kennen die

¹²⁵ Vgl. Wagner (2015), S. 114.

Wetterprognosen aufgrund einer Internetverbindung der nächsten Tage. Dadurch lässt sich der Speicher intelligent steuern.¹²⁶

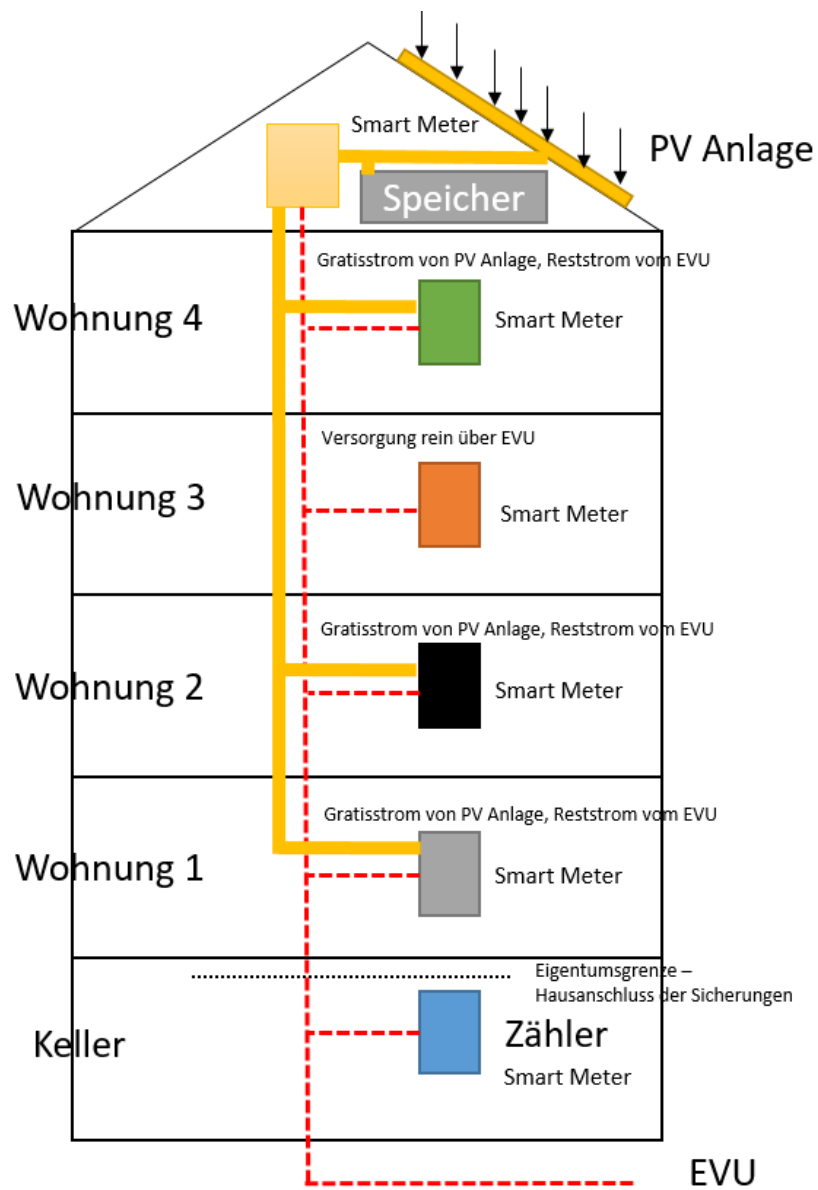


Abbildung 29: Anlagenmodell für Mieterzusammenschluss mit zusätzlichem Speicher, Quelle: Eigene Darstellung.

Es gibt zwei Methoden, wie man Speicher in Kombination mit PV-Anlagen gewöhnlich einsetzt:

Konventionelle Speicherung: Hier wird der Speicher kontinuierlich geladen, bis dieser voll aufgeladen ist. Danach wird die volle Leistung der PV-Anlage in das Netz gespeist. Dies führt zu Leistungsschwankungen im BetreiberNetz.

¹²⁶ Vgl. Mertens (2018), S. 252. f.

Netzoptimierte Speicherung: Nun wird die Einspeiseleistung auf 50 % der Anlagenleistung begrenzt. Dies ist nachstehend in Abbildung 30 zu sehen. Die Speicher werden in der Früh langsam geladen. Bei Erreichen von 50% der Nennleistung wird die Einspeiseleistung konstant gehalten und die überschüssige Energie in den Speicher geladen. Dadurch wird das Netz entlastet. In Deutschland gibt es für solche Systeme ein Marktanzreizprogramm.

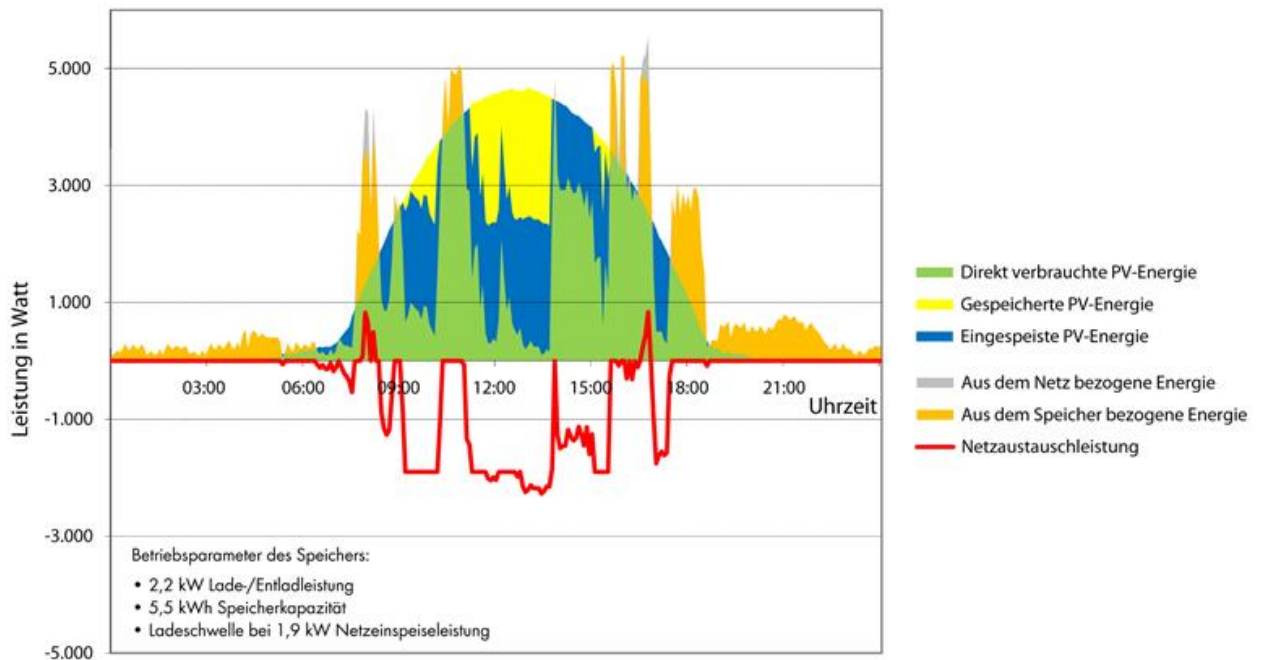


Abbildung 30: Aufgezeichneter Stromverbrauch von einem 4 Personenhaushalt mit intelligentem Speichereinsatz, Quelle: o.V., Online-Quelle [24.11.2018] (leicht modifiziert).

Smart Zähler¹²⁷: Es ist sowohl für die Anlage, als auch für jeden teilnehmenden Berechtigten, ein Smart Zähler zu installieren. Die Smarten Zähler für die Teilnehmer sind für die Bezugsmessungen zuständig. Diese sind vor der Abnahmestelle, der jeweiligen teilnehmenden Berechtigten, zu installieren. Der Smarte Zähler an der Erzeugungsanlage hat die Aufgabe, die erzeugte Energiemenge exakt zu messen. Auch den benötigten Energiebedarf von Verbrauchern der Anlagen, wie beispielsweise vom Wechselrichter, werden von ihm erfasst.

Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit, anfallende Aufwendungen für Gemeinschaftsanlagen in Rechnung zu stellen. Dies sind:

- Erstmalige Kosten für die Einrichtung → 20 € pro teilnehmenden Berechtigten
- Änderungen: 20 € pro Änderung für jeden teilnehmenden Berechtigten
- Kosten Einzug für die laufende Berechnung: 0,5 € pro Monat und je teilnehmenden Berechtigten

¹²⁷ Vgl. Teoh/Liebl (2016), S. 19.

10 ENERGIEVERTEILUNGSMODELLE

Die erzeugte Energie von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen muss exakt und gerecht unter den teilnehmenden Berechtigten verteilt werden. Damit dies geschehen kann, gibt es zwei Varianten, die nachstehend in den Unterpunkten erklärt werden.¹²⁸

10.1 Statische Verteilung

Bei der statischen Verteilung der erzeugten Energie erfolgt die Aufteilung über einen fix definierten Schlüssel. Dieser wird von den teilnehmenden Berechtigten vorab definiert und ist vertraglich festzuhalten. Vermutlich wird dieser einhergehen mit der Aufteilung der Erwerbskosten bei der Anschaffung der Gesamtanlage. Wird mehr Energie erzeugt als dem teilnehmenden Berechtigten zusteht, wird der Überschuss in das Netz eingespeist.

In nachstehender Tabelle 10-1 wird ein Beispiel einer möglichen statischen Verteilung angeführt. In dem Beispiel ist unter den beiden teilnehmenden Berechtigten ein fixer Aufteilungsschlüssel von 50% gewählt. Aufgrund des fixen Abrechnungsschemas von einer viertel Stunde wird ein Zeitraum von 12:00 bis 12:15 Uhr gewählt. Dies wurde in Kapitel 8.2.4 erläutert. In diesem Zeitraum wurden 4 kWh von der PV- Anlage erzeugt. Wohnung 1 verbraucht in dieser Zeit 1 kWh. Somit herrscht ein Energieüberschuss von 1kWh. Diese Energie wird in das Netz eingespeist. Wohnung 2 verbrauchte in den letzten 15 Minuten genau 2 kWh. Aufgrund des Aufteilungsschlüssels steht Wohnung 2 gerade auch 2 kWh von der erzeugten Energie zu. Somit muss keine Energie vom Netz bezogen werden.

<i>4 kWh erzeugt</i>	Energieverbrauch in kWh	Gekaufter Anteil der PV- Anlage in %	Anteil PV in kWh	Überschuss in kWh	Bezug v. öffentlichen Netz in kWh
Wohnung 1	1	50	2	1	0
Wohnung 2	2	50	2	0	0
Summe	3	100	4	1	0

Tabelle 10-1: Berechnung einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage mit zwei teilnehmenden Berechtigten und statischer Verteilung, Quelle: Eigene Darstellung

Im nachstehenden Beispiel in Tabelle 10-2 wird ein statischer Zuteilungsschlüssel gewählt. Dieser ist wieder willkürlich definiert worden. Durch diesen Aufteilungsschlüssel wird im Betrieb die Abrechnung und Zuteilung abgehandelt.

Ebenfalls wird wieder ein Abrechnungszeitraum von 15 Minuten angenommen. In diesem Zeitraum wurde eine Leistung von 8 kW von der PV- Anlage erzeugt. Wohnung 1 verbrauchte demnach 4 kWh. Dieser

¹²⁸ Vgl. o.V., Online-Quelle [03.12.2018], S. 3.

Wohnung stehen, aufgrund des fixen Aufteilungsschlüssels, aber aktuell nur 2,4 kWh zu. Deswegen müssen die restlichen 1,6 kWh vom öffentlichen Netz bezogen werden, obwohl in diesem Zeitraum mehr Energie erzeugt als verbraucht wurde. Wohnung 2 hingegen verbraucht 1 kWh, ihr steht ein PV- Anteil von 1,6 kWh zu. Daraus folgt, dass die restlichen 0,6 kWh in das Netz eingespeist werden.

<i>8 kWh erzeugt</i>	Energieverbrauch in kWh	Gekaufter Anteil der PV- Anlage in %	Anteil PV in kWh	Überschuss in kWh	Bezug v. öffentlichen Netz in kWh
Wohnung 1	4	30	2,4	0	1,6
Wohnung 2	1	20	1,6	0,6	0
Wohnung 3	1	30	2,4	1,4	0
Wohnung 4	1	20	1,6	1,6	0
Summe	7	100	8	3,6	1,6

Tabelle 10-2: Berechnung einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage mit vier teilnehmenden Berechtigten und statischer Verteilung, Quelle: Eigene Darstellung.

Der große Nachteil von statischen Zuteilungen ist, dass der Eigenverbrauchsanteil dabei nicht maximal ausgenutzt werden kann. Die einzelnen Wohnungen werden automatisch mit dem zugeteilten Verteilungsschlüssel versorgt, unabhängig wie der Energieverbrauch in den anderen Wohnungen aussieht. Der Eigenversorgungsanteil kann dadurch nicht voll ausgenutzt werden, welcher ja den großen Vorteil einer Gemeinschaftsanlage darstellt. Ein weiteres Problem bei der statischen Verteilung ist, wenn eine Wohnung einen längeren Zeitraum über, unbewohnbar bleibt. Die anderen Teilnehmer können die Energie natürlich auch dann nicht nutzen. Dieser Teil wird dann in das Netz eingespeist.

10.2 Dynamische Verteilung

Mit dieser Verteilung kann der maximale wirtschaftliche Ertrag aus der PV- Anlage generiert werden. Dadurch wird gesorgt, dass die erzeugte Energie aus der PV- Anlage von den Teilnehmern verbraucht werden kann. Der Eigenverbrauchsanteil wird maximal ausgenutzt.

Wie es der Name schon sagt, erfolgt die Verteilung unter den teilnehmenden Berechtigten dynamisch, je nach dem aktuellen Verbrauch. Erzeugt die PV- Anlage weniger Energie, als die teilnehmenden Berechtigten aktuell benötigen, erfolgt die Zuteilung im Verhältnis zum aktuellen Bedarf.¹²⁹ Der Abrechnungszeitraum erfolgt auch hier wieder viertelstündlich über das Smart Meter.

Nachstehend dafür zwei Beispiele.

In Tabelle 10-3 erfolgt die Verteilung der Energie dynamisch. In dem betrachteten Zeitraum von wieder 15 Minuten wurden 8 kWh erzeugt. Der Strombedarf der teilnehmenden Berechtigten hat 5 kWh ausmacht.

¹²⁹ Vgl. o.V., Online-Quelle [03.12.2018], S. 3.

Es stand somit genug Energie von der PV- Anlage zur Verfügung und es musste kein Strom aus dem öffentlichen Netz eingespeist werden. Es wurde somit auch jeder Teilnehmer mit Energie aus der PV- Anlage versorgt. Der Erlös aus dem Energieüberschuss wird unter den teilnehmenden Berechtigten gleichermaßen verteilt und in das Netz eingespeist.

<i>8 kWh erzeugt</i>	Energieverbrauch in kWh	Gekaufte Anteile der PV- Anlage in %	Strombedarfs- Erhebung in kWh	Überschuss in kW	Bezug v. öffentlichen Netz in kW
Wohnung 1	2	25	2	0,75	0
Wohnung 2	1	25	1	0,75	0
Wohnung 3	1	25	1	0,75	0
Wohnung 4	1	25	1	0,75	0
Summe	5	100	5	3	0

Tabelle 10-3: Berechnung einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage mit vier teilnehmenden Berechtigten und dynamischer Verteilung, Quelle: Eigene Darstellung.

Auch bei Tabelle 10-4 erfolgt die Verteilung der Energie dynamisch. Dieses Mal wird aber mehr Energie benötigt, als erzeugt. Nun erfolgt die Aufteilung über das Verhältnis von erzeugter Energie zum gesamten Verbrauch der Wohnungen, multipliziert mit dem Verbrauch der spezifischen Wohnung. Wohnung 1 verbraucht in diesem Zeitraum 4 kWh. Aufgrund des Aufteilungsschlüssels steht dieser Wohnung jedoch nur 2,9 kWh zu. Folglich müssen die restlichen 1,1 kWh aus dem öffentlichen Netz bezogen werden.

<i>8 kWh erzeugt</i>	Energieverbrauch in kWh	Gekaufter Anteil der PV- Anlage in %	Strombedarfs- Erhebung in kWh	Überschuss in kW	Bezug v. öffentlichen Netz in kW
Wohnung 1	4	25	2,9	0,0	1,1
Wohnung 2	3	25	2,2	0,0	0,8
Wohnung 3	1	25	0,7	0,0	0,3
Wohnung 4	3	25	2,2	0,0	0,8
Summe	11	100	8	0,0	3

Tabelle 10-4: Berechnung einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage mit vier teilnehmenden Berechtigten und dynamischer Verteilung, Quelle: Eigene Darstellung.

11 AMORTISATION

Unter dem Begriff Amortisation versteht man die Zeit, die benötigt wird, bis man ausgegebenes Geld für eine Anlage, wieder eingenommen hat. Kann die Anlage nach dieser Zeit weiterhin betrieben werden, werden ab diesem Zeitpunkt Gewinne eingefahren.¹³⁰

11.1 Wieviel Leistung kann ich aus meiner Anlage holen?

Bevor man sich eine PV- Anlage kauft stellt man sich meist die Frage, was die Anlage im Laufe der Zeit erwirtschaften kann. Das kann errechnet werden, wenn man weiß welche Energiemenge die Anlage produzieren kann, um diese dann in das öffentliche Netz einzuspeisen. Für ein Rechenbeispiel werden typische Werte festgelegt. Die Berechnungsformel (4.1) wurde schon erläutert. Die Wirkungsgrade von Silizium liegen im Bereich von 15% bis 22% deswegen wird ein

Kennwerte:

- Dachfläche 30 m²
- Modulwirkungsgrad 15%

$$P_{STC} = P_{Opt} * \eta_{Modul} = E_{STC} * A * \eta_{Modul} = 1.000 \frac{W}{m^2} * 30 m^2 * 0,15 = 4,5 kWp$$

In Österreich erbringt eine Solaranlage pro Jahr typischerweise einen spezifischen Jahresertrag w_{Jahr} zwischen 800 kWh und 1.200 kWh pro installierter Kilowatt- Peak.¹³¹ Folge dessen wird ein Durchschnittswert von 1.000 kWh/kWp gewählt.

$$W_{Jahr} = P_{STC} * w_{Jahr} = 4,5 kWp * 1.000 \frac{kWh}{kWp * a} = 4.500 \frac{kWh}{a}$$

Vergleicht man nun diesen doch beachtlichen Wert von 4.500 kWh pro Jahr mit der Tabelle 3-1 kann darauf geschlossen werden, dass diese Anlage die Energie für einen Haushalt mit 4-5 Personen erzeugen könnte.

11.2 Beispiel 1

Berechnung der Amortisationszeit einer PV- Anlage mit einer Nennleistung von 5kWp in Österreich. Es wird mit der erzeugten elektrischen Energie und dem zugesagten Fördertarif nur eingespeist.

¹³⁰ Vgl. Mertens (2018), S. 310.

¹³¹ Vgl. o.V. (2018), Online-Quelle [03.12.2018].

$$T_{Amortisation} = \frac{K_0}{K_{Ein} - K_{Betrieb}} \quad (10.1)$$

$K_0 / \text{€}$	Investitionssumme
$K_{Ein} / \text{€ a}$	Einnahmen jährlich
$K_{Betrieb} / \text{€ a}$	Instandsetzungskosten jährlich

$$K_{Ein} = w_{Jahr} * P_{STC} * k_{EEG} \quad (10.2)$$

$w_{Jahr} / \frac{\text{kWh}}{\text{kWp*a}}$	Jahresenergieertrag
P_{STC} / kWp	Nennleistung PV- Generator
$k_{EEG} / \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	Einspeisevergütung

Eingangswerte:

- Anlagenherstellungskosten 7.000 €
- Kumulierter spezifischer Ertrag aus Anlage 1.000 kWh / (kWp * a)
- Annahme fixer Einspeisetarif von OEMAG zugesagt 7,69 Cent/ kWh für 2019
- Die jährlichen Betriebskosten werden empirisch mit 1,5 % der Investitionskosten der PV-Anlage angesetzt

$$K_{Ein} = w_{Jahr} * P_{STC} * k_{EEG} = \frac{1.000 \text{ kWh}}{\text{kWp} * a} * 5 \text{ kWp} * 7,67 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} = 383,5 \text{ €/a}$$

$$K_{Betrieb} = \frac{1,5 \% * K_0}{100 \%} = \frac{1,5 \% * 7.000 \text{ €}}{100 \%} = 105 \text{ €}$$

$$T_{Amortisation} = \frac{K_0}{K_{Ein} - K_{Betrieb}} = \frac{7.000 \text{ €}}{383,5 \text{ €} * a - 105 \text{ €} * a} = 25,1 a$$

Bei diesem Rechenbeispiel würde es erst zu einer Amortisationszeit nach 25,1 Jahren kommen. Grund dafür ist der niedrige Einspeisetarif. Noch weiter verschlimmernd hinzukommt, dass der Einspeisetarif und die Garantie der Einspeisemodule oft nach 20 Jahren ausläuft. Unter den gegebenen Umständen würde man diese PV- Anlage eher nicht bauen lassen.

11.3 Beispiel 2

Erweiterung des Beispiels. Nun wird zusätzlich davon ausgegangen, dass 30 % der erzeugten Energie selbst genutzt wird, jedoch ohne Speicher. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Amortisationszeit dadurch erheblich verbessert. Grund dafür ist, dass man sich dadurch nicht nur den Energiebezugspreis

spart, sondern zusätzlich auch noch die Gebühren vom Netzbetreiber und die Abgaben von Steuern. Deswegen muss darauf geachtet werden, dass der Eigennutzungsanteil so hoch wie möglich ist, damit der Break Even Point so schnell wie möglich erreicht wird.

Eingangswerte:

- Eigenverbrauchsanteil $a_{\text{Eigen}} = 30\%$ bei Stromverbrauch von 4.600 kWh/ a
- Bezogener Strompreis Graz Verbund aus dem Netz $k_{\text{Bezug}} = 27,47$ Cent/ kWh Netto

$$K_{\text{Mittel}} = a_{\text{Eigen}} * k_{\text{Bezug}} + (1 - a_{\text{Eigen}}) * k_{\text{EEG}} \quad (10.3)$$

$K_{\text{Mittel}} / \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	Mittlere Einspeisevergütung
$a_{\text{Eigen}} / \text{kWp}$	Eigenversorgungsanteil
$k_{\text{Bezug}} / \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	Bezogener Strompreis in Graz - Verbund

$$K_{\text{Mittel}} = a_{\text{Eigen}} * k_{\text{Bezug}} + (1 - a_{\text{Eigen}}) * k_{\text{EEG}} = 0,3 * 27,47 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} + 0,7 * 7,67 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} = 13,61 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$$

$$K_{\text{Ein}} = w_{\text{Jahr}} * P_{\text{STC}} * K_{\text{Mittel}} = \frac{1.000 \text{ kWh}}{\text{kWp} * a} * 5 \text{ kWp} * 0,1361 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 680,5 \text{ €/a}$$

$$T_{\text{Amortisation}} = \frac{K_0}{K_{\text{Ein}} - K_{\text{Betrieb}}} = \frac{7.000 \text{ €}}{680,5 \text{ €} * a - 105 \text{ €} * a} = 12,2 a$$

Die angestellte Vermutung hat sich bewahrheitet. Die Amortisationszeit beträgt nun nur noch 12,2 Jahre.

Wie durch diese beiden Rechenbeispiele zu sehen ist, wird mit der Erhöhung respektive Einbindung der Eigenverbrauchsrate der Break Even Point wesentlich schneller erreicht. Dieser stellt sich nun bereits nach 12,2 Jahren ein. Mit der kontinuierlichen Senkung der Einspeisetarife und den gleichzeitig steigenden Strombezugspreisen bekommt die Solarstrom Eigenverbrauchsrate einen immer größer werdenden Stellenwert für die Rentabilität der PV- Anlagen.¹³²

¹³² Vgl. Mertens (2018), S. 313.

11.4 Beispiel 3

Nun wird das Rechenbeispiel nochmals erweitert. Es wird nun zusätzlich ein Speicher angeschafft. Dieser Speicher soll intelligent gesteuert werden sodass der Eigennutzanteil auf 50 % gesteigert wird. Als Speicher wird ein Lithium- Ionen Speicher der Firma SMA gewählt. Dieser ist auch in Tabelle 4-1 zu finden.

Eingangswerte:

- Eigenverbrauchsanteil 50 %
- Kosten des Speichers 3.100 €

$$K_{Mittel} = a_{Eigen} * k_{Bezug} + (1 - a_{Eigen}) * k_{EEG} = 0,5 * 27,47 \frac{ct}{kWh} + 0,7 * 7,67 \frac{ct}{kWh} = 19,1 \frac{ct}{kWh}$$

$$K_{Ein} = w_{Jahr} * P_{STC} * K_{Mittel} = \frac{1.000 kWh}{kWp * a} * 5 kWp * 0,191 \frac{€}{kWh} = 955 €/a$$

$$K_{Betrieb} = \frac{1,5 \% * K_0}{100 \%} = \frac{1,5 \% * 10.100 €}{100 \%} = 151,5 €$$

$$T_{Amortisation} = \frac{K_0}{K_{Ein} - K_{Betrieb}} = \frac{10.100 €}{955 € * a - 151,5 € * a} = 12,6 a$$

Durch die beiden Modifikationen ist der Zeitpunkt der Amortisation annähernd gleich geblieben. Riesiger Vorteil ist mit diesem Modell jedoch, dass nach der Amortisation wesentlich höhere Gewinne erzielt werden.

11.5 Beispiel 4

Zur Verdeutlichung wie sich die Kostenreduktion auf Mehrparteienhäuser auswirken kann, ist nachstehend ein willkürlich gewähltes Verbraucherbeispiel angeführt. Die Daten dazu sind typische Verbrauchswerte. Als Verrechnungsmodell wurde eine gleichmäßige statische Verteilung auf alle teilnehmenden Berechtigten gewählt. Es wird davon ausgegangen, dass die gesamte erzeugte Energie aus der PV-Anlage von den Parteien verbraucht wird und nicht in das Netz eingespeist wird. Der Preis für die Anlage wird durch Abbildung 15 gewählt und für die Berechnung verwendet.

Eingangsdaten:

- Mehrparteienhaus mit 5 Parteien, die sich alle am Projekt gleichermaßen beteiligen
- Anlage: 10 kWp, 1.000 Volllaststunden
- Stromkosten aus dem öffentlichen Netz werden aus dem zugänglichen Tarifikalkulator entnommen

In Abbildung 31 sind die fünf Parteien angeführt. Anhand ihres Stromverbrauchs wurden die zu erwartenden durchschnittlichen Kosten pro Jahr ermittelt. Wie wurde das gemacht? Die sich durch die verschiedenen Anbieter ergebende Preisspanne, wurde anhand des jeweiligen Strombezuges der Parteien in dem Tarifikalkulator der E- Control Austria gemittelt und entnommen. Anhand dieser Mittelung wurde der Preis pro Kilowatt Stunde für jede Partei erhoben und in die Tabelle eingetragen. Somit konnte über die jeweiligen Einzelkosten für die 5 Wohnungen die Summe ermittelt werden. Für das Mehrparteienhaus ohne PV- Anlage würde sich somit ein Strombezugspreis von 3.909,10 € insgesamt ergeben.

	Verbrauch pro Jahr	Strompreis aus Tarifikalkulator	Durchschnittlicher Preis	Durchschnittlicher Preis pro kWh	Entstehende Kosten pro Jahr
	kWh	€	€	€	€
WH 1:	6500	1077 - 1562	1319,5	0,203	1319,5
WH 2:	2900	562 - 798	680	0,234	678,6
WH 3:	2500	500 - 713	606,5	0,243	607,5
WH 4:	3500	655 - 924	789,5	0,225	787,5
WH 5:	2000	423 - 608	515,5	0,258	516
Summe:	17400				€ 3 909,10

Abbildung 31: Berechnung der Kosten ohne PV- Anlage, Quelle: Eigene Darstellung.

Mit PV- Anlage: Dafür wird Abbildung 32 herangezogen. Unter der Annahme, dass die PV- Anlage 1.000 Volllaststunden Energie erzeugt, werden die anfallenden 10.000 kWh anhand des Verbrauchs prozentuell auf die einzelnen Wohnungsparteien statisch aufgeteilt. Für Wohnung 1 bedeutet das, dass dieser etwas mehr als 37% der Energie von der PV- Anlage zusteht. Der Prozentsatz wird in kWh umgerechnet. Die Differenz zum Gesamtverbrauch jeder Wohnungspartei ist von öffentlichen Netz zu beziehen und wird für die weitere Berechnung weiterverwendet.

	Verbrauch pro Jahr	Prozent des Gesamtverbrauchs	Zuweisung der produzierten Leistung	Restbezug aus öffentlichem Netz	Ersparnis
	kWh	%	kWh	kWh	kWh
WH 1	6500	37,36	3736	2764	3736
WH 2	2900	16,67	1667	1233	1667
WH 3	2500	14,37	1437	1063	1437
WH 4	3500	20,11	2011	1489	2011
WH 5	2000	11,49	1149	851	1149
Summe	17400	100,0	10000	7400	10000

Abbildung 32: Berechnung des Restbezuges aus dem öffentlichen Netz, Quelle: Eigene Darstellung.

Mit den ermittelten Werten für den Restbezug aus dem öffentlichen Netz, wurde nun die weitere Berechnung gestartet, um die anfallenden Kosten dafür zu erhalten. Die marktüblichen Preise wurden wieder aus dem Tarifikalkulator der E- Control Austria bezogen. Berechnungsschema war wieder dasselbe, wie in Abbildung 31. Aus der gesamten Preisspanne wurde der Durchschnittspreis für eine Kilowatt

Amortisation

Stunde vom jeweiligen Verbraucher berechnet. Multipliziert wurde dieser mit dem Verbrauch pro Jahr, um die Stromkosten für jede Partei nun mit der PV- Anlage zu erhalten.

Mit dem Einsatz einer PV- Anlage unter den beschriebenen Bedingungen fallen nun nur noch Kosten in der Höhe von 2.109 € für den Strombezug aus dem Netz für alle Parteien an.

	Verbrauch pro Jahr	Strompreis aus Tarifikalkulator	Durchschnittlicher Preis	Durchschnittlicher Preis pro kWh	Entstehende Kosten pro Jahr
	kWh	€	€	€	€
WH 1	2764	541 - 769	655	0,237	655,1
WH 2	1233	305 - 448	376,5	0,305	376,1
WH 3	1063	279 - 415	347	0,326	346,5
WH 4	1489	345 - 500	422,5	0,284	422,9
WH 5	851	246 - 373	309,5	0,363	308,9
Summe	7400				€ 2 109,46

Abbildung 33: Berechnung vom Ersparnis durch PV- Anlage, Quelle: Eigene Darstellung.

Nun wird die Differenz der beiden Summen gebildet, damit die zu erwartende Kostenreduktion sichtbar wird. Die Opportunitätskosten pro Jahr mit linearer Betrachtung der Stromkosten machen somit 1.799,64 € aus. Das ist aus Abbildung 34 zu entnehmen.

Spalte1	Wert
Stromkosten ohne PV	€ 3 909,10
Stromkosten mit PV	€ 2 109,46
Ersparnis	€ 1 799,64

Abbildung 34: Differenz der Kosten, Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 35 wird ein Amortisationsdiagramm dargestellt. Dort ist zu sehen, dass der Break Even nach 8 Jahren erreicht wird. Danach wird mit dieser Anlage Gewinn erwirtschaftet. Damit wurde sichtbar, dass sich mit gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen durchaus schnell Gewinne erzielen lassen. Diese werden zukünftig an Relevanz gewinnen.

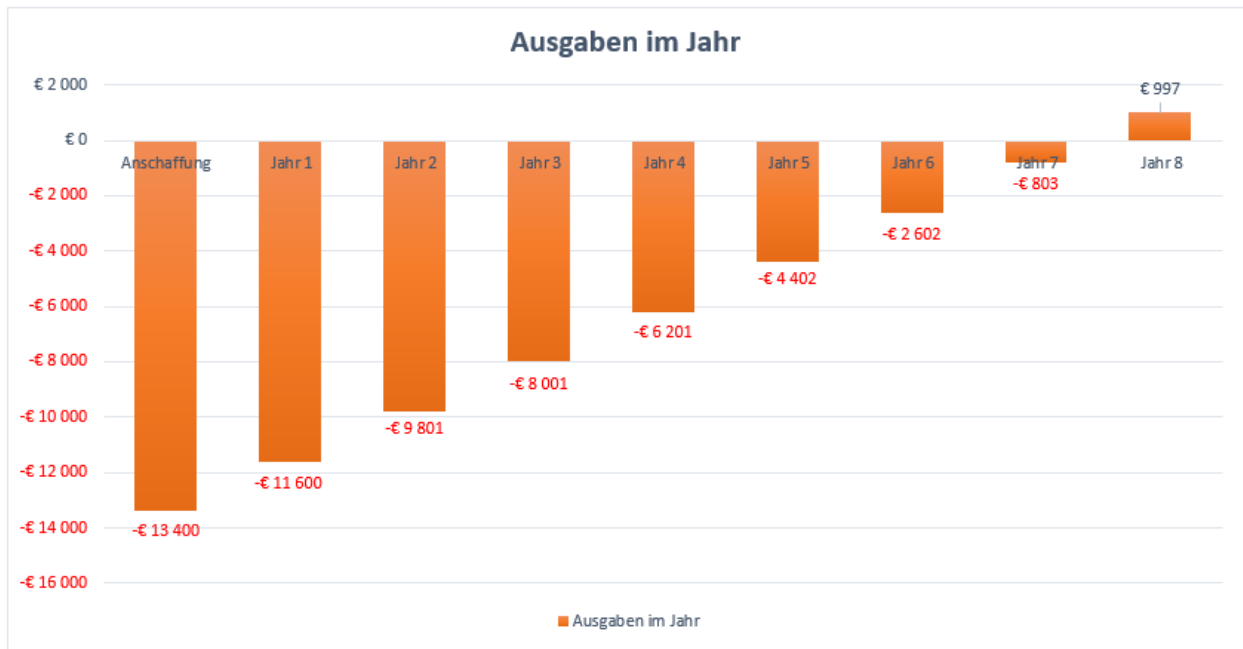


Abbildung 35: Amortisationsdiagramm, Quelle: Eigene Darstellung.

12 ZUSAMMENFASSUNG

Die Nachforschungen in dieser Masterarbeit haben ergeben, dass das Potential von Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen sehr groß ist. Speziell das gerechnete Modell einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage hat beispielhaft gezeigt, dass die Amortisation der Anlagenkosten bei diesen Betreibermodellen schnell zu erreichen ist. Die verschiedenen Anlagenmodelle lassen jedoch Spielraum zu, der für den Endnutzer in der nahen Zukunft wahrscheinlich nicht den gewünschten Nutzen bringen wird.

Diese Arbeit hat auch gezeigt, dass es immer wichtiger wird, dass der Eigenverbrauchsanteil bei Photovoltaikanlagen steigt. Die Einspeisetarife werden trotz Förderungen immer ungünstiger für die PV-Anlagenbetreiber. Deswegen kann durch intelligente Ausnutzung die Amortisationszeit kürzer werden.

Bezüglich technischen Anforderungen hat sich gezeigt, dass gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen ähnlich wie herkömmlichen PV- Anlagen auf Wohnhäusern anzusehen sind. Zwingend notwendig sind jedoch zusätzliche Smart Meter. Dieser muss vom Energieversorger bei der Inbetriebnahme oder spätestens 6 Monate nach dieser installiert werden. Der Smart Meter detektiert Gleichzeitigkeiten von Stromerzeugung und Stromverbrauch und kann die Lastflüsse in beide Richtungen exakt erfassen, damit es zu einer richtigen Ab- und Verrechnung kommt.

Aufgrund der Opportunitätskosten kann mit dem Anlagenmodell 3 aus Kapitel 9 der größte wirtschaftliche Vorteil für die Betreiber einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage generiert werden. Jedoch ist auch bei diesem Anlagenmodell der Nachteil, dass jede Anlage einen fixen Betreiber haben muss. Deswegen wird davon ausgegangen, dass sich kaum Privatpersonen finden werden, welche sich als Betreiber der Anlage eintragen lassen. Als Grund dafür sind etwaige Haftungsansprüche zu sehen.

Es wird davon ausgegangen, dass deswegen das Modell 4 aus Kapitel 9 in der nahen Zukunft am häufigsten eingesetzt wird. Auch wenn der finanzielle Vorteil für die Vermieter aus diesem Modell nicht groß sein wird. Fachkundige externe Personen oder Unternehmen werden die Rolle des Betreibers erledigen und folge dessen zum Stromlieferant werden. Der Tarif wird, wie in Kapitel 9 schon beschrieben, etwas günstiger sein, als der herkömmliche Einspeisetarif. Die großflächige Ausrollung von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen auf Mehrparteienhäuser in Ballungsräumen wird vermutlich in naher Zukunft deswegen nicht geschehen. Bei bestehenden älteren Mehrparteienhäusern könnte es bei der Errichtung einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, zu weiteren Nachteilen für die Nutzer kommen. Bei jeglichen Erweiterungen und Eingriffen in die bestehende Anlage, muss die Gesamtanlage wieder nach den aktuell geltenden Normen errichtet werden. Dies beinhaltet, dass jegliche Hausinstallationen wieder auf Stand gebracht werden müssen. Dies verursacht natürlich weitere Kosten, die mitbetrachtet werden müssen und dieses Betreibermodell uninteressant machen könnten.

Die Energieverrechnungsmodelle weisen für sich jeweils Vorteile auf, jedoch kann bei statischer Verrechnung das Hauptziel, die Eigenverbrauchsrate hoch zu halten, nicht sinnvoll ausgeschöpft werden. Die Aufteilung und Verrechnung ist jedoch sehr simple. Folge dessen wird es aufgrund des emergenten Konsums der Energie bei den meisten Anlagen zu dynamischen Abrechnungsmodellen kommen.

Die Aufgaben des Verteilernetzes werden sich bei steigenden Zahlen von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen ändern. Durch ihre steigende Zahl wird die Dezentralisierung der Energieproduktion

vorangetrieben. Dies wird das Verteilnetz entlasten und dies wird Schritt für Schritt nur noch für die Ausfallsicherheit herangezogen.

Durch das Betrachten der Entwicklungen von chemischen Energiespeichern am Markt wurde verdeutlicht, dass es einige Neuerungen gibt. Vor allem wächst das Potential der Lithiumtechnologie rasant. Blei Technologien sind bereits teilweise, oder werden von Lithium Technologien abgelöst. Die Berechnung der Speicher hat gezeigt, dass eine genauere Betrachtung durchaus Sinn macht und nicht jeder Speicher wirtschaftlich, im Hinblick auf gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen, betrieben werden kann.

Der Lithium- Eisenphosphat Speicher lassen sich sehr gut mit der PV- Anwendungen kombinieren. Mit ihnen ist eine kostengünstige Speicherung pro Kilowatt Stunde von Strom möglich. Blei Speicher sind zwar sehr günstig am Markt zu erwerben, weisen bei genauerer Betrachtung doch gravierende Nachteile auf. Speichertechnologien entwickeln sich jedoch atemberaubend schnell weiter und werden zukünftig von PV- Systemen nicht wegzudenken sein. Es ist somit von Vorteil, wenn bei der Errichtung von PV- Anlagen eine Adaptierung eines Speichers mitbedacht wird, für eine spätere Nachrüstung, wenn dieser aktuell noch nicht installiert wurde.

Auch die Betrachtung der Photovoltaikzellen hat Aufschluss gebracht. Es hat gezeigt, dass Siliziumzellen nach wie vor Stand der Technik sind. Auch in naher Zukunft werden diese für PV- Anlagen eingesetzt werden. Die Preise werden somit weiter fallen. Welche Solarmodule jedoch eingesetzt und installiert werden, entscheidet zu einem großen Teil, wieviel Platz zur Verfügung steht. Auch gezeigt hat die Betrachtung auch, dass bei PV- Anlagen das Performance Ratio ein aussagekräftiger Wert ist, der Aufschluss über die gesamte Anlage gibt und höhere Aussagekraft, als der Wirkungsgrad hat.

12.1 Zusammenhang der Ergebnisse mit dem Forschungsprojekt am Campus02

Das Forschungsprojekt am Campus02 war als Startschuss für diese Arbeit sehr hilfreich, weil erst durch die Informationen von diesem Projekt das Forschungsinteresse zu dieser Masterarbeit geweckt worden ist.

Schlussendlich korrelierte das Forschungsprojekt am Campus02 mit dem Forschungsinteresse dieser Arbeit wenig. Als die Speichertechnologien betrachtet wurden, kam es zu einer Korrelation. Das Forschungslabor am Campus02 wird mit einem Lithium- Eisenphosphat Speicher ausgestattet. Diese Materialkombination weist hohes Potential als Speicher auf. Bei der Berechnung und Gegenüberstellung in dieser Arbeit von einem Blei Akku zu einem Lithium- Eisenphosphat Akku ging der Lithium- Eisenphosphat Speicher klar als besserer hervor. Dieser wird auch empfohlen für den Einsatz in PV- Anlagen.

13 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

A	Ampere
a-Si	Amorphe Siliziumzellen
Akku	Akkumulator, Sekundärstromquelle
AM	Air Mass, Luftmasse
BMS	Batteriemanagementsysteme
CIGS	Kuper-Indium-Gallium-Diselenid
c-Si	Monokristalline Siliziumzellen
EAS- Lab	ENERGY ANALYTICS & SOLUTION LABOR
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetztes
EU	Europäische Union
kWp	Kilowatt Peak, Nennleistung einer PV Anlage
kWh	Kilowatt Stunde
LFB	Lithium- Eisen- Phosphat
MPP	Maximum Power Point, Betriebspunkt
NiCa	Nickel – Cadmium
OeMAG	Österreichische Abwicklungsstelle für Ökostrom
ÖSPI	Österreichischer Strompreisindex
PR	Performance Ratio
PV	Photovoltaik
RFB	Redox- Flow Batterie
STC	Standard Test Conditions, Standardtestbedingungen
Si	Silizium

14 LITERATURVERZEICHNIS

Gedruckte Werke (17)

- Korthauer, Reiner (Hrsg.) (2013): *Handbuch Lithium - Ionen - Batterien*, Springer Vieweg, Berlin
- Birke, Peter; Schiemann, Michael (2013): *Akkumulatoren*, Herbert Utz Verlag, München
- Brück, Jürgen (2008): *Photovoltaikanlagen*, Franzis Verlag GmbH
- Buchholz, Jens (2012): *Optimierung der Bestimmung von Performance- Ratio*, in: Hamburg, Hochschule (Hrsg.): , Hamburg, S. 96
- Dirr, Martin (2017): *Datenbasierte Prognose und Entwicklung eines umfassenden Systemverständnisses*, in: 2017, Springer (Hrsg.): *Strategische Planung eines Kreislaufwirtschaftssystems für Photovoltaikmodule*, Gabler Verlag, Wiesbaden, S. 193
- Geier, Helge (2012): *Die Welt der Batterien*, in: Batterien, Stiftung (Hrsg.): , Hamburg
- Grünwald, Reinhard; Ragwitz, Mario; Sensfuß, Frank; Winkler, Jenny (2012): *Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung*, in: Bundestag, Büro (Hrsg.): , Berlin, S. 154
- Günther, Matthias (2015): *Energieeffizienz durch Erneuerbare Energien*, Springer Vieweg, Wiesbaden
- Hawranek, V; Podesser, A; Rieder, H (2016): *Klimaatlas Steiermark*, in: Geodynamik, Zentralanstalt (Hrsg.): *Strahlung*, Version 2.0 Auflage, S. 85
- Kronberger, Hans (2018): *Sonnenstrom*, in: Uranus (Hrsg.): *Wie tanken wir Sonnenstrom?*, Uranus, Wien, S. 15
- Kurzweil, Peter; Dietlmeier, Otto (2018): *Elektrochemische Speicher*, 2. Auflage Auflage, Springer Vieweg, Amberg
- Mertens, Konrad (2015): *Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, 3. Auflage Auflage, Carl Hanser
- Mertens, Konrad (2018): *Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, 4. Auflage Auflage, Carl Hanser Verlag, München
- Molitor, Patrick (2009): *Der Photovoltaik - Anlagen Leitfaden*, Diplica Verlag GmbH, Hamburg
- Pehnt, Martin (2010): *Energieeffizienz*, Springer, Berlin
- Quatschnig, Volker (2010): *Erneuerbare Energien und Klimaschutz*, 2. Auflage Auflage, Carl Hanser, München
- Staab, Jürgen (2018): *Erneuerbare Energien in Kommunen*, 4. Auflage Auflage, Mainz
- Sternner, Michael (2017): *Energiespeicher*, 2. Auflage Auflage, Springer, Vieweg, Berlin
- Strasser, Manuela (2013): *Strom- und Gastagebuch 2012*, in: Austria, Statistik (Hrsg.): , Wien, S. 40

Teoh, Mira; Liebl, Vera (2016): *Leitfaden zu PV- Eigenverbrauchsmodellen*, in: (Hrsg.): , 2. Auflage Auflage, URANUS Verlagsges. m.b.H., S. 50

Wagermann, Hans-Günther; Eschrich, Heinz (2010): *Photovoltaik*, 2. Auflage Auflage, Vieweg + Teubner, Wiesbaden

Wagner, Andreas (2015): *Photovoltaik Engineering Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendungen*, 4. Auflage Auflage

Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas; Link, Thomas; Fischer, Joachim (2017): *Handbuch Regenerative Energietechnik*, 3. Auflage Auflage, Nordhausen

Wesselak, Viktor; Voswinckel, Sebastian (2016): *Photovoltaik - Wie die Sonne zu Strom wird*, 2. Auflage Auflage, Springer

Wittlinger, Jürgen (2015): *Photovoltaikanlagen im Steuerrecht*, 2. Auflage Auflage, Springer Gabler, Plochingen

Konferenzbeiträge (3)

Maderbacher, Thomas (2018): *Gemeinschaftliche Stromerzeugungsanlagen*, in: Austria, E- (Hrsg.): , Wien

Proidl, Harald (2017): *ÖSG- Novelle und gemeinschaftlich genutzte Erzeugungsanlagen - Analyse und Kommentare*, in: E-Control (Hrsg.): , S. 43

Sumereder, Christof (2017): *Energy Analytics & Solution Lab*, in: , Graz, S. 23

Online-Quellen (37)

Agency, Austrian (2018): *EA Austrian Energy Agency*

<https://www.energyagency.at/fakten-service/energie-in-zahlen/strompreisindex/chart-strompreisindex.html>
[Stand: 01.08.2018]

Buchhorn, Herbert (2018): *HausXXL*

<http://www.haus-xxl.de/themen/wie-hoch-ist-der-stromverbrauch-fuer-ein-einfamilienhaus-479> [Stand: 01.12.2018]

Buser, Michael (2018): *Lithium Batterien*

https://www.brand-feuer.de/index.php/Lithium_Batterien [Stand: 27.11.2018]

Cdang*Photovoltaik Solarstrom*

<https://photovoltaiksolarstrom.com/photovoltaiklexikon/amorphe-solarzellen/> [Stand: 04.10.2018]

Doelling, Robert (2018): *energie-experten.org*

<https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/solarenergie/solarstrahlung/solarkonstante.html>
[Stand: 24.11.2018]

E-Control*Die 20-20-20 Ziele*

<https://www.e-control.at/konsumenten/oeko-energie/klima-und-umwelt/20-20-20-ziele> [Stand: 20.10.2018]

Finke, Hans-Stefan (2018): *Photovoltaik Solarstrom*
<https://photovoltaiksolarstrom.com/photovoltaiklexikon/amorphe-solarzellen/> [Stand: 04.10.2018]

Fleisch, Manuel; Bahnemann, Detlef (2017): *Wiley Online Library*
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/ciuz.201700789> [Stand: 05.08.2018]

Föll, Helmut (2018): *Grundlagen der Materialwissenschaft*
https://www.tf.uni-kiel.de/matwis/amat/mw_for_et/kap_a/backbone/ra_1_1.html [Stand: 25.11.2018]

Fuchs, Richard (2018): *DW*
<https://www.dw.com/de/umweltpreis-f%C3%BCr-mehrfach-solarzellen/a-15572116> [Stand: 03.12.2018]

Leuschner, Udo (o.A.): *Energie-Wissen*
<http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB110-04.htm> [Stand: 04.10.2018]

Loeti (2014): *SBZ Monteur*
<https://www.sbz-monteur.de/2014/05/21/pv-wissen-uber-photovoltaik-effekt-zellarten-zellvergleiche-teil-1/>
[Stand: 04.09.2018]

Merk (2018): *Elektroniknet*
<https://www.elektroniknet.de/elektronik/power/bilder/solarstrom-von-der-rolle-4921-Bild-4.html?aid=113640> [Stand: 03.12.2018]

Millers, Uwe (2018): *Bine Informationsdienst*
<http://www.bine.info/themen/erneuerbare-energien/photovoltaik/publikation/energie-von-tausend-sonnen/linsen-und-spiegel-buendeln-das-licht/> [Stand: 03.12.2018]

o.V. *Solarserver*
<https://www.solarserver.de/wissen/basiswissen/photovoltaik.html> [Stand: 24.11.2018]

o.V. *Lehrbuch-photovoltaik*
https://www.lehrbuch-photovoltaik.de/abbildungen_1.html [Stand: 24.11.2018]

o.V. *PHOTOVOLTAIK SOLARSTROM*
<https://photovoltaiksolarstrom.com/photovoltaiklexikon/air-mass/> [Stand: 24.11.2018]

o.V. (2017): *Zukunftsfonds Steiermark*
<http://www.zukunftsfonds.steiermark.at/cms/ziel/140372033/DE/> [Stand: 25.11.2018]

o.V. (2018): *FH Campus02*
<https://www.campus02.at/organisation-zentrale-services/organisation/> [Stand: 24.11.2018]

o.V. (2018): *Campus02*
<https://www.campus02.at/02moments/> [Stand: 22.11.2018]

o.V. (2018): *E-Control*
<https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung> [Stand: 28.08.2018]

o.V. (2018): *oesterreichs energie*
<https://oesterreichsenergie.at/daten-fakten-zum-strompreis.html> [Stand: 02.11.2018]

o.V. (2018): *Uni-Kassel*

[https://www.uni-](https://www.uni-kassel.de/eecs/fileadmin/datas/fb16/Fachgebiete/FSG/Download/Lehre/ETP1/Photovoltaik.pdf)

[kassel.de/eecs/fileadmin/datas/fb16/Fachgebiete/FSG/Download/Lehre/ETP1/Photovoltaik.pdf](https://www.uni-kassel.de/eecs/fileadmin/datas/fb16/Fachgebiete/FSG/Download/Lehre/ETP1/Photovoltaik.pdf) [Stand: 03.12.2018]

o.V. *Bine.info*

<http://www.bine.info/themen/erneuerbare-energien/photovoltaik/publikation/energie-von-tausend-sonnen/> [Stand: 03.12.2018]

o.V. *energie-experten*

<https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/stromspeicher/batteriemanagementsystem.html#c8668> [Stand: 13.10.2018]

o.V. *Netz OÖ*

<https://www.netzooe.at/Infoblatt-Gemeinschaftliche-Erzeugungsanlage-20170921-1.pdf?hp=3;2;de> [Stand: 03.12.2018]

o.V. (2018): *Everto Photovoltaik*

<https://www.everto.at/service/foerderungen/energieertrag/> [Stand: 03.12.2018]

o.V. (2018): *Solaranlagenportal*

<https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten> [Stand: 03.12.2018]

o.V. *Republik Österreich*

https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXV/ME/ME_00288/index.shtml [Stand: 03.12.2018]

Phipps, Simon; Bett, Andreas; Rau, Björn; Schlatmann, Rutger (2017): *Technologiebericht 1.3 Photovoltaik*

https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7043/file/7043_Photovoltaik.pdf [Stand: 05.09.2018]

Prinz (2018): *Stromprinz*

<http://www.strom-prinz.de/Stromverbrauch/> [Stand: 02.11.2018]

Richter, Claus (2018): *Politik und Zeit*

<https://crp-infotec.de/uno-mitgliedstaaten-alphabetisch/> [Stand: 24.11.2018]

Rönz, Marcus *Wohnen-Heimwerken.de*

<https://wohnen-heimwerken.de/der-blei-akku-aufbau-ladevorgang-lebensdauer-und-technische-daten.html> [Stand: 17.10.2018]

Selectra (2018): *www.stromliste.at*

<https://stromliste.at/nuetzliche-infos/durchschnittlicher-stromverbrauch#stromverbrauch-1-personen-haushalt> [Stand: 27.08.2018]

Selectra (2018): *Stromliste*

<https://stromliste.at/nuetzliche-infos/durchschnittlicher-stromverbrauch> [Stand: 03.11.2018]

Technik, STS (2018): *STS*

<http://www.sts-solar.de/index.php/impressum> [Stand: 29.08.2018]

Unger, L (2017): *Helmholtz-berlin*

https://www.helmholtz-berlin.de/pubbin/news_seite?nid=14675 [Stand: 03.12.2018]

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Gebäude der Fachhochschule Campus02, Quelle: o.V. (2018), Online-Quelle [24.11.2018].	4
Abbildung 2: Aufgezeichneter Stromverbrauch von einem 4 Personenhaushalt, Quelle: o.V., Online-Quelle [24.11.2018] (leicht modifiziert).....	9
Abbildung 3: Stromverbraucher in einem Haushalt - prozentuell verteilt, Quelle: Selectra (2018), Online-Quelle [27.08.2018], Eigene Darstellung.	10
Abbildung 4: Zusammensetzung des Strompreises in Österreich, Quelle: o.V. (2018), Online-Quelle [28.08.2018].....	11
Abbildung 5: Europäischer Vergleich der Haushaltsstrompreise, Quelle: o.V. (2018), Online-Quelle [02.11.2018].....	12
Abbildung 6: Einzeldarstellung einer Solarzelle als Teil eines Solarmoduls, Quelle: Loeti (2014), Online-Quelle [04.09.2018] (leicht modifiziert).....	15
Abbildung 7: Strom- Spannungskennlinie eines Solarmoduls, Quelle: Quatschnig (2010), S. 106.	18
Abbildung 8: Generationen der Photovoltaiktechnologien, Quelle: Dirr (2017), S. 13. Eigene Darstellung.	20
Abbildung 9: Siliziumzellentypen mit zugehöriger Molekularstruktur, Cdang (o.A.), Online-Quelle [04.10.2018].....	21
Abbildung 10: Querschnitt eines Dünnschicht Solarzellenmoduls, Quelle: Quatschnig (2010), S. 111.....	24
Abbildung 11: Aufbau einer organischen Zelle samt Praxisbeispiel, Quelle: Merk (2018), Online-Quelle [03.12.2018] (leicht modifiziert).....	26
Abbildung 12: Verschiedene Konzentrationstechnologien für Solarzellen, Quelle: Millers (2018), Online-Quelle [03.12.2018], Eigene Darstellung.	28
Abbildung 13: Schematischer Aufbau einer multijunktion Solarzelle, Quelle: Fuchs (2018), Online-Quelle [03.12.2018].....	30
Abbildung 14: Entwicklung der Wirkungsgrade diverser Solarzellen im Labor, Quelle: Phipps/Bett/Rau/Schlatmann (2017), Online-Quelle [05.09.2018].	31
Abbildung 15: Durchschnittliche Kosten pro kWp, Quelle: o.V. (2018), Online-Quelle [03.12.2018], Eigene Darstellung.	33
Abbildung 16: Spektrale Strahlenverteilung des Sonnenlichtes im Vergleich zur Ausnutzung durch verschiedene Materialkombinationen, Quelle: o.V., Online-Quelle [03.12.2018], Eigene Darstellung.....	36
Abbildung 17: Begriffserklärung Air Mass, Quelle: o.V., Online-Quelle [24.11.2018].....	37
Abbildung 18: Abhängigkeit der Solarstrahlung bezogen auf den AM Wert, Quelle: o.V. (2018), Online-Quelle [03.12.2018].....	37

Abbildung 19: Eine Batterie von Volta aus seiner originalen Veröffentlichung, Quelle: (Giancoli, 2010), S. 850.	39
Abbildung 20: Galvanisches Element zur Funktionserklärung, Quelle: (Giancoli, 2010), S. 850.....	40
Abbildung 21: Heutige Zylinderbatterien in Ausführung Typ D (li) und AA (re), Quelle: (Giancoli, 2010), S. 851.	42
Abbildung 22: Anforderungen eines Batteriemanagementsystems, Quelle: Eigene Darstellung.	45
Abbildung 23: Aufbauschema eines Bleiakкумуляtors, Quelle: Rönz, Online-Quelle [17.10.2018].....	48
Abbildung 24: Schematischer Aufbau einer Lithiumionen- Zelle, Quelle: Sterner (2017), S. 284.....	50
Abbildung 25: Technischer Aufbau einer Redox- Flow Batterie, Quelle: Sterner (2017), S. 316 (leicht modifiziert).	54
Abbildung 26: Gegenüberstellung gängiger Hausspeichersysteme, Quelle: Mertens (2018), S. 250 (leicht modifiziert).	56
Abbildung 27: Vertragliche Inhaltspunkte, die für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen enthalten sein müssen. Quelle: Proidl (2017), S. 29.	65
Abbildung 28: Anlagenmodell für Mieterzusammenschluss, Quelle: Eigene Darstellung.	70
Abbildung 29: Anlagenmodell für Mieterzusammenschluss mit zusätzlichem Speicher, Quelle: Eigene Darstellung.	73
Abbildung 30: Aufgezeichneter Stromverbrauch von einem 4 Personenhaushalt mit intelligentem Speichereinsatz, Quelle: o.V., Online-Quelle [24.11.2018] (leicht modifiziert).....	74
Abbildung 31: Berechnung der Kosten ohne PV- Anlage, Quelle: Eigene Darstellung.....	82
Abbildung 32: Berechnung des Restbezuges aus dem öffentlichen Netz, Quelle: Eigene Darstellung.	82
Abbildung 33: Berechnung vom Ersparnis durch PV- Anlage, Quelle: Eigene Darstellung.....	83
Abbildung 34: Differenz der Kosten, Quelle: Eigene Darstellung.	83
Abbildung 35: Amortisationsdiagramm, Quelle: Eigene Darstellung.	84

ANHANG – HÄUFIG GESTELLTE FRAGEN BEZÜGLICH PV- ANLAGEN

Förderaktion
Photovoltaik

Klima- und Energiefonds des Bundes – managed by Kommunalkredit Public Consulting



Häufig gestellte Fragen – FAQ „Förderaktion Photovoltaik-Anlagen 2010“

1. Wer erhält eine Förderung?
2. Welche Anlagen werden gefördert?
3. Bekomme ich eine Förderung, wenn eine bestehende Photovoltaik-Anlage erweitert wird?
4. Was heißt „Netzparallelbetrieb“?
5. Was sind gebäudeintegrierte Photovoltaik-Module (GIPV)?
6. Was sind freistehende bzw. Aufdach-Photovoltaik-Anlagen?
7. Bekomme ich eine Förderung, wenn Teile meiner Photovoltaik-Anlage als Aufdach-Anlage und Teile als gebäudeintegrierte Anlage ausgeführt werden?
8. Können Anlagen mit mehr als 5 kW_{peak} Spitzenleistung gefördert werden?
9. Kann für mehrere Photovoltaik-Anlagen um Förderung angesucht werden?
10. Werden Ökostrom-Anlagen gefördert?
11. Wer ist zuständig für die Abnahme des überschüssigen Stroms, der ins Netz eingespeist werden soll?
12. Können Anlagen gefördert werden, die sowohl privat als auch betrieblich genutzt werden?
13. Können Anlagen gefördert werden, die zur Stromversorgung eines Hotels oder anderer gewerblich genutzter Gebäude dienen?
14. Können Anlagen gefördert werden, die von einem Verein errichtet werden?
15. In welchem Zeitraum läuft die Förderaktion Photovoltaik-Anlagen?
16. Wo und wie stelle ich den Förderungsantrag?
17. Wann muss ich die Förderung beantragen?
18. Bis wann muss ich meine Maßnahmen umsetzen?
19. Können Anlagen gefördert werden, die bereits vor dem 28.06.2010 gekauft bzw. errichtet wurden?
20. Kann ich bereits vor Einreichung des Förderungsantrags den Auftrag für die Errichtung der Photovoltaik-Anlage erteilen?
21. Kann ich bereits vor Einreichung des Förderungsantrags eine Anzahlung tätigen?
22. Kann ich die Förderung des Klima- und Energiefonds auch parallel zu einer Gemeindeförderung beanspruchen?
23. Kann ich die Förderung des Klima- und Energiefonds auch parallel zu einer Landesförderung beanspruchen?
24. Was muss beachtet werden, wenn auch um eine Landesförderung angesucht wird?
25. Ist der Förderungsvertrag übertragbar?
26. Wie erfolgt die Mittelvergabe?
27. Wie hoch ist die Förderung?
28. Wie berechnet sich die Förderhöhe?
29. Welche Unterlagen benötige ich für die Beantragung bzw. Inanspruchnahme einer Förderung?
30. Was ist ein verbindliches Angebot und was muss dieses beinhalten?
31. Welches Dateiformat und welche Dateigröße dürfen die Dokumente haben, die bei Antragstellung hochgeladen werden müssen?
32. Was passiert, wenn kein Angebot beim Förderungsantrag angehängt wird?
33. Was beinhaltet eine schriftliche Beauftragung?

Förderaktion Photovoltaik



Klima- und Energiefonds des Bundes – managed by Kommunalkredit Public Consulting

34. Wann wird die Förderung ausbezahlt?
35. Welche Kosten sind förderfähig?
36. Welche Kosten sind nicht förderfähig?
37. Sind Eigenleistungen förderbar?
38. Was passiert, wenn die tatsächliche Anlagenleistung kleiner ist als ursprünglich beantragt?
39. Was passiert, wenn die Anlagenleistung nach Umsetzung der Maßnahme höher ist als ursprünglich beantragt?
40. Was passiert, wenn die Leistung der Photovoltaik-Anlage nach Umsetzung der Maßnahme $5 \text{ kW}_{\text{peak}}$ überschreitet?
41. Was passiert, wenn keine Mittel zur Förderung mehr vorhanden sind?
42. Wie sind die Bundesmittel regional verteilt?
43. Wer kann mir weitere Fragen zur Förderaktion Photovoltaik-Anlagen beantworten?

1. Wer erhält eine Förderung?

Privatpersonen, die eine netzgekoppelte Photovoltaik-Anlage zur Stromversorgung von privaten Wohngebäuden errichten.

2. Welche Anlagen werden gefördert?

Neu errichtete Photovoltaik-Anlagen im Netzparallelbetrieb mit einer gesamten Modul-Spitzenleistung von maximal 5 kW_{peak}. Gebrauchte Anlagen werden nicht gefördert. Die Anlagen müssen dem Stand der Technik entsprechen und von einer befugten Fachkraft fach- und normgerecht errichtet und installiert werden. Der Nachweis über die fach- und normgerechte Errichtung, Installation und Inbetriebnahme erfolgt mittels einer von der Fachkraft ausgestellten Rechnung sowie dem Prüfprotokoll.

3. Bekomme ich eine Förderung, wenn eine bestehende Photovoltaik-Anlage erweitert wird?

Die Förderung von Anlagenerweiterungen ist möglich, jedoch darf die gesamte Anlagen-Spitzenleistung nach der Erweiterung 5 kW_{peak} nicht überschreiten. Die Anlagen müssen dem Stand der Technik entsprechen und von einem konzessionierten Fachbetrieb fach- und normgerecht errichtet und installiert werden. Gefördert werden allerdings nur die neu installierten Anlagenteile.

Für die Gesamtanlage darf keine Ökostrom-Tarifförderung (OeMAG) bezogen werden. Wird jedoch eine von der bestehenden Anlage im Sinne des Ökostromgesetzes §5(1) Z27 vollständig getrennte neue Anlage (u.a. mit einem eigenen Zählpunkt und Wechselrichter) errichtet und entspricht diese neu errichtete Anlage den Richtlinien des Klima- und Energiefonds, so ist dieser neue Anlagenteil förderbar – siehe Punkt 10.

4. Was heißt „Netzparallelbetrieb“?

Im Gegensatz zu reinen „Inselanlagen“, die nicht ins öffentliche Stromversorgungsnetz einspeisen, können Photovoltaik-Anlagen auch im Netzparallelbetrieb geführt werden. In diesem Fall sind die Photovoltaik-Module über einen Wechselrichter mit dem Stromversorgungsnetz und der Hausversorgung verbunden. Der produzierte Strom der Photovoltaik-Anlage fließt je nach Verbrauch in das Hausversorgungsnetz oder in das öffentliche Netz. Produziert die Photovoltaik-Anlage weniger Strom als benötigt oder gar keinen Strom, erfolgt die Stromversorgung ergänzend oder vollständig über das öffentliche Netz.

5. Was sind gebäudeintegrierte Photovoltaik-Module (GIPV)?

Unter gebäudeintegrierten Photovoltaik-Modulen werden photovoltaische Elemente verstanden, die neben der üblichen Funktion der Stromerzeugung, auch die Funktion von Bauelementen – und somit eine Doppelfunktion – erfüllen.

Mit Bauelement sind folgende Komponenten gemeint: Teile der Bauwerkshülle (Dachbedeckung, Fassadenbedeckung, Glasoberflächen), Sonnenschutzelemente, architektonische Nebenelemente (Überdachungen, Balkongeländer usw.) und jedes andere, zur Funktionalität des Gebäudes notwendige architektonische Element. Ausdrücklich nicht als gebäudeintegrierte Module gelten solche, die zusätzlich an der Gebäudehülle angebracht werden und keine Funktion von Bauelementen übernehmen (z.B. Aufdachmodule bzw. freistehende Module).

6. Was sind freistehende bzw. Aufdach-Photovoltaik-Anlagen?

Als freistehende Anlage gelten Module, die auf einem Gerüst auf freier Fläche (z.B. Garten, Feld) montiert werden.

Als Aufdach-Anlage gelten Module, die zusätzlich an der Gebäudehülle angebracht werden und keine Funktion von Bauelementen übernehmen (z.B. über der Dacheindeckung auf einem Metallgerüst montiert werden).

7. Bekomme ich eine Förderung, wenn Teile meiner Photovoltaik-Anlage als Aufdach-Anlage und Teile als gebäudeintegrierte Anlage ausgeführt werden?

Wenn die Photovoltaik-Anlage als gesamtes die 5 kW_{peak} nicht überschreitet, können beide Anlagenteile gefördert werden, z.B.

Gebäudeintegrierte Anlage

2 kW_{peak}

Aufdach-Anlage

3 kW_{peak}

→ ergibt folgende Förderungsberechnung $2 \text{ kW}_{\text{peak}} \times \text{EUR } 1.700/\text{kW}_{\text{peak}} + 3 \text{ kW}_{\text{peak}} \times \text{EUR } 1.300/\text{kW}_{\text{peak}}$

8. Können Anlagen mit mehr als 5 kW_{peak} Spitzenleistung gefördert werden?

Nein. Die Förderaktion Photovoltaik-Anlagen beschränkt sich auf Anlagen bis zu einer maximalen Modul-Spitzenleistung von 5,00 kW_{peak}.

9. Kann für mehrere Photovoltaik-Anlagen um Förderung angesucht werden?

Nein. Pro Förderwerber kann nur um eine Photovoltaik-Anlage unabhängig vom Standort angesucht werden.

10. Werden Ökostrom-Anlagen gefördert?

Die Förderaktion Photovoltaik-Anlagen beschränkt sich auf Anlagen, die keine Tarif-Förderung gemäß Ökostromgesetz (BGBl I Nr. 105/2006 i.d.g.F.) erhalten. Die nach den Richtlinien für diese Förderaktion installierte Photovoltaik-Anlage ist allerdings auch dann förderfähig, wenn ein **Anerkennungsbescheid** als Ökostromanlage gem. §7 ÖkostromG idgF vorliegt (ausgestellt durch die zuständige Landesbehörde, Voraussetzung für die Abnahme des Stroms durch die ÖMAG).

Wenn bereits ein **Antrag** auf Tarif-Förderung nach dem Ökostromgesetz gestellt wurde, aber noch keine Tarif-Förderung bezogen wird, muss dieser Antrag vor Auszahlung der Klimafonds-Förderung zurückgezogen werden.

Sie können also nur eine der beiden Förderungsmöglichkeiten - Investitionsförderung des Klima- und Energiefonds ODER Tarif-Förderung nach dem Ökostromgesetz - für Ihre Photovoltaik-Anlage in Anspruch nehmen.

11. Wer ist zuständig für die Abnahme des überschüssigen Stroms, der ins Netz eingespeist werden soll?

Der von der Photovoltaik-Anlage produzierte Strom, der nicht zur eigenen Versorgung benötigt wird, muss ins Stromnetz eingespeist werden (d. h. Sie können den kompletten Strom oder nur den Überstrom an Ihren Netzbetreiber abgeben). Für technische und organisatorische Fragen hierzu wenden Sie sich bitte an Ihren Elektrizitätsversorger (Kontakt auf der Stromrechnung ersichtlich).

12. Können Anlagen gefördert werden, die sowohl privat als auch betrieblich genutzt werden?

Die Förderaktion Photovoltaik-Anlagen 2010 beschränkt sich auf Anlagen, die überwiegend privat genutzt werden. Wenn die zu Wohnzwecken dienende Fläche überwiegt (mehr als 50 % des Gesamtgebäudes), kann ein Förderungsantrag gestellt werden.

13. Können Anlagen gefördert werden, die zur Stromversorgung eines Hotels oder anderer gewerblich genutzter Gebäude dienen?

Die Förderaktion Photovoltaik-Anlagen 2010 beschränkt sich auf die Stromversorgung von Gebäuden, die überwiegend für nicht gewerbliche Zwecke genutzt werden d. h. die private Nutzung muss über 50 % bezogen auf die Gesamtnutzfläche des Gebäudes ausmachen. Anlagen für überwiegend gewerblich genutzte Gebäude können nicht gefördert werden.

14. Können Anlagen gefördert werden, die von einem Verein errichtet werden?

Nein. Die Förderaktion Photovoltaik-Anlagen 2010 beschränkt sich auf die Stromversorgung von Gebäuden, die privat genutzt werden. Anlagen, die über einen Verein errichtet werden bzw. für die Versorgung durch einen Verein genutztes Gebäude errichtet werden, können nicht gefördert werden.

15. In welchem Zeitraum läuft die Förderaktion Photovoltaik-Anlagen?

Die Einreichung für die Förderaktion Photovoltaik-Anlagen läuft vom 28.06.2010 bis zum 31.08.2010 (es gilt das Einlangen bei der Förderungsstelle KPC).

Bitte beachten Sie, dass es zeitlich gestaffelte Einreichtage für die Bundesländer gibt, ab denen die Einreichung möglich ist. Die Bundeslandzuordnung bezieht sich auf den Standort der Photovoltaik-Anlage. Welchem Bundesland der Standort Ihrer Photovoltaik-Anlage zugeordnet ist, können Sie der Liste mit allen österreichischen Postleitzahlen auf www.publicconsulting.at/pv entnehmen.

Salzburg	28.06.2010, 18:00 Uhr – 31.08.2010, 18:00 Uhr
Vorarlberg	28.06.2010, 18:00 Uhr – 31.08.2010, 18:00 Uhr
Burgenland	29.06.2010, 18:00 Uhr – 31.08.2010, 18:00 Uhr
Wien	29.06.2010, 18:00 Uhr – 31.08.2010, 18:00 Uhr
Niederösterreich	30.06.2010, 18:00 Uhr – 31.08.2010, 18:00 Uhr
Kärnten	05.07.2010, 18:00 Uhr – 31.08.2010, 18:00 Uhr
Tirol	05.07.2010, 18:00 Uhr – 31.08.2010, 18:00 Uhr
Oberösterreich	06.07.2010, 18:00 Uhr – 31.08.2010, 18:00 Uhr
Steiermark	07.07.2010, 18:00 Uhr – 31.08.2010, 18:00 Uhr

Förderaktion Photovoltaik

Klima- und Energiefonds des Bundes – managed by Kommunalkredit Public Consulting



Bitte beachten Sie die Fertigstellungsfristen:

Nach Übermittlung der Förderungszusage muss der Abwicklungsstelle KPC **innerhalb von 6 Wochen** die Annahmeerklärung und eine Auftragsbestätigung einer Fachfirma über die beantragte Photovoltaik-Anlage vorgelegt werden.

Die spätestmögliche Fertigstellungsfrist für die Photovoltaik-Anlage ist jedenfalls der 31.07.2011.

16. Wo und wie stelle ich den Förderungsantrag?

Der vollständig ausgefüllte Förderungsantrag und ein verbindliches Angebot einer Fachfirma Ihrer beantragten Photovoltaik-Anlage kann online unter **www.photovoltaik2010.at** ab dem **28.06.2010, 18:00 Uhr** in einem zweistufigen Verfahren (siehe Punkt 26) eingereicht werden. Bzgl. der bundeslandspezifischen Einreichtage, beachten Sie bitte auch Punkt 15.

17. Wann muss ich die Förderung beantragen?

Die Förderung muss vor Umsetzung der Maßnahme beantragt werden, d. h. vor Lieferung der Materialien und dem Baubeginn.

18. Bis wann muss ich meine Maßnahmen umsetzen?

Die geförderten Maßnahmen sind längstens bis zum 31.07.2011 umzusetzen und abzurechnen.

19. Können Anlagen gefördert werden, die bereits vor dem 28.06.2010 gekauft bzw. errichtet wurden?

Nein. Die „Förderaktion Photovoltaik-Anlagen 2010“ beschränkt sich auf Anlagen mit einem Liefer- und Leistungszeitraum sowie einem Rechnungsdatum zwischen 28.06.2010 und 31.07.2011. Anlagen, die vor dem 28.06.2010 errichtet oder gekauft werden, können daher nicht gefördert werden.

Bitte beachten Sie auch die Einreichfristen für das Jahr 2010: Der Antrag auf Förderung kann bis 31.08.2010 gestellt werden.

20. Kann ich bereits vor Einreichung des Förderungsantrags den Auftrag für die Errichtung der Photovoltaik-Anlage erteilen?

Ja. Stichtag für den Beginn der Maßnahmen ist die Lieferung von Materialien bzw. der Baubeginn.

21. Kann ich bereits vor Einreichung des Förderungsantrags eine Anzahlung tätigen?

Ja. Stichtag für den Beginn der Maßnahmen ist die Lieferung von Materialien bzw. der Baubeginn.

22. Kann ich die Förderung des Klima- und Energiefonds auch parallel zu einer Gemeindeförderung beanspruchen?

Ja. Für die Installation einer Photovoltaik-Anlage bis maximal 5 kW_{peak} dürfen zusätzlich Förderungsmittel der Gemeinden in Anspruch genommen werden.

23. Kann ich die Förderung des Klima- und Energiefonds auch parallel zu einer Landesförderung beanspruchen?

Ja. Für die Installation einer Photovoltaik-Anlage bis maximal 5 kW_{peak} dürfen zusätzlich Förderungsmittel der Länder in Anspruch genommen werden, wenn dies mit den jeweiligen Förderbestimmungen der Bundesländer konform ist und es sich dabei um einmalig ausbezahlte Investitionskostenzuschüsse handelt.

Es gilt jedoch, dass die Summe der für die Maßnahme erhaltenen Bundes- und Landesförderungen EUR 2.400/ kW_{peak} bzw. 50 % der anerkennbaren Investitionskosten (inkl. MwSt.) nicht übersteigen darf.

Aktuelle Informationen über eventuelle Landesförderungen finden Sie unter www.pvaustria.at und bei den jeweiligen Landesförderstellen.

24. Was muss beachtet werden, wenn auch um eine Landesförderung angesucht wird?

Informieren Sie sich bei der für den Standort Ihrer Photovoltaik-Anlage zuständigen Landesförderstelle oder über www.pvaustria.at darüber, ob es grundsätzlich eine Landesförderung in Ihrem Bundesland gibt bzw. ob diese auch parallel zu einer Bundesförderung ausgezahlt wird.

Förderaktion Photovoltaik



Klima- und Energiefonds des Bundes – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Beachten Sie, dass der Ablauf der Antragstellung in den jeweiligen Bundesländern unterschiedlich zu dem der Bundesförderung sein kann.

25. Ist der Förderungsvertrag übertragbar?

Nein. Ein Förderungsvertrag ist nicht übertragbar.

26. Wie erfolgt die Mittelvergabe?

Die Mittelvergabe erfolgt chronologisch in der Reihenfolge der Antragstellung entsprechend dem Bundesländer-Aufteilungsschlüssel. Die Einreichung erfolgt in einem zweistufigen Ablauf:

Schritt 1 – Registrierung und Reihung des Förderungsantrags

Bei der elektronischen Eingabe werden grundlegende Daten zum Antrag erfasst und die Bundeslandplatzierung automatisch vergeben. Es wird eine E-Mail zur Bestätigung mit dem persönlichen Login für den nächsten Schritt an den/die Förderungswerber/in verschickt.

Schritt 2 – Dateneingabe im Detail und Angebotserfassung

Weitere zur Beurteilung notwendige Daten und Dokumente müssen innerhalb von 72 Stunden ab Antragstellung erfasst und hochgeladen werden (über persönliches Login). Für die vollständige Einreichung ist ein schriftliches verbindliches Angebot einer Fachfirma über die Lieferung und Errichtung der beantragten Photovoltaik-Anlage Voraussetzung.

Auf die Bundesland-Platzierung hat der Zeitpunkt des Hochladens der Dokumente – solange dieser innerhalb der Frist erfolgt - keinen Einfluss mehr. Sollte dies im zweiten Schritt nicht nach spätestens 72 Stunden ab Antragstellung abgeschlossen sein, verfällt die Bundesland-Platzierung und damit der Antrag auf Förderung automatisch.

27. Wie hoch ist die Förderung?

Die Förderung wird in Form einer Pauschale gewährt.

Freistehende und Aufdach-Anlagen:

- jeweils EUR 1.300/kW_{peak} (0-5,00 kW_{peak})

Gebäudeintegrierte Photovoltaik-Anlagen (GIPV):

- jeweils EUR 1.700/kW_{peak} (0-5,00 kW_{peak})

Unabhängig von den angegebenen Pauschalsätzen gilt, dass die Förderung des Klima- und Energiefonds 30% der anerkehbaren Investitionskosten (inkl. MwSt.) nicht überschreiten darf.

Die Berechnung der Förderungshöhe, die in den Förderungsverträgen angeführt ist, basiert auf der vom Förderungswerber angegebenen kW_{peak}-Leistung und den angegebenen Gesamtkosten (siehe Punkt 28). Hierbei handelt es sich um einen Maximalbetrag, die tatsächliche Förderungshöhe kann erst im Zuge der detaillierten Prüfung der Endabrechnung festgestellt werden.

Die Gesamtförderungssumme (Klimafonds- und Landesförderungen) darf EUR 2.400/kW_{peak} bzw. 50 % der Gesamtinvestitionskosten nicht übersteigen. Sollte es bei der Klimafondsförderung zu einer Überschreitung dieser maximalen Förderungshöhe kommen, wird die Klimafondsförderung entsprechend gekürzt, sodass Klimafonds- und Landesförderung maximal 50 % der Gesamtinvestitionskosten der Photovoltaik-Anlage betragen.

28. Wie berechnet sich die Förderhöhe?

Hat eine freistehende Photovoltaik-Anlage z. B. eine Größe von 3,97 kW_{peak} und Investitionskosten in Höhe von EUR 19.500 ergibt sich folgende Förderungsberechnung:

- 3,97 kW_{peak} x EUR 1.300/kW_{peak} = EUR 5.161
- 30 % von EUR 19.500 = EUR 5.850
- Maximale Förderungshöhe im Fördervertrag: EUR 5.161

Liegen die Investitionskosten bei EUR 15.000, bei einer Größe von 3,97 kW_{peak}

- 3,97 kW_{peak} x EUR 1.300/kW_{peak} = EUR 5.161
- 30 % von EUR 15.000 = EUR 4.500
- Maximale Förderungshöhe im Fördervertrag: EUR 4.500

Förderaktion Photovoltaik

Klima- und Energiefonds des Bundes – managed by Kommunalkredit Public Consulting



29. Welche Unterlagen benötige ich für die Beantragung bzw. Inanspruchnahme einer Förderung?

Bei der Einreichung:

Die Einreichung von Förderungsanträgen erfolgt ausschließlich über das Internet (www.photovoltaik2010.at) in einem zweistufigen Verfahren – siehe hierzu auch Punkt 26. Die Mittel werden chronologisch entsprechend der Reihenfolge der Antragstellung und entsprechend dem Bundesländer-Aufteilungsschlüssel vergeben.

Ein ausgefüllter und eingereichter Online-Förderungsantrag beinhaltet folgende Daten (Pflichtfelder):

- Name des Förderungswerbers/-in
- Postadresse
- Sozialversicherungsnummer
- E-Mail-Adresse des Förderungswerbers/-in
- Standort der Photovoltaik-Anlage

Im 2. Schritt (laut Punkt 26) müssen folgende Daten und gescannte Dokumente hochgeladen werden:

- Projektdaten zur Photovoltaik-Anlage (Hersteller, installierte Modulleistung, Montageart der Anlage, Gesamtinvestitionskosten)
- Verbindliches Angebot
- Lichtbildausweis (Reisepass, Personalausweis, Führerschein)

Bitte beachten Sie, dass der Förderungsantrag erst als vollständig gilt, wenn innerhalb der gegebenen Frist von 72 Stunden die ergänzenden Dokumente hochgeladen werden.

Nach erfolgter Förderungszusage:

Gemeinsam mit dem Förderungsvertrag erhalten Sie eine Annahmeerklärung.

Der Förderungsvertrag wird erst dann rechtsgültig, wenn die vollständig ausgefüllte und unterzeichnete Annahmeerklärung gemeinsam mit einer schriftlichen Beauftragung der Fachfirma über die Errichtung der Photovoltaik-Anlage innerhalb sechs Wochen der Abwicklungsstelle KPC übermittelt wird.

Für die Auszahlung:

Das vollständig ausgefüllte und unterzeichnete Endabrechnungsformular muss bis spätestens 31.07.2011 der Abwicklungsstelle KPC vorgelegt werden und folgende Unterlagen enthalten:

- Alle Rechnungen, die die geförderte Anlage betreffen (in Kopie).
- In der Endabrechnung müssen auch in Anspruch genommene Landesförderungen angeführt werden (Kopie der Zusicherung der Landesförderung).
- Das von einer befugten Fachkraft vollständig ausgefüllte, unterzeichnete und gestempelte Prüfprotokoll (dieses Prüfprotokoll finden Sie auch unter www.publicconsulting.at/pv).

30. Was ist ein verbindliches Angebot und was muss dieses beinhalten?

Ein verbindliches Angebot ist ein Kostenvoranschlag einer Fachfirma, der folgende Daten und Informationen beinhaltet:

- Bezeichnung „verbindliches Angebot“
- Angaben zum Angebotsleger (ausführende Firma)
- Datum
- Kundename und Anschrift (sowohl die Post- wie auch die Standort-Anschrift)
- Modulleistung für die beantragte Photovoltaik-Anlage (Angabe der kWpeak-Leistung)
- detaillierte Kostenaufstellung der Leistungen (Module, Material, Montage, usw.)
- keine Freizeichnungsklausel (Bezeichnungen wie z.B. „gültig“, „solange der Vorrat reicht“ oder „freibleibendes Angebot“ stellen kein verbindliches Angebot dar.)

Ein E-Mail-Angebot kann auch akzeptiert werden, wenn die vorgenannten Kriterien erfüllt sind und die E-Mail von einer Fachfirmenadresse gesendet wird.

Als verbindliches Angebot gelten keinesfalls: Auszüge aus Katalogseiten, Prospekte, o.ä.

31. Welches Dateiformat und welche Dateigröße dürfen die Dokumente haben, die bei Antragstellung hochgeladen werden müssen?

Ausschließlich verwendbare Dateiformate sind .pdf, .jpg und .tif. Die Dateigröße darf 1MB pro Dokument nicht überschreiten. Im Zuge der Antragstellung können maximal 5 Dokumente hochgeladen werden.

Förderaktion Photovoltaik



Klima- und Energiefonds des Bundes – managed by Kommunalkredit Public Consulting

32. Was passiert, wenn kein Angebot beim Förderungsantrag angehängt wird?

Ein vollständiger Förderungsantrag muss ein verbindliches Angebot einer Fachfirma über die Photovoltaik-Anlage enthalten. Wenn kein verbindliches Angebot zum Förderungsantrag innerhalb der gegebenen Frist von 72 Stunden beigebracht wird, ist der Förderungsantrag unvollständig und wird nicht den Gremien des Klima- und Energiefonds zur Förderung vorgeschlagen.

33. Was beinhaltet eine schriftliche Beauftragung?

Eine schriftliche Beauftragung kann entweder durch Gegenzeichnung des Angebots durch den/die Förderungswerber/in erfolgen oder mittels eines separaten Schriftstücks, in dem eindeutig auf das Angebot verwiesen wird, dessen Umsetzung beauftragt wird.

34. Wann wird die Förderung ausbezahlt?

Nach Einlangen der vollständigen und korrekten Endabrechnungsunterlagen (Endabrechnungsformular, Rechnungen in Kopie, Prüfprotokoll) und Prüfung dieser, wird die Förderung auf das angegebene Konto überwiesen.

35. Welche Kosten sind förderfähig?

Photovoltaik-Module, Aufständungen, Wechselrichter, Schaltschrankumbauarbeiten, Montage, Elektroinstallationen, Blitzschutz, Datenlogger, Kabelverbindungen, notwendiger Umbau des Zählerkastens, Nachführungssysteme (sowohl ein- als auch zweiachsig), Planungskosten bis 10% der Anlagekosten

36. Welche Kosten sind nicht förderfähig?

Stromspeicher (Akkus, Batterien), neuer Zählerkasten, Zählertausch, Entsorgungskosten, Miete, Gebühr für Zählpunkt, Bauanzeige, Gebühren im Allgemeinen, Rechnung von Stromanbietern, Backup-Systeme, Displays, Dacheindeckung, Laderegler, Versicherungskosten sowie Materialien, die in Eigenleistung verbaut wurden.

37. Sind Eigenleistungen förderbar?

Nein. Eigenleistungen sind nicht förderbar.

38. Was passiert, wenn die tatsächliche Anlagenleistung kleiner ist als ursprünglich beantragt?

Die Förderungssumme wird entsprechend der tatsächlichen Anlagenleistung neu berechnet und ein geringerer Betrag ausbezahlt. Es besteht kein Anspruch auf die Differenz zur Förderungszusage.

39. Was passiert, wenn die Anlagenleistung nach Umsetzung der Maßnahme höher ist als ursprünglich beantragt?

Anhand des eingereichten Angebotes wurde die maximale Obergrenze der Förderungssumme errechnet. Diese kann nicht mehr erhöht werden.

40. Was passiert, wenn die Leistung der Photovoltaik-Anlage nach Umsetzung der Maßnahme 5 kW_{peak} überschreitet?

Es werden nur Photovoltaik-Anlagen mit einer maximalen Spitzenleistung von 5,00 kW_{peak} gefördert, somit wird der Förderungsvertrag storniert.

41. Was passiert, wenn keine Mittel zur Förderung mehr vorhanden sind?

Die gesamten Mittel für das Jahr 2010 zur Förderung von Photovoltaik-Anlagen betragen EUR 35 Millionen. Die Förderungen werden nach Maßgabe der verfügbaren Mittel für vollständige Anträge in der Reihenfolge des Einlangens bei der Abwicklungsstelle KPC gewährt. Zur Sicherstellung einer gleichmäßigen regionalen Verteilung wird das verfügbare Gesamtbudget auf die Bundesländer aufgeteilt. Wenn keine Mittel mehr vorhanden sind, kann keine Förderung genehmigt und damit kein Förderungsgeld mehr ausbezahlt werden.

42. Wie sind die Bundesmittel regional verteilt?

Insgesamt stehen im Jahr 2010 für die Förderaktion Photovoltaik-Anlagen EUR 35 Millionen zur Verfügung. Diese Mittel werden laut Präsidiumsbeschluss des Klima- und Energiefonds wie folgt auf die Bundesländer aufgeteilt:

Bundesland	Mittelverteilung in Euro
Burgenland	EUR 1.940.600
Kärnten	EUR 2.676.500

Förderaktion Photovoltaik

Klima- und Energiefonds des Bundes - managed by Kommunalkredit Public Consulting



Niederösterreich	EUR 9.250.500
Oberösterreich	EUR 6.136.100
Salzburg	EUR 2.006.400
Steiermark	EUR 5.525.500
Tirol	EUR 2.624.800
Vorarlberg	EUR 1.519.800
Wien	EUR 3.319.800

Dieser Aufteilungsschlüssel gilt für die gesamte Einreichfrist vom 28.06.2010 bis 31.08.2010.

43. Wer kann mir weitere Fragen zur Förderaktion Photovoltaik-Anlagen beantworten?

Für weitere Fragen steht Ihnen das Serviceteam der Abwicklungsstelle KPC gerne zur Verfügung:

Kommunalkredit Public Consulting GmbH
Türkenstr. 9
1092 Wien
Tel.: +43(1) 31 6 31- 730
Fax: +43 (1) 31 6 31 - 99 730
E-Mail: pv2010@kommunalkredit.at

Unter www.publicconsulting.at/pv finden Sie weitere Unterlagen zur „Förderaktion Photovoltaik-Anlagen 2010“.