



LEUPHANA
UNIVERSITÄT LÜNEBURG

**System- und Marktintegration von Photovoltaik-Anlagen durch
dezentrale Stromspeicher? – Eine Analyse der
technischen Potentiale und rechtlichen Rahmenbedingungen**

Henryk Predki
Juni 2013

**[System and Market Integration of Photovoltaic Systems by
Decentralised Energy Storage Devices? – An Analysis of the
Technical Potentials and the Legal Framework]**

Henryk Predki
June 2013

Leuphana Schriftenreihe Nachhaltigkeit & Recht
Leuphana Paper Series in Sustainability and Law

Nr. 5 / No. 5

[http://www.leuphana.de/professuren/energie-und-umweltrecht/publikationen/
schriftenreihe-nachhaltigkeit-recht.html](http://www.leuphana.de/professuren/energie-und-umweltrecht/publikationen/schriftenreihe-nachhaltigkeit-recht.html)

ISSN 2195-3317



System- und Marktintegration von Photovoltaik-Anlagen durch dezentrale Stromspeicher? – Eine Analyse der technischen Potentiale und rechtlichen Rahmenbedingungen

Henryk Predki

Juni 2013

Abstract:

[The massive growth of photovoltaics (PV) challenges the German electricity supply system. It is necessary to adjust the generation of electricity from PV to the demand, to prevent power grid overloads due to solar electricity and to integrate the electricity into the market. This thesis examines, how decentralised energy storage devices can contribute to overcome these challenges and to what extent this approach is promoted by the current legal framework. It shows, that decentralised energy storage devices could contribute to the system und market integration of PV, but the legal incentives are insufficient to realise this potential.]

Key words: [Photovoltaics, Decentralised energy storage devices, System integration, Market integration, EEG, EnWG]

Zusammenfassung:

[Der massive Ausbau der Photovoltaik (PV) stellt das deutsche Stromversorgungssystem vor Herausforderungen. Es gilt, die Stromerzeugung aus PV dem Bedarf anzupassen, Netzüberlastungen durch Solarstrom zu verhindern und den Strom in den Markt zu integrieren. Diese Arbeit untersucht, inwiefern dezentrale Stromspeicher als Lösungsansatz zur Bewältigung dieser Herausforderungen geeignet sind und inwieweit der derzeitige Rechtsrahmen diesen Ansatz fördert. Es zeigt sich, dass dezentrale Speicher einen Beitrag zur System- und Marktintegration der PV leisten könnten, die rechtliche Förderung aber unzureichend ist, um dieses Potential auszuschöpfen.]

Schlüsselwörter: [Photovoltaik, Dezentrale Stromspeicher, Systemintegration, Marktintegration, EEG, EnWG]

Leuphana Schriftenreihe Nachhaltigkeit und Recht

Leitung:

Prof. Dr. *Thomas Schomerus*

Redaktion und Layout:

Dr. *Jorge Guerra González, Janine Kaiser*

Korrespondenz:

Thomas Schomerus, Leuphana Universität Lüneburg, Fakultät III Nachhaltigkeit, Institut für Nachhaltigkeitssteuerung, Professur Öffentliches Recht, insbesondere Energie- und Umweltrecht, UC 11.207

Scharnhorststr. 1, 21335 Lüneburg, Germany

Fon +49 4131 677 1344, Fax +49 4131 677 7911, schomerus@uni.leuphana.de

Jorge Guerra González, Leuphana Universität Lüneburg, Fakultät III Nachhaltigkeit, Institut für Nachhaltigkeitssteuerung, Professur Öffentliches Recht, insbesondere Energie- und Umweltrecht, UC 16.017

Scharnhorststr. 1, 21335 Lüneburg, Germany

Fon +49 4131 677 2082, jguerra@uni.leuphana.de



Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----------|
| ABBILDUNGSVERZEICHNIS | 5 |
| TABELLENVERZEICHNIS | 6 |
| ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS | 7 |
| 1 EINLEITUNG | 9 |
| 1.1. PROBLEMKONTEXT | 9 |
| 1.2. FORSCHUNGSFRAGEN | 11 |
| 1.3. METHODIK..... | 13 |
| 1.4. AUFBAU DER ARBEIT | 14 |
| 2 GRUNDLAGEN | 15 |
| 2.1. ÖKONOMISCHE GRUNDLAGEN | 15 |
| 2.1.1. <i>Der deutsche Strommarkt</i> | 16 |
| 2.1.1.1. Stromverbrauch | 16 |
| 2.1.1.2. Stromerzeugung..... | 17 |
| 2.1.1.3. Strompreisbildung | 20 |
| 2.1.2. <i>Netzparität der PV</i> | 22 |
| 2.2. TECHNISCHE GRUNDLAGEN..... | 24 |
| 2.2.1. <i>Photovoltaik</i> | 25 |
| 2.2.1.1. Funktion und Eigenschaften von Solarzellen | 25 |
| 2.2.1.2. Aufbau und Anschluss einer netzgekoppelten PV-Anlage | 27 |
| 2.2.2. <i>Das deutsche Stromnetz</i> | 29 |
| 2.2.2.1. Auswirkungen dezentraler PV-Anlagen auf Niederspannungsverteilstetze | 30 |
| 2.2.2.2. Aufnahmefähigkeit der Niederspannungsverteilstetze bezüglich PV-Stroms..... | 33 |
| 2.2.3. <i>Stromspeicher</i> | 35 |
| 2.2.3.1. Anwendungen für Stromspeicher | 36 |
| 2.2.3.2. Speichertechnologien | 38 |
| 2.2.3.3. Dezentrale Speicher in Kombination mit PV-Anlagen..... | 42 |
| 2.3. RECHTLICHE GRUNDLAGEN..... | 44 |
| 2.3.1. <i>Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)</i> | 44 |
| 2.3.1.1. Zweck des EnWG..... | 44 |
| 2.3.1.2. Instrumente des EnWG..... | 44 |
| 2.3.1.3. Begriff des Speichers im EnWG | 45 |
| 2.3.2. <i>Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)</i> | 46 |
| 2.3.2.1. Zweck des EEG | 46 |
| 2.3.2.2. Der Fördermechanismus des EEG..... | 46 |
| 2.3.2.3. Begriff des Speichers im EEG..... | 48 |
| 3 ANALYSE | 49 |
| 3.1. TECHNISCHE POTENTIALE..... | 49 |
| 3.1.1. <i>Erhöhung des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades</i> | 49 |
| 3.1.1.1. Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade ohne Speichereinsatz | 51 |
| 3.1.1.2. Erhöhung des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades durch dezentrale Speicher..... | 54 |
| 3.1.2. <i>Einfluss dezentraler Speicher auf die Niederspannungsverteilstetze</i> | 56 |
| 3.1.2.1. Spannungsanhebung | 57 |
| 3.1.2.2. Belastung des Ortsnetztransformators | 63 |
| 3.1.2.3. Netzverluste..... | 65 |



| | |
|---|------------|
| 3.1.2.4. Spannungsasymmetrien | 66 |
| 3.1.3. Fazit | 67 |
| 3.2. RECHTLICHE ANALYSE | 68 |
| 3.2.1. Direkte Förderung | 68 |
| 3.2.1.1. Vergütung von zwischengespeichertem Strom nach § 16 Abs. 2 EEG | 68 |
| 3.2.1.2. Befreiung von den Netzentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG | 71 |
| 3.2.1.3. Befreiung von der EEG-Umlage nach § 37 Abs. 4 EEG | 71 |
| 3.2.1.4. Zwischenfazit | 72 |
| 3.2.2. Förderung über den Eigenverbrauch | 73 |
| 3.2.2.1. Zwischenfazit | 77 |
| 3.2.3. Förderung über die Direktvermarktung | 78 |
| 3.2.3.1. Zwischenfazit | 79 |
| 3.2.4. Förderung über das Einspeisemanagement und die technischen Vorgaben | 80 |
| 3.2.4.1. Förderung über das Einspeisemanagement nach § 11 Abs. 1 EEG | 80 |
| 3.2.4.2. Förderung über die 70%-Leistungskappung nach § 6 Abs. 2 Nr. 2 lit. b) | 84 |
| 3.2.4.3. Förderung über die Wirkleistungsreduktion gemäß VDE-AR-N 4105 | 85 |
| 3.2.4.4. Zwischenfazit | 85 |
| 3.2.5. Förderung durch Beschränkung der festen Einspeisevergütung | 86 |
| 3.2.5.1. Förderung über das Marktintegrationsmodell nach § 33 EEG | 86 |
| 3.2.5.2. Förderung über die Degression der Vergütung nach § 20b Abs. 1 - 9 EEG | 89 |
| 3.2.5.3. Förderung über das Ende der festen Einspeisevergütung nach § 20b Abs. 9a EEG | 89 |
| 3.2.5.4. Zwischenfazit | 90 |
| 3.2.6. Fazit | 91 |
| 4 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK | 94 |
| 5 LITERATURVERZEICHNIS | 99 |
| 6 RECHTSQUELLENVERZEICHNIS | 106 |
| 7 ANHANG | 107 |



Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Kapazität und Erzeugung der deutschen Kraftwerke 2011..... | 19 |
| Abbildung 2: Strompreise für Haushaltskunden..... | 21 |
| Abbildung 3: Aufbau einer Solarzelle | 26 |
| Abbildung 4: Aufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage | 28 |



Tabellenverzeichnis

| | |
|--|-----|
| Tabelle 1: Volllaststunden der deutschen Kraftwerke 2007 | 20 |
| Tabelle 2: Übersicht einiger Speicheranwendungen..... | 37 |
| Tabelle 3: Studien und Projekte zur Eigenverbrauchserhöhung mit dezentralen Speichern..... | 50 |
| Tabelle 4: Spannungsabweichungen am vom Ortsnetztransformator am weitesten entfernten Hausanschlusspunkt nach einer Untersuchung von Braun et al..... | 59 |
| Tabelle 5: Vergütungshöhe für PV-Anlage im Sinne des § 32 Abs. 2 EEG | 74 |
| Tabelle 6: Parameter des Beispielhaushalts..... | 77 |
| Tabelle 7: Natürliche Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade von Haushalten nach Jahresstromverbrauch und PV-Anlagengröße gruppiert..... | 107 |
| Tabelle 8: Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade von Haushalten mit einem Lastmanagement | 108 |
| Tabelle 9: Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade von Haushalten mit dezentralen Speichern..... | 109 |



Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-----------------|--|
| a | Jahr (annus) |
| a. F. | alte Fassung |
| AC | Wechselstrom (alternate current) |
| Akku | Akkumulator |
| CO ₂ | Kohlenstoffdioxid |
| DC | Gleichstrom (direct current) |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EVU | Elektrizitätsversorgungsunternehmen |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| EU | Europäische Union |
| GWp | Gigawatt-Peak |
| Hz | Herz |
| IÖW | Institut für ökologische Wirtschaftsforschung |
| ISEA | Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft |
| i. V. m. | in Verbindung mit |
| kV | Kilovolt |
| kVA | Kilovoltampere |
| kW | Kilowatt |
| kWh | Kilowattstunde |
| kWp | Kilowatt-Peak |
| lit. | Buchstabe (littera) |
| m ² | Quadratmeter |
| MPP | Maximum-Power-Point |
| MW | Megawatt |
| MWp | Megawatt-Peak |
| NaS-Akkus | Natrium-Schwefel-Akkumulatoren |
| PV | Photovoltaik |
| RWTH | Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule |
| StromNEV | Stromnetzentgeltverordnung |
| StromStG | Stromsteuergesetz |
| TWh | Terawattstunde |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |



| | |
|-----|----------------------|
| V | Volt |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |
| Wp | Watt-Peak |



1 Einleitung

1.1. Problemkontext

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich aus Gründen des Klimaschutzes zu Treibhausgasemissionsminderungen verpflichtet. Im Rahmen des verabschiedeten Energiewendepakets vom 6. Juni 2011 wurde das Ziel ausgegeben, die Treibhausgasemissionen auf nationaler Ebene bis 2020 um 40% im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Bis 2050 soll eine Reduktion um mindestens 80% - 95% erfolgen, um einen Beitrag zum Erreichen des 2-Grad-Ziels¹ zu leisten.² Dem Stromsektor, der in Deutschland für etwa 40% der CO₂-Emissionen verantwortlich ist, kommt dabei eine zentrale Rolle zu. Bei einer gesamtgesellschaftlichen Emissionsreduktion von 80% - 95% ist eine nahezu vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors nötig, weil die Emissionen in anderen Sektoren wie z. B. der Landwirtschaft und dem Güterverkehr aus technischen Gründen bis 2050 nicht umfassend genug oder nur zu unverhältnismäßig hohen Kosten vermieden werden können.³

Eine der wichtigsten Maßnahme zur CO₂-Reduktion besteht daher im Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit einhergehenden Substitution fossiler Energieträger. Als zentrales Instrument zur Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland besteht das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Generell gilt das EEG als wirksames sowie vergleichsweise effizientes Instrument und ist ein international beachtetes Erfolgsmodell der Ausbauförderung erneuerbarer Energien,⁴ dessen Fördermechanismus bereits von 20 EU-Staaten und über 50 Staaten weltweit übernommen wurde.⁵ In Deutschland führte die Förderung über das EEG bisher dazu, dass der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 6,4% im Jahr 2000 auf über 25,0% im ersten Halbjahr 2012 anstieg.⁶

Trotz dieser positiven Entwicklungen gibt es auch Kritikpunkte an der Förderung der erneuerbaren Energien durch das EEG. Insbesondere die Förderung der Photovoltaik (PV) wird mit Kritik bedacht, da die PV eine der teuersten Stromerzeugungstechnologien ist und dementsprechend mit hohen Vergütungssätzen gefördert wird.⁷ Während im Jahr 2010 die durchschnittliche Vergütung aller geförderten Onshore-Windenergieanlagen bei 8,85 Cent/kWh lag, betrug sie für PV-Anlagen 43,57 Cent/kWh. Für das Jahr 2012 wird daher erwartet, dass die PV zwar 56,2% der EEG-Förderkosten ausmacht, aber nur 21,2% zum erzeugten EEG-Strom bei-

¹ Im Rahmen der internationalen Klimapolitik haben sich die 194 Mitgliedstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen auf das Ziel verständigt, die globale Erwärmung auf höchstens 2°C gegenüber dem vorindustrialisierten Niveau zu begrenzen.

² Vgl. Kohl/Dürschmidt 2011, 11.

³ Vgl. SRU 2011, 329.

⁴ Vgl. a. a. O., 327.

⁵ Vgl. Kohl/Dürschmidt 2011, 4.

⁶ BDEW, <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20120726-pi-erneuerbare-energien-liefern-mehr-als-ein-viertel-des-stroms-de> - 11.01.2013.

⁷ Vgl. Bode et al. 2010, 645.



trägt.⁸ Neben den hohen Vergütungssätzen pro erzeugter Kilowattstunde hat insbesondere der massive Ausbau der PV in den letzten Jahren die Kosten für ihre Förderung stark ansteigen lassen. Bis Ende November 2012 waren in Deutschland insgesamt 32000 MWp⁹ Leistung installiert. Rund 20000 MWp wurden dabei allein zwischen 2008 und 2011 hinzugefügt (2008: 1940 MWp; 2009: 3800 MWp; 2010: 7400 MWp; 2011: 7500 MWp)¹⁰. Die Gründe für diesen massiven Ausbau waren drastische, unvorhersehbare Preissenkungen für PV-Anlagen und eine daraus resultierende immense Nachfrage.¹¹ Zwischen 2006 und Anfang 2012 ist der durchschnittliche Endkundenpreis für PV-Anlagen um mehr als 60% gefallen¹², während die Vergütungssätze nach dem EEG deutlich geringer sanken. Die Vergütung für kleine PV-Anlagen mit weniger als 30 kWp fiel bspw. im gleichen Zeitraum nur um ca. 45%. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen spricht daher davon, dass „die Entwicklung der Förderung der PV als problematisch angesehen werden muss“ und die mangelhafte Anpassung der Fördersätze zu einer Überförderung geführt habe.¹³ Obwohl die Vergütung im Laufe des Jahres 2012 drastisch gekürzt wurde, sind bis Ende November 2012 noch einmal ca. 7200 MWp¹⁴ zusätzliche Leistung installiert worden. Für den Stromkunden spiegelt sich diese Entwicklung im Anstieg der EEG-Umlage wider. Diese stieg von 1,16 Cent/kWh im Jahr 2008 über 3,59 Cent/kWh im Jahr 2012 auf 5,28 Cent/kWh für 2013.

Mit steigender installierter Leistung hat die PV auch zunehmende Auswirkungen auf das Elektrizitätsversorgungssystem. Dies liegt daran, dass die PV eine volatile und dargebotsabhängige Stromerzeugungstechnologie ist. Die Stromerzeugung richtet sich ausschließlich nach der Sonneneinstrahlung, die sowohl im Tages- als auch im Jahresverlauf stark schwankt. Prinzipiell stimmt die Stromerzeugung aus PV gut mit dem Lastverlauf in Deutschland überein, der durch eine mittägliche Lastspitze charakterisiert ist.¹⁵ Ein positiver Effekt dessen ist, dass Strom aus teuren Spitzenlastkraftwerken verdrängt wird und somit dämpfende Effekte auf die Stromgroßhandelspreise entfaltet werden. Gleichzeitig bewirken fallende Stromgroßhandelspreise

⁸ Vgl. BDEW, 40, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/3564E959A01B9E66C125796B003FCCE/\\$file/BDEW%20Energie-Info_EE%20und%20das%20EEG%20%282011%29_23012012.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/3564E959A01B9E66C125796B003FCCE/$file/BDEW%20Energie-Info_EE%20und%20das%20EEG%20%282011%29_23012012.pdf) - 11.01.2013.

⁹ Das „p“ hinter MW steht für Peak. Damit wird zum Ausdruck gebracht, dass es sich um die Nennleistung einer Solarzelle, eines Solarmoduls oder einer PV-Anlage bei Standardbedingungen (Sonneneinstrahlung: 1000 W/m² und Temperatur: 25 °C) handelt.

¹⁰ BSW 2012, 2, http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bsw_solar_fakten_pv.pdf - 11.01.2013.

¹¹ Vgl. SRU 2011, 277.

¹² Vgl. BSW 2012, 5, http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bsw_solar_fakten_pv.pdf - 11.01.2013

¹³ SRU, 2011, 366 ff.

¹⁴ Bundesnetzagentur 2012, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_node.html - 02.01.2013.

¹⁵ Vgl. Wesselak/Voswinckel 2012, 116.



allerdings eine steigende EEG-Umlage,¹⁶ weil auch der nach dem EEG geförderte Strom nur zu geringeren Preisen verkauft werden kann. Selbst bei einem weiteren Ausbau der PV wird in den nächsten Jahren zwar kein PV-Stromüberschuss entstehen, aber in Zeiten, in denen auch große Mengen Strom aus Windenergie produziert werden, kann es dazu kommen, dass Grundlastkraftwerke¹⁷ ihre Erzeugung drosseln müssen. Denn Stromerzeugung und Stromverbrauch müssen zu jeder Zeit ausgeglichen sein, da elektrische Stromnetze keine Energie speichern können und ein Ungleichgewicht Frequenzabweichungen zur Folge hat. Grundlastkraftwerke sind allerdings weder aus technischen noch wirtschaftlichen Gesichtspunkten für eine Anpassung der Stromerzeugung ausgelegt und können in der Regel nur sehr langsam und in Grenzen geregelt werden. Des Weiteren muss die Stromwirtschaft sicherstellen können, dass auch in Zeiten von wenig Wind und Sonne der Strombedarf gedeckt werden kann. Je mehr die Solarenergie zum Strombedarf beiträgt, desto mehr Leistung in Form von flexiblen konventionellen Kraftwerken und Speichern muss vorgehalten werden, um diesen Anteil auch in einstrahlungsschwachen Zeiten decken zu können. Daneben müssen die Stromnetze in der Lage sein, den photovoltaisch erzeugten Strom aufzunehmen. Andernfalls kommt es zu Netzengpässen, die verhindern, dass Strom vom Ort der Erzeugung zum Ort des Verbrauchs transportiert werden kann.¹⁸ Daher erhöht ein steigender nicht regelbarer PV-Anteil an der Stromerzeugung nicht nur die Anforderungen an die Leistungsregelung, sondern erfordert außerdem einen Ausbau der Netz- und Speicherinfrastruktur.¹⁹

1.2. Forschungsfragen

Der beschriebene Problemkontext macht deutlich, dass es Lösungsansätze zu entwickeln gilt, die auf der einen Seite eine effiziente Förderung der PV gewährleisten und auf der anderen Seite die Integration in die Elektrizitätswirtschaft sowie die Stromnetze ermöglichen. Ein viel diskutierter Ansatz ist, dezentrale Stromspeicher zusammen mit PV-Anlagen zu betreiben, um damit unter anderem den Eigenverbrauch und das Vor-Ort-Lastmanagement beim Verbraucher zu forcieren.²⁰ Von einem erhöhten Eigenverbrauch des photovoltaisch erzeugten Stroms wird wiederum eine Entlastung der Netze erwartet.²¹ Die hohe Relevanz und Aktualität dieses Ansatzes zeigt sich daran, dass derzeit mehrere groß angelegte Forschungsprojekte zu PV-

¹⁶ Vgl. Wirth 2012, 18, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> - 27.11.2012.

¹⁷ Zur Bedeutung von Grundlastkraftwerken siehe: S. 17.

¹⁸ Vgl. Lehnert/Vollprecht 2012, 356.

¹⁹ Vgl. Wesselak/Voswinckel 2012, 111.

²⁰ Vgl. DLR/IWES/IFNE 2012, 281, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf - 27.01.2013.

²¹ Vgl. Wesselak/Voswinckel 2012, 121.



Speicher-Systemen und ihren Auswirkungen auf das Elektrizitätsversorgungssystem durchgeführt werden.²² Im Rahmen dieser Arbeit soll dieser Ansatz auf seine Potentiale hin überprüft werden, indem bereits vorhandene Ergebnisse ausgewertet werden. Deshalb lautet die erste Forschungsfrage:

Welchen Beitrag können dezentrale Stromspeicher im Hinblick auf eine Systemintegration von PV-Anlagen leisten?

Unter Systemintegration wird im Rahmen dieser Arbeit zum einen die Anpassung der Bereitstellung des dargebotsabhängigen PV-Stroms an einen Lastverlauf und zum anderen die Netzintegration verstanden. Mit der Netzintegration ist eine Vermeidung von Überlastungen der Stromnetze aufgrund von PV-Strom gemeint, sodass insgesamt die größtmögliche Menge an PV-Strom von den Netzen aufgenommen werden kann und Netzverluste auf ein Minimum reduziert werden. Es sollen dabei PV-Anlagen betrachtet werden, die von natürlichen Personen als Dachanlage auf dem Eigenheim betrieben werden. Die maximale Größe der betrachteten PV-Anlagen liegt bei 30 kWp, denn in diesem Fall wird für die Einspeisung in der Regel der bestehende Hausanschluss genutzt. Demzufolge kann der PV-Strom selbst verbraucht werden, ohne dass er durch das Stromnetz geleitet werden muss. Typischerweise werden auf Einfamilienhäusern PV-Anlagen mit einer Leistung im Bereich von 3 kWp bis 7 kWp installiert.²³ Dezentrale Stromspeicher sind solche Stromspeicher, die in unmittelbarer Nähe der PV-Anlage, das heißt im Haushalt des PV-Anlagenbetreibers zum Einsatz kommen und über einen gemeinsamen Netzanschluss mit der PV-Anlage verfügen. Es kommen alle Speichertechnologien in Frage, die die gespeicherte Energie als elektrische Energie ausgeben.

Der Gesetzgeber hat auf die im Zusammenhang der PV entstandenen und hier kurz skizzierten Herausforderungen mit zwei umfassenden Novellierungen des EEG reagiert, von denen die erste zum 1. Januar 2012 wirksam wurde. Die zweite Novelle, die rückwirkend zum 1. April 2012 in Kraft trat, wurde am 27. Juni 2012 erlassen, nachdem der Bundesrat den Vermittlungsausschuss angerufen hatte. Ein Kritikpunkt des Bundesrates an dem Gesetzesbeschluss des Bundestages bestand darin, dass es an Regelungen zur sinnvollen Integration von PV-Strom in das Netz mangle und dass „besondere Anreize für dezentrale Speichersysteme zu schaffen sind“²⁴. Vor diesem Hintergrund soll in dieser Arbeit untersucht werden, inwiefern der gesetzliche Rahmen nach den kürzlich erfolgten Novellierungen des EEG Anreize zum Einsatz dezentraler Stromspeicher im Zusammenhang mit PV-Anlagen bietet. Die vom Rechtsrahmen gegebenen Anreize werden dahinge-

²² Siehe z. B. <http://www.sol-ion-project.eu/sites/de/index.html>; <http://www.liongrid.de/>; <http://www.competence-e.kit.edu/>; <http://www.meregio.de/>

²³ Vgl. Weidner et al. 2011, 109, <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1901398.pdf> - 27.11.2012.

²⁴ Unterrichtung durch den Bundesrat, BT-Drs. 17/9643 vom 14.05.2012, S. 2.



hend bewertet, ob der geförderte Speicherbetrieb der System- und Marktintegration dienlich ist. Die zweite Forschungsfrage lautet daher:

Reichen die gesetzlichen Rahmenbedingungen aus, um eine Erhöhung der System- und Marktintegration von PV-Anlagen durch den Einsatz dezentraler Stromspeichern zu erreichen?

Eine erhöhte Marktintegration bedeutet in diesem Zusammenhang, dass Entscheidungen über die Bereitstellung und Nutzung von PV-Strom zunehmend durch Marktsignale bestimmt werden und die erforderliche finanzielle Förderung zum wirtschaftlichen Betrieb einer PV-Anlage abnimmt. Es werden ausschließlich die rechtlichen Rahmenbedingungen analysiert, die für PV-Anlagen gelten, die nach der letztmaligen Novellierung des EEG zum 1. April 2012 in Betrieb genommen wurden.

1.3. Methodik

Diese Arbeit ist als interdisziplinär mit einem rechtswissenschaftlichen Schwerpunkt zu verstehen. Die erste Forschungsfrage, die einen technischen Schwerpunkt aufweist, dient der Beantwortung der rechtswissenschaftlichen zweiten Forschungsfrage. Die Analyse der technischen Potentiale dezentraler Stromspeicher ermöglicht es, die von den gesetzlichen Rahmenbedingungen gesetzten Anreize zum Einsatz dezentraler Speicher in Hinblick auf ihre Auswirkungen auf die Systemintegration zu bewerten.

Um die erste Forschungsfrage nach dem Beitrag dezentraler Stromspeicher hinsichtlich einer Systemintegration beantworten zu können, wird eine Literaturanalyse anhand von Analysekriterien durchgeführt. Die Analysekriterien sind so ausgewählt, dass sie auf der einen Seite die Bedeutung der Systemintegration widerspiegeln und auf der anderen Seite messbar sind. Die bedarfsgerechte Bereitstellung von PV-Strom wird durch die Eigenverbrauchsquote repräsentiert. Diese beschreibt das Verhältnis zwischen dem im Haushalt selbst verbrauchten und dem in das Netz eingespeisten PV-Strom. Denn eine Erhöhung des Eigenverbrauchs bedeutet, dass eine erhöhte auf den Haushalt bezogene Übereinstimmung der Stromerzeugung der PV-Anlage und des Strombedarfs erreicht wird. Im Hinblick auf die Netzintegration, die den zweiten Teil der Systemintegration ausmacht, wurden Kriterien identifiziert, die einen Indikator für Netzbelastungen darstellen und durch einen dezentralen Speicher beeinflussbar sind. Darunter fallen Spannungsanhebungen, Transformatorbelastungen, Netzverluste und Spannungsasymmetrien. Soweit es möglich ist, werden verschiedene Betriebsweisen dezentraler Speicher verglichen.

Zur Beantwortung der zweiten Forschungsfrage findet eine rechtswissenschaftliche Analyse der bestehenden Gesetzeslage statt. Dazu werden die relevanten Normen aus dem EEG und dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) identifiziert und ihre Förderwirkung auf eine dezentrale Speichernutzung analysiert. Dabei wird her-



ausgestellt, auf welche Weise und wie stark dezentrale Speicher durch die entsprechenden Normen gefördert werden. Indem auf die Ergebnisse der Analyse zu den technischen Potentialen dezentraler Speicher zurückgegriffen wird, kann der Beitrag der gesetzlichen Rahmenbedingungen zur System- und Marktintegration der PV durch dezentrale Speicher bewertet werden.

1.4. Aufbau der Arbeit

Im Anschluss an dieses Kapitel folgt ein Grundlagenkapitel, das zunächst die wichtigsten ökonomischen Grundlagen darlegt. Zum einen wird der deutsche Strommarkt nach der Marktliberalisierung der 1990er Jahr skizziert. Es werden die wichtigsten Eckdaten zum Stromverbrauch und zur Stromerzeugung genannt sowie die Strompreisbildung angesprochen. Auf diese Weise werden die marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen zur Marktintegration der PV verdeutlicht. Zum anderen wird die sogenannte Netzparität der PV behandelt. Es wird aufgezeigt, welche Bedeutung sie im Hinblick auf die Marktentwicklung und -integration der PV hat und welche definitorischen Schwierigkeiten mit dem Begriff verbunden sind.

Den ökonomischen folgen die technischen Grundlagen. Hier geht es zunächst darum, ein grundlegendes Verständnis der PV zu vermitteln. Zu diesem Zweck werden sowohl die Funktionsweise und als auch die Eigenschaften der photovoltaischen Stromerzeugung erklärt. Des Weiteren werden der Aufbau und die Komponenten einer netzgekoppelten PV-Dachanlage vorgestellt. Im darauffolgenden Unterkapitel wird zuerst der grundlegende Aufbau des Stromnetzes beschrieben, bevor die Auswirkungen der dezentralen solaren Stromerzeugung auf die Netze benannt werden. Darauf aufbauend wird im nächsten Kapitel abgeleitet, wie hoch die Aufnahmefähigkeit unterschiedlicher Niederspannungsverteilstromnetztypen im Verhältnis zum vorhandenen Dachflächenpotential ist. Dieses Kapitel macht deutlich, in welchen Niederspannungsverteilstromnetzen es zu Netzüberlastungen aufgrund der photovoltaischen Stromeinspeisung kommen kann. Danach widmet sich die Arbeit Stromspeichern als Lösungsansatz für die durch die PV-Einspeisung verursachten Netzüberlastungen und eine bedarfsgerechte Bereitstellung von PV-Strom. Nachdem Speicheranwendungen und -technologien diskutiert wurden, wird herausgestellt, welche Speicheranwendungen PV-Speicher-Systeme erbringen können und welche Stromspeichertechnologien in diesem Zusammenhang sinnvollerweise eingesetzt werden können.

Das letzte Grundlagenkapitel befasst sich mit den für die Stromspeicherung sowie die System- und Marktintegration der PV relevanten Gesetzen. Dabei handelt es sich um das EnWG und das EEG, die beide in ihren Grundzügen vorgestellt werden. Daneben wird die Begrifflichkeit des Stromspeichers für beide Gesetze geklärt.



Der analytische Teil beginnt mit einer Analyse der technischen Potentiale dezentraler Speicher in Bezug auf die Systemintegration der PV. Da die bedarfsgerechte Bereitstellung von photovoltaisch erzeugtem Strom anhand des Eigenverbrauchs bewertet wird, werden zunächst Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade für Haushalte mit verschiedenen großen PV-Anlagen präsentiert, die keine Stromspeicher einsetzen. Anschließend werden diese Werte mit den Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegraden verglichen, die sich ergeben, wenn dezentrale Stromspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden. Im Hinblick auf die Netzintegration der PV wird in den folgenden Unterkapiteln der Einfluss dezentraler Speicher auf Spannungsanhebungen, Ortsnetztransformatorbelastungen, Netzverluste und Spannungsasymmetrien untersucht.

Im Zuge der anschließenden rechtlichen Untersuchung werden verschiedene relevante Normen aus dem EEG und EnWG hinsichtlich ihrer Förderwirkung auf den Einsatz dezentraler Speicher im Zusammenhang mit PV-Anlagen analysiert. Des Weiteren wird bewertet, inwiefern die rechtliche Förderung dezentraler Speicher der System- und Marktintegration der PV zugutekommen.

Die Arbeit endet mit einer Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse, die in einer abschließenden Beantwortung der Forschungsfragen mündet. Außerdem wird ein Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen sowie den weiteren Forschungsbedarf gegeben.

2 Grundlagen

2.1. Ökonomische Grundlagen

In diesem Kapitel zu den ökonomischen Grundlagen werden zunächst die Rahmenbedingungen des deutschen Strommarktes skizziert. Denn ein grundlegendes Verständnis des Strommarktes ist für Überlegungen zur Marktintegration der PV essentiell. Ein Überblick über die Stromnachfrage und die Stromerzeugung verdeutlichen, welchen Beitrag die PV zur Deckung des deutschen Strombedarfs leistet. Im Rahmen des Kapitels zur Stromerzeugung wird außerdem herausgestellt, nach welchen Kriterien die verschiedenen Kraftwerksarten zur Lastdeckung eingesetzt werden und wie sich davon abgeleitet der Großhandelsstrompreis bildet. Auf diese Weise wird das Marktumfeld auf der Erzeugerebene umrissen, in das die PV zunehmend integriert werden soll. Im Anschluss daran widmet sich dieses Kapitel der sogenannten Netzparität der PV, der eine große Rolle bei der Marktintegration der PV beigemessen wird. Dieses Kapitel wird zeigen, was unter der Netzparität verstanden wird und inwieweit die Netzparität zu einer Marktintegration der PV beiträgt.



2.1.1. Der deutsche Strommarkt

Für die Ausgestaltung des deutschen Strommarktes ist vor allem die in den 1990er Jahren von der Europäischen Union (EU) initiierte Marktliberalisierung zur Schaffung eines EU-Binnenmarktes für Elektrizität und Gas von grundlegender Bedeutung. Im Ergebnis führte die Strommarktliberalisierung zu Unternehmensneueorganisationen, Maßnahmen zur Kostensenkung, Unternehmensfusionen, Markteintritte neuer Anbieter aus dem In- und Ausland, geänderten Preisbildungsmechanismen, der Etablierung einer Strombörse, Lieferantenwechsel, einer Verstärkung der Kundenorientierung und neuen Tarif- und Produktangeboten. In Bezug auf die Unternehmensorganisation wurde die zuvor vielfach typische integrierte Wertschöpfungskette aufgebrochen. Die Stufen Primärenergiebeschaffung, Stromerzeugung sowie Netz und Vertrieb sind rechtlich und unternehmerisch getrennt worden.²⁵

2.1.1.1. Stromverbrauch

Im Jahr 2010 betrug der Endenergieverbrauch an Strom in Deutschland 516 TWh/a. Den größten Stromverbrauch nach Sektoren weist das verarbeitende Gewerbe mit 219 TWh/a auf. Dies entspricht 42,4% des gesamten Verbrauchs. Die Sektoren private Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen verbrauchen in etwa gleich viel Strom, nämlich 141 TWh/a bzw. 140 TWh/a. Dies entspricht einem Anteil von 27,3% bzw. 27,1% am Stromverbrauch. Die verbleibenden 16 TWh/a bzw. 3,2% entfallen auf den Verkehr.²⁶

Wird der Bruttostromverbrauch betrachtet, fällt dieser für das Jahr 2010 um 94 TWh/a (18,2%) höher aus und liegt somit bei 610 TWh/a. Der Bruttostromverbrauch beinhaltet neben dem Endenergieverbrauch auch den Stromeigenverbrauch in (Heiz-)Kraftwerken und Heizwerken, den sonstigen Stromverbrauch im Umwandlungssektor, z. B. in Kokereien, Raffinerien und Kohlezechen, Netzverluste und den Stromverbrauch in Speicherkraftwerken.

Der bei Anwendungen wie der Wasserstoffherzeugung aus Überschussstrom aus erneuerbaren Energien verbrauchte Strom fällt auch darunter, hat aber heute noch keine praktische Relevanz.²⁷ Zahlen aus 2008 zeigen, dass der Verbrauch im Umwandlungssektor gut 50 TWh/a, Leitungsverluste etwa 30 TWh/a und der Speicherstromverbrauch knapp 10 TWh/a ausmachen.²⁸

²⁵ Vgl. Schiffer 2008, 234.

²⁶ Vgl. DLR/IWES/IFNE 2012, 57 f, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf - 27.01.2013.

²⁷ Vgl. a. a. O., 58.

²⁸ Vgl. Schlesinger et al. 2010, A 1-10, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszenarien_2010.pdf - 27.01.2013.



2.1.1.2. Stromerzeugung

Innerhalb Deutschlands stand 2011 eine Kraftwerkskapazität von insgesamt 167820 MW (netto) zur Verfügung,²⁹ um den Strombedarf in Deutschland zu decken. Den Stromversorgern stellen sich beim Einsatz des Kraftwerksparks vor dem Hintergrund der bedarfs- und deckungsseitigen Gegebenheiten Optimierungsanforderungen bezüglich der Investitions- und Einsatzplanung der Kraftwerke. Es geht darum, den in einem Zeitraum zu deckenden Bedarf an elektrischer Energie den unterschiedlichen Kraftwerksarten so zuzuordnen, dass der Bedarf auf der einen Seite sicher und auf der anderen Seite mit den insgesamt geringstmöglichen Stromerzeugungskosten gedeckt wird. Von diesen Überlegungen abgeleitet werden die Kraftwerksarten Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke unterschieden.³⁰

Die Grundlast wird von dem Teil des in Deutschland zur Verfügung stehenden Kraftwerksparks erbracht, der von der Investitionsplanung her und/oder in Bezug auf die aktuellen Relationen der Brennstoffwärmepreise eine Kostenstruktur aufweist, die zur Erzielung des Kostenminimums eine möglichst hohe Auslastung der Kraftwerke erfordert. In Deutschland gelten daher klassischerweise Laufwasser-, Braunkohle- und Kernkraftwerke, aber auch Biomasse- und geothermische Kraftwerke als Grundlastkraftwerke.³¹ Ende 2011 waren 5500 MW an Wasserkraft-, 12100 MW an Kernenergie-, 20000 MW an Braunkohle- und 5400 MW an Biomassekapazität verfügbar.³²

Die Mittellast wird von Kraftwerken getragen, die für den Betrieb mit häufig wechselnder Leistung und für tägliches An- und Abfahren ausgelegt sind. Daneben haben sie von der Investitionsplanung her und/oder im Hinblick auf die aktuellen Relationen der Brennstoffwärmepreise eine Kostenstruktur, die zur Erzielung des Kostenminimums eine nachgeordnete Einsatzpriorität erfordert. Sie werden folglich ergänzend zu Grundlastkraftwerken eingesetzt, wenn ein erhöhter Strombedarf besteht, der nicht von den Grundlastkraftwerken gedeckt werden kann. Hierunter fallen in erster Linie Steinkohle-, Gas- und Speicherwasserkraftwerke, aber auch Biomasse- und Biogaskraftwerke können in der Mittellast eingesetzt werden.³³ Die vorhandene Nennleistung an Steinkohlekraftwerken beträgt 27500 MW und die an Erdgaskraftwerken 25800 MW.³⁴

²⁹ Vgl. BDEW 2012, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/\\$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf) - 08.01.2013.

³⁰ Vgl. Schiffer 2008, 241 ff.

³¹ Vgl. a. a. O., 244.

³² Vgl. BDEW 2012, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/\\$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf) - 08.01.2013.

³³ Vgl. Schiffer 2008, 245.

³⁴ Vgl. BDEW 2012, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/\\$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf) - 08.01.2013.



Kraftwerke, die technisch zu einem mehrmaligen Anfahren pro Tag, kurzen Anfahrtszeiten und hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten in der Lage sind, stellen die Spitzenlast bereit. Aufgrund ihres begrenzten Arbeitsvermögens und/oder der hohen Arbeitskosten werden sie jedoch ausschließlich in jenen besonderen Bedarfsfällen eingesetzt, in denen ihre besonderen betrieblichen Eigenschaften zur Geltung gebracht werden können. In der Regel erbringen Pumpspeicher-, Öl- und Gaskraftwerke die Spitzenlast, wobei prinzipiell auch der Einsatz von Biogaskraftwerken denkbar ist.³⁵ Die installierte Leistung an Pumpspeicher-, Öl- und sonstigen Kraftwerken beträgt insgesamt 17500 MW.³⁶

Windkraft und PV können keinem der aufgezählten Lastbereiche zugeordnet werden, weil die Stromerzeugung aus diesen Anlagen sowohl vom Wetter als auch von den Jahres- und Tageszeiten abhängig ist.³⁷ Die in Deutschland vorhandene Nennleistung der Windkraftanlagen beträgt 29000 MW³⁸, die der PV betrug 2011 noch 25000 MWp³⁹ und ist bis Ende November 2012 auf über 32000 MWp⁴⁰ angewachsen. Schätzungen gehen davon aus, dass in Deutschland ein Dachflächenpotential für PV von 1760 m² vorliegt, auf dem 150 GWp - 200 GWp Leistung installiert werden könnten.⁴¹ Damit ließen sich grob überschlagen jährlich ca. 150 TWh - 200 TWh Strom erzeugen. Dies entspricht in etwa 30% - 40% des aktuellen jährlichen deutschen Nettostromverbrauchs. Fassaden und Freiflächen bieten ein weiteres Potential für die photovoltaische Stromerzeugung.

Der Einsatz des Kraftwerksparks hängt wie beschrieben in erster Linie von den variablen Kosten der einzelnen Kraftwerke ab, die zum einen aus den Brennstoffkosten und zum anderen aus den Kosten für CO₂-Zertifikate bestehen. Eingeschränkt wird dieses Vorgehen durch die gesetzlich vorgeschriebene vorrangige Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energien. Die Fixkosten spielen bei der Einsatzrangfolge der Kraftwerke keine Rolle, sind aber ein wichtiger Faktor bei der Zubauplanung von Kraftwerkskapazitäten.⁴²

³⁵ Vgl. Schiffer 2008, 245.

³⁶ Vgl. BDEW 2012, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/\\$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf) - 08.01.2013.

³⁷ Vgl. Schiffer 2008, 245.

³⁸ BDEW 2012, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/\\$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf) - 08.01.2013.

³⁹ Ebd.

⁴⁰ Bundesnetzagentur 2012, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_node.html - 02.01.2013.

⁴¹ Vgl. Hufnagel 2010, 43.

⁴² Vgl. Schiffer 2008, 245.

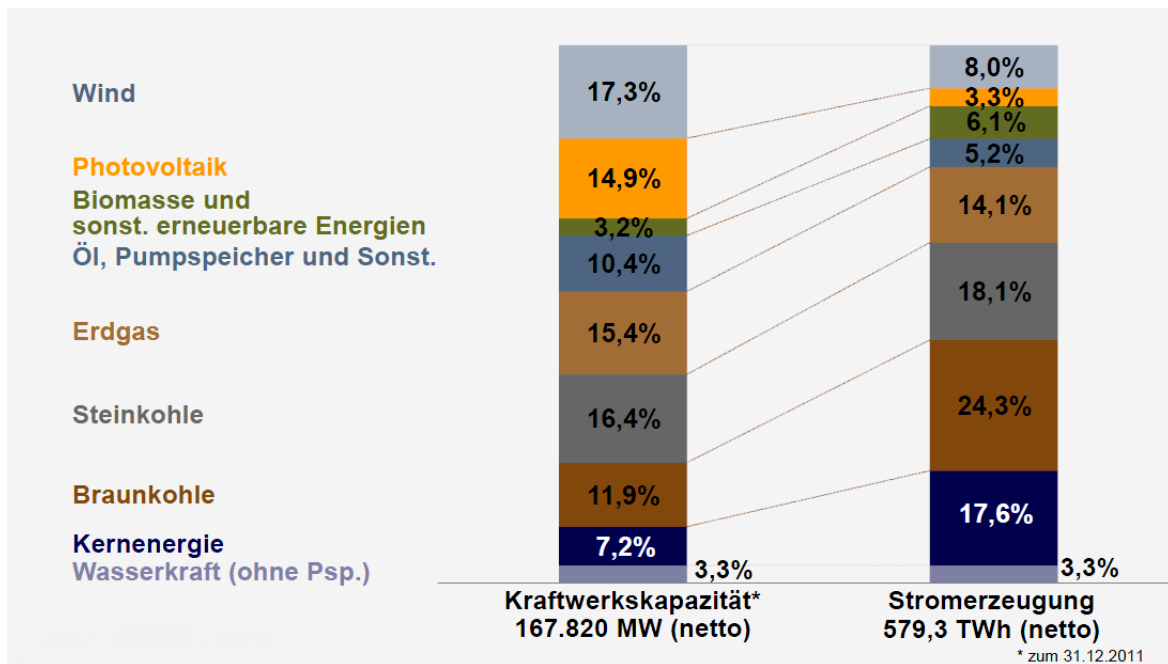


Abbildung 1: Kapazität und Erzeugung der deutschen Kraftwerke 2011⁴³

Wie aus Abbildung 1 ersichtlich wird, haben die vorhandenen Kapazitäten an Kraftwerksleistung nur eine beschränkte Aussagekraft hinsichtlich der tatsächlich produzierten Strommenge. So kamen im Jahr 2011 Braunkohle- und Kernkraftwerke für 41,9% der Nettostromerzeugung auf, obwohl diese beiden Kraftwerksarten nur 19,1% der installierten Kraftwerkskapazität ausmachen. Die PV hingegen macht 14,9% der installierten Leistung aus, trägt aber nur 3,3% zur Nettostromerzeugung bei.⁴⁴ Zum Ausdruck gebracht werden kann das Verhältnis zwischen Kraftwerkskapazität und Stromerzeugung anhand der sogenannten Volllaststunden. Diese illustrieren, an wie vielen Stunden im Jahr eine Kraftwerksart rechnerisch auf Volllast gelaufen ist, um die innerhalb eines Jahres produzierte Strommenge zu erzeugen. In Tabelle 1 sind typische Volllaststunden für die einzelnen Kraftwerksarten angegeben. Die in der Grundlast eingesetzten Kern- und Braunkohlekraftwerke weisen dementsprechend die meisten Volllaststunden auf. Für die dargebotsabhängige PV gilt wie auch für die Windkraft, dass die Volllaststunden nicht von Überlegungen zur Einsatzplanung abhängen, sondern ausschließlich vom Angebot an Sonneneinstrahlung bzw. Wind. Die lediglich 910 Volllaststunden der PV führen dazu, dass die PV trotz der hohen installierten Leistung nur einen geringen Beitrag zur Deckung des jährlichen deutschlandweiten Strombedarfs liefert. Nichtsdestotrotz kommt es aufgrund der hohen installierten Leistung vor, dass zu einstrahlungsstarken Zeiten immense Mengen PV-Strom erzeugt werden, die es dann in die Netze und den Markt zu integrieren gilt.

⁴³ BDEW 2012, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/0AA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/\\$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/0AA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf) - 08.01.2013.

⁴⁴ Vgl. ebd.

Tabelle 1: Volllaststunden der deutschen Kraftwerke 2007⁴⁵

| Kraftwerksart | Volllaststunden |
|--------------------------|-----------------|
| Kernenergie | 7710 |
| Braunkohle | 6640 |
| Biomasse | 5000 |
| Steinkohle | 3550 |
| Lauf- und Speicherwasser | 3510 |
| Erdgas | 3170 |
| Mineralöl | 1640 |
| Wind | 1550 |
| Pumpspeicherwasser | 970 |
| Photovoltaik | 910 |

2.1.1.3. Strompreisbildung

Seit der Liberalisierung des Strommarktes bildet sich der Strompreis, soweit die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Handel und Vertrieb betroffen sind, anhand von Angebot und Nachfrage. Im Transport- und Verteilnetzbereich liegt nach wie vor ein natürliches Monopol vor, sodass die Netzentgelte der Regulierung durch die Bundesnetzagentur unterworfen sind.⁴⁶

Im Bezug auf die Stromgroßhandelspreise entspricht die Angebotsfunktion der sogenannten Merit-Order. Alle verfügbaren Kraftwerke bieten dabei, in aufsteigender Reihenfolge ihrer variablen Kosten, Strom auf dem Markt an. Der markträumende Preis entspricht dabei immer genau den variablen Kosten des letzten zur Deckung der jeweiligen Nachfrage noch benötigten Kraftwerks. Diesen Marktpreis erhalten dann alle Kraftwerksbetreiber, die unterhalb des markträumenden Preises Strom angeboten haben, unabhängig von ihren tatsächlichen variablen Kosten. Die erzielten Margen werden vor allem zur Deckung der Fixkosten benötigt. Insgesamt garantiert die Anwendung der Merit-Order einen effizienten Einsatz des Kraftwerksparks, weil in jeder Lastsituation die Gesamterzeugungskosten minimiert werden.⁴⁷ Der Strom aus erneuerbaren Energien, der über das EEG gefördert wird, kommt unabhängig von den variablen Kosten immer vorrangig zum Einsatz, steht also am Anfang der Merit-Order.

Aufgrund des Verfahrens nach der Merit-Order können sich auch Marktpreise bilden, die keine Vollkostendeckung erlauben. In diesen Zeiten wird in der Regel kein Ausbau der Erzeugungskapazitäten erfolgen. Erst

⁴⁵ Vgl. BDEW, http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten - 27.01.2013.

⁴⁶ Vgl. Schiffer 2008, 375.

⁴⁷ Vgl. a. a. O., 376.



wenn sich das Angebot verknappt hat und die Preise soweit steigen, dass die Vollkosten von Neubauten gedeckt werden können, werden diese auch gebaut.⁴⁸

Die Verbraucherpreise für Strom sind grundsätzlich auch durch Angebot und Nachfrage bestimmt und ergeben sich aus den Komponenten Großhandelspreise, Netzentgelte, staatlich verursachte Belastungen und Vertriebsmargen.⁴⁹ Für einen Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3500 kWh kostete eine Kilowattstunde Strom 2012 im Schnitt 25,74 Cent. 14,05 Cent (55%) entfallen auf Erzeugung, Transport sowie Vertrieb und 11,69 Cent (45%) beträgt der Anteil an staatlich verursachten Abgaben.⁵⁰ Weitere Details sowie die Entwicklung des Strompreises für Haushaltskunden in den letzten Jahren lassen sich Abbildung 2 entnehmen.

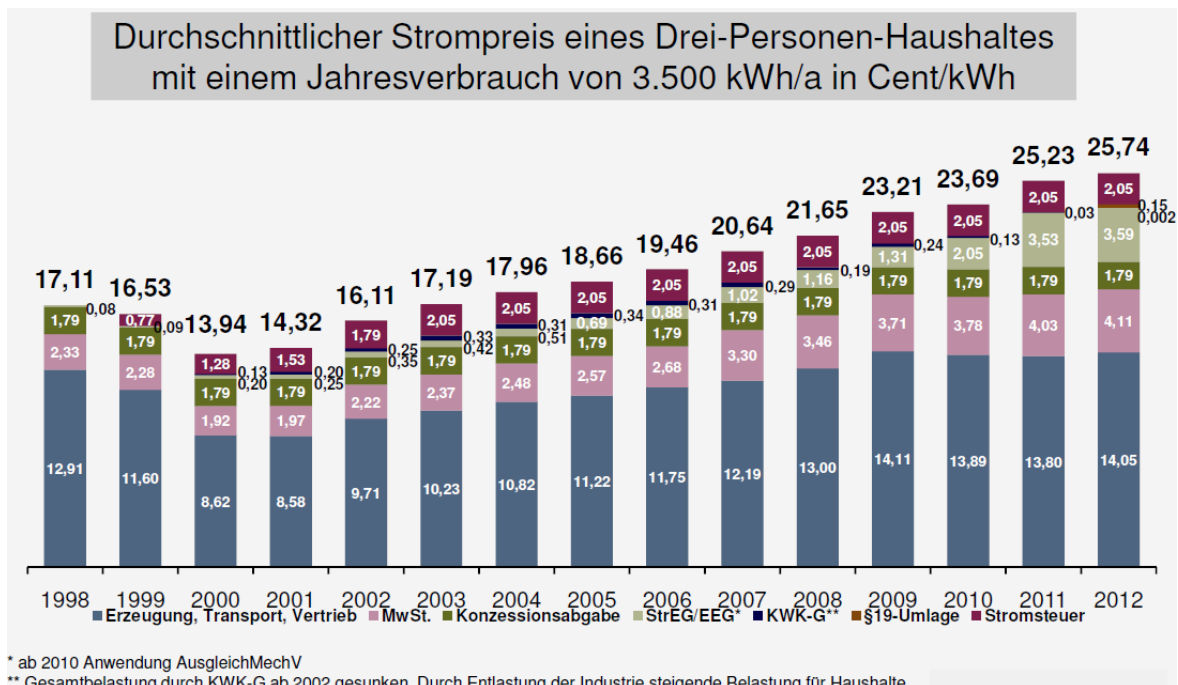


Abbildung 2: Strompreise für Haushaltskunden⁵¹

Aufgrund der Tatsache, dass PV-Dachanlagen in aller Regel verbrauchernah betrieben werden, kann eine Marktintegration nicht nur auf der Erzeugerebene erreicht werden, sondern auch auf der Endkundenebene. Da die Endkundenstrompreise deutlich höher sind als die Stromgroßhandelspreise, kann sich die Wettbewerbsfähigkeit der PV auf der Endkundenebene schneller einstellen als auf der Erzeugerebene. Das folgende Kapitel zur Netzparität befasst sich damit.

⁴⁸ Vgl. Schiffer., 387.

⁴⁹ Vgl. a. a. O., 388.

⁵⁰ Vgl. BDEW 2012, 6, [http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/\\$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf) - 27.01.2013.

⁵¹ Vgl. ebd.



2.1.2. Netzparität der PV

Unter dem Begriff der Netzparität der PV wird im Allgemeinen die Gleichheit zwischen den Stromgestehungskosten einer PV-Anlage und dem Strombezugspreis, in der Regel von Haushalten, verstanden. Das Erreichen der Netzparität hat zur Folge, dass es für den PV-Anlagenbetreiber aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist, den produzierten Strom selbst zu verbrauchen, um so die Strombezugskosten zu verringern.

Das Erreichen der Netzparität wird oftmals als das ultimative Ziel der PV bezeichnet.⁵² Damit gehen große Erwartungen hinsichtlich einer positiven Marktentwicklung der PV einher. Diese führen sogar soweit, dass die Netzparität mit einem „entscheidenden Wendepunkt“ gleichgesetzt wird, der „einen gigantischen Wachstumsboom auslösen“ werde.⁵³ Als Folge wird ein verstärkter Einstieg in den Eigenverbrauch und damit ein absenkender Effekt auf die EEG-Umlage prognostiziert. Weil in Zukunft ein weiteres Sinken der Stromgestehungskosten und ein weiterer Anstieg der Strompreise erwartet werden, wird ein stetig steigendes Marktwachstum der PV für möglich gehalten.⁵⁴ Für einige bedeutet dieses Wachstum, dass sich die Kritik an den hohen Kosten des Solarstroms in sein Gegenteil verkehren wird, da der Ausbau der photovoltaischen Stromversorgung zu einer Ausweitung des Stromangebots führen und daher einen preissenkenden Effekt entfalten wird.⁵⁵ Teilweise wird sogar behauptet, dass beim Erreichen der Netzparität bereits die Wettbewerbsfähigkeit der PV erreicht ist, da Haushalte einen originären Anreiz zur Installation von PV-Anlagen hätten.⁵⁶ Eine staatliche Förderung der PV wäre dann nicht mehr notwendig. Dabei wird jedoch außer Acht gelassen, dass die Stromnachfrage der Haushalte und die Stromproduktion der PV-Anlage zeitlich auseinanderfallen. Es kann also nur ein Teil des PV-Stroms selbst genutzt werden, was dazu führt, dass die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage stark geschmälert wird.⁵⁷ Denn der nicht selbstverbrauchte Strom führt nicht zu einer Vermeidung der Strombezugskosten von ca. 25 Cent/kWh, sondern könnte ohne staatliche Förderung lediglich zu Großhandelspreisen von möglicherweise 5 Cent/kWh - 6 Cent/kWh verkauft werden.

Die hier nachgezeichnete Diskussion zeigt, dass keine Einigkeit darüber herrscht, welche Effekte die Netzparität auf den Markt haben wird. Genauso wenig gibt es ein einheitliches Verständnis von Netzparität.⁵⁸ Denn es ist nicht einheitlich festgelegt, welche Kosten unter den Stromgestehungskosten zusammengefasst werden und welchen Bezugspreisen sie gegenübergestellt werden. Auch die oben genannte Definition ist daher

⁵² Vgl. Luque/Hegedus 2011, 14.

⁵³ Vgl. Hufnagel 2010, 50.

⁵⁴ Vgl. Bost/Hirschl/Aretz 2011, 20, http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf - 03.12.2012.

⁵⁵ Vgl. Hufnagel 2010, 50.

⁵⁶ Vgl. SRU 2011, 278.

⁵⁷ Vgl. ebd.

⁵⁸ Vgl. Bost/Hirschl/Aretz 2011, 20, http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf - 03.12.2012.



nicht eindeutig. Prinzipiell wird unter Stromgestehungskosten das Verhältnis aus den Gesamtkosten in Euro und der elektrischen Energieproduktion in Kilowattstunden, beides bezogen auf die wirtschaftliche Nutzungsdauer, verstanden.⁵⁹ Unstrittig ist daher, dass die Stromgestehungskosten die System- und Betriebskosten der PV enthalten.⁶⁰ Schwierig ist jedoch, dass es fundamentale Unterschiede zwischen den Anlagenleistungsklassen gibt. Eine kleine Dachanlage mit 3 kWp weist ganz andere Systemkosten auf als eine Freiflächenanlage mit mehr als 10 MWp. Da die Stromgestehungskosten pro Kilowattstunde angegeben werden, haben auch das Einstrahlungsangebot sowie die Lebensdauer der Anlage Einfluss auf die Stromgestehungskosten.⁶¹ Oftmals werden neben den System- und Betriebskosten auch die Finanzierungskosten und eine Rendite für den Betreiber in die Stromgestehungskosten mit einbezogen. Außerdem ist denkbar, dass zur Erhöhung des Eigenverbrauchs Automatisierungstechnik und/oder Stromspeicher eingesetzt werden. Diese Kosten könnten dann auch in die Stromgestehungskosten einfließen. Bei den Bezugspreisen sind ebenso verschiedene Bemessungsgrundlagen vorstellbar. So sind sowohl verschiedene Strombezugspreise auf der Verbraucherebene anwendbar als auch verschiedene Großhandelspreise auf der Kraftwerksebene. Letztlich ist sogar ein Mischpreis-Ansatz je nach Eigenverbrauchsanteil denkbar.⁶² Zusammenfassend kann daher festgehalten werden, dass es *die* Netzparität der PV nicht gibt, sondern dass sich diese zum einen definitorisch und zum anderen in Bezug auf die Anlage und die Rahmenbedingungen unterscheiden kann.

Seit dem dritten Quartal 2011 gilt die Netzparität von kleinen PV-Dachanlagen zum Haushaltsstrompreis in Deutschland als gemeinhin erreicht.⁶³ Aufgrund der dargelegten definitorischen Ungenauigkeit des Begriffs sollte dem jedoch keine Allgemeingültigkeit zugeschrieben werden.

Aktuell stellen sich die Stromgestehungskosten der PV in Deutschland nach einer Veröffentlichung des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme folgendermaßen dar:⁶⁴

- In Norddeutschland, wo Einstrahlungswerte von etwa 1100 kWh/m²/a und ein Ertrag von 900 kWh/kWp/a erreicht werden, liegen die Stromgestehungskosten kleiner PV-Anlagen bis 10 kWp bei

⁵⁹ Vgl. Wirth 2012, 6, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> - 27.11.2012.

⁶⁰ Vgl. Bost/Hirschl/Aretz 201, 57, http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf - 03.12.2012.

⁶¹ Vgl. Wirth 2012, 6, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> - 27.11.2012.

⁶² Vgl. Bost/Hirschl/Aretz 2011, 57, http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf - 03.12.2012.

⁶³ Vgl. Wirth 2012, 6, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> - 27.11.2012.

⁶⁴ Für eine Beschreibung des methodischen Ansatzes siehe: Kost et al. 2012, 8 ff, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> - 27.01.2013.



16,7 Cent/kWh - 20,3 Cent/kWh, je nach spezifischen Investitionen zwischen 1700 Euro/kWp und 2200 Euro/kWp.

- Freiflächenanlagen mit spezifischen Investitionen von 1500 Euro/kWh - 1700 Euro/kWp können in Norddeutschland Strom zu Kosten von 15,2 Cent/kWh - 16,7 Cent/kWh produzieren.
- In Süddeutschland liegen Einstrahlungswerte von ca. 1300 kWh/m²/a und ein Ertrag von 1100 kWh/kWp/a vor. Kleine PV-Dachanlagen können hier je nach Investitionskosten Strom zu Kosten von 13,7 Cent/kWh - 16,5 Cent/kWh erzeugen.
- Für Freiflächenanlagen gelten in Süddeutschland Stromgestehungskosten von 10,7 Cent/kWh - 12,9 Cent/kWh.⁶⁵

Im Vergleich dazu lägen die Stromgestehungskosten für einen rein fossilen und nuklearen Energiemix in Deutschland bei 6 Cent/kWh - 7 Cent/kWh. Die Onshore-Windkraft weist Stromgestehungskosten von 6,5 Cent/kWh - 8,1 Cent/kWh auf und die Offshore-Windkraft von 10,5 Cent/kWh - 16,4 Cent/kWh.⁶⁶

Da 2012 der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden mit 25,74 Cent/kWh beziffert wird,⁶⁷ liegen die Stromgestehungskosten für alle PV-Anlagenarten und -größen in allen Teilen Deutschlands unterhalb der Strombezugskosten für Haushalte. Damit besteht die Netzparität der PV für Haushalte. Da alle PV-Technologien noch immer ein deutliches Kostenreduktionspotential aufweisen, wird mittel- bis langfristig von weiter sinkenden Stromgestehungskosten ausgegangen.⁶⁸

2.2. Technische Grundlagen

Dieses Kapitel zu den technischen Grundlagen behandelt im Wesentlichen drei Punkte. Erstens wird das grundlegende Prinzip der Stromerzeugung in Solarzellen beschrieben und der Aufbau eines PV-Systems erklärt. Zweitens wird dargestellt, wie das Stromnetz in Deutschland aufgebaut ist und welche Effekte PV-Anlagen auf die Netze haben. Drittens wird ein Überblick über Stromspeicheranwendungen und -technologien gegeben. Darauf aufbauend wird herausgestellt, welche Formen von Speicheranwendungen und -technologien für einen Einsatz mit PV-Anlagen auf dezentraler Ebene in Frage kommen.

⁶⁵ Vgl. Kost et al. 2012, 12, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> - 27.01.2013.

⁶⁶ Vgl. ebd.

⁶⁷ Vgl. BDEW 2012, 6, [http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/\\$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf) - 27.01.2013.

⁶⁸ Vgl. Kost et al. 2012, 14, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> - 27.01.2013.



2.2.1. Photovoltaik

Die Photovoltaik bezeichnet die Umwandlung von Strahlungsenergie in elektrische Energie mittels Solarzellen. Der Begriff Photovoltaik ist ein um 1920 aufgekommenes Kunstwort, das sich aus dem griechischen Wortstamm für Licht und der Einheit für elektrische Spannung zusammensetzt. Dieses Kapitel soll zunächst ein grundlegendes Verständnis der PV vermitteln. Daher wird die Funktionsweise einer Solarzelle am Beispiel einer kristallinen Silizium-Solarzelle kurz erläutert und die gängigsten Solarzellentechnologien werden genannt und charakterisiert. Danach wird der grundlegende Aufbau einer PV-Dachanlage skizziert, indem die wichtigsten Komponenten vorgestellt werden.

2.2.1.1. Funktion und Eigenschaften von Solarzellen

In Photovoltaikzellen, auch Solarzellen genannt, wird Licht direkt in elektrischen Strom umgewandelt. Dazu werden die besonderen Eigenschaften von Halbleitern wie z. B. kristallinem Silizium genutzt. Eine Photovoltaikzelle besteht aus einem n-leitenden Halbleiter und einem p-leitenden Halbleiter. In das n-Gebiet werden Fremdatome wie Phosphor mit fünf Elektronen auf der Außenschale eingebracht. Dies wird als Dotierung bezeichnet. Da Silizium nur vier Elektronen auf der Außenschale hat, kann eines der Phosphor-Elektronen keine Bindung eingehen. Dieses Elektron kann sich sehr leicht aus dem Kristallgitter lösen und frei bewegen. Es liegt also eine Leitfähigkeit durch negative Ladungsträger vor, weshalb der Halbleiter n-leitend ist. In das p-Gebiet hingegen werden Atome mit drei Elektronen auf der Außenschale wie z. B. Bor dotiert. Dadurch können sich nur drei bindende Elektronenpaare bilden. Demzufolge hat ein Silizium-Elektron keinen Bindungspartner, wodurch ein sogenanntes Loch entsteht. In dieses Loch können benachbarte Elektronen hineinfallen. Das hat zur Folge, dass sich ein neues Loch an anderer Stelle bildet. Es liegt folglich eine Leitfähigkeit durch Löcher, sprich positive Ladungsträger vor. Daher ist dieser Halbleiter p-leitend.

Am p/n-Übergang, also an der Grenze zwischen p- und n-Gebiet geschieht nach der Dotierung Folgendes: Elektronen aus dem n-Gebiet diffundieren in das p-Gebiet und füllen dort Löcher auf. Dies hat zur Folge, dass sich an der Grenzschicht des n-Gebiets aufgrund des Mangels an Elektronen eine positive Raumladung bildet, während der Überschuss an Elektronen an der Grenzschicht des p-Gebiets in einer negativen Raumladung resultiert. Aufgrund der unterschiedlichen Raumladungen entsteht in der Grenzschicht ein elektrisches Feld, das die weitere Diffusion von Elektronen zum Erliegen bringt und zu einer sogenannten Diffusionsspannung über der Diffusionszone führt.



Treffen nun Lichtquanten mit genügend Energie auf die Photovoltaikzelle, können diese absorbiert werden und führen aufgrund des inneren Photoeffekts⁶⁹ zur Bildung eines Elektron-/Lochpaares. In diesem Moment kommt das durch die Dotierung entstandene elektrische Feld in der Grenzschicht zum Tragen. Es sorgt nämlich dafür, dass entstandene Elektron-/Lochpaare schnell voneinander getrennt werden und nicht wieder rekombinieren können. Die negativ geladenen Elektronen gelangen aufgrund der auf sie einwirkenden Kräfte entgegen der Feldrichtung in das n-Gebiet. Die Löcher hingegen wandern in Feldrichtung in den randladungsfreien Teil des p-Gebiets. Über elektrische Leiter können die erzeugten Ladungsträger abfließen. Auf diese Weise erzeugen PV-Zellen einen Gleichstrom, dessen Stromstärke proportional zur Bestrahlungsstärke ist.⁷⁰ In Abbildung 3 kann der Aufbau einer Solarzelle nachvollzogen werden.

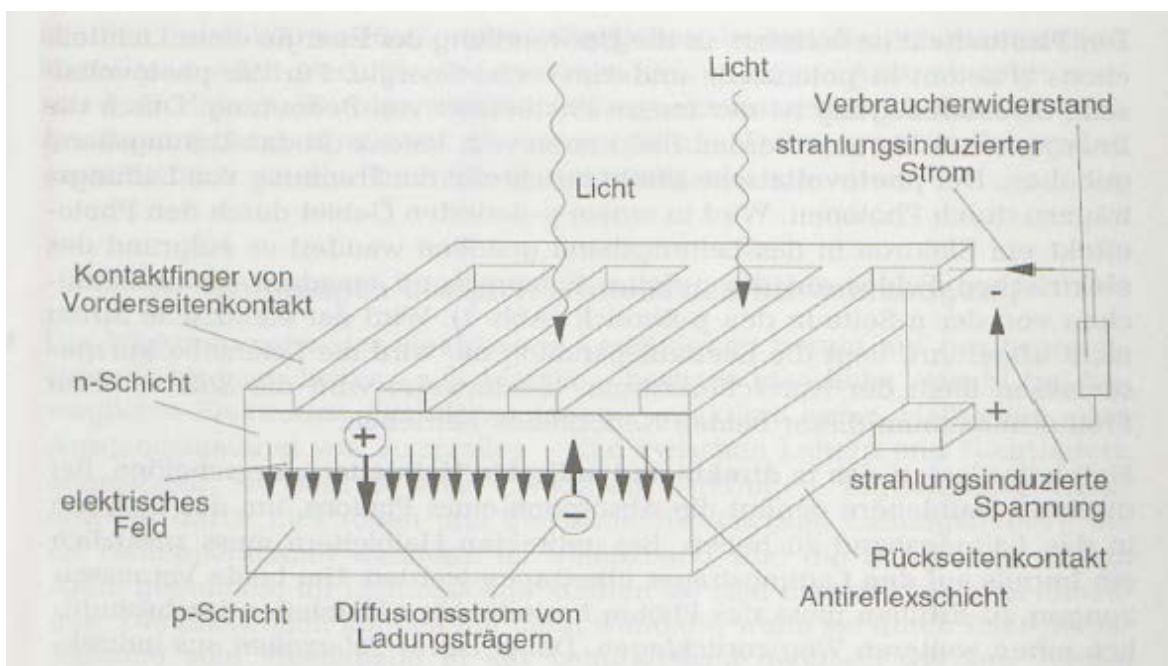


Abbildung 3: Aufbau einer Solarzelle⁷¹

Grundsätzlich werden zwei Arten von PV-Zellen unterschieden, die auf dem Markt erhältlich sind. Zum einen sind das kristalline Solarzellen und zum anderen Dünnschichtzellen. Derzeit wird der Photovoltaikmarkt von kristallinen Solarzellen dominiert, die gut 85% der Weltproduktion ausmachen.⁷² Die kristallinen Solarzellen bestehen aus Silizium, das aus Quarzsand gewonnen wird und damit als Rohstoff praktisch in unendlichen Mengen vorhanden ist. Je nach Fertigungstechnik unterscheidet man zwischen mono- und polykristallinen Solarzellen. Erstere bestehen aus einem einzigen gegossenen Siliziumkristall, während letztere aus mehreren Kristallen bestehen. Das Herstellungsverfahren für monokristalline PV-Zellen ist technisch aufwendiger und

⁶⁹ Für eine Erklärung des inneren Photoeffekts siehe: Häberlin 2010, 70 ff.

⁷⁰ Für genauere Ausführung zur Funktion von Solarzellen siehe z. B.: Häberlin 2010; Schlabbach 2008; Wesselak/Voswinckel 2012, 43.

⁷¹ Quicker vor §§ 32-33 EEG, Frenz/Müggenborg 2011, Rn. 11.

⁷² Vgl. Wesselak/Voswinckel 2012, 43.



damit teurer,⁷³ hat aber bessere Wirkungsgrade der Solarzellen zur Folge. Während industriell gefertigte monokristalline Solarzellen bis zu 22% des eingestrahlten Sonnenlichts in elektrische Energie umwandeln können, erreichen kommerzielle polykristalline PV-Zellen bestenfalls einen Wirkungsgrad von 17%.⁷⁴

Bei Dünnschichtzellen wird die photovoltaisch aktive Schicht sehr dünn auf ein Trägermaterial aufgetragen, wodurch der Material- und Energieaufwand im Vergleich zu kristallinen Solarzellen gewaltig sinkt. Aufgrund dieses Kostenreduktionspotentials fokussieren viele Forscher und Hersteller ihre Entwicklungsanstrengungen auf die Dünnschicht-Solarzellen.⁷⁵ Die Wirkungsgrade der verschiedenen Dünnschicht-Solarzellen in der kommerziellen Anwendung liegen zwischen 8% und 15%.⁷⁶

2.2.1.2. Aufbau und Anschluss einer netzgekoppelten PV-Anlage

Möchte man auf einem Hausdach PV-Strom erzeugen, der vor Ort genutzt oder in das Stromnetz eingespeist werden kann, benötigt man eine PV-Anlage. Diese besteht im Wesentlichen aus dem Solargenerator, dem Generatoranschlusskasten, der Gleichstromhauptleitung und dem Wechselrichter. Über die Hauptverteilung wird der erzeugte Strom zu den Verbrauchern im Haushalt transportiert oder über die Netzzuleitung in das Stromnetz eingespeist. Eine Übersicht zum Aufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage bietet Abbildung 4.

Damit PV-Strom mit praktisch nutzbaren Spannungen erzeugt werden kann, werden mehrere Solarzellen in Reihe geschaltet. Um größere Ströme zu erreichen, können auch mehrere Solarzellen parallel geschaltet werden. Durch die Reihen- und Parallelschaltung von Solarzellen ist es möglich, beliebig viele Solarzellen zu riesigen Solargeneratorenfeldern mit Leistungen von vielen Megawatt zusammenzuschließen. In der Regel werden 32 bis 72 Solarzellen in Reihe geschaltet und zum Schutz gegen Umwelteinflüsse in ein Gehäuse eingebaut. Diese Einheiten werden Solarzellenmodule, Solarmodule, Module oder Panel genannt. Sehr verbreitete Module mit 36 Zellen weisen bspw. eine Spannung von 15 V - 20 V und Leistungen von 50 Wp - 200 Wp auf. Große Module kommen auf eine Leistung von bis zu 300 Wp. Die Lebensdauer eines Moduls wird auf bis zu 30 Jahre taxiert.⁷⁷

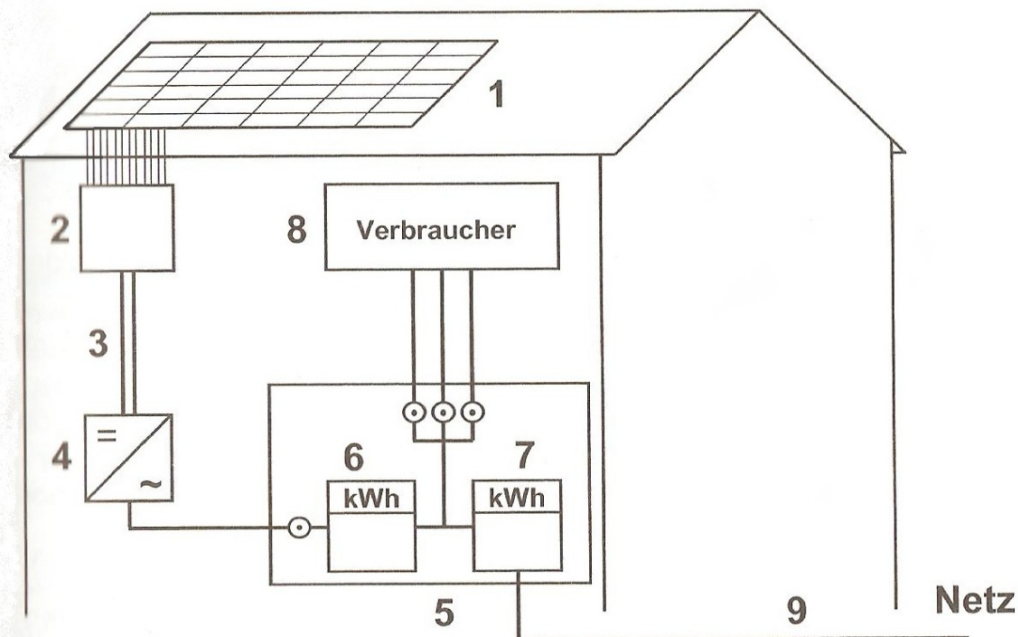
⁷³ Vgl. Häberlin 2010, 109.

⁷⁴ Vgl. Wengenmayr 2011, 39.

⁷⁵ Vgl. Häberlin 2010, 113.

⁷⁶ Vgl. Wengenmayr 2010, 39.

⁷⁷ Vgl. Häberlin 2010., 125.

**Legende:**

- | | |
|----------------------------|---|
| 1 Solargenerator | 6 Produktionszähler (fakultativ) |
| 2 Generatoranschlusskasten | 7 Zähler für Verrechnung mit EVU (evtl. 2 für Lieferung/Bezug separat) |
| 3 DC-Hauptleitung | 8 Verbraucher 230V / 400V~ |
| 4 Wechselrichter | 9 Netzzuleitung (meist dreiphasig) |

Abbildung 4: Aufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage⁷⁸

Für Module gilt prinzipiell das gleiche wie für Zellen. Auch sie werden über eine Gleichstromverkabelung in Reihen- und Parallelschaltung geschaltet. Die in Reihe geschalteten Module werden als String oder Strang bezeichnet. Die Gesamtheit aller Strings heißt Solar- oder PV-Generator. Eine große Herausforderung bei dem Aufbau von Solargeneratoren besteht darin, die Abschattung einzelner Solarzellen oder Module zu vermeiden. Denn diese bewirkt eine im Vergleich zur unverdeckten Fläche überproportional verringerte Leistung des gesamten Strings.⁷⁹

Der im Solargenerator erzeugte Gleichstrom muss zur Ankopplung an das elektrische Netz in Wechselstrom umgewandelt werden. Dies geschieht über einen oder mehrere DC/AC-Wandler, kurz Wechselrichter genannt. Wechselrichter gibt es in vielen verschiedenen technischen Ausführungen, die verschiedene Vor- und Nachteile mit sich bringen. So können sie bspw. netz- oder selbstgeführt sein und mit oder ohne einem Transformator ausgestattet sein.⁸⁰ Unabhängig von den einzelnen technischen Spezifikationen sollen Wechselrichter grundsätzlich die folgenden Aufgaben übernehmen:

⁷⁸ Häberlin 2010, 259.

⁷⁹ Vgl. Quicker vor §§ 32-33 EEG, Frenz/Müggenborg, Rn. 11.

⁸⁰ Für weitere Informationen zu Wechselrichtern siehe: Schlabbach 2008; Häberlin, 2010.



- Umwandlung des vom Solargenerator erzeugten Gleichstroms in Wechselstrom mit einer Frequenz von 50 Hz. Dabei muss ein absolut synchroner Betrieb mit dem Verbundnetz vorliegen.
- Maximalleistungssteuerung: Der Maximum-Power-Point (MPP), sprich der Punkt des Strom-Spannungs-Diagramms eines Solargenerators, an dem das Produkt von Strom und Spannung sein Maximum hat und somit die größte Leistung entnommen werden kann, ist nicht konstant. Er hängt von der Bestrahlungsstärke, der Temperatur und dem Typ der Solarzellen ab. Der MPP-Tracker des Wechselrichters sorgt über eine Spannungsregelung dafür, dass der Solargenerator immer am MMP operiert.
- Einhaltung von Sicherheitsbestimmungen und Netzstützung über eine Wirkleistungs- sowie Blindleistungsregelung⁸¹. Die seit dem 1. Januar 2012 in Kraft befindliche verbandliche Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 schreibt vor, dass jede neu an das Niederspannungsnetz angeschlossene PV-Anlage bei einer Frequenzüberschreitung im Netz die Einspeisung von Wirkleistung stufenlos reduzieren muss.⁸² Zusätzlich müssen Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3,68 kVA Blindleistung bereitstellen können, um so einen Beitrag zur Spannungshaltung im Netz zu liefern.⁸³

Der im Wechselrichter zu Wechselstrom umgewandelte Strom kann entweder im Haus verbraucht oder ins Netz eingespeist werden. Über Stromzähler werden Stromerzeugung, Stromeinspeisung und Strombezug erfasst. Bei der Einspeisung in das Netz muss die VDE-AR-N 4105 berücksichtigt werden, die vorgibt, dass nur mit einer Schiefast⁸⁴ von 4,6 kVA pro Phase eingespeist werden darf. Damit ergibt sich eine maximale Anlagenleistung von 13,8 kVA, bei der mit drei einphasigen ungekoppelten Wechselrichtern eingespeist werden darf. Der Anlagenteil, der 13,8 kVA Anlagenleistung überschreitet, muss entweder mit einem dreiphasigen Wechselrichter eingespeist werden oder von drei einphasigen Wechselrichtern, die kommunikativ verbunden sind und so eine Schiefast von mehr als 4,6 kVA verhindern können.⁸⁵

2.2.2. Das deutsche Stromnetz

Traditionellerweise weist das deutsche Stromnetz eine vertikale Struktur auf, die dafür ausgelegt ist, dass zentral in großen Kraftwerken produzierter Strom zu den dezentral verteilten Verbrauchern geleitet wird.⁸⁶

Dementsprechend werden vier Spannungsebenen unterschieden:

⁸¹ Wirkleistung ist elektrische Energie, die für die Umwandlung in andere Formen der Leistung nutzbar ist. Blindleistung hingegen kann nicht in andere Formen der Leistung überführt werden.

⁸² Vgl. SMA 2012, 7, http://files.sma.de/dl/7418/Flyer_Niederspr-ADE123016w.pdf - 27.01.2013.

⁸³ Vgl. a. a. O., 13.

⁸⁴ Als Schiefast bezeichnet man die ungleichmäßige Belastung der Außenleiter eines Dreiphasenwechselstromnetzes.

⁸⁵ Vgl. SMA 2012, 9, http://files.sma.de/dl/7418/Flyer_Niederspr-ADE123016w.pdf - 27.01.2013.

⁸⁶ Vgl. Caamano-Martín et al. 2008, 629.



- Höchstspannung, 220 kV und 380 kV, 36000 km Leitungen, 1100 Transformatoren
- Hochspannung, 60 kV - 220 kV, 75200 km Leitungen, 7500 Transformatoren
- Mittelspannung, 6 kV - 60 kV, 493000 km Leitungen, 557700 Transformatoren
- Niederspannung, 0,4 kV - 6 kV, 1067100 km Leitungen

Das Höchstspannungsnetz dient dem überregionalen Stromtransport und ist in das europäische Verbundnetz integriert. Kunden auf dieser Spannungsebene sind regionale Stromversorger und sehr große Industrieunternehmen. Außerdem wird der Stromhandel mit dem Ausland über Höchstspannungsleitungen abgewickelt. Zur regionalen Verteilung von Elektrizität werden die Netze sowohl mit Hoch- als auch Mittelspannung betrieben. Kunden auf der Hochspannungsebene sind lokale Stromversorger und größere Industriebetriebe, während kleinere Industrie- und größere Gewerbebetriebe Strom über Mittelspannungsnetze beziehen. Die Niederspannungsnetze dienen der Stromverteilung auf der lokalen Ebene. Auf dieser Spannungsebene beziehen vor allem Haushalte, Gewerbe und landwirtschaftliche Betriebe Strom.⁸⁷

Das Stromnetz wird mit Dreiphasenwechselstrom betrieben, der aus drei einzelnen Wechselströmen besteht. Die Wechselströme haben jeweils eine Frequenz von 50 Hz und weisen eine Phasenverschiebung von 120° zueinander auf. Im Niederspannungsverteilnetz beträgt die Spannung von jedem der drei Außenleiter 230 V gegenüber dem Neutraleiter. Aufgrund der Phasenverschiebung ergibt sich zwischen zwei beliebigen Außenleitern eine Nennspannung von 400 V. Da Haushalte an das Niederspannungsverteilnetz angeschlossen sind, werden sie über drei Außenleiter mit Dreiphasenwechselstrom beliefert. Innerhalb des Haushalts werden die allermeisten elektrischen Verbraucher einphasig mit einer Nennspannung von 230 V angeschlossen. Dementsprechend werden sie an einen der Außenleiter und den Neutraleiter angeschlossen und mit Wechselstrom versorgt. In der Regel werden die verschiedenen Haushaltsstromkreise gleichmäßig auf die drei Phasen aufgeteilt.

2.2.2.1. Auswirkungen dezentraler PV-Anlagen auf Niederspannungsverteilnetze

PV-Anlagen speisen überwiegend in die Niederspannungsnetze ein. Über 98% der 1,1 Millionen PV-Anlagen in Deutschland sind an diese Spannungsebene angeschlossen.⁸⁸ Aufgrund der steigenden Einspeisung von PV-Anlagen in Niederspannungsnetze werden vermehrt Anforderungen an die Netze gestellt, für die sie nicht ausgelegt wurden.

⁸⁷ Vgl. Schiffer 2008, 267 f.

⁸⁸ Vgl. Wirth 2012, 24, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> - 27.11.2012.



In der Vergangenheit dienten Niederspannungsnetze ausschließlich der Deckung des zeitlich variablen elektrischen Leistungsbedarfs räumlich verteilter Abnehmer. Zur Leistungsnachführung standen zentrale, regelbare und technisch hoch ausgestattete Kraftwerke zur Verfügung. Die Netzbetriebsführung war über Fahrplanleistungen und die Kommunikation zwischen Fachpersonal des Netzbetreibers und des jeweiligen Erzeugers möglich. Im Zuge der Netzplanung fanden Einzelfallberechnungen zur Netzanbindung der Erzeuger statt.⁸⁹

In Zeiten der verstärkten PV-Einspeisung dienen die Niederspannungsnetze der Aufnahme und Weiterleitung von Strom, der von einer Vielzahl meist nicht steuerbarer, stark fluktuierender und technisch einfach ausgestatteter Erzeuger ohne Fachpersonal stammt. Dies führt unter anderem dazu, dass es zu einer entgegengesetzten Leistungsflussrichtung im Netz kommen kann. Der Strom fließt dann von den Niederspannungs- in die Mittelspannungsnetze. Eine Netzplanung mit Einzelfallberechnungen für alle potentiellen Erzeuger ist wirtschaftlich nicht mehr vertretbar.⁹⁰ Mit einem steigenden Anteil der PV an der Stromerzeugung in Deutschland nehmen die Auswirkungen auf die Netze zu.⁹¹ Es gilt der Grundsatz, dass Netze immer für den Worst Case, also maximale Last bei minimaler Erzeugung oder maximale Erzeugung bei minimaler Last, ausgelegt werden müssen.⁹² Das kann dazu führen, dass Ausbaumaßnahmen der Verteilnetze notwendig werden, um die nur an wenigen einstrahlungsstarken Tagen im Jahr anfallende maximale PV-Leistung aufnehmen zu können. Im durchschnittlichen Betrieb wären die Netze dann allerdings überdimensioniert.

Nichtdestotrotz haben dezentrale PV-Anlagen verschiedene Vorteile für den Netzbetrieb. Von direktem Nutzen ist eine Reduzierung von Netzverlusten im Vergleich zur zentralen Erzeugung von Strom, da der Strom aus PV-Anlagen verbrauchernah erzeugt wird.⁹³ Gelingt es, dass PV- und andere dezentrale Erzeugungsanlagen den lokalen Bedarf im Zeitverlauf abdecken, sodass die Energiebilanz lokal möglichst ausgeglichen ist, kann eine Netzentlastung erreicht werden,⁹⁴ da die Übertragungs- und Verteilnetze von einem Teil der fluktuierenden Verbraucherleistung entlastet werden.⁹⁵ Außerdem führen PV-Anlagen zu einer Verbesserung der Qualität und Verfügbarkeit von Strom während der mittäglichen Nachfragespitze. Mittelfristig sorgen PV-Anlagen dafür, dass Investitionen zur Erweiterung der Netze vermieden oder aufgeschoben werden können

⁸⁹ Vgl. Scheffler 2002, 11.

⁹⁰ Vgl. ebd.

⁹¹ Vgl. Braun/Stetz/Büdenbender 2010, http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/publikationen_veroeffentlichungengesamt/2010/integration_of_photovoltaicindistributionsystems/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/Integration%20of%20Photovoltaic%20in%20Distribution%20Systems.pdf - 29.10.2012.

⁹² Vgl. Horenkamp et al. 2007, 55.

⁹³ Vgl. Caamano-Martín et al. 2008, 630.

⁹⁴ Vgl. Horenkamp et al. 2007, 55.

⁹⁵ Vgl. Wesselak/Voswinckel 2012, 116.



und dass weniger Kraftwerksleistung in den nachfragestarken Mittagsstunden benötigt wird.⁹⁶ Gerade in Deutschland, wo es nachfrageseitig eine ausgeprägte Mittagsspitze gibt, ersetzen die PV-Anlagen überwiegend Leistung aus Spitzen- und Mittellastkraftwerken und tragen damit zur Deckung des fluktuierenden Lastanteils bei. Aufgrund der hohen installierten Leistung von bereits 32 GWp kommt es allerdings zunehmend vor, dass die PV-Stromproduktion an sonnigen Mittagen, vornehmlich am Wochenende, in die Grundlast eintaucht und Grundlastkraftwerke zur Regelung zwingt.⁹⁷ Schließlich sind PV-Anlagen in der Lage Netzdienstleistungen zu erbringen. Derzeit leisten PV-Anlagen z. B. eine automatische Wirkleistungsreduktion bei Frequenzerhöhungen und eine Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung.

Obwohl die dezentrale Einspeisung von PV-Anlagen positive Auswirkungen auf die Netze haben kann, ergeben sich wie oben bereits angedeutet auch technische Herausforderungen bei der Integration der PV in die Netze.⁹⁸ Ton et al. zufolge kann der fluktuierende Charakter der PV negative Effekte auf das gesamte Stromnetz entfalten, sobald die PV einen Anteil von 5% - 20% an der gesamten Stromerzeugung stellt. Wolken könnten plötzliche und heftige Schwankungen der Einspeiseleistung bewirken und bei einer hohen Durchdringung der Netze mit PV-Anlagen starke Schwankungen der Netzspannung und des Leistungsfaktors⁹⁹ bewirken, die dem Netzbetrieb und den Netzbetriebsmitteln schaden.¹⁰⁰ Obwohl Spannungsüberschreitungen und -schwankungen gerade in ländlichen Netzen als Herausforderung bei der Integration der PV in die Niederspannungsnetze gelten, konnte laut Caamano-Martín et al. in Studien nachgewiesen werden, dass wegen der Strahlungsverhältnisse schwankende Einspeiseleistungen nicht der Grund dafür sind. Vielmehr seien Spannungsüberschreitungen in Niederspannungsnetzen das Resultat der Gleichzeitigkeit von hoher photovoltaischer Stromerzeugung und geringen Lasten im Netz.¹⁰¹ In Deutschland darf die Nennspannung im Niederspannungsnetz von 230 V zwischen den Außenleitern und dem Neutralleiter um $\pm 10\%$ abweichen. Zusätzlich sind gemäß der VDE-AR-N 4105 zulässige Spannungserhöhungen aufgrund dezentraler Einspeisung auf 3% der Spannung ohne dezentrale Einspeisung beschränkt.

Ein gleichzeitiges Auftreten von hoher PV-Stromeinspeisung und geringen Lasten im Niederspannungsnetz kann außerdem dazu führen, dass sich der Leistungsfluss am Ortsnetztransformator umkehrt. Der Strom fließt dann nicht mehr von der Mittelspannungsebene in die Niederspannungsebene, sondern andersher-

⁹⁶ Vgl. Caamano-Martín et al. 2008, 630.

⁹⁷ Vgl. Wirth 2012, 38, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> - 27.11.2012.

⁹⁸ Vgl. Caamano-Martín et al. 2008, 630.

⁹⁹ Unter dem Leistungsfaktor versteht man das Verhältnis vom Betrag der Wirkleistung zur Scheinleistung. Er wird als dimensionslose Zahl zwischen 0 und 1 angegeben. Die Summe aus Wirk- und Blindleistung bezeichnet man als Scheinleistung.

¹⁰⁰ Vgl. Ton et al. 2008, 4, http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/segis-es_concept_paper.pdf - 17.10.2012.

¹⁰¹ Vgl. Caamano-Martín et al. 2008, 632.



um.¹⁰² Bei massiver Einspeisung in das Niederspannungsnetz kann es sogar zu einer Rückspeisung in das Übertragungsnetz kommen. Damit erhöhen sich die Netzverluste, die unter bestimmten Bedingungen sogar größer sein können als ohne dezentrale Einspeisung.¹⁰³ Werden die Leistungsflüsse zu groß, kann es zu einer Überlastung der Netzbetriebsmittel in Form des Ortsnetztransformators und der Kabel kommen.¹⁰⁴ Des Weiteren können PV-Anlagen Auswirkungen auf die Stromqualität der Niederspannungsverteilstnetze haben. Das einphasige Einspeisen von PV-Strom hat eine Schiefllast zur Folge, die zu Spannungsasymmetrien zwischen den drei Phasen führen kann.¹⁰⁵ Denn in einem dreiphasigen System, wie dem deutschen Stromnetz, liegt eine Spannungsasymmetrie vor, wenn die drei Außenleiterspannungen und -ströme nicht gleich groß oder gegeneinander nicht um 120° phasenverschoben sind. Ob Wechselrichter auch Oberschwingungen¹⁰⁶ verursachen, ist hingegen fraglich. Einerseits heißt es, dass viele Wechselrichter, die zwar jeder für sich gesehen die Standards in Bezug auf Oberschwingungen erfüllen, in einer großen Gesamtzahl dazu führen können, dass die Grenzen für Oberschwingungen im Netz überschritten werden.¹⁰⁷ Andererseits wird die Ansicht vertreten, dass die Auswirkungen von heute eingesetzten Wechselrichtern auf die Oberschwingungsbelastung und Flicker¹⁰⁸ als gering zu bewerten sind.¹⁰⁹

2.2.2.2. Aufnahmefähigkeit der Niederspannungsverteilstnetze bezüglich PV-Stroms

Nachdem im vorherigen Kapitel die Auswirkungen der dezentralen PV-Einspeisung auf die Niederspannungsverteilstnetze qualitativ beschrieben wurde, werden in diesem Kapitel Untersuchungen vorgestellt, die sich mit der Frage beschäftigen, wie viel PV-Strom aus dezentraler Einspeisung Niederspannungsverteilstnetze aufnehmen können.

In Witzmann und Kerber wurde die Aufnahmefähigkeit für Strom aus PV für die Verteilnetztypen Land, Dorf, Vorstadt, Blockbebauung, Gewerbegebiet und Altstadt untersucht. Dabei stellte sich heraus, dass nur in

¹⁰² Vgl. Büdenbender et al. 2011, 117.

¹⁰³ Vgl. Horenkamp et al. 2007, 55 f.

¹⁰⁴ Vgl. Braun/Stetz/Büdenbender 2010, http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/publikationen_veroeffentlichungengesamt/2010/integration_of_photovoltaicindistributionsystems/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/Integration%20of%20Photovoltaic%20in%20Distribution%20Systems.pdf - 29.10.2012.

¹⁰⁵ Vgl. ebd.; Appen/Schmiegel/Braun 2012, http://www.voltwerk.com/fileadmin/user_upload/documents/docs/presse/Technical_papers/Impact_of_PV_storage_systems_on_low_voltage_grids.pdf - 28.01.2013.

¹⁰⁶ Als Oberschwingungen werden sinusförmige Schwingungen verstanden, deren Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz (50 Hz) ist.

¹⁰⁷ Vgl. Caamano-Martín et al. 2008, 632.

¹⁰⁸ Ein Flicker ist der subjektive Eindruck einer Lichtdichteänderung, z. B. das Flackern oder Flimmern einer Glühlampe. Flicker werden durch Schwankungen der Spannung im Stromnetz hervorgerufen.

¹⁰⁹ Vgl. Horenkamp et al. 2007, 55.



Gewerbegebieten das an Dachflächen vorhandene Potential an PV-Erzeugungsleistung vollständig von den Verteilnetzen aufgenommen werden kann. In allen anderen Netztypen wird die Aufnahmefähigkeit durch den seinerzeit maximal erlaubten Spannungsanstieg von 2% aufgrund dezentraler Einspeisung stark beschränkt. Lässt man dieses Kriterium außer Acht und beachtet nur die Einhaltung des Spannungsbandes von $\pm 10\%$ der Nennspannung, die Leitungsbelastung und die Transformatorbelastung, könnten auch Stadt- und Blockbebauungsnetze das PV-Potenzial fast vollständig ohne weitere Ausbaumaßnahmen aufnehmen. Auf dem Dorf und in der Vorstadt wird das PV-Potential von allen untersuchten Kriterien beschränkt. Bei einer hohen PV-Anlagendichte sind daher Engpässe der Netzkapazität zu erwarten. Auf dem Land wären zwar die Leitungen in der Lage, das PV-Potential vollständig aufzunehmen, aber auch hier käme es zu Spannungsüberschreitungen und Überlastungen des Transformators. Da auf dem Land eine besonders große theoretische PV-Anlagenleistung pro Hausanschluss vorliegt, kann bereits eine relativ geringe Durchdringung der Netze mit PV-Anlagen zu einer Überlastung führen.¹¹⁰

Lödl et al. haben ähnliche Untersuchungen zu Land-, Dorf-, und Vorstadtnetzen durchgeführt. Auch hier wirkt sich die seinerzeit maximal erlaubte Spannungserhöhung von 2% schon bei einer sehr geringen Einspeisung limitierend aus. Aufgrund dieser Beschränkung können in Landnetzen nur 9% - 16%, in Dorfnetzen ca. 17% und in Vorstadtnetzen maximal 27% der theoretisch möglichen PV-Anlagenleistung an das Niederspannungsverteilstromnetz angeschlossen werden. Es muss allerdings berücksichtigt werden, dass derzeit eine maximale durch dezentrale Erzeugungsanlagen verursachte Spannungserhöhung von 3% erlaubt ist und die untersuchten Netze dementsprechend mehr PV-Strom aufnehmen können. Betrachtet man hingegen nur die konventionelle Netzbelastbarkeit, sprich ein zulässiges Spannungsband von $\pm 10\%$ der Nennspannung, die Bemessungsscheinleistung der Transformatoren und den maximalen thermischen Grenzstrom der Leitungen, könnten auf dem Land 33%, auf dem Dorf 38% und in der Vorstadt 55% der Dachflächen mit PV-Generatoren bestückt werden. Bis auf eine Ausnahme, in der das Spannungsband überschritten wird, schränkt immer die Belastung des Ortsnetztransformators die Aufnahme von weiterem PV-Strom am stärksten ein.¹¹¹

Scheffler, der die gleichen Kriterien der Netzbelastung wie die zwei zuvor vorgestellten Studien herangezogen hat, kommt in seiner Arbeit zu ähnlichen Ergebnissen, außer dass bei ihm in der Regel die Belastung der Leitungen die maximal zulässige Netzanschlussleistung von PV-Anlagen beschränkt. In Niederspannungsverteilstromnetzen, die entweder durch eine Zeilenbebauung hoher Dichte und Hochhäuser oder eine Blockbebauung gekennzeichnet sind, kann das vergleichsweise geringe Dachflächenpotential je Wohneinheit vollstän-

¹¹⁰ Vgl. Witzmann/Kerber 2007, 50 ff.

¹¹¹ Vgl. Lödl et al. 2010.



dig für die Installation von PV-Anlagen genutzt werden. Die Verteilnetze von Dörfern mit vielen Gehöften sowie von Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen niedriger Dichte können hingegen nur den PV-Strom aufnehmen, der auf ca. 20% bzw. 50% der Dachfläche pro Wohneinheit erzeugt wurde.¹¹²

Die Ergebnisse der hier betrachteten Arbeiten machen deutlich, dass sich Probleme bei der Netzintegration von PV-Anlagen vor allem in ländlichen Gebieten, Dörfern und Vorstädten ergeben können. Dies ist darauf zurückzuführen, dass dort die größten Dachflächenpotentiale für die Installation von PV-Anlagen bestehen und die Niederspannungsverteilstnetze aufgrund der relativ geringen Bevölkerungsdichte für entsprechend kleine Leistungsflüsse ausgelegt sind.

2.2.3. Stromspeicher

Mit einem zunehmenden Anteil an fluktuierenden Energieträgern an der Stromerzeugung werden auch zunehmend Ausgleichskapazitäten benötigt,¹¹³ mit deren Hilfe die fluktuierende und daher nicht steuerbare Stromerzeugung aus Windkraft und PV mit der Stromnachfrage in Einklang gebracht werden kann. Für die PV gilt, dass bei ca. 30 GWP installierter Leistung zusätzliche Ausgleichskapazitäten zur Integration in das Stromversorgungssystem nötig werden.¹¹⁴ Diese Marke wurde im Laufe des Jahres 2012 überschritten. Aber bereits 2009 gab es Phasen, in denen mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde als verbraucht werden konnte, sodass an der Strombörse negative Preise von bis zu 500€/MWh entstanden.¹¹⁵ Für die Betreiber von schlecht regelbaren Grundlastkraftwerken kann es folglich ökonomisch sinnvoller sein, Geld dafür zu zahlen, dass der in ihren Kraftwerken produzierte Strom einen Abnehmer findet, anstatt die Erzeugung zu drosseln. Um die benötigten Ausgleichskapazitäten zu schaffen, werden laut Pieper und Rubel vier Ansätze diskutiert, die teilweise schon angewendet werden: ein Netzausbau zum interregionalen Austausch von Energie, die Schaffung einer konventionellen Leistungsreserve durch flexible Gaskraftwerke, der Einsatz eines Demand-Side-Managements, mit Hilfe dessen Lasten verschoben und der Erzeugung angepasst werden können und ein Einsatz von Stromspeichern. Alle Ansätze können zwar wichtige Beiträge zur Integration der fluktuierenden Energien in das Versorgungssystem leisten, aber den Stromspeichern wird die zentrale Rolle beigemessen, da nur sie es ermöglichen, Stromerzeugung und Stromverbrauch zeitlich voneinander zu entkoppeln.¹¹⁶

¹¹² Vgl. Scheffler 2002, 91 ff.

¹¹³ Vgl. Pieper/Rubel 2012, 165.

¹¹⁴ Vgl. Wesselak/Voswinckel 2012, 115.

¹¹⁵ Vgl. Pieper/Rubel 2012, 167.

¹¹⁶ Vgl. Höflich et al. 2010, 14,
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf - 05.11.2012.



Gleichzeitig gelten Stromspeicher als Lösungsansatz, die Aufnahmefähigkeit der Niederspannungsverteilnetze hinsichtlich des dezentral erzeugten PV-Stroms zu verbessern. Durch eine lokale Zwischenspeicherung kann überschüssiger Strom in einspeiseschwache bzw. laststarke Zeiten verschoben werden. Somit könnten Stromspeicher als Alternative zum Ausbau der Verteilnetze einen wirtschaftlichen, stabilen und effizienten Netzbetrieb ermöglichen und zur Netzintegration der PV beitragen.¹¹⁷

2.2.3.1. Anwendungen für Stromspeicher

Es gibt eine Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten, in denen Stromspeicher zum Einsatz kommen können. Je nach Anwendung unterscheiden sich sowohl die Anforderungen, die an den Speicher gestellt werden, als auch der Einsatzort. Möchte man die tatsächlichen und potentiellen Anwendungen klassifizieren, bieten sich verschiedene Kriterien an. Ganz allgemein können zwei grobe Anwendungsgebiete unterschieden werden: das Energiemanagement, das primär auf eine Abkopplung des Zeitpunktes der Produktion vom Zeitpunkt des Verbrauchs abzielt und die Systemdienstleistungen, die eine Verbesserung der Leistung und Versorgungsqualität im Stromversorgungssystem zum Ziel haben.¹¹⁸ Eine Unterteilung in Kurz- und Langzeitspeicher ist im Wesentlichen deckungsgleich. Langzeitspeicher besitzen hohe Kapazitäten und eignen sich daher zur Lastverschiebung, während Kurzzeitspeicher zwar hohe Leistungen besitzen, aber dafür nur geringe Kapazitäten im Sekunden- bis Minutenbereich aufweisen. Sie eignen sich in der Regel gut zur Erbringung von Systemdienstleistungen.¹¹⁹ Ahlert hat die Speicheranwendungen nach ihrer grundlegenden Funktion in fünf Gruppen eingeteilt. Die erste Gruppe stellt die Arbitrage dar, die immer dann zum Tragen kommt, wenn es darum geht, mit Hilfe von Speichern zeitliche Strompreisschwankungen auszunutzen. Das gilt für Erzeuger, Händler und Konsumenten im gleichen Maße. Der Aufschub von Investitionen in das Übertragungs- und Verteilnetz stellt die zweite Gruppe dar. Bei diesen Anwendungen verfolgt man den Ansatz, dass es wirtschaftlich sinnvoller sein kann, Speicher einzusetzen, als für die nur in Starklastzeiten auftretende Überlastung der Netze einen Netzausbau vorzunehmen. Erst wenn stärkere oder dauerhaftere Überlastungen auftreten, wird der Netzausbau durchgeführt. Die dritte Gruppe stellen Anwendungen zur Verbesserung der Stromqualität dar. Hierunter fallen bspw. die Frequenz- und Spannungshaltung. Die Speicheranwendungen zur Regulierung der Stromerzeugung, Bereitstellung von Regelleistung, Notstromversorgung, Integration erneuerbarer und dezentraler Erzeuger sowie zum Schwarzstart stellen Anwendungen zur Versorgungssicherheit dar und bilden die vierte Gruppe. Unter die fünfte Gruppe Lastkurvenoptimierung fallen Anwendungen, die

¹¹⁷ Vgl. Lödl et al. 2010.

¹¹⁸ Vgl. Eurelectric 2012, 15 f, http://www.eurelectric.org/media/53340/eurelectric_decentralized_storage_finalcover-2012-030-0574-01-e.pdf - 10.10.2012.

¹¹⁹ Vgl. Dötsch/Kanngießer/Wolf 2009, 351 f.



dem Peak Shaving oder Load Leveling¹²⁰ dienen.¹²¹ Eyer und Corey haben 17 identifizierte Speicheranwendungen in die Kategorien Stromversorgung, Systemdienstleistungen, Netzsystem, Endkunde und Integration erneuerbarer Energien unterteilt.¹²² Des Weiteren können die Speicheranwendungen den einzelnen Gliedern der Wertschöpfungskette der Elektrizität zugeordnet werden: Systemebene/Märkte, Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Endkunde.¹²³ Eine Übersicht zu einer Auswahl von Speicheranwendungen bietet Tabelle 2.

¹²⁰ Unter Peak Shaving versteht man das Senken von Spitzenlasten und unter Load Leveling das Herbeiführen eines gleichmäßigeren Lastverlaufs. Gibt es bspw. einen Verbraucher, der zu bestimmten Zeiten hohe Leistungen benötigt, können diese aus einem nahegelegenen Stromspeicher bedient werden, der in Schwachlastzeiten geladen wurde. Auf diese Weise können die Leistungsflüsse im Netz vergleichmäßigt und Lastspitzen vermieden werden.

¹²¹ Vgl. Ahlert 2010, 11 f.

¹²² Vgl. Eyer/Corey 2010, 21, <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2010/100815.pdf> - 10.10.2012.

¹²³ Vgl. Eurelectric 2012, 15, http://www.eurelectric.org/media/53340/eurelectric_decentralized_storage_finalcover-2012-030-0574-01-e.pdf - 10.10.2012.



Tabelle 2: Übersicht einiger Speicheranwendungen

| Speicheranwendung | Erklärung | Energiemanagement/ Systemdienstleistung | Funktion | Ebene |
|--|---|--|------------------------------------|---------------------------|
| Stromhandel | Ausnutzen der Schwankungen des Großhandelspreises | Energiemanagement | Arbitrage | Systemebene/ Märkte |
| Regelleistung | Bereitstellung von Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve | Energiemanagement | Versorgungssicherheit | Systemebene/ Märkte |
| Regulierung der Stromerzeugung | Vermeidung eines ständigen Hoch- und Herunterfahrens von Kraftwerken | Energiemanagement | Versorgungssicherheit | Erzeugung |
| Integration erneuerbarer Energien | Einspeisung in Hochpreisphasen Bereitstellung gesicherter Leistung | Energiemanagement Energiemanagement | Arbitrage Versorgungssicherheit | Erzeugung Erzeugung |
| | Keine Abregelung bei Netzüberlastung | Energiemanagement | Versorgungssicherheit | Erzeugung |
| Schwarzstart | Netzunabhängiges Hochfahren von Kraftwerken, Speicher liefert benötigte Energie | Systemdienstleistung | Versorgungssicherheit | Erzeugung |
| Aufschub eines Netzausbaus | Überlastung der Netze in Spitzenlastzeiten wird durch Speichereinsatz vermieden | Energiemanagement | Aufschub von Investitionen | Übertragung Verteilung |
| Inselbetrieb | Betrieb einer Spannungsebene unabhängig von der nächsthöheren | Systemdienstleistung | Versorgungssicherheit | Übertragung Verteilung |
| Frequenzhaltung | Steuerung über Wirk- und Blindleistungsbereitstellung | Systemdienstleistung | Stromqualität | Übertragung Verteilung |
| Spannungshaltung | Steuerung über Wirk- und Blindleistungsbereitstellung | Systemdienstleistung | Stromqualität | Verteilung |
| Stromqualität | Reduktion von Oberschwingungen, Flickern und Spannungsasymmetrien Nutzung von gespeicherter Energie bei schlechter Stromqualität im Netz | Systemdienstleistung Systemdienstleistung | Stromqualität Stromqualität | Verteilung Endkunde |
| | Zeitvariabler Strombezug | Strom wird in Schwachlastzeiten günstig bezogen | Energiemanagement | Arbitrage |
| Vergleichmäßigung des Strombezugs | Die maximale Leistungsaufnahme aus dem Netz, die bei Großkunden die Stromkosten beeinflusst, kann mit Speichern reduziert werden. | Energiemanagement | Lastkurvenoptimierung | Endkunde |
| Eigenverbrauchs-erhöhung | PV-Anlagenbetreiber können erzeugten Strom vermehrt selbst verbrauchen | Energiemanagement | - | Endkunde |
| Unterbrechungsfreie Stromversorgung/ Notstromversorgung | Nutzung von gespeicherter Energie bei Stromausfällen | Systemdienstleistung | Versorgungssicherheit | Endkunde |



2.2.3.2. Speichertechnologien

Zur Stromspeicherung können unterschiedliche Speichertechnologien zum Einsatz kommen, die sich in ihren Eigenschaften stark unterscheiden können. Darum bietet dieses Kapitel eine kurze Übersicht und zeigt auf, für welche Speicheranwendungen die verschiedenen Speichertechnologien besonders geeignet sind. Es bietet sich an, die Speichertechnologien anhand der Form, in der die Energie gespeichert wird, zu klassifizieren, da diese Speicher ähnliche Eigenschaften haben. Demnach können mechanische, chemische, elektrische und elektrochemische Speicher unterschieden werden.

Unter mechanischen Speichern werden jene Speicher zusammengefasst, bei denen Strom in kinetische oder potentielle Energie umgewandelt und in dieser Form gespeichert wird. Typische Beispiele sind Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke und Schwungräder. In Deutschland sind derzeit Pumpspeicherkraftwerke mit etwa 7000 MW und Entladezeiten von einigen Stunden in Betrieb, die vor allem im täglichen Zyklus für die Frequenzregelung und den Stromhandel genutzt werden. Diese Anlagen zeichnen sich durch eine sehr ausgereifte Technik mit hohen Wirkungsgraden von 75% - 80%, hoher Verfügbarkeit und langer Lebensdauer aus. Hauptsächlich sind sie aufgrund der benötigten Höhenunterschiede zwischen Ober- und Unterbecken in bergigen Regionen zu finden. Sie weisen typische Leistungen von einigen MW bis ca. 1000 MW auf.¹²⁴ Druckluftspeicherkraftwerke, die die Kompressibilität von Luft nutzen, um Elektrizität in Form potentieller Energie zu speichern, arbeiten in Leistungsbereichen und mit Betriebscharakteristiken, die denen von Pumpspeicherkraftwerken ähnlich sind. Die komprimierte Luft wird in unterirdischen Kavernen, z. B. ausgedienten Salzstöcken gespeichert. Derzeit werden weltweit zwei solcher Kraftwerke betrieben, eins in Huntorf, Deutschland und eins in McIntosh, USA. Das deutsche Kraftwerk hat eine Leistung von 321 MW, eine Entladezeit von zwei Stunden, einen Wirkungsgrad von ca. 42% und dient primär der Bereitstellung von Spitzenlaststrom. Durch den Einsatz von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken, bei denen die anfallende Kompressionswärme genutzt werden kann, werden in Zukunft Wirkungsgrade von bis zu 70% erwartet.¹²⁵ Schwungräder speichern Energie in Form von kinetischer Energie einer rotierenden Masse. Sie zeichnen sich durch geringe Betriebskosten und die Fähigkeit aus, Leistung binnen weniger Millisekunden aufnehmen oder abgeben zu können. Daher werden sie vor allem im Sekundenbereich zur Überbrückung eines kurzfristigen

¹²⁴ Vgl. Bünger et al. 2009, 39 ff.

¹²⁵ Vgl. Dötsch/Kanngießer/Wolf 2009, 355.



Leistungsmangels sowie im Bereich von Stromqualitätsaufgaben eingesetzt.¹²⁶ Ihr Wirkungsgrad liegt zwischen 80% und 95%.¹²⁷

Unter chemische Speicher fallen bspw. Wasserstoffspeicher. Mit Hilfe von Strom wird Wasserstoff erzeugt, in dieser Form gespeichert und anschließend über Brennstoffzellen wieder verstromt. Da Wasserstoff eine hohe Energiedichte aufweist, wird Wasserstoffspeichern für die Zukunft ein großes Potential im Hinblick auf die Speicherung größerer Energiemengen in Wochen- und Saisonzeiträumen eingeräumt. Große Herausforderungen stellen derzeit der sehr niedrige Wirkungsgrad von 30% - 40% sowie die sehr hohen Investitionskosten dar.¹²⁸

Zu den elektrischen Speichern gehören supraleitende Spulen und Doppelschichtkondensatoren. In supraleitenden Spulen werden Gleichströme in magnetischen Feldern gespeichert. Jedoch ist die erreichbare Energiedichte vergleichsweise gering und obwohl sich die Spule nicht selbst entlädt, führt die notwendige Kühlung auf sehr tiefe Temperaturen zu relativ hohen Speicherverlusten. Supraleitende Spulen können besonders schnell sehr hohe Leistungen für kurze Zeiträume bereitstellen und haben aufgrund des Speicherprinzips keine Beschränkung der Zyklenzahl.¹²⁹ Der Wirkungsgrad wird mit 90% - 95% angegeben.¹³⁰ In Doppelschichtkondensatoren erfolgt die Speicherung der elektrischen Energie ohne elektrochemischen Zwischenschritt in einem Elektrodenmaterial, wodurch sich fast unbegrenzte Zyklen ergeben. Daneben bieten sie hohe Leistungen und einen Wirkungsgrad zwischen 80% und 95%. Demgegenüber stehen geringe Gesamtkapazitäten sowie eine recht schnelle Selbstentladung. Doppelschichtkondensatoren eignen sich aufgrund ihrer Eigenschaften zur Stützung der Stromqualität und Netzstabilität.¹³¹ Derzeit sind beide elektrischen Speichertechnologien noch sehr teuer und ihr Einsatz beschränkt sich auf kleine einzelne Anwendungen.

In Hinblick auf die elektrochemischen Speicher werden im Besonderen Natrium-Schwefel-Akkumulatoren (NaS-Akkus), Redox-Flow-Batterien, Bleiakumulatoren und Lithium-Ionen-Akkumulatoren für den Einsatz im Elektrizitätsversorgungssystem diskutiert. Alle elektrochemischen Speicher haben gemeinsam, dass sie chemische Bindungsenergie zur Speicherung der elektrischen Energie nutzen. Daraus ergibt sich auf der einen Seite eine geringe Reaktionszeit von wenigen Millisekunden und eine grundsätzliche Geeignetheit zur

¹²⁶ Vgl. Bünger et al. 2009, 70 ff.

¹²⁷ Vgl. Mahnke/Mühlenhoff 2011, 13, http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/57_Renews_Spezial_Strom_speichern_mar12_online_01.pdf - 21.11.2012.

¹²⁸ Vgl. Höflich et al. 2010, 70 f, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf - 05.11.2012.

¹²⁹ Vgl. Bünger et al. 2009, 67 ff.

¹³⁰ Vgl. Mahnke/Mühlenhoff 2011, 15, http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/57_Renews_Spezial_Strom_speichern_mar12_online_01.pdf - 21.11.2012.

¹³¹ Vgl. Höflich et al. 2010, 69 f, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf - 05.11.2012.



Erbringung von Systemdienstleistungen. Auf der anderen Seite ist die Zyklenanzahl und damit die Lebensdauer bei allen elektrochemischen Speichern beschränkt.¹³² Bei NaS-Akkus handelt es sich um Hochtemperaturakkumulatoren, die bei 270°C - 350°C betrieben werden. Bei täglicher Nutzung und guter Isolierung kann die Temperatur des Akkus durch die eigene Reaktionswärme aufrecht erhalten werden. NaS-Akkus, die im japanischen Stromnetz für Lastmanagementanwendungen eingesetzt werden, wird ein Potential zu geringen Speicherkosten und eine hohe Zyklenlebensdauer zugeschrieben.¹³³ Redox-Flow-Batterien haben im Gegensatz zu den anderen hier aufgeführten Akkus einen externen Speicher. Das heißt, Reaktionseinheit und Elektrolyt sind räumlich voneinander getrennt, wodurch die Leistung und der Energiegehalt der Batterie unabhängig voneinander variiert werden können. Redox-Flow-Batterien sind vor allem für den großtechnischen Einsatz prädestiniert: eine Selbstentladung findet kaum statt, der Gesamtwirkungsgrad soll bei 75% liegen und es sind bis zu 13000 Lade- und Entladezyklen möglich.¹³⁴ Bezogen auf die weltweit installierte Batteriekapazität sind Bleiakkus der wichtigste elektrochemische Speicher. Sie haben einen Wirkungsgrad von 80% - 90% und erreichen bei 2000 Zyklen mit 80% Entladungstiefe Lebensdauern von sechs bis zwölf Jahren. Durch die Reihen- und Parallelschaltung einzelner Akkuzellen lassen sich Bleiakkus mit Leistungen von bis zu 40 MW und Kapazitäten von bis zu 40 MWh herstellen. Ein Nachteil von Bleiakkus ist, dass sie nur eine geringe Kapazitätsausnutzung bei hohen Strömen gewährleisten. Bleiakkus werden schon seit Jahrzehnten in Netzen eingesetzt, um lokale Probleme der Energieversorgung zu lösen. Dazu gehören die netzferne Stromversorgung, die Stabilisierung von Netzausläufern sowie die Aufrechterhaltung der Frequenz- und Spannungsstabilität.¹³⁵ Lithium-Ionen-Akkus bieten im Vergleich zu Bleiakkus bis zu fünf Mal so hohe Energiedichten und höhere Zyklenlebensdauern von 5000 bis über 10000 Zyklen.¹³⁶ Auch der Wirkungsgrad ist mit 90% - 95% tendenziell etwas besser.¹³⁷ Aufgrund dieser Eigenschaften sind Lithium-Ionen-Akkus, trotz der noch immer hohen Kosten, im Bereich der portablen, mobilen Anwendungen innerhalb weniger Jahre die wichtigste Speichertechnologie geworden. Nachteilig bei Lithium-Ionen-Akkus sind die hohe Reaktivität von Lithium und die damit verbundenen hohen Sicherheitsanforderungen.¹³⁸ Es gilt zu beachten, dass Lithium-Ionen-Akkus keinen einheitlichen Akkutypus darstellen, weil unterschiedliche Lithium-Metalloxide als Elekt-

¹³² Vgl. Höflich et al. 2010, 67 f, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf - 05.11.2012.

¹³³ Vgl. a. a. O., 89 ff.

¹³⁴ Vgl. a. a. O., 91 ff.

¹³⁵ Vgl. a. a. O., 78 ff.

¹³⁶ Vgl. Bünger et al. 2009, 82 f.

¹³⁷ Vgl. Mahnke/Mühlenhoff 2011, 18, http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/57_Renews_Spezial_Strom_speichern_mar12_online_01.pdf - 21.11.2012.

¹³⁸ Vgl. a. a. O., 2009, 82 ff.



rode verwendet werden können.¹³⁹ Es wird davon ausgegangen, dass Lithium-Ionen-Akkus zusammen mit Bleiakkus die wichtigste Akkutechnologie der nächsten 20 Jahre sein wird.¹⁴⁰

2.2.3.3. Dezentrale Speicher in Kombination mit PV-Anlagen

Für den Einsatz als dezentrale Speicher in Haushalten mit netzgekoppelten PV-Anlagen bieten sich von den im vorherigen Kapitel genannten Speichertechnologien prinzipiell nur Bleiakkus und Lithium-Ionen-Akkus an. Alle anderen Speichertechnologien können nur im großtechnischen Bereich sinnvoll eingesetzt werden oder eignen sich vornehmlich zur Leistungs-, aber nicht zur Energiebereitstellung. Auf der Webseite *photovoltaik-web.de*¹⁴¹ sind 21 derzeit verfügbare Speichersysteme für PV-Anlagen aufgelistet. Sechs davon werden ausschließlich mit Bleiakkus, zehn nur mit Lithium-Ionen-Akkus und fünf mit beiden Akkutypen angeboten.

Dezentrale Speicher ermöglichen zusammen mit einer PV-Anlage eine Reihe von Anwendungen. So kann der Anlagenbetreiber z. B. ein lokales Energiemanagement durchführen.¹⁴² Erzeugter PV-Strom, der nicht zeitgleich verbraucht wird, kann gespeichert und in den Abendstunden genutzt werden, wenn der Strombedarf die Stromerzeugung übersteigt. Dadurch findet eine Erhöhung des Eigenverbrauchs statt. Es liegt also eine Form des Lastmanagements auf der Endkundenebene vor, bei der eine tägliche Lastverschiebung im Stundenbereich durchgeführt wird. Für private PV-Anlagenbetreiber ist die Erhöhung des Eigenverbrauchs in der Regel der Hauptgrund für die Nutzung eines Stromspeichers. Auf diese Weise lässt sich eine erhöhte Autarkie gegenüber dem Stromversorger erreichen und die Strombezugskosten können gesenkt werden.

Im Zusammenhang der Eigenverbrauchserhöhung mit Speichern ist die Speicheranbindung zu beachten. Denn während PV-Speichersysteme oft einphasig arbeiten, ist das Stromnetz dreiphasig aufgebaut und Verbraucher eines Haushalts sind gleichmäßig über alle drei Phasen verteilt angeschlossen. Für den Eigenverbrauch ohne Speicher ist das unproblematisch. Denn dieser wird in der Regel bilanziell erfasst, indem der Einspeisezähler über alle drei Phasen summiert. Folglich ist es egal, auf welcher Phase Strom verbraucht wird, solange die entsprechende Strommenge auf einer anderen Phase eingespeist wird. Die Speichernutzung erhöht die Komplexität, wobei zwischen AC- oder DC-Systemen unterschieden werden muss. DC-

¹³⁹ Vgl. Mahnke/Mühlenhoff 2011, 17, http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/57_Renews_Spezial_Strom_speichern_mar12_online_01.pdf - 21.11.2012.

¹⁴⁰ Vgl. Bünger et al. 2009, 84.

¹⁴¹ <http://www.photovoltaik-web.de/batteriesysteme-akkusysteme-pv/hersteller-speicherloesungen.html> - 20.01.2013.

¹⁴² Vgl. Braun/Stetz/Büdenbender 2010, http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/publikationen_veroeffentlichungengesamt/2010/integration_of_photovoltaicindistributionsystems/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/Integration%20of%20Photovoltaic%20in%20Distribution%20Systems.pdf - 29.10.2012.



Systeme werden an den Gleichstromkreis vor der Ausgangsseite des Wechselrichters angeschlossen. Da der Speicher in diesem Fall quasi eine Komponente der PV-Anlage ist, kann auch mit dem zwischengespeicherten Strom der Verbrauch auf allen drei Phasen bilanziell gedeckt werden. Bei AC-Systemen sieht das zum Teil anders aus. Diese werden an eine Phase des Hauswechselstromkreises angeschlossen. Soll mit diesem Speicher auch der Eigenverbrauch auf den anderen beiden Phasen gedeckt werden, muss aus diesem Speicher Strom in das Netz eingespeist werden, sodass bilanziell ein Eigenverbrauch stattgefunden hat. Man spricht von einem Volleinspeiser, der als Erzeugungseinheit beim Netzbetreiber angemeldet und mit einem Zähler ausgestattet werden muss. Die meisten AC-Speichersysteme werden hingegen als Nulleinspeiser betrieben. Diese gelten als Verbraucher und dürfen nicht in das Netz einspeisen. Sind sie einphasig angeschlossen, können sie somit nur die Lasten auf dieser Phase decken.¹⁴³ Demzufolge kann der Eigenverbrauch mit Nulleinspeisern nicht so stark erhöht werden wie mit Volleinspeisern oder DC-Speichersystemen.

Weitere Anwendungen, die PV-Speicher-Systeme erbringen können, sind die unterbrechungsfreie Stromversorgung und die Notstromversorgung.¹⁴⁴ Obwohl diese zwei Anwendungen vor allem für Industrie und Gewerbe interessant sind, können sie auch für private Anwender nützlich sein, um bestimmte Lasten vor Stromausfällen zu schützen.

Neben dem Anlagenbetreiber kann auch der Verteilnetzbetreiber (VNB) von PV-Speicher-Systemen profitieren. Über eine Wirk- und Blindleistungssteuerung kann zur Frequenz- und Spannungshaltung beigetragen werden. Diese erfolgt zwar über den Wechselrichter, aber mit Hilfe des Speichers kann die Verfügbarkeit von PV-Strom erhöht werden, sodass auch dann eine Wirk- und Blindleistungssteuerung stattfinden kann, wenn die PV-Anlage nicht genügend Strom produziert. Eine Verbesserung der Stromqualität ist möglich, indem Spannungsasymmetrien, Flicker und Oberschwingungen reduziert werden. Der Einsatz von PV-Speicher-Systemen kann außerdem zu einer Reduzierung des Stromflusses zwischen den Spannungsebenen beitragen und führt auf diese Weise zu einer Verminderung der Netzverluste und einer geringeren Auslastung der Netzbetriebsmittel.¹⁴⁵

Schließlich können PV-Speicher-Systeme noch weiteren Akteuren zugutekommen. Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) könnte Energie für Regelaufgaben wie die Frequenzhaltung angeboten werden. Marktteilnehmern

¹⁴³ Vgl. Schmiegel 2012, 70 f.

¹⁴⁴ Vgl. Braun/Stetz/Büdenbender 2010, http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/publikationen_veroeffentlichungsgesamt/2010/integration_of_photovoltaicindistributionsystems/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/Integration%20of%20Photovoltaic%20in%20Distribution%20Systems.pdf - 29.10.2012.

¹⁴⁵ Vgl. ebd.



wie Stromversorgern, Händlern und Betreibern von virtuellen Kraftwerken könnten Strom und Speicherkapazitäten zum Handel auf den Strommärkten zu Verfügung gestellt werden.¹⁴⁶

2.3. Rechtliche Grundlagen

In diesem Kapitel zu den rechtlichen Grundlagen werden das EnWG und das EEG kurz vorgestellt, da diese beiden Gesetze die wichtigsten Normen zur Förderung von dezentralen Speichern beinhalten. Neben dem Zweck und Inhalt der Gesetze wird auch die Handhabung des Speicherbegriffs in beiden Gesetzen kurz wiedergegeben.

2.3.1. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (kurz: Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)) stammt aus dem Jahr 1935 und wurde am 7. Juli 2005 letztmals neugefasst. Es beinhaltet elementare Regelungen zum Recht der leitungsgebundenen Energie.

2.3.1.1. Zweck des EnWG

Das Hauptziel des EnWG ist gemäß § 1 Abs. 1 EnWG „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht“, zu erreichen. Da dieses Ziel eng mit den Strom- und Gasversorgungsnetzen verknüpft ist, werden diese im zweiten Absatz erwähnt. Die Netze, die ein natürliches Monopol darstellen, unterliegen zum Zweck „der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen“ der Regulierung. Des Weiteren dient das EnWG dem Zweck, das europäische Gemeinschaftsrecht auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung in nationales Recht zu überführen. So geht bspw. die Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes im Großen und Ganzen auf die Gesetzgebung der EU zurück.

2.3.1.2. Instrumente des EnWG

Das EnWG beinhaltet eine Reihe von Instrumenten, um die in § 1 EnWG aufgestellten Ziele zu erfüllen. Zum einen besteht eine Genehmigungs- und Anzeigepflicht für Unternehmen, die auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energie tätig sind. Möchte ein Unternehmen ein Energieversorgungsnetz betreiben, benötigt es für

¹⁴⁶ Vgl. ebd.



die Aufnahme der Tätigkeit nach § 4 EnWG eine Genehmigung von der zuständigen Behörde. Energieversorgungsunternehmen, die Haushaltskunden mit Energie beliefern, müssen unter anderem die Aufnahme und Beendigung ihrer Tätigkeit der Regulierungsbehörde anzeigen (§ 5 EnWG).

Daneben findet die in § 1 Abs. 2 EnWG angesprochene Netzregulierung statt, die sowohl aus einer Entflechtung des Netzbetriebs als auch aus einer Beschränkung der unternehmerischen Aufgabengestaltung in Bezug auf den Netzbetrieb besteht. §§ 7 ff EnWG enthalten Vorschriften zur rechtlichen, operationellen, informationellen und buchhalterischen Entflechtung. Regelungen zum Krisenmanagement bei Gefährdungen oder Störungen der Versorgungssicherheit, die Verpflichtung zum Netzanschluss sowie Vorgaben für den Netzzugang sind in §§ 12 ff EnWG verankert. In §§ 21 f EnWG werden Vorgaben zur Gestaltung der Entgelte für den Netzzugang gemacht, wodurch der Gesetzgeber Einfluss auf die Preisbildung nimmt.

Zur Durchsetzung der Regulierung sind die Netzbetreiber der Aufsicht der Bundesnetzagentur oder der jeweiligen Landesregulierungsbehörde unterworfen. Zu den Aufgaben der Regulierungsbehörden zählen die Genehmigung der Entgelte für den Netzzugang nach § 23a EnWG sowie die Genehmigung und Festlegung der Entgeltbestimmung im Rahmen einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG. Außerdem sind die Regulierungsbehörden auch für eine Überwachung der genannten Vorschriften zur Entflechtung, zur Systemverantwortung der Netzbetreiber und zum Netzanschluss zuständig. Weiterhin findet eine Missbrauchsaufsicht nach §§ 31 f EnWG durch die Regulierungsbehörden statt (§ 54 EnWG).

Während die bisher beschriebenen Instrumente vor allem für Wettbewerb auf dem leitungsgebundenen und durch ein natürliches Monopol gekennzeichneten Energiemarkt sorgen sollen, gewährleistet der Kontrahierungszwang des Grundversorgers nach § 36 Abs. 1 EnWG im Zusammenhang mit der allgemeinen Anschlusspflicht von Letztverbrauchern nach § 18 Abs. 1 EnWG einen Zugang zu Energie für Jedermann.

2.3.1.3. Begriff des Speichers im EnWG

Unter den Begriffsbestimmungen des § 3 EnWG existiert eine Definition des Begriffs Speicheranlage, die sich allerdings auf eine „Anlage zur Speicherung von Gas“ (§ 3 Nr. 31 EnWG) bezieht und somit das Gasversorgungssystem betrifft. Für Stromspeicher wird an einigen Stellen im Gesetz der Begriff der „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ verwendet.¹⁴⁷ Legal definiert wird der Begriff jedoch im EnWG nicht. Er wird lediglich im Zusammenhang mit den Vorschriften zur Systemverantwortung der ÜNB (§ 13 Abs. 1a EnWG), den Vorschriften zum Netzanschluss (§ 17 Abs. 1 EnWG), den Vorschriften zur Anschlusspflicht (§ 18 Abs. 2 EnWG), den technischen Vorschriften in Bezug auf den Netzanschluss (§ 19 Abs. 1 EnWG), den Vorschriften zum Missbrauchsverfahren der Regulierungsbehörde (§ 31 Abs. 3 EnWG) und schließlich in den

¹⁴⁷ Vgl. Sailer 2012, 154.



Übergangsregelungen zur Befreiung von den Netzentgelten (§ 118 Abs. 6 EnWG) genannt. Es ist davon auszugehen, dass dezentrale Speicher, die zusammen mit einer PV-Anlage betrieben werden, unter diesen Anlagenbegriff fallen. Schließlich dienen die als dezentraler Speicher eingesetzten Blei- oder Lithium-Ionen-Akkus der Speicherung elektrischer Energie. Etwas irritierend ist, dass der Gesetzgeber in § 35 Abs. 1 Nr. 12 EnWG zum Monitoring der Regulierungsbehörde die Terminologie der Anlage zur Speicherung elektrischer Energie verlässt, indem der Begriff Speicher verwendet wird.

2.3.2. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (kurz: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)) trat am 1. April 2000 in Kraft und löste das Stromeinspeisungsgesetz von 1991 ab. Derzeit ist die am 1. Januar 2009 in Kraft getretene Fassung vom 25. Oktober 2008 aktuell, die zuletzt rückwirkend zum 1. April 2012 umfassend novelliert wurde. Gerade in Bezug auf die solare Strahlungsenergie führten die letzten Novellen zu tiefgreifenden Veränderungen.

2.3.2.1. Zweck des EEG

Der Zweck des EEG ist, „insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung durch die Einbeziehung langfristiger Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern“ (§ 1 Abs. 1 EEG). Dazu soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis spätestens 2020 auf mindestens 35% erhöht werden. Danach soll der Anteil spätestens alle zehn Jahre um mindestens weitere 15 Prozentpunkte erhöht werden, sodass bis spätestens 2050 mindestens 80% des deutschen Stroms aus erneuerbaren Energien gewonnen wird (§ 1 Abs. 2 EEG). Gleichzeitig soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 mindestens 18% betragen (§ 1 Abs. 3 EEG).

2.3.2.2. Der Fördermechanismus des EEG

Das EEG sieht nach § 5 EEG vor, dass „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas unverzüglich vorrangig“ vom Netzbetreiber an ihr Netz angeschlossen werden müssen. Gemäß § 3 Nr. 3 EEG fallen unter erneuerbare Energien die Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie dem biologisch abbaubaren Anteil von



Abfällen aus Haushalten und Industrie. Die PV fällt wie die Solarthermie, die in Deutschland für die Stromerzeugung keine praktische Relevanz hat, unter die solare Strahlungsenergie. Nach § 8 Abs. 1 EEG sind die Netzbetreiber verpflichtet, den gesamten in den oben genannten Anlagen produzierten Strom unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen.

Für den eingespeisten Strom, der nach § 8 EEG tatsächlich abgenommen wurde, steht dem Anlagenbetreiber gemäß § 16 Abs. 1 EEG ein Vergütungsanspruch seitens der Netzbetreiber nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 EEG zu. Der Vergütungsanspruch besteht darin, dass Anlagenbetreiber abhängig von der eingesetzten Stromerzeugungstechnologie, der Bemessungsleistung oder installierten Leistung und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage eine garantierte feste Vergütung über 20 Jahre für jede eingespeiste Kilowattstunde Strom bekommen. Für PV-Anlagen, die in, an oder auf einem Gebäude angebracht sind, beträgt die Vergütung für Anlagen bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 kW 19,50 Cent/kWh und für Anlagen bis 40 kW 18,50 Cent/kWh, jeweils abzüglich der Verringerung nach § 20b EEG (§ 32 Abs. 2 EEG). Diese sieht vor, dass die genannten Vergütungssätze für PV-Anlagen ab dem 1. Mai 2012 monatlich um 1,0% gegenüber den in dem jeweils vorangegangenen Kalendermonat geltenden Vergütungssätzen verringert werden. Diese Absenkung der Vergütungssätze wird als Degression bezeichnet und soll die volkswirtschaftliche Effizienz des EEG sicherstellen. Denn zum einen sollen damit die durch das EEG ausgelösten Kostendegressionseffekte berücksichtigt und zum anderen ein dauerhafter Anreiz für darüber hinausgehende Kostensenkungen gesetzt werden.¹⁴⁸ Des Weiteren hat der Gesetzgeber in § 20a Abs. 1 EEG einen Zubaukorridor von 2500 MW bis 3500 MW pro Kalenderjahr für den Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie vorgegeben, der einen Einfluss auf die Degression hat. Demnach wird bei einem Unterschreiten des Zubaukorridors die Degression abgesenkt und bei einem Überschreiten des Zubaukorridors die Degression erhöht. Die genaue Erhöhung bzw. Verringerung der Degression richtet sich nach der Höhe der Abweichung vom vorgegebenen Zubaukorridor und ist in § 20b Abs. 2 bis 9 EEG geregelt. Die Verringerung der Vergütung gilt immer nur für in dem entsprechenden Monat neu in Betrieb genommene Anlagen.

Neben der hier beschriebenen festen Einspeisevergütung können Anlagenbetreiber alternativ die in den §§ 33a bis 33f EEG verankerten Formen der Direktvermarktung nutzen. Dabei handelt es sich um die Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 33g EEG, die Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) nach § 39 Abs. 1 EEG oder die sonstige Direktvermarktung. Die Direktvermarktung soll der Markt- und Systemintegrati-

¹⁴⁸ Vgl. Oschmann/Söseemann § 20 EEG; Altröck/Oschmann/Theobald 2011, Rn. 3.



on des Stroms aus erneuerbaren Energien in das Elektrizitätsversorgungssystem dienen.¹⁴⁹ Ausdrücklich ausgeschlossen als eine Form der Direktvermarktung ist die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien an Dritte, die den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen und den Strom nicht über ein Netz im Sinne des § 3 Nr. 7 EEG beziehen (§ 33a Abs. 2 EEG). Den Anlagenbetreibern steht es nach § 33f Abs. 1 EEG offen, anteilig auf die Vergütung nach § 16 EEG und die Direktvermarktung nach § 33a EEG oder anteilig auf verschiedene Formen der Direktvermarktung nach § 33b EEG zurückzugreifen. Daneben können sie immer zum ersten eines Monats zwischen der Vergütung nach § 16 EEG und den verschiedenen Formen der Direktvermarktung wechseln (§ 33d Abs. 1 EEG).

Gemäß der §§ 34 bis 36 EEG wird der nach § 16 EEG vergütete Strom von den Netzbetreibern an die vorgelegerten ÜNB weitergegeben und von diesen vergütet. Ein Ausgleich unter den ÜNB sorgt dafür, dass im Verhältnis jedem ÜNB die gleiche Kostenbelastung entsteht. Die ÜNB sind dann laut § 37 EEG verpflichtet, den nach § 16 EEG vergüteten Strom zu vermarkten. Der Differenzbetrag zwischen den am Markt erzielten Erlösen und den Aufwendungen für die Einspeisevergütung sowie die Marktprämie stellt die Kosten für die Förderung der erneuerbaren Energien im Rahmen des EEG dar. Diese Kosten werden auf die EVU übertragen, die Endkunden beliefern. Das geschieht auf die Weise, dass auf jede an einen Endkunden gelieferte Kilowattstunde Strom der Betrag aufgeschlagen wird, der zur Deckung der EEG-Lasten nötig ist. In der Praxis wird dieser als EEG-Umlage bezeichnete Betrag pro Kilowattstunde auf die Letztverbraucher umgewälzt. Teilweise ausgenommen von der EEG-Umlage ist Strom, der an stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen nach Maßgabe der §§ 41 bis 42 EEG geliefert wird, um „die Stromkosten dieser Unternehmen zu senken und so ihre internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten“ (§ 40 EEG). Die Kosten für diese Befreiung tragen die nicht von dieser Ausgleichsregelung betroffenen Stromkunden, für die sich die EEG-Umlage entsprechend erhöht.

2.3.2.3. Begriff des Speichers im EEG

Die Begriffsbestimmungen des § 3 EEG enthalten keine explizite Definition von Speichern. Lediglich der Begriff Speichergas wird unter § 3 Nr. 9a EEG legal definiert, hat aber in Bezug auf dezentrale Speicher und PV-Anlagen keinerlei Relevanz. Vielmehr sind alle Arten von Speichern als Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG zu sehen.¹⁵⁰ Denn als „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas gelten auch solche Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln“. Hierunter fallen

¹⁴⁹ Vgl. Lehnert 2012, 4.

¹⁵⁰ Vgl. Oschmann § 3EEG, Altrock/Oschmann/Theobald 2011, Rn. 36; Ekardt § 3EEG, Frenz/Müggenborg 2011, Rn. 9.



damit auch dezentrale Speicher wie Blei- oder Lithium-Ionen-Akkus, wie sie im Zusammenhang mit PV-Anlagen eingesetzt werden können.

Obwohl die Terminologie Speicher nicht in den Begriffsbestimmungen definiert wird, gibt es verschiedene Normen im EEG, die darauf zurückgreifen. Im Rahmen des § 16 Abs. 2 EEG zum Vergütungsanspruch wird der Begriff „Zwischenspeicher“ verwendet. In § 23 Abs. 6 EEG zur Vergütung von Wasserkraft ist die Rede von „Speicherkraftwerken“ und „Speichern“. In Bezug auf die Vermarktung des Stroms aus erneuerbaren Energien und die EEG-Umlage wird in § 37 Abs. 4 EEG die Begrifflichkeit „elektrischer, chemischer, mechanischer oder physikalischer Stromspeicher“ benutzt.

3 Analyse

3.1. Technische Potentiale

In diesem Analysekapitel werden die technischen Potentiale dezentraler Speicher, die an PV-Anlagen gekoppelt sind, hinsichtlich ihres Beitrags zur Systemintegration untersucht. Die bedarfsgerechte Bereitstellung von PV-Strom wird anhand der Erhöhung des Eigenverbrauchs festgemacht. Die Auswirkungen auf die Netzintegration werden mit Hilfe der Kriterien Spannungsanhebung, Belastung des Ortsnetztransformators, Netzverluste und Spannungsasymmetrien analysiert.

3.1.1. Erhöhung des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Eigenverbrauch als Maß für eine lokale bedarfsgerechte Bereitstellung von PV-Strom gesehen. Denn der Eigenverbrauch beschreibt das Verhältnis von selbst verbrauchtem PV-Strom zum gesamt erzeugten PV-Strom pro Jahr. Anhand des Eigenverbrauchs kann folglich nachvollzogen werden, wie hoch die Anteile des selbst verbrauchten und des in das Netz eingespeisten PV-Stroms sind. Der Autarkiegrad hingegen gibt das Verhältnis von selbst verbrauchtem PV-Strom zum Jahresstromverbrauch an. Eine Erhöhung des Autarkiegrades bedeutet also, dass ein erhöhter Anteil des jährlichen Stromverbrauchs mit Strom aus der eigenen PV-Anlage gedeckt werden kann. Da gleichzeitig weniger Strom von einem Stromversorgungsunternehmen bezogen werden muss, werden die Strombezugskosten reduziert. Damit ein Speichersystem aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist, müssen die über die Lebensdauer des Speichersystems kumulierten gesparten Strombezugskosten höher sein als die Kosten für die Installation und den Betrieb des Speichersystems.



Es wurden neun Studien und Projekte identifiziert, in deren Rahmen der Einfluss dezentraler Speicher auf den Eigenverbrauch und zum Teil auf den Autarkiegrad von privaten Haushalten mit einer PV-Anlage untersucht wurde. In die Analyse konnten jedoch nur sechs der neun Studien und Projekte eingehen, da in drei Fällen keine Veröffentlichungen mit geeigneten Daten vorliegen. Eine Übersicht der Studien und Projekte lässt sich Tabelle 3 entnehmen.

Tabelle 3: Studien und Projekte zur Eigenverbrauchserhöhung mit dezentralen Speichern

| Bezeichnung | Beschreibung |
|---|--|
| Feldversuch des Wechselrichterherstellers SMA ¹⁵¹ | Untersuchung dreier Haushalte mit 6,9 kWh-Bleiakkus, wovon 3,5 kWh genutzt werden: 1. 4650 kWh/a Stromverbrauch; 3,2 kWp-PV-Anlage 2. 5600 kWh/a Stromverbrauch; 9,4 kWp-PV-Anlage 3. 6500 kWh/a Stromverbrauch; 13,3 kWp-PV-Anlage |
| Feldversuch im Rahmen des Sol-Ion-Projekts ¹⁵² | 20 Haushalte mit einem Stromverbrauch zwischen 3500 kWh/a und 4500 kWh/a wurden mit 6 kWh-großen Lithium-Ionen-Akkus ausgestattet. Die PV-Anlagengröße variiert zwischen 3 und 15 kWp. |
| Simulation im Rahmen des Erfahrungsberichts zum EEG - Solare Strahlungsenergie ¹⁵³ | Simulation mit folgenden Variablen: Stromverbrauch in kWh/a: 4000 PV-Anlagengröße in kWp: 5 Speichergröße in kWh: 10 |
| Simulation des IÖW ¹⁵⁴ | Simulation mit folgenden Variablen: Stromverbrauch in kWh/a: 4500, 3000, 2600, 1700 PV-Anlagengröße in kWp: 3, 4, 5 Speichergröße in kWh: 2,5; 5; 7,5; 10; 15 Verbrauchsszenarios: Status Quo, systematische Optimierung, smarte Optimierung |
| Simulation des ISEA der RWTH Aachen ¹⁵⁵ | Simulation mit folgenden Variablen: Stromverbrauch in kWh/a: 2800, 4000, 6000 PV-Anlagengröße in kWp: 2, 5, 8 Speichergröße in kWh: 2, 4, 6 |
| Simulation des Wechselrichterherstellers SMA ¹⁵⁶ | Simulation mit folgenden Variablen: Stromverbrauch in kWh/a: 4900 PV-Anlagengröße in kWp: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 Speichergröße in kWh: 3,4; 6,7 |

¹⁵¹ Rothert et al. 2012.

¹⁵² Schmiegel 2012.

¹⁵³ BMU 2011, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_solare_strahlung_bf.pdf - 21.11.2012.

¹⁵⁴ Bost/Hirschl/Aretz 2011, http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf - 03.12.2012.

¹⁵⁵ Sauer et al. 2011, http://www.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-D31AB3DA-2C87D011/fronius_deutschland/Speicherstudie_RWTH_Bericht_264496_snapshot.pdf - 17.01.2013.

¹⁵⁶ Blanz/Rothert/Wachenfeld 2010, http://files.sma.de/dl/1376/Staffelstein_2010.pdf - 17.01.2013.



| | |
|--|--|
| Feldversuch im Rahmen des E-Energy-Projekts MeRegio ¹⁵⁷ | Keine Berücksichtigung in der Analyse, da keine Daten vorhanden sind. |
| Feldversuch mit der "MagicBox" ¹⁵⁸ | Keine Berücksichtigung in der Analyse, da nur Daten zu einer Woche vorhanden sind. |
| Simulation der TU Darmstadt ¹⁵⁹ | Keine Berücksichtigung in der Analyse, da nur unzureichende Daten verfügbar sind. |

3.1.1.1. Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade ohne Speichereinsatz

Wie bereits erwähnt, sind die PV-Anlagengröße und der Jahresstromverbrauch zwei zentrale Variablen bei der Bestimmung der Eigenverbrauchsquote und des Autarkiegrades eines Haushalts. Weil in den der Analyse zugrunde liegenden Arbeiten unterschiedliche Kombinationen aus PV-Anlagengröße und Jahresstromverbrauch untersucht wurden, werden die Fälle für beide Variablen gruppiert.

Der Jahresstromverbrauch pro Haushalt wird dabei folgendermaßen eingeteilt:

- < 3000 kWh/a entspricht einem geringen,
- ≥ 3000 kWh/a und ≤ 5000 kWh/a entspricht einem mittleren und
- > 5000 kWh/a entspricht einem hohen Jahresstromverbrauch.

Bezüglich der PV-Anlagengröße gelten Anlagen mit einer Leistung von

- < 5 kWp als kleine,
- ≥ 5 kWp und ≤ 10 kWp als mittlere und
- > 10 kWp als große Anlagen.

Auf diese Weise entstehen neun Gruppen, denen die in den Studien untersuchten Kombinationen aus PV-Anlagengröße und Jahresstromverbrauch zugeordnet werden. Für jede der neun Gruppen kann eine durchschnittliche Eigenverbrauchsquote und ein durchschnittlicher Autarkiegrad berechnet werden.

- *Gering-klein*: Bei einem geringen Jahresstromverbrauch und einer kleinen PV-Anlage können 25,6% des erzeugten Stroms selbst verbraucht werden. Gleichzeitig können mit Hilfe der PV-Anlage 25,3% des Jahresstrombedarfes gedeckt werden.
- *Mittel-klein*: Bei einem mittleren Jahresstromverbrauch in Kombination mit einer kleinen PV-Anlage ist es möglich, 19,0% des PV-Stroms selbst zu nutzen. Der Autarkiegrad liegt bei 30,2%.

¹⁵⁷ Siehe <http://www.meregio.de/index.php?page=loesung-phasedrei>

¹⁵⁸ Castillo-Cagigal et al. 2011.

¹⁵⁹ Weidner et al. 2011, <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1901398.pdf> - 27.11.2012.



- *Hoch-klein*: Ein hoher jährlicher Stromverbrauch zusammen mit einer kleinen PV-Anlage wurde in keiner der Studien untersucht.
- *Mittel-klein*: Liegt ein mittlerer jährlicher Strombedarf vor und befindet sich eine kleine PV-Anlage auf dem Dach, können von dem erzeugten Strom 43,5% im Haushalt verbraucht werden. Mit dem selbst verbrauchten Strom sind 22,7% des Jahresstromverbrauchs zu decken.
- *Mittel-mittel*: Die Kombination aus einem mittleren Jahresstromverbrauch und einer mittelgroßen PV-Anlage ergibt eine Eigenverbrauchsquote von 25,0% und ein Autarkiegrad von 25,7%.
- *Mittel-groß*: Ist der Jahresstromverbrauch mittel und die PV-Anlage groß, können 17,7% des erzeugten PV-Stroms selbst genutzt werden und der jährliche Strombedarf kann zu 24,3% gedeckt werden.
- *Hoch-klein*: Für den Fall, dass der jährliche Stromverbrauch hoch und die PV-Anlage klein ist, können 86,6% des selbst erzeugten Stroms auch selbst genutzt werden. Für die Berechnung des entsprechenden Autarkiegrades liegen die notwendigen Daten nicht vor.
- *Hoch-mittel*: Ein hoher Jahresstromverbrauch kombiniert mit einer mittelgroßen PV-Anlage führt im Durchschnitt zu einer Eigenverbrauchsquote von 36,3% und einem Autarkiegrad von 40,0%.
- *Hoch-groß*: Liegen sowohl ein hoher Jahresstromverbrauch als auch eine große PV-Anlage vor, ist es möglich, 15,3% des von der PV-Anlage generierten Stroms selbst zu verbrauchen und damit 31,0% des Jahresstrombedarfs zu decken.

Der durchschnittliche Eigenverbrauch aller Fälle aus allen betrachteten Studien liegt bei 30,5%, der durchschnittliche Autarkiegrad bei 26,2%. Die Schwankungen, die sich aufgrund der unterschiedlichen PV-Anlagengrößen und Jahresstromverbräuche ergeben, sind erheblich. Während bei einem hohen Jahresstromverbrauch und einer kleinen PV-Anlage eine Eigenverbrauchsquote von 86,6% erreicht werden kann, liefert ein hoher Jahresstromverbrauch in Kombination mit einer großen PV-Anlage lediglich eine Eigenverbrauchsquote von 15,3%. Der Autarkiegrad hingegen schwankt nur zwischen 22,7% (*mittel-mittel*) und 40% (*hoch-mittel*). Es gilt dabei zu berücksichtigen, dass für den Autarkiegrad deutlich weniger Daten vorliegen als für den Eigenverbrauch.

Ein weiterer wichtiger Faktor, der den Eigenverbrauch und den Autarkiegrad beeinflusst, ist das Verbraucherverhalten. Es variiert zwischen den PV-Anlagenbetreibern, sodass es auch bei gleichem Jahresstromverbrauch und gleicher PV-Anlagengröße zu unterschiedlichen Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegraden kommen kann. Ergebnisse vom Sol-Ion-Feldversuch zeigen, dass die Eigenverbrauchsquote von Haushalten



mit einem Jahresstromverbrauch von 3500 kWh bis 4500 kWh und einer 7 kWp-PV-Anlage zwischen 16% und 31% und der Autarkiegrad zwischen 17% und 27% schwanken kann.¹⁶⁰

Bost et al. haben mit Hilfe von Simulationen untersucht, inwiefern ein lokales Lastmanagement, also eine bewusste und gezielte Verhaltensänderung, zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades führen kann. Dabei wurde zwischen einer systematischen Optimierung und einer smarten Optimierung unterschieden. Im ersten Fall wird die Nutzung energieintensiver Verbraucher mittels verändertem Nutzungsverhalten oder bei Abwesenheit auch mit Zeitschaltuhren in den Zeitraum zwischen 11:00 Uhr und 16:00 Uhr gelegt. Die Lastverschiebung findet pauschal innerhalb eines Tages unabhängig von der tatsächlichen Stromerzeugungssituation statt. Bei der smarten Optimierung wird zusätzlich die prognostizierte Erzeugungslage der nächsten Tage auf der Grundlage von Erzeugungs- bzw. Solarstrahlungsprognosen berücksichtigt. Die Nutzung energieintensiver Verbraucher wird um bis zu drei Tage verschoben, wenn innerhalb dieser Zeitspanne deutlich höhere Erträge zu erwarten sind. Mit Hilfe der systematischen Optimierung ist es möglich, den Eigenverbrauch um durchschnittlich 4,4 Prozentpunkte und den Autarkiegrad um durchschnittlich 4,8 Prozentpunkte zu erhöhen. Relativ gesehen bedeutet das eine Erhöhung um ca. 20%. Die smarte Optimierung erlaubt eine deutlichere Erhöhung des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades. Der Eigenverbrauch kann durchschnittlich um 9,9 Prozentpunkte und der Autarkiegrad um durchschnittlich 7,6 Prozentpunkte erhöht werden. Dies entspricht relativen Steigerungen des Eigenverbrauchs und Autarkiegrades um knapp 50% bzw. 30%.¹⁶¹

In einem besonderen Maße eignen sich Strom-Wärme-Anwendungen für ein lokales Lastmanagement, weil sie im Vergleich zu anderen Haushaltslasten einen hohen elektrischen Leistungsbezug aufweisen und die Möglichkeit zu einer zeitlichen Trennung von elektrischem und thermischem Lastbedarf durch den Einsatz thermischer Speicher bieten.¹⁶² Im Rahmen des Erfahrungsberichts zum EEG zur solaren Strahlungsenergie wurde der Einfluss einer Wärmepumpe auf den Eigenverbrauch und den Autarkiegrad eines Einfamilienhauses untersucht. Dabei wurden drei verschiedene Betriebsmodi der Wärmepumpe unterschieden. Die rein temperaturabhängige Steuerung der Wärmepumpe führt dazu, dass der Eigenverbrauch von 30% (ohne Einsatz einer Wärmepumpe) auf 44% gesteigert werden kann. Der Einsatz einer Zeitschaltuhr, die dafür sorgt, dass die thermischen Speicher unabhängig von den Wetterverhältnissen ab 12 Uhr vollständig aufgeladen werden, resultiert in einem Eigenverbrauch von 55%. Für den Fall, dass eine dynamische Steuerung der Wärmepumpe in Abhängigkeit der aktuellen Last- und Erzeugungssituation vonstattengeht, kann der

¹⁶⁰ Vgl. Schmiegel 2012, 71.

¹⁶¹ Vgl. Bost/Hirschl/Aretz 2011, 32, http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf - 03.12.2012.

¹⁶² Vgl. BMU 2011, 152, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_solare_strahlung_bf.pdf - 21.11.2012.



Eigenverbrauch auf 67% erhöht werden. Auf den Autarkiegrad, der ohne Wärmepumpe bei 34% liegt, hat der Einsatz einer Wärmepumpe allerdings negative Effekte, da sich der Jahresstromverbrauch im Vergleich zur Referenz ohne Wärmepumpe mehr als verdoppelt. Der Autarkiegrad sinkt im ersten Fall auf 20%, im zweiten Fall auf 25% und im dritten Fall auf 33%.¹⁶³ Eine potentielle Kostenersparnis ergibt sich für den Anlagenbetreiber trotzdem. Indem der eigenproduzierte PV-Strom für das Heizen über die Wärmepumpe genutzt wird, werden die Bezugskosten für Gas oder Öl substituiert.

3.1.1.2. Erhöhung des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades durch dezentrale Speicher

Nachdem im vorherigen Kapitel Eigenverbräuche und Autarkiegrade vorgestellt wurden, die ohne dezentrale Speicher auftreten, werden nun Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade präsentiert, die durch einen Einsatz dezentraler Speicher erreicht werden können. Mit diesem Vergleich kann das Potential dezentraler Speicher bezüglich einer Eigenverbrauchs- und Autarkiegradsteigerung bestimmt werden.

Aufgrund der Tatsache, dass sich nicht nur die betrachteten Kombinationen aus PV-Anlagengröße und Jahresstromverbrauch zwischen den herangezogenen Studien unterscheiden, sondern auch die Kapazität des eingesetzten oder simulierten dezentralen Speichers, werden auch die unterschiedlich großen Speicher in Gruppen zusammengefasst und Durchschnittswerte gebildet. Die Speichergöße bezieht sich immer auf die tatsächlich für die Eigenverbrauchserhöhung genutzte Speicherkapazität.

Für die Kombination *gering-klein* gelten ein natürlicher durchschnittlicher Eigenverbrauch von 25,6% und ein Autarkiegrad von 25,3%. Mit Hilfe eines kleinen Speichers mit einer Kapazität zwischen 2 kWh und 2,5 kWh können diese Werte um 30,7 Prozentpunkte bzw. 40,1 Prozentpunkte erhöht werden. Damit ergeben sich eine Eigenverbrauchsquote von 56,3% und ein Autarkiegrad von 65,4%. Beträgt die Kapazität des Speichers 4 kWh - 5 kWh, können sowohl der Eigenverbrauch als auch der Autarkiegrad um jeweils weitere ca. 12 Prozentpunkte auf 68,7% bzw. 77,3% gesteigert werden. Der Einsatz eines 6 kWh bis 7,5 kWh großen Speichers bringt keinen großen zusätzlichen Zuwachs. Der Eigenverbrauch lässt sich auf 73,4% und der Autarkiegrad auf 80,2% erhöhen.

Betrachtet man die Kombination *gering-mittel*, liegt der natürliche Eigenverbrauch bei 19% und der Autarkiegrad bei 30,2%. Ein 2 kWh - 2,5 kWh großer Speicher ermöglicht es, den Eigenverbrauch auf 38% zu verdoppeln und den Autarkiegrad sogar auf 72,7% zu erhöhen. Ein doppelt so großer Speicher mit 4 kWh - 5 kWh Kapazität erlaubt einen Eigenverbrauch von 46,9% und einen Autarkiegrad von 85,4%. Ein noch größe-

¹⁶³ Vgl. a. a. O., S. 152 f.



rer Speicher mit einer Kapazität von 6 kWh - 7,5 kWh bringt erneut nur eine geringe weitere Erhöhung. Der Eigenverbrauch beträgt dann 49,8% und der Autarkiegrad 89,6%.

In Hinblick auf die Kombination *mittel-klein* lassen sich Eigenverbrauch und Autarkiegrad mit Hilfe von 3,5 kWh bis 5 kWh großen Speichern von 44,9% bzw. 23,2% auf 75,3% bzw. 56,1% steigern. In den Studien, bei denen 6 kWh und 7,5 kWh große Speicher betrachtet wurden, liegt der natürliche Eigenverbrauch im Durchschnitt nur bei 36,4%. Der Autarkiegrad ohne Speicher ist mit 21,7% vergleichbar. Bei einem Einsatz der 6 kWh bis 7,5 kWh großen Speicher erhöhen sich die Werte auf 83,2% bzw. 59,7%.

Betrachtet man den Eigenverbrauch bezüglich der Kombination *mittel-mittel*, liegt dieser bei 25,3%. Mit Hilfe von Speichern, deren Kapazität zwischen 3,4 kWh und 5 kWh beträgt, kann dieser Wert auf 42,7% gesteigert werden. Werden größere Speicher im Bereich von 6 kWh bis 10 kWh eingesetzt, kann der Eigenverbrauch auf 58,9% angehoben werden. Beim Autarkiegrad tritt das Phänomen auf, dass der Einsatz kleinerer Speicher zu einer stärkeren Erhöhung führt als der Einsatz größerer Speicher. Der Grund dafür sind abweichende Annahmen und Methoden in den Studien. Während er bei den 3,4 kWh - 5 kWh großen Speichern von 25,4% auf 68,0% angehoben werden kann, erhöht er sich in Hinblick auf die größeren Speicher mit 6 kWh - 10 kWh nur von 25,8% auf 60,5%.

Hinsichtlich der Kombination *mittel-groß* wurden nur 6 kWh große Speicher betrachtet. Diese ermöglichen es, den Eigenverbrauch von 17,7% auf 40,0% und den Autarkiegrad von 24,3% auf 53,0% zu steigern.

Die Kombination *hoch-klein* erlaubt nur eine geringe Steigerung des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades. Der Eigenverbrauch ohne Speicher ist bereits mit 86,6% sehr hoch. Das liegt zum einen an der Kombination eines hohen Jahresstromverbrauchs mit einer kleinen PV-Anlage und zum anderen daran, dass in der Studie, aus der diese Werte entnommen wurden, grundsätzlich die höchsten natürlichen Eigenverbrauchsquoten angenommen werden. Mit Hilfe eines 2 kWh-Speichers kann der Eigenverbrauch auf 96,1% und mit Hilfe eines 4 kWh- oder 6 kWh-Speichers auf 96,1% gesteigert werden. Für den Autarkiegrad liegen keine Daten vor.

In Bezug auf die Kombination *hoch-mittel* lässt sich sagen, dass auch hier nur relativ geringe Steigerungen des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades möglich sind. Der Einsatz eines 3,5 kWh bis 4 kWh großen Speichers bringt eine Erhöhung des Eigenverbrauchs von 36,3% auf 49,8% mit sich, während der Autarkiegrad von 40% auf 59,0% gesteigert werden kann.

Für die Kombination *hoch-groß* hat sich gezeigt, dass der Eigenverbrauch mit Hilfe eines 3,5 kWh großen Speichers von 15,3% auf 23,2% und der Autarkiegrad von 31,0% auf 47,0% erhöht werden können.

Die Ergebnisse machen deutlich, dass der Einsatz von dezentralen Speichern zu signifikanten Erhöhungen des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades führen kann. In allen Fällen, bei denen ein geringer Jah-



resstromverbrauch vorliegt, ist es möglich, die Eigenverbrauchsquote mindestens zu verdoppeln. Bei einem mittleren Jahresstromverbrauch können zumindest Erhöhungen um gut zwei Drittel erreicht werden. Bezüglich des Autarkiegrades sind mit zwei Ausnahmen mindestens Verdoppelungen und zum Teil sogar Vervielfachungen möglich. Da bei hohen Stromverbräuchen jeweils nur recht kleine Speicher in den Studien berücksichtigt wurden, liegen hier in der Regel nur relativ moderate Zuwächse im Bereich von 40% bis 50% vor. Außerdem kann festgehalten werden, dass Speicher viel deutlichere Steigerungen des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades zulassen als ein lokales Lastmanagement ohne Wärmepumpen. Kommt eine Wärmepumpe zum Einsatz, können je nach Fallbeispiel vergleichbare Eigenverbrauchsquoten wie beim Einsatz eines dezentralen Stromspeichers erreicht werden. Allerdings kann bei einem Lastmanagement unter Einbeziehung einer Wärmepumpe nicht der Autarkiegrad gesteigert werden.

Zusammenfassend kann geschlossen werden, dass dezentrale Speicher auf Basis von Blei- oder Lithium-Ionen-Akkus eine sehr effektive Methode sind, um den Eigenverbrauch und den Autarkiegrad von privaten Haushalten deutlich zu steigern. Damit sind dezentrale Speicher gut geeignet, eine bedarfsgerechte Bereitstellung des photovoltaisch erzeugten Stroms zu gewährleisten und somit zur Systemintegration der PV beizutragen. Ausnahmen sind Fälle, in denen bereits ein sehr hoher Eigenverbrauch vorliegt, weil die PV-Anlage im Verhältnis zum Jahresstrombedarf sehr klein ist. Hier kann der Eigenverbrauch durch Speicher nur sehr begrenzt erhöht werden. Weiterhin ist zu beachten, dass der Erhöhung des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades gewisse, den Jahreszeiten geschuldete, Grenzen gesetzt sind, die auch mit sehr großen Speichern im Bereich von 20 kWh nicht überwindbar sind.¹⁶⁴ In den einstrahlungsstarken Sommermonaten wird tendenziell mehr Strom erzeugt als verbraucht, was zu Lasten der Eigenverbrauchsquote geht. In strahlungsarmen und dafür lastintensiveren Wintermonaten reicht die Stromerzeugung auch bei großen Dachanlagen mit über 10 kWp nicht aus, um den Strombedarf annähernd zu decken. Prinzipiell gilt, dass in den Monaten April bis September zwar ca. 75% des Stroms erzeugt werden, aber nur ungefähr 40% des Stromverbrauchs stattfindet.¹⁶⁵ Ein Transfer von Energie aus dem Sommer in den Winter ist mit den hier diskutierten Speichern nicht möglich bzw. sinnvoll.

3.1.2. Einfluss dezentraler Speicher auf die Niederspannungsverteilstetze

In Kapitel 2.2.2.1 wurde aufgezeigt, dass PV-Anlagen Auswirkungen auf die Netze haben und in welcher Form sich diese bemerkbar machen. In diesem Kapitel soll untersucht werden, welchen Einfluss an PV-Anlagen gekoppelte dezentrale Speicher auf die Stromnetze haben, um so ihren Beitrag zur Netzintegration

¹⁶⁴ Vgl. Rothert et al. 2012.

¹⁶⁵ Vgl. ebd.



beurteilen zu können. Entsprechend der technischen Rahmenbedingungen für den Anschluss von PV-Anlagen sind die folgenden Aspekte bezüglich einer Netzbeeinflussung relevant:

- Symmetrie der Leistungsflüsse
- Spannungsanhebung
- Belastung der Betriebsmittel
- Erhöhung des Kurzschlussstroms
- Reaktion im Fehlerfall
- schaltbedingte Spannungsänderungen
- Abweichung vom sinusförmigen Verlauf der Spannung in Form von Flickern, Oberschwingungen und Zwischenharmonischen
- Wirkleistungsverlust im Netz¹⁶⁶

Dezentrale Speicher können elektrische Energie aufnehmen und abgeben, wodurch sie in der Lage sind, die Leistungsflüsse zwischen Haushaltsanschluss und Netz zu beeinflussen. Dies wirkt sich schließlich auf die Leistungsflüsse im Netz aus. Will man den Einfluss der dezentralen Speicher auf das Netz untersuchen, können folglich von den oben genannten Aspekten sinnvollerweise nur diese betrachtet werden, die aufgrund von Leistungsflüssen auftreten oder durch diese direkt beeinflussbar sind. Das sind die Symmetrie der Leistungsflüsse, die Spannungsanhebung, die Belastung der Betriebsmittel und die Wirkleistungsverluste im Netz.¹⁶⁷ Im Folgenden werden daher anhand von Studien die Auswirkungen dezentraler Speicher auf die Netzspannung, Transformatorbelastung, Netzverluste und Spannungsasymmetrien betrachtet.

3.1.2.1. Spannungsanhebung

Die Spannung im Netz wird durch die auftretenden Wirk- und Blindleistungsflüsse bestimmt. Deshalb ist es theoretisch möglich, Spannungsabweichungen im Netz mit Hilfe dezentraler Speicher entgegenzuwirken.¹⁶⁸ Dass das Einspeisen von Strom aus PV-Anlagen an einstrahlungsstarken Sommertagen vor allem in ländlichen Verteilnetzen zu unzulässigen Spannungsüberschreitungen führen kann, wurde bereits in Kapitel 2.2.2.1 verdeutlicht. An dieser Stelle soll deshalb der Frage nachgegangen werden, ob der Einsatz von dezentralen Speichern diese unzulässigen Spannungsüberschreitungen verhindern oder zumindest abschwächen kann.

¹⁶⁶ Vgl. BMU 2011, 311, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_solare_strahlung_bf.pdf - 21.11.2012.

¹⁶⁷ Vgl. ebd.

¹⁶⁸ Vgl. Braun et al. 2009, http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-A/publication/2009/2009_Braun_Etg_Solion.pdf - 02.10.2012.



Im Rahmen dieser Analyse kann auf drei Studien zurückgegriffen werden, die den Einfluss dezentraler Speicher, die zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden, auf die Netzspannung mit Hilfe von Simulationen untersucht haben. Der EEG-Erfahrungsbericht zur solaren Strahlungsenergie hat die Netzspannung in drei Typen von Verteilnetzen untersucht: Einfamilienhaus-Siedlung, Mehrfamilienhaus-Siedlung und ländliches Netz. Es wurde die Spannung am Netzknoten mit der maximalen Abweichung vom Nennwert bei steigender PV-Durchdringung im Netz betrachtet. Die Betrachtung des Netzes der Einfamilienhaus-Siedlung zeigt, dass mit steigender Durchdringung mit PV-Anlagen die Spannung steigt. Auch der spannungssenkende Effekt der dezentralen Speicher nimmt mit steigender Durchdringung und Speicherkapazität zu, fällt aber nichtsdestotrotz sehr gering aus. Bei einer 100%igen Durchdringung mit PV-Anlagen treten Überschreitungen der zulässigen Spannungserhöhung von 3% auf. Wird jede PV-Anlage mit einem Speichersystem ausgestattet, reichen sowohl der spannungsreduzierende Effekt eines 5 kWh-Speichers als auch der eines 10 kWh-Speichers nicht aus, um die unzulässigen Spannungsüberschreitungen zu verhindern. Im Verteilnetz der Mehrfamilienhaussiedlung fallen sowohl die Einflüsse der PV-Anlagen als auch der Speicher geringer aus. Die Gründe dafür sind die höhere Lastdichte und die im Verhältnis gesehen geringere PV-Leistung.

Im Modellnetz des ländlichen Siedlungstyps gibt es zusätzlich PV-Anlagen mit hohen Leistungen auf Gebäuden landwirtschaftlicher Betriebe. Diese großen PV-Anlagen wurden in den Simulationen mit deutlich größeren Speichern mit Kapazitäten von 100 kWh und 200 kWh ausgestattet. Es stellte sich heraus, dass bereits bei einer 50%igen Durchdringung mit PV-Anlagen die Spannungsgrenze von 3% deutlich überschritten wird. Ein Speichereinsatz ermöglicht zwar eine Verringerung der maximal auftretenden Spannung, allerdings nicht in dem Maß, dass die Spannungsgrenze eingehalten werden könnte. Auch anhand dieses Beispiels kann konstatiert werden, dass der Einfluss dezentraler Speicher auf die Spannung gering ist. Lediglich eine Tendenz zur Vergleichmäßigung der auftretenden Spannungen und eine leichte Reduktion der maximalen Spannung sind erkennbar.¹⁶⁹

Braun et al. haben bei ihren Simulationen Verteilnetze in Vorstädten und im ländlichen Raum untersucht. Dazu wurden drei Szenarien herangezogen: keine PV-Anlagen, der Anschluss von 5 kWp-PV-Anlagen an jedem Hausanschluss und der Anschluss von 5 kWp-PV-Anlagen mit einem 5,4 kWh-Speicher an jedem Hausanschluss. Die PV-Erzeugung betreffend wurden sonnige Sommertage, teilbewölkte Frühlingstage und bewölkte Wintertage unterschieden. Es wurde zwischen Wochentagen und Wochenende unterschieden, um den sich danach unterscheidenden Lastprofilen gerecht zu werden. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass aufgrund der begrenzten zur Verfügung stehenden Speicherkapazität, Spannungsabweichungen nur zeitwei-

¹⁶⁹ Vgl. BMU 2011, 156 ff, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_solare_strahlung_bf.pdf - 21.11.2012.



se reduziert werden können und dass die Speicher im ländlichen Netz nur einen marginalen Einfluss auf die Spannung des vom Ortsnetztransformator am weitesten entfernten Hausanschlusspunkt haben. Deutlich wird dies anhand der Zahlen in Tabelle 4. Hier wird die Spannungsabweichung vom Nennwert am vom Ortsnetztransformator am weitesten entfernten Hausanschlusspunkt als 95%-Perzentil angegeben.¹⁷⁰

Tabelle 4: Spannungsabweichungen am vom Ortsnetztransformator am weitesten entfernten Hausanschlusspunkt nach einer Untersuchung von Braun et al.¹⁷¹

| Art des Tages | | nur PV | PV + Speicher |
|----------------|------------|--------|------------------|
| sonniger | Wochentag | 8,97% | 8,48% |
| | Wochenende | 6,34% | 5,27% |
| teilbewölklter | Wochentag | 8,39% | 8,39% |
| Frühlingstag | Wochenende | 6,90% | 6,88% |
| | Wochentag | -0,99% | -0,99% |
| bewölklter | Wochentag | -0,99% | -0,99% |
| | Wochenende | -0,93% | -0,93% |

Bündenbender et al. haben im Zuge ihrer Untersuchungen die Spannung in den Verteilnetztypen ländliches Netz und Vorstadtnetz analysiert. Im ersten Netz sind 54 Häuser mit einer installierten PV-Leistung von 220 kWp auf einer Fläche von 0,4 km² angeschlossen. Im zweiten Netz befinden sich auf einer gleich großen Fläche 151 Häuser mit einer installierten PV-Leistung von 234 kWp. Es wurde die Woche mit den höchsten Einstrahlungswerten aus dem Jahr 1995 in Kassel simuliert und auf drei Szenarien angewendet: keine PV-Anlagen, die oben beschriebene Situation und ein Zukunftsszenario. Im Zukunftsszenario wurde bei 50% aller Haushalte ohne PV-Anlage eine 5 kWp-Anlage samt 5 kWh-Speichersystem installiert, wodurch sich im ländlichen Netz die PV-Leistung auf 320 kWp und im Vorstadtnetz auf 564 kWp erhöht. Bei einem jährlichen Wachstum der PV-Leistung von 9% wäre dieses Zukunftsszenario im ländlichen Netz 2014 und im Vorstadtnetz 2020 erreicht.

Die Ergebnisse der Simulation zeigen, dass die heute installierten PV-Anlagen die Spannung im Vergleich zur Referenz ohne PV-Anlagen deutlich ansteigen lassen. Am Punkt mit der höchsten Spannungsabweichung im Netz liegt die größte Spannungsabweichung bei ca. 2,5% und das 95%-Perzentil etwas unter 2%. Im ländlichen Netz ist die Spannungsabweichung etwas größer als im Vorstadtnetz. Im Zukunftsszenario beträgt die maximale Spannungsabweichung in beiden Netzen knapp 4% und das 95%-Perzentil liegt bei gut

¹⁷⁰ Vgl. Braun et al. 2009, http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-A/publication/2009/2009_Braun_Etg_Solion.pdf - 02.10.2012.

¹⁷¹ Vgl. ebd.



3% und damit über der zulässigen Spannungsabweichung.¹⁷² Der Speichereinsatz zur Eigenverbrauchsoptimierung kann also nicht verhindern, dass bei einem weiteren Ausbau der PV-Kapazitäten die zulässige Spannungsanhebung aufgrund von dezentraler Einspeisung überschritten wird. Ob und inwieweit die Speicher einen spannungssenkenden Effekt entfalten können, kann auf der Grundlage der Ergebnisse nicht bewertet werden, da kein weiterer Zubau ohne Speichereinsatz simuliert wurde, der als Referenz herangezogen werden könnte.

Auf der Basis der hier betrachteten drei Studien muss folglich festgehalten werden, dass dezentrale Speicher, die ausschließlich zur Eigenverbrauchserhöhung eingesetzt werden, keine signifikanten Beiträge zur Spannungshaltung im Netz leisten können. Wie Appen et al. schließen, können Speicher die auftretenden Spannungen zwar etwas vergleichmäßigen, aber die Höchstwerte bleiben weitgehend unverändert.¹⁷³

Damit dezentrale Speicher einen spannungssenkenden Effekt entfalten, müsste die Betriebsweise verändert werden. Es gibt Studien, die zeigen, dass dezentrale Speicher als effektive Maßnahme gegen Spannungsüberschreitungen in Niederspannungsverteilsnetzen eingesetzt werden können. Bodach kommt in seiner Dissertation zu dem Schluss, „dass ein Speichersystem im Niederspannungsnetz sehr gut geeignet ist, dezentrale fluktuierende Erzeuger in das Niederspannungsnetz zu integrieren“.¹⁷⁴ Dabei dient das Speichersystem als Puffer, der in Schwachlastzeiten überschüssige Energie aus den PV-Anlagen aufnimmt und bei entsprechender Leistungsnachfrage der Verbraucher wieder an das Netz abgibt. Durch die so erreichte Vergleichmäßigung des Lastflusses wird die Spannungsqualität verbessert. Die Arbeit zeigt außerdem, dass die Einflussnahme auf die Spannungshaltung im Netz bei dezentralen Speichern an jeder PV-Anlage deutlich besser ist, als wenn nur ein zentraler Speicher in der Mitte eines Netzstranges eingesetzt wird. Dafür ist bei der dezentralen Lösung die benötigte Speicherkapazität leicht höher und die Speichersteuerung anspruchsvoller. Es bieten sich drei Möglichkeiten der Speichersteuerung an. Erstens können die Speicher und dezentralen Erzeuger zu einem virtuellen Kraftwerk vernetzt werden und über die Vorgabe einer Sollspannung gesteuert werden. Zweitens könnte eine maximale Einspeiseleistung vorgegeben werden, die die Einspeisung vergleichmäßigt und somit unzulässige Spannungsanhebungen verhindert, aber keine aktive Regelung zulässt. Drittens ist es denkbar, dass für jeden Speicher in Abhängigkeit von seiner Entfernung zum Ortsnetztransformator eine feste Sollspannung vorgegeben wird. Auf diese Weise ist keine informationstechnische Vernetzung nötig.¹⁷⁵ Wie viel Speicherkapazität zur Verfügung stehen muss, hängt in einem starken Maße von der

¹⁷² Vgl. Büdenbender et al. 2011, 116 ff.

¹⁷³ Vgl. Appen/Schmiegel/Braun 2012, http://www.voltwerk.com/fileadmin/user_upload/documents/docs/presse/Technical_papers/Impact_of_PV_storage_systems_on_low_voltage_grids.pdf - 28.01.2013.

¹⁷⁴ Bodach 2006, 101.

¹⁷⁵ Vgl. a. a. O., 92 f.



Netztypologie ab. Bodach hat Simulationen für das Netz einer Eigenheimsiedlung und einer Dorfmitte durchgeführt. In beiden Netzen speisen fünf PV-Anlagen mit einer Leistung von jeweils 10 kWp ein. In der Eigenheimsiedlung wird eine kumulierte Speicherkapazität von ca. 60 kWh benötigt, um eine Spannungsanhebung von mehr als 2% der Nennspannung zu verhindern, während für das Netz der Dorfmitte etwa die Hälfte ausreicht.¹⁷⁶

Auch die Simulation eines Niederspannungsnetzes der Gemeinde Freiamt hat das Potential von dezentralen Speichern zur Spannungshaltung bestätigt.¹⁷⁷ Wird in dem Netz eine Einspeisung von ca. 128 kW verteilt auf alle Knoten und eine minimale Last angenommen, ergeben sich Spannungsüberschreitungen. Indem jeder zweite Netzkunde mit einem dezentralen Speicher ausgestattet wurde, war es möglich, die Spannung auf die vorgegebene Sollspannung zu führen. Daher kommen die Autoren zu dem Schluss, „dass Speicher grundsätzlich zur Spannungshaltung im Niederspannungsnetz beitragen können“.¹⁷⁸

Igel et al. haben in einer einfachen Simulation den Einsatz dezentraler Speicher mit zwei anderen Ansätzen zur Spannungshaltung im Niederspannungsnetz verglichen. Das simulierte 400 V-Niederspannungsnetz besteht aus zwei Netzabgängen und einem Ortsnetztransformator mit einer Scheinleistung von 630 kVA. An einem Netzabgang ist eine PV-Anlage mit einer Scheinleistung von 50 kVA installiert, am anderen Netzabgang eine Verbraucherlast mit einer Scheinleistung von 30 kVA. Speist die PV-Anlage mit einem Verschiebungsfaktor¹⁷⁹ von $\cos \phi = 1$ ein, erhöht sich die Leiter-Erd-Spannung am Netzanschlusspunkt auf 103%. Am Ortsnetztransformator beträgt sie 99,9% und am unteren Netzabgang 97,8%. Eine Möglichkeit zur Spannungssenkung besteht über den Stufensteller am Ortsnetztransformator. Wird die Spannung hier um 2,5% auf 97,5% reduziert, ergibt sich am oberen Netzabgang eine Spannung von 100,6% und am unteren von 95,3%. Weiterhin ist eine Spannungsregelung durch Blindleistung denkbar. Dazu speist die PV-Anlage mit einem Verschiebungsfaktor von $\cos \phi = 0,95_{\text{untererregt}}$ ein. Die Spannung am Netzanschlusspunkt beträgt dann 102,4%, am Ortsnetztransformator 99,8% und beim Verbraucher am unteren Netzabgang 97,7%. Als letzte untersuchte Möglichkeit wird ein Akku mit einer Leistung von 30 kW an die PV-Anlage gekoppelt, so dass nur noch 20 kW über das Netz transportiert werden. Dadurch liegt die Spannung am Netzanschlusspunkt bei 101%, am Ortsnetztransformator bei 99,9% und beim Verbraucher am unteren Netzabgang bei 97,8%. Der Einsatz des dezentralen Speichers führt dazu, dass das Spannungsproblem direkt am Ort der Verursachung behoben wird und das restliche Niederspannungsnetz nicht beeinflusst wird. Außerdem hat die Speicherlösung den Vorteil, dass sowohl die Netzverluste als auch der Blindleistungsbedarf am gerings-

¹⁷⁶ Vgl. Bodach 2006, 88 f.

¹⁷⁷ Vgl. Weidner et al. 2011, 154 ff, <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1901398.pdf> - 27.11.2012.

¹⁷⁸ A. a. O., 157.

¹⁷⁹ Bei sinusförmig vorliegenden Strömen und Spannungen (bei Wechselstrom ist dies der Fall) wird der Betrag des Verhältnisses von Wirkleistung zu Scheinleistung als Verschiebungsfaktor bezeichnet.



ten sind. Im Vergleich zu den anderen beschriebenen Ansätzen können die Netzverluste um zwei Drittel und der Blindleistungsbedarf um mehr als die Hälfte vermindert werden.¹⁸⁰

Damit dezentrale Speicher, die zur Eigenverbrauchserhöhung eingesetzt werden, einen größeren Beitrag zur Netzstützung wie z. B. Spannungshaltung leisten können, wäre es notwendig, dass sie die mittägliche Einspeisespitze der PV reduzieren. Dazu müsste an einstrahlungsstarken Tagen die Ladeleistung reduziert werden, was technisch einfach umsetzbar ist.¹⁸¹ Grebe und Kever weisen in diesem Zusammenhang auf Ergebnisse aus einem Feldtest hin. Ein dezentraler Speicher mit einer Kapazität von 5,5 kWh wurde so betrieben, dass er nur beim Überschreiten einer Einspeiseleistung von 1,9 kW geladen wurde. Der auf diese Weise betriebene Speicher ermöglicht eine Eigenverbrauchssteigerung wie herkömmlich betriebene Speicher, kann aber die Dynamik der Netzaustauschleistung deutlich reduzieren und führt zu wesentlich kleineren Maximalwerten. Eine elementare Bedingung für den Erfolg dieser Betriebsweise ist eine zuverlässige PV-Erzeugungsprognose, die gewährleistet, dass der Speicher auch bei einem wechselhaften Einstrahlungsverlauf vollständig geladen wird. Als fast ebenso bedeutsam werden Informationen über das zu erwartende Lastprofil des Haushalts und die zeitlich genaue Erfassung der Verbrauchsleistung gesehen.¹⁸²

Büdenbender et al. haben in ihrer Studie überprüft, inwiefern drei Anreiz geleitete Ansätze dazu geeignet sind, PV-Anlagen mit Hilfe dezentraler Speicher in das Netz zu integrieren. Die untersuchten Anreize sind eine Förderung des Eigenverbrauchs, eine Förderung des Eigenverbrauchs kombiniert mit zeitvariablen Strompreisen und eine Grundgebühr der Stromanbieter, die sich an der Höhe des maximalen Netzaustauschs orientiert. Beim ersten Ansatz zur Förderung des Eigenverbrauchs wird der Speicher geladen, sobald die PV-Erzeugung den Verbrauch übersteigt und entladen, sobald mehr Strom verbraucht als erzeugt wird. Bei zeitvariablen Strompreisen wird der Speicher genauso betrieben, mit der Ausnahme, dass das Entladen in Zeiten niedriger Strompreise unterbrochen wird und stattdessen der Strom aus dem Netz bezogen wird. Bei dem letzten Ansatz hingegen wird der dezentrale Speicher genutzt, um die Netzaustauschleistung möglichst zu vergleichmäßigen und damit ihren Maximalwert so klein wie möglich zu halten. Die Werte zur Spannung am Anschlusspunkt mit der größten Spannungsabweichung zeigen, dass lediglich die an den Netzaustausch gekoppelte Grundgebühr zu einer Reduktion der Spannung führt. Während für die beiden auf der Eigenverbrauchsförderung basierenden Ansätze die maximale Spannungserhöhung in beiden untersuchten Netztypen

¹⁸⁰ Vgl. Igel/Winternheimer/Löwen 2012, 51 ff, http://www.powerengs.de/_downloads/NetzregelungMitEnergiespeicherIm400VNetz.pdf - 27.11.2012.

¹⁸¹ Vgl. Rothert/Bukvic-Schäfer et al. 2012.

¹⁸² Vgl. Grebe/Kever 2012, <http://www.baulinks.de/webplugin/2012/0985.php4> (besucht am 28.11.2012).



bei über 3,5% und das 95%-Perzentil bei über 3% liegt, liegt der Maximalwert für den die Netzaustauschleistung betreffenden Anreiz bei 3,1% und das 95%-Perzentil bei ca. 2,7%.¹⁸³

Aus den hier vorgestellten Ergebnissen lässt sich schließen, dass dezentrale Speicher als effektives Mittel zur Spannungshaltung in Niederspannungsverteilsnetzen eingesetzt werden können. Im Gegensatz zur Spannungsregelung mit Blindleistung oder über den Stufensteller des Ortsnetztransformators kann mit Hilfe dezentraler Speicher das Spannungsproblem direkt am Ort der Verursachung behoben werden und es fallen sowohl die geringsten Wirkleistungsverluste als auch der geringste Blindleistungsbedarf an. Werden die dezentralen Speicher jedoch zum Zweck der Eigenverbrauchsmaximierung betrieben, sind die positiven Effekte auf die Spannung marginal, weil die Speicher an einstrahlungsstarken Tagen bereits vor der mittäglichen PV-Erzeugungsspitze vollständig geladen sind. Vielversprechender ist es, wenn die dezentralen Speicher dazu genutzt werden, die Netzaustauschleistung zu minimieren. Dann können die durch die PV-Einspeisung verursachten Spannungsanstiege im Netz sowohl im Durchschnitt als auch im Maximum gesenkt werden.

3.1.2.2. Belastung des Ortsnetztransformators

Eine Belastung des Ortsnetztransformators ergibt sich aufgrund von Leistungsflüssen aus dem Mittelspannungsnetz in das Niederspannungsverteilsnetz oder umgekehrt. Dezentrale Speicher können insofern die Transformatorbelastung beeinflussen, dass PV-Stromüberschüsse im Niederspannungsnetz gespeichert werden, anstatt sie in die übergeordnete Spannungsebene abzutransportieren. Dies bedingt auch, dass in Zeiten erhöhter Nachfrage, Strom aus den Speichern entnommen werden kann und nicht aus dem Mittelspannungsnetz bezogen werden muss.

Der Einfluss dezentraler Speicher auf die Belastung des Ortsnetztransformators wurde in drei Studien betrachtet. In allen Fällen wurden die Speicher zur Eigenverbrauchsmaximierung eingesetzt. Eine der drei Studien ist der EEG-Erfahrungsbericht zur solaren Strahlungsenergie. Die Rahmenbedingungen der Simulationen zur Transformatorbelastung sind identisch mit denen zur Spannungsanhebung und können in Kapitel 0 nachgelesen werden. Die Ergebnisse zu den Simulationen des Verteilsnetzes der Einfamilienhaus-Siedlung zeigen, dass bis zu einer 20%igen Durchdringung mit PV-Anlagen kaum Veränderungen der Transformatorbelastung auftreten. Die PV-Anlagen führen sogar zu einem leichten Absinken der Belastung. Erst ab einer 50%igen Durchdringung liegen die maximale Auslastung sowie das 95%-Perzentil über der Referenz ohne PV-Anlagen. Der Mittelwert ist in etwa vergleichbar. Durch den Einsatz dezentraler Speicher ist es möglich, das 95%-Perzentil und den Mittelwert um einige Prozentpunkte zu reduzieren, der Maximalwert bleibt hinge-

¹⁸³ Vgl. Büdenbender et al. 2011, 123 ff.



gen im Wesentlichen unverändert. Der Einsatz von 10 kWh-Speichern kann die Transformatorbelastung etwas stärker senken als der Einsatz von kleineren 5 kWh-Speichern. Bei einer Netzdurchdringung von 100% steigt die Transformatorbelastung von 42% auf 95%. Durch die dezentralen Speicher kann die maximale Transformatorbelastung um einige wenige Prozentpunkte vermindert werden. In Bezug auf das 95%-Perzentil und den Mittelwert zeigen sich deutlichere Einflüsse. Mit den 5 kWh-Speichern ist eine Reduktion des 95%-Perzentils von 60% auf 50% möglich, mit den 10 kWh-Speichern auf 40%. Der Mittelwert kann mit Hilfe der 10 kWh-Speicher von 18% auf 9% halbiert werden. Der Einsatz der 5 kWh-Speicher senkt den Mittelwert auf ca. 12% ab. Diese hier vorgestellten Ergebnisse für das Einfamilienhaus-Siedlungsnetz lassen sich quantitativ ebenfalls in den beiden weiteren untersuchten Modelltypen Mehrfamilienhaussiedlung und ländliches Netz beobachten.¹⁸⁴

Die Ergebnisse von Braun et al., auch hier kann eine kurze Beschreibung der Simulationsbedingungen Kapitel 0 entnommen werden, zeigen nur sehr geringe entlastende Effekte eines Speichereinsatzes in Hinblick auf die Transformatorbelastung. Die Höchstwerte des 95%-Perzentils für die Transformatorbelastung werden an teilbewölkten Werktagen im Frühling erreicht. Speisen an jedem Hausanschluss 5 kWp-PV-Anlagen ein, ergeben sich Transformatorbelastungen von 156% im ländlichen Netz und von 58% im Vorstadtnetz. Der Einsatz von 5,4 kWh großen Speichern an jeder PV-Anlage führt dazu, dass das 95%-Perzentil der Transformatorbelastung im ländlichen Netz auf 150% und im Vorstadtnetz auf 56% abgesenkt werden kann. Als Erklärung für die geringen Effekte geben die Autoren an, dass die dezentralen Speicher zur Eigenverbrauchsoptimierung ab morgens geladen werden, um den Strom dann in den Abendstunden nach Sonnenuntergang zu nutzen. Dadurch würde der Leistungsfluss aus dem Niederspannungsnetz in das Mittelspannungsnetz um gut drei Stunden verschoben. Bereits vor dem Mittag seien die Speicher aber vollständig geladen und daher nicht in der Lage, die mittägliche Erzeugungsspitze, die größtenteils in das Mittelspannungsnetz übertragen wird und die höchsten Transformatorauslastungen bedingt, zu reduzieren.¹⁸⁵

Nun stellt sich die Frage, warum im Zuge des Erfahrungsberichts das 95%-Perzentil der Transformatorbelastung mit Hilfe der dezentralen Speicher deutlich stärker gesenkt werden konnte als bei Braun et al. Zumindest einen Teil der Begründung liefern die Unterschiede bezüglich der Auswahl der simulierten Tage. Während beim Erfahrungsbericht die Werte für jeden Tag des Jahres simuliert wurden, wurden bei Braun et al. immer nur bestimmte Tage, wie z. B. teilbewölkte Frühlingserktag, betrachtet. Im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts werden daher Tage simuliert worden sein, an denen die Speicher die Mittagsspitze zu

¹⁸⁴ Vgl. BMU 2011, 157, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_solare_strahlung_bf.pdf - 21.11.2012.

¹⁸⁵ Vgl. Braun et al. 2009, http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-A/publication/2009/2009_Braun_Etg_Solion.pdf - 02.10.2012.



einem guten Teil aufnehmen können und so zu einer Entlastung der Transformatoren beitragen. Bei Braun et al. wurden dagegen ausschließlich solche Tage betrachtet, an denen das wie beschrieben nicht möglich ist. Auf der Grundlage der Studie von Büdenbender et al. kann wegen der betrachteten Szenarios keine Aussage zu dem Einfluss dezentraler Speicher auf die Belastung des Transformators gemacht werden. Es fehlt der Vergleich zwischen einem Speichereinsatz und keinem Speichereinsatz bei konstanten Rahmenbedingungen. Allerdings macht die Studie deutlich, dass auch in Bezug auf die Transformatorbelastung der Anreiz zur Senkung der Netzaustauschleistung im Vergleich zu den Anreizen zur Eigenverbrauchsmaximierung das eindeutig größere Potential aufweist. Während bei letzteren Ansätzen im ländlichen Netz eine maximale Transformatorbelastung von über 100% erreicht wird und das 95%-Perzentil bei ca. 80% liegt, erreichen die maximale Transformatorbelastung beim ersten Ansatz lediglich knapp 90% und das 95%-Perzentil etwas über 70%. In Bezug auf das Vorstadtnetz resultieren die Anreize zur Erhöhung des Eigenverbrauchs in einem Höchstwert der Transformatorbelastung von unter 70% und einem 95%-Perzentil von ca. 50%. Beim Anreiz zur Reduktion der Netzaustauschleistung beträgt der Höchstwert ca. 50% und das 95%-Perzentil ungefähr 40%.¹⁸⁶

Basierend auf den betrachteten Studien kann geschlossen werden, dass dezentrale Speicher, die zur Eigenverbrauchserhöhung eingesetzt werden, zu einer Entlastung des Ortsnetztransformators im durchschnittlichen Betrieb führen. Allerdings sind sie nicht in der Lage, eine Reduzierung der Maximalwerte herbeizuführen. Ein eventuell durch die PV-Einspeisung bedingter Transformatortausch kann mit Hilfe dezentraler Speicher also nicht vermieden werden. Dezentrale Speicher, die hingegen genutzt werden, um die Netzaustauschleistung möglichst gering zu halten, haben neben einer Entlastung des Transformators im durchschnittlichen Betrieb auch eine Reduzierung der maximalen Ortsnetztransformatorbelastung zur Folge.

3.1.2.3. Netzverluste

Wirkleistungsverluste sind eine Begleiterscheinung von Leistungsflüssen im Netz und treten im Besonderen bei der Umspannung in Transformatoren auf. Dezentrale Speicher können daher zu einer Verminderung der Netzverluste beitragen, wenn sie so eingesetzt werden, dass die Leistungsflüsse im Netz und der Stromtausch mit der übergeordneten Spannungsebene reduziert werden.

Braun et. al haben im Rahmen ihrer Simulation eines Niederspannungsverteilsnetzes den Einfluss dezentraler Speicher zur Eigenverbrauchserhöhung auf die Netzverluste evaluiert. Dabei hat sich gezeigt, dass eine hohe Durchdringung mit PV-Anlagen zu einer Zunahme der Netzverluste führt. Der Grund dafür ist die durch die hohe PV-Einspeisung verursachte hohe Belastung der Betriebsmittel. Durch den Einsatz dezentraler Speicher

¹⁸⁶ Vgl. Büdenbender et al. 2011, 117 f.



können Netzverluste reduziert werden, sind aber immer noch höher als in dem Referenzszenario ohne PV-Anlagen. In einer sonnigen Sommerwoche können die Netzverluste im ländlichen Netz aufgrund der dezentralen Speicher um 100,4 kWh, von 517,4 kWh auf 417,0 kWh, vermindert werden. In einer teilbewölkten Frühlingswoche können die Netzverluste um 143,9 kWh reduziert werden. Im Vorstadtnetz fallen die Reduzierungen etwas geringer aus. In einer Sommerwoche können Wirkleistungsverluste im Netz von 62,7 kWh vermieden werden und in einer Frühlingswoche von 86,9 kWh.¹⁸⁷ Der Einsatz dezentraler Speicher ist im Hinblick auf die Netzverluste folglich als durchweg positiv anzusehen.

3.1.2.4. Spannungsasymmetrien

Spannungsasymmetrien können aus dem Einspeisen mit einer Schiefelast resultieren. Eine ungleichmäßig über die drei Phasen verteilte PV-Einspeisung, wie sie z. B. bei der einphasigen Einspeisung vorliegt, kann deshalb zu Spannungsasymmetrien führen.

Appen et al. haben in einer Studie mit Hilfe von Netzsimulationen den Einfluss dezentraler Speichersysteme, die der Eigenverbrauchsoptimierung dienen, auf die Spannungssymmetrie untersucht. Dazu haben sie ein generisches und ein echtes Niederspannungsverteilstnetz simuliert und verschiedene Parameter variiert: Ob nur eine PV-Anlage vorliegt oder ob diese mit einem AC- oder DC-Speichersystem gekoppelt ist, die Leistung der PV-Anlage, die Akkugröße und ob alle PV-Anlagen auf der gleichen Phase einspeisen oder gleichmäßig auf die drei Phasen verteilt. Dabei stellte sich heraus, dass Spannungsasymmetrien mit steigender PV-Anlagenleistung und steigender Netzdurchdringung zunehmen und dezentrale Speicher grundsätzlich dazu beitragen, Spannungsasymmetrien zu reduzieren. Die Größe des Speichers hat einen positiven Effekt. Die besten Ergebnisse liefern DC-Speichersysteme und AC-Systeme, die den Eigenverbrauch auf allen drei Phasen decken können. Bei den AC-Systemen ist darauf zu achten, dass sie an der gleichen Phase wie die PV-Anlage angeschlossen sind. Ein Anschluss an unterschiedlichen Phasen würde nämlich Spannungsasymmetrien begünstigen, weil das Einspeisen auf einer Phase zu einer Spannungserhöhung führt, während das gleichzeitige Laden des Speichers zu einer Reduktion der Spannung auf einer anderen Phase führt. AC-Systeme, die den Eigenverbrauch nur auf der Phase decken, an die sie angeschlossen sind, haben nicht so positive Auswirkungen auf die Spannungssymmetrie wie DC-Speichersysteme und AC-Systeme, die den Eigenverbrauch auf drei Phasen bilanziell decken. Indem sie nur Lasten auf einer Phase bedienen, laden sie schneller auf und sind bereits dann vollständig geladen, wenn die PV-Erzeugung ihr Tagesmaximum erreicht und die größten Spannungsasymmetrien verursacht. Die Simulationen haben aber auch gezeigt, dass PV-Anlagen keine unzulässigen Spannungsasymmetrien verursachen, wenn sie gleichmäßig auf die Phasen

¹⁸⁷ Vgl. Braun et al. 2009, http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-A/publication/2009/2009_Braun_Etg_Solion.pdf - 02.10.2012.



verteilt angeschlossen werden, was in der Realität der Fall sein sollte.¹⁸⁸ Weiterhin ist zu beachten, dass gemäß der AR-VDE-4105 nur PV-Anlagensysteme mit einer Scheinleistung von bis zu 4,6 kVA einphasig einspeisen dürfen. Deshalb ist es zwar positiv, dass dezentrale Speicher zur Eigenverbrauchsoptimierung Spannungsasymmetrien im Netz entgegenwirken, allerdings scheint dies aufgrund der gängigen Anschlusspraxis nur eine geringe praktische Relevanz zu haben.

3.1.3. Fazit

Die Analyse der technischen Potentiale dezentraler Speicher hat gezeigt, dass dezentrale Speicher ein effektives Mittel zur Eigenverbrauchssteigerung und zur Erhöhung des Autarkiegrades sind. Damit tragen sie zu einer bedarfsgerechten Bereitstellung des PV-Stroms vor Ort bei und reduzieren die Menge an Strom, die bedarfsunabhängig in die Netze eingespeist wird. Die genaue Höhe der Steigerung hängt in einem hohen Maße von Faktoren wie der Größe bzw. dem Ertrag der PV-Anlage, dem Jahresstromverbrauch, dem Verbraucherverhalten und der Größe des Speichers ab. Der Beitrag zur Netzintegration ist in Bezug auf dezentrale Speicher, die zur Eigenverbrauchsmaximierung eingesetzt werden, zwiespältig. Auf der einen Seite führt ihr Einsatz zu einer Reduktion und Vergleichmäßigung der Spannung und Ortsnetztransformatorbelastung im durchschnittlichen Betrieb. Außerdem werden die Netzverluste reduziert und ein positiver Effekt auf die Spannungssymmetrie liegt vor. Auf der anderen Seite führt der Betrieb der dezentralen Speicher nicht dazu, dass die höchsten auftretenden Spannungen und Transformatorbelastungen signifikant gesenkt werden können. In der Regel lässt sich folglich ein Netzausbau, der aufgrund einer hohen Durchdringung mit PV-Anlagen nötig geworden ist, nicht durch den Einsatz dezentraler Speicher zur Eigenverbrauchsmaximierung vermeiden.

Um einen größeren Beitrag zur Netzintegration zu liefern, müssten die dezentralen Speicher anders betrieben, das heißt, nach anderen Kriterien geladen und entladen werden. Studien zeigen, dass dezentrale Speicher sehr effektiv zur Spannungshaltung eingesetzt werden können, wenn sich das Laden und Entladen an der Netzspannung orientiert. Eine Möglichkeit, den Eigenverbrauch zu erhöhen und gleichzeitig die Netze stärker zu entlasten, besteht darin, die Ladeleistung des Speichers an einstrahlungsstarken Tagen zu reduzieren. Dadurch kann die mittägliche Einspeisespitze der PV, die in den höchsten Spannungsabweichungen und Transformatorbelastungen resultiert, minimiert werden. Die maximal auftretenden Spannungen und Transformatorbelastungen können außerdem reduziert werden, indem die dezentralen Speicher so betrieben

¹⁸⁸ Vgl. Appen/Schmiegel/Braun 2012, http://www.voltwerk.com/fileadmin/user_upload/documents/docs/presse/Technical_papers/Impact_of_PV_storage_systems_on_low_voltage_grids.pdf - 28.01.2013.



werden, dass die maximale Netzaustauschleistung möglichst gering gehalten wird. Im Gegensatz zur Eigenverbrauchsmaximierung haben PV-Anlagenbetreiber jedoch keinen originären Anreiz, einen dezentralen Speicher gemäß den zuletzt angesprochenen Betriebsweisen zu betreiben

3.2. Rechtliche Analyse

Nachdem die technischen Potentiale dezentraler Speicher in Bezug auf eine Systemintegration der PV herausgestellt wurden, wird im Folgenden untersucht, inwiefern der Rechtsrahmen den Einsatz dezentraler Speicher im Zusammenhang mit PV-Anlagen fördert. Dazu werden mögliche Ansatzpunkte identifiziert, die den Einsatz dezentraler Speicher in Verbindung mit PV-Anlagen fördern könnten. Dabei handelt es sich um die direkte Förderung, die Förderung über den Eigenverbrauch, die Förderung über die Direktvermarktung, die Förderung über das Einspeisemanagement und die technischen Vorschriften sowie die Förderung über die Beschränkung der festen Einspeisevergütung. Die für diese Ansatzpunkte relevanten rechtlichen Normen werden im Hinblick auf ihre Förderwirkung bewertet. Außerdem wird beurteilt, inwiefern die Förderung der dezentralen Speicher zu einer System- und Marktintegration der PV beiträgt.

3.2.1. Direkte Förderung

In diesem Kapitel werden die Normen aus dem EEG und EnWG genauer betrachtet, die sich explizit auf Stromspeicher beziehen. Es handelt sich also um Regelungen, die Stromspeicher bzw. die Stromspeicherung direkt adressieren und unmittelbar zur Förderung eines Speichereinsatzes beitragen sollen.

3.2.1.1. Vergütung von zwischengespeichertem Strom nach § 16 Abs. 2 EEG

In den rechtlichen Grundlagen wurde bereits dargelegt, dass Netzbetreiber gemäß § 16 Abs. 1 EEG zu einer Mindestvergütung für den in ihre Netze eingespeisten und nach § 8 EEG tatsächlich abgenommenen Strom aus erneuerbaren Energien gegenüber den Anlagenbetreibern verpflichtet sind. Für den Strom aus PV-Dachanlagen sind diese Mindestvergütungen in § 32 Abs. 2 EEG angegeben, wobei die Verringerung nach § 20b EEG beachtet werden muss. In § 16 Abs. 2 EEG heißt es, dass diese Verpflichtung auch dann besteht, „wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist“. Ziel dieser Regelung ist die Förderung von Zwischenspeichertechniken, um das Stromangebot aus fluktuierenden erneuerbaren Energien besser der Stromnachfrage anpassen zu können.¹⁸⁹ Denn nur durch die Zwischenspeicherung von

¹⁸⁹ Vgl. Salje 2012 § 16 EEG, Rn. 44; Ekardt § 16 EEG, Frenz/Müggenbor 2011, Rn. 20.



Strom aus erneuerbaren Energien kann eine dauerhafte und vollständige Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien gewährleistet werden.¹⁹⁰

§ 16 Abs. 2 EEG ist im Zusammenhang mit der Begriffsdefinition der Anlage in § 3 Nr. 1 EEG zu sehen, die Speichereinrichtungen mit Erneuerbare-Energien-Anlagen gleichsetzt. Die Notwendigkeit der Regelung in § 16 Abs. 2 EEG ergibt sich, weil es sich bei dem aus Speichern eingespeisten Strom faktisch nicht mehr um Strom aus erneuerbaren Energien handelt. Denn zwecks Zwischenspeicherung wird die elektrische Energie in der Regel in andere Energieformen überführt. In einem Akku wird der Strom z. B. in Form von chemischer Energie gespeichert. Der einem Speicher entnommene Strom wird unmittelbar aus dieser umgewandelten Energie gewonnen und würde daher grundsätzlich nicht als Strom aus erneuerbaren Energien gelten. Es bestünde kein Vergütungsanspruch nach § 16 Abs. 1 EEG.¹⁹¹

Damit Strom aus erneuerbaren Energien als zwischengespeichert im Sinne von § 16 Abs. 2 EEG gilt und vergütungsfähig ist, muss der Strom direkt von der Erzeugungsanlage in einen Speicher geleitet werden, ohne dass der Strom dabei durch ein Netz im Sinne des § 3 Nr. 7 EEG geleitet wird.¹⁹² Bei dezentralen Speichern, die zusammen mit einer PV-Anlage eingesetzt werden, ist dies der Fall. Sowohl die PV-Anlage als auch der Speicher sind an den Haushaltsstromkreis angeschlossen, sodass der in der PV-Anlage erzeugte Strom direkt in den Speicher geleitet wird, ohne dass es zu einer Durchleitung durch das Netz zur allgemeinen Versorgung kommt.

Seit der Novellierung des Gesetzes zum 1. Januar 2012 wird in § 16 Abs. 2 Satz 2 EEG explizit betont, dass sich die Mindestvergütung nur auf die Strommenge bezieht, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird. Im Satz 3 wird hervorgehoben, dass die Vergütungshöhe für zwischengespeicherten Strom identisch mit der Vergütungshöhe für direkt aus der Erzeugungsanlage in das Netz eingespeisten Strom ist. Dies bedeutet zum einen, dass der Anlagen- und Speicherbetreiber die gesamten Umwandlungs- und Leitungsverluste zu tragen hat, die aufgrund der Zwischenspeicherung auftreten.¹⁹³ Diese Verluste sind nicht unerheblich. Für PV-Anlagenbetreiber kommen Blei- oder Lithium-Ionen-Akkus als dezentrale Speicher in Frage. Bleiakkus weisen Wirkungsgrade von 80% - 90% auf. Das heißt, dass mindestens 10% - 20% des produzierten und zwischengespeicherten Stroms verlorengehen und nicht vergütet werden. Kommen Lithium-Ionen-Akkus mit einem Wirkungsgrad von 90% - 95% zum Einsatz, gehen immerhin noch 5% - 10% des zwischengespeicherten Stroms verloren. Bei AC-Speichersystemen fallen noch weitere Verluste aufgrund der Umwandlung von Wechselstrom zu Gleichstrom vor der Speicherung und von Gleichstrom zu Wechselstrom

¹⁹⁰ Vgl. Lehnert § 16 EEG, Altrock/Oschmann/Theobald 2011, Rn. 38.

¹⁹¹ Vgl. a. a. O., Rn. 39.

¹⁹² Vgl. Salje 2012 § 16 EEG, Rn. 44.

¹⁹³ Vgl. a. a. O., Rn. 47.



nach der Speicherung an. Zum anderen hat diese Regelung zur Folge, dass die hohen Investitionskosten in den Stromspeicher allein dem Betreiber aufgebürdet werden. Es wäre durchaus denkbar, dass für zwischengespeicherten Strom höhere Mindestvergütungen gelten könnten als für direkt eingespeisten Strom, um Investitionen in Stromspeicher zu fördern. Im Ergebnis besteht deshalb ein negativer Anreiz zur Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien.¹⁹⁴

Der Betreiber eines PV-Speicher-Systems hat demzufolge keinen Anreiz, den erzeugten Strom vor der Einspeisung zwischenzuspeichern, da dies mit finanziellen Nachteilen in Höhe der Speicherverluste verbunden ist. Des Weiteren bietet die Regelung des § 16 Abs. 2 EEG auch keinerlei Anreize, überhaupt in einen Stromspeicher zu investieren, da zwischengespeicherter Strom nicht höher vergütet wird als direkt eingespeister Strom. Auf diesen Anreiz hat der Gesetzgeber jedoch bewusst verzichtet, da eine Zusatzvergütung für eventuelle Investitionen des Anlagenbetreibers in Zwischenspeichertechnologien ausdrücklich nicht gewollt ist.¹⁹⁵

Um der vom Gesetz intendierten Förderung von Stromspeichern nachzukommen, wären flankierende Fördermaßnahmen nötig. Diese könnten insbesondere aufgrund einer Rechtsverordnung nach § 64f Nr. 6 lit. a) EEG erlassen werden.¹⁹⁶ Denn demnach kann die Bundesregierung Rechtsverordnungen erlassen, die „zur weiteren Verbesserung der Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien [...] finanzielle Anreize an Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber [...] für eine verbesserte Markt-, System- oder Netzintegration von Strom aus erneuerbaren Energien [...], insbesondere für eine bedarfsgerechte Einspeisung von Strom, der nach § 16 vergütet oder nach § 33a direkt vermarktet wird“, setzen. Mit Hilfe einer Rechtsverordnung auf Grundlage von § 64f Nr. 6 lit. a) EEG könnten folglich finanzielle Anreize gesetzt werden, um die Förderung von Stromspeichern zu stützen.¹⁹⁷ Diese Fördermaßnahmen müssten zweierlei gewährleisten. Zum einen müssten sie einen Anreiz setzen, dass sich die hohen Investitionskosten für dezentrale Speicher für den Betreiber amortisieren. Zum anderen müssten sie über Preissignale einen Anreiz bieten, dass Speicher im Zusammenspiel mit Erzeugungsanlagen energiewirtschaftlich sinnvoll eingesetzt werden, sodass es in Zeiten eines Überangebots an Strom zur Einspeicherung kommt und in Zeiten einer Stromknappheit zur Auspeisung.¹⁹⁸ Auf diese Weise betriebene Speicher hätten positive Auswirkungen auf die Systemintegration der PV, weil sich die Bereitstellung des PV-Stroms am deutschlandweiten Strombedarf orientieren würde.

¹⁹⁴ Vgl. Lehnert § 16 EEG, Altrock/Oschmann/Theobald 2011, Rn. 41.

¹⁹⁵ Vgl. Gesetzesentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP vom 06.06.2011, BT-Drs. 17/6071, S. 66.

¹⁹⁶ Vgl. Lehnert § 16 EEG, Altrock/Oschmann/Theobald 2011, Rn. 42; Lehnert/Vollprecht 2012, 367.

¹⁹⁷ Vgl. Schomerus § 64f EEG, Rn. 18.

¹⁹⁸ Vgl. Lehnert § 16 EEG, Altrock/Oschmann/Theobald 2011, Rn. 42.



3.2.1.2. Befreiung von den Netzentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG

Netzentgelte werden von den ÜNB und VNB für die Durchleitung von Strom durch ihre Netze zu den Verbrauchern erhoben. Die konkreten Regelungen zu den Netzentgelten finden sich in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV).

Im Zusammenhang mit Stromspeichern gilt, dass für die Abgabe von Strom aus dem Speicher in das Netz keine Entgelte zu entrichten sind, da gemäß § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV die Einspeisung von elektrischer Energie in das Stromnetz im Allgemeinen nicht entgeltpflichtig ist. Die Entnahme von Strom aus dem Netz für Speichierzwecke stellt hingegen einen netzentgeltpflichtigen Letztverbrauch dar, wobei Stromspeicherbetreiber aufgrund ihres Beitrags zur Netzstabilität gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV oftmals nur ein vergünstigtes Netzentgelt zu zahlen haben.¹⁹⁹

Nach § 118 Abs. 6 Satz 1 i. V. m. Satz 3 EnWG werden neu errichtete Speicher unter bestimmten Voraussetzungen für die Dauer von 20 Jahren von den Netzentgelten hinsichtlich des Bezugs des zu speichernden Stroms befreit. Auch bestehende Pumpspeicherkraftwerke, deren Pump- oder Turbinenleistung um mindestens 15% und deren speicherbare Energiemenge um mindestens 5% erhöht wurden, sind gemäß § 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG für zehn Jahre von den Netzentgelten befreit, sofern sie durch das in Satz 4 beschriebene, netzdienliche Verhalten zur gewünschten Netzlastung beitragen.²⁰⁰

Im Zusammenhang mit PV-Anlagen und dezentralen Speichern sind die in § 118 Abs. 6 EnWG kodifizierten zeitlich befristeten Befreiungen von den Netzentgelten irrelevant. Denn ein elementares Merkmal von dezentralen Speichern ist, dass sie erzeuger- bzw. verbrauchernah betrieben werden. Der zu speichernde PV-Strom wird dementsprechend nicht über das Stromnetz zur allgemeinen Versorgung, sondern über das Hausnetz bezogen und ist folglich per se nicht netzentgeltpflichtig.

3.2.1.3. Befreiung von der EEG-Umlage nach § 37 Abs. 4 EEG

Die Kosten für die Förderung der erneuerbaren Energien werden in der Praxis von den Stromkunden über die EEG-Umlage getragen. Prinzipiell entfällt die EEG-Umlage nach § 37 Abs. 2 und Abs. 3 Satz 1 EEG auf jede an einen Endkunden gelieferte Kilowattstunde Strom. Es gibt die Auffassung, dass Stromspeicher als Letztverbraucher im Sinne dieser Norm anzusehen sind, weil der Strom in den meisten Fällen zur Speicherung in andere Energieformen überführt wird und insofern von dem Speicher genutzt wird.²⁰¹ Anders als bei den Netzentgelten bedeutet die Tatsache, dass der Strom bei dezentralen Speichern ohne Inanspruchnahme

¹⁹⁹ Vgl. Sailer 2012, 155.

²⁰⁰ Vgl. ebd.

²⁰¹ Vgl. Lehnert/Vollprecht 2012, 363.



eines Netzes für die allgemeine Versorgung im Sinne des § 3 Nr. 7 EEG von der Erzeugungsanlage zum Speicher transportiert wird, nicht, dass keine EEG-Umlage zu entrichten ist.²⁰²

Seit der rückwirkenden Novellierung des EEG zum 1. April 2012 legt der neugefasste § 37 Abs. 4 EEG fest, dass Strom, „der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen, oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird“, von der EEG-Umlage befreit ist, „wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird“. Möchte der PV-Anlagenbetreiber den im dezentralen Speicher zwischengespeicherten PV-Strom einspeisen, um die Einspeisevergütung nach § 16 Abs. 1 EEG in Anspruch zu nehmen, sind die Bedingungen der EEG-Umlagebefreiung nach § 37 Abs. 4 EEG erfüllt. Der Gesetzesbegründung folgend gilt die Befreiung von der EEG-Umlage auch für die auftretenden Speicherverluste.²⁰³

Diese Regelung ist analog zu der Netzentgeltbefreiung des § 118 Abs. 6 EnWG zu sehen.²⁰⁴ In beiden Fällen soll eine Schlechterstellung von zwischengespeichertem Strom gegenüber nicht gespeichertem Strom vermieden werden, indem eine Doppelbelastung durch Netzentgelte und EEG-Umlage auf die Speicherung und den eigentlichen Letztverbrauch verhindert wird.

3.2.1.4. Zwischenfazit

Über die hier diskutierten Regelungen findet keine Förderung von dezentralen Speichern im Zusammenhang mit PV-Anlagen statt. Die Norm des § 16 Abs. 2 EEG eröffnet lediglich die Möglichkeit der Vergütung von zwischengespeichertem Strom aus erneuerbaren Energien analog zur Direkteinspeisung, setzt aber keine Anreize für den Anlagenbetreiber, von dieser Möglichkeit Gebrauch zu machen. Denn sowohl die Investitionskosten für den Speicher als auch die Speicherverluste müssen vollständig vom Anlagenbetreiber getragen werden. Die Befreiung von der EEG-Umlage für den eingespeicherten Strom nach § 37 Abs. 4 EEG räumt lediglich zusätzliche Hindernisse für die Zwischenspeicherung aus dem Weg, kann aber dementsprechend keine Speicheranreize setzen. Die Befreiung von den Netzentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG ist für dezentrale Speicher irrelevant, da der Strom zur Speicherung nicht aus dem Netz zur allgemeinen Versorgung bezogen wird und somit von vornherein nicht netzentgeltpflichtig ist.

²⁰² Vgl. Lehnert/Vollprecht 2012, 364.

²⁰³ Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP vom 06.03.2012, BT-Drs. 17/8877, S. 23.

²⁰⁴ Vgl. Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BT-Drs. 17/9152 vom 28.03.2012, S. 11.



3.2.2. Förderung über den Eigenverbrauch

Die Analyse der technischen Potentiale hat gezeigt, dass dezentrale Speicher ein probates Mittel zur Eigenverbrauchserhöhung im Zusammenhang mit PV-Anlagen sind. An dieser Stelle wird geprüft, ob der bestehende Rechtsrahmen die nötigen Anreize für einen solchen Speichereinsatz zu setzen vermag.

Bis zur rückwirkenden Novellierung zum 1. April 2012 enthielt das EEG eine explizite Förderung des Eigenverbrauchs. Gemäß § 33 Abs. 2 EEG a. F. hatten Anlagenbetreiber einen Anspruch auf eine Vergütung für eigenverbrauchten Strom. Die Absenkungen der Vergütungssätze im Zuge der Novellierung führten dazu, dass die Vergütungen für Solarstrom seitdem selbst bei kleinen PV-Anlagen deutlich unter dem durchschnittlichen Haushaltstrompreis liegen. Deswegen wurde die explizite Eigenverbrauchsförderung des § 33 Abs. 2 EEG a. F. mit der Begründung, dass „die Nutzung von Solarstrom zur Deckung des Eigenbedarfs auch ohne besondere Anreize finanziell attraktiv“²⁰⁵ sei, ersatzlos gestrichen.

Dass der Eigenverbrauch von photovoltaisch erzeugtem Strom zulässig ist, ergibt sich aus § 16 Abs. 3 EEG, der Ausnahmen von dem sogenannten Andienungszwang des Anlagenbetreibers enthält. Grundsätzlich ist ein Anlagenbetreiber, der die Vergütung nach § 16 Abs. 1 EEG in Anspruch nimmt, dazu verpflichtet, den gesamten in seiner Anlage produzierten Strom dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Diese Vorschrift soll verhindern, dass Anlagenbetreiber ständig und beliebig zwischen einer Direktvermarktung und der festen Einspeisevergütung wechseln, um kurzfristige überdurchschnittlich hohe Strompreise auf dem Markt, die über der festen Einspeisevergütung liegen, auszunutzen.²⁰⁶ Stattdessen steht es den Anlagenbetreibern offen, auf eine Form der Direktvermarktung nach §§ 33a ff EEG zurückzugreifen. Ausnahmen vom Andienungszwang bestehen gemäß § 16 Abs. 3 EEG lediglich für den Eigenverbrauch und den Drittverbrauch, unter der Bedingung, dass der Verbrauch in „unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage“ stattfindet. Dieses normative Kriterium muss im Einzelfall unter Berücksichtigung der örtlichen Verhältnisse ausgelegt werden. Grundsätzlich liegt die unmittelbare räumliche Nähe vor, wenn Abnahmestelle und Anlagenstandort im selben Ort oder Stadtteil liegen und die Entfernung dazwischen nicht mehr als 1,5 km beträgt.²⁰⁷ Der Eigenverbrauch von Strom, der auf dem eigenen Hausdach photovoltaisch erzeugt wurde, erfüllt das Kriterium der unmittelbaren räumlichen Nähe. Dem Betreiber einer PV-Anlage ermöglicht die hier beschriebene Ausnahme folglich, eine beliebige Teilmenge des erzeugten Stroms selber zu verbrauchen und sich den überschüssigen Strom durch den Netzbetreiber vergüten zu lassen. Der finanzielle Anreiz zum Eigenverbrauch von PV-Strom ergibt sich daher aus der Differenz zwischen fester Einspeisevergütung und Haushaltstrompreis.

²⁰⁵ Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP vom 06.03.2012 BT-Drs. 17/8877, S. 21.

²⁰⁶ Vgl. Ekardt § 16 EEG, Frenz/Müggenborg 2011, Rn. 22.

²⁰⁷ Vgl. Salje 2012 § 16, Rn. 55.



Die Höhe der Vergütung für Strom aus PV-Dachanlagen ist in § 32 Abs. 2 EEG angegeben. Demnach beträgt die Vergütung für Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 10 kW 19,50 Cent/kWh und für Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 40 kW 18,50 Cent/kWh abzüglich der Verringerung nach § 20b EEG. Gemäß Absatz 1 verringern sich die Vergütungssätze ab dem 1. Mai 2012 monatlich um 1,0% gegenüber den Vergütungssätzen des Vormonats. Für die Monate November 2012, Dezember 2012 und Januar 2013 gilt gemäß § 20b Abs. 2 und 3 EEG ein neuer Prozentsatz, der sich anhand der Abweichung zwischen dem in § 20a Abs. 1 EEG genannten jährlichen Zubauziel für PV von 2500 MW bis 3500 MW und dem tatsächlichen Zubau zwischen dem 1. Juli 2012 und 30. September 2012 bestimmt. Da der Zubau im genannten Zeitraum laut der Bundesnetzagentur 1849,171 MW betrug,²⁰⁸ mit dem Faktor 4 multipliziert 7396,684 MW ergibt und damit das maximale Zubauziel von 3500 MW um mehr als 3000 MW, aber um weniger als 4000 MW überschreitet, erhöht sich die monatliche Absenkung gemäß § 20b Abs. 2 Nr. 4 EEG um 1,5% auf dann 2,5%. Dies hat die in der Tabelle 5 aufgelisteten Vergütungssätze zur Folge. Für die folgenden Quartale wird die Absenkung nach dem gleichen Prinzip gemäß § 20 Abs. 4 bis 9 EEG angepasst.

Tabelle 5: Vergütungshöhe für PV-Anlage im Sinne des § 32 Abs. 2 EEG

| Monat der Inbetriebnahme | Vergütungshöhe in Cent/kWh | |
|---------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|
| | PV-Anlagen bis 10 kW | PV-Anlagen bis 40 kW |
| April 2012 | 19,50 | 18,50 |
| Mai 2012 | 19,31 | 18,32 |
| Juni 2012 | 19,11 | 18,13 |
| Juli 2012 | 18,92 | 17,95 |
| August 2012 | 18,73 | 17,77 |
| September 2012 | 18,54 | 17,59 |
| Oktober 2012 | 18,36 | 17,42 |
| November 2012 | 17,90 | 16,98 |
| Dezember 2012 | 17,45 | 16,56 |
| Januar 2013 | 17,02 | 16,14 |

²⁰⁸ Bundesnetzagentur 2012, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_node.html - 02.01.2013.



Für eine im Dezember 2012 in Betrieb genommene PV-Anlage gilt also eine Vergütung von 17,45 Cent/kWh bzw. 16,56 Cent/kWh. Dem steht laut BDEW ein durchschnittlicher Strombezugspreis für Haushaltskunden von 25,74 Cent/kWh gegenüber,²⁰⁹ wodurch sich ein Kostenvorteil von ca. 8 Cent/kWh für den Eigenverbrauch gegenüber der Einspeisung ergibt. In seiner Beschlussempfehlung zum Gesetzgebungsverfahren im Rahmen der letzten EEG-Novelle erklärt der Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit des Bundestages, dass dieser Kostenvorteil einen „implizierten Speicherbonus“²¹⁰ darstelle.

Dieser Kostenvorteil von ca. 8 Cent/kWh gilt aber nur, wenn für den Eigenverbrauch keine Steuern und Abgaben anfallen. Dies könnten das Netzentgelt, die Konzessionsabgaben, die EEG-Umlage, die KWK-Umlage, die Stromsteuer und die Umsatzsteuer sein. Netzentgelte können von Netzbetreibern nur verlangt werden, wenn Strom über deren Netze bezogen wird. Die KWK-Umlage ist keine eigenständige Größe, sondern Bestandteil der Netzentgelte.²¹¹ Die Konzessionsabgabe ist gemäß § 48 EnWG ein Entgelt, das die Energieversorgungsunternehmen für die Benutzung öffentlicher Verkehrswege im Zuge der Verlegung und des Betriebs von Leitungen, die der Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet dienen, zu entrichten haben. Diese drei Kostengrößen fallen folglich nur an, wenn Strom über ein Netz zur allgemeinen Versorgung im Sinne von §§ 20 und 21 EnWG bezogen wird.²¹² Das ist beim hier betrachteten Eigenverbrauch nicht der Fall. Zur EEG-Umlage heißt es in § 37 Abs. 3 EEG, dass der Anspruch der ÜNB auf Zahlung der EEG-Umlage gegenüber Letztverbrauchern, die eine Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger betreiben und den erzeugten Strom selbst verbrauchen, entfällt. Als Bedingung gilt jedoch, dass der Strom nicht durch ein Netz im Sinne des § 3 Nr. 7 EEG geleitet wird oder der Strom im räumlichen Zusammenhang der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird. Diese Bedingungen werden beim hier angenommenen Eigenverbrauch erfüllt. Zur Stromsteuer ist § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG einschlägig. Dort ist festgelegt, dass „Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird“, von der Stromsteuer befreit ist. Demzufolge fällt für den Eigenverbrauch von photovoltaisch erzeugtem Strom keine Stromsteuer an. Der Betrieb einer netzgekoppelten PV-Anlage stellt grundsätzlich eine Unternehmung dar und unterliegt deshalb der Umsatzsteuer. Macht der Betreiber von der Kleinunternehmerregelung Gebrauch, ist er nicht umsatzsteuerpflichtig, kann aber auch nicht den Vorsteuerabzug für die Mehrwertsteuer auf die PV-Anlage

²⁰⁹ BDEW 2012, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/\\$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf) - 08.01.2013.

²¹⁰ Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom 28.03.2012, BT-Drs. 17/9152, S. 11.

²¹¹ Vgl. Sailer 2012, 156.

²¹² Lehnert/Vollprecht 2012, 364.



geltend machen. Sofern der PV-Anlagenbetreiber der Umsatzsteuer unterliegt, kann auch der selbst verbrauchte Strom unter Umständen umsatzsteuerpflichtig sein.²¹³ Allerdings wird die umsatzsteuerliche Behandlung des Eigenverbrauchs bezüglich nach dem 1. April 2012 in Betrieb genommenen PV-Anlagen anscheinend noch immer durch das Bundesfinanzministerium und die obersten Finanzbehörden der Länder geklärt.²¹⁴ Es könnte also durchaus sein, dass sich der Kostenvorteil von ca. 8 Cent/kWh aufgrund einer zu leistenden Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch vermindert.

Nun könnte es finanziell sinnvoll sein, dezentrale Speicher einzusetzen, um Eigenverbrauch sowie Autarkiegrad zu erhöhen und dadurch die Strombezugskosten zu reduzieren. Damit sich dies für einen PV-Anlagenbetreiber rechnet, müsste die aus dem Speichereinsatz resultierende Ersparnis der Strombezugskosten größer sein als die Investitionskosten in das dezentrale Speichersystem. Damit ein dezentrales Speichersystem ab dem Tag der Inbetriebnahme und nicht erst langfristig bei steigenden Strompreisen lukrativ ist, müssten die Kosten pro gespeicherter Kilowattstunde Strom unter 8 Cent liegen.

Das ist jedoch bei Weitem nicht der Fall, wie die folgende beispielhafte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt. Als Beispielhaushalt wurde aus den in Kapitel 3.1.1.2 herangezogenen Studien der Haushalt ausgewählt, bei dem durch einen Speichereinsatz der größte Effekt hinsichtlich einer Eigenverbrauchserhöhung erzielt werden konnte. Die genauen Parameter können Tabelle 6 entnommen werden. Die Studie, der der Beispielhaushalt entnommen wurde, zeichnet sich im Vergleich zu den anderen Studien durch einen deutlich geringeren natürlichen Eigenverbrauch und durch eine deutlich stärkere Eigenverbrauchserhöhung aufgrund der Zwischenspeicherung aus. Auch der Wirkungsgrad von 90% für die Zwischenspeicherung ist sehr hoch angesetzt.²¹⁵ Mit der Auswahl dieses Haushalts sind sehr günstige Annahmen für den Speichereinsatz verbunden, die gewährleisten, dass die errechneten Speicherkosten pro Kilowattstunde am unteren Rand des Möglichen angesiedelt sind. Als exemplarisches Speichersystem wird das *Sunny Backup Set M* von *SMA* betrachtet. Dies ist laut Firmenaussage das Standardprodukt für den Betrieb in Einfamilienhäusern.²¹⁶ Dieses AC-System arbeitet einphasig, kann aber bilanziell den Eigenverbrauch auf allen drei Phasen decken. Inklusive der erforderlichen Komponenten ist das System über *solarshop.net* für ca. 6250€ beziehbar.²¹⁷ Für einen Bleiakku mit einer Kapazität von 5 kWh und einer Zyklenzahl von 2500 bei einer Entladungstiefe von 50%

²¹³ Vgl. Die Bundesregierung 2012, 10, http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/marktintegrationsmodell_bf.pdf - 17.01.2013.

²¹⁴ Vgl. ebd.; Jung 2012, http://www.sfv.de/artikel/umsatzsteuerliche_behandlung_bei_solarstrom-eigenverbrauch.htm - 13.12.2012.

²¹⁵ Vgl. Rother et al. 2012.

²¹⁶ Diese Information basiert auf einem Telefongespräch mit einer SMA-Mitarbeiterin vom 22.01.2013.

²¹⁷ Siehe http://www.solarshop.net/product_info.php?products_id=4864



fallen weitere ca. 1300€ an.²¹⁸ Für die Eigenverbrauchserhöhung werden folglich nur 2,5 kWh genutzt. Es wird die optimistische Annahme getroffen, dass der Akku erst nach einer Betriebsdauer von zehn Jahren ausgetauscht werden muss. Demzufolge ergeben sich für ein Speichersystem mit 2,5 kWh nutzbarer Speicherkapazität Investitionskosten von 8850€ für einen Betriebszeitraum von 20 Jahren. Ein Speichersystem mit 5 kWh nutzbarer Speicherkapazität (10 kWh insgesamt) würde entsprechend 11450€ und eins mit 7,5 kWh (15 kWh insgesamt) 14050€ kosten. Versand- und Installationskosten sind in diesen Preisen nicht enthalten. Auch laufende Kosten, die bspw. durch einen erhöhten Stromverbrauch auftreten, sind nicht berücksichtigt. Obwohl bezüglich des Speichersystems die größtmögliche Eigenverbrauchserhöhung bei möglichst geringen Investitionskosten angenommen wurde, betragen die Speicherkosten 40 Cent/kWh für den kleinen, und jeweils 32 Cent/kWh für den mittleren und den großen Speicher. Der derzeitige Kostenvorteil des Eigenverbrauchs gegenüber der Einspeisung beträgt allerdings nur ca. 8 Cent, möglicherweise abzüglich der Umsatzsteuer. Damit sich die Speichersysteme mit 5 kWh und 7,5 kWh nutzbarer Speicherkapazität unter den hier beschriebenen Annahmen über 20 Jahre amortisieren, müsste der Strompreis für Haushaltskunden jährlich um ca. 6,5% steigen. Das gilt aber auch nur, wenn der dezentrale Speicher mit Eigenkapital finanziert wurde und somit keine Kreditkosten anfallen.

Tabelle 6: Parameter des Beispielhaushalts

| Nutzbare Speicherkapazität [kWh] | Stromverbrauch [kWh/a] | PV-Strom-Erzeugung [kWh/a] | Eigenverbrauch ohne Speicher [kWh/a] | Eigenverbrauchserhöhung [kWh/a] | Eigenverbrauch mit Speicher [kWh/a] |
|----------------------------------|------------------------|----------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|
| 2,5 | 4519 | 4500 | 1085 (24,1%) | 1098 (24,4%) | 2183 (48,5%) |
| 5 | 4519 | 4500 | 1085 (24,1%) | 1778 (39,5%) | 2862 (63,6%) |
| 7,5 | 4519 | 4500 | 1085 (24,1%) | 2219 (49,3%) | 3303 (73,4%) |

3.2.2.1. Zwischenfazit

Das EEG hält PV-Anlagenbetreibern die Möglichkeit offen, eine beliebige Menge des erzeugten PV-Stroms selbst zu verbrauchen und die überschüssige Menge zwecks Inanspruchnahme der Einspeisevergütung nach § 16 Abs. 1 EEG einzuspeisen. Aufgrund der Vergütungshöhe nach § 32 Abs. 2 EEG und der Degression des § 20b EEG sowie des durchschnittlichen Haushaltsstrompreises ergibt sich für Dezember 2012 ein finanzieller Anreiz von ca. 8 Cent für den Eigenverbrauch gegenüber der Einspeisevergütung. Dieser finanzielle Anreiz

²¹⁸ Siehe http://www.solarshop.net/product_info.php?cPath=524_525_526_528&products_id=4896



ist allerdings bei Weitem nicht ausreichend, damit PV-Anlagenbetreiber in ein dezentrales Speichersystem investieren. Unter sehr günstigen Annahmen betragen die Kosten für die Zwischenspeicherung ca. 32 Cent/kWh. Das lässt es sehr unwahrscheinlich erscheinen, dass sich die Investitionskosten über einen Betriebszeitraum des Speichersystems von 20 Jahren amortisieren. Erst wenn der Kostenvorteil des Eigenverbrauchs aufgrund steigender Strompreise sowie einer sinkenden Einspeisevergütung zunimmt und die Investitionskosten für dezentrale Speichersysteme abnehmen, wird eine Eigenverbrauchserhöhung durch einen Speichereinsatz wirtschaftlich interessant. In Bezug auf die Speicherkosten ruhen große Hoffnungen auf dem Kosteneinsparungspotential der Lithium-Ionen-Technologie. Derzeit stellt der Eigenverbrauch im Rahmen des EEG keinen Anreiz zur Investition in dezentrale Speicher im Zusammenhang mit einer PV-Anlage dar.

3.2.3. Förderung über die Direktvermarktung

Grundsätzlich sind Speicher für einen Einsatz im Zusammenhang mit einer Direktvermarktung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien prädestiniert. Wie in Kapitel 2.2.3.1 angeführt, können Stromspeicher zur Integration erneuerbarer Energien genutzt werden, indem der Verkauf von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien in Hochpreisphasen verschoben und eine Verstetigung der Verfügbarkeit des Stroms erreicht werden kann.

Für die PV kommt prinzipiell nur die Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie in Frage. Denn die Direktvermarktung zur Verringerung der EEG-Umlage durch ein EVU nach § 39 Abs. 1 EEG, sieht vor, dass EVU eine um 2,0 Cent verminderte EEG-Umlage zu leisten haben, wenn sie ihre Endkunden mit bestimmten Anteilen an Strom aus erneuerbaren Energien beliefern. Die Idee dahinter ist, dass Stromhändler, die dieses sogenannte Grünstromprivileg nutzen, Strom günstiger anbieten können und daher Anlagenbetreibern eine attraktive Vergütung bieten können.²¹⁹ Dieser Förderansatz hat allerdings zur Folge, dass für Stromhändler der ökonomische Anreiz besteht, Strom von den günstigsten, sprich marktnächsten, Technologien wie Onshore-Windkraft zu kaufen. Infolgedessen ist der Anreiz besonders niedrig bspw. PV-Anlagen in das Portfolio aufzunehmen, bei denen die Integrationsleistung am höchsten ist.²²⁰ Auch die sonstige Direktvermarktung ohne explizite Anreize erscheint für PV-Anlagenbetreiber uninteressant, da die Einspeisevergütung deutlich über dem Marktwert des PV-Stroms von 4,0 Cent/kWh - 5,6 Cent/kWh²²¹ liegt und da hier alle

²¹⁹ Vgl. Salje 2012 § 33b EEG, Rn. 4.

²²⁰ Vgl. Wustlich/Müller 2011, 392.

²²¹ Durchschnittlicher monatlicher Marktwert für Strom aus solarer Strahlungsenergie am Spotmarkt der EPEX Spot SE in Leipzig. Siehe: <http://www.eeg-kwk.net/de/Referenzmarktwerte.htm>



Strompreiskomponenten wie EEG-Umlage, KWK-Zuschlag, Netzentgelte, Konzessionsabgabe, Strom- und Umsatzsteuer anfallen.²²²

Über die Direktvermarktung unter Inanspruchnahme der Marktprämie ist es möglich, höhere Erlöse als mit der festen Einspeisevergütung zu erzielen. Die Höhe der Marktprämie errechnet sich für PV-Dachanlagen jeden Monat neu aus der Differenz zwischen der festen Einspeisevergütung nach § 16 Abs. 1 EEG i. V. m. §§ 32 Abs. 2 und 20b EEG und dem sogenannten energieträgerspezifischen Referenzmarktwert. Dieser Referenzmarktwert stellt die Differenz zwischen dem Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus solarer Strahlungsenergie am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig und einer sogenannten Managementprämie dar, die für 2012 1,20 Cent/kWh betrug, aber 2013 auf 0,65 Cent/kWh bzw. 0,75 Cent/kWh gesenkt wurde. Gelingt es einem PV-Anlagenbetreiber, seinen Strom im Schnitt zum beschriebenen Monatsmittelwert des Marktwerts zu verkaufen, erlöst er aufgrund der Managementprämie mehr als über die feste Einspeisevergütung.

Die praktische Relevanz der Direktvermarktung mit Marktprämie für kleine PV-Dachanlagen ist sicherlich marginal. Zum einen stehen der Aufwand, der mit einer Direktvermarktung einhergeht und die nach § 33c EEG zu erfüllenden Pflichten in keinem Verhältnis zum möglichen geringfügigen Mehrerlös. Daneben ist es sehr fraglich, ob die geringen, in der PV-Anlage erzeugten Mengen Strom überhaupt handelbar sind bzw. einen Abnehmer finden. Stromhändler wie Next Kraftwerk GmbH, energy2market und Grünstromwerk, die sich auf die Abwicklung der Direktvermarktung für den Anlagenbetreiber spezialisiert haben, geben eine Mindestgröße von 250 kWp - 1000 kWp²²³ für PV-Anlagen an, die die Direktvermarktung mit Marktprämie nutzen wollen. Selbst wenn eine Direktvermarktung für kleine PV-Anlagen möglich wäre, bietet die Marktprämie, solange nicht extrem negative Strompreise bestehen, keinen unmittelbaren Anreiz zu einer Verlagerung der Einspeisung und damit zu einem Speichereinsatz.²²⁴

3.2.3.1. Zwischenfazit

Der Rückgriff auf die Direktvermarktung im Rahmen des EEG kommt für kleine PV-Anlagen, wie sie in dieser Arbeit betrachtet werden, als Alternative zur festen Einspeisevergütung nicht in Frage. Unabhängig davon bietet die Ausgestaltung der Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie fast keine Anreize, Speicher für eine bedarfsgerechte Einspeisung zu nutzen.

²²² Vgl. Schomerus § 33 EEG, Rn. 35.

²²³ Siehe <http://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk-next-pool/solar>, <http://www.energy2market.de/solarenergie.html>, <http://www.gruenstromwerk.de/solarstromvermarktung.html>

²²⁴ Vgl. Lehnert 2012, 16.



3.2.4. Förderung über das Einspeisemanagement und die technischen Vorgaben

Dem Grundsatz nach gilt gemäß § 8 Abs. 1 EEG, dass Netzbetreiber verpflichtet sind, „den gesamten angebotenen Strom [...] aus Erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen“. Eine Ausnahme von diesem Abnahmewang wird den Netzbetreibern im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 11 EEG ermöglicht. Daraus könnte sich für PV-Anlagenbetreiber ein Anreiz ergeben, den von den Netzbetreibern nicht abzunehmenden Strom zu speichern und selbst zu verbrauchen oder zu einem späteren Zeitpunkt einzuspeisen. Denn gemäß § 16 Abs. 1 EEG wird nur der Strom vergütet, der nach § 8 EEG auch tatsächlich abgenommen wurde.

3.2.4.1. Förderung über das Einspeisemanagement nach § 11 Abs. 1 EEG

Die Vorschriften zum Einspeisemanagement nach § 11 EEG wurden in das Gesetz aufgenommen, um während der Übergangszeit des Netzausbaus die vorhandenen Kapazitäten zugunsten von Anlagen nach dem EEG sowie dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) in bestmöglichem Umfang zu nutzen.²²⁵ Dabei kommen die Normen des § 11 EEG in den Situationen zum Tragen, wenn ein Netz oder Netzbereich zeitweise mit Strom aus erneuerbaren Energien oder der Kraft-Wärme-Kopplung überlastet ist.²²⁶ Die Notwendigkeit und Relevanz dieser Regelung ergibt sich daraus, dass der politisch gewünschte beschleunigte weitere Ausbau der erneuerbaren Energien entsprechende Netzkapazitäten voraussetzt, diese aber aufgrund des stockenden Netzausbaus nicht verfügbar sind.²²⁷ § 11 EEG ist im engen Zusammenhang mit § 13 EnWG zu sehen,²²⁸ der Vorschriften zur Systemverantwortung der ÜNB enthält und deren Rechte und Pflichten in Bezug auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems konkretisiert.

§ 11 Abs. 1 EEG räumt den Netzbetreibern das Recht ein, die Einspeiseleistung von EEG-Anlagen, die mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung im Sinne des § 6 Abs. 1 Nr. 1 EEG ausgestattet sind, unter bestimmten Bedingungen zu regeln. Der Adressatenkreis des § 11 Abs. 1 EEG ergibt sich folglich aus § 6 Abs. 1 und 3 EEG. Deswegen ist es sinnvoll, zunächst die hier verankerten Normen genauer zu betrachten und zu prüfen, ob kleine PV-Anlagen überhaupt vom Einspeisemanagement betroffen sind.

²²⁵ Vgl. Salje 2012 § 11 EEG, Rn. 1.

²²⁶ Vgl. a. a. O., Rn. 7.

²²⁷ Vgl. Schumacher 2012, 17.

²²⁸ Vgl. Gesetzesentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP vom 06.06.2011, BT-Drs. 17/6071, S. 64.



Gemäß § 6 Abs. 1 EEG müssen Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW vom Anlagenbetreiber mit einer technischen Einrichtung ausgestattet werden, die es dem Netzbetreiber zu jeder Zeit erlaubt, die Einspeiseleistung bei Netzüberlastungen ferngesteuert zu reduzieren und die Ist-Einspeisung abzurufen. § 6 Abs. 2 Nr. 1 EEG dehnt diese Verpflichtung insofern auf PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW und höchstens 100 kW aus, dass auch diese Anlagen mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung ausgestattet sein müssen. Die Pflicht zum Abruf der Ist-Einspeisung hingegen besteht nicht. Betreibern von kleinen PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 30 kW oder weniger wird in § 6 Abs. 2 Nr. 2 EEG eine Wahlmöglichkeit eingeräumt. Entweder stellen auch sie ihre PV-Anlage mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung aus oder sie lassen die maximale Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt (in der Regel der Hausanschluss) auf 70% der installierten Leistung reduzieren. Demzufolge fallen kleine PV-Anlagen nur dann unter das Einspeisemanagement des § 11 Abs. 1 EEG, wenn sich der Anlagenbetreiber für die ferngesteuerte Reduzierung seiner Anlage entscheidet. Gemäß § 6 Abs. 7 EEG müssen PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kWp die an sie gestellten technischen Anforderungen erst nach dem 31.12.2012 erfüllen.

Im Grunde besteht die Verpflichtung des § 6 Abs. 2 Nr. 2 lit. a) EEG zur fernsteuerbaren Einspeiseleistungsreduzierung – sofern nicht die Leistungskappung gemäß § 6 Abs. 2 Nr. 2 lit. b) EEG gewählt wird – unabhängig von der aktuellen und zu erwartenden Kapazitätssituation der Netze. Obwohl sich im § 6 EEG keine Berücksichtigung der Netzkapazitätssituation und des Umstands, dass viele Netzbetreiber keine Infrastruktur zur Durchführung des Einspeisemanagements auf niedrigen Leistungsebenen haben, findet, vertreten Schmelzer und Schneidewindt die Ansicht, dass diesem Umstand Rechnung getragen werden muss. Demnach kann der Anlagenbetreiber erst dann seiner Ausstattungspflicht gemäß § 6 Abs. 2 Nr. 2 lit. a) EEG nachkommen, wenn ihm der Netzbetreiber alles Notwendige mitgeteilt und gegebenenfalls notwendige technische Parameter vorgegeben hat. Da die Mitteilung der Informationen in der Risikosphäre des Netzbetreibers liegt, bietet sich ihm hier eine Möglichkeit, die Ausstattungspflicht solange ruhend zu stellen, bis entweder ein tatsächlicher Regelungsbedarf besteht oder die netzbetreiberseitige Infrastruktur vorhanden ist. Den Netzbetreibern wird also ein Dispositionsrecht in der Form zugestanden, dass sie berechtigt sind, Anlagenbetreiber von der Ausstattungspflicht zu befreien bzw. diese auszusetzen. Als Begründung wird die Regelungssystematik des § 11 Abs. 1 EEG und des § 6 Abs. 2 Nr. 2 lit. a) angeführt. Die erstgenannte Norm berechtigt Netzbetreiber zum Einspeisemanagement, ohne sie jedoch dazu zu verpflichten, während die zweit-



genannte die technische Machbarkeit des Einspeisemanagements anlagenseitig gewährleistet.²²⁹ In dem gemeinsamen Anwendungshinweis des BMU und des BMWi sowie in einem Positionspapier der Bundesnetzagentur wird bestätigt, dass die Übermittlung der notwendigen Informationen zur ferngesteuerten Einspeiseleistungsreduktion in der Risikosphäre des Netzbetreibers liegt und dass der Anlagenbetreiber ohne diese Informationen die Pflicht nach § 6 Abs. 2 EEG nicht erfüllen kann. Deswegen entfällt sein Vergütungsanspruch nach § 17 Abs. 1 EEG in diesem Fall nicht. Es wird aber ausdrücklich betont, dass dies nur gilt, wenn der Anlagenbetreiber seinerseits alles Erforderliche und Mögliche getan hat, um den Anforderungen des § 6 Abs. 2 EEG nachzukommen. Demnach muss er die technischen Einrichtungen vorhalten, soweit das ohne die Spezifizierungen des Netzbetreibers möglich ist. Die Pflicht des Anlagenbetreibers zur Installation der technischen Einrichtungen nach § 6 Abs. 2 EEG bleibt außerdem unberührt. Werden ihm die nötigen Informationen vom Netzbetreiber mitgeteilt, ist er zu einer unverzüglichen Nachrüstung verpflichtet.²³⁰

Nachdem sich gezeigt hat, dass kleine PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kWp nur dann unter das Einspeisemanagement des § 11 Abs. 1 EEG fallen, wenn der Anlagenbetreiber eine ferngesteuerte Reduzierung der Leistung seiner Anlage der Leistungskappung vorzieht, soll nun näher beleuchtet werden, in welchen Fällen überhaupt eine Regelung zulässig ist und in welcher Form diese durchzuführen ist. § 11 Abs. 1 EEG sieht drei Voraussetzungen vor, die erfüllt sein müssen, damit ein Einspeisemanagement ergriffen werden darf. Erstens muss eine Prognose über einen bevorstehenden Netzengpass vorliegen. Zweitens müssen alle Mittel ausgereizt sein, die es ermöglichen, vorrangig einspeisende Erzeugungsanlagen nicht vom Netz zu nehmen. Drittens muss der Netzbetreiber vor der Regelung von EEG-Anlagen alle verfügbaren Daten zur Ist-Einspeisung, bezogen auf die betroffene Netzregion, abgerufen haben. Des Weiteren wird betont, dass der Netzbetreiber sicherstellen muss, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird.

Gemäß der Gesetzesbegründung liegt ein Netzengpass im Sinne des § 11 Abs. 1 EEG vor, wenn Spannungsbänder nicht eingehalten werden können oder die Strombelastbarkeit der Leitungen überschritten wird.²³¹ Liegt ein solcher Fall vor, muss der Netzbetreiber mit netzbezogenen Maßnahmen wie Netzschaltungen versuchen, einer Abschaltung von Einspeisern vorzubeugen. Ist dies nicht möglich, müssen als Erstes konventionelle Erzeuger im Rahmen von bestehenden Verträgen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG abgeschaltet werden. Danach können auf Grundlage von § 13 Abs. 2 EnWG Erzeuger abgeschaltet werden, die nicht unter den

²²⁹ Vgl. Schmelzer/Schneidewindt 2012, 150 f.

²³⁰ Vgl. BMU/BMWi 2012, 4 f, http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_anwendungshinweis_bf.pdf - 15.01.2013; Bundesnetzagentur 2012, 3, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/TechnischeVorgaben6EEG/Positionspapier_TechVorg_6EEG.pdf?__blob=publicationFile - 15.01.2013.

²³¹ Vgl. Gesetzesentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP vom 06.06.2011, BT-Drs. 17/6071, S. 64.



Einspeisevorrang des EEG oder des KWKG fallen. Droht oder besteht weiterhin ein Netzengpass, greift schließlich § 11 Abs. 1 EEG, der es dem Netzbetreiber erlaubt, EEG- und KWK-Anlagen zu regeln. Hier schreibt die Norm vor, dass PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von maximal 100 kW nachrangig zu den übrigen unter das Einspeisemanagement fallenden Anlagen zu regeln sind. Konventionelle Einspeiser, die für den sicheren Netzbetrieb erforderlich sind, weil sie bspw. für die Vorhaltung einer Momentanreserve oder von Regelleistung unerlässlich sind, werden durch § 11 Abs. 1 Nr. 2 EEG und § 13 Abs. 2a Satz 4 EnWG vom Vorrangprinzip der erneuerbaren Energien befreit. Das heißt, sie dürfen selbst dann am Netz bleiben, wenn EEG- und KWK-Anlagen geregelt werden. Schließlich können im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG auch die EEG-Anlagen geregelt werden, die nicht unter das Einspeisemanagement des § 11 Abs. 1 EEG fallen. § 13 Abs. 2 EnWG kann außerdem auch dann auf EEG-Anlagen angewendet werden, wenn § 11 Abs. 1 EEG nicht einschlägig ist, weil die Ursache der Regelung kein Engpass, sondern z. B. ein Netzfehler ist.²³²

Findet die Reduktion der Einspeisung auf Grundlage des § 11 Abs. 1 EEG statt, greift die Härtefallregelung des § 12 EEG. Gemäß Absatz 1 sind die von den Maßnahmen betroffenen Betreiber für 95% der entgangenen Einnahmen zuzüglich zusätzlicher Aufwendungen und abzüglich ersparter Aufwendungen zu entschädigen. Erreichen die entgangenen Einnahmen mehr als 1% der Jahreseinnahmen, werden dem Anlagenbetreiber ab diesem Zeitpunkt die gesamten entgangenen Einnahmen ersetzt. Auf der einen Seite soll die Beschränkung der Entschädigung auf 95% der entgangenen Einnahmen einen Anreiz für die Anlagenbetreiber darstellen, sich mit der Netzsituation auseinanderzusetzen und ihre Planungen gegebenenfalls anzupassen.²³³ Auf der anderen Seite soll die Regelung zur Begrenzung des finanziellen Schadens auf 1% der Jahreseinnahmen dafür Sorge tragen, dass der Anlagenbetreiber nicht unverhältnismäßig belastet wird.²³⁴

Alles in allem bietet das Einspeisemanagement des § 11 Abs. 1 EEG fast keinen Anreiz für PV-Anlagenbetreiber, in einen dezentralen Speicher zu investieren. Zunächst einmal fallen sie nur unter das Einspeisemanagement, wenn sie sich für die Installation einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und nicht für die Leistungskappung entscheiden. Es wird außerdem die Ansicht vertreten, dass im Falle eines faktisch nicht vorhandenen Regelungsbedarfes in einem Netzabschnitt, der zuständige Netzbetreiber PV-Anlagenbetreiber zumindest zeitweise von der Verpflichtung zur Teilnahme am Einspeisemanagement und von der Vorhaltung einer entsprechenden technischen Vorrichtung befreien kann. Schließlich dürfen kleine PV-Anlagen erst nachrangig zu den anderen vom Einspeisemanagement betroffenen Anlagen geregelt werden. Dies lässt es äußerst unwahrscheinlich erscheinen, dass PV-Anlagen tatsächlich (regelmäßig) geregelt werden. Und selbst wenn dies der Fall wäre, kann aufgrund

²³² Vgl. Schumacher 2012, 19.

²³³ Vgl. Gesetzesentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP vom 06.06.2011, BT-Drs. 17/6071, S. 65

²³⁴ Vgl. Salje 2012 § 12 EEG, Rn. 22.



der Härtefallregelung des § 12 Abs. 1 EEG ein maximaler finanzieller Schaden von 1% der Jahreseinnahmen auftreten. Bei der größten in Kapitel 3.1.1.2 berücksichtigten Anlage mit einer installierten Leistung von 13,3 kWp wären das bei einer Inbetriebnahme im Dezember 2012 knapp 23€ pro Jahr.

3.2.4.2. Förderung über die 70%-Leistungskappung nach § 6 Abs. 2 Nr. 2 lit. b)

Anlagenbetreiber von kleinen PV-Anlagen bis einschließlich 30 kWp werden gemäß § 6 Abs. 2 Nr. 2 EEG vor die Wahl gestellt, ob sie am Einspeisemanagement teilnehmen wollen oder ob sie die maximale Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz auf 70% der installierten Leistung begrenzen. Mit dieser Maßnahme wird sichergestellt, dass der Netzausbau nicht auf die nur selten im Jahr bei starker Sonneneinstrahlung auftretenden maximalen Einspeisespitzen der PV-Anlagen ausgerichtet sein muss.²³⁵

Für den Anlagenbetreiber bedeutet die Kappung, dass zwischen 2% und 8% des jährlich erzeugten Stroms nicht eingespeist werden kann und somit nicht vergütet wird.²³⁶ Auf die größte in Kapitel 3.1.1.2 betrachtete PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 13,3 kWp bezogen, ergäbe das bei einer Inbetriebnahme im Dezember 2012 entgangene Einnahmen zwischen 46€ und 184€ im Jahr. Durch den Einsatz eines dezentralen Speichers könnte dieser Verlust verhindert werden. Die Steuerung des Speichers müsste jedoch sicherstellen, dass immer genügend Speicherkapazität vorhanden ist, um die gesamte Strommenge oberhalb der 70% aufnehmen zu können. Zuverlässige Ertragsprognosen sind dann unerlässlich. Ist es nicht möglich, den über die 70% der installierten Leistung hinausgehenden Teil zu speichern, weil der Speicher voll ist, müsste der Wechselrichter die Stromerzeugung entsprechend reduzieren. Damit würden wieder Verluste entstehen, die eigentlich durch den Speicher verhindert werden sollen.

Liegt der Fall vor, dass die maximale Einspeiseleistung installationsbedingt, z. B. aufgrund des Anstellwinkels, 70% der installierten Leistung nicht übersteigen kann, entspricht dies der Regelungsvorgabe des § 6 Abs. 2 Nr. 2 lit. b), sodass keine weitere technische Ausrüstung nötig ist.²³⁷ In diesem besonderen Fall besteht also kein Anreiz für einen Speichereinsatz. Aber auch ansonsten ist die Förderwirkung der 70%igen Leistungskappung hinsichtlich dezentraler Speicher gering.

²³⁵ Vgl. Gesetzesentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP vom 06.06.2011, BT-Drs. 17/6071, S. 63.

²³⁶ Vgl. Schmelzer/Schneidewindt 2012, 152.

²³⁷ Vgl. ebd.



3.2.4.3. Förderung über die Wirkleistungsreduktion gemäß VDE-AR-N 4105

Auch aus der VDE-AR-N 4105 könnte sich ein Anreiz für eine Nutzung dezentraler Stromspeicher ergeben. Diese bindende verbandliche Anwendungsregel sieht unter anderem vor, dass ab dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommene Wechselrichter von PV-Anlagen in der Lage sein müssen, die Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit von der Netzfrequenz zu reduzieren. Ab einer Netzfrequenz von 50,2 Hz muss die momentane Wirkleistungseinspeisung entsprechend einer vorgegebenen Kennlinie reduziert werden. Erreicht die Netzfrequenz 51,5 Hz, dürfen bspw. nur noch 48% der Wirkleistung eingespeist werden, die zum Zeitpunkt des Auftretens der Frequenzerhöhung auf 50,2 Hz vorlag.²³⁸ Werden 51,5 Hz überschritten, trennt sich der Wechselrichter komplett vom Netz, sodass überhaupt keine Einspeisung mehr stattfindet.

Da diese Regelung die Einspeisung bei einer Überfrequenz im Netz reduziert oder zum Erliegen bringt, zieht sie im Anwendungsfall finanzielle Verluste des Anlagenbetreibers in Form einer entgangenen Einspeisevergütung mit sich. Beim Vorhandensein eines Speichers könnten diese Verluste vermieden werden, indem die Wirkleistungsreduktion mittels einer Speicherung des erzeugten PV-Stroms erreicht wird. Allerdings pendelt die Frequenz des gemeinsamen europäischen Stromnetzes in der Regel nur zwischen 49,99 Hz und 50,01 Hz. Das Erreichen der 50,2 Hz-Schwelle stellt deshalb nur einen sehr seltenen Ausnahmefall dar. Die automatische Wirkleistungsreduktion und Netztrennung von PV-Anlagen ist daher als eine unerlässliche Ultima Ratio bei Erreichen einer kritischen Netzfrequenz zu sehen, die das Stromnetz vor einem Blackout bewahren soll.²³⁹ Damit stellt das Erfordernis der frequenzabhängigen Wirkleistungsreduktion keinen Anreiz zur Speichernutzung dar.

3.2.4.4. Zwischenfazit

Die optionale Teilnahme am Einspeisemanagement für Betreiber kleiner PV-Anlagen bis einschließlich 30 kWp bietet nur sehr geringe Anreize, einen Speicher zu nutzen. Dies liegt vor allem an der Härtefallregelung des § 12 EEG, die den maximalen möglichen finanziellen Schaden des Anlagenbetreibers aufgrund des Einspeisemanagements auf 1% der jährlichen Einnahmen begrenzt. Selbst bei größeren Dachanlagen mit mehr als 10 kWp entspricht das nur etwas mehr als 20€ im Jahr.

Entscheidet sich ein Anlagenbetreiber stattdessen, die maximale Einspeiseleistung seiner PV-Anlage am Netzanschluss auf 70% der installierten Leistung zu begrenzen, ergeben sich schon größere finanzielle Anreize zur Speichernutzung. Da man davon ausgeht, dass dadurch 2% bis 8% des jährlich erzeugten Stroms

²³⁸ Vgl. SMA 2012, 14, https://www.sma.de/fileadmin/Partner/Solaracademy/Downloads/DE/Anwendungsregel_VDE-AR-N%204105_EEG_2012-DE121310_web.pdf - 03.01.2012.

²³⁹ Vgl. BSW, <http://www.solarwirtschaft.de/nachruetzung.html#c892> - 03.01.2012.



nicht vergütet wird, weil er nicht eingespeist werden darf, ist der finanzielle Anreiz zwei- bis viermal so groß. Gelingt es jedoch, Teile dieser Strommenge selbst zu verbrauchen, reduziert sich der Anreiz dementsprechend. Insgesamt stellen weder die Leistungskappung noch das Einspeisemanagement einen ausreichenden Anreiz zur Speichernutzung dar, weil die Investitionskosten bei Weitem nicht refinanzierbar sind. Das gleiche gilt für die Vorschrift der frequenzabhängigen Wirkleistungsreduktion aus der VDE-AR-N 4105. Denn die automatische Wirkleistungsreduktion bzw. Netztrennung findet nachrangig zum Einspeisemanagement statt und stellt die Ultima Ratio zur Verhinderung eines Blackouts dar.

3.2.5. Förderung durch Beschränkung der festen Einspeisevergütung

Derzeit besteht, wie in Kapitel 3.2.2 gezeigt, für PV-Anlagenbetreiber zwar der Anreiz, erzeugten Strom selbst zu verbrauchen, aber nicht Strom zum Zweck der Eigenverbrauchserhöhung zwischenzuspeichern. Die Speicherkosten übersteigen den zusätzlichen Ertrag noch deutlich. Allerdings gibt es innerhalb des EEG mehrere Mechanismen, die die feste Einspeisevergütung für PV-Anlagen nach § 16 Abs. 1 EEG i. V. m. § 32 Abs. 2 EEG einschränken, um die PV stärker an den Markt heranzuführen. Je unattraktiver die feste Einspeisevergütung wird, desto rentabler wird der Eigenverbrauch für den Anlagenbetreiber, sodass sich ab einem gewissen Punkt auch der Speichereinsatz rentieren kann. In diesem Kapitel werden das Marktintegrationsmodell nach § 33 EEG, die Degression nach § 20b EEG sowie das Auslaufen der Förderung nach § 20a Abs. 9a EEG im Hinblick auf ihre Förderwirkung auf den Einsatz dezentraler Speicher untersucht.

3.2.5.1. Förderung über das Marktintegrationsmodell nach § 33 EEG

In § 33 Abs. 1 EEG wird festgelegt, dass für PV-Dachanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 kW und bis zu 1 MW nur für 90% der insgesamt in einem Kalenderjahr produzierten Strommenge ein Vergütungsanspruch nach § 32 Abs. 2 EEG besteht. Das bedeutet, dass die nach dem EEG förderfähige Strommenge auf 90% der gesamten Jahresstromerzeugung einer Anlage begrenzt wird. Denn für den darüber hinausgehenden Teil besteht weder der Anspruch auf die feste Einspeisevergütung, die Marktprämie oder das Grünstromprivileg.²⁴⁰ Gemäß § 64 Abs. 19 EEG findet diese Regelung für alle nach dem 31. März 2012 und vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommenen Anlagen erst ab dem 1. Januar 2014 Anwendung. Zweck dieser Regelung ist die Integration der PV in den freien Markt. Es soll ein Anreiz geschaffen werden, den erzeugten Strom am Anlagenstandort bzw. in unmittelbarer räumlicher Nähe zu verbrauchen oder nachfrageorientierte Direktvermarktungsangebote zu schaffen. Neben der Förderung des Eigenverbrauchs und

²⁴⁰ Vgl. Schomerus § 33 EEG, Rn. 1.



der Direktvermarktung wird außerdem erwartet, dass sich die Errichtung von PV-Anlagen künftig räumlich als auch im Hinblick auf die Größendimensionierung stärker am Bedarf orientiert. Nicht zuletzt werden dämpfende Effekte auf die EEG-Umlagekosten erwartet.²⁴¹ Darüber hinaus dient das Marktintegrationsmodell auch dem Zweck, Anreize zur Schaffung von Speicherkapazitäten für eine bedarfsgerechte Einspeisung zu setzen.²⁴²

Der Betreiber einer im Dezember 2012 in Betrieb genommenen PV-Anlage hat einen Vergütungsanspruch von 17,45 Cent/kWh für den Teil der Anlage, der die ersten 10 kW der installierten Leistung ausmacht und von 16,56 Cent/kWh für den Teil der Anlage, der darüber hinaus geht. Denn die Vergütungshöhe wird gemäß § 18 Abs. 1 Nr. 2 EEG bestimmt, indem die Gesamtleistung der Anlage zunächst auf die einzelnen berührten Vergütungsbereiche aufgeteilt wird und anschließend die im Kalenderjahr erzeugte Strommenge anhand des Verhältnisses zwischen den Schwellenwerten auf die unterschiedlichen Vergütungssätze aufgeteilt wird.²⁴³ Ab 1. Januar 2014 besteht dieser Vergütungsanspruch nur noch für 90% des in einem Kalenderjahr erzeugten Stroms. Die restlichen 10% werden bei einer Einspeisung gemäß § 33 Abs. 2 EEG mit dem Monatsmittelwert des Marktwerts für Strom aus solarer Strahlungsenergie vergütet. Dieser betrug für 2012 zwischen 4,010 Cent/kWh und 5,572 Cent/kWh.²⁴⁴

Dadurch wird zunächst einmal ein starker Anreiz gesetzt, die nicht geförderten 10% des erzeugten Stroms selbst zu verbrauchen. Denn in diesem Fall ersetzt Strom, der lediglich einen Verkaufswert von ca. 4 Cent/kWh - 5,5 Cent/kWh hat, Strom, der derzeit für knapp 26 Cent/kWh und ab Januar 2014 wahrscheinlich zu einem noch höheren Preis von einem EVU bezogen werden müsste. Ab gewissen Anlagengrößen wird es jedoch nicht mehr möglich sein, die nicht geförderten 10% des Stroms selbst zu verbrauchen.²⁴⁵ In diesem Fall bietet das Marktintegrationsmodell einen erhöhten Anreiz zur Speichernutzung. Denn für die Teilmenge des nicht geförderten Stroms, die ohne Speicher nicht selbst verbraucht werden kann, dürfen deutlich höhere Speicherkosten anfallen als für die geförderte Strommenge anfallen dürften. Das liegt daran, dass bei Stromgestehungskosten einer PV-Anlage zwischen 14 Cent/kWh und 20 Cent/kWh und Strom, der für 4 Cent/kWh bis 5,5 Cent/kWh verkauft wird, ein Verlust von 8,5 Cent/kWh - 16 Cent/kWh auftritt. Damit sich ein Eigenverbrauch mit Speichereinsatz außerhalb des Marktintegrationsmodells lohnt, müssen die Speicherkosten kleiner sein als die Differenz zwischen Strombezugspreis und der Einspeisevergütung. Für den

²⁴¹ Vgl. Gesetzesentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP vom 06.03.2012, BT-Drs. 17/8877, S. 20.

²⁴² Vgl. Schomerus § 33 EEG, Rn. 2.

²⁴³ Vgl. Schomerus § 32 EEG., Rn. 84.

²⁴⁴ [Http://www.eeg-kwk.net/de/Referenzmarktwerte.htm](http://www.eeg-kwk.net/de/Referenzmarktwerte.htm)

²⁴⁵ Die Tabelle im Anhang zeigt, dass z. B. bei einem Jahresstromverbrauch von 6500 kWh und einer 13,3 kWp-Anlage ein Eigenverbrauch von 15,3% möglich ist.



nicht geförderten Teil dürfen die Speicherkosten allerdings um die oben genannten 8,5 Cent/kWh - 16 Cent/kWh höher ausfallen, sodass die Zwischenspeicherung der nicht geförderten Strommenge immer noch wirtschaftlich sinnvoller als eine Einspeisung zu 4 Cent/kWh - 5,5 Cent/kWh ist. Um wie viel die Speicherkosten auf den gesamten in der PV-Anlage produzierten Strom aufgrund des Marktintegrationsmodells höher ausfallen dürfen, hängt von dem Verhältnis aus zwischengespeichertem geförderten und zwischengespeichertem nicht geförderten Strom ab.

Anstatt den nicht geförderten Strom zwischenzuspeichern und selbst zu verbrauchen oder zum Marktwert einzuspeisen, besteht eine weitere Option für den PV-Anlagenbetreiber darin, den Strom an Nachbarn oder Mieter zu verkaufen. Denn in diesem Fall profitiert der Anlagenbetreiber gemäß § 39 Abs. 3 EEG von einer um 2,0 Cent reduzierten EEG-Umlage. Der verkaufte Strom muss in diesem Fall ausschließlich aus Solaranlagen stammen, darf nicht durch ein Netz im Sinne des § 3 Nr. 7 EEG geleitet werden und muss nach § 33a EEG an Dritte veräußert und nicht nach § 8 EEG abgenommen worden sein. Außerdem ist in § 39 Abs. 3 Nr. 1 lit. a) festgelegt, dass für den Solarstrom auch ein Vergütungsanspruch nach § 16 EEG bestehen muss, was hier nicht der Fall ist. Allerdings wird explizit gesagt, dass § 33 Abs. 1 EEG nicht anzuwenden ist. Somit profitiert auch der nach § 33 Abs. 1 EEG nicht geförderte 10%-Anteil der jährlichen Stromerzeugung von dem sogenannten solaren Grünstromprivileg nach § 39 Abs. 3 EEG. Da der Strom über eine Direktleitung oder das Hausnetz geliefert werden müsste, um von der reduzierten EEG-Umlage zu profitieren, fallen keine Netzentgelte inkl. KWK-Umlage an. Gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 1 oder Nr. 3 lit. b) StromStG wäre der Strom in diesem Fall auch von der Stromsteuer befreit. Denn Solarstrom ist Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 3 EEG und wird bei der Lieferung über eine Direktleitung aus einer Leitung entnommen, die ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeist wird. Wenn der Strom über das Hausnetz an Vermieter verkauft wird, wird der Strom von der Stromsteuer befreit, weil er aus Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung von unter 2 MW stammt und vom Anlagenbetreiber an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang entnehmen. Diese Bedingung trifft wohl auch für den Fall zu, dass der PV-Strom mittels einer Direktleitung an Nachbarn verkauft wird. Ob eine Konzessionsabgabe fällig wird, hängt wohl davon ab, ob die Leitung über oder durch öffentlichen Grund und Boden verläuft und müsste im Einzelfall geklärt werden. Verläuft die Leitung zwischen zwei angrenzenden Privatgrundstücken, sollte keine Konzessionsabgabe anfallen. Damit fiel neben der reduzierten EEG-Umlage nur die Umsatzsteuer für den an Nachbarn oder Mieter verkauften Strom an. Dadurch sollte es möglich sein, einen Preis zu vereinbaren, der netto im Bereich der Stromgestehungskosten liegt und brutto unter dem Haushaltstrompreis, sodass sich das Geschäft für beide Parteien lohnt. Ob diese Möglichkeit des Verkaufs an Dritte in unmittelbarer



räumlicher Nähe in Betracht kommt, hängt zu einem großen Teil von den (technischen) Rahmenbedingungen vor Ort ab.

3.2.5.2. Förderung über die Degression der Vergütung nach § 20b Abs. 1 - 9 EEG

Wie bereits in Kapitel 3.2.2 beschrieben, verringern sich die Vergütungssätze des § 32 Abs. 2 EEG grundsätzlich monatlich um 1% gegenüber den Vergütungssätzen des Vormonats. Bei einem Über- oder Unterschreiten des vorgegebenen jährlichen Zubaukorridors von 2500 MW - 3500 MW wird die monatliche Degression quartalsweise entsprechend erhöht bzw. verringert. Die fallenden Vergütungssätze entfalten, gerade in Kombination mit den anzunehmenden Strompreissteigerungen, einen immer stärkeren Anreiz zum Eigenverbrauch. Damit wird auch der Anreiz erhöht, technische Hilfsmittel wie dezentrale Speicher zur Eigenverbrauchserhöhung einzusetzen. Dies gilt jedoch selbstverständlich immer nur für neu in Betrieb genommene Anlagen.

3.2.5.3. Förderung über das Ende der festen Einspeisevergütung nach § 20b Abs. 9a EEG

Seit der rückwirkenden Novellierung des EEG zum 1. April 2012 existiert erstmals eine Bedingung für die Beendigung der Solarförderung über die garantierte Einspeisevergütung. Sobald in Deutschland 52000 MW Solarleistung installiert sind und die Bundesnetzagentur dies gemäß § 20a Abs. 2 Nr. 2 EEG veröffentlicht hat, wird die Einspeisevergütung ab dem kommenden Monat auf Null gesetzt (§ 20b Abs. 9a EEG). Die Verpflichtung seitens des Netzbetreibers gemäß § 8 EEG den Strom weiterhin vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen, wird davon nicht berührt.

Zu Ende November 2012 waren über 32000 MW Leistung installiert. Würden jetzt jährlich dem Zubaukorridor entsprechend 3500 MW zugebaut, wären die 52000 MW in weniger als sechs Jahren erreicht. Allerdings lag der jährliche Zubau in den letzten Jahren deutlich darüber und auch bis Ende November 2012 wurden bereits über 7200 MW neu installiert. Die Marke von 52000 MW könnte folglich auch deutlich eher erreicht werden. Das Ende der festen Einspeisevergütung für PV-Anlagen kann demzufolge zwischen 2015 und 2020 erwartet werden. Laut Prognosen werden die Stromgestehungskosten für kleine PV-Dachanlagen dann im Bereich von 13 Cent/kWh - 15 Cent/kWh liegen, weshalb die Wettbewerbsfähigkeit trotz steigender Stromgestehungskosten der konventionellen Kraftwerke nicht gegeben wäre.²⁴⁶

²⁴⁶ Vgl. Kost et al. 2012, 18, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> - 27.01.2013.



Sollte dann kein neues Förderinstrument bestehen, wird es keinen Anreiz mehr geben, PV-Anlagen zum Zweck der Netzeinspeisung zu errichten, da die erzeugte Kilowattstunde Strom nur zu Preisen deutlich unterhalb der Stromgestehungskosten verkauft werden könnte. Der einzige Anreiz zum Betrieb einer PV-Anlage bestünde dann aufgrund der Netzparität für Haushaltsstrom im Eigenverbrauch. Da der natürliche Eigenverbrauch typischerweise bei ca. 30% liegt, ist es fraglich, ob der Eigenverbrauch als alleiniger Anreiz für die Errichtung von PV-Anlagen ausreicht. Denn 70% des erzeugten Stroms müssten auf dem freien Markt zu Preisen unterhalb der Stromgestehungskosten verkauft werden. Ob und inwiefern der Einsatz dezentraler Speicher ökonomisch sinnvoll ist, hängt neben der Entwicklung des Strompreises für Haushaltskunden hauptsächlich von der Kostenentwicklung für dezentrale Speichersysteme ab. Damit sich die Zwischenspeicherung für den Anlagenbetreiber rentiert, müssten die Speicherkosten pro Kilowattstunde im Bereich der Differenz zwischen dem Strombezugspreis und den Stromgestehungskosten der PV-Anlage liegen. Daneben müsste die erreichte Kostenersparnis beim Strombezug so groß sein, dass die beim Verkauf der nicht selbst verbrauchten Strommenge auftretenden Verluste aufgefangen würden. Denn auch mit einem dezentralen Speicher kann kein vollständiger Eigenverbrauch erreicht werden.

Zusammenfassend kann das Ende der festen Einspeisevergütung unter der Annahme des Ausbleibens einer Folgeförderung in zwei Szenarien münden. Liegt die Summe aus Erzeugungs- und Speicherkosten pro Kilowattstunde unterhalb der Strombezugskosten pro Kilowattstunde, werden PV-Anlagen zum Zweck des Eigenverbrauchs als PV-Speicher-System errichtet. Rechnet sich der Einsatz eines dezentralen Speichers nicht, rechnet sich die Investition in PV-Anlagen vermutlich überhaupt nicht mehr und der Zubau würde weitestgehend zum Erliegen kommen.

3.2.5.4. Zwischenfazit

Das Ende der festen Einspeisevergütung für PV-Anlagen ist absehbar und tritt dann in Kraft, wenn die gesamte in Deutschland installierte PV-Leistung 52000 MW übersteigt. Als eine Art Übergangsregelung kann das Marktintegrationsmodell nach § 33 EEG gesehen werden, das die Einspeisevergütung und damit im Wesentlichen die Förderung insgesamt für Anlagen zwischen 10 kW und 1 MW auf 90% der jährlich erzeugten Strommenge begrenzt. Auch die Degressionsregelungen nach § 20b EEG, die sinkende Vergütungssätze zur Folge haben, bereiten auf den Markteintritt der PV vor.

Solange eine Förderung über die feste Einspeisevergütung existiert, ist ihre Höhe ein ganz zentraler Parameter bezüglich der Frage, ob sich ein Speichereinsatz finanziell lohnt. Denn dies ist der Fall, wenn die Differenz zwischen Strombezugspreis und fester Einspeisevergütung größer als die Speicherkosten ist. Je niedriger also die Einspeisevergütung ist, desto wirtschaftlich attraktiver wird der Eigenverbrauch mit Speichern.



Demzufolge führen die oben genannten Regelungen dazu, dass der finanzielle Anreiz zur Speichernutzung erhöht wird. Es ist denkbar, dass sinkende Einspeisevergütungen in Kombination mit sinkenden Speicherkosten und steigenden Strompreisen dazu führen werden, dass sich der Einsatz von Speichern zur Eigenverbrauchserhöhung in einigen Jahren rechnen wird. Wohlmöglich zuerst bei den PV-Anlagen, die dem Marktintegrationsmodell unterliegen. Es ist weiterhin denkbar, dass sich ein Speichereinsatz erst nach Beendigung der festen Vergütung mit Erreichen der 52000 MW installierter PV-Leistung lohnen wird. Letztendlich ist es aber ebenso möglich, dass ohne eine garantierte Einspeisevergütung weder der Einsatz eines dezentralen Speichers noch der Betrieb einer PV-Anlage für den Anlagenbetreiber lukrativ sein wird. Welches Szenario sich einstellen wird, hängt von den Preisentwicklungen für Haushaltsstrom, PV-Anlagen und Stromspeichern ab. Eine aktive Förderung von dezentralen Speichern nimmt der Gesetzgeber mit den hier diskutierten Normen jedenfalls nicht vor.

3.2.6. Fazit

Die rechtliche Analyse hat gezeigt, dass der bestehende Rechtsrahmen den Betrieb dezentraler Speicher in Kombination mit privaten PV-Dachanlagen derzeit nicht fördert. Im Rahmen der direkten Förderung wird dem PV-Anlagenbetreiber zwar durch § 16 Abs. 2 EEG explizit die Möglichkeit zum Speichereinsatz eröffnet, allerdings fehlen flankierende Regelungen, die den Speichereinsatz für den PV-Anlagenbetreiber finanziell lukrativ machen. Es ist zwar ausdrücklich geregelt, dass auch für zwischengespeicherten Strom der Vergütungsanspruch gegenüber den Netzbetreibern besteht. Jedoch erwachsen dem Anlagenbetreiber ausschließlich Nachteile aus der Zwischenspeicherung, da die anfallenden Speicherverluste nicht vergütet werden und die Höhe der Vergütung für zwischengespeicherten Strom identisch mit der Höhe der Vergütung für direkt eingespeisten Strom ist. Selbst wenn die Regelung des § 16 Abs. 2 EEG einen Speichereinsatz fördern würde, was nicht der Fall ist, wäre diese Regelung ungeeignet, zu einer System- und Marktintegration der PV beizutragen. Dazu müssten Anreize gesetzt werden, die dazu führen, dass sich die Einspeisung von zwischengespeichertem Strom am Strombedarf und/oder der Netzauslastung orientiert. Die Regelung des § 16 Abs. 2 EEG gewährleistet das nicht, da der Vergütungsanspruch für zwischengespeicherten Strom unabhängig vom Zeitpunkt der Einspeisung besteht. In dieser Hinsicht wäre z. B. eine zeit-, last- oder erzeugungsvariable Einspeisevergütung sinnvoller, die eine bedarfsabhängige und/oder netzdienliche Einspeisung fördert. Über die Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie gemäß § 33b Nr. 1 EEG findet auch keine Förderung dezentraler Speicher statt. Die Direktvermarktung ist für kleine PV-Dachanlagen generell eine eher ungeeignete Vermarktungsform, weil die erzeugten und damit handelbaren Strommengen sehr gering sind.



Es hat sich außerdem gezeigt, dass auch das Einspeisemanagement nach § 11 EEG für PV-Anlagenbetreiber keine Anreize setzt, in einen dezentralen Speicher zu investieren. Denn erstens ist es sehr unwahrscheinlich, dass es tatsächlich zu einer Reduzierung der Leistungseinspeisung kleiner PV-Anlagen kommt und zweitens wird aufgrund der Härtefallregelungen des § 12 EEG der für den PV-Anlagenbetreiber daraus resultierende finanzielle Schaden auf ein Minimum reduziert. Bei der für kleine PV-Anlagen bestehenden Alternative, die Einspeisung dauerhaft auf maximal 70% der installierten Leistung zu reduzieren, ist der Anreiz für eine Speichernutzung zwar etwas größer, aber bei Weitem nicht ausreichend. Auch die Bestimmungen der VDE-AR-N 4105 zur frequenzabhängigen automatischen Wirkleistungsreduktion reizen die Speichernutzung nicht weiter an.

Am ehesten stellt der Eigenverbrauch einen Förderanreiz für den Betrieb dezentraler Speicher dar. Seitdem die Vergütungssätze für kleine PV-Dachanlagen unter dem Bezugspreis von Haushaltsstrom liegen, besteht ein starker Anreiz für PV-Anlagenbetreiber, den erzeugten Strom auch möglichst selbst zu verbrauchen. Derzeit beträgt der monetäre Vorteil des Eigenverbrauchs gegenüber der Einspeisung ca. 8 Cent/kWh. Da die Speicherkosten dezentraler Speicher bei mindestens um die 30 Cent/kWh liegen, ist es momentan noch unwirtschaftlich, einen dezentralen Speicher zwecks Eigenverbrauchserhöhung zu betreiben. Das könnte sich jedoch bald ändern. Im EEG sind mit dem Marktintegrationsmodell des § 33 EEG und der Degression des § 20b EEG Mechanismen verankert, die den monetären Anreiz zum Eigenverbrauch durch eine Beschränkung der förderungsfähigen Strommenge und durch ein Absenken der Einspeisevergütung in Zukunft erhöhen werden. Bei gleichzeitig steigenden Strompreisen – aktuell ist die EEG-Umlage zum 1. Januar 2013 von 3,592 Cent/kWh auf 5,277 Cent/kWh gestiegen – und sinkenden Speicherkosten – hier ruhen große Hoffnungen auf Lithium-Ionen-Akkus – könnte der dezentrale Speichereinsatz zur Eigenverbrauchserhöhung in Zukunft für den Anlagenbetreiber wirtschaftlich werden. Nach dem in § 20b Abs. 9a EEG festgelegten Ende der PV-Förderung bei Erreichen einer installierten Leistung von 52000 MW könnten PV-Speicher-Systeme zur Eigenverbrauchsmaximierung die einzige Möglichkeit darstellen, PV-Anlagen wirtschaftlich zu betreiben. Denn es wird davon ausgegangen, dass die Stromgestehungskosten kleiner PV-Anlagen dann auf Erzeugerebene immer noch nicht wettbewerbsfähig sein werden.

Weil die rechtlichen Rahmenbedingungen keine ausreichenden Anreize zur Nutzung von dezentralen Speichern bieten und damit nicht (flächendeckend) zum Einsatz kommen, tragen sie folglich auch nicht zu einer System- und Marktintegration von PV-Anlagen bei. In Zukunft könnte sich dies allerdings, wie dargelegt, ändern und ein ausreichend großer Anreiz zur Speichernutzung zwecks Eigenverbrauchsmaximierung entstehen.



In diesem Fall würde der Einsatz dezentraler Speicher zu einer Marktintegration der PV beitragen. Denn der Anreiz zum Eigenverbrauch photovoltaisch erzeugten Stroms geht auf die Netzparität der PV zurück. Das heißt, die Stromgestehungskosten der eigenen PV-Anlage liegen unterhalb der Strombezugskosten pro Kilowattstunde, sodass es wirtschaftlich sinnvoll ist, den eigenen Strombedarf mit selbst erzeugtem PV-Strom zu decken. Der Eigenverbrauch ist also das Ergebnis von marktbasierenden Anreizen. Der Anreiz zur Einspeisung von PV-Strom in das Netz ergibt sich hingegen aufgrund einer marktfernen, umlagefinanzierten festen Einspeisevergütung, die den wirtschaftlichen Betrieb einer PV-Anlage ermöglichen soll. Weil der marktba-sierte Anreiz zum Eigenverbrauch größer ist als der marktfremde zur Einspeisung, wird der Anlagenbetreiber bestrebt sein, den Eigenverbrauch zu nutzen. Dadurch wird eine partielle Marktintegration der PV erreicht ist. Es ist jedoch zu beachten, dass in der Regel nur ca. 30% des erzeugten Stroms vor Ort verbraucht werden kann und PV-Anlagen daher für den wirtschaftlichen Betrieb auf die Förderung über die feste Einspeisevergütung angewiesen sind. Sobald auch der mit zusätzlichen Kosten verbundene Eigenverbrauch von zwischengespeichertem PV-Strom lukrativer ist als die Einspeisung, erhöht sich die Marktintegration der PV. Denn dann kann in der Regel ein Großteil des photovoltaisch erzeugten Stroms selbst verbraucht werden, ohne dass für diesen Strom eine Förderung nötig ist. Eine vollständige Marktintegration der PV ist erreicht, wenn sich der Betrieb einer PV-Anlage ohne die umlagefinanzierte Förderung rechnet. Bei der Frage, ob das mittelfristig möglich ist, werden dezentrale Stromspeicher wohl die entscheidende Rolle spielen. Es ist kaum vorstellbar, dass beim Erreichen der 52000 MW installierter Leistung und dem Auslaufen der Förderung der PV die Stromgestehungskosten kleiner PV-Dachanlagen auf der Erzeugerebene wettbewerbsfähig sein werden. Damit wäre der Betrieb einer PV-Anlage nur zwecks Eigenverbrauchs rentabel. Aber lediglich mit Speichern wird es möglich sein, den Großteil des erzeugten Stroms vor Ort nutzen zu können und die verlustreiche Einspeisung auf ein Minimum zu reduzieren. Die Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die Speicherkosten bis dahin soweit gesunken sind, dass auch der Eigenverbrauch zwischengespeicherten Stroms wirtschaftlich ist.

Im Gegensatz zur Marktintegration ist der Speichereinsatz zur Eigenverbrauchserhöhung in Bezug auf die Systemintegration kritischer zu sehen. Positiv ist zunächst, dass die Bereitstellung photovoltaischen Stroms mit Hilfe dezentraler Speicher deutlich besser an den Strombedarf vor Ort, das heißt im Haushalt, angepasst werden kann, wie die deutlichen Eigenverbrauchserhöhungen in Kapitel 3.1.1.2 zeigen. Demgegenüber steht die Tatsache, dass es mit zur Eigenverbrauchserhöhung eingesetzten dezentralen Stromspeichern nicht möglich ist, die an einstrahlungsstarken Tagen auftretenden maximalen Spannungen und Transformatorbelastungen deutlich zu senken. Demzufolge können ausschließlich zur Eigenverbrauchsmaximierung einge-



setzte dezentrale Speicher keinen nennenswerten Beitrag zur Netzintegration der PV leisten. Um dies zu erreichen, müssten flankierende Anreize bestehen, die einen netzdienlichen Eigenverbrauch mit sich bringen. Gemäß § 40 Abs. 5 EnWG sind Stromlieferanten dazu verpflichtet, den Letztverbrauchern einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zur Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Der Gesetzgeber schlägt zu diesem Zweck vor allem lastvariable und zeitvariable Tarife vor. In den Kapiteln 0 und 0 hat sich gezeigt, dass zeitvariable Stromtarife das Betriebsverhalten dezentraler Speicher, die zur Eigenverbrauchserhöhung eingesetzt werden, nicht insofern verändern, dass ein größerer Beitrag zur Spannungshaltung oder Entlastung des Ortsnetztransformators geleistet werden kann. Vielmehr könnte die Regelung des § 6 Abs. 2 Nr. 2 lit. b), die eine Reduzierung der Einspeisung auf maximal 70% der installierten Leistung vorsieht, zu einer Netzintegration der PV beitragen. Diese Regelung dürfte für PV-Speicher-System-Betreiber einen Anreiz darstellen, die ansonsten aufgrund der 70%-Kappung auftretenden Verluste mit dem Speicher aufzufangen. Der Betreiber würde an einstrahlungsstarken Tagen nicht schon morgens mit der Ladung des Speichers beginnen, sondern erst dann, wenn die Stromerzeugung 70% der installierten Leistung übersteigt. Eine wichtige Voraussetzung ist, dass der Anlagenbetreiber auf eine zuverlässige Ertrags- und Verbrauchsprognose zurückgreifen kann, die gewährleistet, dass der Speicher am Abend vollständig geladen ist und die Eigenverbrauchserhöhung nicht geschmälert wird. Auf diese Weise sollte es möglich sein, einen Teil der mittäglichen Einspeisespitze und damit auch die maximalen Spannungsanhebungen und Transformatorbelastungen zu reduzieren. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass Betreiber von PV-Speicher-Systemen nur dann die 70%ige Leistungskappung wählen werden, wenn diese aus wirtschaftlicher Sicht günstiger ist als das Bereithalten einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Wirkleistungsreduzierung, da diese beiden Vorgaben alternativ zu erfüllen sind.

Es sei noch einmal daran erinnert, dass es zu dem hier beschriebenen dezentralen Speichereinsatz zur Eigenverbrauchserhöhung und den damit verbundenen Auswirkungen hinsichtlich der System- und Marktintegration nur dann kommen wird, wenn die zukünftigen Rahmenbedingungen einen wirtschaftlichen Speicherbetrieb zulassen.

4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Diese Arbeit hat gezeigt, dass dezentrale Stromspeicher ein sehr effektives Mittel sind, um den Eigenverbrauch einer PV-Anlage zu erhöhen und auf diese Weise eine bedarfsgerechtere Bereitstellung von PV-Strom zu erzielen. Die konkreten Steigerungen sind allerdings stark abhängig von der PV-Anlagengröße, dem jährlichen Stromverbrauch, dem Verbrauchsverhalten und der Speicherkapazität. In der Regel ist es möglich, die Eigenverbrauchsquote mit einer Speicherkapazität von 2,5 kWh bis 7,5 kWh zu verdoppeln. Unter günstigen



Bedingungen kann sogar eine Verdreifachung der Eigenverbrauchsquote erreicht werden. Es gibt aber auch Fälle, in denen nur geringe Steigerungen erzielt werden können, z. B. wenn ein hoher Stromverbrauch und eine kleine PV-Anlage vorliegen. Aufgrund der Tatsache, dass die Sommermonate deutlich ertragreicher sind, aber ein erhöhter Lastbedarf im Winter besteht und es nicht möglich ist, Strom aus dem Sommer in den Winter zu transportieren, sind der Eigenverbrauchserhöhung durch dezentrale Speicher gewisse Grenzen gesetzt, die auch mit sehr großen Speichern im Bereich von 20 kW nicht überwunden werden können.

Es ist außerdem deutlich geworden, dass die Netzintegration der PV in ländlichen Gebieten, Dörfern und Einfamilienhaus-Siedlungen von großer Bedeutung ist. Aufgrund des dort vorhandenen großen Dachflächenpotentials und des geringen Lastbedarfs, sind die Niederspannungsverteilnetze in der Regel nicht in der Lage, den gesamten sich aus dem Dachflächenpotential ergebenden PV-Strom aufzunehmen. Es kann davon ausgegangen werden, dass je nach Verteilnetztyp lediglich 20% bis 50% des Dachflächenpotentials nutzbar sind, ohne dass es zu einer Überlastung des Netzes kommt. Eine Netzüberlastung äußert sich in den meisten Fällen anhand von unzulässigen Spannungsanhebungen oder einer Überlastung des Ortsnetztransformators. Werden dezentrale Speicher im Zusammenhang mit PV-Anlagen in Abhängigkeit von der Netzspannung betrieben, sind sie ein effektives Mittel, um unzulässige Spannungsanhebungen zu vermeiden. Dienen sie ausschließlich der Eigenverbrauchsmaximierung, können zwar die durchschnittlichen Spannungsanhebungen und Ortsnetztransformatorbelastungen reduziert werden, die Auswirkungen auf die maximalen Spannungsanhebungen und Transformatorbelastungen sind jedoch marginal. Um auch die Höchstwerte weitreichender zu senken, müssen die dezentralen Speicher so betrieben werden, dass an einstrahlungsstarken Tagen ein vollständiges Laden des Speichers vor der mittäglichen Erzeugungsspitze verhindert wird. Hinsichtlich Netzverlusten und Spannungsasymmetrien entfalten dezentrale Speicher grundsätzlich positive Effekte.

Dezentrale Speicher können folglich einen Beitrag zur Systemintegration der PV leisten, indem PV-Strom über einen deutlich erhöhten Eigenverbrauch vermehrt mit dem Strombedarf des Haushalts in Einklang gebracht wird, wodurch ein großer Anteil des photovoltaisch erzeugten Stroms bedarfsgerecht bereitgestellt wird. Bei entsprechender Betriebsweise der dezentralen Speicher ist es außerdem möglich, gleichzeitig die Netzintegration der PV zu verbessern, sodass weniger Netzverluste anfallen und insgesamt mehr photovoltaisch erzeugter Strom von den Stromnetzen aufgenommen werden kann, ohne dass es zu Netzüberlastungen kommt.

Die Analyse des Rechtsrahmens hat dargelegt, dass derzeit jedoch keine ausreichenden Anreize für die Nutzung dezentraler Stromspeicher in Kombination mit PV-Anlagen existieren. Im EEG wird Anlagenbetreibern nach § 16 Abs. 2 EEG zwar ausdrücklich die Möglichkeit eröffnet, die feste Einspeisevergütung auch nach einer Zwischenspeicherung des erzeugten Stroms in Anspruch zu nehmen, aber es mangelt an Anreizen,



davon Gebrauch zu machen. Des Weiteren fehlt es an einer flankierenden Gesetzgebung, die gewährleistet, dass die Zwischenspeicherung der System- und Marktintegration der PV zugutekommt. Daneben haben PV-Anlagenbetreiber die Möglichkeit, den erzeugten Solarstrom nach § 16 Abs. 3 EEG im eigenen Haushalt zu verbrauchen und nur Überschüsse zwecks Inanspruchnahme der Einspeisevergütung einzuspeisen. Aufgrund der bestehenden Netzparität der PV gegenüber dem Strombezugspreis für Haushaltskunden ist das für aktuell in Betrieb genommene PV-Anlagen die finanziell attraktivere Variante im Vergleich zu einer Volleinspeisung. Der bestehende Kostenvorteil des Eigenverbrauchs gegenüber der Einspeisung von ca. 8 Cent/kWh bietet allerdings keinen ausreichenden Anreiz, in dezentrale Speichersysteme zu investieren. Denn derzeit betragen die Kosten für die Zwischenspeicherung einer Kilowattstunde Strom mit großer Sicherheit mehr als 30 Cent. Aus den Regelungen zur Direktvermarktung nach §§ 33a bis 33f EEG und dem Einspeisemanagement bzw. den technischen Vorschriften nach § 11 EEG i. V. m. § 6 Abs. 2 Nr. 2 EEG ergeben sich ebenso wenig ausreichende Anreize zur Speichernutzung.

Da derzeit keine ausreichenden Anreize zum Einsatz dezentraler Stromspeicher in Verbindung mit PV-Anlagen bestehen, reichen die rechtlichen Rahmenbedingungen folglich nicht aus, um eine Erhöhung der System- und Marktintegration von PV-Anlagen durch dezentrale Stromspeicher zu erreichen. Anstatt den Einsatz dezentraler Speicher über den Rechtsrahmen zu fördern, verfolgt die Bundesregierung derzeit den Ansatz einer Forschungsförderung dezentraler Speicher. Im Sommer 2012 lief die Förderinitiative „Stromspeicher“ an, die den Leuchtturm „Batterien im Verteilnetz“ beinhaltet, „bei dessen Projekten es um die Kopplung von Batteriespeichern mit dezentralen Erneuerbaren-Energien-Anlagen, insbesondere Photovoltaik geht“. Die Bundesregierung erhofft sich davon, technologische Durchbrüche sowie Kostensenkungen zu unterstützen und zu einer schnellen Markteinführung neuer Energiespeicher beizutragen.²⁴⁷ Außerdem hat die Bundesregierung zugesichert, ein neues technologieoffenes Marktanzreizprogramm mit zinsverbilligten Krediten für dezentrale Speicher bei der staatlichen KfW-Bank zu initiieren, das spätestens ab dem 1. Januar 2013 mit Bundesmitteln in Höhe von 50 Millionen Euro unterstützt wird.²⁴⁸ Von Seiten der KfW-Bank heißt es, dass dieses Programm derzeit in der Planung, aber noch nicht abrufbar sei.²⁴⁹

Der derzeitige Rechtsrahmen, dem es an einer aktiven Förderung dezentraler Speicher fehlt, bietet nichtsdestotrotz die Möglichkeit, dass eine Nutzung dezentraler Speicher zur Eigenverbrauchserhöhung in Zukunft für PV-Anlagenbetreiber wirtschaftlich wird. Regelungen wie die Degression nach § 20b EEG und das Marktintegrationsmodell nach § 33 EEG führen vor allem in Verbindung mit steigenden Strompreisen dazu,

²⁴⁷ BMU-Pressereferat 2012, <http://umweltenergie.blogspot.de/2012/07/bmu-pressediens-nr-10112.html> - 14.01.2013

²⁴⁸ Deutscher Bundestag 2012, http://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2012/39612147_kw26_angenommen_abgelehnt/ - 22.01.2013.

²⁴⁹ Diese Information basiert auf einer E-Mail des Infocenters der KfW-Bankengruppe vom 21.01.2013.



dass der Eigenverbrauch immer attraktiver gegenüber der Einspeisung wird. Fallen wohlmöglich auch die Speicherkosten, könnte ein finanzieller Anreiz nur Nutzung dezentraler Speicher zwecks Eigenverbrauchserhöhung entstehen. Bei den entsprechenden Rahmenbedingungen ist es auch denkbar, dass sich der Einsatz dezentraler Speicher nach dem Auslaufen der PV-Förderung beim Erreichen einer installierten Leistung von 52000 MW gemäß § 20b Abs. 9 EEG für den PV-Anlagenbetreiber rechnen wird.

Der Speichereinsatz zur Eigenverbrauchserhöhung würde zu einer Erhöhung der Systemintegration der PV führen, indem eine erhöhte Strommenge des photovoltaisch erzeugten Stroms bedarfsgerecht im Haushalt verbraucht wird. In Verbindung mit der Vorschrift des § 6 Abs. 2 Nr. 2 lit. b), die eine maximale Wirkleistungseinspeisung von 70% der installierten Leistung vorgibt, könnte der Speichereinsatz außerdem einen wertvollen Beitrag zur Netzintegration leisten. Denn auf diese Weise treten möglicherweise nicht nur im durchschnittlichen Betrieb positive Effekte auf die Spannung, die Ortsnetztransformatorbelastung und die Netzverluste auf, sondern auch an den einstrahlungsstärksten Tagen im Jahr. Diese Annahme basiert auf der Vermutung, dass eine Leistungskappung auf 70% verhindert, dass die Speicher an einstrahlungsstarken Tagen bereits vor der mittäglichen Erzeugungsspitze vollständig geladen sind. Denn vollständig geladene Speicher können keine netzentlastenden Effekte entfalten. Eine Überprüfung dieser Annahme durch Simulationen oder Feldversuche wäre sinnvoll. Wird sie bestätigt, sollte Betreibern von PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kWp nicht mehr die Wahlmöglichkeit zur Teilnahme am Einspeisemanagement eingeräumt werden, sondern die 70%-Leistungskappung verpflichtend werden. Möglicherweise ist auch eine drastischere Leistungskappung zielführend. Zu einer Erhöhung der Marktintegration kommt es insofern, als dass mit einer Erhöhung des Eigenverbrauchs der Anteil des Stroms reduziert wird, der über die EEG-Umlage gefördert werden muss. Außerdem hängt die Entscheidung zum Eigenverbrauch vom Marktpreis für Haushaltsstrom ab. Die Erhöhung des Eigenverbrauchs bedeutet daher auch, dass die Nutzung eines erhöhten Anteils an PV-Strom von Marktparametern abhängt.

Diese beschriebene Entwicklung könnte eintreten, wenn sich der Rechtsrahmen in Hinblick auf die PV und dezentrale Speicher im Wesentlichen nicht ändert. Alternativ könnte die derzeitige rechtliche Förderung ebenso zur Folge haben, dass sich der Einsatz dezentraler Speicher zur Eigenverbrauchserhöhung auch in Zukunft für den PV-Anlagenbetreiber finanziell nicht lohnen wird, also der finanzielle Anreiz zum Eigenverbrauch die Speicherkosten nicht übertrifft. Die bis zum Ende der Förderung neu zugebauten PV-Anlagen würden abzüglich des natürlichen Eigenverbrauchs weiterhin einen Großteil des erzeugten Stroms bedarfsunabhängig einspeisen. Die Herausforderungen im Hinblick auf die System- und Marktintegration würden aufgrund der erhöhten installierten PV-Leistung verstärkt.



Möchte die Bundesregierung einen verbreiteten Einsatz dezentraler Speicher zielgerichteter und aktiver über den Rechtsrahmen und nicht nur durch eine Forschungsförderung fördern, bestehen im Wesentlichen zwei Ansatzpunkte. Zum einen könnte der Einsatz von dezentralen Speichern zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von PV-Strom gefördert werden, indem über eine finanzielle Förderung stärkere Anreize gesetzt werden. Es sollte allerdings sichergestellt werden, dass die Eigenverbrauchserhöhung auch der Netzintegration zugutekommt, indem über Anreize oder Beschränkungen zur Einspeisung verhindert wird, dass die dezentralen Speicher an einstrahlungsstarken Tagen bereits vor der mittäglichen Erzeugungs- und damit Einspeisespitze vollständig geladen werden.

Zum anderen bestünde für den Gesetzgeber auch die Möglichkeit, die Zwischenspeicherung mit dem Ziel einer bedarfsgerechten Einspeisung zu fördern. Im Gegensatz zum Eigenverbrauch bezieht sich der Bedarf nicht auf den einzelnen Haushalt, sondern auf den deutschlandweiten Lastverlauf. Demzufolge wäre es sinnvoll, dass sich die Vergütung für die Einspeisung an den Börsenstrompreisen orientiert. Besteht ein erhöhter Strombedarf, liegen höhere Preise vor und es sollte ein Anreiz zur Einspeisung bestehen. Liegt hingegen ein geringer Strombedarf vor, sind auch die Börsenpreise geringer und entsprechend sollte ein Anreiz zur Zwischenspeicherung bestehen. Obwohl so ein Beitrag zur überörtlichen System- und Marktintegration der PV geleistet werden könnte, könnte es zu Zielkonflikten mit der Netzintegration kommen.²⁵⁰ Denn es könnte sein, dass deutschlandweit zwar ein erhöhter Strombedarf besteht, aber die lokalen Verteilnetze aus Kapazitätsgründen nicht in der Lage sind, den erzeugten Strom aufzunehmen und in die nächsthöhere Netzebene weiterzuleiten. An dieser Stelle bestünde ein sinnvoller Anknüpfungspunkt zur Integration von PV-Speicher-Systemen in zukünftige Smart Grids.²⁵¹

Obwohl dezentrale Speicher wichtige Beiträge zu einer System- und Marktintegration der PV leisten könnten und sich der Gesetzgeber der Bedeutung von Stromspeichern für das zukünftige auf erneuerbare Energien basierende Elektrizitätsversorgungssystem bewusst zu sein scheint, kann der jetzige Rechtsrahmen keine Förderung von dezentralen Speichern im Zusammenhang mit PV-Anlagen bewirken. Der gesetzliche Rahmen hält zwar viele Möglichkeiten für den Betrieb von PV-Speicher-Systemen offen, vermag aber keine Anreize für eine Umsetzung zu schaffen.

²⁵⁰ Vgl. Schomerus § 64f EEG, Rn. 16.

²⁵¹ Unter Smart Grids oder auch intelligenten Stromnetzen versteht man die kommunikative Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern, elektrischen Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Stromnetzen zur Gewährleistung einer effizienten und zuverlässigen Stromversorgung.



5 Literaturverzeichnis

- Ahlert, Klaus-Henning 2010, Economics of Distributed Storage Systems. An economic analysis of arbitrage-maximizing storage systems at the end consumer level, Dissertation Karlsruhe, <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/1000016568> - 01.10.2012
- Altröck, Martin; Oschmann, Volker; Theobald, Christian 2011 (Hg.), Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar, 3. Aufl., München
- Appen, Jan von; Schmiegel, Armin; Braun, Martin 2012, Impact of PV Storage Systems on Low Voltage Grids - A Study on the Influence of PV Storage Systems on the Voltage Symmetry of the Grid, http://www.voltwerk.com/fileadmin/user_upload/documents/docs/presse/Technical_papers/Impact_of_PV_storage_systems_on_low_voltage_grids.pdf - 28.01.2013
- Blanz, Jonathan; Rothert, Martin; Wachenfeld, Volker 2010, Technische und wirtschaftliche Aspekte der Zwischenspeicherung von Solarenergie zur Steigerung des Direktverbrauchs, http://files.sma.de/dl/1376/Staffelstein_2010.pdf - 17.01.2013
- Bodach, Mirko 2006, Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen, Dissertation Chemnitz, http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/5216/data/Dissertation_Bodach.pdf - 26.11.2012
- Bode, Sven; Frondel, Manuel; Schmidt, Christoph M.; Vahrenholt, Fritz; Schröder, Sebastian 2010, Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem, Wirtschaftsdienst 90, 10, 643-60
- Bost, Mark; Hirschl, Bernd; Aretz, Astrid 2011, Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik. Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt? Endbericht, http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf - 03.12.2012
- Braun, Martin; Büdenbender, Kathrin; Stetz, Thomas; Thomas, Uwe 2009, Activation of Energy Management in Households. The Novel Local Consumption Tariff for PV-Systems and its Influence on Low Voltage Distribution Grids, http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-A/publication/2009/2009_Braun_Etg_Solion.pdf - 02.10.2012
- Braun, Martin; Stetz, Thomas; Büdenbender, Kathrin 2010, Integration of Photovoltaic in Distribution Systems, http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/publikationen_veroeffentlichungen



gesamt/2010/integration_of_photovoltaicindistributionsystems/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/Integration%20of%20Photovoltaic%20in%20Distribution%20Systems.pdf - 29.10.2012

- Büdenbender, Kathrin; Braun, Martin; Stetz, Thomas; Strauss, Philipp 2011, Multifunctional PV Systems Offering Additional Functionalities and Improving Grid Integration, International Journal of Distributed Energy Resources 7, 2, 109-28
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2011, Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben II c - Solare Strahlungsenergie. Endbericht, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_solare_strahlung_bf.pdf - 21.11.2012
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 2012, Anwendungshinweis § 6 Absatz 2 EEG 2012, http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_anwendungshinweis_bf.pdf - 15.01.2013
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)-Pressereferat 2012 (11.07.), BMWi, BMU und BMBF geben Startschuss für Leuchtturmprojekte der Speicherinitiative, Berlin, <http://umweltenergie.blogspot.de/2012/07/bmu-pressdienst-nr-10112.html> - 14.01.2013
- Bundesnetzagentur 2012 (31.12.), Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_node.html - 02.01.2013
- Bundesnetzagentur 2012, Positionspapier zu den technischen Vorgaben nach § 6 Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2012, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/TechnischeVorgaben6EEG/Positionspapier_TechVorg_6EEG.pdf?__blob=publicationFile - 15.01.2013
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Energiedaten, http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten - 27.01.2013
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2012 (23.01.), Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Vergütungssummen, Marktintegration der erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme. Energie-Info, <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/3564E959A01B9E>



66C125796B003CFCC/\$file/ BDEW%20Energie-Info_EE%20und%20das%20EEG%20%282011%29_23012012.pdf -11.01.2013

- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2012, BDEW-Strompreisanalyse Mai 2012. Haushalte und Industrie, [http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/\\$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf) - 27.01.2013
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2012 (26.06.), Erneuerbare Energien liefern mehr als ein Viertel des Stroms. BDEW veröffentlicht Halbjahreszahlen für Erneuerbare Energien 2012, <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20120726-pi-erneuerbare-energien-liefern-mehrals-ein-viertel-des-stroms-de> - 11.01.2013
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2012, Kapazität und Erzeugung 2011. Gesamte Elektrizitätswirtschaft, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/\\$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/OAA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/$file/Kapazit%C3%A4t%20und%20Erzeugung%20D%202011_05Mrz2012_o_jaehrlich_Ba.pdf) - 08.01.2013
- Bundesverband Solarwirtschaft (BSW), Informationsseite zur 50,2Hz-Nachrüstung von Photovoltaikanlagen, <http://www.solarwirtschaft.de/nachruestung.html#c892> - 03.01.2012
- Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) 2012, Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bsw_solar_fakten_pv.pdf - 11.01.2013
- Bünger, Ulrich; Crotogino, Fritz; Donadei, Sabine; Gatzen, Christoph; Glaunsinger, Wolfgang; Kleinmaier, Martin; Könemund, Martin; Landinger, Hubert; Lebioda, Thomas Jan; Leonhard, Werner; Sauer, Dirk; Weber, Harald; Wenzel, Andree; Wolf, Erik; Woyke, Wolfgang; Zunft, Stefan 2009, Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf, Frankfurt am Main
- Caamano-Martín, Estefanía; Laukamp, Hermann; Jantsch, Martin; Erge, Thomas; Thornycroft, Jim; De Moore, H.; Cobben, Sjef; Suna, Demet; Gaiddon, Bruno 2008, Interaction Between Photovoltaic Distributed Generation and Electricity Networks, Progress in Photovoltaics: Research and Applications 16, 7, 629-43
- Castillo-Cagigal, Manuel; Caamano-Martín, Estefanía; Matallanas, Eduardo; Masa-Bote, Daniel; Gutiérrez, Álvaro; Monasterio-Huelin, Felix; Jiménez-Leube, Javier 2011, PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector, Solar Energy 85, 9, 2338-48



- Deutscher Bundestag, Die Beschlüsse des Bundestages am 28. und 29. Juni. 2012, http://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2012/39612147_kw26_angenommen_abgelehnt/ - 22.01.2013
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE) 2012, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf - 27.01.2013
- Die Bundesregierung 2012 (24.09.), Das neue Marktintegrationsmodell für Strom aus solarer Strahlungsenergie im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/eeimport/files/pdfs/allgemein/application/pdf/marktintegrationsmodell_bf.pdf - 17.01.2013
- Dötsch, Christian; Kanngießer, Annedore; Wolf, Daniel 2009, Speicherung elektrischer Energie – Technologien zur Netzintegration erneuerbarer Energien, *uwf* 17, 4, 351-60
- Eurelectric 2012, Decentralised storage: impact on future distribution grids, http://www.eurelectric.org/media/53340/eurelectric_decentralized_storage_finalcover-2012-030-0574-01-e.pdf - 10.10.2012
- Eyer, Jim; Corey, Gath 2010, Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program, <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2010/100815.pdf> - 10.10.2012
- Frenz, Walter; Müggenborg, Hans-Jürgen 2011 (Hg.), Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar, 2. Aufl., Berlin
- Grebe, Roland; Kever, Felix 2012, Dezentrale Batteriespeicher als Lösung für die optimale Solarstromverwertung, <http://www.baulinks.de/webplugin/2012/0985.php4> - 28.11.2012
- Häberlin, Heinrich 2010, Photovoltaik, Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen, 2. Aufl., Fehrltorf; Berlin
- Höflich, Bernd; Kreutzkamp, Paul; Peinl, Hannes; Völker, Jakob; Kühne, Maximilian; Kuhn, Philipp; Tzscheuschler, Peter; Hermes, Roland; Krahl, Simon; Meisa, Kerstin 2010, Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Abschlussbericht, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf - 05.11.2012



- Horenkamp, Willi; Hube, Wilfried; Jäger, Johann; Kleimaier, Martin; Kühn, Walter; Nestle, David; Pickhan, Roland; Pokojski, Martin; Raphael, Thomas; Scheffler Jörg; Schulz, Christian; Schwaegerl, Christine; Wielsch, Detlef; Witzmann, Rolf 2007, Dezentrale Energieversorgung 2020. Gesamttext, Frankfurt am Main
- Hufnagel, Samuel 2010, Photovoltaik in der Stadt- und Regionalplanung. Potenziale, Priorisierungen, Instrumente und Methoden, Hamburg
- Igel, Michael; Winternheimer, Stefan; Löwen, Günter 2012, Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz. Abschlussbericht, http://www.powerengs.de/_downloads/Netzregelung-MitEnergiespeicherIm400VNetz.pdf - 27.11.2012
- Jung, Susanne 2012 (16.07.), Umsatzsteuerliche Behandlung bei Solarstrom-Eigenverbrauch, Information zur Entscheidung des Bundesministeriums für Finanzen vom 01.04.2009, http://www.sfv.de/artikel/umsatzsteuerliche_behandlung_bei_solarstrom-eigenverbrauch.htm - 13.12.2012
- Kohl, Harald; Dürrschmidt, Wolfhart 2011, Regenerative Energieträger - ein Überblick, in: Bürke, Thomas; Wengenmayr, Roland 2011 (Hg.), Erneuerbare Energie. Alternative Energiekonzepte für die Zukunft, 3. Aufl., Weinheim, 4-13
- Kost, Christoph; Schlegl, Thomas; Thomsen, Jessica; Nold, Sebastian; Mayer, Johannes 2012, Studie Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> - 27.01.2013
- Lehnert, Wieland 2012, Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012, Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR) 22, 1, 4-17
- Lehnert, Wieland; Vollprecht, Jens 2012, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher - noch kein maßgeschneiderter Anzug, Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER) 16, 4, 356-68
- Lödl, Martin; Kerber, Georg; Witzmann, Rolf; Metzger, Michael 2010, Vergleich von Energiespeichern und Netzverstärkungsmaßnahmen in Niederspannungs-Verteilnetzen bei hoher dezentraler Einspeisung, in: E-Mobility, Technologien, Infrastruktur, Märkte, Kongressbeiträge, 8. - 9. November 2010, Congress Center Leipzig, Berlin; Offenbach
- Luque, A.; Hegedus, Steven 2011, Handbook of photovoltaic science and engineering, 2. Aufl., Chichester, West Sussex, U.K.



- Mahnke, Eva; Mühlenhoff, Jörg 2011, Strom speichern. Hintergrundinformationen für Erneuerbare Energien, http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/57_Renews_Spezial_Strom_speichern_mar12_online_01.pdf - 21.11.2012
- Pieper, Cornelius; Rubel, Holger 2012, Electricity storage: Making large-scale adoption of wind and solar energies a reality, in: Mennillo, Giulia; Friedrich, Elmar; Schlenzig, Thomas 2012 (Hg.), Balanced growth. Finding strategies for sustainable development, Berlin; Heidelberg, 163-81
- Rothert, Martin; Bukvic-Schäfer, Aleksandra Sasa; Kreutzer, Nico; Lange, Martin; Kever, Felix; Wachenfeld, Volker 2012, Ein Jahr Felderfahrung: PV-Anlagen mit Speicherlösung zur Eigenverbrauchserhöhung, in: Köntges, Marc 2012 (Hg.), 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 29. Februar - 2. März 2012, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Regensburg, 161-66
- Sailer, Frank 2012, Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende - die neuen Regelungen zur Stromspeicherung in EnWG und EEG, Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER) 16, 2, 153-62
- Salje, Peter 2012, Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012. Kommentar, 6. Aufl., Köln
- Sauer, Dirk Uwe; Leuthold, Matthias; Magnor, Dirk; Lunz, Benedikt 2011, Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten PV-Anlagen. Studie im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW), http://www.fronius.com/cps/rde/xbc/SID-D31AB3DA-2C87D011/fronius_deutschland/Speicherstudie_RWTH_Bericht_264496_snapshot.pdf - 17.01.2013
- Scheffler, Jörg 2002, Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten, Dissertation Chemnitz, http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/4595/data/Dissertation_Scheffler.pdf - 31.10.2012
- Schiffer, Hans-Wilhelm 2008, Energiemarkt Deutschland, 10. Aufl., Köln
- Schlabbach, Jürgen 2008, Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen, Frankfurt am Main
- Schlesinger, Michael; Hofer, Peter; Kemmler, Andreas; Kirchner, Almut; Strassburg, Samuel; Lindenberg, Dietmar; Fürsch, Michaela; Nagl, Stephan; Paulus, Moritz; Richter, Jan; Trüby, Johannes; Lutz, Christian; Khorushun, Oleksii; Lehr, Ulrike; Thobe, Ines 2010, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Studie, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszenarien_2010.pdf - 27.01.2013



- Schmelzer, Knut; Schneidewindt, Holger 2012, Neue technische Vorgaben für Betreiber von PV-Anlagen ≤ 30 kWp gem. § 6 Abs. 2 Nr. 2 EEG - eine kritische Betrachtung, Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER) 16, 2, 147-53
- Schmiegel, Armin 2012, Der passende Speicher, Photovoltaik, 3, 69-71
- Schomerus, Thomas, unveröffentlichtes Manuskript zu § 32 EEG.
- Schomerus, Thomas, unveröffentlichtes Manuskript zu § 33 EEG.
- Schomerus, Thomas, unveröffentlichtes Manuskript zu § 64f EEG.
- Schumacher, Hanna 2012, Die Neuregelungen zum Einspeise- und Engpassmanagement, Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR) 22, 1, 17-22
- SMA 2012, Die neue VDE-Anwendungsregel (VDE-AR-N 4105), http://files.sma.de/dl/7418/Flyer_Niederspr-ADE123016w.pdf - 27.01.2013
- SMA 2012, Neue Regelungen in VDE-Anwendungsregel (VDE-AR-N 4105) und EEG 2012, https://www.sma.de/fileadmin/Partner/Solaracademy/Downloads/DE/Anwendungsregel_VDE-AR-N%204105_EEG_2012-DE121310_web.pdf - 03.01.2012
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 2011, Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten, Berlin
- Ton, Dan; Peek, Georgianne; Hanley, Charles; Boyes, John 2008, Solar Energy Grid Integration Systems - Energy Storage (SEGIS-ES), http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/segis-es_concept_paper.pdf - 17.10.2012
- Weidner, Eckhard; Dötsch, Christian; Kanngießer, Annedore; Wolf, Daniel; Hartkopf, Thomas; Schinz, Steffen; Sperling, Marcelo; Frey, Hellmuth; Kamga, Alain Kaptue 2011, Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie - Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien. Abschlussbericht, <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1901398.pdf> - 27.11.2012
- Wengenmayr, Roland 2011, Solarzellen - ein Überblick, in: Bürke, Thomas; Wengenmayr, Roland 2011 (Hg.), Erneuerbare Energie. Alternative Energiekonzepte für die Zukunft, 3. Aufl., Weinheim, 36-42
- Wesselak, Viktor; Voswinkel, Sebastian 2012, Photovoltaik. Wie Sonne zu Strom wird, Berlin; Heidelberg
- Wirth, Harry 2012 (22.10.), Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> - 27.11.2012



- Witzmann, Rolf; Kerber, Georg 2007, Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik. Bessere Ausnutzung bestehender Netze, ew 106, 4, 50-54
- Wustlich, Guido; Müller, Dominik 2011, Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 - Eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration, Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER) 15, 4, 380-96

Rechtsquellenverzeichnis

- Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074)
- Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621)
- Stromsteuergesetz (StromStG) vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147)
- Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung StromNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225)



Anhang

Tabelle 7: Natürliche Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade von Haushalten nach Jahresstromverbrauch und PV-Anlagengröße gruppiert

| | Stromverbrauch [kWh/a] | PV-Strom- Erzeugung [kWh/a] | Eigenverbrauch ohne Speicher [kWh/a] | Eigenverbrauch ohne Speicher | Autarkiegrad ohne Speicher |
|---------------------------|---------------------------|-----------------------------------|--|---------------------------------|-------------------------------|
| gering-klein | | | | | |
| 2800_2 | 2800 | | | 57,4% | |
| 2600_3 | 2608 | 2700 | 613 | 22,7% | 23,5% |
| 2600_4 | 2598 | 3600 | 691 | 19,2% | 26,6% |
| 1700_3 | 1709 | 2700 | 437 | 16,2% | 25,6% |
| 1700_4 | 1706 | 3600 | 490 | 13,6% | 28,7% |
| 3000_3 | 2995 | 2700 | 659 | 24,4% | 22,0% |
| Durchschnitt | | | | 25,6% | 25,3% |
| Standardabweichung | | | | 16,1% | 2,6% |
| gering-mittel | | | | | |
| 2800_5 | 2800 | | | 28,3% | |
| 2600_5 | 2598 | 4500 | 756 | 16,8% | 29,1% |
| 1700_5 | 1702 | 4500 | 531 | 11,8% | 31,2% |
| Durchschnitt | | | | 19,0% | 30,2% |
| Standardabweichung | | | | 8,5% | 1,5% |
| mittel-klein | | | | | |
| 4650_3,2 | 4650 | 2734 | 1256 | 45,9% | 27,0% |
| 4000_2 | 4000 | | | 71,7% | |
| 4500_3 | 4538 | 2700 | 867 | 32,1% | 19,1% |
| 4500_4 | 4525 | 3600 | 986 | 27,4% | 21,8% |
| 3000_4 | 3002 | 3600 | 742 | 20,6% | 24,7% |
| 3500-4500_3 | | | | 30,0% | 21,0% |
| 4900_1 | | | | 74,5% | |
| 4900_2 | | | | 52,9% | |
| 4900_3 | | | | 43,1% | |
| 4900_4 | | | | 36,3% | |
| Durchschnitt | | | | 43,5% | 22,7% |
| Standardabweichung | | | | 18,3% | 3,1% |
| mittel-mittel | | | | | |
| 4000_5 | 4000 | | | 37,8% | |
| 4000_8 | 4000 | | | 25,7% | |
| 4500_5 | 4519 | 4500 | 1085 | 24,1% | 23,1% |
| 3000_5 | 3006 | 4500 | 806 | 17,9% | 26,8% |
| EFH_4570_5 | 4000/4570 | 4535 | 1361 | 30,0% | 34,0% |
| 3500-4500_5 | | | | 25,0% | 22,0% |
| 3500-4500_7 | | | | 22,0% | 24,0% |
| 3500-4500_9 | | | | 20,0% | 24,0% |
| 4900_5 | | | | 31,4% | |
| 4900_6 | | | | 27,5% | |
| 4900_7 | | | | 25,5% | |
| 4900_8 | | | | 22,5% | |
| 4900_9 | | | | 20,6% | |
| 4900_10 | | | | 19,6% | |
| Durschnitt | | | | 25,0% | 25,7% |
| Standardabweichung | | | | 5,4% | 4,4% |
| mittel-groß | | | | | |
| 3500-4500_11 | | | | 19,0% | 24,0% |
| 3500-4500_13 | | | | 17,0% | 24,0% |
| 3500-4500_15 | | | | 17,0% | 25,0% |
| Durchschnitt | | | | 17,7% | 24,3% |
| Standardabweichung | | | | 1,2% | 0,6% |
| hoch-klein | | | | | |
| 6000_2 | 6000 | | | 86,6% | |
| hoch-mittel | | | | | |
| 5600_9,4 | 5600 | 10636 | 2240 | 21,1% | 40,0% |
| 6000_5 | 6000 | | | 51,5% | |
| Durchschnitt | | | | 36,3% | 40,0% |
| Standardabweichung | | | | 21,5% | |
| hoch-groß | | | | | |
| 6500_13,3 | 6500 | 13161 | 2015 | 15,3% | 31,0% |
| Gesamtdurchschnitt | | | | | |
| | | | | 30,5% | 26,0% |
| Standardabweichung | | | | 17,4% | 4,7% |



Tabelle 8: Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade von Haushalten mit einem Lastmanagement

| | Stromverbrauch [kWh/a] | PV-Strom- Erzeugung [kWh/a] | Eigenverbrauch ohne DSM [kWh/a] | Eigenverbrauch- erhöhung [kWh/a] | Eigenverbrauch mit DSM [kWh/a] | Eigenverbrauch ohne DSM | Eigenverbrauch- erhöhung | Eigenverbrauch mit DSM | relative Veränderung | Autarkiegrad ohne DSM | Autarkie- erhöhung | Autarkiegrad mit DSM | relative Veränderung |
|--------------------|---------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|--|--------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|-------------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|
| 4600_3_SO | 4550 | 2700 | 867 | 203 | 1069 | 32,1% | 7,5% | 39,6% | 23,4% | 19,1% | 4,4% | 23,5% | 23,0% |
| 4600_4_SO | 4566 | 3600 | 986 | 256 | 1242 | 27,4% | 7,1% | 34,5% | 26,0% | 21,8% | 5,4% | 27,2% | 24,8% |
| 4600_5_SO | 4575 | 4500 | 1085 | 283 | 1368 | 24,1% | 6,3% | 30,4% | 26,1% | 24,0% | 5,9% | 29,9% | 24,6% |
| 2700_3_SO | 2654 | 2700 | 613 | 173 | 786 | 22,7% | 6,4% | 29,1% | 28,2% | 23,5% | 6,1% | 29,6% | 30,0% |
| 2700_4_SO | 2662 | 3600 | 691 | 198 | 889 | 19,2% | 5,5% | 24,7% | 28,7% | 26,6% | 6,8% | 33,4% | 25,6% |
| 2700_5_SO | 2660 | 4500 | 756 | 207 | 963 | 16,8% | 4,6% | 21,4% | 27,4% | 29,1% | 7,1% | 36,2% | 24,4% |
| 3000_3_SO | 2993 | 2700 | 659 | 86 | 745 | 24,4% | 3,2% | 27,6% | 13,1% | 22,0% | 2,9% | 24,9% | 13,2% |
| 3000_4_SO | 3011 | 3600 | 742 | 104 | 846 | 20,6% | 2,9% | 23,5% | 14,0% | 24,7% | 3,4% | 28,1% | 13,8% |
| 3000_5_SO | 3010 | 4500 | 806 | 112 | 918 | 17,9% | 2,5% | 20,4% | 13,9% | 26,8% | 3,7% | 30,5% | 13,8% |
| 1700_3_SO | 1727 | 2700 | 437 | 71 | 508 | 16,2% | 2,6% | 18,8% | 16,2% | 25,6% | 3,8% | 29,4% | 14,8% |
| 1700_4_SO | 1718 | 3600 | 490 | 75 | 565 | 13,6% | 2,1% | 15,7% | 17,2% | 28,7% | 4,2% | 32,9% | 14,6% |
| 1700_5_SO | 1724 | 4500 | 531 | 81 | 612 | 11,8% | 1,8% | 13,6% | 15,3% | 31,2% | 4,3% | 35,5% | 13,8% |
| Durchschnitt | | | | | | 20,6% | 4,4% | 24,9% | 20,8% | 25,3% | 4,8% | 30,1% | 19,7% |
| Standardabweichung | | | | | | 5,9% | 2,1% | 7,7% | 6,3% | 3,5% | 1,4% | 3,9% | 6,2% |
| | | | | | | | | | | | | | |
| 4600_3_S | 4579 | 2700 | 867 | 278 | 1145 | 32,1% | 10,3% | 42,4% | 32,1% | 19,1% | 5,9% | 25,0% | 30,1% |
| 4600_4_S | 4606 | 3600 | 986 | 350 | 1336 | 27,4% | 9,7% | 37,1% | 35,5% | 21,8% | 7,2% | 29,0% | 33,0% |
| 4600_5_S | 4613 | 4500 | 1085 | 382 | 1467 | 24,1% | 8,5% | 32,6% | 35,2% | 24,0% | 7,8% | 31,8% | 32,5% |
| 3100_3_S | 3121 | 2700 | 613 | 348 | 961 | 22,7% | 12,9% | 35,6% | 56,8% | 23,5% | 7,3% | 30,8% | 31,1% |
| 3100_4_S | 3126 | 3600 | 691 | 425 | 1116 | 19,2% | 11,8% | 31,0% | 61,5% | 26,6% | 9,1% | 35,7% | 34,2% |
| 3100_5_S | 3119 | 4500 | 756 | 464 | 1220 | 16,8% | 10,3% | 27,1% | 61,4% | 29,1% | 10,0% | 39,1% | 34,4% |
| 3300_3_S | 3325 | 2700 | 659 | 246 | 905 | 24,4% | 9,1% | 33,5% | 37,3% | 22,0% | 5,2% | 27,2% | 23,6% |
| 3300_4_S | 3335 | 3600 | 742 | 302 | 1044 | 20,6% | 8,4% | 29,0% | 28,9% | 24,7% | 6,6% | 31,3% | 26,7% |
| 3000_5_S | 3339 | 4500 | 806 | 333 | 1139 | 17,9% | 7,4% | 25,3% | 41,3% | 26,8% | 7,3% | 34,1% | 27,2% |
| 2300_3_S | 2300 | 2700 | 437 | 308 | 745 | 16,2% | 11,4% | 27,6% | 70,5% | 25,6% | 6,8% | 32,4% | 26,6% |
| 2300_4_S | 2301 | 3600 | 490 | 370 | 860 | 13,6% | 10,3% | 23,9% | 75,5% | 28,7% | 8,7% | 37,4% | 30,3% |
| 2300_5_S | 2300 | 4500 | 531 | 405 | 936 | 11,8% | 9,0% | 20,8% | 76,3% | 31,2% | 9,5% | 40,7% | 30,4% |
| Durchschnitt | | | | | | 20,6% | 9,9% | 30,5% | 51,0% | 25,3% | 7,6% | 32,9% | 30,0% |
| Standardabweichung | | | | | | 5,9% | 1,6% | 6,1% | 17,8% | 3,5% | 1,5% | 4,7% | 3,4% |
| | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | |
| EFH_10000_5_WP_Std | 10000 | 4535 | 1361 | 635 | 1995 | 30,0% | 14,0% | 44,0% | 46,7% | 34,0% | -14,0% | 20,0% | -41,2% |
| EFH_10000_5_WP_SO | 10000 | 4535 | 1361 | 1134 | 2494 | 30,0% | 25,0% | 55,0% | 83,3% | 34,0% | -9,0% | 25,0% | -26,5% |
| EFH_10000_5_WP_S | 10000 | 4535 | 1361 | 1678 | 3038 | 30,0% | 37,0% | 67,0% | 123,3% | 34,0% | -1,0% | 33,0% | -2,9% |



Tabelle 9: Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade von Haushalten mit dezentralen Speichern

| | Stromverbrauch [kWh/a] | PV-Strom- Erzeugung [kWh/a] | Eigenverbrauch ohne Speicher [kWh/a] | Eigenverbrauch- erhöhung [kWh/a] | Eigenverbrauch mit Speicher [kWh/a] | Eigenverbrauch ohne Speicher | Eigenverbrauch- erhöhung | Eigenverbrauch mit Speicher | relative Veränderung | Autarkiegrad ohne Speicher | Autarkie- erhöhung | Autarkiegrad mit Speicher | relative Veränderung |
|----------------------------|---------------------------|-----------------------------------|--|--|---|---------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------------|-----------------------|------------------------------|-------------------------|
| gering-klein-2/2,5 | | | | | | | | | | | | | |
| 2800_2_2 | 2800 | | | | | 57,4% | 18,7% | 76,1% | 32,6% | | | | |
| 2600_3_2,5 | 2608 | 2700 | 613 | 1018 | 1631 | 22,7% | 37,7% | 60,4% | 166,1% | 23,5% | 35,8% | 59,3% | 152,3% |
| 2600_4_2,5 | 2598 | 3600 | 691 | 1058 | 1750 | 19,2% | 29,4% | 48,6% | 153,1% | 26,6% | 37,2% | 63,8% | 139,8% |
| 1700_3_2,5 | 1709 | 2700 | 437 | 942 | 1380 | 16,2% | 34,9% | 51,1% | 215,4% | 25,6% | 47,8% | 73,4% | 186,7% |
| 1700_4_2,5 | 1706 | 3600 | 490 | 965 | 1454 | 13,6% | 26,8% | 40,4% | 197,1% | 28,7% | 48,2% | 76,9% | 167,9% |
| 3000_3_2,5 | 2995 | 2700 | 659 | 991 | 1650 | 24,4% | 36,7% | 61,1% | 150,4% | 22,0% | 31,3% | 53,3% | 142,3% |
| Durchschnitt | | | | | | 25,6% | 30,7% | 56,3% | 152,4% | 25,3% | 40,1% | 65,3% | 157,8% |
| Standardabweichung | | | | | | 16,1% | 7,3% | 12,4% | 64,1% | 2,6% | 7,6% | 9,8% | 19,6% |
| gering-klein-4/5 | | | | | | | | | | | | | |
| 2800_2_4 | 2800 | | | | | 57,4% | 28,2% | 85,6% | 49,1% | | | | |
| 2600_3_5 | 2608 | 2700 | 613 | 1455 | 2068 | 22,7% | 53,9% | 76,6% | 237,4% | 23,5% | 48,8% | 72,3% | 207,7% |
| 2600_4_5 | 2598 | 3600 | 691 | 1562 | 2254 | 19,2% | 43,4% | 62,6% | 226,0% | 26,6% | 50,9% | 77,5% | 191,4% |
| 1700_3_5 | 1709 | 2700 | 437 | 1218 | 1655 | 16,2% | 45,1% | 61,3% | 278,4% | 25,6% | 58,1% | 83,7% | 227,0% |
| 1700_4_5 | 1706 | 3600 | 490 | 1253 | 1742 | 13,6% | 34,8% | 48,4% | 255,9% | 28,7% | 58,2% | 86,9% | 202,8% |
| 3000_3_5 | 2995 | 2700 | 659 | 1434 | 2093 | 24,4% | 53,1% | 77,5% | 217,6% | 22,0% | 44,3% | 66,3% | 201,4% |
| Durchschnitt | | | | | | 25,6% | 43,1% | 68,7% | 210,8% | 25,3% | 52,1% | 77,3% | 206,0% |
| Standardabweichung | | | | | | 16,1% | 10,1% | 13,6% | 82,1% | 2,6% | 6,0% | 8,4% | 13,1% |
| gering-klein-6/7,5 | | | | | | | | | | | | | |
| 2800_2_6 | 2800 | | | | | 57,4% | 30,4% | 87,8% | 53,0% | | | | |
| 2600_3_7,5 | 2608 | 2700 | 613 | 1601 | 2214 | 22,7% | 59,3% | 82,0% | 261,2% | 23,5% | 53,4% | 76,9% | 227,2% |
| 2600_4_7,5 | 2598 | 3600 | 691 | 1757 | 2448 | 19,2% | 48,8% | 68,0% | 254,2% | 26,6% | 46,8% | 73,4% | 175,9% |
| 1700_3_7,5 | 1709 | 2700 | 437 | 1331 | 1769 | 16,2% | 49,3% | 65,5% | 304,3% | 25,6% | 62,1% | 87,7% | 242,6% |
| 1700_4_7,5 | 1706 | 3600 | 490 | 1382 | 1872 | 13,6% | 38,4% | 52,0% | 282,4% | 28,7% | 62,6% | 91,3% | 218,1% |
| 3000_3_7,5 | 2995 | 2700 | 659 | 1636 | 2295 | 24,4% | 60,6% | 85,0% | 248,4% | 22,0% | 49,6% | 71,6% | 225,5% |
| Durchschnitt | | | | | | 25,6% | 47,8% | 73,4% | 233,9% | 25,3% | 54,9% | 80,2% | 217,9% |
| Standardabweichung | | | | | | 16,1% | 11,8% | 13,9% | 91,0% | 2,6% | 7,2% | 8,8% | 25,1% |
| gering-mittel-2/2,5 | | | | | | | | | | | | | |
| 2800_5_2 | 2800 | | | | | 28,3% | 11,7% | 40,0% | 41,3% | | | | |
| 2600_5_2,5 | 2598 | 4500 | 756 | 1071 | 1827 | 16,8% | 23,8% | 40,6% | 141,7% | 29,1% | 37,1% | 66,2% | 127,5% |
| 1700_5_2,5 | 1702 | 4500 | 531 | 972 | 1503 | 11,8% | 21,6% | 33,4% | 183,1% | 31,2% | 47,9% | 79,1% | 153,5% |
| Durchschnitt | | | | | | 19,0% | 19,0% | 38,0% | 122,0% | 30,2% | 42,5% | 72,7% | 140,5% |
| Standardabweichung | | | | | | 8,5% | 6,4% | 4,0% | 72,9% | 1,5% | 7,6% | 9,1% | 18,4% |
| gering-mittel-4/5 | | | | | | | | | | | | | |
| 2800_5_4 | 2800 | | | | | 28,3% | 20,0% | 48,3% | 70,7% | | | | |
| 2600_5_5 | 2598 | 4500 | 756 | 1602 | 2358 | 16,8% | 35,6% | 52,4% | 211,9% | 29,1% | 51,9% | 81,0% | 178,4% |
| 1700_5_5 | 1702 | 4500 | 531 | 1269 | 1800 | 11,8% | 28,2% | 40,0% | 239,0% | 31,2% | 58,5% | 89,7% | 187,5% |
| Durchschnitt | | | | | | 19,0% | 27,9% | 46,9% | 173,9% | 30,2% | 55,2% | 85,4% | 182,9% |
| Standardabweichung | | | | | | 8,5% | 7,8% | 6,3% | 90,4% | 1,5% | 4,7% | 6,2% | 6,5% |



Fortsetzung Tabelle 9

| | Stromverbrauch [kWh/a] | PV-Strom- Erzeugung [kWh/a] | Eigenverbrauch ohne Speicher [kWh/a] | Eigenverbrauch- erhöhung [kWh/a] | Eigenverbrauch mit Speicher [kWh/a] | Eigenverbrauch ohne Speicher | Eigenverbrauch- erhöhung | Eigenverbrauch mit Speicher | relative Veränderung | Autarkiegrad ohne Speicher | Autarkie- erhöhung | Autarkiegrad mit Speicher | relative Veränderung |
|------------------------------|---------------------------|-----------------------------------|--|--|---|---------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------------|-----------------------|------------------------------|-------------------------|
| gering-mittel-6/7,5 | | | | | | | | | | | | | |
| 2800_5_6 | 2800 | | | | | 28,3% | 21,2% | 49,5% | 74,9% | | | | |
| 2600_5_7,5 | 2598 | 4500 | 756 | 1823 | 2579 | 16,8% | 40,5% | 57,3% | 241,1% | 29,1% | 57,0% | 86,1% | 195,9% |
| 1700_5_7,5 | 1702 | 4500 | 531 | 1391 | 1922 | 11,8% | 30,9% | 42,7% | 261,9% | 31,2% | 61,9% | 93,1% | 198,4% |
| Durchschnitt | | | | | | 19,0% | 30,9% | 49,8% | 192,6% | 30,2% | 59,5% | 89,6% | 197,1% |
| Standardabweichung | | | | | | 8,5% | 9,7% | 7,3% | 102,5% | 1,5% | 3,5% | 4,9% | 1,8% |
| mittel-klein-3,5/4/5 | | | | | | | | | | | | | |
| 4650_3,2_3,5 | 4650 | 2734 | 1256 | 781 | 2037 | 45,9% | 28,6% | 74,5% | 62,2% | 27,0% | 17,0% | 44,0% | 63,0% |
| 4000_2_4 | 4000 | | | | | 71,7% | 20,4% | 92,1% | 28,5% | | | | |
| 4500_3_5 | 4538 | 2700 | 867 | 1488 | 2354 | 32,1% | 55,1% | 87,2% | 171,7% | 19,1% | 32,1% | 51,2% | 168,1% |
| 4500_4_5 | 4525 | 3600 | 986 | 1685 | 2671 | 27,4% | 46,8% | 74,2% | 170,8% | 21,8% | 35,9% | 57,7% | 164,7% |
| 3000_4_5 | 3002 | 3600 | 742 | 1548 | 2290 | 20,6% | 43,0% | 63,6% | 208,7% | 24,7% | 46,7% | 71,4% | 189,1% |
| 4900_1_3,4 | | | | | | 74,5% | 17,7% | 92,2% | 23,8% | | | | |
| 4900_2_3,4 | | | | | | 52,9% | 25,5% | 78,4% | 48,2% | | | | |
| 4900_3_3,4 | | | | | | 43,1% | 19,6% | 62,7% | 45,5% | | | | |
| 4900_4_3,4 | | | | | | 36,3% | 16,6% | 52,9% | 45,7% | | | | |
| Durchschnitt | | | | | | 44,9% | 30,4% | 75,3% | 89,4% | 23,2% | 32,9% | 56,1% | 146,2% |
| Standardabweichung | | | | | | 18,7% | 14,3% | 13,8% | 72,4% | 3,4% | 12,3% | 11,6% | 56,5% |
| mittel-klein-6/7,5 | | | | | | | | | | | | | |
| 4000_2_6 | 4000 | | | | | 71,7% | 22,7% | 94,4% | 31,7% | | | | |
| 4500_3_7,5 | 4538 | 2700 | 867 | 1715 | 2581 | 32,1% | 63,5% | 95,6% | 197,8% | 19,1% | 37,0% | 56,1% | 193,7% |
| 4500_4_7,5 | 4525 | 3600 | 986 | 2056 | 3042 | 27,4% | 57,1% | 84,5% | 208,4% | 21,8% | 42,6% | 64,4% | 195,4% |
| 3000_4_7,5 | 3002 | 3600 | 742 | 1832 | 2574 | 20,6% | 50,9% | 71,5% | 247,1% | 24,7% | 52,7% | 77,4% | 213,4% |
| 3500-4500_3_6 | | | | | | 30,0% | 40,0% | 70,0% | 133,3% | 21,0% | 20,0% | 41,0% | 95,2% |
| Durchschnitt | | | | | | 36,4% | 46,8% | 83,2% | 163,7% | 21,7% | 38,1% | 59,7% | 174,4% |
| Standardabweichung | | | | | | 20,2% | 16,0% | 12,2% | 84,4% | 2,3% | 13,7% | 15,3% | 53,5% |
| mittel-mittel-3,4/4/5 | | | | | | | | | | | | | |
| 4000_5_4 | 4000 | | | | | 37,8% | 20,0% | 57,8% | 52,9% | | | | |
| 4000_8_4 | 4000 | | | | | 25,7% | 14,2% | 39,9% | 55,3% | | | | |
| 4500_5_5 | 4519 | 4500 | 1085 | 1778 | 2862 | 24,1% | 39,5% | 63,6% | 163,9% | 24,0% | 37,3% | 61,3% | 155,4% |
| 3000_5_5 | 3006 | 4500 | 806 | 1616 | 2421 | 17,9% | 35,9% | 53,8% | 200,6% | 26,8% | 47,8% | 74,6% | 178,4% |
| 4900_5_3,4 | | | | | | 31,4% | 14,7% | 46,1% | 46,8% | | | | |
| 4900_6_3,4 | | | | | | 27,5% | 12,7% | 40,2% | 46,2% | | | | |
| 4900_7_3,4 | | | | | | 25,5% | 10,8% | 36,3% | 42,4% | | | | |
| 4900_8_3,4 | | | | | | 22,5% | 9,9% | 32,4% | 44,0% | | | | |
| 4900_9_3,4 | | | | | | 20,6% | 8,8% | 29,4% | 42,7% | | | | |
| 4900_10_3,4 | | | | | | 19,6% | 7,9% | 27,5% | 40,3% | | | | |
| Durchschnitt | | | | | | 25,3% | 17,4% | 42,7% | 73,5% | 25,4% | 42,6% | 68,0% | 166,9% |
| Standardabweichung | | | | | | 5,9% | 11,3% | 12,3% | 58,1% | 2,0% | 7,4% | 9,4% | 16,2% |



Fortsetzung Tabelle 9

| | Stromverbrauch [kWh/a] | PV-Strom- Erzeugung [kWh/a] | Eigenverbrauch ohne Speicher [kWh/a] | Eigenverbrauch- erhöhung [kWh/a] | Eigenverbrauch mit Speicher [kWh/a] | Eigenverbrauch ohne Speicher | Eigenverbrauch- erhöhung | Eigenverbrauch mit Speicher | relative Veränderung | Autarkiegrad ohne Speicher | Autarkie- erhöhung | Autarkiegrad mit Speicher | relative Veränderung |
|-------------------------------|---------------------------|-----------------------------------|--|--|---|---------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------------|-----------------------|------------------------------|-------------------------|
| mittel-mittel-6/7,5/10 | | | | | | | | | | | | | |
| 4000_5_6 | 4000 | | | | | 37,8% | 25,1% | 62,9% | 66,4% | | | | |
| 4000_8_6 | 4000 | | | | | 25,7% | 18,7% | 44,4% | 72,8% | | | | |
| 4500_5_7,5 | 4519 | 4500 | 1085 | 2219 | 3303 | 24,1% | 49,3% | 73,4% | 204,6% | 24,0% | 44,8% | 68,8% | 186,7% |
| 3000_5_7,5 | 3006 | 4500 | 806 | 2066 | 2871 | 17,9% | 45,9% | 63,8% | 256,4% | 26,8% | 54,4% | 81,2% | 203,0% |
| EFH_4570_5_10 | 4000/4570 | 4535 | 1361 | 1723 | 3084 | 30,0% | 38,0% | 68,0% | 126,7% | 34,0% | 34,0% | 68,0% | 100,0% |
| 3500-4500_5_6 | | | | | | 25,0% | 35,0% | 60,0% | 140,0% | 22,0% | 24,0% | 46,0% | 109,1% |
| 3500-4500_7_6 | | | | | | 22,0% | 30,0% | 52,0% | 136,4% | 24,0% | 25,0% | 49,0% | 104,2% |
| 3500-4500_9_6 | | | | | | 20,0% | 27,0% | 47,0% | 135,0% | 24,0% | 26,0% | 50,0% | 108,3% |
| Durchschnitt | | | | | | 25,3% | 33,6% | 58,9% | 142,3% | 25,8% | 34,7% | 60,5% | 135,2% |
| Standardabweichung | | | | | | 6,3% | 10,5% | 10,2% | 63,1% | 4,3% | 12,4% | 14,2% | 46,6% |
| mittel-groß-6 | | | | | | | | | | | | | |
| 3500-4500_11_6 | | | | | | 19,0% | 23,0% | 42,0% | 121,1% | 24,0% | 28,0% | 52,0% | 116,7% |
| 3500-4500_13_6 | | | | | | 17,0% | 23,0% | 40,0% | 135,3% | 24,0% | 29,0% | 53,0% | 120,8% |
| 3500-4500_15_6 | | | | | | 17,0% | 21,0% | 38,0% | 123,5% | 25,0% | 29,0% | 54,0% | 116,0% |
| Durchschnitt | | | | | | 17,7% | 22,3% | 40,0% | 126,6% | 24,3% | 28,7% | 53,0% | 117,8% |
| Standardabweichung | | | | | | 1,2% | 1,2% | 2,0% | 7,6% | 0,6% | 0,6% | 1,0% | 2,6% |
| hoch-klein-2 | | | | | | | | | | | | | |
| 6000_2_2 | 6000 | | | | | 86,6% | 7,7% | 94,3% | 8,9% | | | | |
| hoch-klein-4/6 | | | | | | | | | | | | | |
| 6000_2_4 | 6000 | | | | | 86,6% | 9,5% | 96,1% | 11,0% | | | | |
| 6000_2_6 | 6000 | | | | | 86,6% | 9,5% | 96,1% | 11,0% | | | | |
| Durchschnitt | | | | | | 86,6% | 9,5% | 96,1% | 11,0% | | | | |
| Standardabweichung | | | | | | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | | | | |
| hoch-mittel | | | | | | | | | | | | | |
| 5600_9,4_3,5 | 5600 | 10636 | 2240 | 1050 | 3290 | 21,1% | 9,9% | 30,9% | 46,9% | 40,0% | 19,0% | 59,0% | 47,5% |
| 6000_5_4 | 6000 | | | | | 51,5% | 17,2% | 68,7% | 33,4% | | | | |
| Durchschnitt | | | | | | 36,3% | 13,5% | 49,8% | 40,1% | 40,0% | 19,0% | 59,0% | 47,5% |
| Standardabweichung | | | | | | 21,5% | 5,2% | 26,7% | 9,5% | | | | |
| hoch-groß | | | | | | | | | | | | | |
| 6500_13,3_3,5 | 6500 | 13161 | 2015 | 1042 | 3057 | 15,3% | 7,9% | 23,2% | 51,7% | 31,0% | 16,0% | 47,0% | 51,6% |
| 4900_10_3,4 | | | | | | 19,6% | 7,9% | 27,5% | 40,3% | | | | |
| Durchschnitt | | | | | | 27,5% | 10,3% | 37,8% | 37,0% | 37,0% | 18,0% | 55,0% | 48,9% |
| Standardabweichung | | | | | | 13,7% | 4,4% | 17,8% | 14,9% | 5,2% | 1,7% | 6,9% | 2,4% |

Nr. 1 (Januar 2013)

Blieffert, Svea

Tauschen, Leihen und Schenken. Neue Nutzungsformen als Beispiele einer suffizienten Lebensweise?

Nr. 2 (Januar 2013)

Guerra González, Jorge

Implementing Real Sustainability - The Meaning of Sufficiency for a New Development Approach

Nr. 3 (Januar 2013)

Guerra González, Jorge

Vorbereitung zur Wiederverwendung: Regelung und Regelungsbedarf - Umsetzungs- und Erfolgsaussichten

Nr. 4 (Januar 2013)

Guerra González, Jorge

The Relationship Between Family Law and Female Entrepreneurship in Germany

Nr. 5 (Juni 2013)

Predki, Henryk

System- und Marktintegration von Photovoltaik-Anlagen durch dezentrale Stromspeicher? – Eine Analyse der technischen Potentiale und rechtlichen Rahmenbedingungen