



**Fachhochschule Merseburg  
University of Applied Sciences  
Fachbereich Ingenieurwissenschaften  
Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen**

# **BACHELORARBEIT**

## **Strategien zur Nutzung von PV-Anlagen nach Auslauf der EEG-Förderung**

**Autor:** Hendrik Hirschelmann  
Hardenbergstraße 21  
06114 Halle (Saale)

**Matrikelnr.:** 19154  
**Telefon:** 01573/ 5243770

**Gutachter:** Prof. Dr.-Ing. Dietmar Bendix  
**Zweitgutachten:** Dipl.-Ing. Norman Lein

**Ort:** Merseburg

---

**Aufgabenstellung  
für die Bachelorarbeit (B. Eng.)  
von Herrn Hendrik Hirschelmann  
(Matrikel BWIW11)**

**Thema:** Strategien zur Nutzung von PV-Anlagen nach Auslauf der EEG-Förderung

**Betreuer:** Prof. Dr.-Ing. Dietmar Bendix, Hochschule Merseburg (FH), Fachbereich INW  
Dipl.-Ing. Norman Lein, envia Mitteldeutsche Energie AG

**Aufgabenstellung**

Das im Jahr 2000 verabschiedete Erneuerbare-Energien-Gesetz, sowie dessen Novellierungen 2004 und 2009, haben zu einem weltweit unerreicht rasanten Ausbau der Solartechnik im Bereich Photovoltaik in Deutschland geführt. Daher gilt das EEG in Bezug auf die Ausbauziele der Bundesregierung im Bereich erneuerbarer Energien als ausgesprochen erfolgreich. Trotz dieses Erfolgs, werden Teilaspekte des EEGs kontrovers diskutiert. Hierzu zählt unter anderem die Frage, wie mit Anlagen nach einem Vergütungszeitraum von 20 Jahren verfahren werden soll. Insbesondere die kontinuierlich steigenden Stromkosten treiben die Entwicklung im Bereich der Eigenverbrauchsoptimierung und Speichertechnologie voran. Bei diesem Übergang von der Einspeisung in das öffentliche Stromnetz zur möglichst wirtschaftlichen Eigennutzung des produzierten Stroms, kommt dem Energieversorger eine zentrale Rolle zu. Im Rahmen dieser Bachelorarbeit soll untersucht werden, welches Geschäftspotenzial sich für enviaM aus dem Wegfall der EEG-Vergütung ergibt und auf welche verschiedenen Arten es genutzt werden kann.

**Schwerpunkte**

1. Ermittlung von Anlagenvolumen und -zustand im relevanten Bereich
2. Entwicklung von Angeboten zum Ablaufdatum
3. Nähere Betrachtung der Verbindung von Wärmepumpe und Photovoltaik
4. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vorhandener Speichersysteme
5. Betrachtung intelligenten Verbrauchermanagements-Smart Home
6. Bewertung des Marktprämienmodells als Übergang zur Direktvermarktung

abzugebende Exemplare: 2 + PDF-Datei

.....

Prof. Dr.-Ing. R. Kademann

Vorsitzender des Prüfungsausschusses

.....

Prof. Dr.-Ing. Dietmar Bendix

Themenstellender Hochschullehrer

---

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	III
<b>Tabellenverzeichnis</b>	V
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	VI
<b>1. Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2. Analyse von Bestandsanlagen</b>	<b>5</b>
2.1 Umfang der relevanten Anlagen	5
2.1.1 Die EEG-Stammdatenliste	7
2.1.2 PV-Anlagen im Grundversorgungs- und Akquisegebiet der enviaM	7
2.2 Vorgehensweise bei der Ermittlung des Anlagenzustands	12
2.3 Beispielanlage Hochschule Merseburg	13
2.3.1 Module	13
2.3.2 Wechselrichter	14
2.3.3 Kabelverbindungen	15
2.4 Möglichkeiten der Instandsetzung	16
2.5 Recycling von PV-Anlagen	16
2.6 Zwischenfazit zur Analyse von Bestandsanlagen	17
<b>3. Mögliche Dienstleistungen des Energieversorgers</b>	<b>19</b>
3.1 Angebote zum Ablaufdatum	19
3.2 Instandsetzung als Dienstleistung	22
3.3 Rückbau als Dienstleistung	24
3.4 Umstellung auf Eigenverbrauch ohne Speicher	25
3.5 Anlagenerweiterung durch Speichertechnologien	26
3.5.1 Modell Mietspeicher	31
3.6 Zwischenfazit zu möglichen Dienstleistungen des Energieversorgers	32

---

<b>4.</b>	<b>Intelligentes Verbrauchermanagement- Smart Home</b>	<b>34</b>
4.1	Verbindung von Photovoltaik und Wärmepumpen	37
4.2	Geschäftspotenzial der Verbindung PV und Wärmepumpe	42
4.3	Messkonzept von Photovoltaik und Wärmepumpe	45
4.4	Zwischenfazit zu Verbrauchermanagement-Smart Home	50
<b>5.</b>	<b>Direktvermarktung von Strom aus Photovoltaik</b>	<b>51</b>
5.1	Möglichkeiten zur Direktstromvermarktung und Anreize	52
<b>6.</b>	<b>Fazit und Ausblick</b>	<b>54</b>

**Literaturverzeichnis**

**Eidesstattliche Erklärung**

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Auszug aus Graphik zu Fakten über die enviaM.....	3
Abb. 2: Netzgebiet Mitnetz Strom mbH.....	6
Abb. 3: Auszug Gesetzestext EEG 2000.....	6
Abb. 4: Auszug EEG-Stammdatenliste.....	7
Abb. 5: Menge aus der Vergütung fallender Anlagen.....	8
Abb. 6: Installierte Leistung der aus der Vergütung fallenden Anlagen.....	8
Abb. 7: Installierte Leistung geordnet nach Gruppen im Grundversorgungsgebiet.....	10
Abb. 8: Installierte Leistung geordnet nach Gruppen im Akquisegebiet.....	11
Abb. 9: Versuchsaufbau.....	13
Abb. 10: Wechselrichter.....	14
Abb. 11: Kabelschaden vermutlich durch Tierfraß entstanden.....	15
Abb. 12: Kabelschaden durch Aufscheuern.....	15
Abb. 13: Zusammensetzung von PV-Modulen in Gew.%.....	17
Abb. 14: Angebotsoptionen zum Ablaufdatum.....	20
Abb. 15: Abweichung Kennlinie durch Zelldefekt und defekte Bypassdiode.....	20
Abb. 16: Mikrokopter mit 8 Rotoren (Oktokopter).....	21
Abb. 17: Thermografische Aufnahme einer Freiflächenanlage.....	21
Abb. 18: Instandsetzungspaket.....	22
Abb. 19: Instandsetzung Beispielanlage.....	23
Abb. 20: Anlagenrückbau.....	24
Abb. 21: Anlagenrückbau Beispielanlage.....	24
Abb. 22: Strompreisentwicklung 1998-2014.....	26
Abb. 23: SMA Smart Home Vision.....	34
Abb. 24: Benutzeroberfläche Webportal und Energiezentrale.....	36
Abb. 25: Monatliche Anteile Jahreswärmeverbrauch und PV-Stromerzeugung.....	37
Abb. 26: Formel minimaler Autarkiegrad WP.....	38
Abb. 27: Autarkiegrade nach Gebäudetyp und Anlagentechnik.....	40
Abb. 28: Autarkiegrade für unterschiedliche Anlagengrößen.....	41
Abb. 29: Wärmepumpenanlagen in Braunsbedra.....	43
Abb. 30: Erzeugungsanlagen in Braunsbedra.....	44
Abb. 31: Schaltbild Überschusseinspeisung (Anschluss Haushaltsstromnetz).....	45
Abb. 32: Schaltbild Überschusseinspeisung PV/WP getrennt (Wärmepumpenstromnetz)...	46

---

Abb. 33: Schaltbild Anlagenaufteilung (Anschluss an beide Netze).....	47
Abb. 34: Schaltbild Einspeisung gemeinsames Netz.....	48
Abb. 35: Schaltbild Überschusseinspeisung gemeinsames Netz mit virtuellem Zähler.....	49

---

## Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Verhältnis Anlagenanzahl zu installierter Gesamtleistung nach Gebiet.....	9
Tab. 2: Klasseneinteilung und Beispiele für Installationsorte.....	9
Tab. 3: Klasseneinteilung und zugehörige Anlagenanzahl im Grundversorgungsgebiet.....	10
Tab. 4: Klasseneinteilung und zugehörige Anlagenanzahl im Akquisegebiet.....	11
Tab. 5: Moduldaten.....	13
Tab. 6: Messwerte gemittelt.....	14
Tab. 7: PV-Abfallprognose.....	17
Tab. 8: Vor- und Nachteile unterschiedlicher Speichertechnologien.....	27
Tab. 9: Technische Daten Sonnenbatterie eco 4.5.....	27
Tab. 10: Strompreis in Abhängigkeit von der Zyklenanzahl (Sonnenbatterie Eco 4.5).....	27
Tab. 11: Speicherpreis in Abhängigkeit von der Zyklenanzahl (Sonnenbatterie Eco 4.5).....	28
Tab. 12: Technische Daten Sonnenbatterie eco 9.0.....	29
Tab. 13: Strom- und Speicherpreis in Abhängigkeit zur Zyklenanzahl (Sonnenb. Eco 9).....	29
Tab. 14: Technische Daten Sonnenbatterie eco 13.5.....	29
Tab. 15: Strom- und Speicherpreis in Abhängigkeit zur Zyklenanzahl (Sonnenb. Eco 13).....	30
Tab. 16: Mögliche Speicherverkäufe unterteilt nach Gebieten [Anlagenanzahl].....	30
Tab. 17: Vor- und Nachteile unterschiedlicher Mietzeiten.....	31
Tab. 18: Auszug Liste der Wärmepumpen mit Prüfnachweis.....	42
Tab. 19: Berechnung von Strommengen.....	49

---

## Abkürzungsverzeichnis

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
Gew.%	Gewichtsprozent
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
KW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
OT	Ortsteil
PV	Photovoltaik
UV	Ultraviolett
WEEE	Waste Electrical and Electronic Equipment
WLAN	Wireless Local Area Network
WR	Wechselrichter



# 1. Einleitung

## Thema und Bedeutung

*„Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) stellt den energierechtlichen Rahmen für die Förderung von Erneuerbaren Energien in Deutschland dar. Kernpunkte sind garantierte Einspeisevergütung, garantierter Anschluss an das Netz und bevorzugte Abnahme der Elektrizität durch den Netzbetreiber. Das EEG in der ersten Fassung hat im Jahre 2000 das Stromeinspeisegesetz ersetzt, wurde in den Jahren 2004 und 2008 konstitutiv neu gefasst und 2014 zuletzt novelliert. Im EEG ist das energiepolitische Ziel festgeschrieben, schrittweise 80% der Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien bis 2050 zu erreichen. Die Kosten, die dem Netzbetreiber für die Vergütung der Erneuerbaren Energien entstehen, werden abzüglich der Einnahmen aus deren Vermarktung auf die Endverbraucher umgelegt (Krumme & McKenna 2015)“.*

Als die Bundesregierung im Jahr 2000 die erste Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetz verabschiedete, verpasste sie die Gelegenheit eine einheitliche Regelung für den Zeitraum nach Ablauf der 20-jährigen Einspeisevergütung festzulegen. Fast 15 Jahre danach besteht noch immer, vor allem für Anlagenbetreiber die große Frage, wie nach 20 Jahren mit der Anlage weiter verfahren werden soll. Die ersten privaten Anlagen in Deutschland wurden noch zum größten Teil aus ideellen Beweggründen wie der Einsparung von fossilen Brennstoffen und der Verringerung von Umweltbelastungen durch deren Abbau und Verfeuerung installiert. Außerdem wollte man eine Unterstützung der atomaren Energie-erzeugung durch die Verwendung von erneuerbaren Energien umgehen. Doch mit Einführung des EEG 2000 rückte der wirtschaftliche Aspekt immer mehr in den Mittelpunkt. Finanzielle Gewinne aus der Einspeisevergütung sowie eine Verringerung des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz überzeugten viele Menschen davon, in eine Photovoltaik-Anlage zu investieren, unabhängig von umweltspezifischen Idealen. Der Zeitraum nach Beendigung der Einspeisevergütung kann hierbei gewinnbringend zum gesamtwirtschaftlichen Erfolg der Anlage beitragen. Die Optionen für die weitere Nutzung sind vielfältig und haben sich, insbesondere durch die rasche Entwicklung im Bereich der Speichertechnologien, in den vergangenen Jahren weiter differenziert. Jeder größere Hersteller von Energiespeicher- Lösungen hat verschiedene Batterien speziell für die Kopplung mit Photovoltaik-Anlagen im Sortiment. Wäre in den letzten Jahrzehnten eine weitgehend autarke Stromversorgung für eine größere Anzahl Haushalte noch undenkbar gewesen, so ist diese mittlerweile durchaus möglich.

Die Frage nach der Wirtschaftlichkeit bleibt zunächst offen. Fragwürdig ist auch, ob es sich überhaupt lohnt eine Anlage aus den Anfangszeiten der Photovoltaik in Deutschland, deren

Stand der Technik bei weitem nicht dem heutigen entspricht, durch eine erneute Investition zu modernisieren und umzufunktionieren. Schließlich ist zu erwarten, dass eine Anlage und insbesondere die Module, nach 20 Jahren stetiger Degradation eine signifikante Abweichung von der ursprünglichen Auslegungsleistung aufweist. Gewiss kann hierbei der Eindruck entstehen, dass es sich um eine Art Luxusproblem handelt, wie mit einer bereits durch die Vergütung abbezahlten Anlage weiterhin Profit erwirtschaftet werden kann. Doch bei einem Gesamtvolumen von mehreren GW installierter Leistung, die ab 2025 jährlich aus der Vergütung fallen, steht man vor einem Problem mit hoher energiewirtschaftlicher Relevanz. Besonders deutlich wird dies, wenn man beachtet wie kontrovers Themen wie die EEG-Umlage, steigende Netznutzungsentgelte und die Entwicklung der Strompreise diskutiert werden. Somit richtet sich diese Arbeit nicht nur an Anlagenbetreiber und Energieversorger, sondern auch an PV-Interessierte im Allgemeinen.

### **Praxisunternehmen**

Mit circa 1,4 Millionen Kunden und über 21000 GWh Stromabsatz in 2013 ist die enviaM-Gruppe der größte regionale Energiedienstleister in Ostdeutschland. Die enviaM-Gruppe setzt sich aus der envia Mitteldeutsche Energie AG Chemnitz, sowie weiteren Gesellschaften zusammen, an denen enviaM mehrheitlich beteiligt ist. Die enviaM AG bildet hierbei die Stammgesellschaft, der Koordinations- und Steuerungsaufgaben zuteilwerden. Mehrheitlicher Anteilseigner ist mit über 58% die RWE AG. Die restlichen Anteile sind auf 650 ostdeutsche Kommunen vergeben, was eine enge Zusammenarbeit mit diesen unabdingbar für den Unternehmenserfolg macht. Diese Verbundenheit mit der Region ist ein zentraler Punkt in der Unternehmensphilosophie und begründet das selbsternannte Ziel Ostdeutschland aktiv mitzugestalten. Die Initiative EnergieZukunft Ostdeutschland übernimmt hierbei eine Vorreiterrolle und beschäftigt sich mit vielen Aspekten der Energiewende. Hierzu gehören sowohl technologische, als auch gesellschaftliche Fragestellungen und die kritische Betrachtung der aktuellen Situation.



Abb. 1: Auszug aus Graphik zu Fakten über die enviaM

Quelle: [www.energiezukunft-ostdeutschland.de/wir-gestalten-die-energiezukunft-fuer-ostdeutschland/](http://www.energiezukunft-ostdeutschland.de/wir-gestalten-die-energiezukunft-fuer-ostdeutschland/)

## Ziel der Arbeit

Der Wegfall der EEG-Vergütung birgt für die enviaM AG ein Geschäftspotenzial durch Anlagenrückbauten, Erweiterungen der vorhandenen Anlagen sowie Speicherverkäufen. Dieses Potenzial soll für das Einflussgebiet der enviaM AG untersucht werden. Insbesondere die Frage ab welchem Zeitpunkt genug Anlagen aus der Vergütung fallen um Ressourcen auf dieses Geschäftsfeld zu konzentrieren muss geklärt werden. Des Weiteren soll untersucht werden, in welchem Zustand sich diese Anlagen befinden. Daraus lässt sich ableiten, welche Instandsetzungsmaßnahmen nach dem Ablauf des 20-jährigen Vergütungszeitraums durchzuführen sind und von der enviaM AG angeboten werden können. Aus der Sicht des Anlagenbetreibers stellt sich die Frage, welche Dienstleistungen er in Anspruch nimmt und ob ein Umbau seiner Anlage sinnvoll ist. Besonders interessant sind die Möglichkeiten der Anlagenerweiterung durch Speichertechnologien oder eine Wärmepumpe. Es wird untersucht, ob diese Umbauten energetisch und ökonomisch sinnvoll sind. Der von der Photovoltaik-Anlage erzeugte Strom kann nie zu 100% in einem Haushalt verbraucht werden. Daher stellt sich für den Anlagenbetreiber auch die Frage, wie er mit dem überschüssigen Strom verfährt. Welche Form der Stromvermarktung den Wegfall der Einspeisevergütung am effektivsten ausgleicht, wird im Kapitel zum Thema Direktvermarktung geklärt.

## **Vorgehensweise bei der Bearbeitung**

Die Arbeit besteht aus vier Teilen. Im ersten Teil werden die bestehenden Anlagen hinsichtlich Zustand und noch vorhandenem Potenzial untersucht. Hierfür wird zunächst aus dem Gesamtvolumen der installierten Anlagen der Teil herausgefiltert, der für die weitere Betrachtung von Interesse ist und charakterisiert. Danach wird anhand einer Anlage aus dem Bestand der Fachhochschule Merseburg, der beispielhafte Zustand einer PV-Anlage nach 20 Jahren Betrieb ermittelt. Hieraus ergeben sich Empfehlungen, ob eine weitere Verwendung möglich ist und welche Instandsetzungsmaßnahmen notwendig sind. Im zweiten Teil werden aus den gewonnenen Erkenntnissen des ersten Teils mögliche Angebote seitens des Energieversorgers für den Anlagenbetreiber vorgestellt. Die Unterteilung der Angebote erfolgt nach Angeboten zum Zeitpunkt des Ablaufs der Einspeisevergütung und Angebote für die weitere Nutzung in Zusammenarbeit mit der enviaM AG. Im dritten Teil wird das Prinzip Smart-Home behandelt und insbesondere die Verbindung von Photovoltaik und Wärmepumpe untersucht. Die Erhöhung der Eigenverbrauchsquote und die damit einhergehende Verringerung des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz, bildet den zentralen Punkt bei der Weiterverwendung von Bestandsanlagen. Jedoch ist es nicht möglich den von der Photovoltaikanlage produzierten Strom vollständig zu verbrauchen. Der letzte Teil der Arbeit befasst sich mit Strategien zur Vermarktung des überschüssigen Stroms, um den Wegfall der EEG-Vergütung möglichst effektiv auszugleichen.

## **2. Analyse von Bestandsanlagen**

Zunächst muss geklärt werden, um was für eine Menge an Anlagen es sich handelt und in welchem Zustand sich diese befinden. Hieraus ergibt sich in direkter Folge der Zeitpunkt, zu dem eine ausreichend große Menge an Anlagen aus der Vergütung fällt. Erst ab diesem Zeitpunkt ist es sinnvoll, den Kunden ein Angebot zu liefern, da bei einem zu geringen Anlagenvolumen die Ressourcenbindung in Form von Personal und Arbeitszeit für die enviaM nicht wirtschaftlich lohnend ist.

Die Ermittlung der Anlagenmenge erfolgt über die EEG-Stammdatenliste der Bundesnetzagentur (vgl. 50Hertz Transmission GmbH 2014). In dieser Liste sind alle PV-Anlagen, die über das EEG vergütet werden, aufgeführt und können nach den für die Untersuchung wichtigsten Kriterien Ort und Datum der Inbetriebnahme gefiltert werden. Der Anlagenzustand kann aufgrund des langen Zeitraumes von 20 Jahren und dem Umstand, dass nur sehr wenige Anlagen vor dem Jahr 2000 an das Netz angeschlossen wurden nur stichprobenartig ermittelt werden. Hierbei liefert die PV-Anlage aus dem Bestand der Hochschule Merseburg mit dem Baujahr 1994, wichtige Erkenntnisse über die Alterung der einzelnen Anlagenkomponenten.

### **2.1 Umfang der relevanten Anlagen**

Durch die Liberalisierung des Strommarktes zum Zweck der Gleichbehandlung aller Wettbewerbsteilnehmer ist es nötig, Richtlinien zu verfassen, die das Erreichen eines neutralen Netzbetriebes im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes ermöglichen. Eine dieser Richtlinien sieht das sogenannte Unbundling, zu Deutsch Entflechtung, vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen vor (vgl. EnWG 2005). Würde ein Energieversorger beispielsweise gleichzeitig der Netzbetreiber und Stromanbieter sein, so könnte er seinen eigenen Strom bevorzugt, zu geringeren Kosten zum Kunden durchleiten. Da dies dem Sinn des neutralen Netzbetriebs entgegensteht, müssen Netzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen getrennt sein.

Aus diesem Grund bewirtschaftet die Mitnetz Strom mbh von der enviaM AG unabhängig das Stromnetz im Gebiet der enviaM. Das rund 28.000 km<sup>2</sup> große Netzgebiet der Mitnetz Strom mbH, unterteilt sich in die 4 Regionen Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Süd- und West-Sachsen. Die Betrachtung der relevanten Anlagen beschränkt sich dementsprechend auf diese Gebiete mit Ausschluss einiger Stadtwerke und kleineren Netzgebieten anderer Unternehmen.

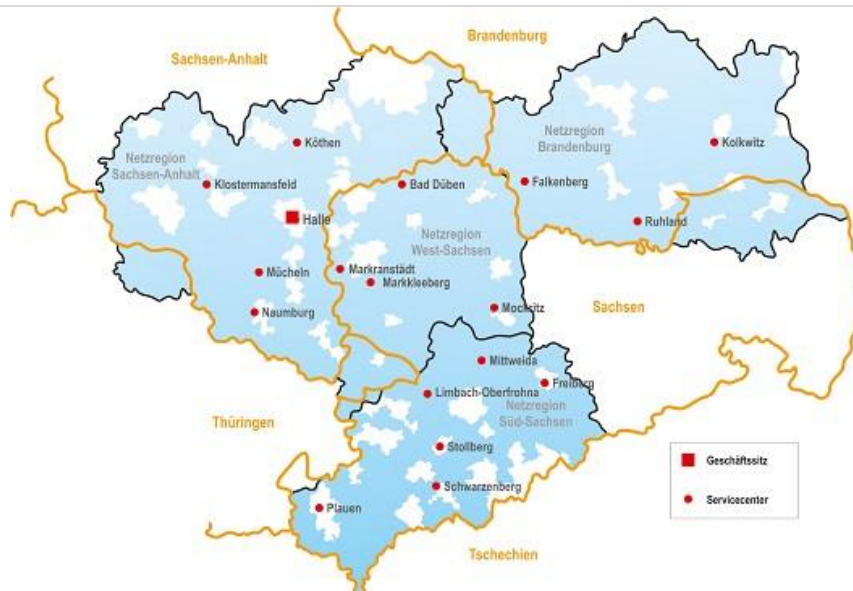


Abb. 2: Netzgebiet Mitnetz Strom mbH

Quelle: [www.mitnetz-strom.de/Unternehmen/Portraet](http://www.mitnetz-strom.de/Unternehmen/Portraet)

Diese Übersicht soll in Verbindung mit der EEG-Stammdatenliste zur Ermittlung der Anlagenmenge, die in den kommenden Jahren aus der Vergütung fällt, dienen.

Wichtig für diese Betrachtung ist der Umstand, dass nach §9 (1) S.2 EEG 2000, für Anlagen die vor dem Jahr 2000 in Betrieb genommen worden sind, das Jahr 2000 als Jahr der Inbetriebnahme gilt. Die Mitnetz Strom mbH hat für Anlagen, die vor dem 01.04.2000 in Betrieb genommen wurden den 31.12.2019 als Zeitpunkt für die Beendigung der Vergütungszahlung festgelegt.

Des Weiteren gilt bis heute für neu installierte Anlagen ein Vergütungszeitraum von 20 Jahren, ohne Berücksichtigung des Jahres der Inbetriebnahme. Dies wurde erstmals unter §9 (1) EEG 2000 gesetzlich festgelegt. Somit ergibt sich beispielsweise für eine 2002 installierte Anlage ein Ende des Vergütungszeitraumes zum Jahr 2023 und nicht etwa 2022.

(1) Die Mindestvergütungen nach §§ 4 bis 8 sind für neu in Betrieb genommene Anlagen jeweils für die Dauer von 20 Jahren ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres zu zahlen, soweit es sich nicht um Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft handelt. Für Anlagen, die vor Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen worden sind, gilt als Inbetriebnahmejahr das Jahr 2000.

Abb. 3: Auszug Gesetzestext EEG 2000

Neben der Anforderung, dass sich die Anlage im Grundversorgungs- oder Akquisegebiet der enviaM befinden muss, müssen weitere Bedingungen erfüllt werden. Hierzu gehört, dass die Anlage überhaupt noch besteht und nicht rückgebaut, oder durch einen Schadensfall zerstört wurde. Die EEG-Stammdatenliste ist zwar dynamisch und wird in regelmäßigen Abständen aktualisiert, bleibt dabei jedoch immer von den Meldungen der Anlagenbetreiber abhängig. Somit kann keine Garantie über die Aktualität der Datensätze gegeben werden.

Im weiteren Verlauf der Arbeit werden nur Anlagen betrachtet, die sich im Besitz von Privatkunden oder Kunden mit Gewerbe vor Ort befinden. Dies bietet den Vorteil, dass die Formulierung eines Angebotes für diese Kunden wesentlich einfacher zu bewerkstelligen ist, als beispielsweise für Anlagen von Investoren.

### 2.1.1 Die EEG-Stammdatenliste

Die durch die Bundesnetzagentur veröffentlichte EEG-Stammdatenliste, die monatlich aktualisiert wird, liefert einen Überblick über alle in Deutschland installierten PV-Anlagen inklusive aller Eckdaten der Anlagen. Die Zusammenstellung der Liste erfolgt aus den Datensätzen, die die Anlagenbetreiber in Form der Anmeldung zum Netzanschluss, kurz ANA, an den regionalen Netzbetreiber liefern.

Die ANA beinhaltet Angaben zum Anlagenbetreiber, zur verbauten Technik und dem Anlagenstandort. Besonders wichtig ist der Montageort der Anlage, nach dem sich die Vergütung richtet. Der Netzbetreiber ist wiederum verpflichtet, monatlich eine Liste mit den zusammengefassten Daten an die Übertragungsnetzbetreiber zu senden. Im Fall der Mitnetz Strom mbH erfolgt die Übermittlung der Daten an die 50Hertz Transmission GmbH, dem einzigen Übertragungsnetzbetreiber in Ostdeutschland. Anhand der recht langen Informationskette ist bereits zu erkennen, dass Fehler in den Datensätzen nicht auszuschließen sind. Dennoch liefert die Stammdatenliste eine ausreichend genaue Grundlage für die Ermittlung der Anlagenmenge.

### 2.1.2 PV-Anlagen im Grundversorgungs- und Akquisegebiet der enviaM

Die EEG-Stammdatenliste im Microsoft-Excel Format .xls erlaubt es, eine Sortierung nach dem für die PV-Anlage zuständigen Netzbetreiber vorzunehmen.

Netzbetreiber	Standort	PLZ und Bundesland	kWp	Datum der Inbetriebnahme
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	Calau, OT Kalkwitz	3205 BB	3,18	29.11.1992
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	Großrückerswalde	9518 SN	1,6	06.12.1992
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	Lauter-Bernsbach, OT Bernsbach	8315 SN	1,1	04.01.1993
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	Ruhland	1945 BB	5,4	07.02.1993

Abb. 4: Auszug EEG-Stammdatenliste

Die folgenden Darstellungen beschreiben die Menge an PV-Anlagen und deren gesamte installierte Leistung, die aus der EEG-Vergütung fallen, beginnend mit dem Jahr 2019.

Die Unterteilung erfolgt in Anlagen im Grundversorgungsgebiet und Anlagen im Akquisegebiet der enviaM.

### Vergleich Anlagenanzahl im Grundversorgungsgebiet und im Akquisegebiet der enviaM

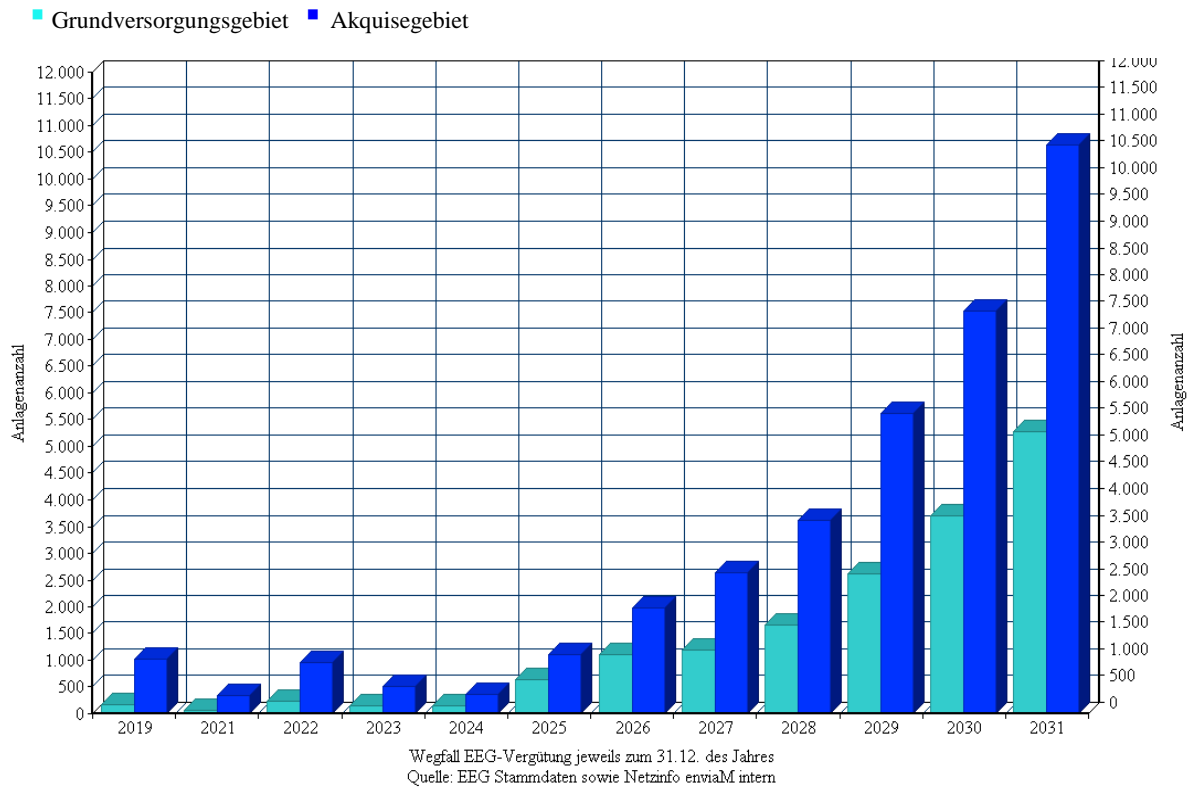


Abb. 5: Menge aus der Vergütung fallender Anlagen

### Vergleich install. Leistung im Grundversorgungsgebiet und im Akquisegebiet der enviaM

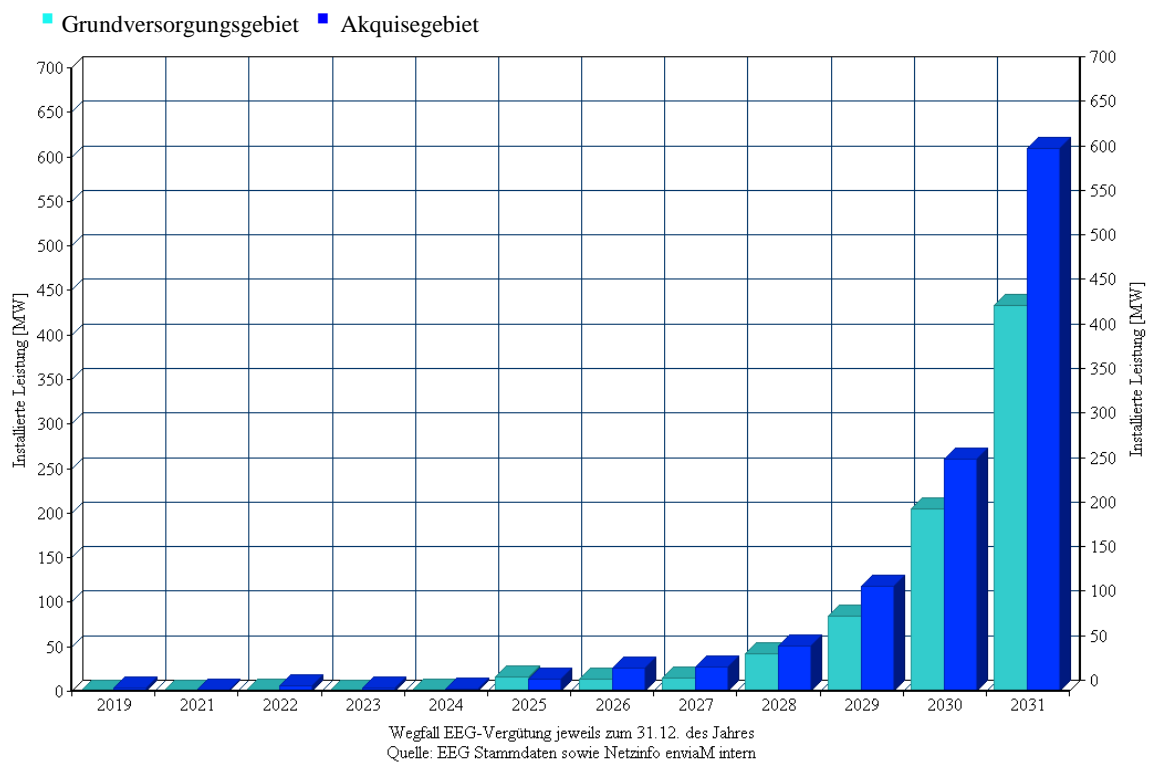


Abb. 6: Installierte Leistung der aus der Vergütung fallenden Anlagen



Ende EEG-Vergütung	Gebiet enviaM		Akquisegebiet	
	Anzahl	Leistung [MW]	Anzahl	Leistung [MW]
2019	163	0,52	1020	3,73
2021	55	0,14	341	1,4
2022	236	0,69	948	5,96
2023	144	0,42	513	3,48
2024	152	0,68	363	2,35
2025	637	16,45	1106	13,28
2026	1109	13,94	1973	25,96
2027	1198	14,92	2636	27,54
2028	1663	41,77	3627	51,44
2029	2610	84,16	5620	117,838
2030	3709	204,336	7529	260,871
2031	5280	433,276	10628	608,962
Summe	16956	811,302	36304	1122,811

Tabelle 1: Verhältnis Anlagenanzahl zu installierter Gesamtleistung nach Gebiet

Da der Fokus auf Anlagen im Privatkundenbereich liegt, ist eine Unterteilung in Cluster unterschiedlicher Anlagengrößen sinnvoll. Die Zusammenfassung der Anlagen erfolgt in diesen Klassen:

Klassen	Beispiele
Bis 15 KW installierte Leistung	Einfamilienhäuser mit/ohne Anbau
15-30 KW installierte Leistung	Wohnanlagen, Höfe, Industriegebäude
30-100 KW installierte Leistung	Landwirtschaftsbetriebe, kleine Freifläche
Ab 100 KW installierte Leistung	Große Dachflächen, Freifläche, Solarparks

Tabelle 2: Klasseneinteilung und Beispiele für Installationsorte

Die Diagramme auf den folgenden Seiten zeigen auf, wie die Klassen innerhalb der Gebiete aus den vorherigen Darstellungen aufgeteilt sind.

## Vergleich installierte Leistung nach Gruppen im Grundversorgungsgebiet

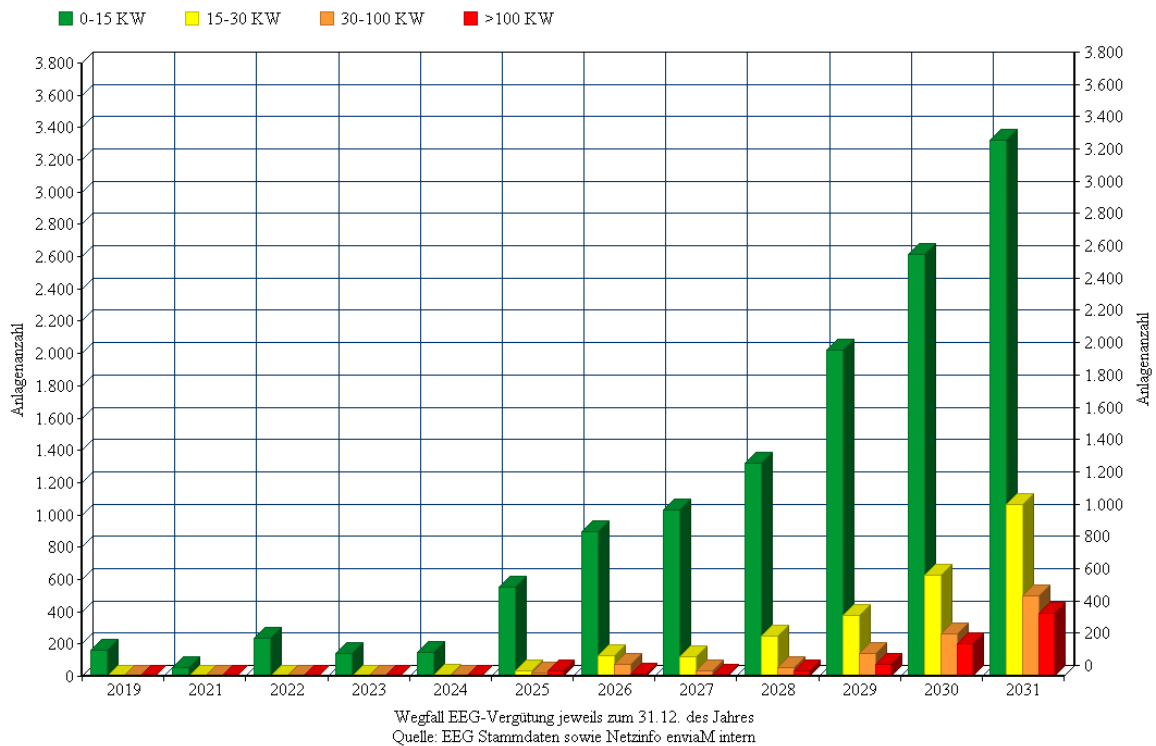


Abb. 7: Installierte Leistung geordnet nach Gruppen im Grundversorgungsgebiet

Ende EEG-Vergütung	Grundversorgungsgebiet enviaM				Summe
	0-15 KW	15-30 KW	30-100 KW	>100 KW	
2019	161	2	0	0	163
2021	55	0	0	0	55
2022	236	0	0	0	236
2023	143	1	0	0	144
2024	145	4	3	0	152
2025	554	34	18	31	637
2026	895	128	71	15	1109
2027	1031	123	34	10	1198
2028	1318	252	57	36	1663
2029	2018	378	141	73	2610
2030	2617	625	263	204	3709
2031	3325	1064	499	392	5280
Summe	12498	2611	1086	761	16956

Tabelle 3: Klasseneinteilung und zugehörige Anlagenanzahl im Grundversorgungsgebiet

Im Vergleich dazu die ähnliche Verteilung im Akquisegebiet:

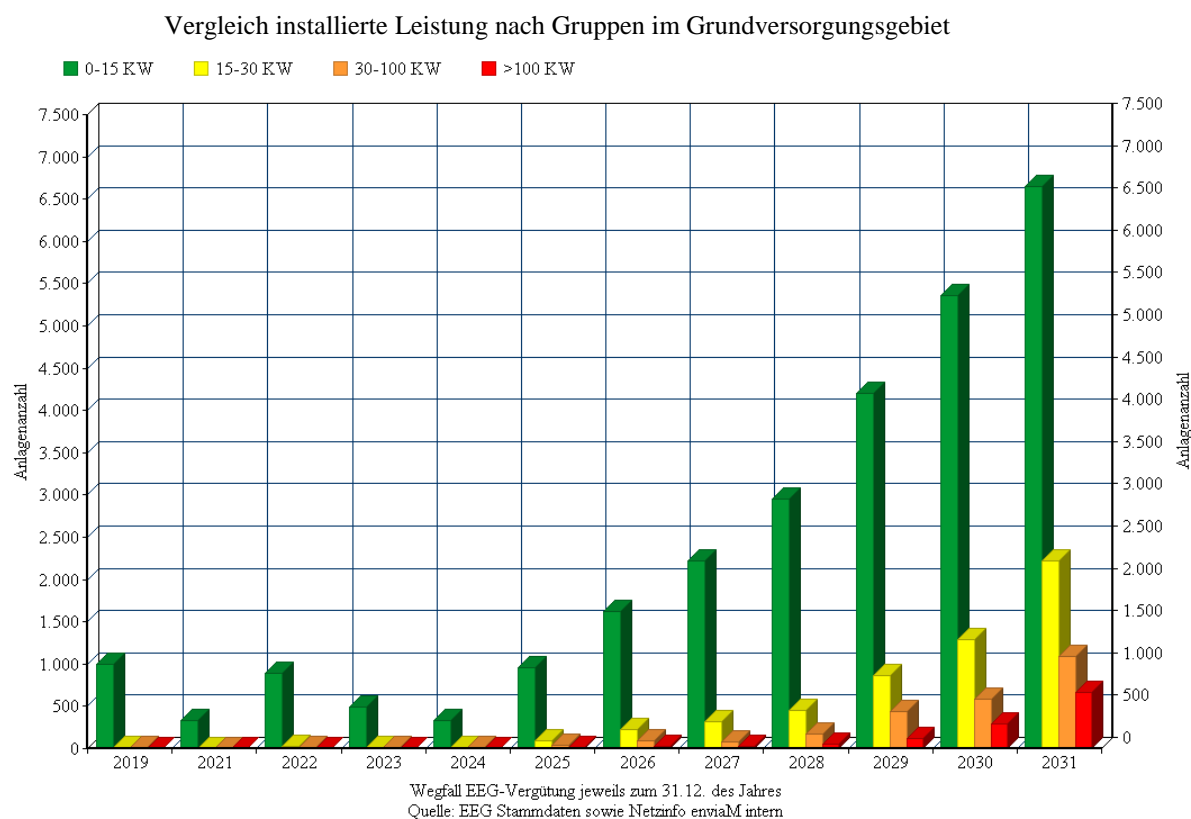


Abb. 8: Installierte Leistung geordnet nach Gruppen im Akquisegebiet

Ende EEG-Vergütung	Akquisegebiet enviaM				Summe
	0-15 KW	15-30 KW	30-100 KW	>100 KW	
2019	1000	10	9	1	1020
2021	330	6	5	0	341
2022	897	29	16	6	948
2023	486	17	8	2	513
2024	338	15	9	1	363
2025	955	98	37	16	1106
2026	1626	224	96	27	1973
2027	2220	318	78	20	2636
2028	2951	450	167	59	3627
2029	4201	864	437	118	5620
2030	5358	1295	585	287	7525
2031	6654	2217	1089	668	10628
Summe	27016	5543	2703	1205	36467

Tabelle 4: Klasseneinteilung und zugehörige Anlagenanzahl im Akquisegebiet

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Anlagen mit einer Größe über 15 KW bis zum Jahr 2025 nur von geringer Bedeutung sind. Erst mit Einführung des EEG 2004 wurde begonnen, vermehrt größere Anlagen, die nicht an den Privatbesitz von Einzelkunden und deren Dächer gebunden waren, zu bauen. Im Akquisegebiet ist diese Tendenz ebenfalls gut zu erkennen. Ein deutlicher Unterschied besteht bei der Anzahl an Anlagen, die vor dem 01.04.2000 installiert worden. Im Akquisegebiet liegen hierbei mehr als 6 Mal so viele Anlagen wie im Grundversorgungsgebiet. Dies muss in die Entscheidung, in welchem Gebiet und zu welchem Zeitpunkt man das erste Mal aktiv auf Kunden zugeht, einfließen. Der zu Beginn recht große Unterschied wird in den Folgejahren ausgeglichen. In der Regel liegen circa doppelt so viele Anlagen im Akquisegebiet wie im Gebiet der enviaM. Betrachtet man die große Anzahl an Energieversorgern im Akquisegebiet (71), wird die hervorragende Marktposition von enviaM deutlich. Gibt die Anlagenanzahl eine Auskunft über den besten Zeitpunkt für den Beginn einer Angebotsoffensive, so bestimmt die Verteilung der Anlagengrößen den Umfang dieser Angebote. Natürlich muss für eine Kleinanlage ein anderes Angebot formuliert werden, als für eine Anlage auf dem Dach eines Landwirtschaftsbetriebs. Das Gleiche gilt für Anlagen die nach einem veralteten Stand der Technik installiert wurden und Anlagen jüngerem Inbetriebnahmedatums.

## **2.2 Vorgehensweise bei der Ermittlung des Anlagenzustands**

Entscheidend für den Angebotsumfang ist der Zustand der Anlage nach dem Ablauf der Vergütungszahlung. Nach einem Zeitraum von 20 Jahren könnten zum Beispiel bei über 90% der Anlagen die Kabelverbindungen zwischen Modulen und Wechselrichter unbrauchbar sein. In diesem Fall kann man als fixe Position einen Austausch dieser Verbindungen im Angebot festhalten. Die Schwierigkeit hierbei bildet die Ermittlung des Anlagenzustandes. Dies ist unter anderem dadurch begründet, dass nur sehr wenige Anlagen älter als 20 Jahre sind und deren Komponenten meist von Pionieren auf dem Gebiet der Photovoltaik geliefert wurden. Viele der Hersteller sind heute nicht mehr auf dem Markt vertreten. Hinzu kommt, dass eine Anlage, die beispielsweise 1992 in Betrieb genommen wurde bei Weitem nicht den technischen Stand einer Anlage mit dem Baujahr 2006 aufweist. In der Zwischenzeit haben umfangreiche technische Verbesserungen aller Komponente die Lebensdauer deutlich erhöht.

## 2.3 Beispielanlage Hochschule Merseburg

Die Hochschule Merseburg ist im Besitz von mehreren Anlagen, die sich hinsichtlich der eingesetzten Module und Bauweisen unterscheiden. Für die Ermittlung eines beispielhaften Anlagenzustandes wurden siliziumbasierte, polykristalline Module gewählt, da diese am wahrscheinlichsten bei einem Privatkunden vorzufinden sind. Um einen Überblick über den Gesamtzustand der Anlage zu erhalten, werden die 3 Hauptkomponenten Module, Wechselrichter und Kabelverbindungen betrachtet und auftretende Mängel dokumentiert.

### 2.3.1 Module

Für die Untersuchung der Module wurde ein Versuchsaufbau mit einer künstlichen Sonne realisiert. Zur Simulation der Sonne wurden zwölf 90-Watt-Strahler verwendet. Über ein Messgerät speziell für PV-Anlagen mit dazugehörigem Luxmeter konnte die Modulleistung bestimmt werden. Bei den polykristallinen Modulen handelt es sich um Fabrikate der Firma Kyocera aus Japan, Baureihe LA361k51S. Zur Strahlungsmessung diente ein angeschlossenes Luxmeter.

Nennleistung	51W
$U_{MPP}$	16,9V
$I_{MPP}$	3,02A
Maße	988x448x36mm
Baujahr	07/1994

Tabelle 5: Moduldaten



Abb. 9: Versuchsaufbau  
Quelle: Eigene Darstellung

Die Leistungsmessung erfolgte für jedes der drei Module einzeln und isoliert von den anderen Modulen, um etwaige Fehlerquellen auszuschließen. Die Lampen wurden ebenfalls nur zum Zeitpunkt der Messung eingeschaltet, um die Beeinträchtigung durch Erwärmung der Module zu minimieren. Es wurden jeweils drei Messreihen pro Modul durchgeführt, deren Ergebnisse gemittelt wurden. Bei dem Messgerät handelt es sich um das Kennlinienmessgerät PVPM1000C der Firma PV-Engineering GmbH, welches bereits bei der Messdatenverarbeitung die maximal mögliche Leistung ermittelt und als Ergebnis ausgibt.

	Leistung <sub>max</sub> [W]	Strahlung [W/m <sup>2</sup> ]
Modul 1	46,2	521
Modul 2	47	518
Modul 3	45,7	518

Tabelle 6: Messwerte gemittelt

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Module trotz des langjährigen Einsatzes nur geringe Leistungseinbußen zu verzeichnen haben. Bei diesen Modulen kann man demnach von der Einsatzfähigkeit über den Zeitraum der Einspeisevergütung hinaus ausgehen. Lediglich die, im Verhältnis zur Fläche der Module, niedrige Gesamtleistung könnte ein Argument gegen deren Weiternutzung sein. Die Leistung moderner Module bezogen auf die Fläche ist circa 1,5-mal so groß wie die der 1994 hergestellten Module im Versuch.

### 2.3.2 Wechselrichter

Bei den Wechselrichtern für die Anlage handelt es sich um Fabrikate der Firma SMA vom Typ PV-WR 1000. Die Anlage aus dem Versuchsaufbau ist mit drei weiteren baugleichen Modulen zu einem String verbunden, der zum mittleren der abgebildeten Wechselrichter führt.



Abb. 10: Wechselrichter  
Quelle: Eigene Darstellung

Im Gegensatz zu den Modulen weisen die Wechselrichter erhebliche Mängel auf. Mithilfe eines Oszilloskops konnte ermittelt werden, dass die elektrische Strahlung enorm ist. Das bloße Berühren der Messleitungen des Oszilloskops hat ein gut erkennbares Abbild der Arbeitskurve des Wechselrichters ergeben. Somit hat der Mensch als Antenne fungiert, was bei Wechselrichtern nach heutiger Bauweise nicht mehr möglich ist. Durch eine AC-seitige Messung mit dem Oszilloskop konnte ebenfalls ermittelt werden, dass der Wechselrichter den Punkt maximaler Leistung, den sogenannten MPP nicht mehr findet. Somit wirkt der Wechselrichter der optimalen Leistungsentnahme entgegen.

Des Weiteren hat der WR nur noch eine sehr unsaubere Sinuskurve geliefert, die der Netzbetreiber nach heutigen Standards nicht mehr akzeptieren würde. Eine Einspeisung in das Stromnetz wäre hierdurch ausgeschlossen. Diese Wechselrichter würden für eine Weiternutzung nicht in Frage kommen und ein Ersatz wäre unabdingbar. Nach Aussage des zuständigen Betreuers für die Anlage sind die Wechselrichter seit dem Installationszeitpunkt mehrmals zur Reparatur eingeschickt worden. Spätestens zwei Jahre nach den Reparaturen sei es dann aber erneut zu Problemen gekommen (Borchert, 10.2015). Für sehr alte Anlagen sollte also ein Wechselrichtertausch als feste Position angenommen werden.

### 2.3.3 Kabelverbindungen

Die Sichtprüfung der Kabel hat einen desolaten Zustand dieser aufgezeigt. Neben Fraßspuren sind vor allem montagebedingte Schäden aufgefallen. An vielen Stellen haben sich Kabel an scharfen Kanten aufgerieben oder sind geknickt. Da die Installation durch eine Fachfirma durchgeführt wurde, kann davon ausgegangen werden, dass die Praxis zu diesem Zeitpunkt noch wenig ausgereift war und andere Anlagen aus dieser Zeit ähnliche Schäden aufweisen werden. Alle verbauten Kabel hatten eine sehr poröse, raue Oberfläche, was auf die fehlende UV-Beständigkeit zurückzuführen ist.



Abb. 11: Kabelschaden vermutlich durch Tierfraß entstanden  
Quelle: Eigene Darstellung



Abb. 12: Kabelschaden durch Aufscheuern  
Quelle: Eigene Darstellung

Da die Kabelverbindungen essenziell für eine funktionierende Anlage sind, müsste jede einzelne Verbindung je nach Zustand ausgetauscht werden. Dies kann sich besonders bei großen, kompakten Modulflächen ohne Revisionsgänge als problematisch erweisen.

## 2.4 Möglichkeiten der Instandsetzung

Neben der Option, jede alte Komponente gegen eine neuwertige auszutauschen, bietet das sogenannte Repowering eine interessante Alternative. Hierbei bleiben funktionsfähige Anlagenbestandteile bestehen und nur bestimmte Teile werden gegen neue, effizientere ausgetauscht. Besonders bei den Modulen kann dies eine erhebliche Verbesserung der Anlageneffizienz bewirken. Geht man zum Beispiel von Modulen ähnlich denen der Versuchsanlage aus, so würden diese eine Leistung von  $115\text{W}/\text{m}^2$  aufweisen. Moderne Module der  $280\text{W}$ -Klasse (Bsp. Aleo s19) ermöglichen eine Leistung von  $170\text{W}/\text{m}^2$ . Daraus ergibt sich, dass der Anlagenbetreiber durch den Einsatz neuer Module entweder die genutzte Dachfläche bei gleicher Gesamtleistung verringern, oder auf der gleichen Fläche mehr Leistung erzeugen kann.

## 2.5 Recycling von PV-Anlagen

Ist eine Reinvestition in die PV-Anlage nicht sinnvoll oder hat sich der Kunde einfach gegen den Fortbestand der Anlage entschieden, müssen die Anlagenteile nach den gültigen Richtlinien entsorgt werden. Die Verbindungen und der Wechselrichter stellen hierbei kein Problem dar, da sie wie andere Elektrogeräte bei kommunalen Sammelstellen abgegeben werden können. Schwieriger gestaltet sich die Entsorgung der Module, die zum Teil umweltschädliche Stoffe enthalten. Wafer- und Dünnschichtmodule können Schwermetalle wie Blei oder Cadmium, sowie die ebenfalls giftigen Fluorpolymere enthalten. Neben der Beseitigung dieser Schadstoffe ist vor allem die Wiedergewinnung von Rohstoffen für die Industrie von Interesse.

Die Hauptbestandteile eines PV-Moduls, Silizium, Aluminium und Glas, können fast vollständig im Recycling-Prozess wiedergewonnen und als qualitativ hochwertige Rohstoffe wiederverwendet werden. Seit August 2012 gilt für das Recycling von PV-Modulen europaweit die WEEE-Richtlinie (Waste of Electrical and Electronic Equipment), welche vorsieht, dass mindestens 85% der verkauften Module eingesammelt und 80% recycelt werden müssen (vgl. WEEE 2012).

Auf Landesebene regelt das Elektro- und Elektronikgerätegesetz (ElektroG) die Umsetzung der Anforderungen. Nach diesem Gesetz sind Hersteller, sowie Importeure von Solarmodulen für den anfallenden Modulschrott und die Erfüllung der Quoten verantwortlich (vgl. ElektroG 2015).



Damit ein einheitliches und geordnetes Rücknahmeverfahren garantiert ist, sind die meisten betroffenen Unternehmen Mitglieder bei PV CYCLE, einem 2007 gegründeten, gesamteuropäischem Industrieverband. PV CYCLE betreibt allein in Deutschland über 150 Sammelstellen und hat bis Ende 2014 europaweit insgesamt über 10.000 Tonnen Altmodule gesammelt (vgl. PV CYCLE 2015). Wie in der Tabelle zur Abfallprognose zu erkennen ist, wird die Menge der recycelbaren Module voraussichtlich ab 2030 signifikant steigen, weil zu diesem Zeitpunkt die Anlagen aus den Jahren des PV-Booms veraltet sind. Durch diesen Anstieg wird der wirtschaftlich sinnvolle Betrieb spezialisierter Behandlungsanlagen ermöglicht.

Jahr	Abfallmengen in 1.000t/Jahr (Prognose)
2025	14-22
2030	152-223
2035	1800-2900
2040	2200-3900
2045	2300-4200
2050	4900-9600

Tabelle 7: PV-Abfallprognose

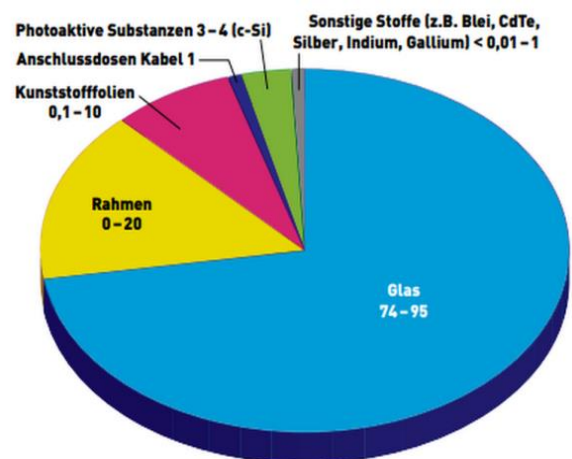


Abb. 13: Zusammensetzung von PV-Modulen in Gewichts %

Der Anlagenbetreiber sollte sich zunächst darüber informieren, ob der Hersteller seiner Module Mitglied bei PV CYCLE ist und danach die nächstgelegene Annahmestelle suchen. Beides ist problemlos über die Internetpräsenz von PV CYCLE möglich. Für Mengen über 40 Module wird eine kostenlose Abholung angeboten. Geringere Mengen müssen vom Anlagen-betreiber selbst geliefert werden. Für Module von Herstellern, die nicht Mitglied bei PV CYCLE sind, sowie Module deren Hersteller nicht mehr existent sind, ist die Entsorgung ebenfalls über PV CYCLE möglich. Die Kosten für die Behandlung dieser Module werden durch das ElektroG abgedeckt. Informationen zu diesen Kosten sind nicht frei zugänglich. Für den Kunden besteht kein Unterschied zur Vorgehensweise bei der Modulentsorgung (vgl. Lange, PV CYCLE 2015)

## 2.6 Zwischenfazit zur Analyse von Bestandsanlagen

Um den Betreibern von PV-Anlagen ein Angebot zur Instandsetzung, Verbesserung oder gar Erweiterung zu machen, muss zunächst geklärt werden, um welche Größenordnung es sich bei der Anlage handelt und in welchem Zustand sich diese befindet. Die Größe der Anlage bestimmt den sinnvollsten Zeitpunkt für ein lohnendes Angebot, je nachdem wann genügend Anlagen aus der Vergütung fallen. Je schlechter der Zustand und je größer der Umfang der PV-

Anlagen, desto umfangreicher fällt das Angebot an den Kunden aus. Die Menge der PV-Anlagen kann durch die EEG-Stammdatenliste ermittelt werden. Die Feststellung des Zustandes der Anlagen ist nur stichprobenartig möglich, wobei eine Beispielbetrachtung anhand der PV-Anlage der Hochschule Merseburg Erkenntnisse über die Alterung der einzelnen Module einer PV-Anlage bringen konnte.

Die Anlagen, die für die Betrachtung in dieser Arbeit relevant sind, befinden sich im Einzugsbereich der Mitnetz Strom mbH in Brandenburg, Sachsen-Anhalt sowie in Süd- und West-Sachsen. Es wurden nur Anlagen von Privatkunden oder Kunden mit Gewerbe vor Ort betrachtet und die verschiedenen Objekte wurden ihrer Größe nach in verschiedene Cluster unterteilt. Dabei wurde die Verteilung der Objekte im Akquise- und im Grundversorgungsgebiet verglichen. Die Betrachtung ergab, dass PV-Anlagen mit einer Größe über 15kW bis zum Jahr 2025 keine große Bedeutung haben, was daran liegt, dass erst mit dem EEG 2004 größere Anlagen gebaut wurden. Zur Instandsetzung bestehen generell zwei Möglichkeiten. Zum einen könnte man alle alten Komponenten der PV-Anlagen ersetzen. Alternativ könnte man die Möglichkeit des so genannten Repowering in Betracht ziehen. Dabei werden nur bestimmte Komponenten der Anlage durch leistungsfähigere Modelle ersetzt. Funktionstüchtige Komponenten bleiben bestehen.

Ist eine Reinvestition in die bestehende PV-Anlage nicht sinnvoll oder besteht der Wille beim Kunden nicht, wird die Anlage recycelt. Kabelverbindungen und Wechselrichter können dabei unkompliziert an jeder Sammelstelle für Elektroschrott abgegeben werden. Da die meisten Module jedoch umweltschädliche Stoffe wie Blei, Cadmium oder Fluorpolymere enthalten, ist eine gesonderte Entsorgung nötig. Die meisten Hersteller sind im Verband PV Cycle organisiert, welcher bundesweit eine einfache Entsorgung an Sammelstellen ermöglicht.

### 3. Mögliche Dienstleistungen des Energieversorgers

Mit dem Wegfall der EEG-Vergütung werden Anlagenbetreiber mit der Frage konfrontiert, wie sie ihre Anlage weiterhin möglichst gewinnbringend betreiben können. Besonders die Entscheidung für eine Reinvestition in die bereits abbezahlte Anlage muss gut überlegt sein. Hier kann der Energieversorger beratend tätig werden und dem Kunden die verschiedenen Szenarien der Weiternutzung näherbringen. Geht man von der Annahme aus, dass der Kunde die Anlage nicht rückbauen möchte, sind 4 Optionen möglich:

- Keine Veränderung der Anlage,
- eine Instandsetzung der Anlage,
- ein Umbau der Anlage für die Eigennutzung,
- ein Umbau der Anlage mit einer Anlagenerweiterung zur Eigennutzung (Speicher, Wärmepumpe).

Bei der Auswahl aus diesen Optionen kann der Energieversorger den Kunden individuell beraten und daraus mögliche Folgegeschäfte abschließen.

#### 3.1 Angebote zum Ablaufdatum

Steht eine Anlage vor dem Ende des Vergütungszeitraumes, sollte der Energieversorger aktiv auf den Kunden zugehen und Angebote zum Ablaufdatum unterbreiten. Hierbei sind zwei Möglichkeiten der Herangehensweise denkbar. Zum einen kann man den Kunden langfristig vorher informieren. Dies hätte den Vorteil, dass der Kunde bereits einige Zeit im Voraus für das Thema sensibilisiert wird. Eventuell sind bereits zu diesem Zeitpunkt Vertragsabschlüsse mit Kunden möglich, die den Ablauf zum Zeitpunkt des Vergütungswegfalls gerne geregelt wissen wollen. Ein Zeitraum ab einem Jahr bis 6 Monaten vor dem Ablaufdatum wäre hierfür optimal. Die zweite Option wäre eine Kontaktaufnahme kurz vor Beendigung der Vergütungszahlung. Möglicherweise haben sich die Anlagenbetreiber noch nicht sehr intensiv mit dem Zeitraum nach der EEG-Förderung beschäftigt. Eine relativ späte Information seitens des Energieversorgers vermittelt hierbei den Eindruck der erhöhten Dringlichkeit des Problems. Natürlich will man den Kunden nicht mit einem Angebot behelligen. Daher wäre ein Zeitraum von 6 bis circa drei Monaten vor dem Ablaufdatum denkbar. Die Kontaktaufnahme selbst kann in Form einer E-Mail, oder eines Schreibens mit beigefügtem Prospekt über die möglichen Dienstleistungen erfolgen.

Damit diese Dienstleistungen den Vorstellungen des Kunden gerecht werden, sollten mindestens 3 unterschiedlich umfangreiche Optionen angeboten werden.

Small	Medium	Allround
✓ Individuelle Beratung	✓ Individuelle Beratung	✓ Individuelle Beratung
✓ Prüfung nach VDE 0105-100	✓ Prüfung nach VDE 0105-100	✓ Prüfung nach VDE 0105-100
✓ Prüfung nach VDE 0126-23	✓ Prüfung nach VDE 0126-23	✓ Prüfung nach VDE 0126-23
	✓ Kennlinienmessung	✓ Kennlinienmessung
		✓ Thermografie

Abb. 14: Angebotsoptionen zum Ablaufdatum

Durch die Prüfungen elektrischer Anlagen und Betriebsmittel nach DIN VDE 0105-100 (Betrieb elektrischer Anlagen) sowie DIN VDE 0126-23 (Netzgekoppelte Photovoltaiksysteme) können bereits direkt vor Ort Aussagen über den Anlagenzustand getroffen, und Instandsetzungsmaßnahmen empfohlen werden. Die Kennlinienmessung, welche ab Medium Bestandteil des Pakets ist, kann eine Aussage über die Abweichung der Anlage vom Optimalzustand liefern. Hierbei werden mit Hilfe eines U/I Diagramms Unterschiede zwischen dem Soll- und Istzustand der Strings ermittelt. Ausgelöste Bypass-Dioden, Verschmutzungen, oder fehlerhafte Zellen können schnell identifiziert werden. Über eine angeschlossene Referenzzelle werden die Lichtverhältnisse vor Ort erfasst. Dadurch kann eine Umrechnung der Messergebnisse auf Standardtestbedingungen (AM 1,5; 1.000 W/m<sup>2</sup>; 25 °C) erfolgen, unter denen auch die Moduldaten und Kennlinien des Modulherstellers ermittelt wurden. Ein Vergleich der Kennlinien lässt Rückschlüsse auf den Qualitätszustand des Moduls zu.



Abb. 15: Abweichung der Kennlinie verursacht durch punktuellen Zellen defekt und defekter Bypassdiode  
Quelle: Eigene Darstellung

Eine Besonders exakte Überprüfung des Anlagenzustandes kann durch eine Thermografie erfolgen. Hierbei wird mit Hilfe einer speziellen Kamera die Intensität der infraroten Strahlung

einer Oberfläche und damit die Temperatur aufgezeichnet und bildlich umgesetzt. Durch den Einsatz leichter, mobiler Drohnen, sogenannter Mikrokopter, müssen hierfür keine aufwendigen Aufnahmen mithilfe von Hebebühnen gemacht werden.



Abb. 16: Mikrokopter mit 8 Rotoren (Oktokopter)  
Quelle: [www.rotobild.de/vorteile.html](http://www.rotobild.de/vorteile.html)

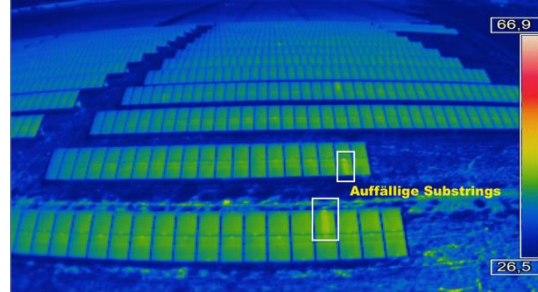


Abb. 17: Thermografische Aufnahme einer Freiflächenanlage  
Quelle: [flyingeyes-germany.de](http://flyingeyes-germany.de)

Defekte und dadurch überhitzte Zellen, Zellreihen, oder komplette Module können schnell über eine farbliche Auffälligkeit an den betroffenen Stellen ausfindig gemacht werden. Derzeit befindet sich die Thermografie per Mikrokopter noch in der Entwicklungs- und Optimierungsphase und wird nur vereinzelt angeboten. Das größte Potenzial birgt diese Technologie bei großen Freiflächenanlagen und schwer zugänglichen Anlagen, beispielsweise auf Dächern in Innenstädten oder bei sehr verwinkelten Anlagen. Entscheidend ist hierbei der Winkel, aus dem eine Anlage im Vergleich zu herkömmlichen Aufnahmen auf Augenhöhe oder von einer Hebebühne aus erfasst werden kann. Wurden große Anlagen früher mit viel Aufwand an mehreren Tagen abgelichtet, so ist dies nun in einem Bruchteil der Zeit möglich. Problematisch für den Einsatz der Technologie sind äußere Einflüsse wie Wind, das Funkumfeld am Einsatzort und wie bei allen Thermografien die Sonneneinstrahlung am Tag der Messung.

Ein stark limitierender Faktor für den Einsatz der Mikrokopter stellt die Akkumulatoren-Laufzeit dar. Liegt die maximale Flugdauer an normalen Tagen je nach Modell zwischen 15-25 Minuten, kann diese an kalten Tagen rasch auf 5-10 Minuten sinken, bevor ein Austausch der Akkumulatorenpakete nötig wird. Potenzial zur Optimierung liegt hierbei in der Leistungsfähigkeit der Akkumulatoren, aber auch in der Verminderung der, zu tragenden Last in Form von kompakteren, leichteren Kameras. Die Kosten für den Einsatz liegen bei circa 1000€ pro Einsatztag, da die Geräte selbst in der Anschaffung noch recht teuer sind, eine spezielle Schulung vorausgesetzt wird und weitere Genehmigungen erforderlich sind. (vgl. Liebich, Vortrag vom 05.03.2014)

Interessant ist die Möglichkeit der Verbindung von Geodaten-Software wie Google Earth und GPS mit dem Mikrokopter. Es ist somit möglich, die Flugpunkte bereits in Vorbereitung auf die Thermografie zu speichern und damit Zeit und Kosten am Einsatztag zu sparen. Die Genauigkeit des GPS-Systems erlaubt diese Variante jedoch nur beim Einsatz für Freiflächenanlagen, da bei Abweichungen sonst eine Kollision des Mikrokopters mit umgebenden Gebäuden droht. Zu beachten ist, dass trotz der vorgegebenen Flugpunkte stets ein geschulter Bediener die volle Kontrolle über das Gerät haben muss. Es wird deutlich, dass im für die Arbeit relevanten Bereich der Privathaushalte, aus Kostengründen der Einsatz herkömmlicher Methoden wie Leiter, Hebebühne und Teleskopstange bevorzugt wird. Dies bedeutet nicht zwingend, dass dabei qualitativ schlechtere Aufnahmen entstehen müssen.

### 3.2 Instandsetzung als Dienstleistung

Wie unter 2.4 dargestellt kann eine teilweise Instandsetzung der Anlage ökonomisch sinnvoll für den Weiterbetrieb sein. Auch hier kann der Energieversorger ein individuelles Angebot erstellen, das alle nötigen Instandsetzungsarbeiten abdeckt.

Grundpaket	Bonusoptionen
Anlagenbetrachtung+ Beratung vor Ort	Jährliche Wartung
Planung Umfang+ Materialbeschaffung	Anlagenmonitoring
Ausführung aller Instandsetzungsmaßnahmen	Modulrecycling
Abschließende Anlagenprüfung	

Abb. 18: Instandsetzungspaket  
Quelle: Eigene Darstellung

Die genannten Bonusoptionen können entweder vom Kunden erworben, oder als zusätzliche Goodies der Instandsetzungsdienstleistung hinzugefügt werden. Denkbar wäre auch ein Modell, bei dem der Kunde aus den genannten Optionen eine Option auswählen kann, die ihm am meisten zusagt. Damit die jährliche Wartung kostentechnisch im Verhältnis zu den anderen Boni bleibt, sollte sie zeitlich auf beispielsweise 3-5 Jahre begrenzt sein. Für die Komponenten der Instandsetzung selbst können Teile der vorhandenen Solarpakete von enviaM genutzt werden, vorausgesetzt die neuen Teile sind kompatibel mit der vorhandenen Technik.

Als problematisch könnte sich die Verbindung der neuen und alten Module mit einem älteren Wechselrichter erweisen. In der Praxis muss hier von Anlage zu Anlage geprüft und entschieden werden, welche Zusammensetzung sinnvoll ist. Beispielhaft soll für eine fiktive Anlage ein Angebot erstellt werden.

Anlagendaten:

Baujahr 2002, 3,06 kWp durch 18 Module à 170 W Nennleistung (BP Solar)

Der Kunde wünscht sich eine Anlagenerweiterung auf 3,6 kWp durch einen teilweisen Rückbau der vorhandenen Module, sowie der Installation neuwertiger Module. Ein neuer Wechselrichter ist ebenfalls eingeplant. Das vorhandene Gestellsystem kann ebenso wie die Kabel weiterverwendet werden. BP Solar ist Mitglied bei PV CYCLE.

Position	Nettopreis
1. Anlagenbetrachtung sowie persönliche Beratung	90€
2. Ersatz von 9 Modulen (1 String) alter 170 W Module durch neue Module der 230 W Klasse (Bsp. NeMo®P Heckert Solar) (9*170+9*230=3600 Wp)	140€/ Modul = 1260€
3. Neuer Wechselrichter SMA Sunny Boy SB 3600TL-21	ca. 1200€
4. Anfahrtspauschale	70€
5. Arbeitsstunden (1 Monteur)	4h/ 30€
	2740€

Abb. 19: Instandsetzung Beispielanlage  
Quelle: Eigene Darstellung

Die abschließende Anlagenprüfung ist bereits mit einbezogen. Zu beachten ist, dass die Maße der alten Module nicht mit den neuen übereinstimmen müssen. Muss die alte Anordnung auf der Dachfläche aus ästhetischen Gründen, oder mangels Platz für die größeren Module beibehalten werden, können Modul-Sonderlösungen Abhilfe schaffen. Jedoch kann es sich als problematisch und kostspielig erweisen solche Sondermodule zu beschaffen. Die Solarwatt GmbH bietet beispielsweise keine Sonderbauten mehr an (vgl. Schiller, Solarwatt 2015). Bei diesen recht hohen Investitionskosten bleibt es fraglich, ob Kunden überhaupt ein Interesse daran zeigen werden, ihre Anlage auf diesem Weg instand zu setzen. Aus den vorangegangenen Informationen ergibt sich, dass der Austausch von mangelhaften oder defekten Anlagenteilen bei Weiterbetrieb der vorhandenen Module die wirtschaftlich sinnvollste Option zur Anlageninstandsetzung ist. Dies gilt jedoch nur unter der Annahme, dass die vorhandenen Module noch 80-90% der Originalleistung liefern.

### 3.3 Rückbau als Dienstleistung

Sollte der Kunde nach 20 Jahren Vergütungszeitraum kein Interesse am Fortbestand der Anlage haben, ist ein fachgerechter Rückbau erforderlich. Ein Grund hierfür kann zum Beispiel sein, dass der Käufer eines Objekts mit Solaranlage diese nicht weiter betreiben möchte und eine Demontage vereinbart hat. Unter Punkt 2.5 wurde bereits auf das Modul-recycling eingegangen. Zum kompletten Rückbau gehören jedoch weitere Maßnahmen, die in der folgenden Abbildung aufgeführt sind.

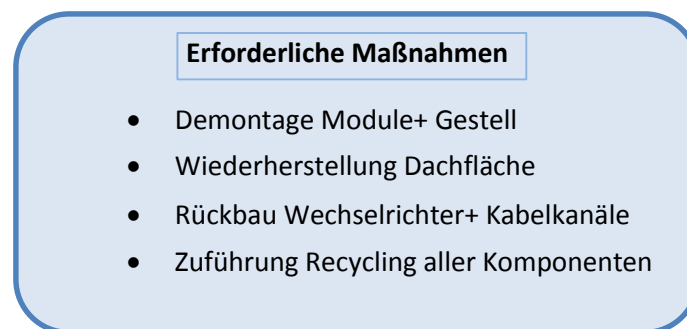


Abb. 20: Anlagenrückbau  
Quelle: Eigene Darstellung

Die Kosten für den Anlagenrückbau schwanken von Anlage zu Anlage stark, da je nach den Gegebenheiten vor Ort (Zugänglichkeit, Anlagengröße, Montageart) besonders die Einsatzzeit variiert. Für die Beispielanlage aus 3.2 könnte das Angebot wie folgt gestaltet sein, wenn angenommen wird, dass 2 Monteure mit einem Stundenlohn von 30€ pro Person beteiligt sind.

Position	Zeitaufwand
1. Demontage Module und Gestell (nicht diebstahlgesichert)	3h
2. Wiederherstellung Dachfläche (Versiegelung)	1h
3. Rückbau WR Montageplatz, Zählerinrichtung, Kabel	1h
4. Anfahrtspauschale	70€
5. Entsorgung aller anfallenden Komponenten	50€ pausch.
	420€

Abb. 21: Anlagenrückbau Beispielanlage  
Quelle: Eigene Darstellung



Die Entsorgung der Komponenten dürfte sich bei dieser Anlage als unproblematisch erweisen, da der Modulhersteller BP Solar Mitglied bei PV Cycle ist. Darüber hinaus können die Kupferkabel gesammelt und verkauft werden.

### **3.4 Umstellung auf Eigenverbrauch ohne Speicher**

In der Regel kann man davon ausgehen, dass der Kunde ein großes Interesse an der Erhöhung seines Eigenverbrauchs hat. Sollten die technischen Gegebenheiten vor Ort den Eigenverbrauch noch nicht unterstützen, muss das Hausstromnetz und insbesondere die Zählvorrichtung umgebaut werden. Alle Strommengen müssen entsprechend der Eigenverbrauchsregelung exakt erfasst und an den Energieversorger übermittelt werden. Um die Differenz aus selbst erzeugtem, selbst verbrauchtem und bezogenem Strom zu ermitteln, wird zu den vorhandenen Zählern eine zusätzliche Zählvorrichtung benötigt. In veralteten Modellen benötigte man 3 Zähler:

- Bezugszähler für den Strom aus dem Versorgungsnetz
- Einspeisezähler für den ins Netz eingespeisten Strom
- Ertragszähler für den gesamten produzierten PV-Strom

Mittlerweile werden in den meisten Fällen der Bezugszähler und der Einspeisezähler durch einen sogenannten Zweirichtungszähler ersetzt. In diesem Zähler sind zwei separate Zählwerke integriert, die den bezogenen Netzstrom, sowie eingespeisten Solarstrom erfassen. Die Vorteile liegen in der komfortablen Bedienung der digitalen Geräte sowie der Platz-einsparung im Zählerschrank. Nachteilig für den Kunden ist, dass Zähler, die den vom Netz bezogenen Strom messen, ausschließlich durch den Messstellenbetreiber gestellt werden dürfen. Oft wird eine höhere Gebühr für Zweirichtungszähler als für die separaten Zähler verlangt. Freiheit hat der Anlagenbetreiber beim Einsatz von Ertragszähler und Einspeise-zähler. Voraussetzung ist natürlich ein geeichtes Gerät mit Rücklaufsperrre. Hier sei die Problematik des sogenannten „Schwarz-Einspeisens“, erwähnt, bei der der Anlagenbetreiber ohne Meldung an den Netzbetreiber und ohne zusätzliche Zählvorrichtung den selbst-produzierten Strom in sein Hausnetz einspeist. Technisch ist dies durchaus vom Laien umsetzbar. Derzeit ist hierbei noch die Rede von einer Randerscheinung, die aber mit der zunehmenden Zahl aus der Vergütung fallenden Anlagen ab 2025 nicht zu vernachlässigende Ausmaße annehmen könnte.

### 3.5 Anlagenerweiterung durch Speichertechnologien

Betrachtet man den Umstand, dass der Strompreis in den vergangenen Jahren sukzessive gestiegen ist und in Zukunft weiter steigen wird, rückt der Wunsch nach einer möglichst hohen Eigenverbrauchsquote für Betreiber von Photovoltaikanlagen immer weiter in den Vordergrund. Somit verlagert sich der Fokus von der höchstmöglichen Vergütung für den erzeugten Strom hin zu einer möglichst hohen Vermeidung von netzseitig bezogenem Strom. Die Vergütung für jede erzeugte und genutzte Kilowattstunde kann demnach in Höhe des aktuellen Strompreises angenommen werden.

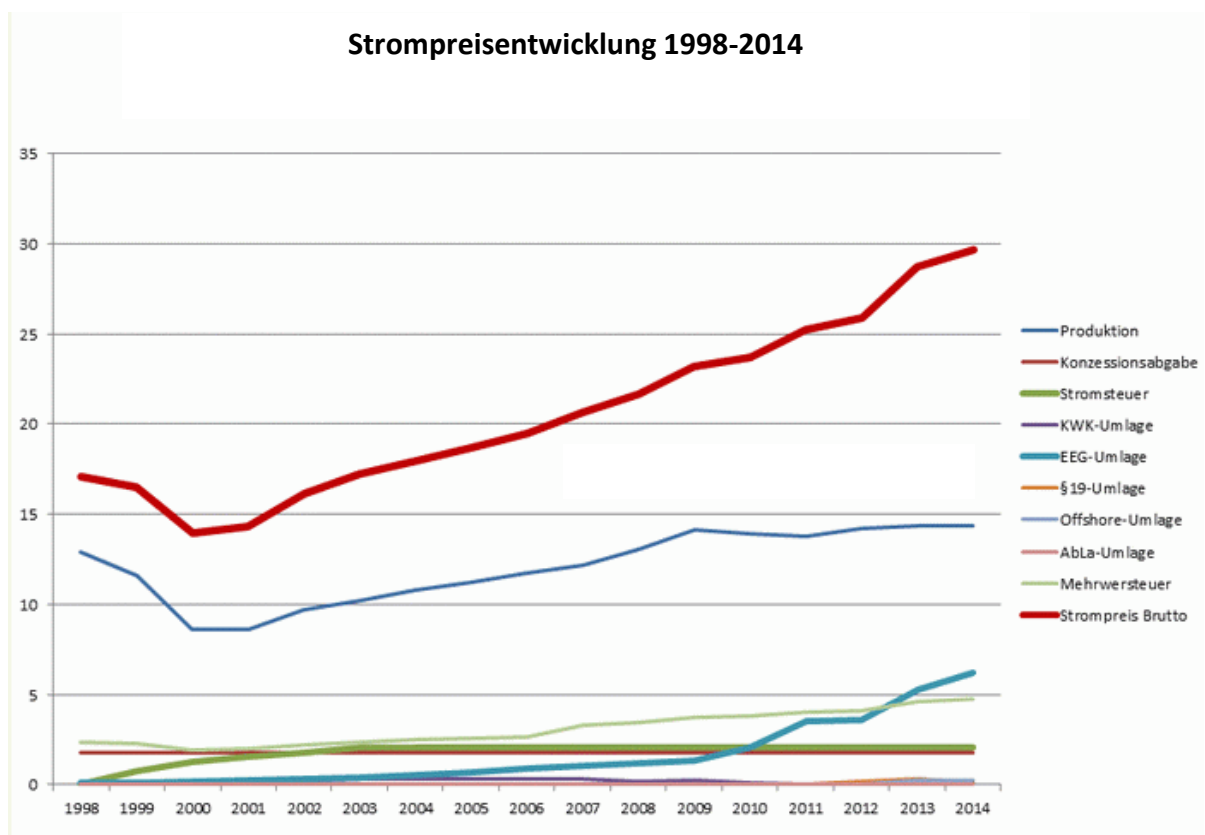


Abb. 24 : Strompreisentwicklung 1998-2014

Quelle: [www.microtarife.de/Strompreis-2014-verteuert-Strompreis-um-80-bis-100-Euro](http://www.microtarife.de/Strompreis-2014-verteuert-Strompreis-um-80-bis-100-Euro)

Ohne eine integrierte Speichermöglichkeit werden Eigenverbrauchsquoten von 20-30% als realistisch angenommen. Dies kann jedoch nur erreicht werden, wenn stromintensive Verbraucher auf das aktuelle Stromangebot der PV-Anlage abgestimmt werden. Beispiele hierfür wären eine getimte Nutzung von Weißgeräten tagsüber, wenn das Angebot ausreichend ist. Höhere Quoten sind ohne Speicher nur im gewerblichen Bereich möglich, welcher nicht näher betrachtet wird. Es besteht immer der Konflikt, dass zu Zeiten, in denen viel Strom in Haushalten verbraucht wird wenig bis gar kein Strom von der PV-Anlage bereitgestellt wird. Zur Lösung dieses Konflikts tragen Speichertechnologien bei.

Derzeit unterscheidet man grundlegend 2 Technologien. Blei-Säure Akkumulatoren finden in der Praxis keine Anwendung mehr.

Speichertechnologie	Vorteile	Nachteile
Blei-Gel Akkumulatoren	Geringerer Anschaffungspreis	Geringere Leistungsfähigkeit und Lebensdauer
Lithium-Ionen Akkumulatoren	Hohe nutzbare Kapazität, hohe Anzahl Ladungszyklen	Höhere Kosten

Tabelle 8: Vor- und Nachteile unterschiedlicher Speichertechnologien

Eine Beispielrechnung soll zeigen, in welchem Bereich die Kosten für eine durch einen Speicher bereitgestellte Kilowattstunde derzeit liegen. Angenommen wird ein Speicher der Firma Sonnenbatterie GmbH, der durch enviaM angeboten wird. (Sonnenbatterie eco 4.5)

#### Technische Daten Sonnenbatterie eco 4.5

Komponenten	Details
Nennkapazität	4,5 kWh
Nutzkapazität	3,5 kWh
Endladetiefe	80 %
Gewicht	140 kg
Abmessungen (HxBxT)	900 x 560 x 350 mm
Batterie-Wechselrichter	integriert
Anlagenmanagement	integriert
Haltbarkeit	> 5.000 Zyklen
Gesamtkosten	7.590 € (brutto) *

Tabelle 9: Technische Daten Sonnenbatterie eco 4.5

Quelle: [www.energiesparen-enviam.de/Solarpakete/enviaMSolarpaketSpeicher/enviaMSolarpaketSpeichereco4.5](http://www.energiesparen-enviam.de/Solarpakete/enviaMSolarpaketSpeicher/enviaMSolarpaketSpeichereco4.5)

Für die Rechnung von Interesse sind die Nennkapazität, die Entladetiefe, die Anzahl der Ladezyklen und die Kosten. Darüber hinaus wird ein Systemwirkungsgrad von 95% angenommen. Da die Haltbarkeit mit ~ 5000 Zyklen angegeben wurde, erfolgt eine Einteilung in 5 Klassen.

Beispielrechnung:  $4,5 \text{ kWh (Nennkapazität)} * 5000 \text{ Zyklen} * 0,8 \text{ (Entladetiefe)} * 0,95 \text{ } (\eta_{\text{Sys}})$   
 $= 17100 \text{ kWh}$ , woraus sich ein Preis von  $0,44\text{€} / \text{kWh}$  ergibt

Zyklenanzahl	4500	4750	5000	5250	5500
Preis [€/kWh]	0,52	0,49	0,44	0,42	0,40

Tabelle 10: Strompreis in Abhängigkeit von der Zyklenanzahl (Sonnenbatterie Eco 4.5)

Es ist deutlich zu erkennen, dass der Preis für eine durch diesen Speicher bereitgestellte Kilowattstunde über dem normalen Bezugspreis von derzeit  $\sim 0,3\text{€} / \text{kWh}$  liegt. In Zukunft wird

sich dieses Verhältnis jedoch ändern, da bei einer gleichzeitigen Erhöhung des Bezugspreises eine Verringerung der Kosten für Speicher zu erwarten ist.

Es ist schwierig, eine Aussage darüber zu machen, wie schnell diese Entwicklung voranschreiten wird. Es ist ebenso riskant, eine rein lineare Entwicklung des Strompreises anzunehmen, wie eine zu rasante Abnahme der Speicherkosten. Jedoch kann man ermitteln, in welchem Bereich die Speicherkosten liegen müssten, um derzeit wirtschaftlich sinnvoll Strom unter Bezugspreisniveau bereitzustellen. Löst man die Gleichung der Beispielrechnung nach 0,3€/ kWh auf, so ergeben sich folgende Bruttopreise für den Speicher nach der gleichen Klasseneinteilung nach Zyklen:

Zyklenanzahl	4500	4750	5000	5250	5500
Speicherpreis (brutto) [€]	4617	4873,5	5130	5386,5	5643

Tabelle 11: Speicherpreis in Abhängigkeit von der Zyklenanzahl (Sonnenbatterie Eco 4.5)

Selbst im optimistischsten Szenario ergibt sich immer noch eine Diskrepanz von knapp 1950€ zur rein ökonomisch bewerteten Sinnhaftigkeit. Ein weiteres Problem, das bei der Betrachtung außer Acht gelassen wird ist, dass sich der Alterungsprozess eines Speichersystems aus den zwei Faktoren Zyklentalterung und kalendarische Alterung zusammensetzt. Von den Herstellern wird meist nur die Zyklentalterung genannt. Dies hat zur Folge, dass eine zu optimistische Annahme der Lebensdauer getroffen wird. Während die Zyklentalterung nur den Kapazitätsverlust durch Be- und Entladevorgänge berücksichtigt, bezeichnet die kalendarische Alterung den Leistungsabfall bedingt durch chemische Zerfallsprozesse, die das Anoden- und Kathodenmaterial angreifen. Derzeit teilt sich das Angebot an Speichern in zwei Gruppen auf:

- recht teure Speichersysteme mit qualitativ hochwertigen Batterien und langer Lebensdauer
- günstigere, kleinere Systeme mit geringerer Lebensdauer.

Für die Verwendung von kleineren Speichersystemen spricht das gute Verhältnis von Preis und dem Grad der Selbstversorgung, genannt Autarkiegrad. Gerade die ersten ein bis zwei Kilowattstunden bringen die größte Steigerung der Autarkie. Problematisch ist jedoch die höhere Anfälligkeit von kleinen Systemen und die rapide Leistungsabnahme zum Ende der Lebenszeit. Allgemein gilt, dass größere Speicher kostentechnisch gegenüber kleineren Varianten bei gleicher Qualität im Vorteil sind. Voraussetzung hierbei ist natürlich eine auf die Anagengröße abgestimmte Dimensionierung des Speichersystems.

Ob dieser Vorteil wirklich relevant ist, sollen analoge Rechnungen mit den beiden nächst größeren angebotenen Speichern Sonnenbatterie eco 9.0 und Sonnenbatterie eco 13.5 ermitteln.

Komponenten	Details
Nennkapazität	9,0 kWh
Nutzkapazität	7,0 kWh
Endladetiefe	80 %
Gewicht	200 kg
Abmessungen (HxBxT)	1.300 x 560 x 350 mm
Batterie-Wechselrichter	integriert
Anlagenmanagement	integriert
Haltbarkeit	> 5.000 Zyklen
Gesamtkosten	11.950 € (brutto) *

Tabelle 12: Technische Daten Sonnenbatterie eco 9.0

Quelle: [www.energiesparen-enviam.de/Solarpakete/enviaMSolarpaketSpeicher/enviaMSolarpaketSpeichereco9.0](http://www.energiesparen-enviam.de/Solarpakete/enviaMSolarpaketSpeicher/enviaMSolarpaketSpeichereco9.0)

In der Tabelle zu Strom- und Speicherpreisen bezogen auf die Zyklenanzahl einer Sonnenbatterie Eco 9 lässt sich erkennen, dass der Abstand zu 30ct/ kWh deutlich geringer ausfällt als bei einer Sonnenbatterie 4.5.

Zyklenanzahl	4500	4750	5000	5250	5500
Preis [€/kWh]	0,39	0,37	0,35	0,33	0,32
Speicherpreis (brutto) [€]	9234	9747	10260	10773	11286

Tabelle 13: Strom- und Speicherpreis in Abhängigkeit zur Zyklenanzahl (Sonnenbatterie Eco 9)

Im pessimistischsten Szenario mit 4500 Ladezyklen müsste der Speicher allerdings einen Bruttopreis von 9234€ haben, um Strom mit 30ct /kWh bereitzustellen, was einer Diskrepanz von 2716€ entspricht. Im besten Fall mit 5500 Ladezyklen beträgt der Unterschied nur noch 660€. Zum Vergleich wird ebenfalls das größte verfügbare Modell, die Sonnenbatterie eco 13.5 untersucht.

#### Technische Daten Sonnenbatterie eco 13.5

Komponenten	Details
Nennkapazität	13,5 kWh
Nutzkapazität	10,5 kWh
Endladetiefe	80 %
Gewicht	260 kg
Abmessungen (HxBxT)	1.700 x 560 x 350 mm
Batterie-Wechselrichter	integriert
Anlagenmanagement	integriert
Haltbarkeit	> 5.000 Zyklen
Gesamtkosten	16.350 € (brutto) *

Tabelle 14: Technische Daten Sonnenbatterie eco 13.5

Quelle: [www.energiesparen-enviam.de/Solarpakete/enviaMSolarpaketSpeicher/enviaMSolarpaketSpeichereco13.5](http://www.energiesparen-enviam.de/Solarpakete/enviaMSolarpaketSpeicher/enviaMSolarpaketSpeichereco13.5)

Zyklenanzahl	4500	4750	5000	5250	5500
Preis [€/kWh]	0,35	0,34	0,35	0,30	0,29
Speicherpreis (brutto) [€]	13851	14620	15390	16160	bereits erreicht

Tabelle 15: Strom- und Speicherpreis in Abhängigkeit zur Zyklenanzahl (Sonnenbatterie Eco 13,5)

Bei der sehr optimistischen Annahme von 5500 Ladezyklen könnte der Speicher Eco 13,5 theoretisch bereits jetzt günstigeren Strom als beim Bezug vom Energieversorger bereitstellen. Es ist zu erkennen, dass größere Speicher unter der Annahme einer passenden Anlagendimensionierung, einen Kostenvorteil gegenüber kleineren Speichern haben. Um einen Überblick über das Potenzial der Speicherverkäufe im Grundversorgungs- und Akquisegebiet der enviaM treffen zu können, werden folgende Annahmen getroffen:

- Mindestens 95% der Anlagen werden nach 20 Jahren weiterbetrieben
- Mindestens 90% der Anlagen werden um einen Speicher erweitert
- Nur das Cluster 0-15 KW ist für die Betrachtung relevant

Damit ergeben sich folgende Mindestanzahlen an möglichen Speicherverkäufen:

Ende EEG Vergütung	2019	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Grundversorgungsgebiet</b>	138	47	202	122	124	474	765	882	1127	1725	2238	2843
<b>Akquisegebiet</b>	855	282	767	416	289	817	1390	1898	2523	3592	4581	5689
<b>Summe</b>	993	329	969	538	413	1291	2155	2780	3650	5317	6819	8532

Tabelle 16: Mögliche Speicherverkäufe unterteilt nach Gebieten [Anlagenanzahl]

Diese Werte stellen das eigentliche Geschäftspotenzial für den Energieversorger durch den Wegfall der EEG-Vergütung dar. Im besten Fall kann dem Kunden eine komplette Instandsetzung mit zusätzlicher Erweiterung um einen Speicher verkauft werden. Eventuell ist sogar die Regelung des restlichen Strombezugs über enviaM möglich. Natürlich ist dies in hohem Maße von der zukünftigen Preisentwicklung auf dem Speichermarkt abhängig.

Um den Zeitraum zu überbrücken, in dem die Investition in einen Speicher noch ein wirtschaftliches Risiko darstellt, der viele Kunden abschrecken könnte, wäre die Einführung eines Mietspeichermodells denkbar.

### 3.5.1 Modell Mietspeicher

Derzeit sind Speichertechnologien noch vergleichsweise teuer und stellen einen hohen anfänglichen Investitionsaufwand dar, der viele Anlagenbetreiber abschreckt. An dieser Stelle kann der Energieversorger mit einem Mietspeicher aushelfen. Vorstellbar wären unterschiedlich lange Zeiträume der Miete je nach Risikobereitschaft des Kunden.

Mietzeit in Jahren	Vorteile	Nachteile
2-5	Testpaket, geringes Risiko	Erhöhter Preis
10	Sehr realistisch gemessen an der Restlebensdauer	Bindung für einen relativ langen Zeitraum
15-20	Sinnvoll nach Instandsetzung/ Repowering, Vollständige Nutzung des Speichers, geringerer Preis	Bindung für einen langen Zeitraum, eventuell Probleme mit der Speichertechnologie nach längerer Zeit

Tabelle 17: Vor- und Nachteile unterschiedlicher Mietzeiten

Die Auslegung des Speichers erfolgt nach der Anlagengröße. Hierbei kann auf entsprechende Erfahrungswerte zurückgegriffen werden. Aus energetischer Sicht ist es sinnvoll, je 1 kWp PV-Leistung eine nutzbare Speicherkapazität von 1 kWh zu installieren. Hierdurch werden bereits recht hohe Autarkiegrade erreicht. Da der Anlagenbetreiber seinen Strombedarf nicht zu 100% über die Solaranlage und den Speicher realisieren kann, muss er zwangsweise einen Vertrag mit einem Stromanbieter abschließen. Natürlich ist der Kunde hierbei nicht an enviaM gebunden, jedoch ist die Wahrscheinlichkeit recht hoch, dass er sich für enviaM entscheidet. Für den Energieversorger ergibt sich ein Gewinn sowohl aus dem Geschäft der Speichervermietung, als auch dem regulären Stromverkauf. Eventuell können Speicher verwendet werden, die im Einkauf günstig sind, da sie beispielsweise aus der Automobilindustrie stammen. Voraussetzung ist eine Batterie, die den Anforderungen des unterschiedlichen Lade- und Entladeverhaltens gerecht wird. Für gut erhaltene Batterien wäre diese Nutzung in Zusammenhang mit dem 2-5 Jahres Modell durchaus denkbar. Eine Mehrfachnutzung der Speicher ist ebenfalls nicht auszuschließen. Für den Kunden bietet sich der Vorteil, dass die volle Investition in einen noch recht teuren Solarspeicher nicht getätigt werden muss. Bezieht der Kunde den restlichen Strom über enviaM, kann er alle Belange bezüglich seiner Stromversorgung mit einem einzelnen Unternehmen abwickeln.

### 3.6 Zwischenfazit zu möglichen Dienstleistungen des Energieversorgers

Nach Ablauf der 20 Jahre Vergütungszeitraum stellt sich für die Besitzer von Photovoltaik-Anlagen die Frage, wie die Anlage weiterhin gewinnbringend betrieben werden kann. Hier kann der Energieversorger beratend tätig werden. Sollte sich der Anlagenbetreiber für den Fortbestand der Anlage entscheiden, stehen im folgende Optionen offen:

- Instandsetzung der PV-Anlage
- Umbau der Anlage zur Eigennutzung
- Umbau der Anlage mit Erweiterung (Speicher oder Wärmepumpe) zur Eigennutzung

Um den Kunden mit den verschiedenen Optionen vertraut zu machen, bietet es sich an, vor dem Ende des Vergütungszeitraums aktiv auf den Kunden zuzugehen. Die möglichen Dienstleistungen zum Ablaufdatum könnten in drei unterschiedlich umfangreichen Optionen verfügbar sein, um den Kunden individuell nach seinen Bedürfnissen und Wünschen zu betreuen. Neben einem individuellen Beratungsgespräch und der Prüfung nach VDE und VDE könnte die Dienstleistung zum Beispiel noch durch eine Kennlinienmessung oder eine Thermographie erweitert werden. Durch diese Verfahren können Aussagen über Abweichungen der Anlage vom optimalen Zustand gemacht werden und defekte oder verschmutzte Zellen können identifiziert werden. Zum Ersatz für eine Thermographie mithilfe von Hebebühnen wird der Einsatz von Mikrooptern getestet. Diese Technologie eignet sich besonders für große Freiflächen und unzugängliche Montageflächen. Der Zeitaufwand ist geringer als beim Einsatz von Hebebühnen, jedoch entstehen wesentlich höhere Kosten. Bei der teilweisen Instandsetzung von PV-Anlagen ist es ebenfalls möglich, individuelle Angebote aus Grundpaket und Bonusleistungen zusammenzustellen. Als Ersatzteile können die von enviaM angebotenen Produkte verwendet werden, insofern sie mit den vorhandenen Komponenten kompatibel sind. Es muss daher von Fall zu Fall geprüft werden, ob die Instandsetzung oder der Austausch der mangelhaften bzw. defekten Teile ökonomisch sinnvoll und technisch umsetzbar ist.

Entscheidet sich ein Anlagenbetreiber für den Umbau seiner Anlage zur Erhöhung des Eigenverbrauchs ohne Speicher, so müssen der Anschluss an das Hausstromnetz und die Zählervorrichtung angepasst werden. Hierdurch sind bereits Eigenverbrauchsquoten in Höhe von 20-30% erreichbar. Man kann jedoch davon ausgehen, dass durch die stetig steigenden Strompreise der Wunsch nach einer noch höheren Eigenverbrauchsquote wächst. Dies ist durch eine Erweiterung des Systems um einen Speicher möglich.



In der Praxis finden hauptsächlich Blei-Gel-Akkumulatoren und Lithium-Ionen-Akkumulatoren eine Anwendung. Beispielberechnungen mit 3 Speichern verschiedener Größe ergaben jedoch, dass derzeit noch keine Netzparität des Speicherstroms erreicht wird.

Bis der Kauf von Speichern für die PV-Anlagen-Besitzer wirtschaftlich sinnvoll geworden ist, könnte man Mietspeicher mit individuell angepassten Laufzeiten von 2-20 Jahren anbieten. Der Vorteil für die enviaM AG wäre, dass die Wahrscheinlichkeit sehr hoch ist, vom Kunden ebenfalls als Energieversorger ausgewählt zu werden. Der Kunde hätte so einen zentralen Ansprechpartner für alle Belange bezüglich der PV-Anlage, Strom und Speicher.

## 4. Intelligentes Verbrauchermanagement-Smart Home

Unter Smart Home versteht man verschiedene Aspekte der Geräteautomation und -vernetzung sowie des Austauschs von Informationen innerhalb eines Haushalts. Durch die Kommunikation einzelner Haushaltsgeräte mit dem Gebäude und der Energieversorgung soll in erster Linie Energie eingespart sowie der Komfort für die Bewohner erhöht werden. Für Besitzer von Photovoltaikanlagen ist diese Form des Verbrauchermanagements von großem Interesse, da insbesondere in Verbindung mit einem Speicher die Eigenverbrauchsquote und der Autarkiegrad nochmals erhöht werden können.

Ein sehr verbreitetes System ist das SMA Smart Home der SMA Solar Technology AG. Hierbei übermittelt der Wechselrichter via Bluetooth Daten an den SMA Sunny Home Manager, der über folgende Funktionen verfügt:

- Visualisierung von Stromverbrauch und -erzeugung
- Ein- und Ausschalten von Funksteckdosen in Abhängigkeit von der Wettervorhersage bzw. der Leistung der PV-Anlage
- Steuerung von Waschmaschine oder Geschirrspüler über Funksteckdosen oder den zusammen mit Miele entwickelten Miele@Home Bus
- Einbindung in ein Batteriespeicherkonzept
- Steuerung von Wärmepumpen der Marken Vaillant und Stiebel Eltron (Wärmepumpen) (vgl. SMA Solar Technology AG 2014)

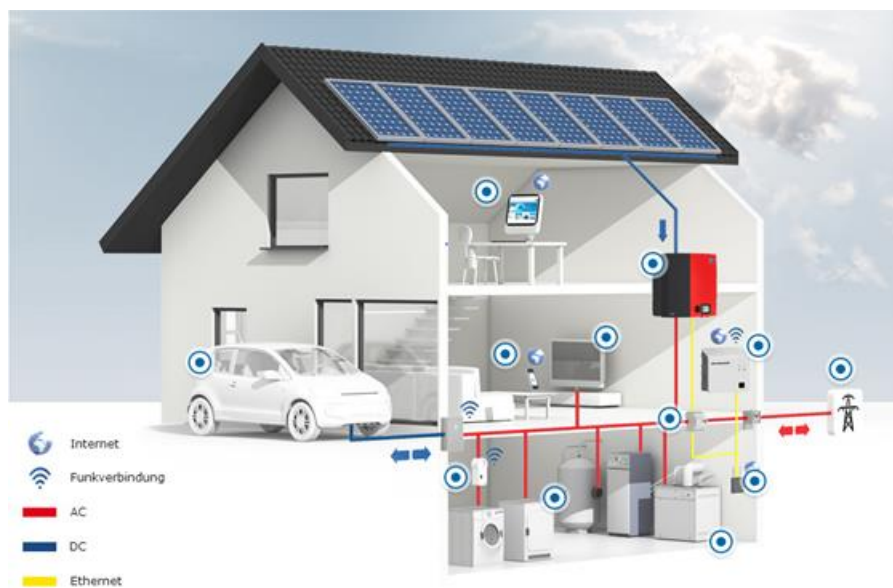


Abb. 25: SMA Smart Home Vision

Quelle: [www.sma.de/produkte/solar-wechselrichter/sunny-boy-3600-5000-smart-energy.html](http://www.sma.de/produkte/solar-wechselrichter/sunny-boy-3600-5000-smart-energy.html)

Aufgrund von unterschiedlichen Kommunikationsstandards verschiedener Hersteller, kann es zu Problem bei der Vernetzung der Komponenten kommen. Der bekannteste und am häufigsten verwendete Standard heißt Zig Bee. Mehr als 250 Unternehmen gehören der Zig Bee Alliance an, darunter Philips, Cisco, GE, LG, Sony, Siemens oder Samsung.

Zig Bee ist ein Funkstandard, der mit dem 868-Mhz-Band oder dem 2400-Mhz-Band arbeitet. Letzteres wird ebenfalls von W-LAN und Bluetooth verwendet. Mitunter kann es dadurch zu Problemen kommen, weil es bei gleichzeitiger Verwendung zu Interferenzen kommen kann. Ein komplettes Kommunikationssystem des Zig Bee-Standards ist wie folgt aufgebaut:

- Einfache Endgeräte (z B. Lichtschalter), bei denen nur ein Teil der Zig-Bee-Protokolle implementiert ist. Sie verbinden sich mit einem
- Router oder Full Function Device (FFD). Einer dieser Router wird dann definiert als
- Koordinator, der die zentrale Steuerung des Netzes übernimmt.

Zig Bee Geräte haben eine sehr geringe Stromaufnahme um 15 mA. Im Schlafmodus, in dem sie sich den größten Teil der Zeit befinden, nehmen sie sogar nur um 1  $\mu$ A auf. Daher können die Geräte jahrelang wartungsfrei mit nur einer Batterie laufen. Die Reichweite, für die Datenübertragung liegt je nach Umgebung und Bauform zwischen 10 und 75 Metern. Ende August 2014 gab die Zig Bee Alliance bekannt, dass bereits über 1000 Produkte diesen Standard unterstützen (vgl. ZigBee Alliance 2012).

Der direkte Konkurrent zu Zig Bee ist der Kommunikationsstandard Z-Wave, zu dessen Unterstützern namhafte Unternehmen wie Bosch, Danfoss, Diehl Controls und Verizon gehören. Vorteile gegenüber Zig Bee liegen in der größeren Reichweite bis zu 200 Metern und der einfacheren Entwicklung neuer Anwendungen. Dafür werden Chips für Z-Wave nur von einem Unternehmen, Sigma Designs, hergestellt. Generell sind Z-Wave Geräte eher in den USA und Geräte, die Zig Bee unterstützen, eher in Europa zu finden.

Neben diesen großen, firmenübergreifenden Standards gibt es noch weitere Standards, die in enger Zusammenarbeit mit einzelnen Unternehmen entstanden sind. Nennenswert sind die Kommunikationsstandards Home Matic der Firma eQ-3, welche zum deutschen Versandhändler ELV Elektronik gehört und das ebenfalls von eQ-3 mitentwickelte RWE Smart Home. Beide Systeme verwenden das 868-MHz-Band, sind jedoch aufgrund unterschiedlicher Protokolle nicht kompatibel. Das Zubehör zum RWE System umfasst unter anderem Fenstersensoren, Heizkörperthermostate, Zwischenstecker für die Steckdose, Rauch- und Bewegungsmelder.

Ebenfalls möglich ist die Unterputzmontage von Dimmern und Rolladensteuerungen, welche direkt mit dem Stromnetz verbunden werden. Die Konfiguration des Systems erfolgt über die RWE eigene Cloud, mit der sich die Kommunikationszentrale nach der Installation automatisch verbindet. Der Zugriff auf das zugehörige Webportal ist die ersten zwei Jahre kostenlos, danach werden 15 Euro Nutzungsgebühr pro Jahr fällig. Über das Portal lassen sich alle Geräte im Smart Home Netz ansteuern und detaillierte Information, beispielsweise über das Verbrauchsprofil im Tagesverlauf abfragen. Ein großer Vorteil des Smart Home Systems besteht darin, dass der Kunde nicht an RWE als Stromanbieter gebunden ist. Darüber hinaus gilt Smart Home als bedienerfreundlich und im Vergleich zu anderen Systemen preiswert. Funksteckdosen kosten beispielsweise statt 100€ für ein SMA Produkt lediglich die Hälfte (vgl. Ohland 2013).

Ab 2016 wird der enviaM eigene Energiemanager, der derzeit nur für Neukunden in Verbindung mit einem Solarpaket verfügbar ist, auch für weitere Interessenten zugänglich sein. Somit kann dem Kunden, der die Umrüstung seines Systems auf Eigenverbrauch plant, ein von enviaM mitentwickeltes Produkt angeboten werden. Die Grundidee ist ebenfalls die intelligente Steuerung der Verbraucher, sowie Speicher zur effektiven Nutzung des Solarstroms und der damit einhergehenden Verringerung des Strombezugs aus dem Netz. Der reguläre Preis beträgt derzeit rund 600€ und beinhaltet die Energiezentrale, den elektronischen Zähler, die Ausleseinheit, Montage und Einrichtung, sowie den Zugriff auf das zugehörige Energieportal, welches über jedes Gerät mit Weboberfläche bedient werden kann. Neben der zeitaktuellen Darstellung aller relevanten Daten des Systems, ermöglicht das Energieportal auch die manuelle Schaltung von Verbrauchern aus der Ferne. Der größte Nachteil des enviaM Energiemanagers ist die Beschränkung der Kompatibilität auf Wechselrichter der Hersteller SMA und Steca. Bis zum Jahr 2025 sollte der Kompatibilität mit dem Großteil auf dem Markt verfügbarer Wechselrichter eine hohe Priorität zukommen, damit möglichst vielen Kunden dieses Produkt angeboten werden kann (vgl. enviaM 2016).



Abb. 26: Benutzeroberfläche Webportal und Energiezentrale

Quelle: [www.energiesparen-enviam.de/Solarpakete/enviaMEnergiemanager/TippsHinweise](http://www.energiesparen-enviam.de/Solarpakete/enviaMEnergiemanager/TippsHinweise)

#### 4.1 Verbindung von Photovoltaik und Wärmepumpen

In den vergangenen Jahren wurde die Kombination aus Wärmepumpe und Photovoltaik immer wieder als sinnvolle Ergänzung zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils genannt. Dem widerspricht grundlegend die Tatsache, dass die Profile aus Erzeugung und Verbrauch über das Jahr betrachtet auf den ersten Blick nicht zusammenpassen. Eine PV-Anlage erzeugt ca. 80% ihrer Leistung in der Zeit von Frühling bis Herbst, während die Wärmepumpe in dieser Zeit nur zu einem sehr geringen Anteil ausgelastet wird. Das Balkendiagramm in Abbildung 27 veranschaulicht die Unterschiede zwischen dem Wärmebedarf eines EFHs und der Stromerzeugung durch eine PV-Anlage:

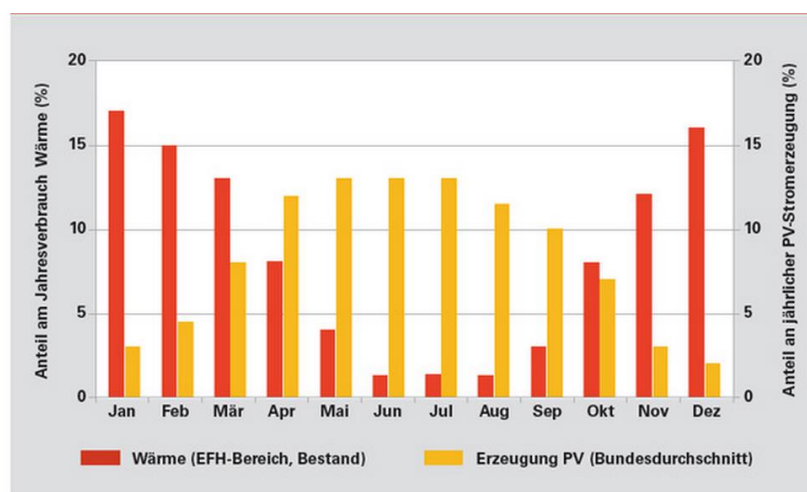


Abb. 27: Monatliche Anteile Jahreswärmeverbrauch und PV-Stromerzeugung

Quelle: <http://www.heizungsfinder.de/waermepumpe/photovoltaik/pv-anlage-hinzukaufen>

Ob das Betreiben einer Wärmepumpe mit Hilfe selbst produzierten Solarstroms ökonomisch sinnvoll ist, wurde an der HTW Berlin untersucht. In den Modellen wurde auch die Ergänzung des Systems um einen thermischen Speicher und einen Batteriespeicher betrachtet. In der Vergangenheit galt das Heizen mit Strom allgemein als ineffizient. Durch die grenz-kostenfreie Produktion von Wind- und Sonnenstrom hat sich dies verändert. Mittlerweile ist es durchaus ökologisch und ökonomisch sinnvoll, Überschüsse zur Wärmeproduktion einzusetzen. Sollte sich ein Hauseigentümer dazu entscheiden, über eine Wärmepumpe zu heizen, steht er zunächst vor der Frage, über welchen Zähler das Gerät angeschlossen werden soll. Hierbei steht ihm die Nutzung des Haushaltsstromzählers, oder eines separaten Zählers für die Wärmepumpe offen. Der eigens für die Wärmepumpe vorgesehene Zähler ist erforderlich, wenn der vom Energieversorger angebotene Wärmestromtarif genutzt werden soll. Dieser Wärmestrom-, oder Wärmepumpentarif bietet einen Preisvorteil gegenüber dem herkömmlichen Haushaltsstromtarif von aktuell 11ct/kWh.

Bei der Entscheidungsfindung, welchen Zähler man verwenden möchte, hilft der Grundsatz, dass mit zunehmender Effizienz der Anlagentechnik ein Anschluss an den Haushaltsstromkreis und damit dem Stromkreis der PV-Anlage, lohnender wird. Grundlage dafür bildet eine Formel, mithilfe derer errechnet wird, welchen Anteil des Energiebedarfs der Wärmepumpe durch die PV-Anlage mindestens zu decken ist, damit das Gerät mit dem selbst produzierten Strom betrieben werden kann.

Je niedriger der Strombedarf der Pumpe ist, desto rentabler ist die Versorgung durch eigenen Solarstrom.

Die Formel für die Berechnung lautet:

$$a_{WP, \min} = \frac{T_{HH} - T_{WP} - \frac{K_{Z,WP}}{E_{WP}}}{T_{HH} - T_{PV}}$$

$a_{WP, \min}$  – min. Autarkiegrad Wärmepumpe  
 $T_{HH}$  – der Haushaltsstrompreis  
 $T_{WP}$  – der Wärmepumpenstrompreis  
 $K_{Z,WP}$  – Zusatzkosten Wärmepumpenzähler  
 $E_{WP}$  – Strombedarf der Wärmepumpe p.a.  
 $T_{PV}$  – Einspeisevergütung

Abb. 29: Formel minimaler Autarkiegrad WP

Der minimale Autarkiegrad der Wärmepumpe beschreibt den Verbrauchsanteil der Wärmepumpe, der mindestens erreicht werden muss, um einen Betrieb mit Solarstrom wirtschaftlicher als mit Strom zum Wärmepumpentarif zu machen. Die zentrale Frage für Photovoltaikanlagenbetreiber ist, wie deckend sie sich mit eigener Energie versorgen können. Bei der Untersuchung der HTW Berlin wurde für drei Gebäudetypen mit unterschiedlichem Wärmebedarf der Einsatz von Wärmepumpen simuliert und der maximale Grad der Versorgung ermittelt. In weiteren Simulationen wurden die Versorgungssysteme um thermische Speicher und Batteriespeicher erweitert. Natürliche Wärmegewinne und Verluste über die Gebäudehülle, sowie aus dem Gebäudeinneren (menschliche Wärme, elektrische Geräte) wurden berücksichtigt. Für die Wärmepumpen werden unabhängig vom Gebäudetyp durchschnittlich 2000 Betriebsstunden pro Jahr angenommen. Für eine höhere Synchronität mit der Erzeugung der PV-Anlage wird der Betrieb der Pumpe moduliert und die Betriebszeiten werden angeglichen. Zudem wird geraten, die Heizanlage so zu steuern, dass die Temperatur nachts geringer eingestellt wird, als tagsüber. Durch diese sogenannte Nachtabsenkung kann der Eigenverbrauch des Solarstroms nochmals erhöht werden. Die drei Gebäudetypen umfassen Einfamilienhäuser mit 95, 55 und 25 Kilowattstunden Wärmebedarf pro Quadratmeter bei einer

Umgebungstemperatur von jeweils 21°C. Die benötigte Wärme zur Heißwasserbereitstellung wurde nicht einkalkuliert. Neben der Wärmepumpe wird in der Simulation ergänzend ein Heizstab mit einem geringen Stromverbrauch benutzt. Für den übrigen Stromverbrauch wurden 4.000 kWh pro Jahr angenommen.

Die Simulation ohne Batteriespeicher ergab, dass eine nach Süden ausgerichtete Photovoltaikanlage mit 10 kW Leistung den Eigenbedarf der Haushalte zu 28 bis 33 Prozent deckt, wenn eine Nachtabsenkung sowie Leistungsanpassung der Wärmepumpe vorgenommen wird. Zu erkennen ist auch, dass eine bessere Dämmung den Autarkiegrad ebenfalls erhöht. Lässt man Nachtabsenkung und Leistungsanpassung außer Acht, ergibt sich nur eine Deckung von 20 bis 33 Prozent. Diese beiden Faktoren wirken bei einem höheren Wärmebedarf, also einer schlechteren Dämmung stärker. Die Modulation der Wärmepumpe hat allgemein einen größeren Einfluss als die Nachtabsenkung. Würden zum jetzigen Zeitpunkt Wärmepumpen für die Gebäudetechnik ähnlich denen aus dem Kraftfahrzeugbau mit einer Leistungsanpassung von nahezu 100 Prozent verfügbar sein, würde sich der Autarkiegrad bei allen 3 Gebäudetypen um nochmals 2 Prozent erhöhen.

Wird das System um einen thermischen Energiespeicher erweitert, erhöht sich der Autarkiegrad für jeden Gebäudetyp auf 30 bis 41 Prozent. Dieser Speicher bewahrt Heißwasser zur späteren Verwendung auf, welches bei Stromüberschuss produziert wird. Wenn ein thermischer Speicher verwendet wird, werden Modulation und Nachtabsenkung nicht weiter berücksichtigt, da der Einfluss vernachlässigbar gering ist. Im günstigsten Fall lässt sich der Autarkiegrad von Häusern der Kategorie 95 kWh/m<sup>2</sup> um lediglich zwei Prozent erhöhen, für die am besten gedämmten Häuser tendiert der Effekt gegen Null.

Um die maximale Ausnutzung des Speichers zu erreichen, wurden neue Betriebstemperaturen angenommen: Die Heißwassertemperatur wurde von 50 auf 55°C und die Raumlufttemperatur auf 23°C erhöht. Diese Parameter können nur dann eingehalten werden, wenn solare Überschüsse vorhanden sind und die Außentemperatur niedrig genug ist. Eine intelligente, SG-Ready genannte Schnittstelle regelt hierbei den Wärmepumpenbetrieb. Über diese Schnittstelle kann ein Regler angesteuert werden, welcher eine Erhöhung der Warmwassertemperatur zur thermischen Speicherung ermöglicht.

Die dritte Simulation umfasst die Erweiterung des Systems um einen stationären Batteriespeicher. Es ist deutlich zu erkennen, dass hier das größte Potenzial zur Erhöhung des Autarkiegrades liegt. In der Simulation wurde ein Speicher von sechs Kilowattstunden Größe angenommen. Des Weiteren wird eine maximale Einspeisung der 10 KW PV-Anlage von 60 Prozent angenommen. Die Abregelungsverluste wurden auf 4,5 Prozent festgelegt.

Ein thermischer Speicher wird in dieser Konstellation nicht berücksichtigt. Wird das Wärmepumpen-PV-System nur um den Batteriespeicher erweitert, liegt der Autarkiegrad der drei Gebäudetypen zwischen 40 und 58 Prozent, in Abhängigkeit von der Dämmung des Gebäudes. Bezieht man Nachtabsenkung und Leistungsanpassung der Wärmepumpe ebenfalls mit ein, erhöht sich der Eigenversorgungsanteil nochmals und liegt für das am schlechtesten gedämmte Haus (SFH100) knapp unter 50 Prozent. Das Gebäude mit reduziertem Wärmebedarf (SFH60) kann mit dieser Kombination bis zu 59 Prozent über die Photovoltaikanlage versorgt werden. Für das Haus mit dem geringsten Energiebedarf (SFH30) sind sogar Werte von bis zu 66 Prozent realistisch. Damit müsste noch rund ein Drittel des Stromes aus dem öffentlichen Netz bezogen werden.

In der letzten Simulation wurden alle möglichen Einfluss nehmenden Geräte kombiniert. Es wurde der Autarkiegrad für alle Gebäudetypen unter Verwendung von thermischem und Batteriespeicher errechnet. Der thermische Speicher wurde seinerseits über eine SG-Ready-Schnittstelle mit Heißwasser aus überschüssigem Solarstrom befüllt. Der Batteriespeicher hat in der Simulation jedoch eine höhere Priorität, weshalb er vorrangig gefüllt wird, bevor der Stromüberschuss für den thermischen Speicher verwendet wird. Die Abregelungsverluste der PV-Anlage fallen auf unter vier Prozent. Der Autarkiegrad lässt sich unter diesen Voraussetzungen noch einmal auf über 50 bis nahezu 70 Prozent steigern. Die Untersuchung zeigt, dass der größte Effekt von der Installation eines Batteriespeichers ausgeht. An zweiter Stelle stehen die Modulation der Wärmepumpe in Verbindung mit einer Nachtabsenkung und zuletzt der Einbau eines thermischen Speichers mit SG-Ready-Schnittstelle.

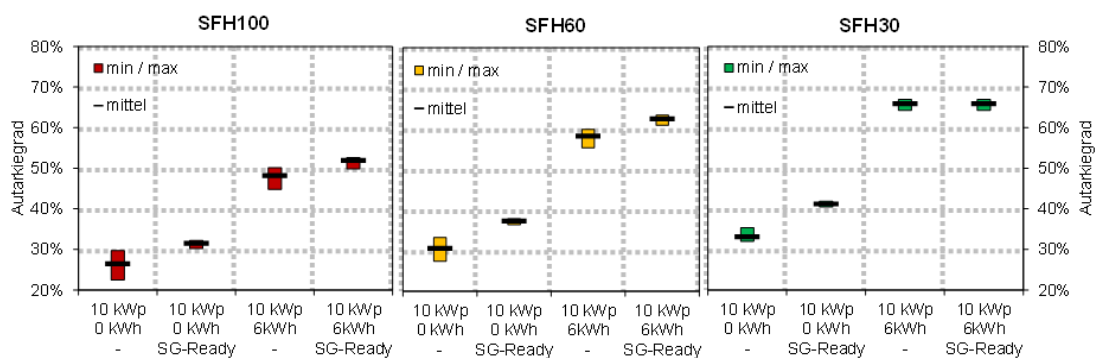


Abb. 30: Autarkiegrade nach Gebäudetyp und Anlagentechnik

Quelle: [photovoltaikforum.com/magazin/forschung/mit-waermepumpe-und-batteriespeicher-ueberwiegend-energieautark-3249/](http://photovoltaikforum.com/magazin/forschung/mit-waermepumpe-und-batteriespeicher-ueberwiegend-energieautark-3249/)

Bei einer kleineren Photovoltaikanlage fallen die Autarkiegrade allgemein geringer aus. In der Simulation liegt der angenommene restliche Stromverbrauch mit 4.000 Kilowattstunden im Jahr allerdings relativ hoch. Die folgende Darstellung vergleicht einen modernisierten Altbau und den sehr effizienten Gebäudetyp ‚Effizienzhaus 40‘ unter Verwendung unterschiedlich großer Solargeneratoren:



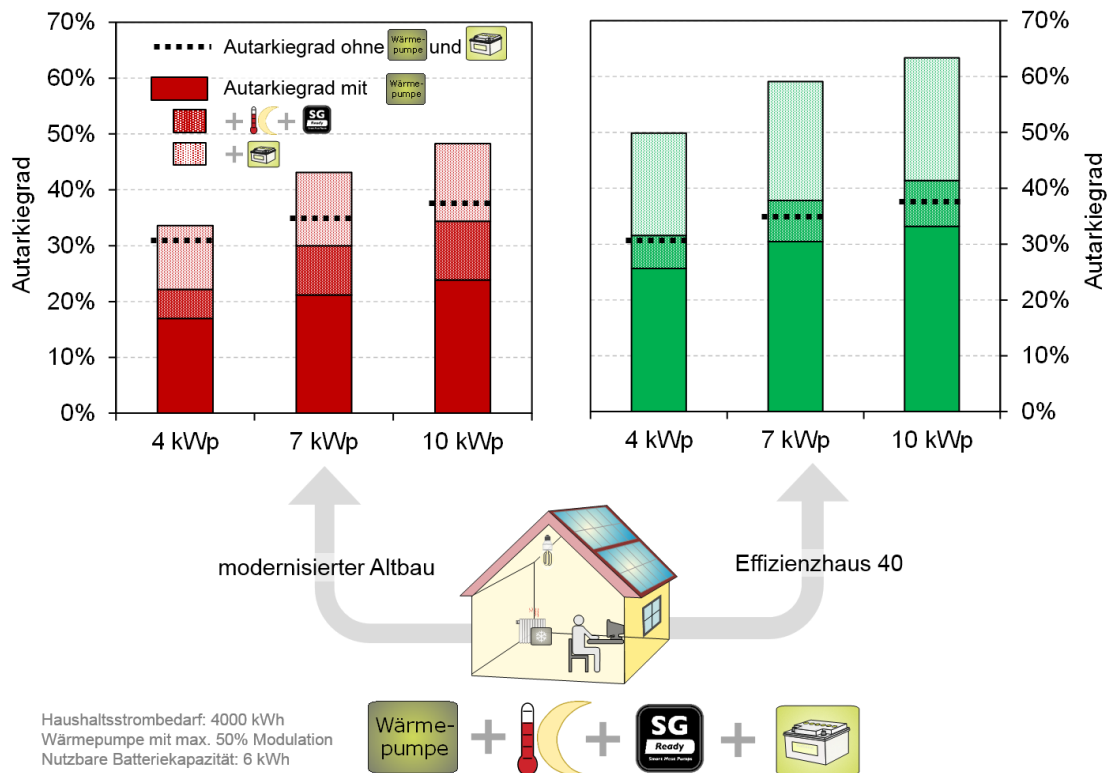


Abb. 31: Autarkiegrade für unterschiedliche Anlagengrößen

Quelle: photovoltaikforum.com/magazin/forschung/mit-waermepumpe-und-batteriespeicher-ueberwiegend-energieautark-3249/

Aus der Untersuchung lässt sich ableiten, dass die Kombination von Photovoltaik und Wärmepumpe prinzipiell möglich ist. Je nach Systembeschaffenheit können hohe Autarkiegrade erreicht werden, die direkt proportional zum vermiedenen Netzstrom und damit einer Kostenverringerung sind. Zu beachten ist, dass sich die Studie auf den bivalenten Betrieb einer Luft-Wasser-Wärmepumpe und eines ergänzenden Heizstabs bezieht. Für Erdwärmepumpen kann das Modell abweichen, wobei von einem höheren erreichten Autarkiegrad des Grundsystems ausgegangen werden kann. Die Frage danach, in welchen Grenzen der Betrieb einer Wärmepumpe für den Besitzer einer PV-Anlage ökonomisch sinnvoll ist, hängt von vielen individuellen Faktoren ab. Hierbei sind die wichtigsten Faktoren das Klima, die Strompreise für den Netzbezug und das Verbrauchsprofil der Nutzer, welche zum Teil starken Schwankungen unterliegen. Eine Bestimmung dieser Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit eines PV-Wärmepumpensystems kann die Grundlage für eine eigenständige Arbeit sein und wird daher an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt (vgl. Tjaden et al. 2015).

## 4.2 Geschäftspotenzial der Verbindung PV und Wärmepumpe

Um zu ermitteln, welches Geschäftspotenzial sich aus der Verbindung von Wärmepumpe und Photovoltaik im Einflussgebiet ergibt, muss festgestellt werden, für welche vorhandenen PV-Anlagen der Anschluss einer Wärmepumpe überhaupt möglich ist. Hierfür kann aus der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) veröffentlichten „Liste der Wärmepumpen mit Prüfnachweis“ ermittelt werden, welche elektrische Leistung mindestens für den Betrieb der kleinsten Klasse handelsüblicher Wärmepumpen notwendig ist (vgl. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 2015). Diese Liste ist nach Herstellern, sowie nach der Art der Wärmepumpe geordnet. Abgesehen von diversen besonders kleinen Wärmepumpen, bildet die Klasse der Luft-Wasser-Wärmepumpen ab 4,3 kW Nennleistung die niedrigste Wärmepumpenklasse, die von verschiedenen Herstellern angeboten wird. Somit wird diese Klasse als Untergrenze festgelegt, was bedeutet, dass eine PV-Anlage mindestens in der Lage sein muss diese Wärmepumpe mit Strom zu versorgen. Die Liste beinhaltet ebenfalls Angaben zur Leistungszahl (englisch Coefficient of Performance), mit deren Hilfe die benötigte elektrische Leistung ermittelt werden kann. Im Auszug zu sehen sind Werte für Produkte der Stiebel Eltron GmbH & Co. KG.

COP-Werte			Nennwärmeleistung [bei A2 / W35]
A-7 / W35	A2 / W35	A10 / W35	
2,72	3,40	4,14 <sup>1</sup>	4,32 kW
2,72	3,40	4,14 <sup>1</sup>	4,32 kW
2,82	3,46	4,19 <sup>1</sup>	6,38 kW
2,82	3,46	4,19 <sup>1</sup>	6,38 kW
2,94	3,27	4,08	6,70 kW
3,06	3,51	4,16 <sup>1</sup>	6,74 kW
2,89	3,41	4,23	6,38 kW
2,94	3,27	4,08	6,70 kW
2,91	3,62	4,84	8,50 kW

Tab. 18: Auszug Liste der Wärmepumpen mit Prüfnachweis

Die Angabe Ax / W35 steht für eine Außentemperatur von x°C, sowie eine Heizungs-vorlauftemperatur von 35°C. Die Mindestleistung der PV Anlage wird berechnet, indem man die Nennwärmeleistung durch den niedrigsten COP-Wert teilt. Für den kleinsten Wärmepumpentyp ergibt sich somit eine Leistung von ca. 1,6 kW, die die PV-Anlage bereitstellen muss. Aus der in 2.1.2 angeführten EEG-Stammdatenliste lässt sich ermitteln, dass bis auf sehr wenige Anlagen aus den Anfangszeiten der Photovoltaik in Deutschland, alle Anlagen diese Mindestanforderung erfüllen.

Für eine genauere Ermittlung des Geschäftspotenzials ist es wichtig zu wissen, wie hoch der Anteil der Objekte ist, bei denen bereits eine Photovoltaikanlage, sowie eine Wärmepumpe vorhanden ist. Es könnte möglich sein, dass bereits ein Großteil der Objekte beide Systeme hat, was das Potenzial für den Wärmepumpenverkauf verringert. Eine Ermittlung der tatsächlichen, absoluten Zahlen wäre theoretisch möglich, jedoch nur durch den Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH durchführbar. Der Grund dafür ist, dass nicht alle Daten die für die Betrachtung notwendig sind, öffentlich zugänglich sind. Anhand eines Beispiels soll dennoch eine qualitative Aussage über den derzeitigen Zustand gemacht werden. Eine Grundlage bildet das Energieversorgungskonzept der Stadt Braunsbedra aus dem Jahr 2014. Hier wurden die tatsächlichen Standorte von PV-Anlagen und Wärmepumpen im Stadtgebiet von Braunsbedra durch das Leipziger Institut für Energie dargestellt (2014).



Abb.29: Wärmepumpenanlagen in Braunsbedra  
Quelle: Leipziger Institut für Energie 2014



Abb.30: Erzeugungsanlagen in Braunsbedra  
Quelle: Leipziger Institut für Energie 2014

Aus dem Vergleich der beiden Darstellungen lässt sich erkennen, dass nur sehr vereinzelt und auf Grund der Bildauflösung nicht mit absoluter Sicherheit, Objekte mit PV-Anlage und Wärmepumpe ausgestattet wurden. Es kann somit ausgeschlossen werden, dass bereits zu viele Wärmepumpen an PV-Anlagenstandorten existieren, um aus dem Wärmepumpen-verkauf ein Geschäft zu entwickeln. Daraus lässt sich ableiten, dass die in Tab. 16 an-geführten Anlagenanzahlen mit geringen Abzügen auch für das Geschäftspotenzial des Wärmepumpenverkaufs gelten.

### 4.3 Messkonzept von Photovoltaik und Wärmepumpe

Die gemeinsame Nutzung von Photovoltaik und Wärmepumpen, stellt den Anlagenbetreiber derzeit vor eine schwierige Frage bezüglich der Verbindung der Systeme. Je nach Verschaltung kann der Strom der Solaranlage unterschiedlich genutzt werden.

Zu beachten ist hierbei, dass für jede Lösung ein eigenes Messkonzept zu realisieren ist. Grundsätzlich unterscheidet man 4 Möglichkeiten der Verschaltung von Zähler, PV-Anlage und Wärmepumpe und die dazugehörigen Messkonzepte.

Variante 1:

- Die Photovoltaikanlage wird in Form einer Überschusseinspeisung an den Haushaltsstromkreis angeschlossen, ohne Berücksichtigung der Wärmepumpe.

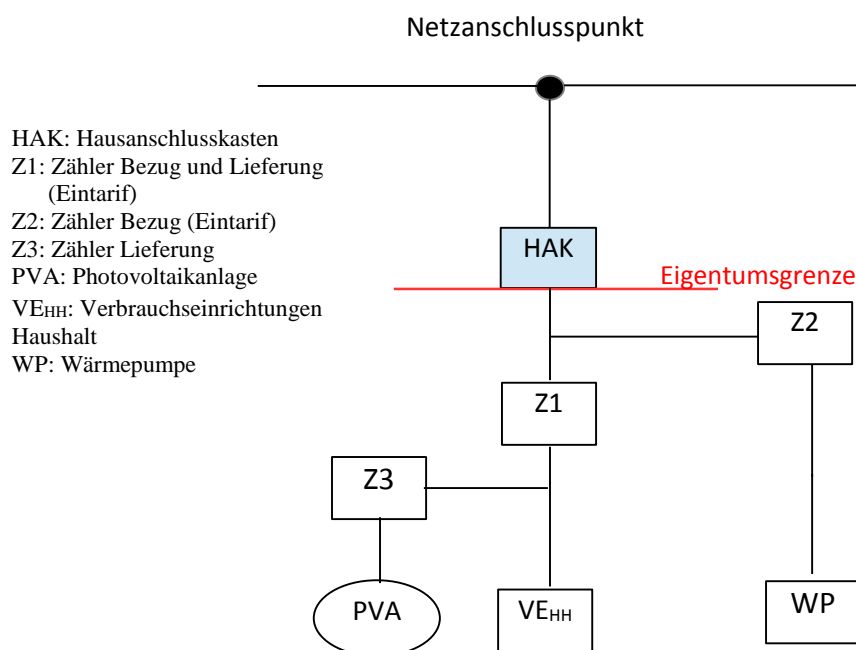


Abb 31.: Schaltbild Überschusseinspeisung PV/WP getrennt (Anschluss Haushaltsstromnetz)  
Quelle: Eigene Darstellung

Der von der PV-Anlage produzierte Strom wird über Zähler 3 in das Haushaltsstromnetz eingespeist und dort teilweise verbraucht. Der überschüssige Strom wird über Zähler 1 in das öffentliche Netz eingespeist. Dieser Zähler ist ein sogenannter digitaler Zweirichtungszähler, wie unter 3.4 bereits näher erläutert wurde. Der Zähler 2 erfüllt den Zweck den von der Wärmepumpe verbrauchten Strom zu registrieren. Dieser Einrichtungszähler ist notwendig, falls man sich für die Nutzung des vom Energieversorger angebotenen Wärmepumpentarifs entschieden hat.



Da bei dieser Variante das Potenzial aus der Kopplung von PV-Anlage und Wärmepumpe gänzlich außer Acht gelassen wurde, kann das eine Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit des gesamten Systems zur Folge haben. Dennoch wird diese Variante in der Praxis häufig gebaut.

Variante 2:

- Die Photovoltaikanlage wird in Form einer Überschusseinspeisung an den Stromkreis der Wärmepumpe angeschlossen

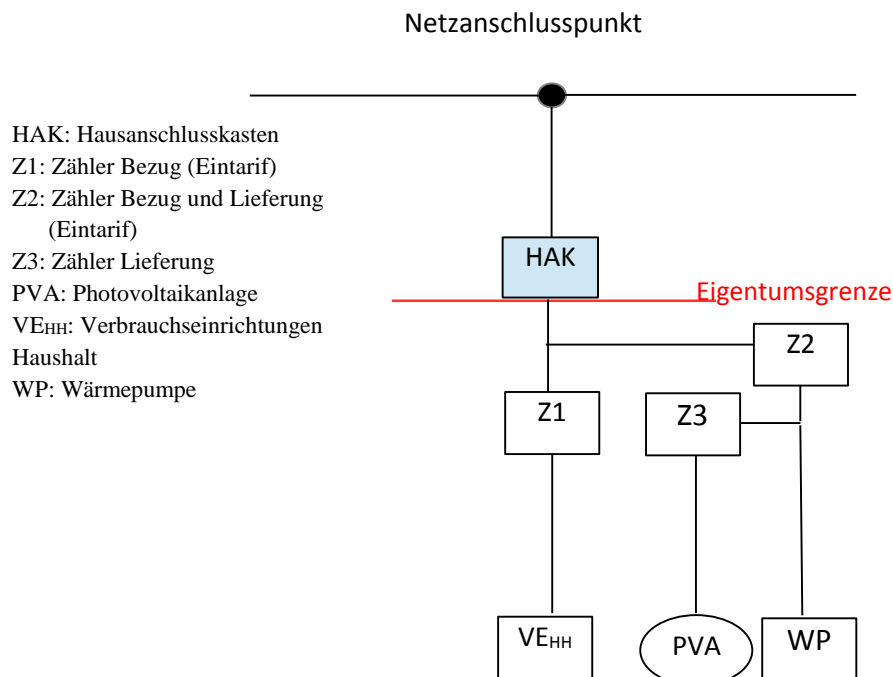


Abb 32.: Schaltbild Überschusseinspeisung PV/WP getrennt (Anschluss Wärmepumpenstromnetz)  
 Quelle: Eigene Darstellung

Analog zu Variante 1 wird die PV-Anlage nur an ein vorhandenes Stromnetz angeschlossen. In diesem Beispiel ist Zähler 2 nun der Zweirichtungszähler, der den eingespeisten, überschüssigen Strom von der PV-Anlage, sowie den zum Wärmepumpentarif bezogenen Strom registriert. Wurde bei Variante 1 noch der teurere Haushaltsstrom durch den produzierten Solarstrom ersetzt, wird hierbei der günstigere Wärmepumpenstrom im Bezug eingespart. Dieser Umstand und die Tatsache, dass der Vermischungseffekt von PV- und Haushaltsstrom gänzlich wegfällt, machen diese Verschaltung für die Praxis unbrauchbar.

## Variante 3:

- Die PV-Anlage wird aufgeteilt und sowohl an das Haushaltsstromnetz, als auch an das Stromnetz der Wärmepumpe in Form einer Überschusseinspeisung angeschlossen.

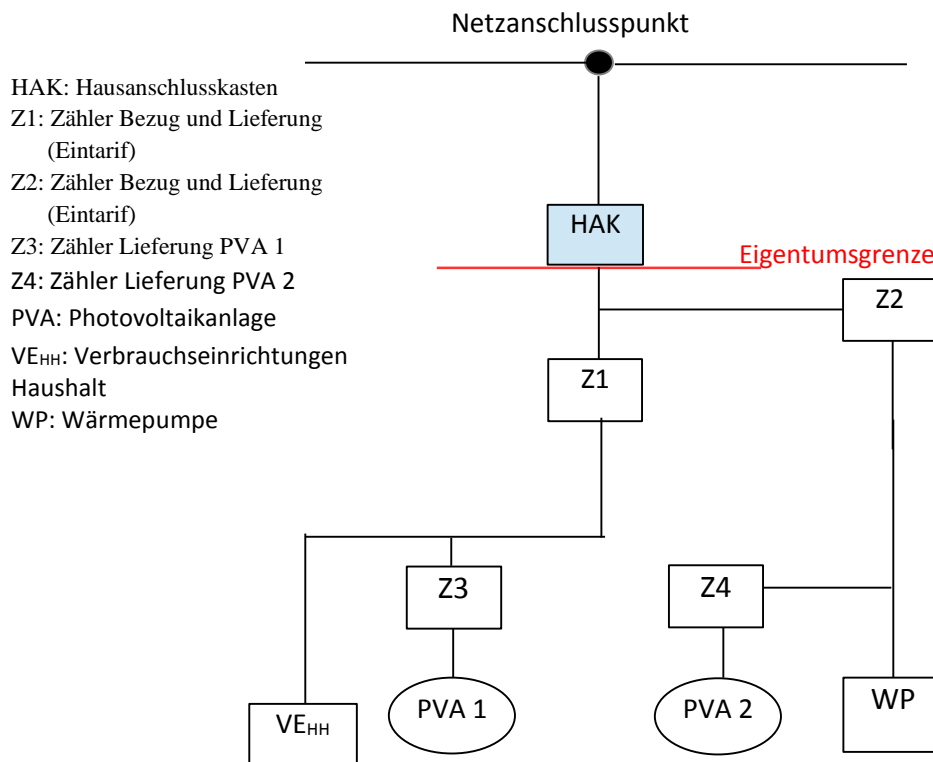


Abb 33.: Schaltbild Anlagenaufteilung (Anschluss an beide Netze)

Quelle: Eigene Darstellung

Bei dieser Verschaltung sieht das Messkonzept 4 Zähler vor und ist damit das am aufwändigsten zu realisierende. Der Einsatz von Einrichtungszählern für den Bezug der Stromkreise ist nun nicht mehr möglich. Es fallen also zusätzliche Kosten für die Anschaffung eines weiteren Zählers (Z4) und dem Ersatz eines Einrichtungszählers mit einem Zweirichtungszähler an. Des Weiteren muss, falls nicht vorhanden, ein weiterer Wechselrichter angeschlossen werden, was den Bereich der Wirtschaftlichkeit dieser Option minimiert. Nur mit optimalen Eigenversorgungsanteilen in beide Netzen über einen langen Zeitraum hinweg betrachtet, könnte sich diese Variante als sinnvoll erweisen. Wie bei den vorangegangenen Varianten findet dieses Konzept keine Anwendung in der Praxis.

## Variante 4:

- Die Stromkreise von Haushalt und Wärmepumpe werden zusammengelegt. Die PV-Anlage wird an diesen Stromkreis in Form einer Überschusseinspeisung angeschlossen.

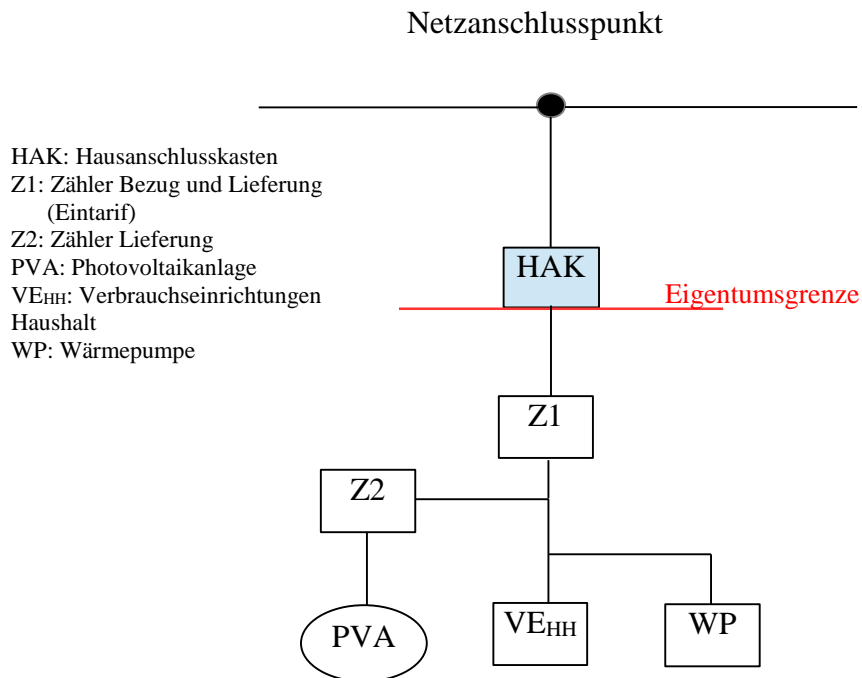


Abb 34.: Schaltbild Einspeisung gemeinsames Netz  
 Quelle: Eigene Darstellung

Variante 4 stellt das einfachste Messkonzept dar, da nur 2 Zähler benötigt werden. Die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe sinkt jedoch in den meisten Fällen, da der Wärmepumpenstromtarif nicht mehr genutzt werden kann. Die enviaM bietet derzeit einen Wärmepumpenstromtarif an, der um 11ct/kWh günstiger ist, als der Strombezug über den regulären Haushaltstarif. In der Praxis findet diese Variante keine Anwendung.

Die vier vorangegangenen Messkonzepte verbindet, dass sie jeweils mindestens einen signifikanten Nachteil in Bezug auf die optimale Nutzung der gegebenen Ressourcen aufweisen. Entweder der Betreiber muss Abstriche bei der Effizienz der PV-Anlage, oder der Wärmepumpe machen. Auch die anfallenden Mehrkosten aus Variante 3 verringern die Wirtschaftlichkeit des gesamten Systems. Eine Lösung der Problematik bietet ein Messkonzept, bei dem über eine Differenzbildung der Strombedarf der Wärmepumpe ermittelt werden kann. Diese Ermittlung des Bezugs über Differenzen bezeichnet man als virtuellen Zähler. Bei diesem Konzept kann die PV-Anlage voll in das gemeinsame Netz von Haushalt und Wärmepumpe einspeisen



## Variante 5:

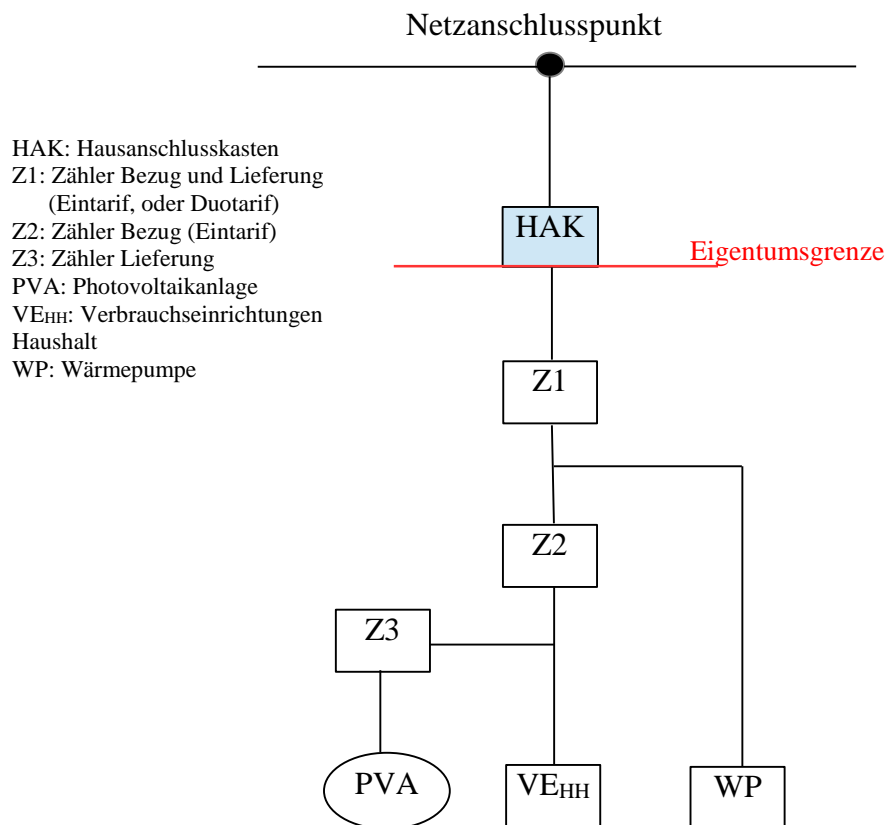


Abb. 35: Schaltbild Überschusseinspeisung gemeinsames Netz mit virtuellem Zähler  
 Quelle: Eigene Darstellung

Die Rechnungen zum virtuellen Zählerpunkt lauten:

Strommenge	Berechnung
Bezug WP aus dem Verteilnetz	$Z1_{\text{Bezug}} - Z2_{\text{Bezug}}$
Eigenverbrauch Haushalt	$Z3 - Z2_{\text{Lieferung}}$
Eigenverbrauch WP	$Z2_{\text{Lieferung}} - Z1_{\text{Lieferung}}$
Bezug Haushalt	$Z1_{\text{Bezug}}$
Überschusseinspeisung	$Z2_{\text{Lieferung}}$
Erzeugung PV-Anlage	$Z3$

Tab. 19: Berechnung von Strommengen

Diese Variante kann sowohl den Vorteil der Nutzung des PV-Stroms durch die Wärmepumpe, als auch den günstigeren Wärmepumpenstromtarif nutzen. Obwohl die Vorteile offensichtlich sind, scheitert die Umsetzung am System, welches die Verarbeitung der Daten vornimmt. Diese kann keine Differenzierung der erhaltenen Daten vornehmen. Eine Lösung dieses Problems befindet sich derzeit in der Umsetzung (vgl. Fritsch 2015).

#### **4.4 Zwischenfazit zu intelligentem Verbrauchermanagement und Smart Home**

Die intelligente Verbrauchersteuerung, sowie die Kommunikation einzelner Systemkomponenten untereinander, bilden die Kernpunkte des Smart Home-Modells. Der Hauptnutzen dieses Modells liegt in der Energieeinsparung, welche durch das bestmögliche Ausnutzen und Kombinieren der vorhandenen Potenziale realisiert wird. Der Eigenverbrauchsanteil bildet hierbei die zentrale, messbare Größe und dessen Maximierung steht im Vordergrund der Bemühungen. Um den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen wurde in der Vergangenheit häufig die Kombination von Wärmepumpen mit Photovoltaikanlagen genannt. Ob diese Kombination sinnvoll ist und inwiefern sich der Eigenverbrauchsanteil unter Einsatz diverser Methoden und Techniken ändert, wurde an der HTW Berlin im Jahr 2009 untersucht. Entscheidet sich ein Anlagenbetreiber für die Verbindung von Photovoltaik und Wärmepumpe, so muss er sich Gedanken über das genutzte Messkonzept machen. Das unter Variante 5 dargestellte Messkonzept bildet die bestmögliche Nutzung der vorhandenen Potenziale und sollte somit schnellstmöglich zum Standard entwickelt werden.

## 5. Direktvermarktung von Strom aus Photovoltaik

Unter dem Begriff Direktvermarktung versteht man den Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energiequellen an Großabnehmer oder an der Strombörse (EEX Leipzig). Um den Strom direkt zu verkaufen, stehen den Produzenten nach dem EEG zwei Möglichkeiten offen:

- Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien können den produzierten Strom seit dem 01.01.2012 über das Marktprämienmodell direkt vermarkten. Grundlage dafür ist §20 Abs. 1 EEG 2014, vormals §33b EEG 2012. Die Grundidee ist, dass die finanziellen Unterschiede zwischen dem an der Börse erzielten Preis und der bisherigen fixen EEG-Vergütung durch eine Marktprämie ausgeglichen wird. Hierbei entspricht die Summe aus dem durchschnittlichen, monatlichen Marktpreis und der Marktprämie exakt der Höhe der EEG-Vergütung vor der Direktvermarktung. Somit entsteht dem Produzenten kein finanzieller Nachteil, sollte er sich für die Direktvermarktung seines Stroms im Marktprämienmodell entscheiden. Es ist sogar möglich, höhere Gewinne zu erzielen, falls der Produzent seinen Strom zu Spitzennachfragezeiten oberhalb des durchschnittlichen, monatlichen Marktpreises verkaufen kann. 2013 belief sich der Anteil des auf diese Weise vermarkteten Stroms auf 14% der gesamten erzeugten Menge.
- Eine weitere, allerdings kaum genutzte Möglichkeit ist der Verkauf an der Börse zum Marktpreis ohne weitere Förderung. Die finanziellen Verluste gegenüber dem Marktprämienmodell bzw. der EEG-Vergütung sind jedoch zu groß, um EE-Anlagen, die in den meisten Fällen eine Bezuschussung benötigen, wirtschaftlich sinnvoll zu betreiben. Lediglich einige Onshore Windkraftanlagen mit großen Kapazitäten könnten für diese Form der Vermarktung in Frage kommen.

Eine dritte Option, die jedoch mit dem EEG 2014 abgeschafft wurde, stellte das sogenannte Grünstromprivileg dar. Dieser Weg der Direktvermarktung führte über Großhändler oder Großabnehmer abseits der Strombörse. Die Betreiber von Erzeugungsanlagen mit zumeist geringer EEG-Vergütung, bekamen eine höhere Vergütung als der aktuelle Börsenpreis von den Abnehmern. Diese konnten durch die Zusammenstellung eines Portfolios von Grünstrom und Graustrom, dem aus Atomkraft, Kohleabbau oder Gas gewonnenen Strom, in einem bestimmten Verhältnis die EEG-Umlage umgehen und somit ihrerseits einen Gewinn erzielen.

Mit Inkrafttreten des EEG 2014 zum 1.8.2014 gilt für alle Neuanlagen eine verpflichtende Direktvermarktung, sollte die installierte Leistung 500 kW übersteigen. Ab dem 1.1.2016 sind ebenfalls Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 kW zur Direktvermarktung verpflichtet. Geregelt wird dies durch das EEG 2014, §37. Diese verpflichtende Direktvermarktung gilt jedoch nach dem Prinzip des Bestandsschutzes nicht für Bestandsanlagen. Neben der verpflichtenden Direktvermarktung für Neuanlagen, besteht ab dem EEG 2014 ebenfalls die verpflichtende Fernsteuerbarkeit für alle Anlagen, deren Strom direkt vermarktet wird (vgl. Walter et al. 2012)

### **5.1 Möglichkeiten zur Direktstromvermarktung und Anreize**

Das Marktprämienmodell soll den Wechsel zur Direktvermarktung anreizen, um Anlagenbetreiber frühzeitig an ein neues Marktumfeld zu gewöhnen. Perspektivisch wird die Direktvermarktung nach Auslaufen der EEG-Vergütung der einzige Marktplatz für den produzierten Strom sein. Um diesen Übergang zu erleichtern bietet das EEG den Anlagenbetreibern, die aus dem fixen EEG-Vergütungsmodell in das Marktprämienmodell wechseln, diverse Garantien und Boni. Der Betreiber kann beispielsweise monatlich zwischen der Direktvermarktung und dem EEG-Vergütungsmodell wechseln. Hierbei bleibt der EEG-Bestandsschutz erhalten. Außerdem ist es möglich über die sogenannte Managementprämie die finanziellen Erlöse weiter zu steigern. Diese wird an den Anlagenbetreiber ausgezahlt, um Mehraufwand und Mehrisiko zu entschädigen. Derzeit liegt diese Prämie pauschal bei 0,4ct/kWh.

Eine weitere Option der Direktvermarktung über das Marktprämienmodell liegt in der regionalen Vermarktung des produzierten Stroms. Der Erzeuger handelt hierbei den eingespeisten Strom nicht an der Strombörse, sondern vermarktet ihn an lokale Abnehmer. Mögliche Abnehmer sind Industrieunternehmen, oder Haushaltskunden in räumlicher Nähe zum Produzenten. Der Anlagenbetreiber erhält weiterhin seine Markt- und Managementprämie vom Verteilnetzbetreiber. Der Endkunde zahlt einen Endkundenstrompreis an den Anlagenbetreiber. Dieser beinhaltet allerdings zu ungefähr 50 Prozent Steuern und Abgaben, die abgeführt werden müssten.

An dieser Stelle können durch die regionale Direktvermarktung zusätzliche Erlöse erwirtschaftet werden, da unter bestimmten Voraussetzungen stromsteuerrechtliche Vorteile erzielt werden können. Die Stromsteuer von bis zu 20,5 €/MWh kann unter folgenden Voraussetzungen, eingespart werden:

- Erzeuger und Verbraucher müssen regional zusammenhängen. Wann dies der Fall ist, ist bisher nicht eindeutig geklärt.
- Die Anlagengröße darf zwei Megawatt nicht überschreiten.
- Der produzierte Strom muss durch das öffentliche Netz an den Verbraucher geleitet werden.
- Es muss nachgewiesen werden, dass der produzierte Strom zeitgleich zum Verbrauch an den Endkunden verkauft wurde.

Das Modell der regionalen Direktvermarktung beschränkt sich nicht nur auf erneuerbare Energien. Alle Stromerzeuger, die den aufgelisteten Voraussetzungen entsprechen, können an diesem Vermarktungskonzept teilnehmen. Dies können andere dezentrale Erzeuger wie zum Beispiel KWK-Anlagen sein, die nicht nach EEG sondern nach KWKG vergütet werden.

Diese Form der regionalen Stromversorgung bietet viele Vorteile. Zum einen kann die Akzeptanz gegenüber erneuerbaren Energien gesteigert werden. Der Verbraucher erhält seinen Strom aus einer Anlage, zu der er einen direkten Bezug hat. Zum anderen kommt diese dezentrale Stromversorgung dem Problem des langsamen und teuren Netzausbaus in Deutschland entgegen. Kann eine Region mit dem bestehenden Stromnetz vor Ort weitgehend dezentral versorgt werden, so fällt der Netzausbau zu dieser Region geringer aus oder komplett weg. Die Begünstigung von kleinen, dezentralen Erzeugungsanlagen bedeutet also eine Entlastung der Stromnetze. Bei der regionalen Direktvermarktung muss man beachten, dass der Anlagenbetreiber zum Stromlieferanten wird. Dadurch entstehen viele neue Verpflichtungen, denen er nachkommen muss. Diese umfassen Aufgaben wie die Teilnahme am Bilanzkreismanagement, Rechnungsstellung inklusive Stromkennzeichnung, sowie den Stromzukauf bei Anlagenausfällen oder Unterproduktion (vgl. Rauh et al. 2013)

Anlagenbetreiber haben die Möglichkeit die Abwicklung der Direktvermarktung ihres Solarstroms von enviaM durchführen zu lassen. Bisher wird dies jedoch nur für Anlagen angeboten, die parallel über das EEG vergütet werden. Dennoch kann davon ausgegangen werden, dass die vorhandenen Strukturen auch für die reine Direktvermarktung nach Ablauf der EEG-Förderung genutzt werden können.

## 6. Fazit und Ausblick

Das Ziel der vorliegenden Arbeit war es, das Geschäftspotential für den Energieversorger enviaM AG aus dem Wegfall der Vergütung für Photovoltaik-Anlagen im Privatkundenbereich zu ermitteln. Hierfür muss zunächst ermittelt werden, wie viele Anlagen im Einflussbereich der enviaM AG vom Wegfall der Vergütung betroffen sind. Der zu betrachtende Einflussbereich unterteilt sich nochmals in Grundversorgungs- und Akquisegebiet. Mithilfe der EEG-Stammdatenliste, die von der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird, ist die Erfassung des relevanten Anlagenumfanges möglich. Die Liste bietet eine ausreichend genaue Datengrundlage für die Analyse von Bestandsanlagen. Der nächste Schritt auf dem Weg zur Potentialentwicklung ist die Ermittlung des Zeitpunkts, zu welchem der Vergütungsanspruch entfällt. Auch diese Daten kann man der EEG-Stammdatenliste entnehmen. Die Zahl der Anlagen im Einflussbereich und der Zeitpunkt des Vergütungswegfalls können kombiniert eine Aussage darüber liefern, wann die enviaM AG ihren Fokus verstärkt auf dieses Geschäftsfeld legt. Sowohl im Grundversorgungs- als auch im Akquisegebiet ergibt sich dieser Zeitpunkt für das Jahr 2025.

Um für den Kunden eine Auswahl an individuellen Angeboten erstellen zu können, sind Informationen zum Zustand der Photovoltaik-Anlagen unerlässlich. Der Zustand und die Weiternutzung der Anlagen kann durch unterschiedlichste Faktoren beeinflusst werden. Zum jetzigen Zeitpunkt ist es daher nicht möglich, eine grundsätzliche Aussage zum Zustand der zukünftig aus der Vergütung fallenden Anlagen zu machen. Für PV-Anlagen, die vor 1995 erbaut wurden, wurde in dieser Arbeit beispielhaft eine Bestandsanlage der Hochschule Merseburg auf ihren Zustand untersucht. Das wichtigste Ergebnis des Versuchs ist, dass die Module lediglich geringe Leistungseinbußen zu verzeichnen haben. Aus diesem Ergebnis folgt die Erkenntnis, dass Anlagenbetreiber ihre Module in den meisten Fällen weiter benutzen können und nicht austauschen müssen. Der individuelle Zustand der PV-Anlage des Kunden kann durch eine einheitliche Überprüfung festgestellt werden.

Auf Basis der Ergebnisse dieser Prüfung ist die enviaM AG in der Lage, auf den Kunden zugeschnittene Angebote zu entwickeln und anzubieten. Die Erhaltung der Anlage und ihre Umstellung auf Eigenverbrauch stellt dabei die interessanteste Option dar. Dies begründet sich dadurch, dass eine Erhöhung des Eigenverbrauchs mit einer Verringerung des aus dem Netz bezogenen Stroms einhergeht. In diesem System liegt die Eigenverbrauchsquote ohne zusätzliche Komponenten bei maximal 30%. Die Quote kann insbesondere durch einen Stromspeicher auf bis zu 70% erhöht werden.

Es wurde untersucht, in welcher Preisklasse die von der enviaM angebotenen Speicher liegen sollten, damit der Speicherstrom für den Verbraucher günstiger als Netzstrom ist. Die Betrachtung ergab, dass die Speicher deutlich günstiger angeboten werden müssten als bisher, oder der Strompreis weiterhin steigen müsste, damit das Angebot für den Kunden ökonomisch sinnvoll wird. Eine interessante Alternative zur Investition in einen eigenen Speicher ist das Konzept des Mietspeichers. Ohne hohes Risiko erhält der Kunde die Möglichkeit, die Auswirkung eines Speichers auf die Wirtschaftlichkeit seines Systems zu testen.

Neben den Stromspeichern gibt es noch andere Optionen, mit denen man den Eigenverbrauch erhöhen kann. Dabei gewann das intelligente Verbrauchermanagement, auch als Smart Home bezeichnet, in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung. Der Grundgedanke ist, dass durch eine Steuerung das Stromangebot der Solaranlage und der Verbrauch von Haushaltsgeräten oder anderen elektrischen Verbrauchern angepasst werden. Je nach Hersteller existieren zum jetzigen Zeitpunkt unterschiedliche Systeme mit abweichenden und zum Teil inkompatiblen Hardware- und Software-Komponenten. Dieser Umstand und die hohen Kosten erschweren die Umsetzung des Smart Home Konzepts für Bestandsanlagen.

Zur Erhöhung des Eigenverbrauchs wird die Kombination von Wärmepumpen und Photovoltaik als sinnvolle Ergänzung genannt. Problematisch ist hierbei grundlegend der Unterschied zwischen dem Strombedarf der Wärmepumpe und Bereitstellung der PV-Anlage über das Jahr betrachtet. Eine Untersuchung der HTW Berlin zur Ermittlung von erreichbaren Autarkiegraden unter Verwendung von Photovoltaik und Wärmepumpe ergab, dass diese Kombination energietechnisch durchaus sinnvoll ist. Die Untersuchung geht allerdings von gut abschätzbaren, stationären Umweltbedingungen aus, welche in der Realität kaum vorkommen. Zur Abschätzung des Geschäftspotenzials aus dem Verkauf von Wärmepumpen wurde überprüft welche Strommenge eine PV-Anlage mindestens zur Verfügung stellen muss, um eine handelsübliche Wärmepumpe zumindest teilversorgen zu können. Es stellte sich heraus, dass bis auf wenige Ausnahmen alle PV-Anlagen im Einflussgebiet der enviaM AG geeignet sind. Es wurde ebenfalls untersucht, ob diese Kombination bereits häufig vorhanden ist. Hierfür wurden Angaben aus dem Energiekonzept der Stadt Braunsbedra verglichen, um eine beispielhafte Aussage über den zu erwartenden Zustand machen zu können. Dies ergab, dass PV-Anlage und Wärmepumpe nur sehr vereinzelt am gleichen Standort vermutet werden können. Die genutzte bildvergleichende Methode ermöglicht keine gesicherte Aussage über die tatsächliche Übereinstimmung. Die dafür benötigten Daten sind nicht öffentlich zugänglich.

Die Umsetzung der Verbindung von Wärmepumpe und PV-Anlage erfordert ein Messkonzept zur genauen Erfassung des erzeugten, eigenverbrauchten und bezogenen Stroms. Derzeit

werden die Messvorrichtungen so angeordnet und verbaut, dass Vermischungseffekte nicht optimal ausgenutzt werden, wodurch das Potenzial aus der Verbindung der Systeme im Haushalt nicht vollständig ausgeschöpft wird. Abhilfe kann die unter 4.3 vorgestellte Variante 5 schaffen, jedoch scheitert deren Umsetzung noch an systemischen Einschränkungen der Datenverarbeitung. In Vorbereitung auf die steigende Anzahl von Kombisystemen, muss diesem Problem eine hohe Priorität zukommen.

Sollte das Eigenverbrauchspotenzial ausgereizt sein, oder sollte der Anlagenbetreiber aus anderen Gründen nicht die Möglichkeit haben den produzierten Strom selbst zu verbrauchen, so gilt es den restlichen Strom möglichst gewinnbringend zu verkaufen. Seit Anfang 2012 können Anlagenbetreiber ihren Strom über das Marktprämienmodell direkt vermarkten. Hierbei wird eine Ausgleichsprämie gezahlt, deren Höhe der EEG-Vergütung abzüglich des erzielten Börsenstrompreises entspricht. Trotz der guten Annahme des Modells steht es in der Kritik den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht zu fördern und durch den hohen administrativen Aufwand besonders Privatkunden abzuschrecken. Es muss ein Modell geschaffen werden, was den Einstieg in das neue Marktumfeld möglichst einfach gestaltet. Alternativ könnten Energieversorger wie enviaM Strukturen zur effektiven Vermarktung des von vielen kleinen Produzenten erzeugten Stroms schaffen.

Abschließend kann festgehalten werden, dass der Wegfall der EEG-Vergütung ein großes Geschäftspotenzial für enviaM birgt. Viele der vorhandenen Dienstleistungen und Produkte decken den Bedarf der Anlagenbetreiber zum Vergütungsende bereits teilweise ab, jedoch müssen auch Angebote neu geschaffen oder in Hinsicht auf Preis und Umfang verändert werden. Da erst zum Jahr 2025 eine größere Anlagenanzahl aus der Vergütung fällt, bleibt noch genug Zeit um sich optimal vorzubereiten.



## Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH (Hg.) (2014): 50Hertz\_Anlagenstammdaten\_2014. Netztransparenz.de. [www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm](http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm), [28.12.2015.]
- Bundesbehörden: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung- Energiewirtschaftsgesetz. EnWG, 07.07.2005. Fundstelle: 752-6.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Elektro- und Elektronikgeräten- Elektro- und Elektronikgerätegesetz. ElektroG, 24.10.2015. Fundstelle: 2129-59.
- DIN VDE 0105-100, 10.2009: Betrieb von elektrischen Anlagen.
- DIN EN, VDE 62446, 0126, 07.2010: Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme.
- EnviaM AG (Hg.): enviaM Energiemanager. Solarenergie intelligent nutzen. [02.01.2016].
- EnviaM AG (2015): Porträt EnviaM-Gruppe. [www.enviam.de/Unternehmen/enviaM-Gruppe/PortraetenviaM-Gruppe](http://www.enviam.de/Unternehmen/enviaM-Gruppe/PortraetenviaM-Gruppe) [28.12.2015].
- European Parliament: Waste electrical and electronic Equipment. WEEE, 04.07.2012. In: Official Journal of the European Union (L 197), S. 194–227. <http://eur-lex.europa.eu> [28.12.2015].
- Fritsch, H. (2015): Zusammenfassung Status Quo. Messkonzept PV+WP. enviaM Gruppe, 2016.
- Krumme, J. H.; McKenna, R.: Gabler Wirtschaftslexikon. Stichwort: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Hg. v. Springer Gabler Verlag. <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/7097/erneuerbare-energien-gesetz-eeg-v12.html> [28.12.2015].
- Lange P.A. (PV-Cycle) (2015): Entsorgung von PV-Modulen, 28.10.2015. E-Mail an H. Hirschelmann.
- Leipziger Institut für Energie (2014): Energieversorgungskonzept Braunsbedra. <http://www.ie-leipzig.com> [02.01.2016].
- Leistungsstab Presse- und Sonderaufgaben (Hg.) (2015): Erneuerbare Energien. Wärmepumpen mit Prüfnachweis. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.
- Liebich, D. (2015): Wer wird denn gleich in die Luft gehen? Thermographische Inspektionen aus der Luft. IngenieurServiceBau. Gellert-Museum Hainichen, 05.03.2015.
- Ohland, G. (2013): Funkprotokolle: Z-Wave, HomeMatic und RWE im Vergleich. Hg. v. PC Magazin. WEKA MEDIA Publishing GmbH, [02.01.2016].
- PV Cycle (Hg.) (2013): Operational Status Report. Europe - 11/2015. <http://www.pvcycle.org/wp-content/uploads/2013/09/OPS-Status-Report-November.pdf> [28.12.2015].
- Rauh, S.; Friedl, G.; Walter, R.; Huber, A. (2013): Biogas Forum Bayern. Direktvermarktung I. Teilnahme am Marktprämienmodell. Nummer V. , Hg. v. Fachverband Biogas e.V. (17/2013).
- Schiller, A. (SOLARWATT) (2015): Anfertigung Solarmodule, Bachelor-Thesis, 28.10.2015. E-Mail an H. Hirschelmann.
- SMA Solar Technology AG (Hg.) (2014): SMA Smart Home – Die Systemlösung für mehr Unabhängigkeit. <https://www.sma.de/fileadmin/Partner/Solaracademy/>

- Tjaden, T.; Schnorr, F.; Weniger, J.; Bergner, J.; Quaschnig, V. (2015): Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin). Bad Staffelstein (30. Symposium Photovoltaische Solarenergie). <http://pv-speicher.htw-berlin.de>.
- Walter, G.; Munz, I.; Halank, A. (2012): Das neue Marktprämienmodell in Deutschland. Bestrebungen für bedarfsgerechtere Einspeisungen. Hg. v. Electrosuisse- SEV Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik (Branche Erneuerbare Energien), [02.01.2016].
- ZigBee Alliance (Hg.) (2012): ZigBee Pro with Green Power. Technical summary. <http://www.zigbee.org/zigbee-for-developers/network-specifications/zigbee-pro/>, [02.01.2016].

## **Eidesstattliche Erklärung**

Merseburg, den 11.01.2015

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne unerlaubte Hilfe Dritter verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Veröffentlichungen stammen, sind als solche kenntlich gemacht. Diese Arbeit lag in gleicher oder ähnlicher Weise noch keiner Prüfungsbehörde vor und wurde bisher noch nicht veröffentlicht.

Hendrik Hirschelmann