

Masterthesis

Name:	Vorname:
Walliss	Steven
Studiengang:	vorgelegt am:
MA Erneuerbare Energien	02.09.2013
Erstprüfer/in:	Zweitprüfer/in:
Prof. Dr. Joachim Koeppen	Prof. Dr. Thomas Veeseer
Thema: Förderkonzept im Rahmen des EEG für Energiespeicher zur Entlastung des elektrischen Netzes	

Steven Walliss

Thema der Masterthesis

Förderkonzept im Rahmen des EEG für Energiespeicher zur Entlastung des elektrischen Netzes

Stichworte

Ausbauziele EEG, Netzstabilisierung, Leistungsreduzierung, Energiespeicher, Förderkonzept, Mobilität, Wärmemarkt

Kurzzusammenfassung

Um die Ziele des EEG für 2020 und 2030 bezogen auf den Deckungsanteil der erneuerbaren Energien einhalten zu können, ist eine erhebliche Steigerung der bestehenden Leistung notwendig. In dieser Arbeit wurde die Notwendigkeit und der Umfang einer zeitweisen Leistungsreduzierung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen für die Ausbauziele 2020 und 2030 ermittelt. Um die exergetischen Verluste bei einer Leistungsreduzierung möglichst gering zu halten, muss diese gespeichert oder anderweitig genutzt werden. Hierfür erfolgte ein Überblick der am Markt verfügbaren und für diesen Anwendungsfall geeigneten Energiespeicher. Es wurde ein Förderkonzept ausgearbeitet, um derzeit noch unwirtschaftliche Energiespeicher wirtschaftlich darstellen zu können. Dabei erfolgte neben einer anschließenden Rückverstromung auch der Brückenschlag zur Mobilität und dem Wärmemarkt.

Steven Walliss

Title of the paper

Support Framework within the EEG for energy storages to discharge the electrical network

Keywords

Expansion targets EEG, grid stabilization, power reduction, energy storage, support Framework, mobility, heating market

Abstract

To reach the expansion targets from the EEG in 2020 and 2030 based on the coverage rate of the renewable energies, the consisting power must significantly increase. In this report the need and scope of a temporary power reduction for photovoltaic systems and wind turbines for the expansion targets 2020 and 2030 was determined. To reduce the exergetic losses during a power reduction, it must be stored or used otherwise. For this purpose, a survey about the energy storage systems which are available on the market and suitable for this application followed. Therefore a support framework has been elaborated to show the profitability of energy storage systems, which are not jet economical. In addition to a reconversion there was also made a connection to the mobility and the heating market.



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Akademie für Erneuerbare Energien
Lüchow-Dannenberg GmbH

Studiengang: Erneuerbare Energien
Titel Lehrveranstaltung: Masterthesis
Semester Lehrveranstaltung: 4. Studiensemester

Masterthesis

Förderkonzept im Rahmen des EEG für Energiespeicher
zur Entlastung des elektrischen Netzes

Verfasser:

Walliss Steven Matrikel-Nr. 2040210

Betreuer:

Erstprüfer: Prof. Dr. Joachim Koeppen
Zweitprüfer: Prof. Dr. Thomas Veaser

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Problemstellung	1
1.2	Gang der Untersuchung	2
2	Untersuchung des Energiespeicher-Bedarfs für fluktuierende Stromerzeuger	3
2.1	Einfluss von Grundlastkraftwerken	5
2.1.1	Kernkraftwerke	5
2.1.2	Fossile Kraftwerke	6
2.1.3	Sonstige Kraftwerke	8
2.2	Energiespeicherbedarf für Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen . . .	9
2.2.1	Analyse der Einspeiseleistung bei verschiedenen Ausbauszenarien .	11
2.2.2	Ermittlung der notwendigen Leistungsreduzierung	17
2.2.3	Dimensionierung des Energiespeichers zur Reduzierung der Einspeisespitzen von Photovoltaikanlagen	29
2.2.4	Dimensionierung des Energiespeichers zur Reduzierung der Einspeisespitzen von Windkraftanlagen	53
3	Untersuchung der am Markt verfügbaren und kurz vor der Marktreife stehenden Energiespeicher	58
3.1	Elektrochemische Energiespeicher	59
3.1.1	Blei Akkumulatoren	60
3.1.2	Lithium-Ionen Akkumulatoren	62
3.1.3	Hochtemperatur Akkumulatoren	65
3.1.4	Redox Flow Akkumulatoren	69
3.2	Chemische Energiespeicher	71
3.2.1	Elektrolyse	72
3.2.2	Methanisierung	84
3.2.3	Gas-to-Liquid	91
3.3	Wärmenutzung und Wärmespeicherung von Stromüberschüssen	94
3.3.1	Wärmepumpe	96
3.3.2	Elektrische Wärmebereitung	108

4	Eignung der einzelnen Energiespeichertechnologien für verschiedene fluktuierende Stromerzeuger	115
5	Entwicklung eines Vergütungsmodells anhand des EEG's für Energiespeicher als Anreizmechanismus zur Reduzierung der Einspeisespitzen	119
6	Notwendige Änderungen im EEG zur Entlastung des elektrischen Netzes	128
7	Resümee	132
7.1	Ausblick Energiespeichereinsatz für Stromüberschüsse	133
7.2	Wechselwirkung zur Elektromobilität	134

1 Einleitung

Bedingt durch das „Gesetz für den Vorrang erneuerbaren Energien“ (EEG) erlebten die erneuerbaren Energien seit dessen Gültigkeit einen unverhofft starken Ausbau. Dies führte dazu, dass Ende 2012 bereits 32,4 GW Photovoltaikanlagen [1] und 31,3 GW Windkraftanlagen [2] Strom in das deutsche Netz einspeisten. Mit dem vehementen Ausbau der Photovoltaik- und Windkraftanlagen sorgen überwiegend diese beiden wetterabhängigen Techniken für den Fortschritt bei der Energiewende. Im Jahr 2010 deckten die erneuerbaren Energien einen Anteil von rund 16 % des deutschen Strombedarfs [3] bei einer installierten Leistung von rund 60 GW. Bis zum Jahr 2012 erhöhte sich dieser Anteil bereits auf rund 22 % [4]. Zweck des EEG¹ ist es nach § 1 Abs. 2 Nr. 1 den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung spätestens bis zum Jahr 2020 auf 35 % zu erhöhen. Laut der Branchenprognose „Stromversorgung 2020“ aus dem Jahr 2009 soll dieser Anteil sich bereits auf 47 % erhöht haben und die installierte Leistung soll auf 111 GW ansteigen [5]. Da diese Leistung überwiegend durch die fluktuierenden Stromerzeuger Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen erreicht werden dürfte, stellt sich die Frage in wie weit der Einsatz von Speichertechnologien notwendig ist und gefördert werden muss, um die fluktuierende Bereitstellung an den Bedarf anzugleichen.

1.1 Problemstellung

Die guten und sicheren Marktbedingungen des EEG sorgten in den letzten Jahren für kontinuierlich hohe Ausbautzahlen bei den erneuerbaren Energien. Selbst außerplanmäßige Degression der Vergütung für die Solarenergie hatten hier keine bremsende Wirkung². Nach dem derzeitigem Stand des EEG wird jedoch die Vergütung für eingespeisten Strom aus Photovoltaikanlagen auf null abgesenkt, sobald die installierte Leistung der durch das EEG geförderten Anlagen 52.000 MW erreicht. Bei dem derzeitigen Ausbautempo wird diese Leistung bereits im Jahr 2015 erreicht. Da im Jahr 2007 (exemplarisch) der Leistungsbedarf zwischen 40 GW und 93 GW [6, S. 5] schwankte, dürfte dies bei hoher solarer Einstrahlung gerade auch im Zusammenhang mit der installierten Leistung der Windkraftanlagen von dann über 31,3 GW (Stand Ende 2012) und den Grundlastkraftwerken (Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke) zu einer Überproduktion führen. Aufgrund der nur kurzzeitig hohen Einspeiseleistung der Solar- und Windenergie belasten diese das Stromnetz sowie den konventionellen Kraftwerkspark, da dieser die schwankende Einspeiseleistung als Residuallast ausgleichen muss. Spätestens wenn durch die Windkraftanlagen

¹ § 1 Abs. 2 Nr. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

² Lediglich die sogenannte Strompreisbremse welche zuletzt in einem gemeinsamem Papier von BMU und BMWi am 15.02.2013 veröffentlicht wurde, könnte hier eine bremsende Wirkung entfalten, da ein Vorzieheffekt - wie in der Vergangenheit üblich - durch den Angriff des Bestandsschutzes und der damit verbundenen Investitionsunsicherheit verhindert wird.

und Photovoltaikanlagen mehr Leistung zur Verfügung gestellt wird, als in Deutschland benötigt wird und über die Grenzkuppelstellen exportiert werden kann, müssen die erneuerbaren Energien zwangsweise trotz eines Ausbaus der deutschen Übertragungsnetze in ihrer Leistung gedrosselt werden. Sowohl bei der Solarenergie als auch bei der Windenergie treten diese hohen Einspeiseleistungen jedoch nur für einen begrenzten Zeitraum auf. Um die fluktuierenden erneuerbaren Energien auch bei einem weiteren Zubau³ in das deutsche Stromnetz integrieren zu können, ist es notwendig die Einspeiseleistung zu verstätigen. Um dies zu erreichen, ist es erforderlich die Strombereitstellung mit Energiespeichern zu kombinieren, um die Leistungsspitzen zu speichern und erst bei einer zu geringen Strombereitstellung in das öffentliche Netz einzuspeisen. Um die noch teuren Energiespeicher beim Markteintritt zu unterstützen, ist es notwendig ein Förderprogramm für diese einzuführen. Insofern ist es die Aufgabe dieser Masterthesis, ein „Förderkonzept im Rahmen des EEG für Energiespeicher zur Entlastung des elektrischen Netzes“ zu erarbeiten. Ähnlich der Kostenentwicklung bei den Photovoltaikanlagen wird erwartet, dass erst eine Massenproduktion die Kosten für Energiespeicher senken kann. Aufgrund des rasanten Zubaus der erneuerbaren Energien und dem gleichzeitigen Zubau von Kohlekraftwerken ist ein rascher Zubau von Energiespeichern zur Stabilität des elektrischen Netzes notwendig, da ansonsten die erneuerbaren Energien zunehmend gedrosselt werden müssten.

1.2 Gang der Untersuchung

Die Arbeit untersucht zunächst in Kapitel 2 für die Erzeuger Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen die Notwendigkeit von Energiespeichern. Dabei wird zunächst die Einspeiseleistung bei verschiedenen Ausbauszenarien untersucht und im Anschluss die notwendige Leistungsreduzierung ermittelt.

Im Anschluss an die Bedarfsermittlung werden im Kapitel 3 die am Markt verfügbaren und kurz vor der Marktreife stehenden Energiespeicher untersucht. Dabei werden diese in den Kapiteln 3.1, 3.2 und 3.3 in Elektrochemischen-, Chemischen- und Wärmespeichern unterschieden. Im Kapitel 4 wird die jeweilige Eignung des Speichers in Zusammenhang mit dem Stromerzeuger dargestellt, um die jeweils günstigste Möglichkeit zu ermitteln.

Im Kapitel 5 wird ein Vergütungsmodell erarbeitet, welches eine Abstufung für die verschiedenen Einsatzzwecke vorsehen sollte, jedoch möglichst Technologie offen zu gestalten ist. In Kapitel 6 werden daraufhin für das Vergütungsmodell die notwendigen Änderungen im EEG festgehalten.

Kapitel 7 wiederum behandelt neben einem Ausblick über den Einsatz von Energiespeichern auch einen Einblick in die möglichen Wechselwirkungen zur Elektromobilität.

³ §1 Abs. 2 Nr. 4: Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf 80 % spätestens bis zum Jahr 2050 zu erhöhen.

2 Untersuchung des Energiespeicher-Bedarfs für fluktuierende Stromerzeuger

Um den Energiespeicherbedarf abschätzen zu können, wurde zunächst die Strombereitstellung des Jahres 2012 in Viertelstundenschritten in einer Tabelle zusammengefasst. Es erfolgte eine Unterscheidung zwischen Photovoltaik, Windkraft, Konventionell größer als 100 MW und Sonstige. Als Datengrundlagen dienten für die drei erstgenannten Techniken die Tagesverläufe, welche einzeln für jede Technik auf der Homepage der European Energy Exchange AG⁴ (EEX) [7] veröffentlicht werden. Die konventionellen Kraftwerke mit einer Leistung kleiner als 100 MW sowie die übrigen Techniken wie Wasserkraft, Biomasse etc. wurden anhand der jährlich erzeugten Energiemenge veröffentlicht durch das BMWi [4] als Sonstige zusammengefasst und an den Lastverlauf der konventionellen Kraftwerke angenähert. Abbildung 1 zeigt das Ergebnis der zusammengeführten Strombereitstellung in Deutschland für das Jahr 2012 in Viertelstundenschritten. Das Jahr 2012 hatte 35.136 Viertelstunden. Bei dieser Abbildungsgröße können diese jedoch nicht alle dargestellt werden. Somit kann die Abbildung 1 lediglich einen groben Überblick vermitteln. Um das

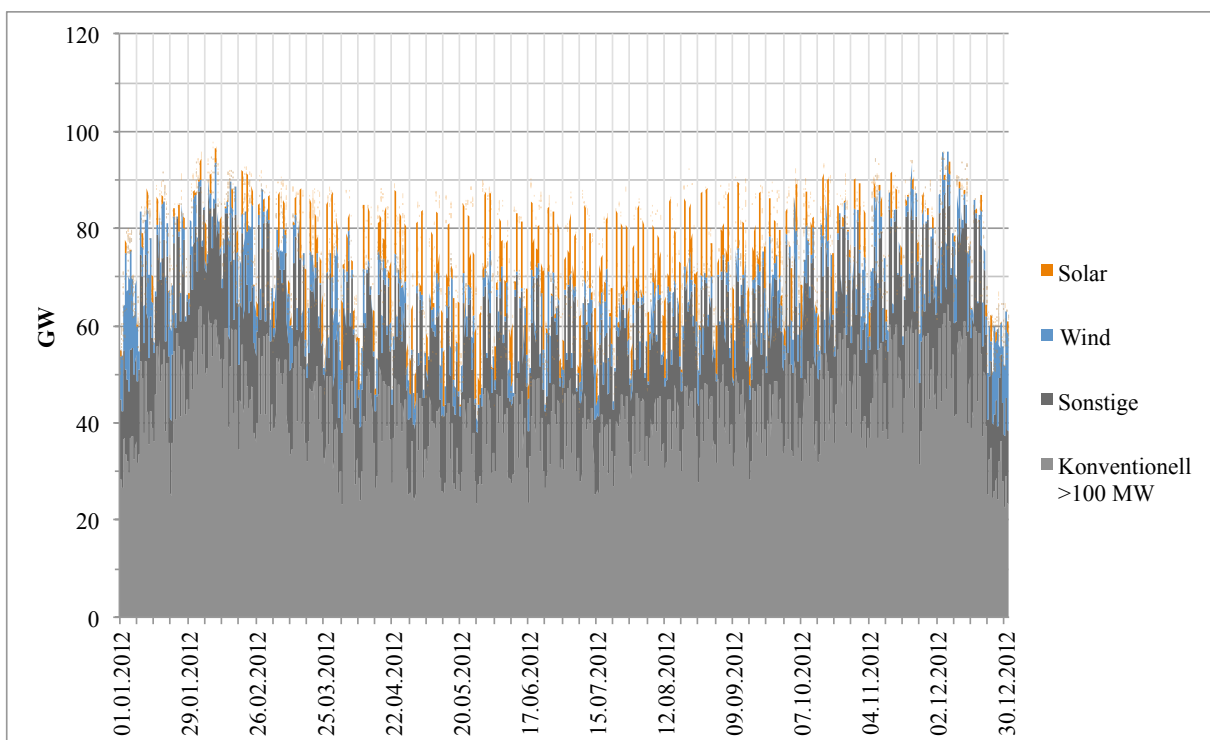


Abbildung 1 – Strombereitstellung in Deutschland 2012

Auslesen ausführlicherer Informationen zu ermöglichen, muss der Zeitraum der in einer Abbildung dargestellt wird verkürzt werden. In Abbildung 1 sind jedoch bereits deutlich die wöchentlichen Bedarfsschwankungen sowie ein geringerer Strombedarf zum Jahreswechsel zu erkennen. Zudem ist ersichtlich, dass die Wind- und Solarenergie zusammen

⁴ Leipziger Strombörse

im Winter eine geringere Leistung zur Verfügung gestellt haben als dies im Sommer der Fall war. In den Abbildungen 2 und 3 sind die wöchentlichen Lastschwankungen noch besser zu erkennen. In Abbildung 3 ist auch sehr gut zu sehen, dass der Leistungsbedarf

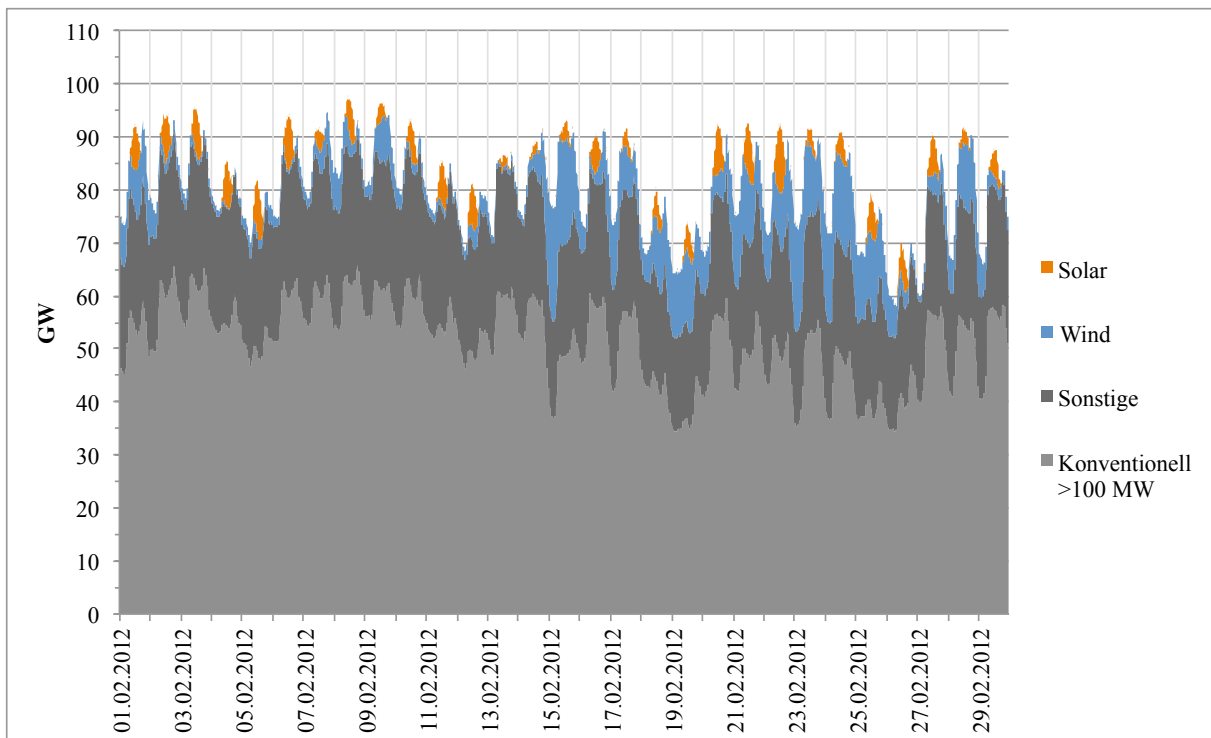


Abbildung 2 – Strombereitstellung in Deutschland Februar 2012

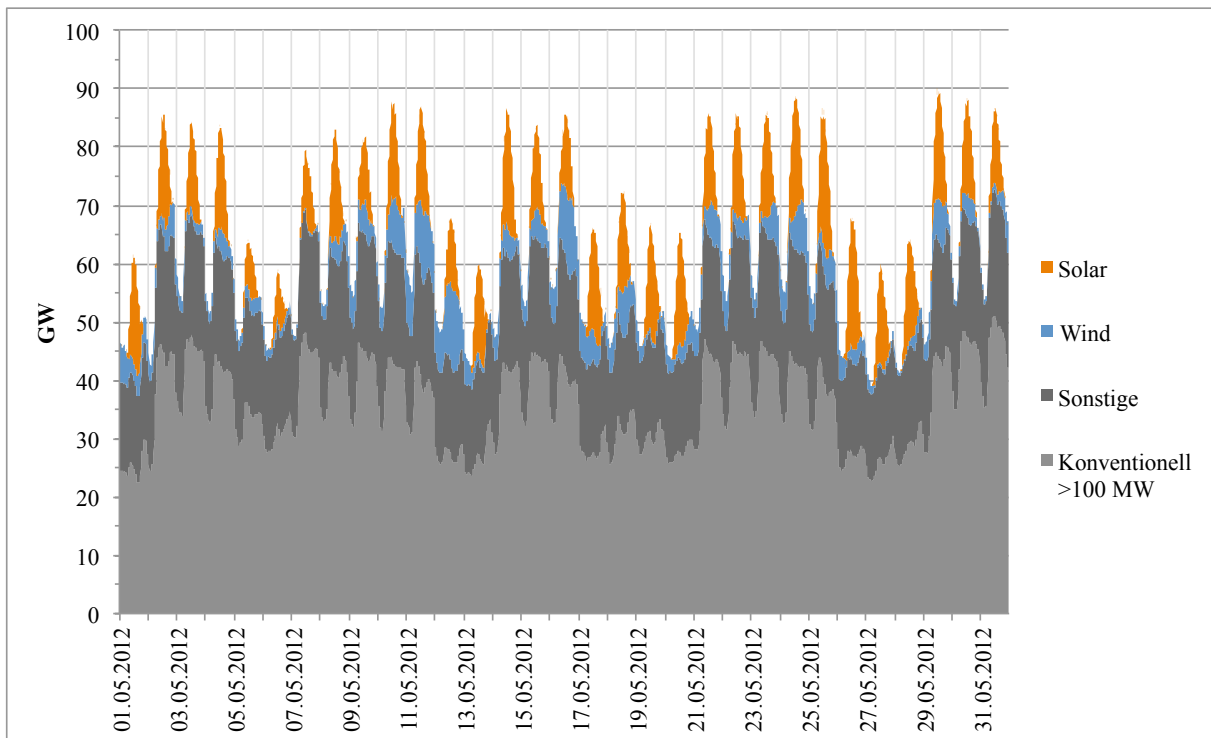


Abbildung 3 – Strombereitstellung in Deutschland Mai 2012

an Feiertagen wie Christi Himmelfahrt (17.05.2012)⁵ sowie an Pfingsten (28.05.2012) deutlich geringer ist als an üblichen Werktagen. An diesen Feiertagen reduziert sich der Leistungsbedarf in den Nachtstunden auf bis zu ca. 40 GW. In Abbildung 3 sind mit dem 24. und 25.05.2012 ebenfalls zwei Tage mit den höchsten Solaren Erträgen des Jahres 2012 zu sehen [8]. Die Ertragsdaten, welche in dieser Tabelle zusammen gefasst wurden, stellen eine wesentliche Datengrundlage für die Ermittlung des Energiespeicher-Bedarfs dar.

In dieser Masterthesis wird der Fokus auf die Notwendigkeit von Energiespeichertechnologien bei den wesentlich fluktuierenden Techniken Photovoltaik und Windkraftanlagen gelegt. Dies wird damit begründet, dass es sich bei den Techniken Tiefengeothermie und Biomasse um keine fluktuierenden Energiequellen handelt und für diese daher keine Notwendigkeit einer Energiespeicherung auf der elektrischen Seite besteht. Wasserkraftwerke unterliegen aufgrund der Abhängigkeit vom Wasserstand sehr wohl einer saisonalen Schwankung. Diese Schwankungen erfolgen jedoch mit einer erheblich geringeren Geschwindigkeit und können daher selbst durch träge konventionelle Kraftwerke ausgeglichen werden. Bei allen drei Techniken erfolgte in den letzten Jahren bei weitem kein so dynamischer Ausbau wie dies bei den Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen der Fall war. Somit wird sich die quantitative Relevanz dieser Technologien in den nächsten Jahren vermutlich reduzieren.

2.1 Einfluss von Grundlastkraftwerken

Grundlastkraftwerke sind Kraftwerke, welche die Grundlast des Strombedarfes bereit stellen. Somit werden diese nach Möglichkeit kontinuierlich mit der vollen Leistung betrieben. Aus wirtschaftlichen Gründen handelt es sich um Kraftwerke, die die niedrigsten Erzeugungskosten aufweisen. Dies sind Kernkraftwerke und aufgrund der geringen Brennstoffkosten Braunkohlekraftwerke. Neben den Brennstoffkosten wirkt sich auch die mögliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit eines Kraftwerks auf dessen Einsatzmöglichkeiten aus.

2.1.1 Kernkraftwerke

Nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima wurde in Deutschland der Atomausstieg erneut beschlossen. Zunächst bedeutete dies, dass am 06.08.2011 in Deutschland acht Kernkraftwerke endgültig abgeschaltet wurden. Die übrigen neun noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke werden zwischen 2015 und 2022 abgeschaltet [9]. Nach dem derzeitigen Ausstiegsbeschluss würde bis zum Jahr 2015 lediglich das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld mit einer Leistung von 1.275 MW stillgelegt. Die übrigen noch laufenden Kernkraftwerke haben – wie aus Abbildung 4 auf der nächsten Seite entnommen

⁵ Interessant ist hier auch dass der Freitag als Brückentag nur einen um ca. 10 GW höheren Leistungsbedarf als der Feiertag selbst aufgewiesen hat.

Seit dem Inkrafttreten der Atomgesetznovelle vom 31.07.2011 sind noch neun Kernkraftwerke mit einer Nettoleistung von 12.068 MW in Betrieb. Im Jahr 2022 sollen die drei jüngsten KKW als letzte stillgelegt werden. Alle Kernkraftwerke, die vor 1980 erbaut wurden, sind bereits abgeschaltet; ebenso das Kernkraftwerk Krümmel.

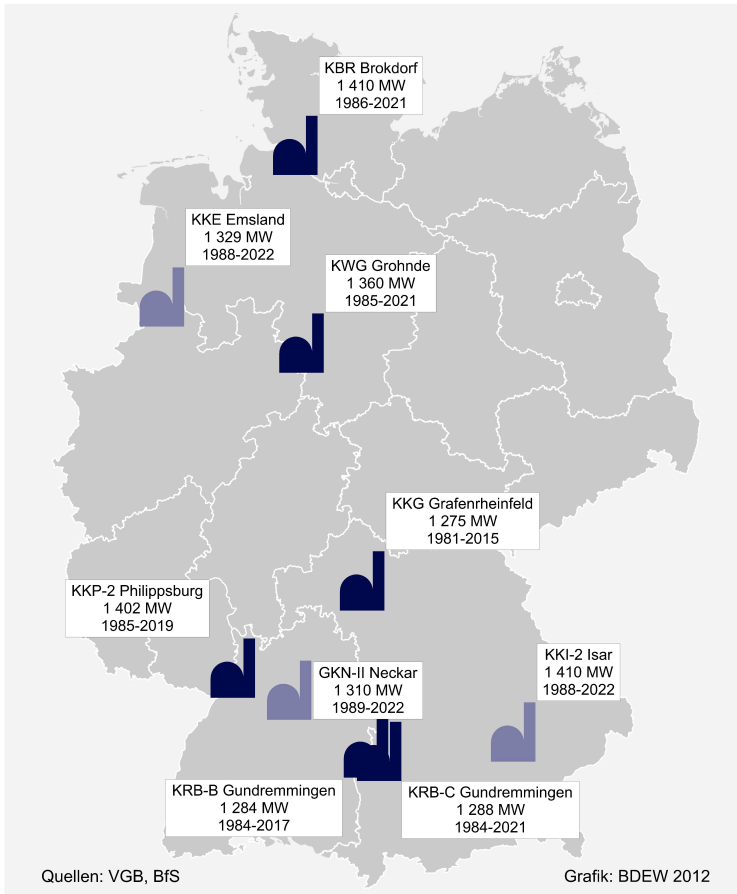


Abbildung 4 – Kernkraftwerk Standorte Deutschland [10]

Xenon Konzentration im Reaktor die Leistung für einige Stunden nicht wieder schnell erhöhen kann, solange das Xenon⁶ sich nicht ausreichend abgebaut hat [6, S. 16f].

2.1.2 Fossile Kraftwerke

Neben Kernkraftwerken zählen auch Braunkohlekraftwerke zu den klassischen Grundlasterzeugern. Dies liegt wie bei den Kernkraftwerken in erster Linie an wirtschaftlichen Faktoren, denn Kraftwerke mit den geringsten Brennstoffkosten haben bei ausreichendem Volllastbetrieb auch die geringsten Bereitstellungskosten. Um die schwankende Residuallast bereitstellen zu können, werden jedoch schon bald zunehmend auch Braunkohlekraftwerke einen Lastfolgebetrieb leisten müssen. Aus Abbildung 5 auf der nächsten Seite kann entnommen werden bis zu welcher Leistung und mit welcher Variabilität Braunkohlekraftwerke ihre Leistung anpassen können. Ein Abschalten von Braunkohlekraftwerken sollte von den Betreibern möglichst vermieden werden, da diese wie aus Tabelle 1 auf der nächsten Seite entnommen werden kann, eine Mindeststillstandszeit von sechs

⁶ Xenon hat eine Halbwertszeit von 9,09 Std.

werden kann – eine gemeinsame Leistung von 10.793 MW. Kernkraftwerke lassen sich theoretisch zwar je nach Kraftwerkstyp mehr als 50 % in ihrer Leistung drosseln [6, S. 11], jedoch sind als realistische Größe 30 % Leistungsreduzierung anzunehmen [6, S. 23][11], um die Schwankungen der erneuerbaren Energien auszugleichen (Lastfolgebetrieb). Dies hat damit zu tun, dass bei einer Reduzierung der Leistung unter 50 % und bei einer zu schnellen Reduzierung eine Xenonvergiftung auftreten kann. Im Teillastbereich und bei schneller Lastreduzierung tritt Xenon als Spaltprodukt verstärkt auf und bremst die Kettenreaktion im Reaktor. Dies hat zur Folge, dass ein Kernkraftwerk im Teillastbereich mit einer zu hohen

Stunden haben. Somit ist ein Abschalten und schnelles wieder Anfahren und somit eine kurzfristige Reduzierung und anschließende Steigerung der Braunkohlekraftwerksleistung

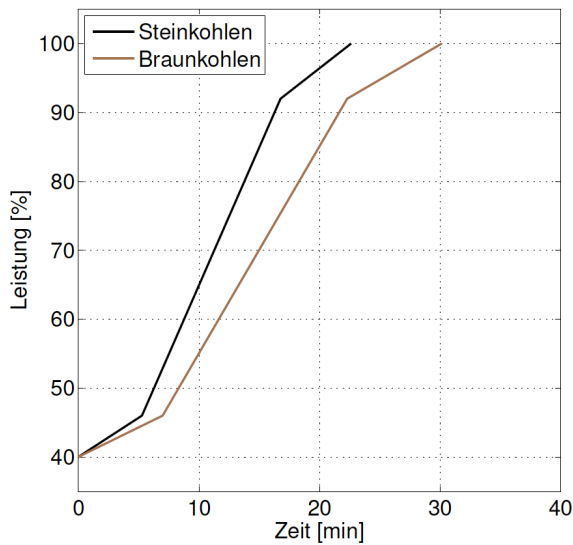


Abbildung 5 – Leistungsänderung kohlenbefuerter Kraftwerke [12, S. 23]

in Deutschland nicht möglich sobald alle Braunkohlekraftwerke bei einer Reduzierung von 40 % angelangt sind. Dies bedeutet, dass sich Braunkohlekraftwerke für eine nächtliche Bereitstellung von Energie als Ausgleichsleistung zur Photovoltaik nicht gut eignen. Demzufolge ergibt sich eine - ohne Abschaltung - nicht weiter reduzierbare Mindestleistung aus Kernkraftwerken und Braunkohlekraftwerken von rund 15,9 GW[13]. Aus Tabelle 1 ist ersichtlich, dass sich Gaskraftwerke für eine solch variable Betriebsweise besser eignen. Demzufolge wäre es ratsam, mittelfristig Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke zu ersetzen, da sich diese besser an die

variable Strombereitstellung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen anpassen lassen. Jedoch wird der Betrieb von Kohle- wie Gaskraftwerken aufgrund der geringen Laufzei-

Kraftwerks-typ	An-fahr-zeit	Mindest-leistung	Mindest-still-stands-zeit	Mindest-betriebs-zeit	Wirkungs-gradver-lust bei P_{\min}	Leistungs-änderungs-geschw.
	[h]	[%]	[h]	[h]	[%-Punkte]	[%/min]
Erdgas GT	0	20	0	1	22	20
Erdgas Kombi	1	33	2	4	11	6
Erdgas DT	1	38	2	4	6	6
Steinkohlen DT	2	38	2	4	6	4
Braunkohlen DT	2	40	6	6	5	3

Tabelle 1 – Dynamische Merkmale konventioneller thermischer Kraftwerke [12, S. 24]

ten bedingt durch den steigenden Anteil der erneuerbaren Energien zunehmend unrentabel. Der Betrieb von Erdgaskraftwerken rentiert sich erst ab einem Börsenpreis von rund 50 € je Megawattstunde. Da dieser in letzter Zeit öfters nur bei rund 40 € je Megawattstunde liegt, können die Gaskraftwerke oft nur unter Verlusten betrieben werden [14]. Das Gaskraftwerk Irsching 5 bei Ingolstadt mit einer Leistung von 860 MW soll deswegen mit einem Alter von nur drei Jahren vorübergehend stillgelegt werden [15]. Jedoch werden die fossilen Kraftwerke für die Versorgungssicherheit benötigt [16]. Während Kraftwerke aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien zunehmen unrentabel werden, wird die Situation durch den starken Ausbau von Steinkohlekraftwerken weiter zugespitzt.

Nach Angaben der Bundesnetzagentur werden in Deutschland zwar von 2013 bis 2015 ca. 4,9 GW Kraftwerksleistung abgeschaltet, jedoch im gleichen Zeitraum ca. 9,9 GW Kraftwerksleistung neu in Betrieb genommen. Somit erhöht sich die konventionelle Kraftwerksleistung innerhalb von drei Jahren um weitere 5 GW [13]. Die Kohlekraftwerke, die in den nächsten Jahren in Betrieb gehen, sind zu Beginn des 21. Jahrhunderts als Ersatz für die Atomkraftwerke geplant worden die nacheinander vom Netz gehen sollten. Damals wurde noch nicht damit gerechnet, dass die erneuerbaren Energien bereits 2011 die wegfallende Strombereitstellung kompensieren könnten. Dieser Neubau von Kohlekraftwerken wird die Rentabilität der konventionellen Kraftwerke mit Sicherheit weiter belasten. Somit möchte die EnBW nun alle ihre Kohlekraftwerke auf ihre Rentabilität prüfen [17].

2.1.3 Sonstige Kraftwerke

Biomassekraftwerke

Bei Biomassekraftwerken handelt es sich in Deutschland in erster Linie um Kraftwerke, welche nach dem EEG Gesetz vergütet werden. Bei Kraftwerken, die eine Einspeisevergütung nach dem EEG erhalten, wird davon ausgegangen, dass diese Kraftwerke möglichst als Grundlastkraftwerke betrieben werden. Dabei handelt es sich um eine gesamte installierte Leistung von rund 5,6 GW in Deutschland [13]. Da im Jahr 2012 rund 36 TWh durch Biomassekraftwerke in das deutsche Elektrizitätsnetz eingespeist wurden, entspricht dies bei 5,6 GW ca. 6.400 Volllaststunden [4]. Vereinfachend wird für diese Masterthesis angenommen, dass die Energie von 36 TWh gleichmäßig über das Jahr 2012 mit rund 4,1 GW Leistung eingespeist wurde. Des weiteren wird aufgrund des relativ geringen Leistungszubaus der letzten Jahre ein weiterer Zubau in den nächsten Jahren vernachlässigt. Da es sich bei den Biomassekraftwerken in Deutschland überwiegend um EEG vergütete Anlagen handelt, kann nicht angenommen werden, dass diese in ihrer Leistung gedrosselt werden müssten, um das elektrische Netz bei Überkapazitäten von Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen zu stabilisieren⁷. Somit wird zunächst davon ausgegangen, dass eine Leistung von 4,1 GW als Grundlast berücksichtigt werden muss.

Wasserkraftwerke

Bei Wasserkraftwerken muss man zwischen Pumpspeicherwerken, Speicherwasser- und Laufwasserkraftwerken unterscheiden. Während Pumpspeicherwerke und Speicherwasserkraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen bei hohen Börsenstrompreisen und somit bei Strommangel Strom in das elektrische Netz einspeisen, werden Laufwasserkraftwerke möglichst kontinuierlich mit einer möglichst hohen Leistung betrieben. Dies liegt daran, das

⁷ EE Anlagen mit einer Leistung über 100 kW müssen vorrangig vor EE Anlagen mit einer Leistung unterhalb von 100 kW in ihrer Einspeiseleistung reduziert werden.

Laufwasserkraftwerke ihre Leistung zwar regulieren können, jedoch das Wasser nicht als potentielle Energie speichern können. Erst wenn der Verkaufserlös unter den Betriebskosten für Verschleiß absinkt, ist das Abschalten einzelner Turbinen oder des Kraftwerkes ratsam. In Deutschland ist eine Leistung von rund 8,9 GW an Pumpspeicherwerken und rund 1,3 GW an Speicherwasserkraftwerken installiert. Laufwasserkraftwerke verfügen über eine Leistung von rund 3,8 GW [13]. Laufwasserkraftwerke können bei Niedrigwasser und Hochwasser nicht mit voller Leistung betrieben werden. Vereinfachend wird für diese Masterthesis jedoch angenommen, dass die Laufwasserkraftwerke kontinuierlich über das ganze Jahr gleichmäßig Strom mit einer Leistung von rund 2,3 GW erzeugen. Aufgrund der geringen Bereitstellungskosten wird angenommen, dass diese Leistung von 2,3 GW als Grundlast berücksichtigt werden muss.

Müllverbrennungskraftwerke

In Deutschland muss der Müll bevor er deponiert wird energetisch verwertet werden, solange er nicht stofflich verwertet werden kann. Dies geschieht in Müllverbrennungsanlagen. Aufgrund dieser gesetzlichen Vorgabe entstanden zu Beginn des 21. Jahrhunderts jedoch Überkapazitäten, was zur Folge hatte, dass die Kraftwerke nicht ausgelastet wurden und somit die Entsorgungspreise die einer Müllverbrennungsanlage für die Tonne Müll bezahlt werden, sich von 190 € im Jahr 2005 auf 60 bis 80 € pro Tonne im Jahr 2010 reduziert hat⁸. Dabei handelt es sich um zu geringe Preise um eine Müllverbrennungsanlage auf Dauer wirtschaftlich betreiben zu können [18]. Daher wird für diese Masterthesis zwar für die Grafische Darstellung vereinfachend eine kontinuierliche Leistung für Müllverbrennungskraftwerke und sonstige Kraftwerke von rund 3,0 GW angenommen, jedoch wird davon ausgegangen, dass die Müllverbrennungsanlagen in der Realität wenn möglich nur dann betrieben werden, wenn ein möglichst hoher Börsenstrompreis genutzt werden kann. Somit werden die Müllverbrennungsanlagen nicht als eine klassische Grundlast für die Ermittlung des Energiespeicherbedarfes berücksichtigt.

2.2 Energiespeicherbedarf für Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen

Die Photovoltaik stellt derzeit mit ihrer jährlichen Ausbauleistung den - in absoluten Zahlen - am stärksten wachsenden Anteil an der regenerativen Energieversorgung, sowohl von der Spitzenleistung als auch des Stromertrages dar. Vorteilhaft wirkt sich dabei im Gegensatz zu dem überwiegendem Anteil der derzeit installierten Windkraftanlagen die Nähe der Photovoltaikanlagen zu den Stromverbrauchern aus. Zudem erzeugt die Photovoltaik die höchste Einspeiseleistung wenn die Last zu den Mittagszeiten ebenfalls am

⁸ Da ein Ungleichgewicht zwischen Angebot zu Nachfrage entstanden ist.

höchsten ist. Dies führte im Jahr 2012 dazu, dass für die Mittagsspitzen der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken erheblich reduziert wurde und diese an einigen Wochenenden wie aus Abbildung 6 zu erkennen ist, diese sogar nahezu überflüssig machte.

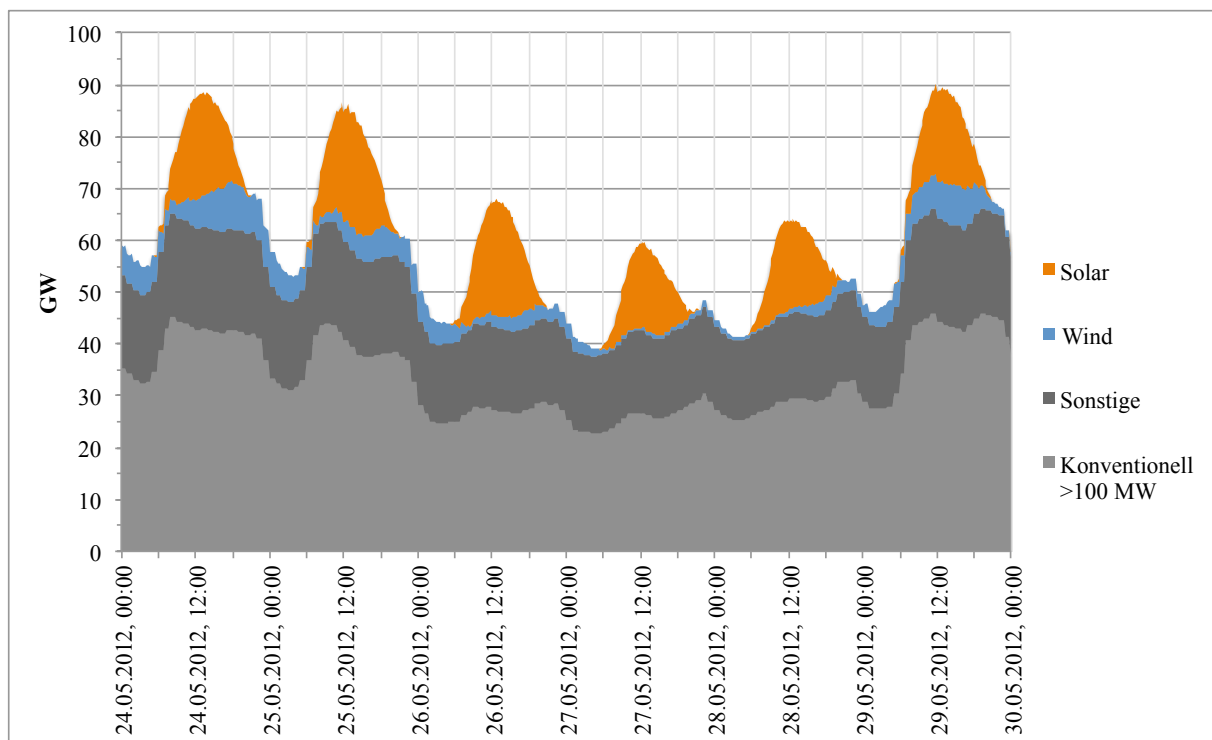


Abbildung 6 – Strombereitstellung in Deutschland Pfingsten 2012

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit die Energie, welche in Zukunft bedingt durch den weiteren Ausbau der fluktuierenden Stromerzeuger vermehrt zu Überschüssen führen wird, dezentral⁹ oder zentral¹⁰ zu speichern. Für die zentrale Lösung spricht, dass aufgrund der Gleichzeitigkeit insgesamt eine geringere Speicherkapazität ausreichen dürfte als bei einer dezentralen Lösung. Zusätzlich dürften die spezifischen Kosten für die Energiespeicher aufgrund des Skaleneffektes geringer ausfallen als dies bei dezentralen Lösungen der Fall sein dürfte. Jedoch müssen die elektrischen Netze die Energie von den Erzeugern zu den Energiespeichern transportieren, was vermutlich einen Ausbau der Netze erfordert. Für eine dezentrale Lösung spricht erstens, dass der Stromüberschuss das Netz nicht belastet und dieses somit nicht dafür ertüchtigt werden muss. Zweitens kann bei der Möglichkeit einer Eigenstromnutzung (gerade bei Photovoltaikanlagen) nach einer Speicherentladung ein höherer finanzieller Vorteil¹¹ für den Speicherbetreiber bestehen, was einen wirtschaftlicheren Betrieb bei höheren Speicherkosten ermöglicht und drittens werden die in Summe hohen Investitionskosten durch eine große Anzahl von Investoren getragen, was bei

⁹ ohne Durchleitung durch das elektrische Netz am Ort der Photovoltaik- oder Windkraftanlage

¹⁰ an zentralen Orten nach Durchleitung durch das elektrische Netz, unabhängig von dem Ort der Stromerzeugung

¹¹ Die Speicherkosten zzgl. der Stromgestehungskosten der PV-Anlage inkl. Umsatzsteuer müssen lediglich günstiger sein als der Netzbezugspreis abzgl. des Gewinns der alternativen Einspeisevergütung (Einspeisevergütung minus Stromgestehungskosten).

entsprechenden finanziellen Anreizen eine schnellere Umsetzung ermöglichen dürfte. Aus diesen Gründen wurde für die weitere Bearbeitung der Masterthesis beschlossen, eine dezentrale Speicherung (vor einer Einspeisung in das elektrische Netz) weiter zu verfolgen.

2.2.1 Analyse der Einspeiseleistung bei verschiedenen Ausbauszenarien

Wohl wissend, dass die Einstrahlungswerte und Windverhältnisse sich in keinem Jahr gleichen, wurde vereinfachend das Jahr 2012 als Referenzjahr gewählt. Dies wurde zum einen so gewählt, da von dem Jahr 2012 die vollständigen Daten der Windenergie sowie Photovoltaik vorliegen und zum anderen in dieser Masterthesis die Leistungsspitzen eine größere Bedeutung haben als der jährliche Energieertrag. Insofern, ist die Wahl des Jahres 2012 ebenso gut wie jedes andere Jahr, von dem vollständige Daten vorhanden sind. Vorteilhaft wirkt sich somit auch aus, dass die Grafiken des selben Zeitrahmens mit derselben Last leichter miteinander verglichen werden können. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Grafiken das Jahr 2012 mit dem selben Lastverhalten jedoch verschiedenen Ausbauszenarien der Photovoltaik- und Windkraftanlagen darstellen.

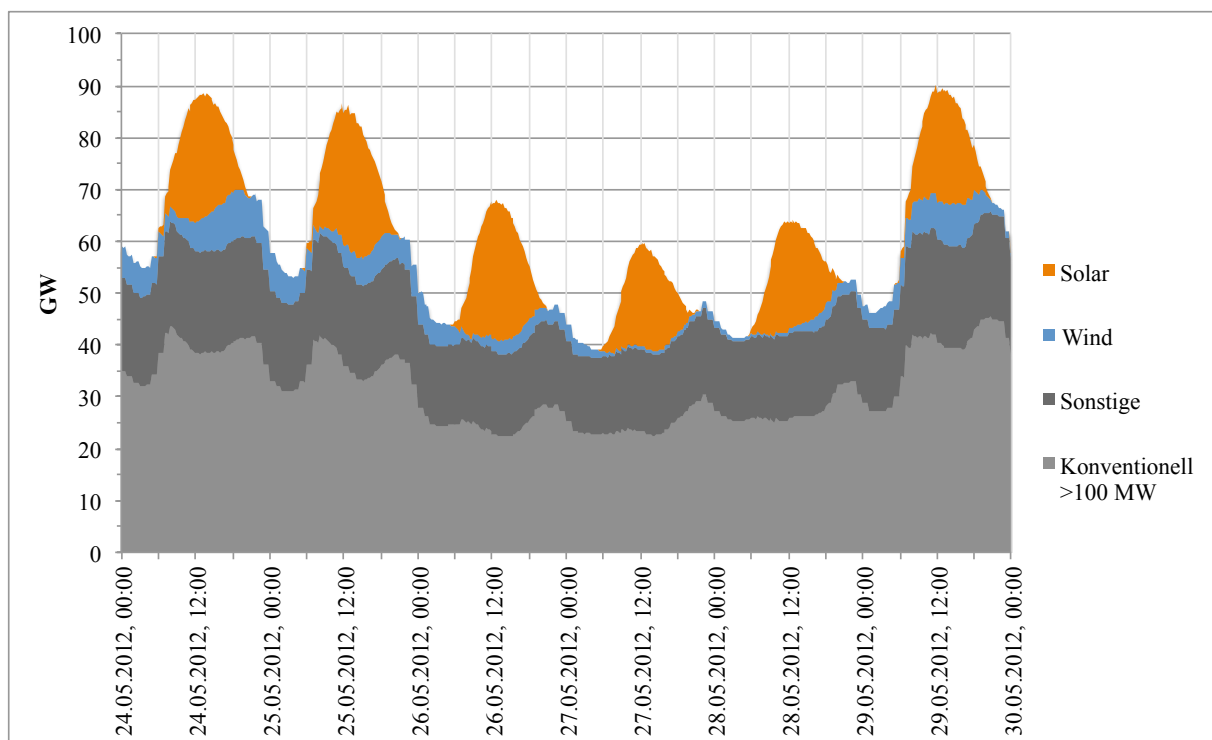


Abbildung 7 – Strombereitstellung in Deutschland an Pfingsten 2012 Wind und PV Ausbaustand Jan. 2013

Aufgrund der hohen außerplanmäßigen Degressionen im EEG für die Solarenergie und der Verunsicherung der Investoren aufgrund der derzeitigen Diskussion über die so genannte Strompreisbremse des BMU und BMWi ist zu vermuten, dass der Ausbau der Photovoltaik im Jahr 2013 nicht die Zahlen der Vorjahre von rund 7 GW erreichen wird. Aufgrund

der 2012 erreichten Netzparität¹² ist jedoch nicht zu erwarten, dass der Ausbau gänzlich zum Erliegen kommen wird, da die Selbstversorgung einen immer größeren Stellenwert erreichen wird. Dies stellt neben Einfamilienhäusern auch für Supermärkte und Bürogebäude die tagsüber ihren größten Strombedarf haben, eine interessante Möglichkeit dar ihre Stromkosten zu reduzieren. [19] Obwohl nicht erwartet wird, dass der Ausbau der Photovoltaik total zum Erliegen kommen wird, wurde in Abbildung 7 auf der vorherigen Seite dargestellt, wie sich die Bereitstellung im selben Zeitrahmen wie in Abbildung 6 auf Seite 10 (Pfingsten 2012) verändern wird, wenn der Ausbau seit Januar 2013 sowohl bei der Photovoltaik als auch bei der Windenergie stagnieren würde.

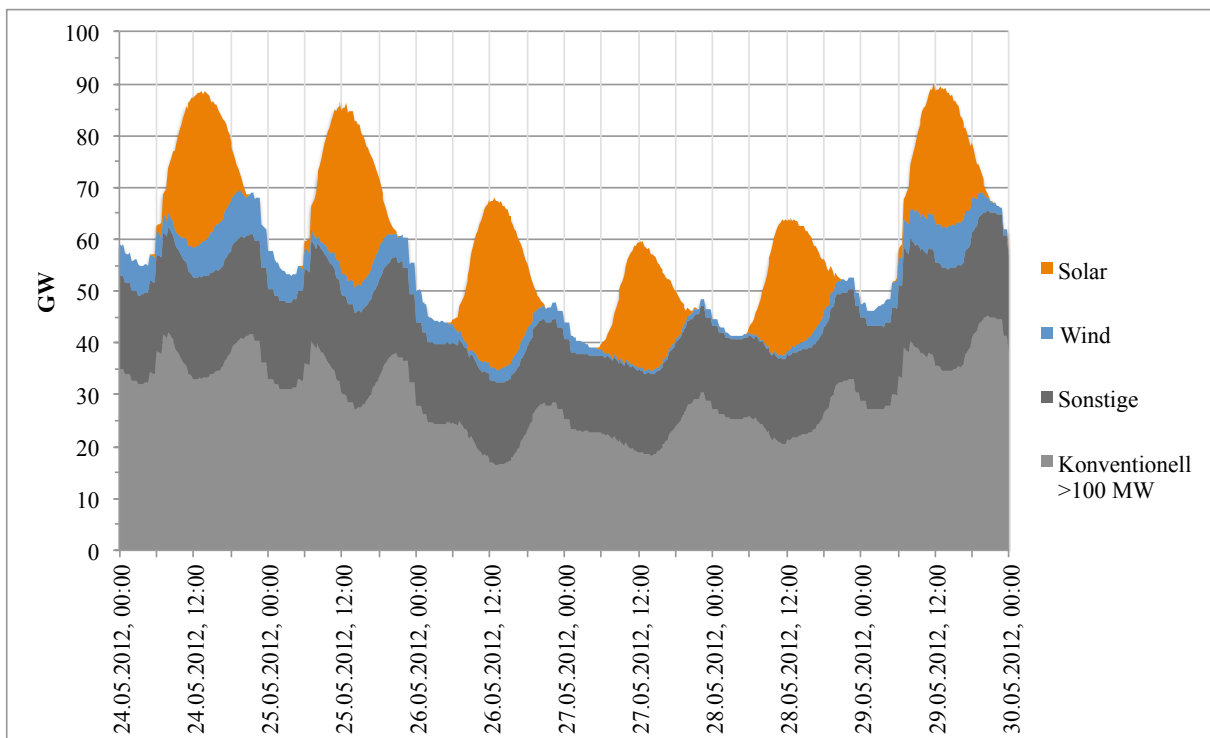


Abbildung 8 – Strombereitstellung in Deutschland an Pfingsten 2012 Wind Ausbaustand Jan. 2013 PV 40 GW

In Abbildung 8, bei einem Ausbauszenario von 40 GW PV-Leistung ist bereits eine leichte Tendenz zu erkennen, dass sich in den Morgen- und Abendstunden neue Spitzen für die Residuallast bilden. In der Abbildung 9 auf der nächsten Seite bei einem Erreichen einer PV-Leistung von 52 GW¹³ bilden sich diese Spitzen in den Morgen- und Abendstunden erheblich stärker aus. Dies führt jedoch auch dazu, dass in den Mittagsstunden am Wochenende bei einem entsprechend niedrigen Strombedarf nur noch eine geringe Residuallast - unter der Annahme, dass die sonstigen Kraftwerke nicht gedrosselt werden - von weniger als 7 GW benötigt wird. In der Realität werden Betreiber bei Börsenpreisen, welche nur einen unwirtschaftlichen Betrieb ermöglichen, weitestgehend versuchen,

¹² Die Netzparität ist erreicht, sobald der erzeugte Strom aus einer neuen Photovoltaikanlage preislich günstiger ist, als der Strombezug aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz.

¹³ §20b Abs. 9a sieht das Ende einer EEG Vergütung für Neuanlagen vor, sobald eine Leistung EEG vergüteten Anlagen von 52.000 MW erreicht ist.

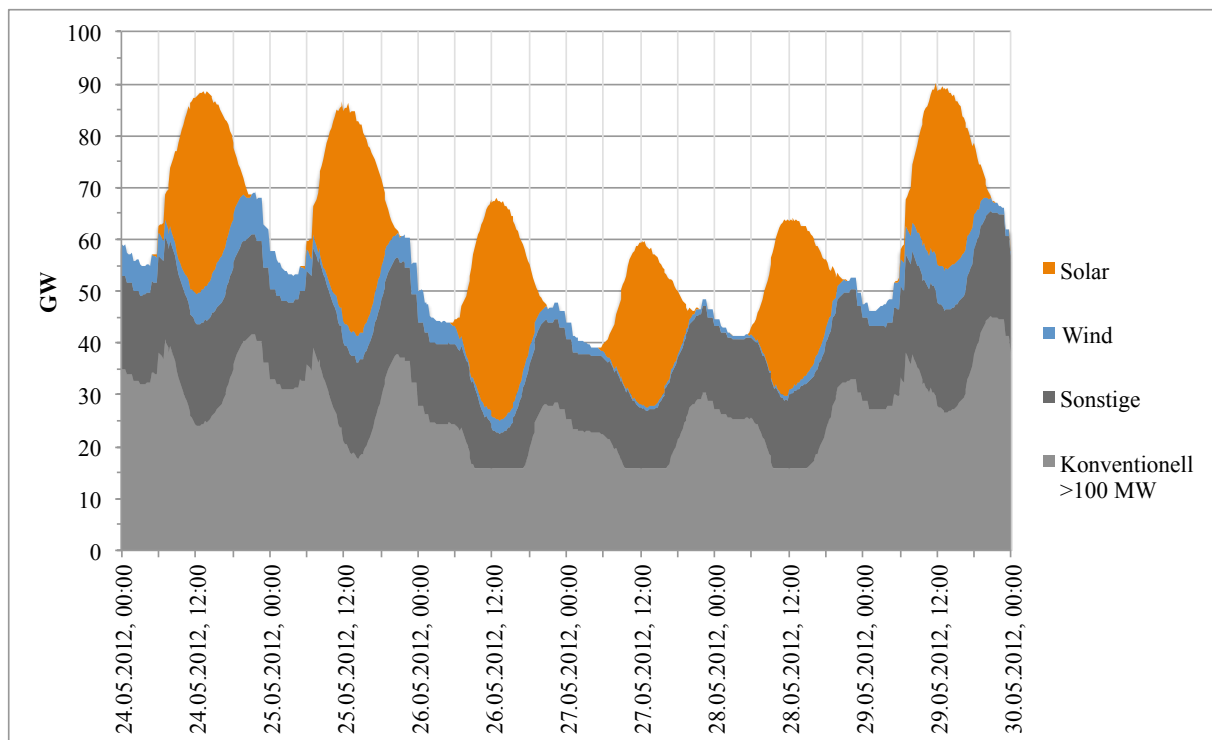


Abbildung 9 – Strombereitstellung in Deutschland an Pfingsten 2012 Wind Ausbaustand Jan. 2013 PV 52 GW

die Kraftwerke in ihrer Leistung zu reduzieren oder abzuschalten, wenn nicht absehbar ist, dass der Börsenpreis innerhalb einer vertretbaren Zeit wieder steigen wird. Lediglich für Biomassekraftwerke¹⁴, welche nach dem EEG vergütet werden sowie Laufwasserkraftwerke¹⁵, welche sehr niedrige Stromgestehungskosten haben, werden als Grundlast für die sonstigen Kraftwerke des weiteren angenommen. Dies hat zur Folge, dass die konventionellen Kraftwerke so lange in ihrer Leistung gedrosselt werden, bis die Mindestleistung der Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke erreicht wird. Sobald dies der Fall ist, wird davon ausgegangen, dass die Betreiber bei einer kurzfristigen Überproduktion lieber einen negativen Börsenpreis akzeptieren als ihre Kraftwerke abzuschalten. Dies entspricht der Mindestleistung von 15,9 GW der 2015 in Deutschland voraussichtlich in Betrieb befindlichen Kern- und Braunkohlekraftwerke als Grundlastkraftwerke. Nachdem die Mindestleistung der Grundlastkraftwerke (Kern- und Braunkohlekraftwerke) erreicht wird, müssen die übrigen Kraftwerke, bei denen es sich nicht um EEG Anlagen oder Laufwasserkraftwerke handelt, abgeschaltet bzw. in ihrer Leistung gedrosselt werden. In Abbildung 9 ist bereits zu erkennen, dass die sonstigen Kraftwerke in ihrer Leistung gedrosselt werden, wenn die Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke nicht abgeschaltet werden. Somit beträgt die Residuallast abzüglich der Grundlastkraftwerke rund 6,6 GW bei einer Mindestleistung (Sonstige Kraftwerke) von 6,4 GW. Hierbei wird ersichtlich, dass die Residuallast abzüg-

¹⁴ Annahme der Grundlast für Biomassekraftwerke nach Kapitel 2.1.3 auf Seite 8 in Höhe von rund 4,1 GW

¹⁵ Annahme der Grundlast für Laufwasserkraftwerke nach Kapitel 2.1.3 auf Seite 8 in Höhe von rund 2,3 GW

lich der Mindestleistung der Grundlastkraftwerke (Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke, Laufwasserkraftwerke und EEG Biomassekraftwerke) bei einer installierten Leistung von 52 GW Photovoltaikanlagen ohne eine Leistungsbegrenzung gegen Null geht. Bei dem derzeitigen Ausbautempo von ca. 7 GW pro Jahr wären die 52 GW bereits im Laufe des Jahres 2015 erreicht. Somit gerät die Photovoltaik zunehmend in Konflikt mit den typischen Grundlastkraftwerken (Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke).

Nachdem der Zubau von neuen Biogasanlagen im Jahr 2012 zusammengebrochen ist [20] und derzeit keine Verbesserung der Umstände in Sicht ist, wird angenommen, dass der Anteil der Strombereitstellung aus dem Zubau von Biomasse und Wasserkraftwerke in den nächsten Jahren im Vergleich zu dem Zubau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen vernachlässigt werden kann. Um das Ausbauziel bis 2020 von 35 %¹⁶ an der Stromversorgung durch erneuerbare Energien zu erreichen, müssen daher bei dem derzeitigen Zubauverhältnis¹⁷ zwischen Photovoltaik- und Windkraftanlagen eine Leistung von rund 83,7 GW Photovoltaikanlagen und 46 GW Windkraftanlagen erreicht werden. Dann wird das Ziel von 35 % in ca. 7,3 Jahren vom Beginn 2013 also im Laufe des Jahres 2020 erreicht. Sollte die Photovoltaik und die Windenergie jedoch ohne eine Leistungsreduzierung für

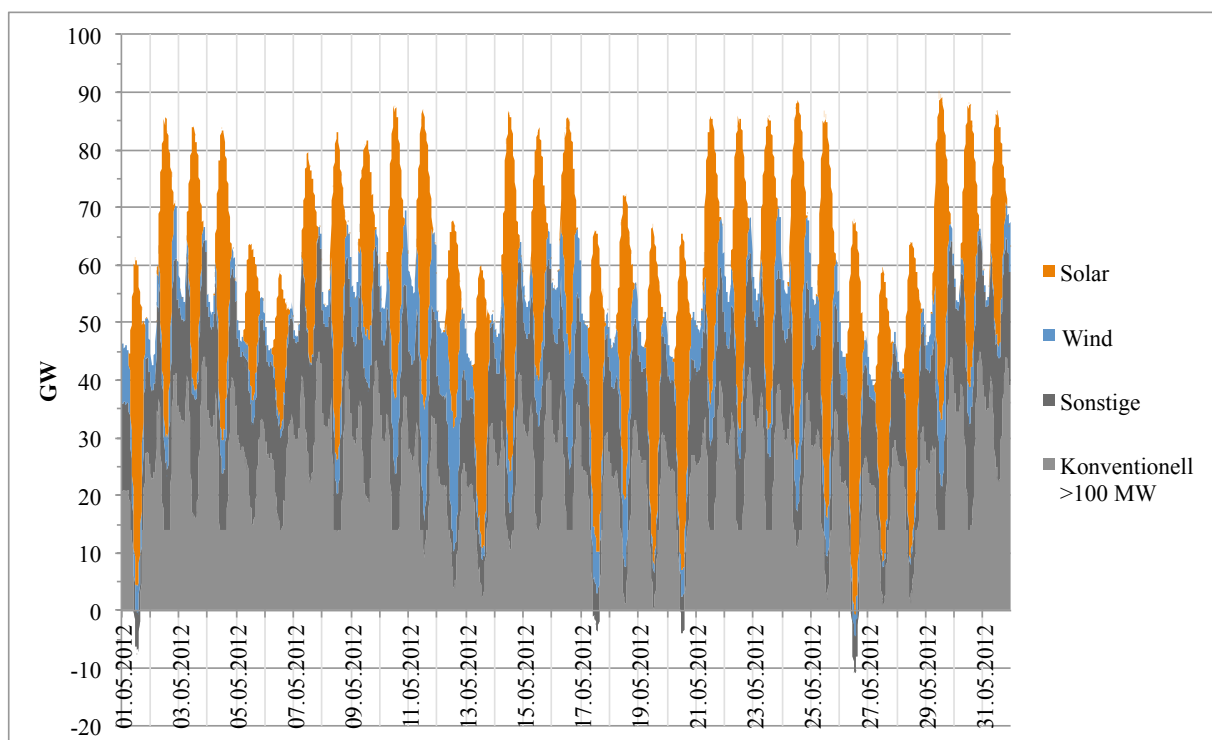


Abbildung 10 – Strombereitstellung in Deutschland: Ausbauszenario Mai 2020

die Spitzeneinspeisung ausgerüstet werden, hätte dies zur Folge, dass die Mindestleistung der Braunkohle- und Kernkraftwerke – wie aus Abbildung 10 bereits anteilig ersichtlich ist – an über 265 Stunden im Jahr unterschritten wird. Bei diesen 265 Stunden handelt

¹⁶ Bei einem Strombedarf von rund 600 TWh entspricht dies rund 210 TWh.

¹⁷ Für den Zubau für Windenergie werden pro Jahr vereinfachend 2.000 MW angenommen.

Für den Zubau für Photovoltaik werden pro Jahr vereinfachend 7.000 MW angenommen.

es sich insgesamt um 29 Stunden, an denen die Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke abgeschaltet werden müssten und dennoch eine Überkapazität vorhanden ist. Diesen hohen Einspeiseleistungen kommt entgegen, dass bis zum Jahr 2020 mit den Kraftwerken Gundremmingen und Philippsburg zwei weitere Kernkraftwerke (siehe Abbildung 4 auf Seite 6) stillgelegt werden. Somit verringert sich die Grundlast aus Kernkraftwerken (ca. 5,7 GW) und Braunkohlekraftwerken (ca. 8,3 GW) auf eine gemeinsame Mindestleistung in Höhe von rund 14 GW.

Das nächste Ziel im EEG ist ein Ausbau des erneuerbaren Energieanteils an der Stromversorgung von 50 %¹⁸ spätestens bis zum Jahr 2030¹⁹. Unter derselben Annahme wie oben, dass der Biomasse- und Wasserkraftwerkszubau vernachlässigt werden kann, bedeutet dies bei einem gleichbleibendem Zubauverhältnis zwischen Photovoltaik- und Windkraftanlagen eine benötigte Leistung von 146,6 GW Photovoltaik- und 63,9 GW Windkraftanlagen. Das Ziel von 50 % wird bei diesen Zubauzahlen in 16,3 Jahren vom Beginn 2013 also im

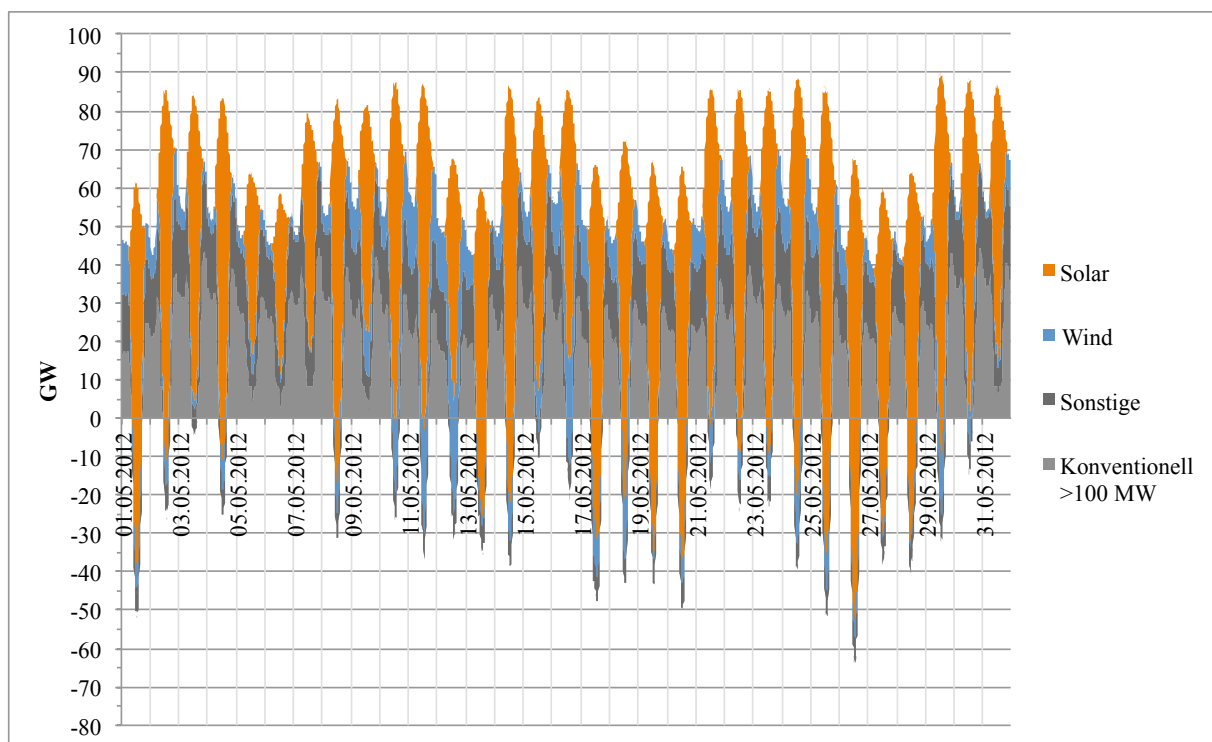


Abbildung 11 – Strombereitstellung in Deutschland: Ausbauszenario Mai 2030

Laufe des Jahres 2029 erreicht. Bei einem Ausbau der Photovoltaik- und Windkraftanlagen ohne eine Leistungsreduzierung für die Spitzeneinspeisung hätte dies wie aus Abbildung 11 anteilig ersichtlich zur Folge, dass aufsummiert an rund 1.245 Stunden im Jahr die Mindestleistung der Braunkohlekraftwerke unterschritten wird und davon an rund 906 Stunden (dies entspräche rund 38 Tagen) eine Überkapazität vorhanden wäre. Diesen hohen Einspeiseleistungen kommt entgegen, dass bis zum Jahr 2022 alle Kernkraftwerke

¹⁸ Bei einem Strombedarf von rund 600 TWh entspricht dies rund 300 TWh.

¹⁹ §1 Abs. 2 Nr. 2 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

(siehe Abbildung 4 auf Seite 6) stillgelegt werden. Somit verringert sich die Grundlast aus Kernkraftwerken (0 GW) und Braunkohlekraftwerken auf eine Mindestleistung in Höhe von 8,3 GW.

Für die Szenarien 2020 und 2030 mit den Zielen von 35 und 50 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung werden 83,7 bzw. 146,6 GW Photovoltaikanlagenleistung benötigt. Nach dem derzeit gültigen Stand des EEG wird jedoch die Vergütung für neu in Betrieb genommene Photovoltaikanlagen auf null reduziert, sobald eine installierte Leistung von EEG vergüteter Photovoltaikanlagen 52 GW erreicht wird. Nachdem derzeit die Vergütung (Stand April 2013: 15,92 ct/kWh [1]) für den eingespeisten Strom bereits niedriger ist als allgemein für den Strombezug aus dem elektrischen Netz bezahlt werden muss (27,30 ct/kWh [21]), ist es bereits heute lohnenswert so viel Strom wie möglich selbst zu verbrauchen. Ein Eigenverbrauchsanteil in Höhe von 30 % ist mit einer Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 5 kW_P in einem vierköpfigen Einfamilienhaushalt auch ohne Speichertechnologie erreichbar [23]. Somit ist es sogar möglich, bei einer EEG Vergütung unterhalb der Stromgestehungskosten²⁰ der Photovoltaikanlage diese wirtschaftlich zu betreiben (siehe Formel 1).

$$\frac{\text{Stromgestehungskosten} + \text{USt} - \text{Ersparnis Eigennutzungsanteil}}{\text{Stromeinspeisungsanteil}} = \text{min. EEG Vergütung}$$

$$\text{Stromgestehungskosten} = \text{Investitionskosten} + 3\% \text{ Betriebskosten} + 6\% \text{ Rendite}$$

$$\text{USt} = \text{USt} \cdot \text{Eigennutzungsanteil} \cdot \text{spez. Kosten p.a.}$$

$$\text{spez. Kosten p.a.} = \text{lin. Abschreibung Invest.} + \text{Betriebskosten p.a.}$$

$$\text{Ersparnis Eigennutzungsanteil} = \text{Strompreis Netzbezug} \cdot \text{Eigennutzungsanteil}$$

$$\frac{13,65 \text{ ct/kWh} + 12,16 \text{ ct/kWh} \cdot 0,30 \cdot 0,19 - 27,3 \text{ ct/kWh} \cdot 0,30}{0,70} = 8,79 \text{ ct/kWh} \quad (1)$$

Wenn die Stromgestehungskosten inkl. Kapitalrendite sich auf auf 28,5 % des Strompreises für den Netzbezug reduzieren sollten, wäre eine Photovoltaikanlage auch ohne eine EEG Vergütung wirtschaftlich darstellbar. Bei einem Strompreis von 40 ct/kWh²¹ (dieser

²⁰ Es wurden für die Stromgestehungskosten der durchschnittliche Endkundenpreis bis 10 kW_P für das erste Quartal 2013 in Höhe von 1.684 €/kW_P Investitionskosten [35] und einem jährlichen Ertrag von 5.539 kWh/a bei jährlichen Betriebskosten in Höhe von 3 % der Investitionskosten und 6 % Verzinsung zugrunde gelegt. Bei sinkenden Investitionskosten erhöht sich der Anteil der Betriebskosten an den Gesamtkosten. Für selbst genutzten Strom wird eine Umsatzsteuer von 19 % auf die lineare Abschreibung der Investitionskosten auf 20 Jahre zzgl. der jährlichen Betriebskosten bezogen auf den jährlichen Stromertrag fällig [36].

²¹ Laut Verivox ist der Strompreis von 2012 auf 2013 durchschnittlich um 11 % angestiegen.[21]

wäre bei den derzeitigen Preissteigerungen 2017 erreicht) dürften die Stromgestehungskosten inkl. Kapitalrendite somit maximal 11,4 ct/kWh betragen. Dabei handelt es sich um durchaus realistische Stromgestehungskosten vorausgesetzt, die Modulpreise können weiterhin unterhalb der EEG Vergütung gehalten werden. Sobald dies erreicht ist, wird die Photovoltaik gänzlich unabhängig von Fördermodellen. Somit wäre eine Begrenzung des Zubaus von Photovoltaikanlagen nur noch durch Auflagen oder Verbote zu begrenzen.

Laut Professor Quaschnig von der HTW Berlin gibt es in Deutschland rund 13 Millionen Einfamilien- und 4,7 Zweifamilienhäuser. Wenn auf diesen Gebäuden für die Eigenstromnutzung Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von je 5 kW_P installiert werden sollten, ergibt sich daraus eine Leistung von rund 90 GW. Wenn nun auch noch Supermärkte, welche ihren Strombedarf für die Kühlaggregate besonders in der Mittagszeit haben (Eigenstromnutzung rund 90 % [19]) und sonstige Gewerbebetriebe die Eigenstromnutzung für sich entdecken, entsteht laut Professor Quaschnig ein Potential von 100 bis 200 GW Photovoltaikanlagen in Deutschland [23]. Somit sind die benötigten Leistungszahlen, welche zunächst als recht hoch erschienenen (83,7 und 146,6 GW Photovoltaikanlagen) durchaus als realistisch zu betrachten.

2.2.2 Ermittlung der notwendigen Leistungsreduzierung

Für die Netzstabilität ist es unabdingbar, dass die erzeugte Leistung möglichst genau mit dem Leistungsbedarf (Last) übereinstimmt. Jede Abweichung zwischen Erzeugerleistung und Last hat eine Abweichung der Netzfrequenz von dem Zielwert 50 Hz zur Folge. Negativ für die Netzstabilität wirkt sich in diesem Zusammenhang angesichts der immensen Solarstromüberschüsse (siehe Abbildung 11 auf Seite 15) im Szenario 2030 aus, dass ein großer Anteil der Anlagen unterhalb von 30 kW installierter Leistung liegen dürfte und somit nicht am sogenannten Einspeisemanagement teilnehmen wird, sondern lediglich ihre maximale Einspeiseleistung auf 70 % der installierten Leistung reduziert wird²².

Zunächst wird dabei der Fokus auf das Szenario 2030 gelegt, da es sich bei diesem Szenario um ein extremeres handelt. Wenn eine Lösung für diesen schwierigeren Fall gefunden wird, wird diese vermutlich auch auf das Szenario 2020 anwendbar sein.

Aus Abbildung 12 auf der nächsten Seite ist zu erkennen, dass die zum Teil extremen Einspeisespitzen einzelner Photovoltaikanlagen und Regionen (in Richtung installierter Leistung = 100 %) sich über Deutschland aufgrund der örtlich unterschiedlichen Einstrahlungswerte und dem unterschiedlichen Sonnenstand relativieren. Somit gibt es nur wenige Stunden (79 Viertelstunden²³) in denen die in Deutschland insgesamt eingespeiste

²² §6 Abs. 2 Nr. 2b Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

²³ Diese Anzahl lässt sich aufgrund der Ungenauigkeit der Grafik lediglich der zugrundeliegenden Tabelle entnehmen. In der Abbildung ist jedoch bereits zu erkennen, dass der Graph nur selten über 70 % hinaus reicht.

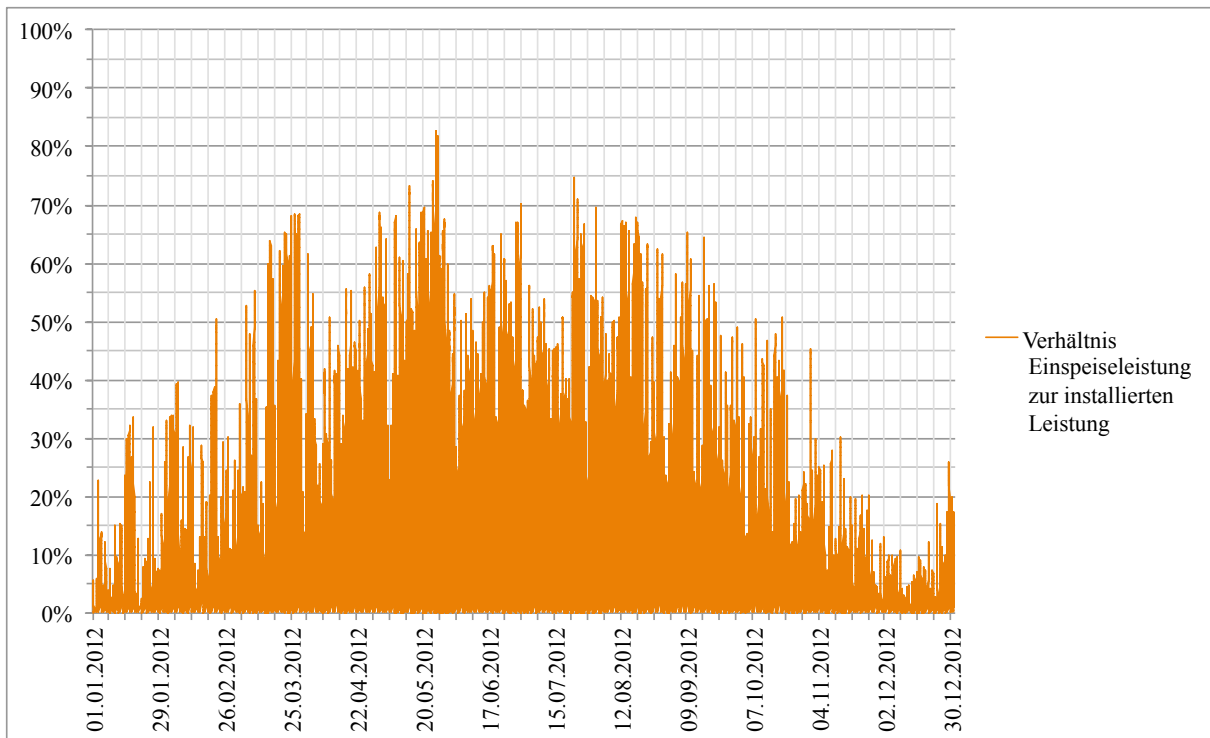


Abbildung 12 – Verhältnis Einspeiseleistung zur installierten Leistung der Photovoltaikanlagen

Leistung über 70 % der installierten Photovoltaikleistung steigt. Eine Absenkung der maximalen Einspeiseleistung der einzelnen Anlagen auf 70 %, hat auf Bundesebene jedoch durchaus einen absinkenden Effekt, bedingt dadurch, dass die unterschiedlichen Einspeiseleistungen der einzelnen Anlagen sich gegenseitig ausgleichen. Wenn nun die Einspeisespitzen von einzelnen Anlagen gekappt werden, wirkt sich dies auf Bundesebene in Form einer etwas geringeren Durchschnittsleistung aus. Jedoch besteht hier bereits das Problem, dass im Szenario 2030 bei einer installierten Leistung von 146,6 GW selbst mit einer Reduzierung der Einspeiseleistung auf 50 % (bezogen auf Bundesebene) die minimale Bedarfslast von rund 39 GW alleine durch die Photovoltaikanlagen massiv überschritten wird. Aufgrund der begrenzt abrufbaren bestehenden Energiespeicher (Pumpspeicherwerke rund 7 GW Pumpleistung [24, S. 108]) und einem theoretischem Lastmanagementpotential (Lasterhöhungspotential) durch die Industrie und GHD von ungefähr 3 bis 16 GW [25, S. 85] in Deutschland, ist es unabdingbar, die Einspeiseleistung von kleinen Photovoltaikanlagen über den derzeitigen gesetzlichen Stand (max. 70 % Einspeiseleistung) hinaus zu reduzieren.

Windkraft- und Photovoltaikanlagen ergänzen sich relativ gut in der Hinsicht, dass – wie aus Abbildung 13 auf der nächsten Seite zu erkennen ist – die Einspeiseleistung der Windkraftanlagen in den Wintermonaten tendenziell am höchsten ist. Dahingegen zeigt die Abbildung 12, dass die Photovoltaikeinspeiseleistung erwartungsgemäß in den Sommermonaten höher ist als in den Wintermonaten.

Dies wird besonders in Abbildung 14 auf der nächsten Seite ersichtlich. Hier wird das

Einspeiseverhältnis für das Szenario 2030 in Abhängigkeit der installierten Leistung von 146,6 GW Photovoltaik- und 63,9 GW Windkraftanlagen dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Einspeisespitzen sich gegenseitig ausgleichen und daher nur noch eine

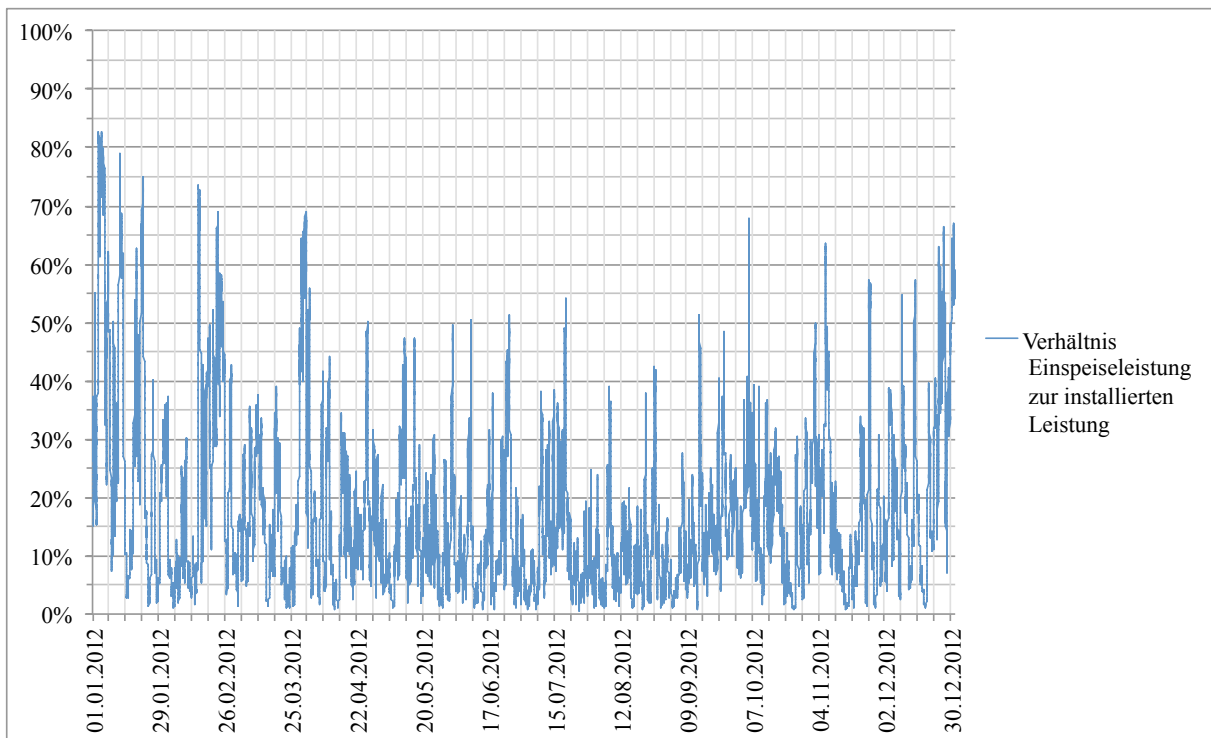


Abbildung 13 – Verhältnis Einspeiseleistung zur installierten Leistung der Windkraftanlagen

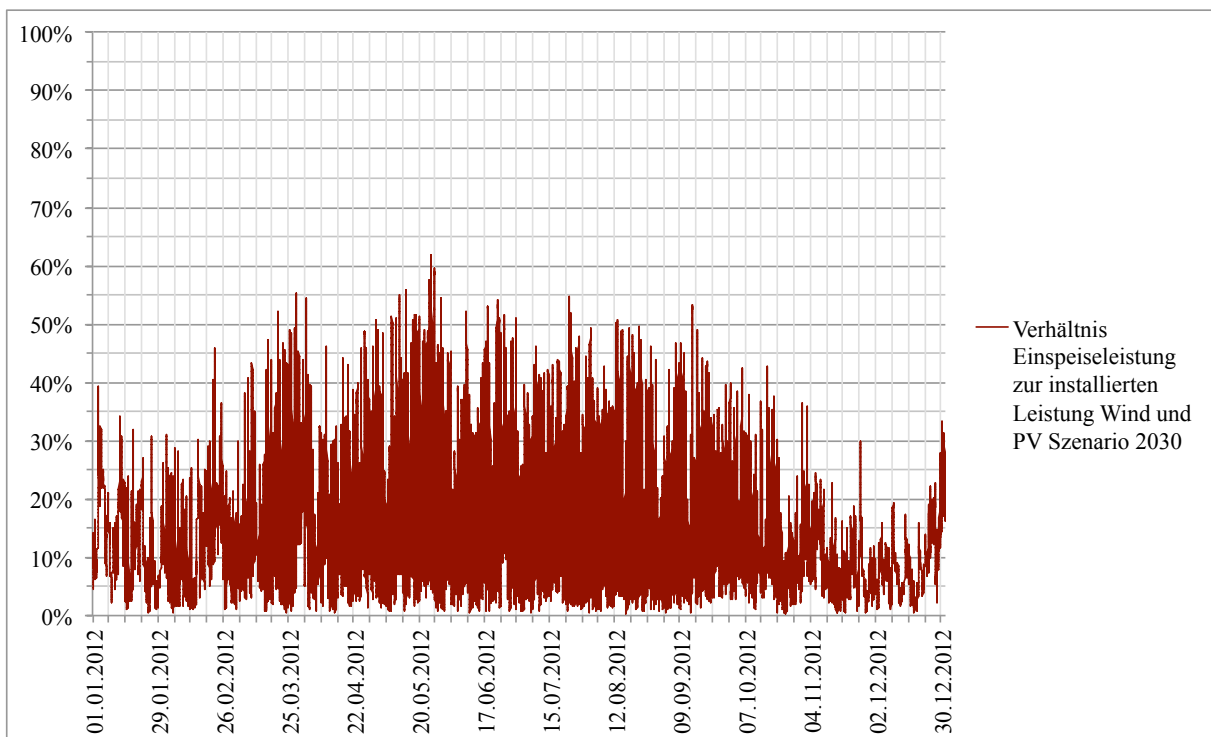


Abbildung 14 – Verhältnis Einspeiseleistung zur installierten Leistung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen

erkennbare Spitze über 60 % und relativ wenige Spitzen über 50 % der gemeinsamen installierten Leistung bestehen. Was hier jedoch nicht vergessen werden darf ist, dass 50 % der gemeinsamen installierten Leistung eine Einspeiseleistung von rund 105 GW bedeutet. Dies ist mehr als in Deutschland an Leistung benötigt wird.

Aufgrund der oben beschriebenen Situation, dass der Zubau der Photovoltaik mittelfristig (sobald eine installierte Leistung von 52 GW erreicht wird) in erster Linie aus kleinen eigenverbrauchsoptimierten Photovoltaikanlagen bestehen wird, besteht die Problematik, dass diese kleinen Anlagen nicht am Einspeisemanagement teilnehmen und daher nicht bedarfsabhängig in ihrer Leistung reduziert werden können. Insofern ist es notwendig, diese kleinen Photovoltaikanlagen massiv in ihrer Einspeiseleistung zu reduzieren. Besonders deutlich wird dies in Abbildung 15 wo eindeutig zu erkennen ist, dass alleine die Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von 146,6 GW massiv mehr Leistung in das Stromnetz einspeisen würden als benötigt wird. Die Abbildung zeigt jedoch

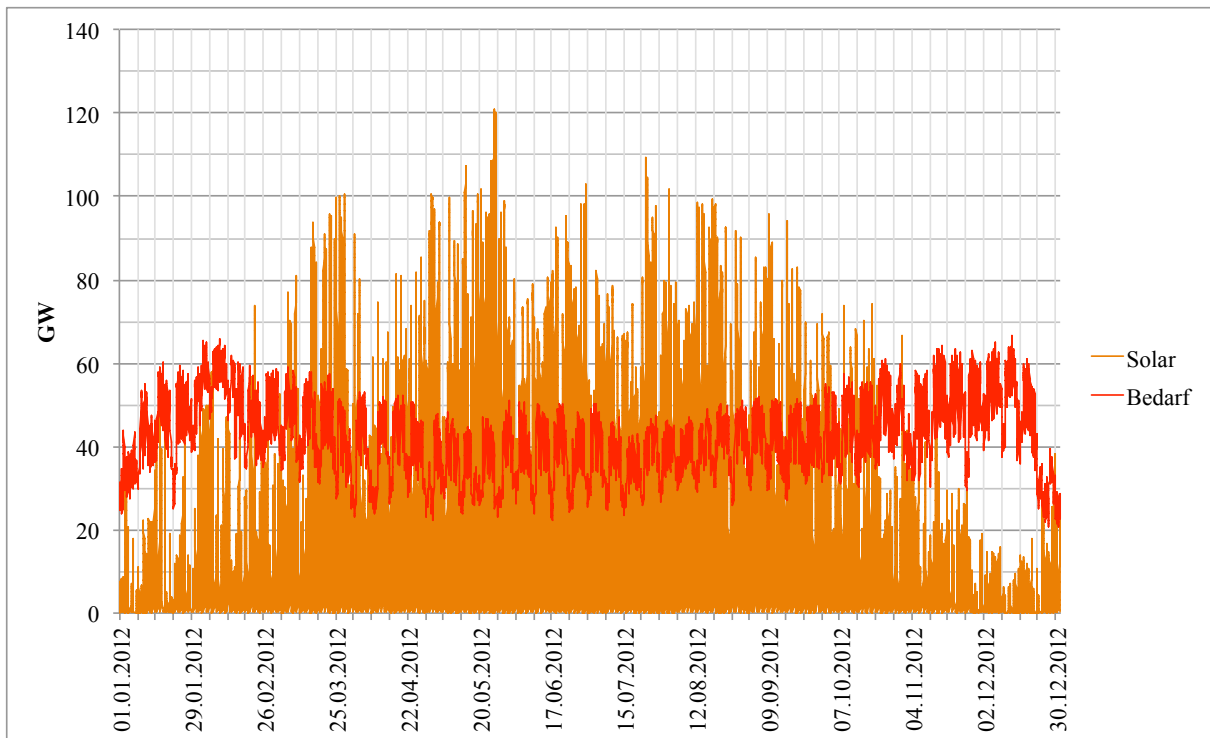


Abbildung 15 – Ungedrosselte Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen 146,6 GW_P im Vergleich zum Strombedarf

auch auf, dass in Frage gestellt werden muss, ob es überhaupt noch möglich ist, auf die Mindestleistung der Grundlastkraftwerke (Braunkohlekraftwerke) mit einer gemeinsamen Mindestleistung von rund 8,3 GW einzugehen und auf die Einspeisung der erneuerbaren Stromerzeuger Laufwasser- und Biomassekraftwerke mit einer gemeinsamen Leistung von 6,4 GW Rücksicht zu nehmen, wenn zeitweise eine solch hohe Leistung alleine von den PV-Anlagen zur Verfügung gestellt werden kann.

Abbildung 16 auf der nächsten Seite zeigt eine Rücksichtnahme auf Braunkohle-, Laufwasser- und Biomassekraftwerke (als Grundlastkraftwerke) mit einer gedrosselten Photo-

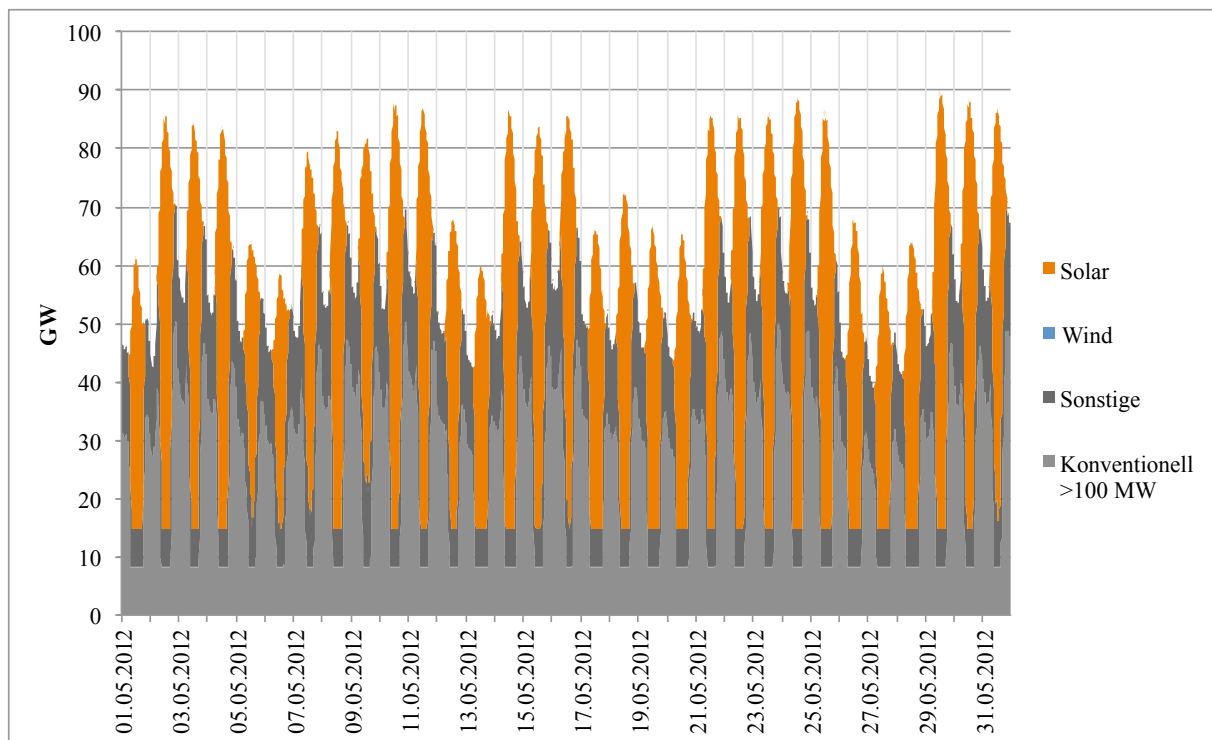


Abbildung 16 – Gedrosselte Photovoltaikleistung unter Berücksichtigung der Grundlastkraftwerke: Reduzierung der Einspeiseleistung der Photovoltaik auf ca. 53 % ohne Berücksichtigung der Windkraftanlagen

voltikleistung (auf 53 % ihrer installierten Leistung) damit der Bedarf nicht überschritten wird, exemplarisch für den Monat Mai. Hier wurden bewusst die Windkraftanlagen nicht berücksichtigt da diese weiter zu einer Begrenzung der maximalen Leistung der Photovoltaikanlagen beitragen. In Abbildung 17 auf der nächsten Seite ist zu sehen, wie die maximale Einspeiseleistung der Photovoltaikanlagen sich auf 50 % ihrer Leistung reduziert, wenn die Windkraftanlagen ohne eine generelle Leistungsbegrenzung Vorrang vor den Photovoltaikanlagen hätten. Dies beutet, dass die weitere Reduzierung der Einspeiseleistung der Photovoltaikanlagen mit rund 3 % der installierten Leistung (ca. 4,4 GW) sich vermeintlich nicht in dem Maße wie befürchtet auswirkt. Die Mindestleistung der Grundlastkraftwerke sorgt jedoch auch dafür, dass die Windkraftanlagen, auch wenn die Photovoltaikanlagen keinen Strom einspeisen, zeitweise gedrosselt werden müssen. Der höchste Leistungsüberschuss aller Windkraftanlagen beträgt rund 1,3 GW. Insgesamt können über das Jahr aufsummiert rund 5.800 MWh nicht in das elektrische Netz eingespeist werden, wenn die Mindestleistungen der Braunkohle-, Laufwasser- und Biomassekraftwerke nicht gedrosselt werden können. Ein Überschuss durch Windkraftanlagen besteht an aufsummiert rund neun Stunden ausschließlich in den Wintermonaten. Gravierender stellt sich die Situation bei den Photovoltaikanlagen dar.

Die höchste Einspeiseleistung beträgt bei den Photovoltaikanlagen in der Abbildung 17 auf der nächsten Seite 50 % der installierten Leistung, was nahelegt, dass eine statische Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50 % der installierten Leistung ausreichend

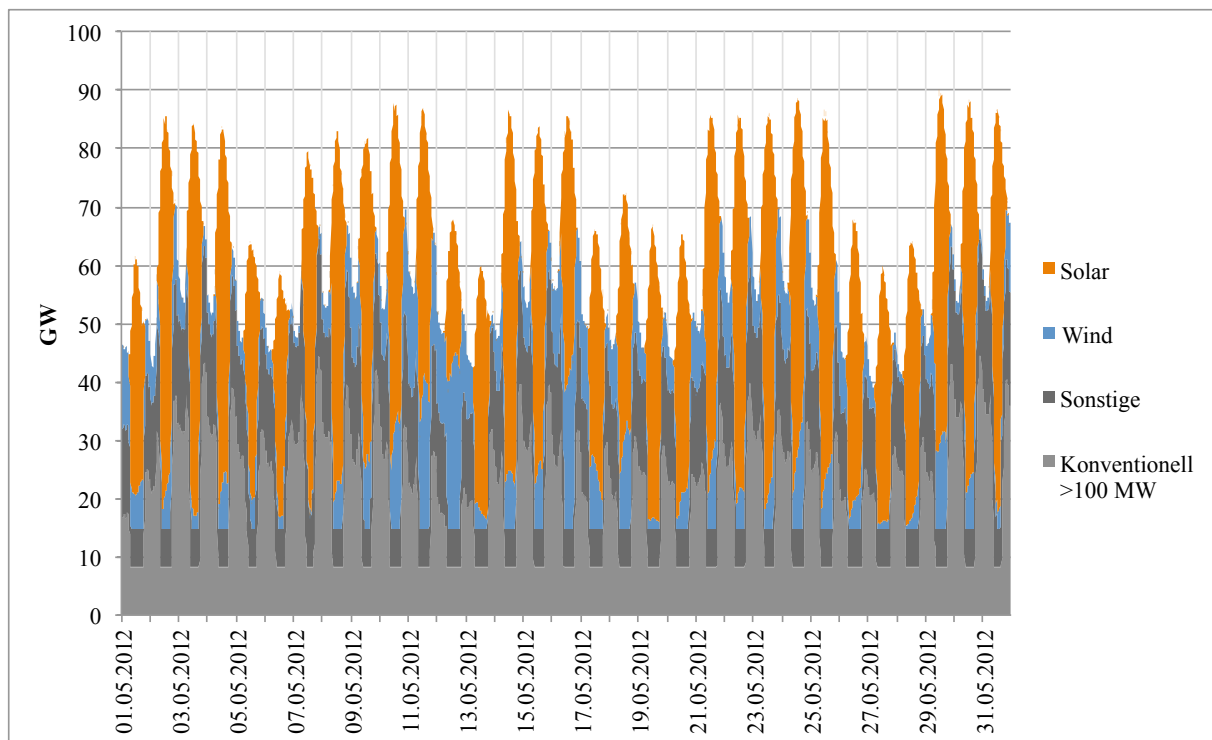


Abbildung 17 – Gedrosselte Photovoltaikleistung unter Berücksichtigung der Grundlastkraftwerke: Reduzierung der Einspeiseleistung der Photovoltaik auf ca. 50 % unter Berücksichtigung eines Vorrangs der Windkraftanlagen

ist, um die Netzbelastung durch die Photovoltaikanlagen zu begrenzen. Jedoch müssen die Photovoltaikanlagen an insgesamt (aufsummiert) rund 736 Stunden im Jahr unterhalb der statischen Begrenzung von 50 % der installierten Leistung gedrosselt werden, da die Summe aus Braunkohle-, Laufwasser-, Biomassekraftwerken, Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen (trotz einer Strombereitstellung unterhalb von 50 % der Nennleistung) mehr Strom in das elektrische Netz einspeisen würden, als benötigt wird. Dies hat zur Folge, dass zusätzlich zu den Leistungsspitzen über 50 % Nennleistung (welche hier nicht erfasst wurden) durch ein Lastmanagement rund 9,8 Mrd. Kilowattstunden nicht in das elektrische Netz eingespeist werden können und möglichst gespeichert werden sollten. Die Problematik in diesem Zusammenhang besteht darin, dass der spezifische Aufwand und die spezifischen Kosten für ein Lastmanagement bei kleinen Photovoltaikanlagen im Vergleich zu großen Anlagen überproportional steigen. Daher sieht das EEG für Photovoltaikanlagen unterhalb von 30 kW Leistung als Alternative für ein Lastmanagement eine Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 % der installierten Leistung vor²⁴. Aufgrund der oben beschriebenen Annahme, dass ab einer installierten Leistung von 52 GW an Photovoltaikanlagen in erster Linie kleine Anlagen auf Ein- und Zweifamilienhäuser mit einer Leistung von ca. 5 kW installiert werden, dürfte der Aufwand für ein Lastmanagement für Photovoltaikanlagen unverhältnismäßig groß werden. Dabei kann es sich wie in Kapitel 2.2.1 auf Seite 17 bereits erwähnt um bis zu 17,7 Mio. Häuser und somit Photo-

²⁴ §6 Abs. 2 Nr. 2b Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

voltaikanlagen handeln, welche aufgrund der großen Anzahl kleiner Anlagen in Summe zu einem Problem bezüglich der Stabilität des elektrischen Netzes führen können. Die Anzahl der Windkraftanlagen dürfte in einem Bereich von ca. 35.000 Anlagen liegen²⁵, die mit einer Leistung von meist über 1 GW und bei den neuen Windkraftanlagen zwischen 2 und 3 GW erheblich höher liegen, als dies bei dem Zubau der PV Anlagen der Fall sein dürfte [26, S. 5]. Somit ist eine Netzstabilisierende Wirkung bei Windkraftanlagen mit einem erheblich geringerem Aufwand bei der selben Leistungsreduzierung wie bei kleinen Photovoltaikanlagen möglich.²⁶ Die Windkraftanlagen sollten daher genutzt werden, um die Photovoltaikanlagenspitzenleistungen möglichst auszugleichen.

Aufgrund dessen wird hier weiter angenommen, dass die Photovoltaikanlagen auf eine maximale Einspeiseleistung begrenzt werden und die Windkraftanlagen genutzt werden, um Leistungsüberschüsse im Netz mit einer Reduzierung der Einspeiseleistung durch ein Einspeisemanagement zu verhindern. Außerdem gibt der § 11 Abs. 1 EEG²⁷ vor, dass Anlagen unterhalb einer Leistung von 100 kW Leistung nachrangig in der Leistung durch ein Einspeisemanagement zu regeln sind.

Aufgrund der weiteren Berücksichtigung der Mindestleistung von Braunkohle-, Laufwasser- und Biomassekraftwerken müssen die Photovoltaikanlagen insgesamt auf eine maximale Einspeiseleistung von 21 % der installierten Leistung begrenzt werden, da ansonsten zeitweise selbst bei einer vollständigen Abschaltung aller Windkraftanlagen mehr Strom in das elektrische Netz eingespeist würde als benötigt. Im Vergleich zum Vorrang der Windkraftanlagen – wie aus Abbildung 17 auf der vorherigen Seite rechts zu erkennen ist – hat das Fehlen eines Einspeisemanagements bei Photovoltaikanlagen zur Folge, dass die Windkraftanlagen rund 802 Mio. anstelle von rund 6 Mio. Kilowattstunden nicht in das elektrische Netz einspeisen können. Bei den Photovoltaikanlagen fällt der Unterschied gravierender aus. Hier können rund 56 Mrd. anstelle von rund 23 Mrd. Kilowattstunden nicht in das elektrische Netz eingespeist werden. Dies liegt daran, dass bei einer niedrigeren statischen Einspeisebegrenzung anstelle eines Einspeisemanagement viele Kilowattstunden trotz eines höheren Bedarfes nicht eingespeist werden können. Dies ist jedoch notwendig, da ein Einspeisemanagement bei kleinen Anlagen wie bereits erläutert einen unverhältnismäßig großen Aufwand bedeutet. Negativ wirken sich in diesem Zusammenhang die großen Mindestleistungen der Grundlastkraftwerke aus. Wenn sich die Mindestleistung der Grundlastkraftwerke reduzieren würde, hätte dies zur Folge, dass die Photovoltaikanlagen nicht auf eine Einspeiseleistung von 21 % der installierten Leistung begrenzt werden

²⁵ Bei einer installierten Leistung von 63,9 GW unter Berücksichtigung der bisherigen Anlagengröße und der Annahme einer zukünftigen Zubauanlagenleistung von ca. 2,7 MW

²⁶ Zudem besagt das EEG in §11 Abs. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist, dass vor den Photovoltaikanlagen kleiner gleich 100 kW zunächst alle anderen Anlagen - bei einem notwendigen Eingriff über das Einspeisemanagement - in ihrer Leistung reduziert werden müssen.

²⁷ § 11 Abs. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

müssten.

Der Tabelle 2²⁸ kann entnommen werden, wie sich die Anteile der Einspeisebegrenzungen

	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Braunkohle Mindestleistung berücksichtigt [GW]	8,3	0,0	0,0	0,0
Biomassekraftwerke Mindestleistung berücksichtigt [GW]	4,1	4,1	0,0	0,0
Laufwasserkraftwerke Mindestleistung berücksichtigt [GW]	2,3	2,3	2,3	0,0
Begrenzung Photovoltaikleistung [%]	21	28	33	35
Solarstrom der nicht eingespeist werden kann [Mrd. kWh/a]	56	38	27	24
Stunden mit begrenzter Photovoltaik Einspeisung [h/a]	1.957	1.534	1.241	1.143
Windstrom der nicht eingespeist werden kann [Mio. kWh/a]	802	628	721	681
Stunden mit Einspeisemanagementeingriff bei Windkraftanlagen [h/a]	147	98	115	113

Tabelle 2 – Gedrosselte Photovoltaikleistung unter verschiedenen Drosselungen der übrigen Kraftwerke im Jahr 2030

bei verschiedenen Herangehensweisen (mit unterschiedlicher Berücksichtigung der Grundlastkraftwerke) bei den Photovoltaik- und Windkraftanlagen ändern.

Variante 1: Mindestleistung der Grundlastkraftwerke hat Vorrang.

Variante 2: Mindestleistung der Biomasse- und Laufwasserkraftwerke hat Vorrang. Braunkohlekraftwerke müssen zeitweise abgeschaltet werden.

Variante 3: Laufwasserkraftwerke haben Vorrang. Braunkohle- und Biomassekraftwerke müssen zeitweise abgeschaltet werden.²⁹

Variante 4: Alle Grundlastkraftwerke müssen zeitweise abgeschaltet werden. Vorrang sollten die Laufwasser-, vor Biomasse- und Braunkohlekraftwerken haben.

In den Abbildungen 18 und 19 auf der nächsten Seite sowie 20 und 21 auf Seite 26 sind die Unterschiede der verschiedenen Varianten anhand des Pfingstwochenendes dargestellt. In diesem Zusammenhang ist ebenfalls bedeutend, dass der geringste Bedarf 2012 bei rund 38,9 GW Leistung lag. Dies entspräche einer Leistungsdeckelung bei den Photovoltaikanlagen (bei 146,6 GW installierter Leistung) in Höhe von rund 27 % bei einer alleinigen

²⁸ Variantenbeschreibung auf Seite 24

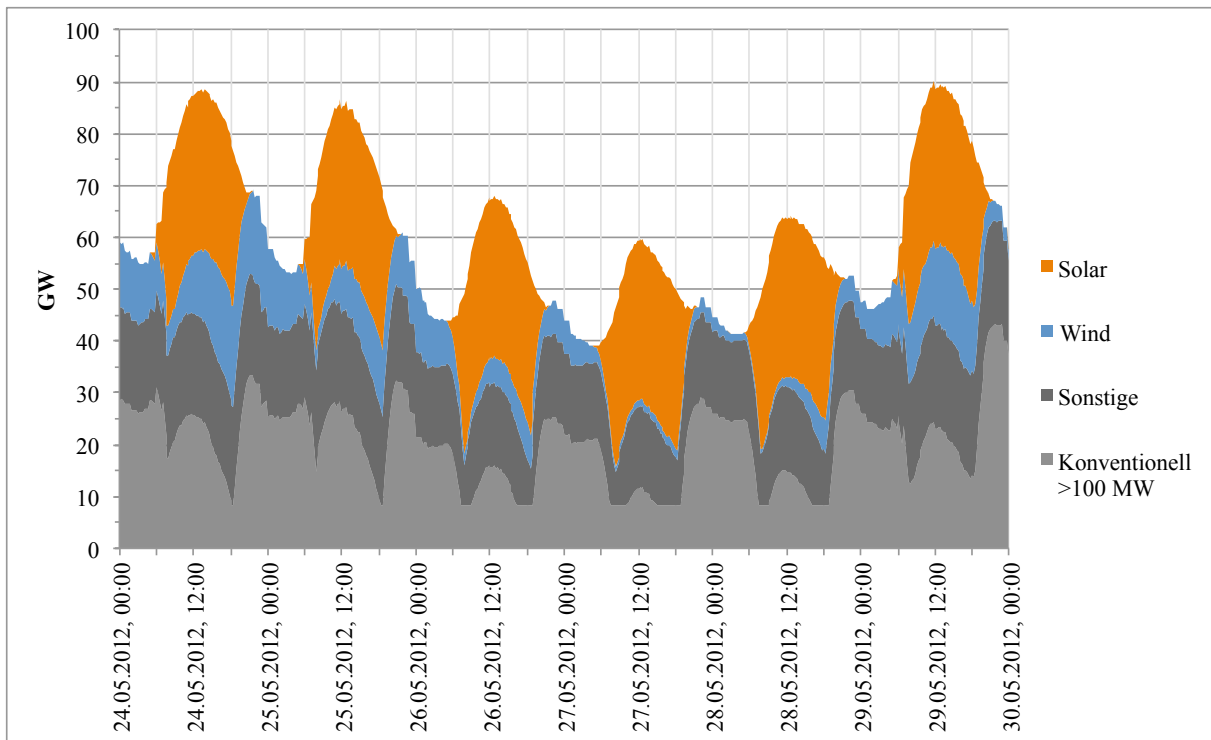


Abbildung 18 – Gedrosselte Photovoltaikleistung unter Variante 1:

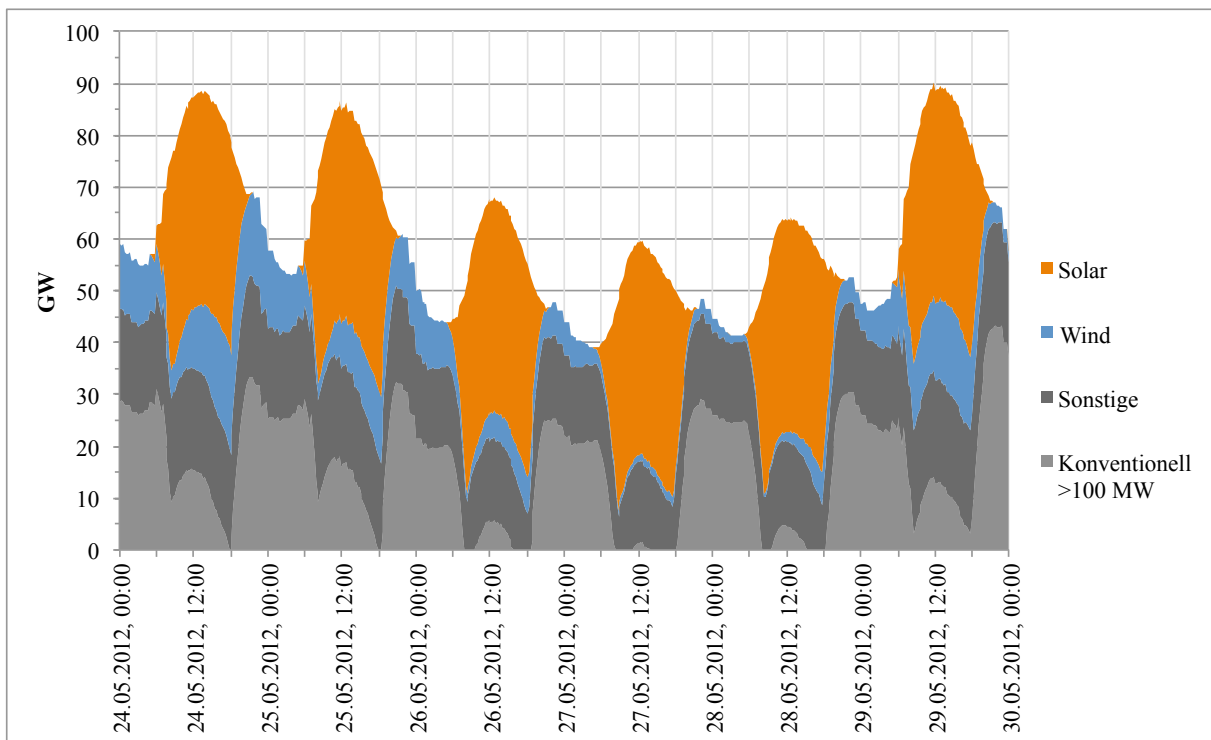


Abbildung 19 – Gedrosselte Photovoltaikleistung unter Variante 2:

Strombereitstellung durch die Photovoltaikanlagen. Dabei sollte jedoch auch bedacht werden, dass der Strom, welcher nicht gleich bei der Bereitstellung in das elektrische Netz eingespeist werden kann, möglichst zwischengespeichert werden sollte. Unter der Annahme, dass es einen idealen (Verlustfreien) Energiespeicher gibt, würde bei einer Begrenzung

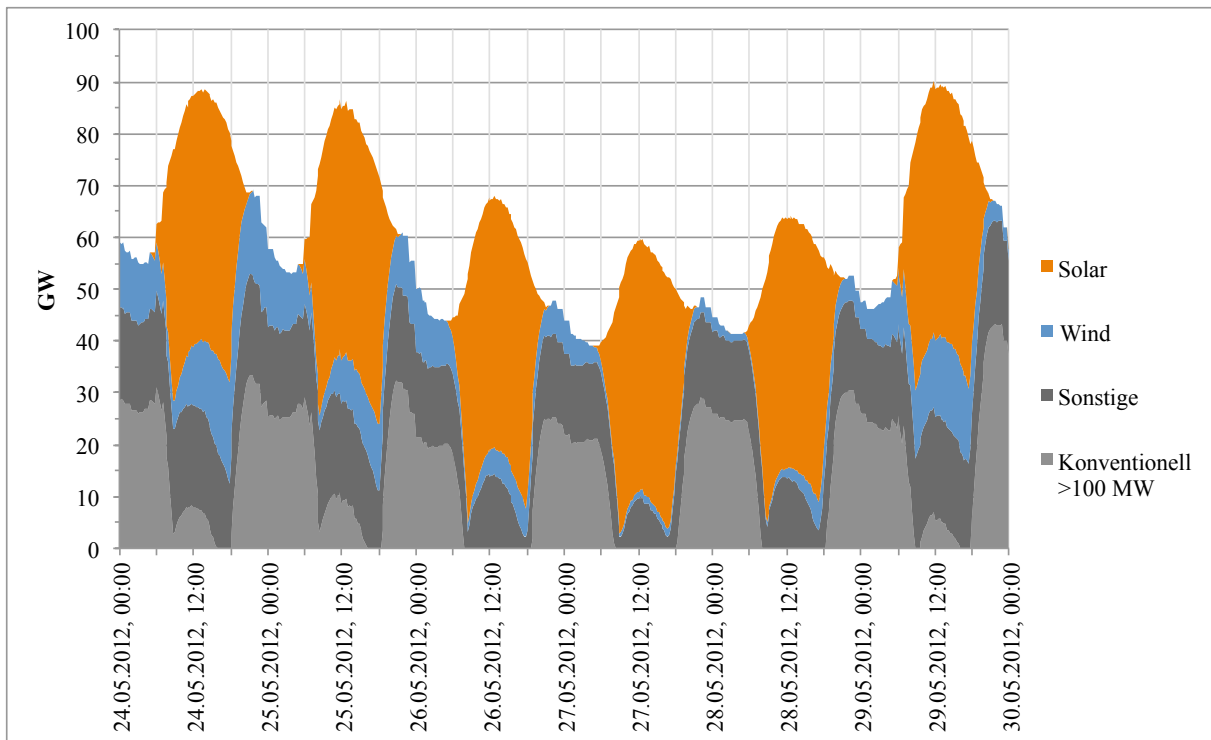


Abbildung 20 – Gedrosselte Photovoltaikleistung unter Variante 3:

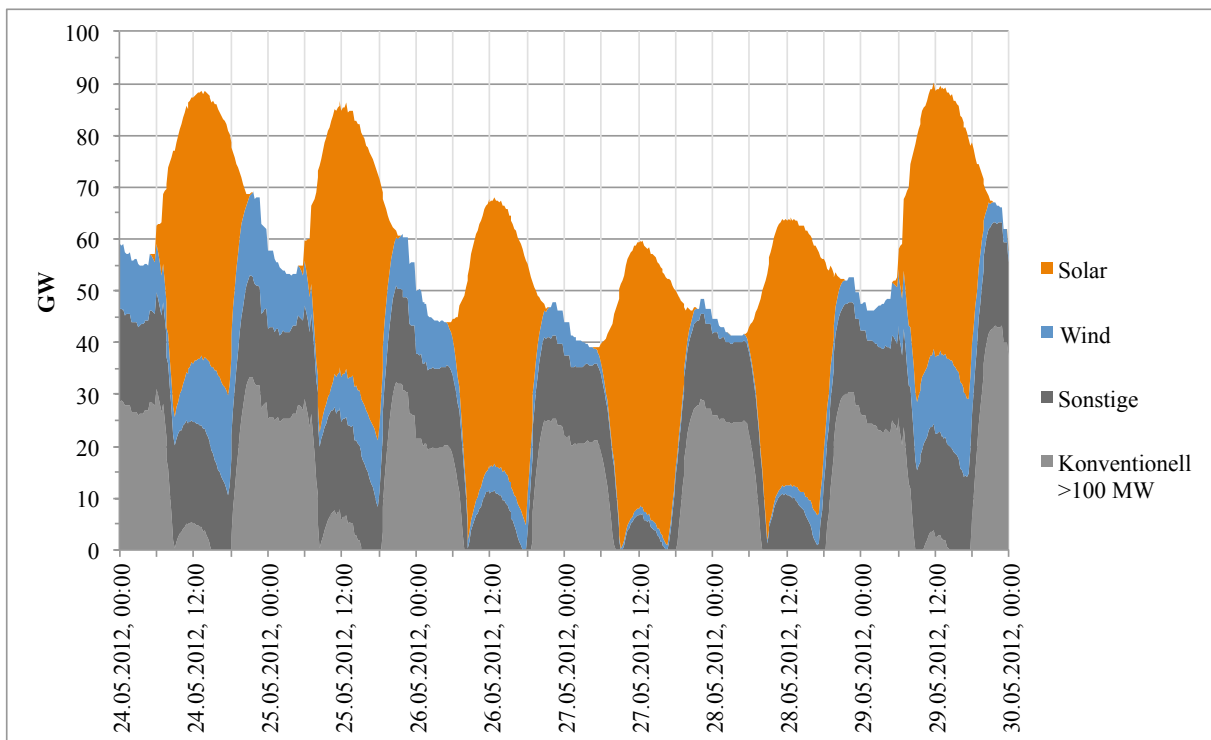


Abbildung 21 – Gedrosselte Photovoltaikleistung unter Variante 4:

der Einspeiseleistung der Photovoltaikanlagen in Höhe von rund 12 % der installierten Leistung eine Bandeinspeisung (ununterbrochene Einspeisung) in Höhe von rund 16,6 GW entstehen. Aufgrund der höheren solaren Erträge in den Sommermonaten ist der Energiespeicherbedarf desto größer je niedriger die Einspeisebegrenzung bei den Photovoltaik-

anlagen gewählt wird, da der Speicher irgendwann am nächsten Tag nicht mehr gänzlich entladen werden kann (Saisonale Speicherung). Aufgrund der hohen Kosten für die Speicherung von elektrisch vorliegender Energie sollte zunächst versucht werden chemisch gespeicherte Energieträger nur dann zur Strombereitstellung zu nutzen, wenn der Bedarf nicht durch Wasserkraftwerke, Windkraft- und Photovoltaikanlagen gedeckt werden kann, da ansonsten bereits elektrisch vorhandene Energie zur Speicherung umgewandelt werden muss. Daher wird für die weiteren Untersuchungen zunächst die Variante 3 weiter verfolgt, da hier die Laufwasserkraftwerke bei der Deckelung der Einspeiseleistung berücksichtigt wurden. Die Deckelung wird hier jedoch mit einem runden Betrag in Höhe von 30 % gewählt. Somit überschreiten die Photovoltaikanlagen selbst bei einem Einspeisemanagement der Laufwasserkraftwerke den geringsten Strombedarf von 38,9 GW um 5,1 GW sollte der niedrigste Bedarf auf einen Sonnen reichen Tag fallen. Dies war 2012 nicht der Fall, lässt sich für die Zukunft aber nicht ausschließen. Jedoch lassen sich Photovoltaikanlagen über 100 kW Leistung durch den Netzbetreiber in ihrer Einspeiseleistung gezielt aktiv drosseln (Einspeisemanagement), was reduzierend auf die gesamte Einspeiseleistung in Deutschland wirkt.

Durch die Abbildungen 18 bis 21 wird auch deutlich, dass typisch träge Grundlastkraftwerke in der Energiebereitstellung im Szenario 2030 keinen vernünftigen Platz mehr haben. Ein Betrieb dieser Kraftwerke ist nur noch möglich, wenn die regenerativen Erzeuger massiv ihre Einspeiseleistung reduzieren. Um die starken Schwankungen der Windkraft- und Photovoltaikanlagen ausgleichen zu können, werden in Zukunft grundlastfähige aber möglichst variabel betreibbare Kraftwerke benötigt.

Nun muss überprüft werden, ob eine Drosselung der Einspeiseleistung in Höhe von 30 % auf die installierte Leistung der Photovoltaikanlagen im Jahr 2020 anwendbar ist. Da sich 2020 planmäßig im Gegensatz zu 2030 noch Kernkraftwerke mit einer Mindestleistung (von 70%) von rund 5,7 GW Leistung in Betrieb befinden und die übrigen Grundlastkraftwerke mit der selben Leistung wie 2030 angenommen werden, müssten die Photovoltaikanlagen auf eine maximale Einspeiseleistung von rund 20 % der installierten Leistung begrenzt werden, wenn die Mindestleistung der Grundlastkraftwerke Vorrang hat.

- Variante 0: Mindestleistung der Grundlastkraftwerke hat Vorrang.
- Variante 1: Mindestleistung der Grundlastkraftwerke außer Kernkraftwerke hat Vorrang. Kernkraftwerke werden Stillgelegt.
- Variante 2: Mindestleistung der Biomasse- und Laufwasserkraftwerke hat Vorrang. Braunkohlekraftwerke müssen zeitweise abgeschaltet werden.
- Variante 3: Laufwasserkraftwerke haben Vorrang. Braunkohle- und Biomassekraftwerke müssen zeitweise abgeschaltet werden.³⁰
- Variante 4: Alle Grundlastkraftwerke müssen zeitweise abgeschaltet werden. Vorrang sollten die Laufwasser-, vor Biomasse- und Braunkohlekraftwerken haben.

	Variante 0	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Kernkraftwerke Mindestleistung berücksichtigt [GW]	5,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle Mindestleistung berücksichtigt [GW]	8,3	8,3	0,0	0,0	0,0
Biomassekraftwerke Mindestleistung berücksichtigt [GW]	4,1	4,1	4,1	0,0	0,0
Laufwasserkraftwerke Mindestleistung berücksichtigt [GW]	2,3	2,3	2,3	2,3	0,0
Begrenzung Photovoltaikleistung [%]	20	31	62	76	80
Solarstrom der nicht eingespeist werden kann [Mrd. kWh/a]	34	18	0,5	0,02	0,003
Stunden mit begrenzter Photovoltaik Einspeisung [h/a]	1.986	1.327	111	6	2
Windstrom der nicht eingespeist werden kann [Mio. kWh/a]	288	210	42	25	12
Stunden mit Einspei- semanagementeingriff bei Windkraftanlagen [h/a]	74	58	12	9	4

Tabelle 3 – Gedrosselte Photovoltaikleistung bei verschiedenen Drosselungen der übrigen Kraftwerke im Jahr 2020

Der Tabelle 3³¹ kann entnommen werden, wie sich die Anteile der Einspeisebegrenzungen bei verschiedenen Herangehensweisen (mit unterschiedlicher Berücksichtigung der Grundlastkraftwerke) bei den Photovoltaik- und Windkraftanlagen im Szenario 2020 ändern.

Aufgrund der Erkenntnisse aus Tabelle 3 wird hier empfohlen, dass die Kernkraftwerke möglichst vor dem Jahr 2020 abgeschaltet werden sollten, um das Ausbauziel von 35 % erneuerbare Energien bis zum Jahr 2020 nicht zu gefährden. Alternativ ist es auch möglich, die Braunkohlekraftwerke bei einer Überlast im elektrischen Netz auszuschalten und bei Bedarf wieder in Betrieb zu nehmen. Nachdem EnBW inzwischen wie bereits beschrieben alle ihre Kohlekraftwerke auf ihre Rentabilität prüfen möchte, ist eine Stilllegung von Braunkohlekraftwerken aus wirtschaftlichen Gründen bei einem weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien nicht unrealistisch [17]. Somit ist eine Begrenzung der Einspeise-

³¹ Variantenbeschreibung auf Seite 27

leistung der Photovoltaikanlagen auf 30 % der installierten Leistung (wie beim Szenario 2030 in Anlehnung an Variante 3 ermittelt) bei einer Stilllegung der Kernkraftwerke oder einem zeitweisen Abschalten von Braunkohlekraftwerken auch im Szenario 2020 eine Möglichkeit, um die erneuerbaren Energien in den deutschen Kraftwerkspark zu integrieren.

2.2.3 Dimensionierung des Energiespeichers zur Reduzierung der Einspeisespitzen von Photovoltaikanlagen

Wie in Kapitel 2.2.1 ermittelt, müssen die Einspeisespitzen der Photovoltaikanlagen reduziert werden, da ansonsten mehr Leistung durch die Photovoltaikanlagen in das elektrische Netz eingespeist würde als Bedarf besteht und das elektrische Netz somit aus Sicherheitsgründen abschalten werden müsste. Dabei wurde als maximale Einspeiseleistung für kleine Photovoltaikanlagen 30 % der installierten Leistung als Netzverträgliche Lösung bestimmt. Aus exergetischen Gründen sollte die elektrische Energie, welche aus Gründen der Netzstabilität nicht gleich nach der Bereitstellung eingespeist werden kann, gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt eingespeist werden. Die Ausbauziele in Höhe von 35 und 50 % erneuerbaren Energien an der Stromversorgung sind bei dem derzeitigen Zubau nur zu erreichen, wenn keine wesentlichen Mengen an elektrischer Energie durch ein Einspeisemanagement nicht erzeugt werden (verloren gehen) oder in eine andere Energieform umgewandelt und in dieser genutzt werden. Wenn dies der Fall ist, müsste ein stärkerer Zubau bei den erneuerbaren Energien erfolgen, was jedoch erneut Probleme durch die notwendige Integration der dann höheren Leistungen in das elektrische Netz zur Folge hätte (siehe Kapitel 2.2.1).

Der Kraftwerkspark in Deutschland sollte nach Möglichkeit so gestaltet werden, dass dieser die zunehmenden fluktuierenden erneuerbaren Energien (Windkraft- und Photovoltaikanlagen) ergänzt. Dies erfordert Kraftwerke, welche in möglichst kurzer Zeit in Betrieb genommen werden, ihre Leistung möglichst kurzfristig verändern können und möglichst kurze Mindeststillstandszeiten haben. Große Photovoltaikanlagen mit Einspeisemanagement können aufgrund des Einspeisevorrangs bei einem flexiblen Kraftwerkspark möglichst selten in ihrer Einspeiseleistung reduziert werden. Somit stellt sich hier auch die Frage, ob eine Energiespeicherung bei großen Photovoltaikanlagen überhaupt notwendig und sinnvoll ist. Kleine Photovoltaikanlagen unterhalb von 30 kW installierter Leistung dürfen nur mit maximal 30 % ihrer installierten Leistung in das elektrische Netz einspeisen³². Um die elektrische Energie welche oberhalb einer Leistung von 30 % der installierten Leistung anfällt nutzen zu können, muss diese sofort selbst genutzt oder gespeichert werden um sie zu einem späteren Zeitpunkt selbst zu nutzen oder einzuspeisen. Gerade bei Einfamilienhäusern besteht hier auf jeden Fall die Notwendigkeit einer Energiespeicherung, da eine Nutzung der Energie zum Zeitpunkt der Strombereitstellung aufgrund des

³² In Kapitel 2.2.2 auf Seite 27 wurden 30 % als Netzverträgliche Lösung ermittelt.

Nutzerverhaltens nicht immer möglich ist. In diesem Zusammenhang sollte auch erwähnt werden, dass die sofortige Eigenstromnutzung einer Photovoltaikanlage netzentlastend wirkt, da der genutzte Strom nicht vom Kraftwerk durch das elektrische Netz bis zum Verbraucher transportiert werden muss.

Da an sonnigen Tagen mit geringem Strombedarf (z.B. Feiertage) die Photovoltaikanlagen mit einer Einspeiseleistung von 30 % der installierten Leistung bereits den Strombedarf – wie in Abbildung 18 auf Seite 25 zu erkennen ist – nahezu alleine decken, kann dies zu Problemen bei einer größeren Eigenstrombedarfsdeckung führen. Jeder Stromverbraucher der einen Anteil seines Strombedarfs durch Eigenerzeugung deckt, senkt damit den bundesweiten Strombedarf, welcher durch die übrigen Kraftwerke bereit gestellt werden muss. Wenn nun Millionen von Einfamilienhaushalten zur Mittagszeit 30 % ihrer installierten Photovoltaikanlagenleistung in das elektrische Netz einspeisen und gleichzeitig ihren Strombedarf vollständig selbst decken, reduziert sich der bundesweite Strombedarf wesentlich, was an Feiertagen und Wochenenden dazu führen kann, dass mehr Leistung in das elektrische Netz eingespeist wird als benötigt. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob eine Begrenzung der Einspeiseleistung in das elektrische Netz auf 30 % der installierten Leistung zielführend ist, oder ob nicht vielmehr eine Begrenzung auf 30 % der installierten Leistung bereits erfolgen muss, bevor der Strom einer Eigenbedarfsdeckung oder Netzeinspeisung zugeführt wird. Somit dürfte bei einer Eigenstromnutzung in Höhe von 30 % der installierten Leistung kein Strom mehr in das elektrische Netz eingespeist werden. Sobald eine höhere Leistung im Haushalt benötigt würde, müsste der Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden, obwohl die Photovoltaikanlage ausreichend Leistung bereit stellt. Dafür wäre eine rechtliche Regelung erforderlich, welche die Möglichkeit seinen selbst erzeugten Strom auch selbst zu verbrauchen begrenzt. Derzeit sieht §6 Abs. 2 Nr. 2 EEG³³ für Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung kleiner gleich 30 kW_P vor, dass der Anlagenbetreiber die Wahlmöglichkeit zwischen der Teilnahme am Einspeisemanagement und einer generellen Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf 70 % der installierten Leistung hat. Somit hat er laut EEG die Möglichkeit mit der Leistung oberhalb der derzeitigen Begrenzung von 70 % den Eigenbedarf zu decken. Eine Änderung dieser Regelung stellt jedoch einen erheblichen Eingriff in die Entscheidungsfreiheit dar. Eine Folge von einer Reduzierung des Strombedarfes durch mehr Eigennutzung von Photovoltaikstrom könnte sein, dass die übrigen Kraftwerke, welche an einem Einspeisemanagement teilnehmen öfters gedrosselt und abgeschaltet werden müssen.

Sobald eine wirtschaftlich interessantere Lösung besteht die Energie zu speichern um sie später selbst zu nutzen anstatt sie einzuspeisen, wird davon ausgegangen, dass der Strom möglichst nicht eingespeist wird und sich daher diese Problematik nicht in dem

³³ §6 Abs. 2 Nr. 2 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

Maße ergibt. Außerdem sollte eine solche Begrenzung nach Möglichkeit vermieden werden, da befürchtet wird dass diese die Energiewende gefährden könnte, wenn die potentiellen Anlagenkäufer durch eine solche Begrenzung abgeschreckt werden. Vielmehr sollte ein Anreiz geschaffen werden, möglichst viel erzeugten Strom selbst zu nutzen, und daher möglichst wenig Strom in das elektrische Netz einzuspeisen.

Laut § 6 Abs. 2 Nr. 1 EEG³⁴ müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer Leistung von 30 kW bis maximal 100 kW am Einspeisemanagement teilnehmen, was von anderen erneuerbaren Stromerzeugern erst ab einer Leistung oberhalb von 100 kW verlangt wird. Jedoch mit dem Unterschied, dass §6 Abs. 1 Nr. 2 EEG³⁵ nicht erfüllt werden muss. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber die Ist-Einspeisung der Anlage nicht abrufen kann. Somit ist dem Netzbetreiber gerade bei Anlagen welche den Eigenverbrauch ermöglichen, auch trotz Kenntnis der solaren Einstrahlung am Standort nicht bekannt, welche Leistung zu welchem Zeitpunkt durch eine Anlage in das elektrische Netz eingespeist wird. Im §11 Abs. 1 Nr. 3 Satz 2 EEG³⁶ wird dieser Unsicherheit entgegenkommend geregelt, dass die Netzbetreiber vom Einspeisemanagement dieser Anlagen nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen Gebrauch machen müssen. Nachdem diese Anlagen somit die letzte Möglichkeit des Netzbetreibers mit einem Einspeisemanagement stabilisierend in das elektrische Netz einzugreifen darstellen, entsteht hier kein Schaden, bedingt dadurch dass die Anlage aufgrund von Eigenverbrauch weniger Strom in das Netz einspeisen, als vom Netzbetreiber vermutet. Als schwerwiegender kann hier somit die Problematik betrachtet werden, dass diese Anforderung des Einspeisemanagements für Anlagen mit einer Leistung größer als 30 kW und maximal 100 kW erst mit der EEG Novelle 2012 aufgenommen wurde und sich somit bisher keine Anlagentechnik für diesen Leistungsbereich auf dem Markt etabliert hat. In vielen Niederspannungsnetzen gab es bisher kein Einspeisemanagement. Somit besteht hier auch keine notwendige Infrastruktur. Zudem ist es als unverhältnismäßig zu erachten, die kostenintensive Technik für die stufenweise Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung welche bei den Anlagen über 100 kW Leistung Standard ist, bei der Vielzahl an kleinen Photovoltaikanlagen für diese einzusetzen. Daher wird in einem gemeinsamen Anwendungshinweis des BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) und BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) welcher mit Unterstützung des FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE) entwickelt wurde vorgeschlagen, etablierte Techniken für diesen Leistungsbereich einzusetzen. Dabei wird der Einsatz eines Rundsteuerempfängers mit einem AC-Schütz welcher bei Überlastung des elektrischen Netzes durch den Netzbetreiber per Rundsteuersignal die Leitung zwischen Wechselrichter (Photovoltaikanlage) und Netz

³⁴ §6 Abs. 2 Nr. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

³⁵ §6 Abs. 1 Nr. 2 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

³⁶ §11 Abs. 1 Nr. 3 Satz 2 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

trennt und somit die Einspeiseleitung auf null reduziert, als kostengünstige und schnell umsetzbare Lösung empfohlen [27, 28]. Problematisch ist hierbei, dass der Eigenverbrauch während eines Einspeisemanagementeingriffes nicht möglich ist und der Anlagenbetreiber somit Strom von seinem Energieversorger beziehen muss, obwohl die Photovoltaikanlage den Strom günstiger produzieren würde. Diese Problematik wurde bereits für größere Anlagen durch die E.ON Netz GmbH in einer Stellungnahme zum Entwurf des „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement“ der Bundesnetzagentur vom 29.03.2011 angesprochen, in der es um die missverständliche Formulierung ging, an welcher Stelle die Wirkleistung in Bezug auf welcher Basis reduziert werden muss. Darin heißt es: „Andernfalls kann es in bestimmten Fällen dazu kommen, dass der Stromverbrauch des Letztverbrauchers durch eine erhöhte Stromabnahme aus dem Netz gedeckt werden muss³⁷.“ Um dieser Problematik zu entgehen, hat z.B. der Hersteller SMA technische Möglichkeiten auf den Markt gebracht, mit denen die Wirkleistung des Wechselrichters reduziert werden kann, und somit die Wirkleistungseinspeisevorgabe des Netzbetreibers im Falle eines Einspeisemanagementeingriffes eingehalten werden kann und dennoch ein Eigenverbrauch des zu dem Zeitpunkt nicht in das elektrische Netz einspeisbaren Stromes ermöglicht [30].

Aufgrund des unverhältnismäßig großen Aufwandes (und Kosten), den eine Pflicht zur Teilnahme am Einspeisemanagement verursacht und der Tatsache, dass der Netzbetreiber nicht genau weiß welche Leistung er reduzieren kann, da er nicht über die aktuellen Einspeiseleistungen informiert wird sowie der Rangfolge welche besagt, dass die Anlagen zwischen 30 und 100 kW nach allen anderen Anlagen in ihrer Leistung zu reduzieren sind, wird hier vorgeschlagen, das Wahlrecht zwischen einem Einspeisemanagement und einer festen Einspeisebegrenzung (welches derzeit bis 30 kW_P gegeben ist) auf den Leistungsbereich bis einschließlich 100 kW_P auszudehnen. Jedoch mit der Abweichung, dass die Einspeiseleistung auf 30 % anstelle der derzeitigen 70 % der installierten Leistung zu begrenzen ist und das Einspeisemanagement eine Rückmeldung nach §6 Abs. 1 Nr. 2 EEG³⁸ verlangt. Damit wird gewährleistet, dass der kleine Leistungsbereich der Photovoltaikanlagen aufgrund der Masse an installierten Anlagen das Netz nicht überlastet und gleichzeitig der Ausbau von Energiespeichertechnologien gefördert wird.

Bei Photovoltaikanlagen muss zunächst zwischen Anlagen unterschieden werden, bei denen die Möglichkeit einer Eigenstromnutzung besteht (z.B. Einfamilienhäuser, Supermärkte) und Anlagen bei denen diese Möglichkeit nicht besteht (z.B. Freiflächenanlagen; Stromgestehungskosten über Netzbezugskosten). Ohne die Möglichkeit einer Eigenstromnutzung müsste der Energiespeicher auf die volle Leistung der PV-Anlage und die Strommenge welche innerhalb eines Tages erzeugt wird (unter der Annahme, dass der Speicher inner-

³⁷ Hier wird die Missverständliche Formulierung dass nicht eindeutig geklärt ist, ob die Wirkleistungseinspeisung nach dem Generator/Wechselrichter (ermöglicht schlimmstenfalls keinen Eigenverbrauch) oder am Netzverknüpfungspunkt (ermöglicht einen Eigenverbrauch) reduziert werden muss angesprochen. [29]

³⁸ §6 Abs. 1 Nr. 2 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

halb einer Nacht vollständig entladen werden kann) ausgelegt werden. Bei der Möglichkeit der Eigenstromnutzung kann zunächst ermittelt werden, welche Strombereitstellung als Grundlast genutzt werden kann und die Differenz müsste gespeichert werden.

Generell kann jedoch die Aussage getroffen werden, dass bei einer kleinen Anlage (max. 100 kW) mit einer Einspeiseleistungsbegrenzung in Höhe von 30 % ein im Laufe eines Tages beladener Akku über die Nacht und die Morgenstunden vollständig durch die Netzeinspeisung entladen werden kann. Diese Aussage lässt sich auf große Anlagen mit einem Einspeisemanagement so nicht übertragen. Zum einen lässt sich nicht sagen, auf welche Leistung die Photovoltaikanlage gedrosselt werden muss und daher kann keine zuverlässige Aussage getroffen werden welche Menge an Energie gespeichert werden muss und zum anderen kann nicht mit Sicherheit davon ausgegangen werden, dass der Speicher in der Nacht wieder entladen werden kann, da z.B. die Windkraftanlagen und die Speicherentladung der kleinen Photovoltaikanlagen ausreichend Energie bereit stellen um den nächtlichen Bedarf zu decken.

Je häufiger ein Energiespeicher be- und entladen wird, desto geringer fallen die spezifischen Speicherkosten je Kilowattstunde aus. Ein Energiespeicher der häufig (z.B. täglich) genutzt wird, hat geringere Energiespeicherkosten (je gespeicherte Kilowattstunde) als ein Energiespeicher der nur selten (z.B. saisonale Speicherung) genutzt wird. Daher wird zunächst davon ausgegangen, dass eine Energiespeicherung für eine möglichst geringe Zeitspanne einer Langzeitspeicherung vorzuziehen ist. Dies bedeutet für den Energiespeichereinsatz in Kombination mit Photovoltaikanlagen eine Energiespeicherdauer von weniger als 24 Stunden.

2.2.3.1 Photovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus Aufgrund der sinkenden EEG Vergütung für Photovoltaikanlagen werden diese zunehmend für die Eigenstromnutzung dimensioniert. Aus Abbildung 22 auf der nächsten Seite ist die wirtschaftlichste Größe einer Photovoltaikanlage in Abhängigkeit des jährlichen Haushaltsstrombedarfs bei einer Einspeiseleistungsbegrenzung in Höhe von 30 % und den derzeitigen Strombezugskosten dargestellt³⁹. Da anzunehmen ist, dass die Strompreise weiterhin steigen werden und eine Photovoltaikanlage eine Investition für mindestens 20 Jahre darstellt, kann die Leistung durchaus bereits heute etwas größer als aus Abbildung 22 auf der nächsten Seite ermittelt gewählt werden. In diesem Zusammenhang ist auch von Bedeutung, dass die absoluten Mehrkosten bei einem Strombedarf von 4.700 kWh/a von einer wirtschaftlich „momentan“ günstigsten Anlage mit 2 kW_P zu einer Anlage mit einer Leistung von 5 kW_P

³⁹ Aus Gründen der Vereinfachung, wurden für alle Dimensionen der selbe spezifische Leistungspreis in Höhe von 1.684 € pro kW_P angenommen. Bei der Grafik wird lediglich der Achsenabschnitt oberhalb von 85 % dargestellt. Dies ist notwendig, da die prozentualen Unterschiede ansonsten optisch nicht mehr erkennbar sind. Es wird hier jedoch auch darauf hingewiesen, dass die Unterschiede zwischen den einzelnen Leistungsstufen relativ gering sind und hier somit ein großer Interpretationsspielraum des Ergebnisses möglich ist. [35]

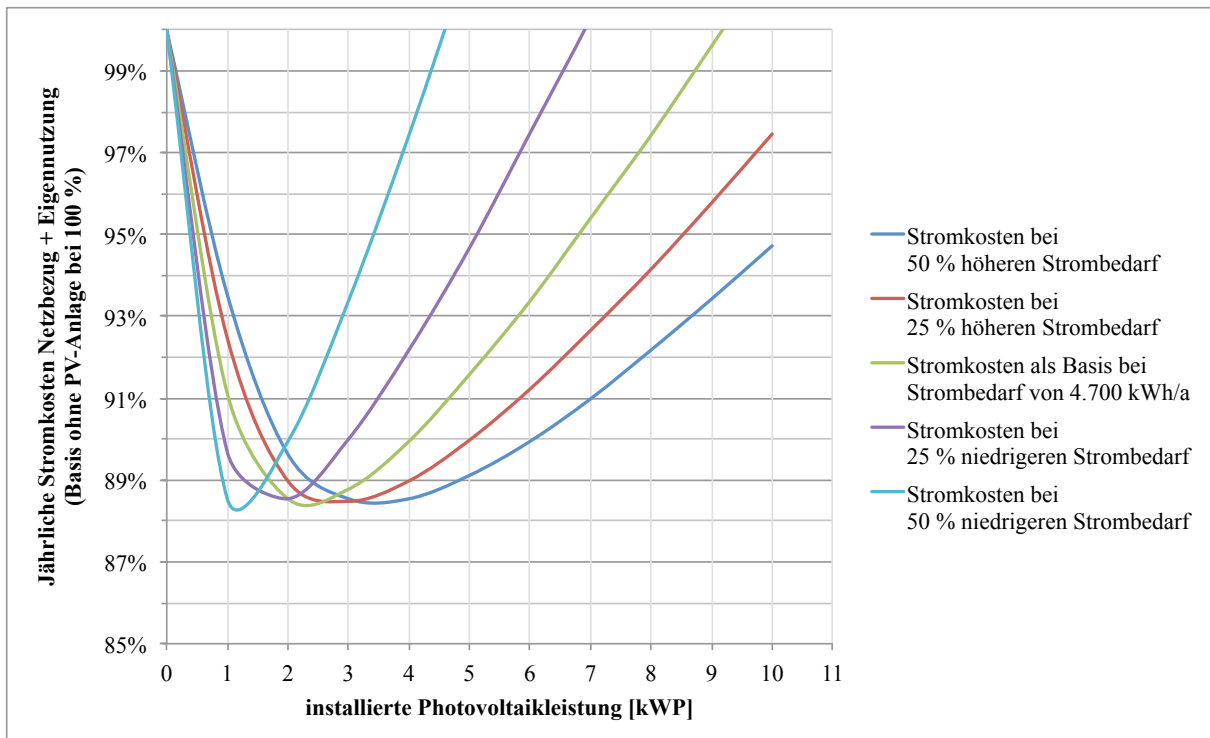


Abbildung 22 – Jährliche Stromkosten in Abhängigkeit der installierten Leistung einer Photovoltaikanlage

lediglich 39 €/a betragen. Aufgrund der Einspeiseleistungsbegrenzung von 30 % lassen sich ohne einer Lastverschiebung oder Energiespeicherung rund 1.000 kWh nicht nutzen. Der spezifische Strompreis für diese Energie beträgt somit lediglich 3,9 ct/kWh. Da die Energie im Vergleich zum Strombezug vom EVU mit derzeit rund 27,30 ct/kWh sehr günstig ist, steigt die Motivation den Strom durch Lastverschiebung oder eine Energiespeicherung zu nutzen. Um einen Stromüberschuss in dieser Größenordnung zu diesen Kosten zu erreichen sollte die Anlage zukunftsweisend etwas größer dimensioniert werden als sich derzeit ohne Energiespeicher als wirtschaftlichste Größe darstellen lässt. Dies wird dadurch verstärkt, dass sich die spezifischen Stromgestehungskosten des Überschusstromes bei weiter steigenden Stromkosten (für Strombezug vom EVU) durch die Wechselwirkung weiter reduzieren. Bei einem Einfamilienhaushalt mit vier Personen wird daher eine Anlagenleistung von ca. 5 kW empfohlen. Je nach Anlagenstandort und Ausrichtung lässt sich ohne eine Energiespeicherung eine Eigenbedarfsdeckung von fast 30 % bei einem Strombedarf von 4.700 kWh⁴⁰ erreichen [23]. Um die Dimension des notwendigen Energiespeichers eines Einfamilienhaushaltes (welcher hier repräsentativ für eine kleine Photovoltaikanlage betrachtet wird) zu ermitteln, wurde die Photovoltaikanlage mit der

⁴⁰ Die Angabe des Strombedarfes pro Person in Höhe von 1.750 kWh/a auf Seite 15 der VDI 4655 wird nach Rücksprache im Bekanntenkreis und unter Berücksichtigung vieler Stromanbieter (4.000 kWh/a für vier Personen) selbst unter Berücksichtigung von Strombedarf für Pumpen und Wärmeerzeuger als zu hoch erachtet. Daher werden hier 4.700 kWh/a Strombedarf für ein durch vier Personen bewohntes Einfamilienhaus für plausibel empfunden und weiter angenommen.

Software PV*SOL Expert von der Firma Valentin simuliert⁴¹. In Abbildung 23 auf der nächsten Seite ist das Verhältnis der erzeugten Leistung zur installierten Leistung zu erkennen. Die in Kapitel 2.2.2 auf Seite 27 ermittelte Einspeisebegrenzung in Höhe von 30 % ist hier ebenfalls zur Orientierung eingezeichnet. In Abbildung 24 auf der nächsten Seite ist das Verhältnis der erzeugten Leistung zur installierten Leistung der selben Photovoltaikanlage jedoch unter Berücksichtigung der direkten Eigenstromnutzung dargestellt. Deutlich sind hier die ganzjährig um ca. 10 % geringeren Leistungsüberschreitungen zu erkennen. Die Leistungsüberschreitungen der 30 % Grenze müssen entweder abgeriegelt oder gespeichert werden. Dabei handelt es sich ohne Eigennutzung um rund 32 % und mit Eigennutzung um rund 20 % der erzeugten Energie.

Da die Simulationssoftware bei Netzgekoppelten Photovoltaikanlagen bisher keine Energiespeicher unterstützt, mussten die Ertragsdaten in ein Tabellenkalkulationsprogramm exportiert werden, um somit eine Energiespeicherung berücksichtigen zu können. Des Weiteren wurde davon ausgegangen, dass es sich um eine neue Photovoltaikanlage handelt, und somit aus Effektivitätsgründen ein Gerät mit integriertem Akkumulator und Wechselrichter wie sie z.B. von Schüco [31] oder Voltwerk [32] angeboten werden gewählt. Der Vorteil besteht dabei darin, dass der Akkumulator ohne Wechselrichterwirkungsgradverluste durch eine zwischengeschaltete Wechselrichter Gleichrichter Reihe⁴² von der Photovoltaikanlage aufgeladen werden kann. Erst wenn Wechselstrom benötigt wird, muss der Strom entweder von der Photovoltaikanlage oder dem Akku von Gleichstrom in Wechselstrom mit den entsprechenden Verlusten umgewandelt werden. Nachdem in der Simulationssoftware bereits der Wechselrichterverlust berücksichtigt wurde, wurden lediglich die Lade- und Entladeverluste, welche durch eine Wärmeentwicklung im Akku entstehen, aus dem Technischen Datenblatt von Voltwerk [32] mit 90 % und 97 % ermittelt und für die weiteren Berechnungen genutzt. Des Weiteren wird ein Energiespeicher welcher vor dem Wechselrichter angeordnet ist als Bestandteil der Photovoltaikanlage gesehen, was im Gegensatz zu einer Anordnung nach dem Wechselrichter problemlos einen Vorsteuerabzug beim Finanzamt ermöglicht [33]. Bei einem Vortrag am 11.06.2013 im Bauzentrum München beteuerten die Mitarbeiter der Firmen BOsolar GmbH und PROSOL Invest Deutschland GmbH dass die wechselstromseitig eingebundene Sonnenbatterie bisher ebenfalls in allen bisher installierten Anlagen (dabei handelt es sich um mehrere Hundert) Vorsteuerabzug befähigt war. Somit wäre hier bzgl. dem Vorsteuerabzug kein Unterschied zwischen einer gleich- und wechselstromseitigen Einbindung eines Speichers. Somit muss die Mehrwertsteuer bei Energiespeichern in der Investitionssumme nicht berücksichtigt werden, was

⁴¹ Installierte Leistung 5,17 kW, Standort München (als Beispiel für Süddeutschland), Strombedarf in Höhe von 4.700 kWh, Lastprofil von Berliner Einfamilienhaushalten.

⁴² Wenn der Strom zunächst mit einem Wechselrichter von Gleichstrom in Wechselstrom umgewandelt wurde, muss er bei einem separaten Akku erneut in Gleichstrom umgewandelt werden um gespeichert zu werden. Wenn die gespeicherte Energie in Form von Wechselstrom letztendlich genutzt werden soll, muss dieser wieder in diesen umgewandelt werden. Jede der Umwandlungen ist mit Verlusten verbunden.

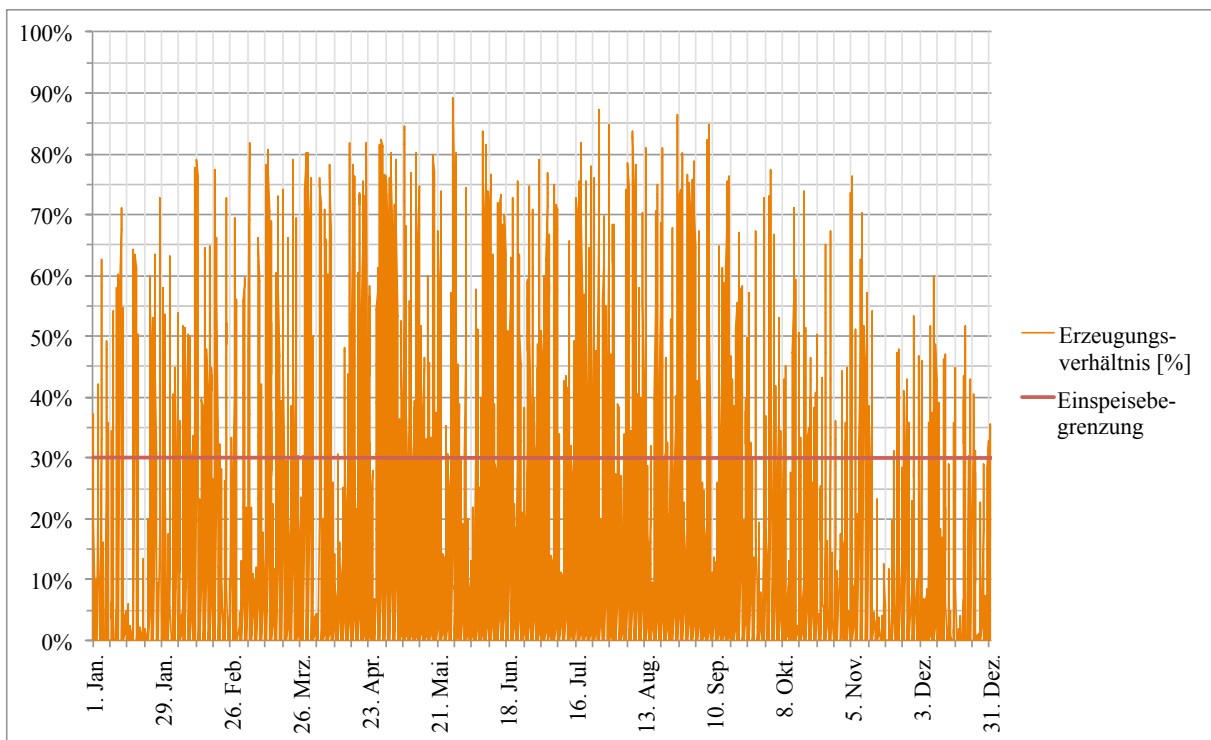


Abbildung 23 – Verhältnis erzeugte Leistung zur installierten Leistung der Photovoltaikanlage ohne Berücksichtigung der Eigenstromnutzung

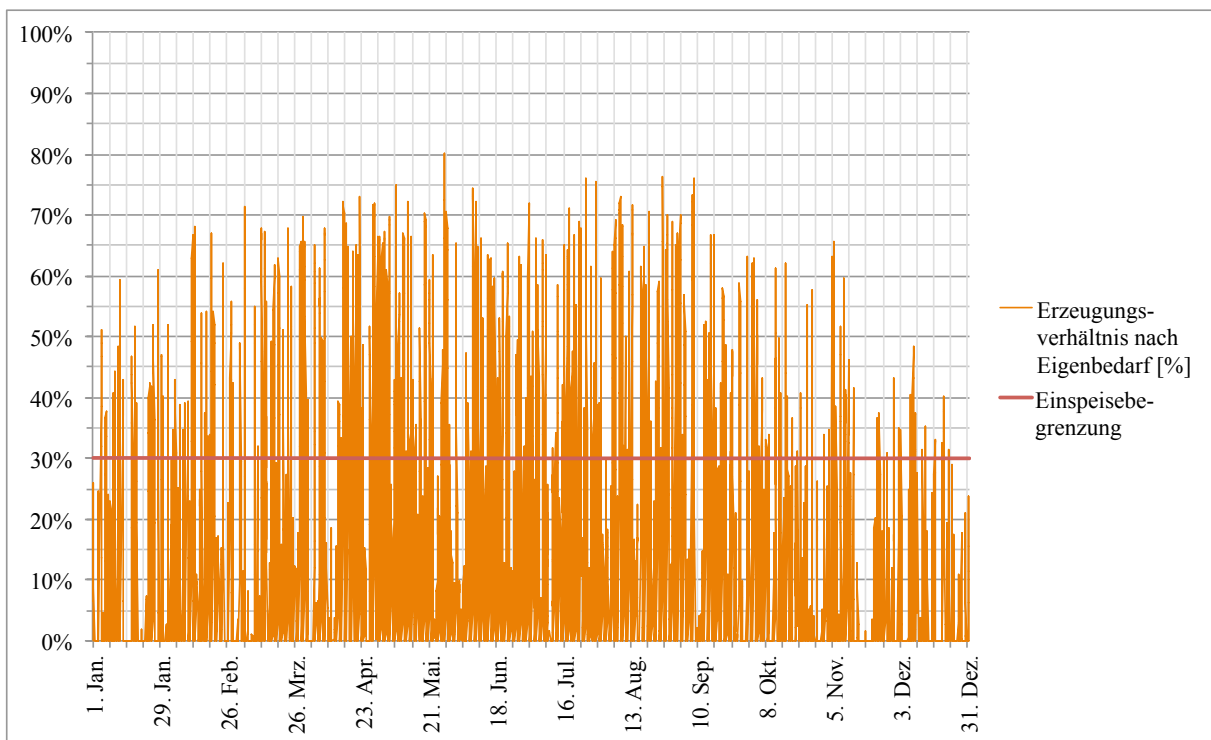


Abbildung 24 – Verhältnis erzeugte Leistung zur installierten Leistung der Photovoltaikanlage mit Berücksichtigung der Eigenstromnutzung

sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Um die vollständig erzeugte Energie, welche nach Abzug der direkten Eigenstromnutzung mit einer Leistung oberhalb der 30 % Grenze ansteht, im Laufe eines ganzen Jahres speichern zu können, muss ein Akku eine Speicherkapazität von rund 12,5 kWh besitzen. Im ersten Schritt wurde dabei angenommen, dass der Akku, sobald die erzeugte Leistung der Photovoltaikanlage die 30 % Grenze unterschreitet, entladen wird und der Strom abzüglich des in diesem Moment selbst genutzten Stroms in das elektrische Netz eingespeist wird. In Abbildung 25 ist hierfür die gedeckelte Einspeisung über das Jahr und in Abbildung 26 auf der nächsten Seite die Einspeisung für den Monat Mai dargestellt. Aus der Abbildung 26 kann entnommen wer-

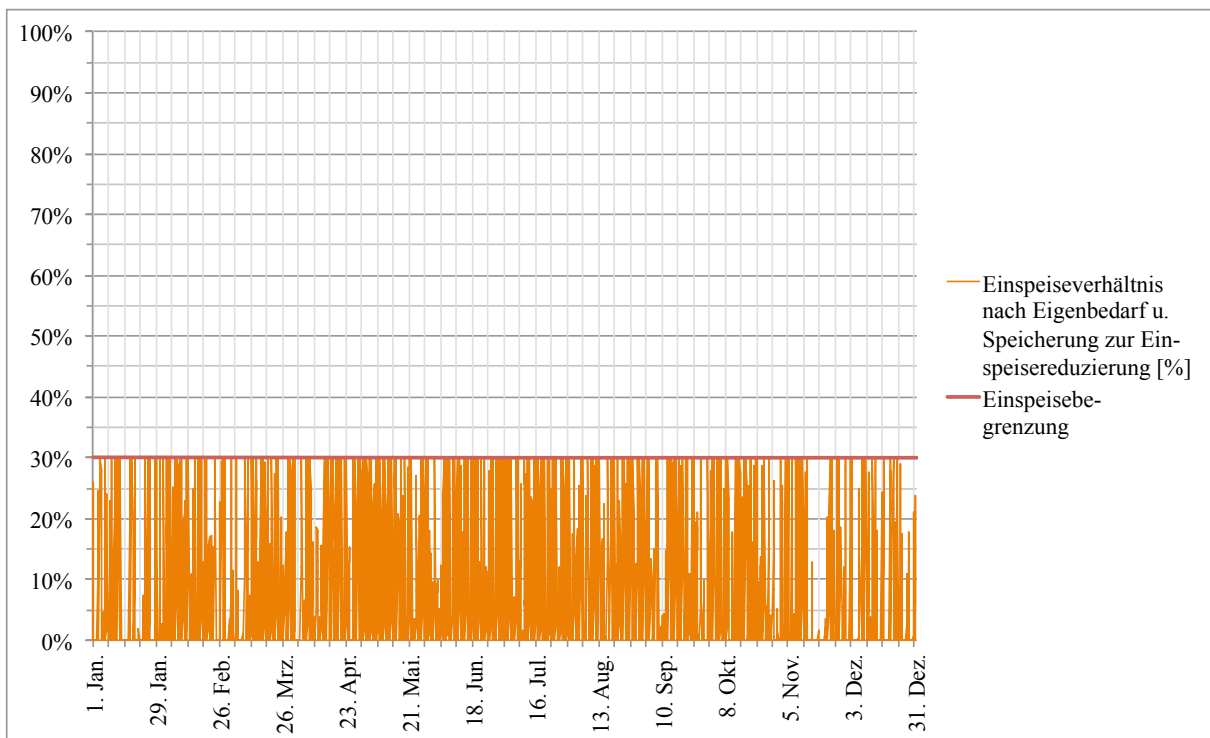


Abbildung 25 – Verhältnis eingespeiste Leistung zur Installierten Leistung der Photovoltaikanlage für ein vollständiges Jahr

den, dass der Speicher bis zur Aufladung am nächsten Tag vollständig entladen wird. Um die wenigen Leistungsspitzen in den Sommertagen vollständig speichern zu können, wird ein verhältnismäßig großer Speicher benötigt. Diese Aussage wird auch durch die geringe Anzahl von lediglich 79 Ladezyklen unterstützt. Somit müssen die Investitionskosten auf lediglich rund 1.000 kWh/a umgelegt werden. In der Realität dürfte der Speicher daher, um den Eigenstrombedarf zu erhöhen, nicht nur dazu dienen die Leistung welche über 30 % der installierten Leistung erzeugt wird und daher nicht eingespeist werden darf zu speichern, sondern so viel selbst erzeugten Strom wie möglich zu speichern. Jedoch muss der Speicher immer ausreichend Speicherkapazität besitzen, um die Energie welche nicht in das elektrische Netz eingespeist werden darf aufzunehmen, da die Leistung ansonsten gedrosselt werden muss und die Energie somit weder genutzt werden kann noch vergütet wird. Dafür ist es jedoch notwendig im Vorhinein zu wissen, welche Leistung durch

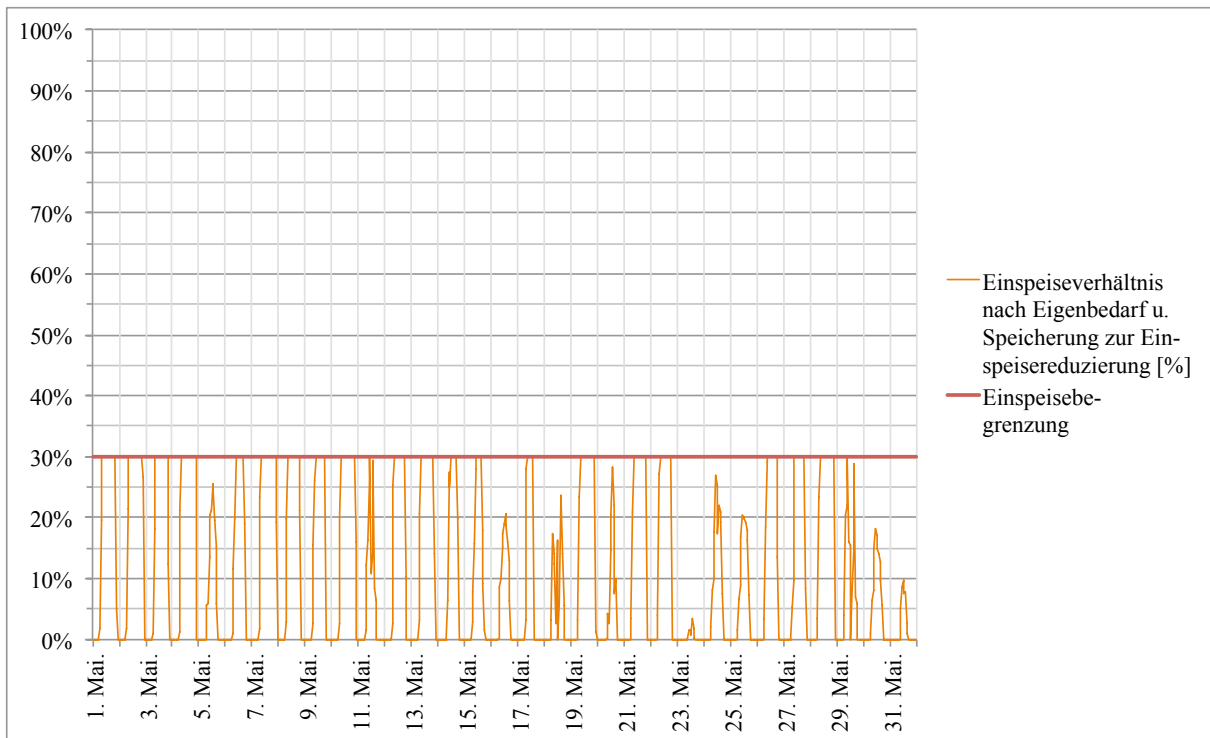


Abbildung 26 – Verhältnis eingespeiste Leistung zur Installierten Leistung der Photovoltaikanlage für den Monat Mai

die PV-Anlage erzeugt wird und wie hoch der voraussichtliche Strombedarf zeitgleich ist. Dies ist mit modernen Energie Managern wie er z.B. von SMA [34] angeboten wird möglich, da diese die Wetter-(Einstrahlungs)-Prognose für die Photovoltaikanlage und den Strombedarf prognostizieren. Der Regler ist somit in der Lage, den Akku bestmöglich auszulasten und bei einem unerwartetem Stromüberschuss über die Regelung – wenn vorhanden – zusätzliche Verbraucher einzuschalten.

Für eine Eigenverbrauchsmaximierung wird der Akku lediglich entladen, wenn Strom benötigt wird, die Photovoltaikanlage jedoch zu wenig Leistung liefert. Hierbei besteht jedoch die Problematik, dass in den Sommermonaten mit hoher Solarer Einstrahlung der Akku bei obiger Dimensionierung nicht vollständig entladen werden kann, bis dieser erneut beladen werden muss wie aus Abbildung 27 auf der nächsten Seite zu erkennen ist. In Abbildung 28 auf der nächsten Seite ist im Vergleich zur Abbildung 25 auf der vorherigen Seite eine Ausdünnung der Häufigkeit der Stromeinspeisung in das elektrische Netz zu erkennen. Der Akku müsste bei einer solchen Betriebsweise rund 23 mal so groß dimensioniert werden, um den vollständigen Solarstrom der über die 30 % Leistungsbegrenzung hinaus geht speichern zu können. Dies ist auf die geringe Entladung im Vergleich zum Stromertrag in den Sommermonaten zurück zu führen. Somit wird dem Akku in den Nachtstunden weniger Energie entzogen als Tagsüber aufgeladen wurde. Eine solche Dimensionierung hätte allerhöchstens bei einer Netzfernen autarken Anlage eine Möglichkeit auf eine wirtschaftliche Umsetzung.

Wie bereits erwähnt, sollte die Zyklenzahl des Speichers möglichst hoch sein, um die Kapazität des Energiespeichers möglichst gut auszunutzen. Somit müsste der Akku möglichst

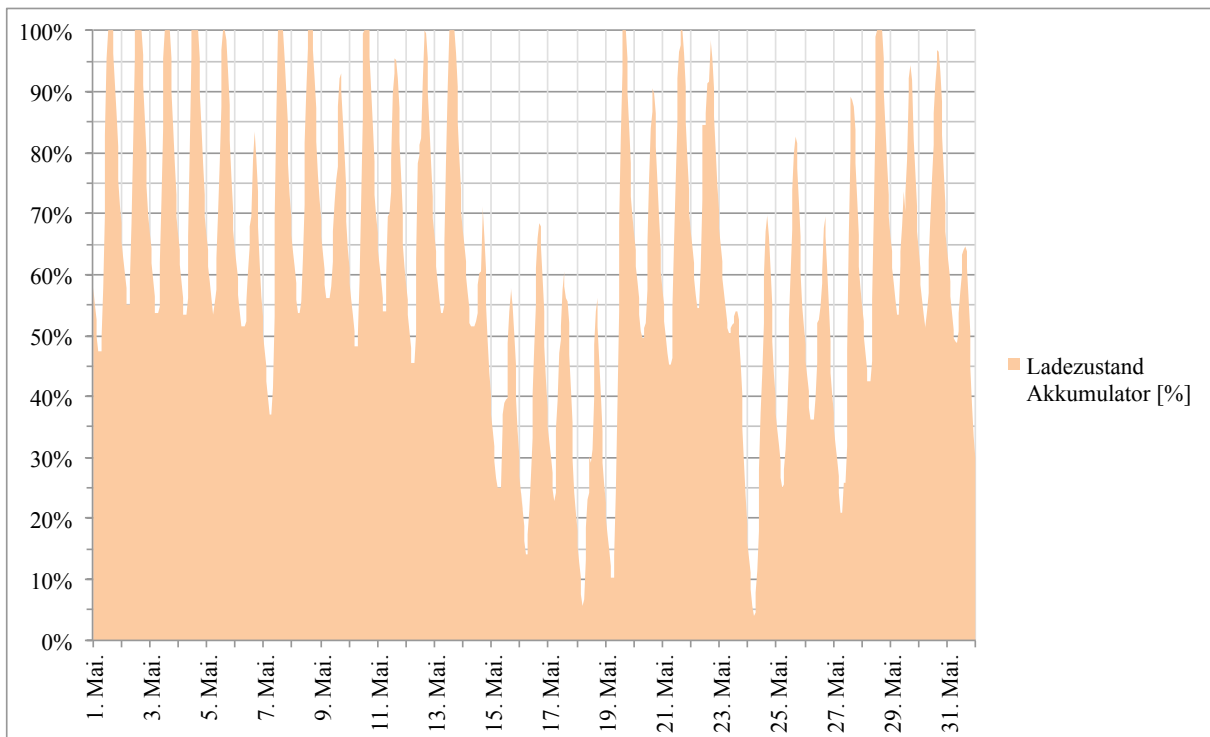


Abbildung 27 – Akkumulator wird genutzt um den Eigenverbrauch zu maximieren. Ladezustand Akkumulator wenn Entladung nur für Eigenbedarfsdeckung

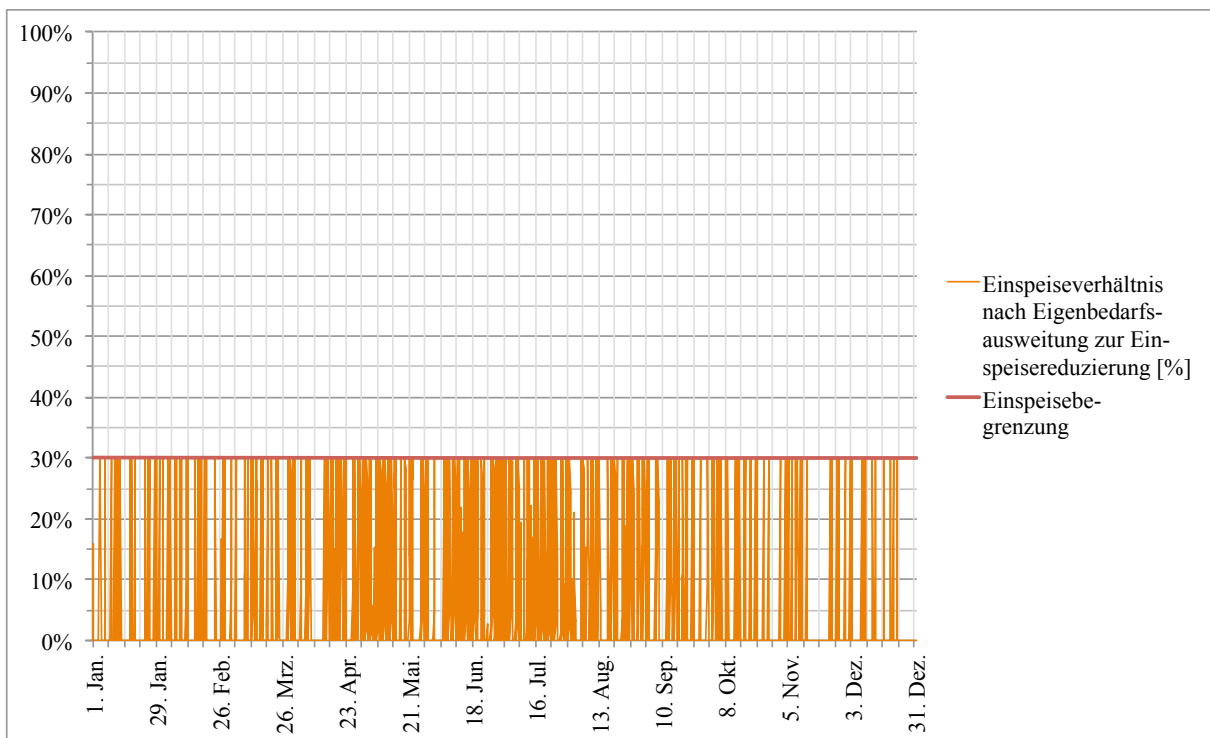


Abbildung 28 – Akkumulator wird genutzt um den Eigenverbrauch zu maximieren. Verhältnis eingespeiste Leistung zur Installierten Leistung der Photovoltaikanlage

klein dimensioniert werden. Jedoch steht dies im Widerspruch zu einem möglichst hohen Eigenstromverbrauch bei einem Einfamilienhaus. Aus diesem Grund besteht die Aufgabe darin, eine möglichst wirtschaftliche Zyklanzahl zu ermitteln, da eine Kapazitätserhöhung für einige wenige Kilowattstunden, welche ansonsten nicht genutzt werden können, nicht im Verhältnis dazu steht.

Eigennutzungsgrad

In Abbildung 29 ist der Eigennutzungsgrad für eine 5,17 kW_P Photovoltaikanlage mit

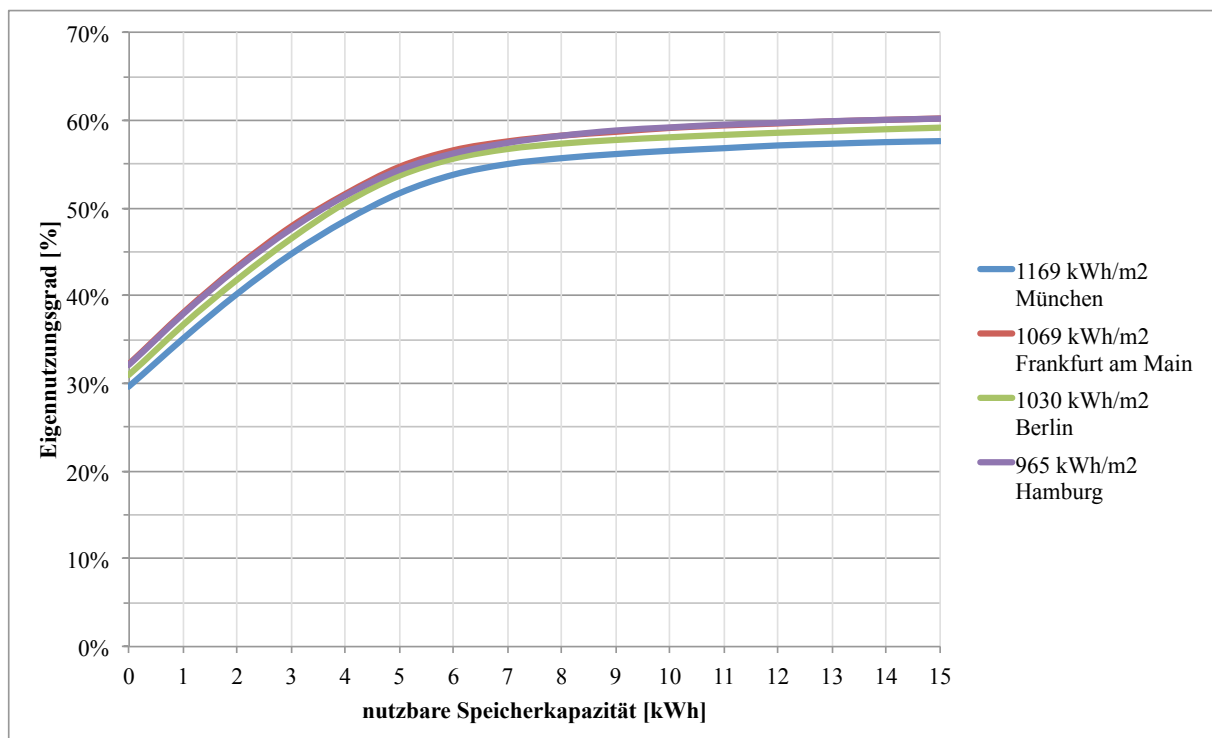


Abbildung 29 – Eigennutzungsgrad in Abhängigkeit verschiedener Standorte und Energiespeichergrößen

verschieden großen Akkumulatoren bei einem Jahresstrombedarf von 4.700 kWh an vier verschiedenen Standorten dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass der Eigennutzungsgrad von minimal 30 % bis maximal 60 % je nach Standort und Akkumulatorgröße variiert. Der prozentuale Unterschied bei gleicher Akkumulatorgröße zwischen den Standorten beträgt dabei 3 %. Ab einer Speichergröße von rund 8 kWh ist nur noch ein geringer Anstieg des Eigennutzungsgrades zu erkennen. In Abbildung 30 auf der nächsten Seite ist für den Standort München bei der selben Photovoltaikanlage bei unterschiedlichen Speichergrößen der Eigennutzungsgrad in Abhängigkeit des Strombedarfes dargestellt. Dabei wird nicht der Strombedarf selbst sondern das Verhältnis zum Jahresertrag der Photovoltaikanlage gezeigt. Das Verhältnis eines Strombedarfes von 4.700 kWh zu dem Ertrag von 5.727 kWh (Die Daten entsprechen der bisher untersuchten Photovoltaikanlage.) ergibt einen Faktor

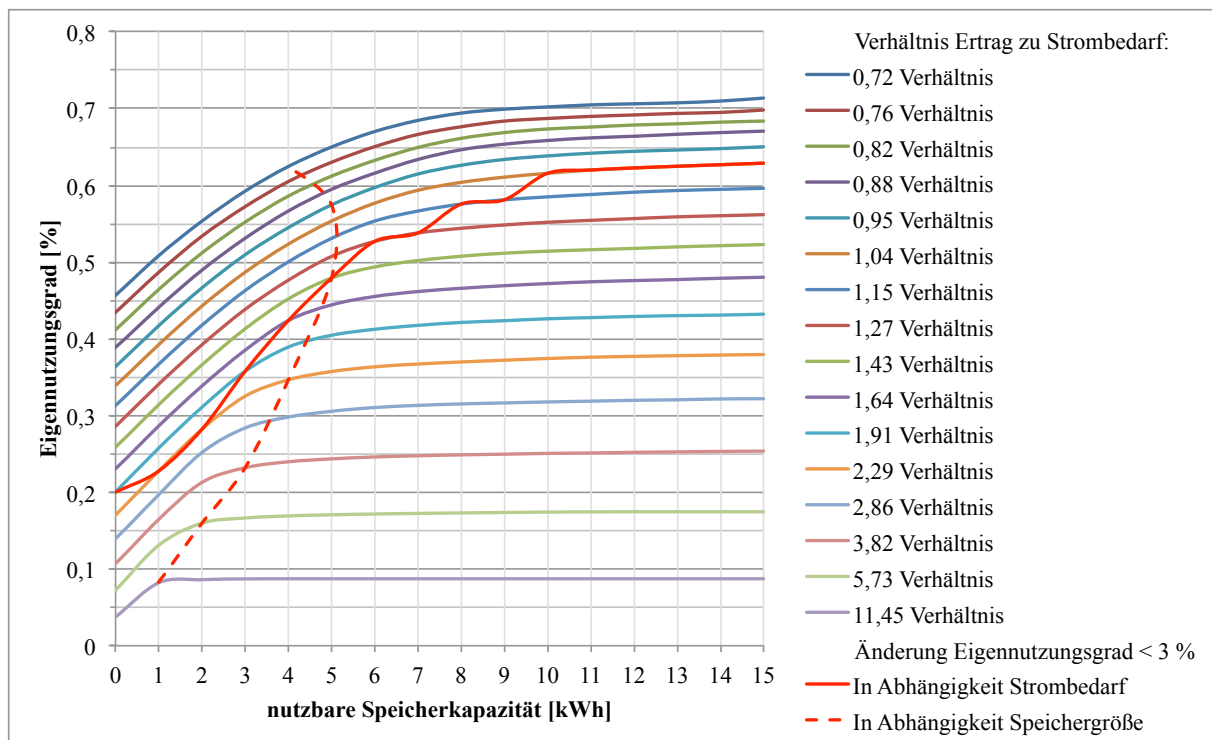


Abbildung 30 – Eigennutzungsgrad in Abhängigkeit verschieden hohem Strombedarf und Energiespeichergößen. Bei der Beispielanlage betragen die Strombedarfsschritte ab 500 jeweils 500 kWh.

von 1,22. Somit kann aus Abbildung 30 auch der Eigennutzungsgrad in Abhängigkeit des Strombedarfes und der installierten Leistung ermittelt werden, da der Stromertrag von dieser abhängt. (z.B. ergibt eine installierte Leistung von 3 kW_P bei einem spez. Ertrag von 1.108 kWh/kW_P und einem Bedarf von 4.700 kWh/a ein Verhältnis in Höhe von 0,71). Je niedriger dieses Verhältnis ist, desto weniger Einfluss hat eine Vergrößerung der Speicherkapazität auf den Eigennutzungsgrad. Die Änderung des Strombedarfes (zwischen zwei Kurven) bei gleichbleibender Speichergöße hat rechts unterhalb der roten durchgezogenen Grenzlinie eine Änderung des Eigennutzungsgrades größer als 3 % und links oberhalb der Grenzlinie kleiner 3 % zur Folge. Die rote gestrichelte Linie markiert die Grenze ab der die Änderung des Eigennutzungsgrades bei einer Erhöhung des Speichergöße bei gleichem Strombedarf unterhalb von 3 % liegt. Aus Abbildung 30 kann somit der Schluss gezogen werden, dass das Nutzerverhalten (Strombedarf) sowie die Speicherkapazität in den meisten Anwendungsfällen einen größeren Einfluss auf den Eigennutzungsgrad haben, als dies durch den Standort der Fall ist. Daher wird des weiteren der Einfluss des Standortes vernachlässigt, und die weiteren Untersuchungen mit dem Standort München vorgenommen. Für die Photovoltaikanlage mit einer installierten Leistung von 5,17 kW_P in München bei einem Strombedarf von 4.700 kWh/a (Faktor 1,22) kann der Energiespeicher somit bei rund 5 bis 6 kWh gewählt werden, da ein größerer Speicher den Eigennutzungsgrad für jede weitere Kilowattstunde nutzbarer Speicherkapazität immer weniger erhöht (Abflachung der Kurve).

Ermittlung der maximalen spezifischen Energiespeicherkosten für ein Einfamilienhaus

In Abbildung 31 auf der nächsten Seite und Abbildung 32 auf der nächsten Seite sind für die Beispielphotovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus in München die maximalen absoluten und spezifischen Speicherkosten dargestellt, welche nicht überschritten werden dürfen, um einen Energiespeicher ohne eine Förderung wirtschaftlich betreiben zu können⁴³. Dabei wurden die jährlichen Kosten für eine Stromversorgung mit einer 5,17 kW_P Photovoltaikanlage mit verschiedenen großen Akkumulatoren einem Akkuverzicht (reine Leistungsbegrenzung auf 30 %) gegenübergestellt. Die Kosten werden in Abhängigkeit der Speicherkapazität und der Zyklenfestigkeit des Energiespeichers dargestellt. Dabei wurde für die Zyklenfestigkeit von 1.000 bis 2.500 zunächst von einer kalendarischen Lebensdauer von 10 Jahren (z.B. Bleiakкумуляtor) und von 3.000 bis 7.000 Zyklen von einer kalendarischen Lebensdauer von 20 Jahren (z.B. Lithium-Ionen-Akkumulator) ausgegangen. Die ersparten jährlichen Kosten wurden in einen spezifischen Strompreis je entnommener Kilowattstunde aus dem Akkumulator umgelegt und dienten der Ermittlung der maximalen Energiespeicherkosten. Es wurde bewusst nicht die jetzige Regelung einer Begrenzung der Leistung auf 70 % als Basis gewählt, da festgestellt wurde, dass unter diesen Umständen der Ausbau der kleinen Photovoltaikanlagen zu massiven Leistungsüberkapazitäten in den nächsten Jahren führen wird. Somit besteht lediglich die Möglichkeit, die kleinen Photovoltaikanlagen ebenfalls am Einspeisemanagement teilnehmen zu lassen oder die maximale Einspeiseleistung auf rund 30 % der installierten Leistung zu begrenzen. Es sollte hier bereits darauf hingewiesen werden, dass eine Photovoltaikanlage mit einer 30 % Leistungsbeschränkung auch ohne Speicher bei einem Eigennutzungsgrad von rund 30 % bereits im ersten Jahr ein Ersparnis von ca. 104 € gegenüber einem reinen Netzbezug des Stromes bei den übrigen derzeitigen Bedingungen erreicht. Da sich eine Photovoltaikanlage im Vergleich zum Verzicht auf selbige im Einfamilienhaushalt auch ohne Energiespeicher lohnt, können dem Energiespeicher lediglich die Kostenersparnisse welche über den Eigennutzungsanteil von 30 % hinaus gehen zur maximalen Kostenermittlung dienen.

In dieser Untersuchung wurden nur Akkumulatoren betrachtet, da davon ausgegangen wird, dass sich diese Technologie bei Einfamilienhäusern am besten für eine Rückverstromung der gespeicherten Energie eignet. Des weiteren wurde angenommen, dass die Energie welche nicht ins Netz eingespeist und nicht gespeichert werden kann, da der Akkumulator vollständig geladen ist, nicht genutzt werden kann und daher einen Verlust darstellt. In dieser Untersuchung wurde nicht berücksichtigt, dass die Möglichkeit einer Wärmenutzung besteht, und somit eine Einsparung bei der Wärmebereitstellung z.B.

⁴³ Für die erste grobe Kostenermittlung wurden angenommen, dass sich der Strompreis in den nächsten Jahren nicht verändert. Eine Strompreissteigerung bedeutet, dass der Energiespeicher wirtschaftlicher wird.

Warmwasserbereitung gegengerechnet werden könnte.

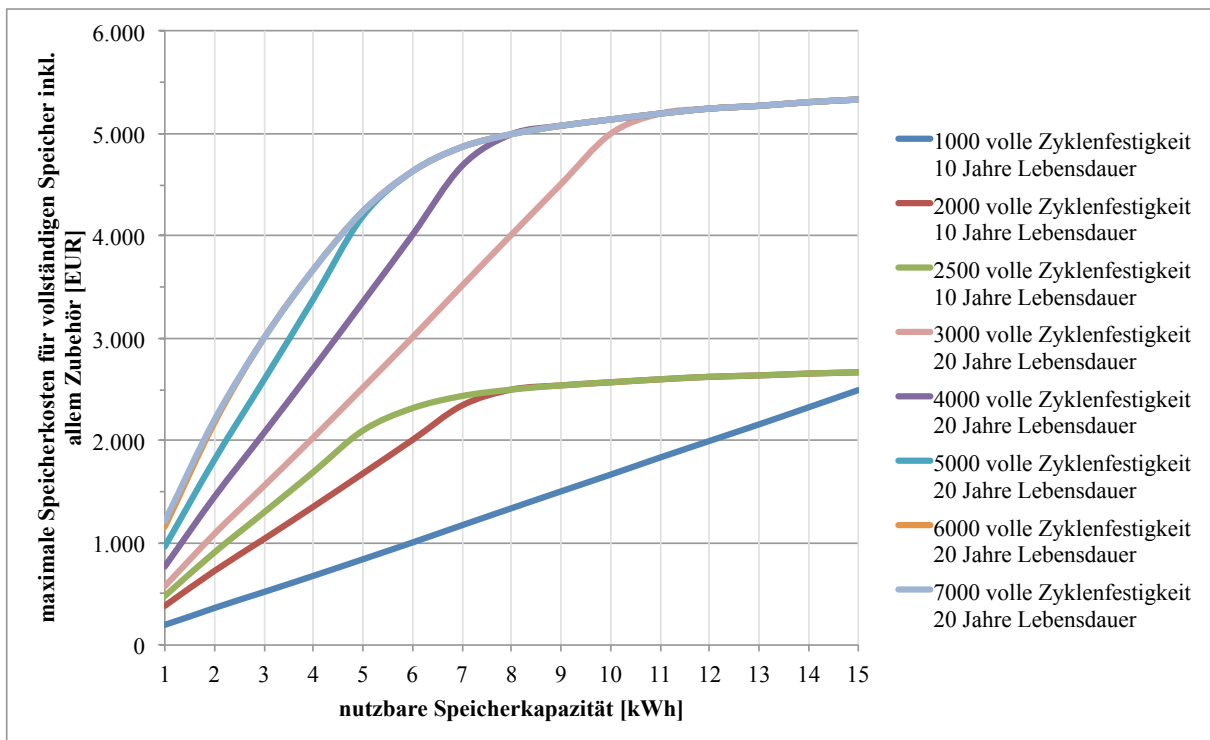


Abbildung 31 – Maximale absolute Kosten für einen Energiespeicher bei anschließender Rückverstromung für eine Photovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus in München in Abhängigkeit der Speicherkapazität und der Zyklenfestigkeit.

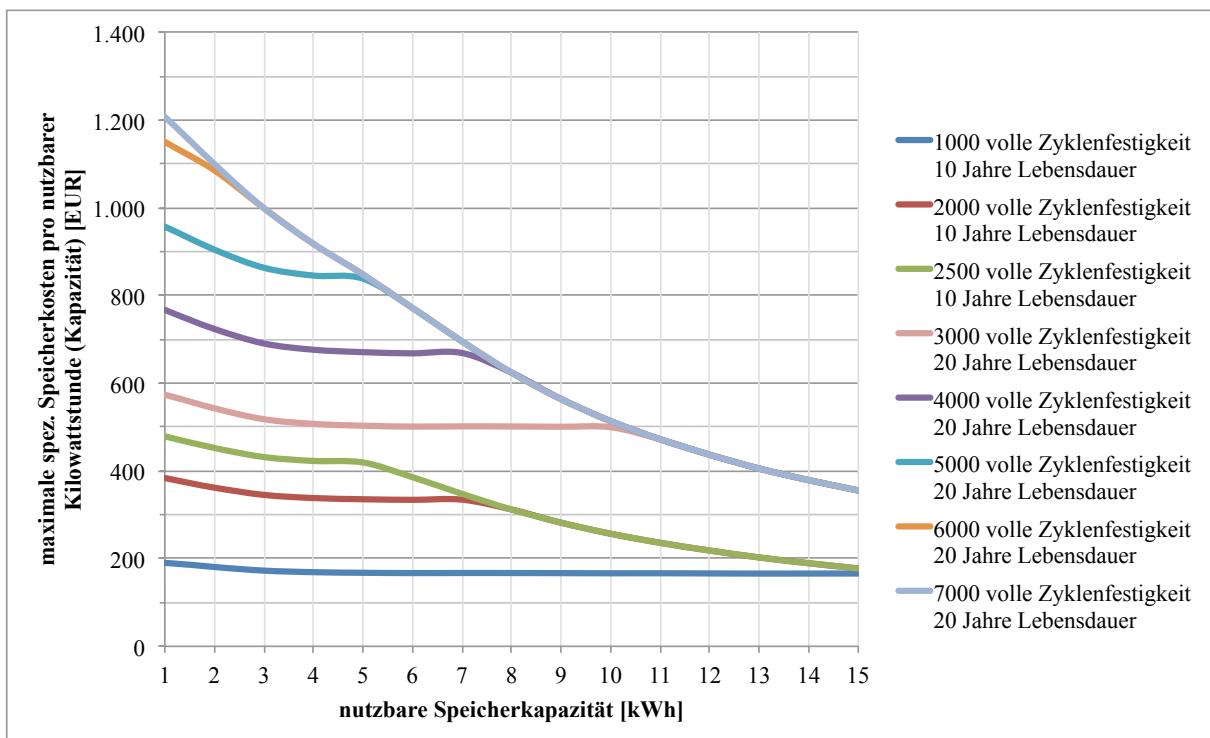


Abbildung 32 – Maximale spezifische Kosten für einen Energiespeicher bei anschließender Rückverstromung für eine Photovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus in München in Abhängigkeit der Speicherkapazität und der Zyklenfestigkeit.

Folgende Annahmen liegen den Abbildungen 31 und 32 zugrunde:

- Haushaltsstrompreis: 27,30 ct/kWh
- EEG Vergütung von April 2013: 15,92 ct/kWh
- Stromgestehungskosten für die PV-Anlage: 13,65 ct/kWh⁴⁴
- Umsatzsteuer auf den direkt genutzten Photovoltaikstrom: 19 % der Stromgestehungskosten

2.2.3.2 Photovoltaikanlage auf einem Supermarkt

Ein süddeutscher Lebensmittel Discounter lässt seine Filialen mit ca. 80 kW_P großen Photovoltaikanlagen ausstatten. Dabei wird wie in Abbildung 33 zu erkennen ist, ein Großteil der geeigneten Dachfläche mit Modulen belegt. Aufgrund des hohen Strombedarfes am Tag werden ca. 90 % des erzeugten Stroms in der Filiale selbst verbraucht [39]. In Abbildung 34 auf der nächsten Seite sind analog zu Abbildung 22 auf Seite 34 die Stromkosten in Abhängigkeit zur installierten Leistung der Photovoltaikanlage mit einer Einspeiseleistungsbegrenzung in Höhe von 30 % und dem Strombedarf dargestellt⁴⁵.



Abbildung 33 – PV-Anlage auf Discounter
Photo: photovoltaik.eu [39]

Hierbei ist zu erkennen, dass ein mittelgroßer Supermarkt mit einem Strombedarf von rund 109.120 kWh/a [19] die günstigsten jährlichen Stromkosten bei einer installierten Leistung der Photovoltaikanlage von 80 kW_P hat.⁴⁶ Bei einem geringeren Strombedarf reduziert sich und bei einem höherem Strombedarf erhöht sich die günstigste Anlagengröße wie aus der Abbildung zu entnehmen ist. Aufgrund des relativ hohen Strombedarfes eines Supermarktes im

Vergleich zur Nutzfläche von ca. 250 kWh/m²a [37] dürfte vielfach der begrenzende Faktor für die Photovoltaikanlagenleistung die zur Verfügung stehende Dachfläche anstelle der Dimensionierung nach den niedrigsten jährlichen Stromkosten sein. Je 1 kW_P Photovoltaikanlage werden bei Monokristallinen Modulen je nach Wirkungsgrad rund sechs bis acht

⁴⁴ Bei einer Annahme von 3 % der Investitionskosten als Betriebskosten, 6 % Verzinsung und Investitionskosten von 1.684 € [35] ergeben sich für diese Anlage Stromgestehungskosten von 13,65 ct/kWh.

⁴⁵ In den Kurven befindet sich zwischen 40 und 50 kW_P ein Knick, der durch die EEG den Vergütungssprung verursacht wird. Je nach Strombedarf und somit Eigenstromnutzungsanteil, wirkt sich der Knick in der Grafik stärker oder schwächer aus.

⁴⁶ Der Liniensprung in der Abbildung wird durch die Vergütungsabsenkung ab 40 kW_P verursacht. Je geringer der Strombedarf, desto stärker wirkt sich diese aus.

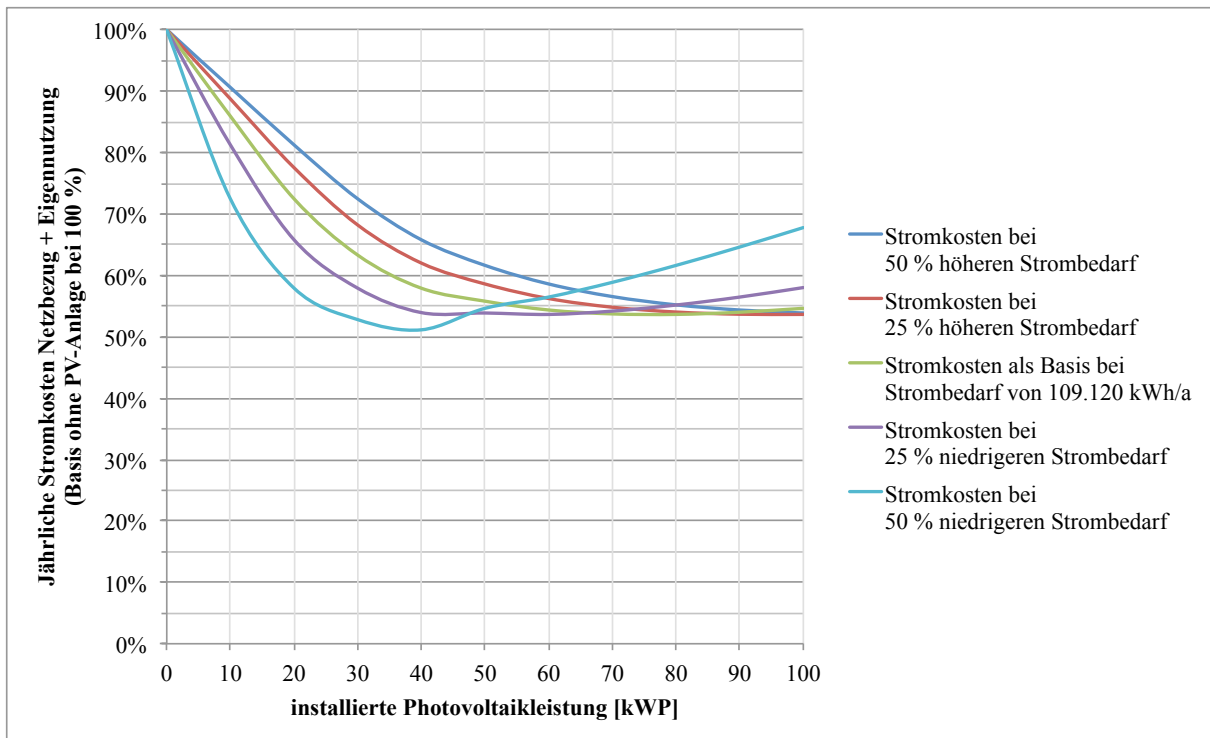


Abbildung 34 – Jährliche Stromkosten in Abhängigkeit der installierten Leistung einer Photovoltaikanlage

Quadratmeter Modulfläche benötigt [38]. Ein Supermarkt mit einem jährlichen Strombedarf von 109.120 kWh/a hat bei einem spezifischen Strombedarf von 250 kWh/m²a eine Nutzfläche von rund 440 m². Dieser Supermarkt bräuchte für die wirtschaftlichste Photovoltaikanlage wie aus Abbildung 34 zu entnehmen ist rund 80 kW_P und somit rund 480 m² Modulfläche. Aufgrund der geringeren Nutzfläche lässt sich leicht feststellen, dass auf dem Dach des Supermarktes keine 480 m² Modulfläche aufgeständert platziert werden können. Bei aufgeständerten Modulen, lässt sich ungefähr 38 % der Dachfläche und somit 48 % der Nutzfläche in Modulfläche umsetzen. Somit wäre auf dem Dach dieses Supermarktes bei einer aufgeständerten Installation mit 36° Neigung maximal eine Leistung zwischen 26 und 35 kW_P je nach Modulwirkungsgrad möglich.

Bei einer Eigenbedarfsoptimierten Photovoltaikanlage auf einem Supermarkt kann der Eigennutzungsgrad wie aus Abbildung 35 auf der nächsten Seite zu erkennen ist über 90 % betragen⁴⁷. Dies ist darauf zurück zu führen, dass der Strombedarf im wesentlichen durch die Kühlaggregate sowie Lüftungsanlagen verursacht wird. Somit besteht der größte Strombedarf zeitgleich zur Strombereitstellung der Photovoltaikanlage. Unter der Annahme, dass eine höhere Dachfläche auch mit einer größeren Nutzfläche und somit Strombedarf einhergeht, kann davon ausgegangen werden, dass eine größere Photovoltaikanlage keinen wesentlich höheren Energieüberschuss⁴⁸ ermöglicht.

⁴⁷ Bei kleinen Photovoltaikanlagen sind sogar 100 % Eigennutzungsgrad aufgrund des hohen Stromanteils der Kühlaggregate möglich.

⁴⁸ Wenn der Energiebedarf im gleichen Verhältnis wie die Bereitstellung steigt, wird der selbe Prozentsatz an Energie nicht zeitgleich benötigt.

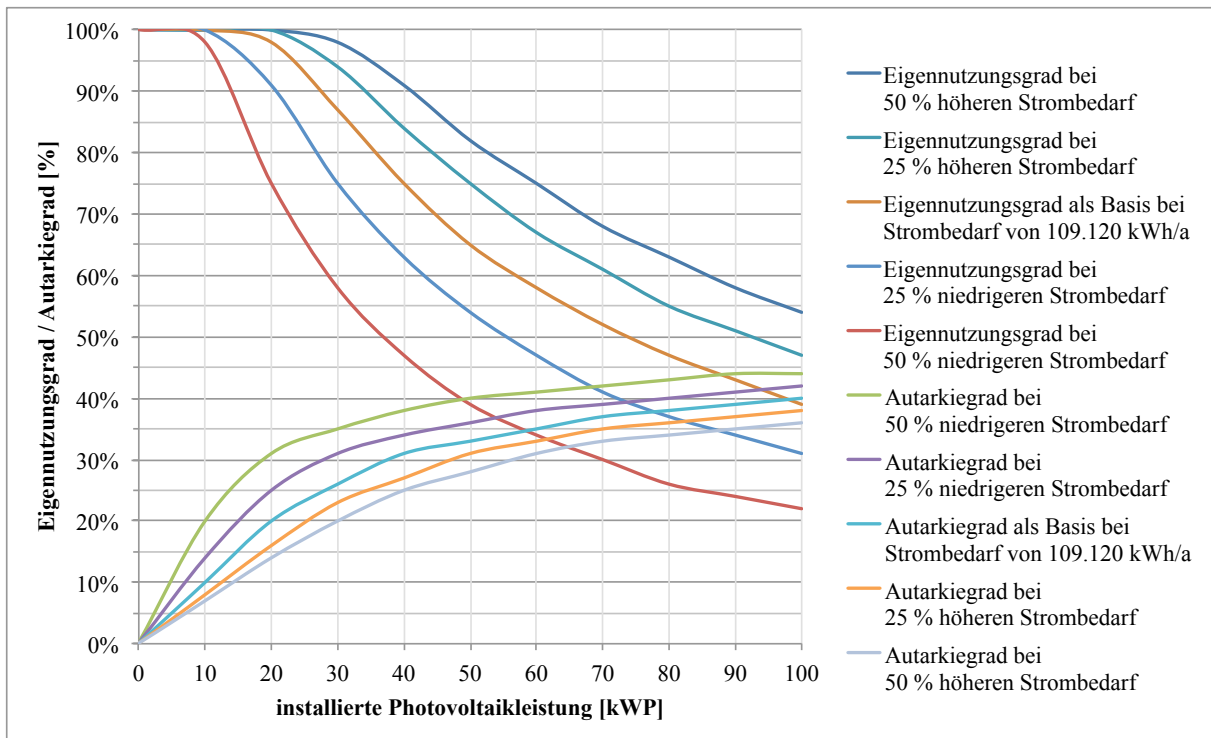


Abbildung 35 – Eigennutzungs- und Autarkiegrad in Abhängigkeit verschiedener Strombedarfe

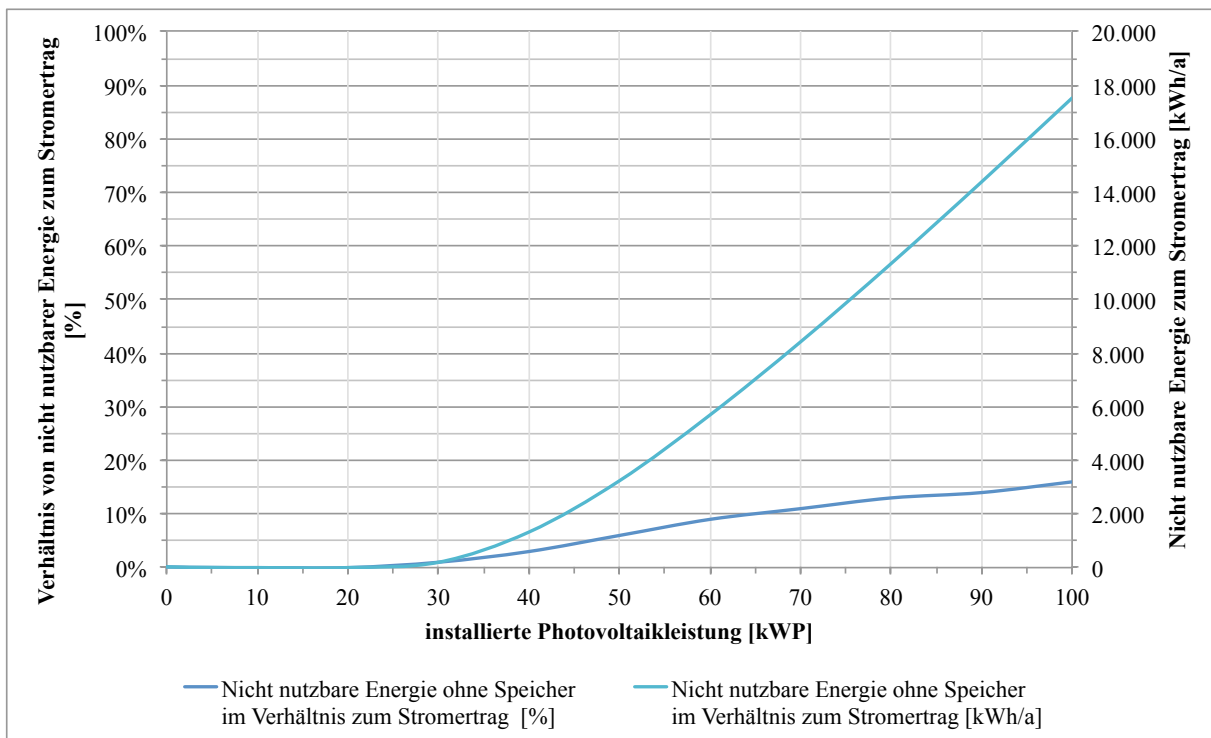


Abbildung 36 – Nicht Nutzbare Energie aufgrund von Einspeiseleistungsbegrenzung und fehlendem Eigenbedarf

Bei einem Verhältnis von Stromertrag (33.386 kWh/a)⁴⁹ zum Strombedarf (109.120 kWh/a [19]) in Höhe von 31 % (0,31) besteht wie aus Abbildung 36 auf der vorherigen Seite entnommen werden kann lediglich ein Speicherbedarf in Höhe von rund 200 kWh/a (1%). Aus

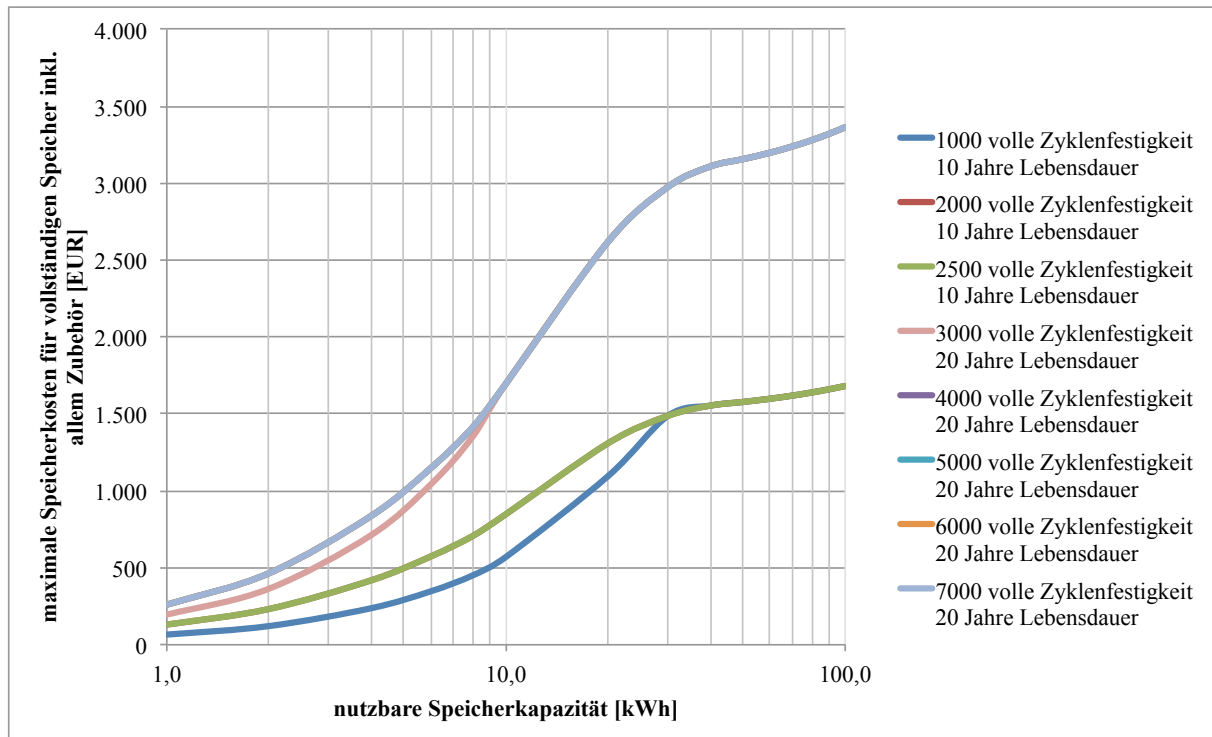


Abbildung 37 – Maximale absolute Kosten für einen elektrochemischen Energiespeicher für eine Photovoltaikanlage auf einem Supermarkt in München in Abhängigkeit der Speicherkapazität und der Zyklenfestigkeit.

den Abbildungen 37 und 38 auf der nächsten Seite ist im Vergleich zu den Abbildungen 31 und 32 auf Seite 43 zu erkennen, dass die maximalen Kosten für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Akkumulators nur rund ein viertel der Kosten wie beim Einfamilienhaushalt betragen dürfen⁵⁰. Dies ist dadurch zu begründen, dass der hohe Eigenbedarf und die geringeren Strombezugspreise⁵¹ ein ungünstigeres Verhältnis für die Energiespeicherung in Akkumulatoren ergeben. Aufgrund der geringen Energiemenge und den Unsicherheiten welche grundlegend mit einer Simulation welche auf entsprechende Annahmen basiert einhergehen, wird für den Einsatz auf einem Supermarkt kein Energiespeicher zur Rückverstromung vorgesehen⁵². Anstelle eines Energiespeichers zur Rückverstromung, wird vorgeschlagen die Temperatur von bestehenden Kühlräumen durch ein Lastmanagement bei erhöhter Photovoltaikleistung abzusinken und somit anschließend bei keinem Leistungsüberschuss den Strombedarf der Kühlaggregate reduzieren zu können. Dadurch werden die Speichermassen des Raumes (inkl. Inhalt) als Kältespeicher genutzt.

⁴⁹ Simuliert wurde eine 30 kW_P aufgeständerte Photovoltaikanlage auf einem Supermarkt in München. Die maximale benötigte Leistung beträgt rund 20 kW .

⁵⁰ Für die Abbildungen 37 und 38 wurde eine Logarithmische Darstellung gewählt.

⁵¹ Es wurde der Strompreis für Gewerbe der Stadtwerke München in Höhe von $21,39 \text{ ct/kWh}$ zugrunde gelegt. [41]

⁵² Unter der Voraussetzung, dass es sich um eine eigenbedarfsoptimierte Photovoltaikanlage handelt.

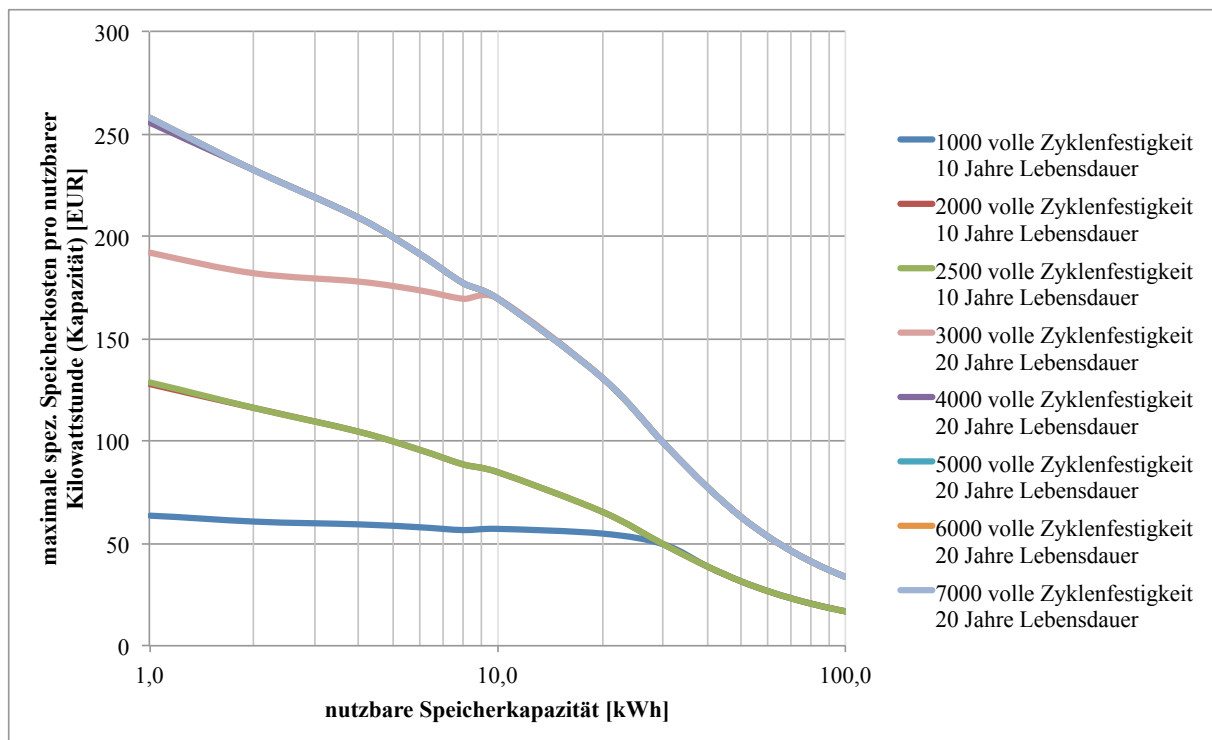


Abbildung 38 – Maximale spezifische Kosten für einen elektrochemischen Energiespeicher für eine Photovoltaikanlage auf einem Supermarkt in München in Abhängigkeit der Speicherkapazität und der Zyklenfestigkeit.

Bei sehr großen Supermärkten kann die Dimensionierung einer Photovoltaikanlage größer als 100 kW_P möglich und sinnvoll sein. Jedoch muss die Anlage dann am Einspeisemanagement⁵³ teilnehmen. In Zukunft (siehe Zukunftsszenarien in Kapitel 2.2.2) werden auch die Photovoltaikanlagen, welche am Einspeisemanagement teilnehmen, ihre Einspeiseleistung häufiger reduzieren müssen. Da dem Anlagenbetreiber für die reduzierte Leistung 95 %⁵⁴ seiner entgangenen Erlöse als Entschädigung zustehen, muss vor der Installation geprüft werden, ob zumindest ein kostendeckender Betrieb trotz Mindereinnahmen von 5 % bei häufiger Leistungsreduzierung möglich ist.

Bei dem Einsatz einer Photovoltaikanlage auf einem Gewerbegebäude sollte jedoch auch darauf hingewiesen werden, dass die Eigenversorgung nur möglich ist, wenn der Stromverbraucher das wirtschaftliche Risiko der Anlage trägt [40]. Dies ist entweder der Fall wenn ihm die PV-Anlage gehört, oder wenn er diese z.B. vom Eigentümer gepachtet hat⁵⁵. Ein Bezug von Strom aus einer PV-Anlage ohne ein wirtschaftliches Risiko dafür zu tragen ist ein klassischer Einkauf von Strom. Dies hat zur Folge, dass die EEG Umlage bezahlt

⁵³ Bei der derzeitigen Rechtslage bereits ab 30 kW_P .

⁵⁴ Hier wurde vereinfachend für die vollständige Drosselung der Anlage 95 % nach §12 Abs. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist, angenommen. Diese Entschädigung wird gezahlt, wenn die Netzkapazität überlastet ist, und nach Einhaltung der Rangfolge eine EE-Anlage abgeschaltet werden muss.

⁵⁵ Gewerbegebäude sind oft nicht im Besitz des Nutzers, sondern werden von Investoren gepachtet oder gemietet.

werden muss. Somit schmälert sich die Ersparnis, wenn der Strom vom Gebäudenutzer verbraucht wird. Letztendlich muss jeder Gewerbetreibende für seinen individuellen Fall entscheiden, welches Betriebsmodell für ihn am interessantesten ist.

2.2.3.3 Dimensionierung eines Energiespeichers für ein Bürogebäude

Der jährliche Strombedarf ist bei Büroähnlichen Gebäuden⁵⁶ mit 66 bis 86 kWh/m²a zwar geringer als bei Supermärkten, jedoch verfügen die Büroähnlichen Gebäude im Regelfall über mehr als ein Stockwerk. Somit reduziert sich maximale Modulfläche für eine Dachbelegung auf 24 %, 16 % oder 12 % der Nutzfläche je nachdem ob zwei, drei oder vier Vollgeschosse vorhanden sind. Somit kann sich bereits bei drei Stockwerken (Erdgeschoss plus zwei Obergeschosse) ein ungünstigeres Flächenverhältnis als beim Supermärkten ergeben. Der hohe Strombedarf während des Tages (Computer, Lüftungsanlage, Kältemaschine und Beleuchtung) und relativ geringen Strombedarf in den Nachtstunden (meist lediglich kleine Serveranlage) korreliert gut mit dem Erzeugungsverlauf einer Photovoltaikanlage. Dies führt jedoch aufgrund der Flächenbegrenzten Photovoltaikanlagenleistung dazu, dass sich tagsüber noch geringere Stromüberschüsse ergeben, welche in Energiespeichern für die Nachtstunden nutzbar gemacht werden könnten, als dies beim Supermarkt (ganztägiger Kühlbedarf) der Fall ist. Somit wird an dieser Stelle ebenso wie bei dem Anwendungsfall des Supermarktes der Einsatz von Akkumulatoren nicht weiter verfolgt.

2.2.3.4 Dimensionierung eines Energiespeichers für Freiflächenanlagen

Der erzeugte Strom von Photovoltaikfreiflächenanlagen und Anlagen welche auf Gebäuden montiert sind die keinen Stromverbrauch haben, kann nicht selbst genutzt werden, ohne dass er durch das elektrische Netz geleitet wird⁵⁷. Der erzeugte Strom kann somit während eines Einspeisemanagementeingriffes aufgrund einer Netzüberlastung nicht selbst verbraucht werden. Der Anlagenbetreiber erhält vom Netzbetreiber in diesem Fall eine Entschädigung in Höhe von 95 % der EEG Vergütung für den nicht einspeisbaren Strom. Der Netzbetreiber darf die Entschädigungszahlung, welche er dem Anlagenbetreiber im Falle einer Einspeiseleistungsreduzierung zahlen muss, auf die Netzentgelte umlegen⁵⁸. Letztlich sind die Eingriffe des Einspeisemanagements durch die Stromverbraucher als Bestandteil der Netzentgelte zu bezahlen. Da die Entschädigungszahlungen somit ohnehin Kosten für die Gesellschaft verursachen, auch wenn kein Produkt in Relation steht, stellt sich die Frage, ob hier volkswirtschaftlich nicht ein Mehrwert geschaffen werden

⁵⁶ Tabellenwerte von Versicherungen und kleine Büros der Studie: Energieverbrauch des Sektors GHD [42, Seite 92] wurden auf die Fläche umgerechnet.

⁵⁷ Vereinfachend wird hier für beide Anlagentypen des weiteren lediglich von Freiflächenanlagen gesprochen.

⁵⁸ Vorausgesetzt der Netzbetreiber ist nicht aufgrund eines Fehlverhaltens für die Leistungsreduzierung verantwortlich.

kann, wenn die Energie, die zu einem Zeitpunkt nicht in das elektrische Netz eingespeist werden darf, gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt eingespeist wird. Derzeit besteht jedoch keine Motivationsgrundlage für den Anlagenbetreiber den Strom während eines Einspeisemanagementeingriffes zu speichern, da für den Strom, der aus dem Energiespeicher in das Netz eingespeist wird nach § 16 Abs. 2 EEG⁵⁹, dieselbe Vergütung wie ohne Zwischenspeicherung bezahlt wird. Aufgrund der Verluste, welche sich durch die Zwischenspeicherung ergeben, entsteht somit eine negative Bilanz für den Anlagenbetreiber.

Problematisch gestaltet sich hierbei noch, dass die Anzahl der Einspeisemanagementeingriffe erst durch den Anlagenzubau (Leistungserhöhung) zunehmen wird. Somit wird die Auslastung eines Energiespeichers, welcher lediglich durch den Stromüberschuss bedingt durch einen Einspeisemanagementeingriff beladen wird, zunächst gering ausfallen. Dies wiederum wirkt sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Energiespeichers aus. Da bei einer Freiflächenanlage in der Regel kein Eigenstromverbrauch möglich ist, lässt sich der Speicher auch nicht durch eine Energiespeicherung am Tag zur Eigenbedarfsdeckung in den Nachtstunden besser auslasten.

Eine generelle Glättung (anteilige Verschiebung) der Bereitstellung von den Stunden tagsüber in die Nacht ist prinzipiell möglich. Dies kann entweder dadurch erreicht werden, dass eine Einspeiseleistungsbegrenzung dazu führt, dass bei hohen Erträgen nicht die vollständige Energie in das Netz eingespeist werden kann und somit z.B. in Akkumulatoren gespeichert wird, um diese in den Nachtstunden wieder zu entladen und den Strom unter Berücksichtigung der Leistungsbegrenzung in das Netz einzuspeisen. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Freiflächenanlagen somit selbst dann, wenn die Netze nicht überlastet sind, keine Mehrleistung einspeisen könnten. Die Energiespeicherung sollte jedoch möglichst nur dann vorgenommen werden, wenn dies zur Netzstabilität notwendig ist oder wirtschaftliche Gründe dafür sprechen, da eine Energiespeicherung grundsätzlich mit Verlusten verbunden ist und somit insgesamt weniger Energie genutzt werden kann. Die energiesparendere Methode stellt somit die Kappung der Erzeugungsspitzen immer in der zur Netzstabilisierung benötigten Leistung durch das Einspeisemanagement dar. Die gespeicherte Energie kann dann abzüglich der Speicherverluste unter Berücksichtigung der Netzbelastung in den Nachtstunden in das elektrische Netz eingespeist werden. Somit ist es möglich in den Abendstunden, wenn die Windkraftanlagen erfahrungsgemäß eine höhere Leistung in das Netz einspeisen, die Speicher der Photovoltaikanlagen mit einer geringeren Leistung (geregelt durch das Einspeisemanagement) zu entladen, da die bereits gespeicherte Energie ohne wesentlich höhere Verluste zu einem späteren Zeitpunkt in das elektrische Netz eingespeist werden kann.

Daher wird hier empfohlen Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW_P am

⁵⁹ §16 Abs. 2 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

Einspeisemanagement teilnehmen zu lassen. Bei Freiflächenanlagen besteht keine Möglichkeit durch Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit des Energiespeichers zu verbessern, somit muss ein Anreizmechanismus den wirtschaftlichen Betrieb eines Energiespeichers ermöglichen. Da ein Förderprogramm generell nur eine beschränkte Laufzeit haben sollte (um eine dauerhafte Subventionierung zu vermeiden⁶⁰), ist hier die Entwicklung eines wirtschaftlichen Marktmodells zu bevorzugen.

Die Problematik besteht zunächst darin, dass bei dem derzeitigen Ausbaustand der Photovoltaikanlagen in Deutschland die Einspeisemanagementeingriffe sich auf einzelne Regionen mit einem hohen Anteil an Photovoltaikanlagen beschränken werden. Eine deutschlandweite Überproduktion durch die Photovoltaikanlagen ist derzeit noch nicht gegeben. Daher ist der Standort der mit Speicher auszustattenden PV-Anlagen zunächst der entscheidende Faktor, welcher die Höhe der Auslastung für die Energiespeicher bestimmen wird. Somit erscheint es sinnvoll vorerst nur einen Teil der Photovoltaikfreiflächenanlagen (welche sich in überlasteten Netzregionen befinden) mit Energiespeichern auszurüsten, diese bevorzugt am Einspeisemanagement teilnehmen zu lassen und dadurch einen wirtschaftlicheren Speicherbetrieb zu erlauben. Eine Möglichkeit wäre hier ein Ausschreibungsverfahren durch die Netzbetreiber für die einzelnen Teilnetze. Dabei könnten sich Anlagenbetreiber um eine bevorzugte Teilnahme am Einspeisemanagement bewerben. Der Netzbetreiber vergibt die Zuschläge an die günstigsten Angebote unter Berücksichtigung der Anlagenleistungen sowie Anlagenstandorte und somit deren Einfluss auf die Netzstabilität. Ähnlich den „take of pay“ Verträgen in der Gaswirtschaft könnte dabei dem Anlagenbetreiber eine zu speichernde Mindestenergiemenge garantiert (vergütet) werden, ohne dass diese durch das Einspeisemanagement wirklich notwendig ist. Dies dient der wirtschaftlichen Absicherung der Investition für den Anlagenbetreiber. Ziel sollte hier dennoch eine möglichst gute Auslastung der einzelnen Energiespeicher sein um die Kosten welche auf die Netzgebühren umgelegt werden, möglichst gering zu halten.

In Abbildung 39 auf der nächsten Seite sind die möglichen vollen Zyklenzahlen in Abhängigkeit der spezifischen Energiespeicherkapazität aufgezeigt. Für die Darstellung wurden zwei Grenzszenarien gewählt. In dem einen wird angenommen, dass nur die Energie gespeichert werden muss, die oberhalb einer Leistung von 30 %⁶¹ der installierten Leistung vom Wechselrichter zur Verfügung gestellt wird. Somit müssten alle Freiflächenanlagen mit Energiespeichern ausgerüstet werden, da die Annahme von einer Leistungsbeschränkung auf 30 % für alle an das elektrische Netz angeschlossenen Photovoltaikanlagen getroffen wurde. Dieses Szenario sollte zunächst vermieden werden, um die Speicherauslastung möglichst hoch zu halten. Beim zweiten Szenario wurde angenommen, dass keine direkte

⁶⁰ Langfristiges Ziel sollte sein, dass Energiespeicher durch einen Marktpreisunterschied zwischen dem Zeitpunkt der Bereitstellung und der Einspeisung (Vertrieb), wirtschaftlich betrieben werden können, sobald Photovoltaikanlagen durch weitere Investitionskostenenkungen keine EEG Vergütung mehr benötigen und somit als Kraftwerke ebenbürtig am Strommarkt teilnehmen.

⁶¹ Der Grenzwert wurde in Kapitel 2.2.2 auf Seite 27 ermittelt.

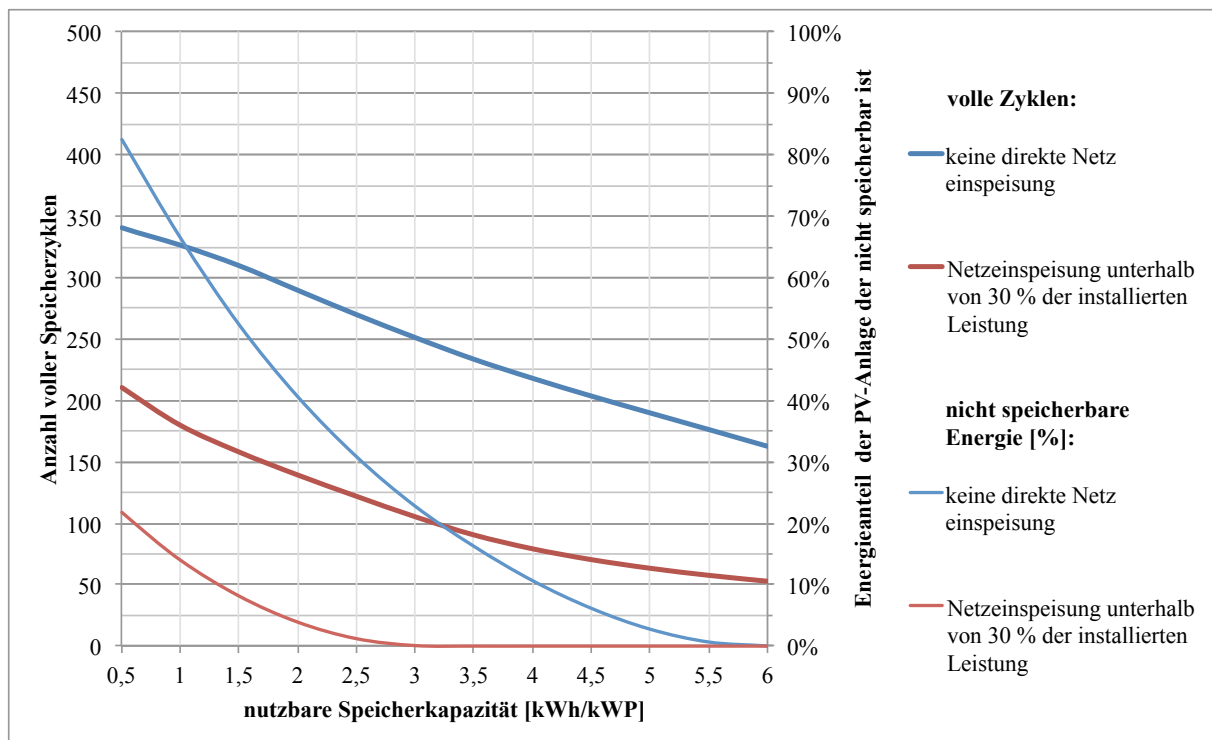


Abbildung 39 – Volle Zyklenzahlen und nicht speicherbarer Energieanteil von Freiflächen PV-Anlagen in Abhängigkeit der spez. Speicherkapazität

Netzeinspeisung vorgenommen und die vollständige Energie gespeichert werden müsste. Dieser Fall tritt dann ein, wenn zu wenige Freiflächenanlagen am bevorzugten Einspeisemanagement teilnehmen, oder in einem Teilnetz zu viele Photovoltaikanlagen für die Netzdimension installiert sind. Somit werden bevorzugt diese Anlagen in ihrer Leistung gedrosselt, was dazu führt dass sie auch bei einer nur geringen Leistung gedrosselt werden müssen. Ebenfalls aus Abbildung 39 ist das Verhältnis der Energie welche aufgrund der eingeschränkten Speicherkapazität nicht gespeichert werden kann zu der von der Photovoltaikanlage abgegebenen Energie zu entnehmen. Diese Kurven sind ebenfalls für die oben beschriebenen Grenzszenarien dargestellt. Der Energiespeicher sollte eine möglichst hohe Kapazität besitzen um nach Möglichkeit die vollständige Energie zwischen speichern zu können. Jedoch muss die Dimensionierung auch unter der Berücksichtigung vorgenommen werden, dass die Auslastung abnimmt je höher die Kapazität des Speichers gewählt wird und somit die Wirtschaftlichkeit des Speichers belastet wird. Aus Abbildung 39 erscheint jedoch eine Dimensionierung oberhalb von 3 kWh/kW_P als notwendig, um die nicht speicherbare Energie möglichst gering zu halten. Die obere Grenze wird durch die Wirtschaftlichkeit bestimmt, da anzunehmen ist, dass der Speicher in den Nachtstunden immer vollständig entladen werden kann und somit am nächsten Tag erneut vollständig für die Beladung zur Verfügung steht. Eine mehrfache Be- und Entladung innerhalb eines Tages aufgrund von schwankender Solaren Einstrahlung (Sonne-Wolkenmix) wird für eine Dimensionierung des Speichers als nicht ausschlaggebend eingestuft.

2.2.3.5 Dimensionierung eines Energiespeichers für Photovoltaikanlagen ohne Eigenstromnutzung aufgrund von niedrigeren Strombezugskosten

Hierbei handelt es sich um Photovoltaikanlagen, die auf Gebäuden installiert sind, die prinzipiell aufgrund eines generellen Strombedarfes eine Eigenstromnutzung ermöglichen würden, dies jedoch aufgrund von Strombezugskosten unterhalb der Stromgestehungskosten wirtschaftlich uninteressant ist⁶². Im Gegensatz zu Freiflächenanlagen werden hier jedoch aufgrund von steigenden Strombezugskosten in Zukunft zunehmend mehr Anlagen für die Eigenstromnutzung interessant. Sobald die Strombezugskosten des Gebäudes über die Stromgestehungskosten einer bestehenden Anlage steigen, wird angenommen, dass sich die Tendenz analog zu neuen Anlagen zu einer Maximierung des Eigennutzungsgrades entwickeln wird. Somit kann die Dimensionierung der Energiespeicher anhand der vorherig beschriebenen Fälle je nach Anwendungsfall erfolgen.

Aufgrund der bereits stark gesunkenen und weiterhin sinkenden Stromgestehungskosten für neue Photovoltaikanlagen handelt es sich lediglich um eine geringe Anzahl an Unternehmen, welche derzeit niedrigere Strombezugstarife haben. Daher wird hier nicht weiter auf diese Fälle eingegangen.

2.2.4 Dimensionierung des Energiespeichers zur Reduzierung der Einspeisepitzen von Windkraftanlagen

Bei Windkraftanlagen handelt es sich im wesentlichen um Anlagen, die die Energie vollständig in das elektrische Netz einspeisen. Ein Eigenverbrauch des Stroms wie bei kleinen Photovoltaikanlagen üblich spielt bei Windkraftanlagen aufgrund des geringen Anteils an Kleinwindkraftanlagen eine untergeordnete Rolle [43]. Nach §6 Abs. 1 im EEG⁶³ müssen Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW am so genannten Einspeisemanagement teilnehmen. Dies hat zur Folge, dass eine generelle Einspeiseleistungsbegrenzung, wie sie bei den kleinen Photovoltaikanlagen befürwortet wird, bei den hier berücksichtigten Windkraftanlagen nicht in Frage kommt. Somit muss ähnlich wie bei den Photovoltaikfreiflächenanlagen eine vollständige Speicherung der Energie für den Fall des Einspeisemanagementeingriffes möglich sein, da ansonsten die Anlage abgeschaltet werden muss. Laut Tabelle 2 auf Seite 24 müssen bei Variante 3 bei einer installierten Windkraftanlagenleistung von 63,9 GW ohne eine Energiespeicherung an rund 95 Stunden im Jahr die Windkraftanlagen durch ein Einspeisemanagement in ihrer Leistung gedrosselt werden. Dies trifft jedoch nur zu, wenn ausreichend Stromtrassen zur Verfügung stehen, um den Strom von den WKA zu den Verbrauchern zu transportieren. Somit wäre eine

⁶² Dies können entweder Industriebetriebe mit sehr niedrigen Strombezugskosten oder bestehende Anlagen mit höheren Stromgestehungskosten sein.

⁶³ §6 Abs. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

Leistungsreduzierung der WKA theoretisch im Gegensatz zu den Photovoltaikanlagen mit 16 % an nur 1 % der Jahresstunden notwendig. Jedoch mussten aufgrund von Netzengpässen bereits 2010 rund 13 % und 2011 rund 15 %⁶⁴ der in Deutschland installierten Windleistung durch Einspeisemanagementeingriffe reduziert werden [44, S. 4]. Dies ist vor allem darauf zurück zu führen, dass die Windkraftanlagendichte in Norddeutschland abseits der großen Stromverbraucher mit einem Leistungsanteil von ca. 42 - 44 % seit dem Jahr 2006 konstant hoch ist. Bedingt durch das steigende Angebot an WKA für windschwächere Standorte mit größeren Nabenhöhen und Rotordurchmessern, werden in Süddeutschland jedoch zunehmend WKA - mit einem kumulierten Leistungsanteil von rund 11 % im Jahr 2012 - errichtet [26, S. 7]. Das Vordringen von WKA nach Süddeutschland und der Ausbau und die Ertüchtigung von bestehenden elektrischen Netzen wird dazu führen, dass Einspeisemanagementeingriffe vermehrt durch eine generelle Kraftwerksüberkapazität und weniger aufgrund von lokalen Engpässen ausgelöst werden. Somit hat der prozentuale Anteil der Ausfallarbeit⁶⁵ in Schleswig-Holstein⁶⁶ von 37 % in 2010 auf 26 % in 2011 abgenommen, obwohl sich die absolute Ausfallarbeit im selben Zeitraum um mehr als 200 % erhöht hat [45, S. 20]. Dies ist darauf zurück zu führen, dass der Zubau von WKA in anderen Bundesländern vermehrt zu Netzüberlastungen⁶⁷ geführt hat.

Somit kann davon ausgegangen werden, dass es ähnlich wie bei den Photovoltaik Freiflächenanlagen deutschlandweit vermehrt zu EinsMan-Eingriffen im Bereich der Windkraftanlagen kommen wird. Um die Ausfallarbeit möglichst gering zu halten, besteht daher die Notwendigkeit diese Energie zu speichern, anstatt die WKA in ihrer Leistung zu drosseln. Im Gegensatz zu Photovoltaikanlagen besteht bei den WKA jedoch kein regelmäßiger Bereitstellungsstillstand in den Nachtstunden. Es kann also nicht gewährleistet werden, dass eine vollständige Entladung eines Energiespeichers innerhalb von einigen Tagen möglich ist. Aufgrund des Mangels an realen Einspeisedaten von Windkraftanlagen in Form von Stundenwerten, wurde an dieser Stelle eine Ertragsprognose für eine Windkraftanlage mit einer Nennleistung in Höhe von 2.300 kW in der Nähe von Hamburg, bei einer Rauigkeitsklasse von eins in allen Himmelsrichtungen und einer Nabenhöhe von 85 m, anhand der Windmessdaten des Deutschen-Wetterdienstes (DWD) vom Hamburger Flughafen Fuhlsbüttel erstellt.

Hierbei muss berücksichtigt werden, dass es sich bei den Windmessdaten um gemittelte Stundenwerte handelt und somit kurze Starkwindphasen nicht ausreichend wiedergegeben werden. Ein Abschalten der WKA aufgrund von zu hohen Windgeschwindigkeiten kann hier somit nicht berücksichtigt werden. In Abbildung 40 auf der nächsten Seite ist für diese

⁶⁴ Für den Anstieg ist neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch ein verhältnismäßig starkes Windjahr 2011 verantwortlich.

⁶⁵ Energie welche aufgrund von EinsMan-Eingriffen nicht in das elektrische Netz eingespeist werden konnte und daher nicht genutzt werden kann.

⁶⁶ im Verhältnis zur Ausfallarbeit von ganz Deutschland.

⁶⁷ Vereinfachend wird hier die Überlastung von elektrischen Netzen als auch der Umspannwerke als Netzüberlastung bezeichnet.

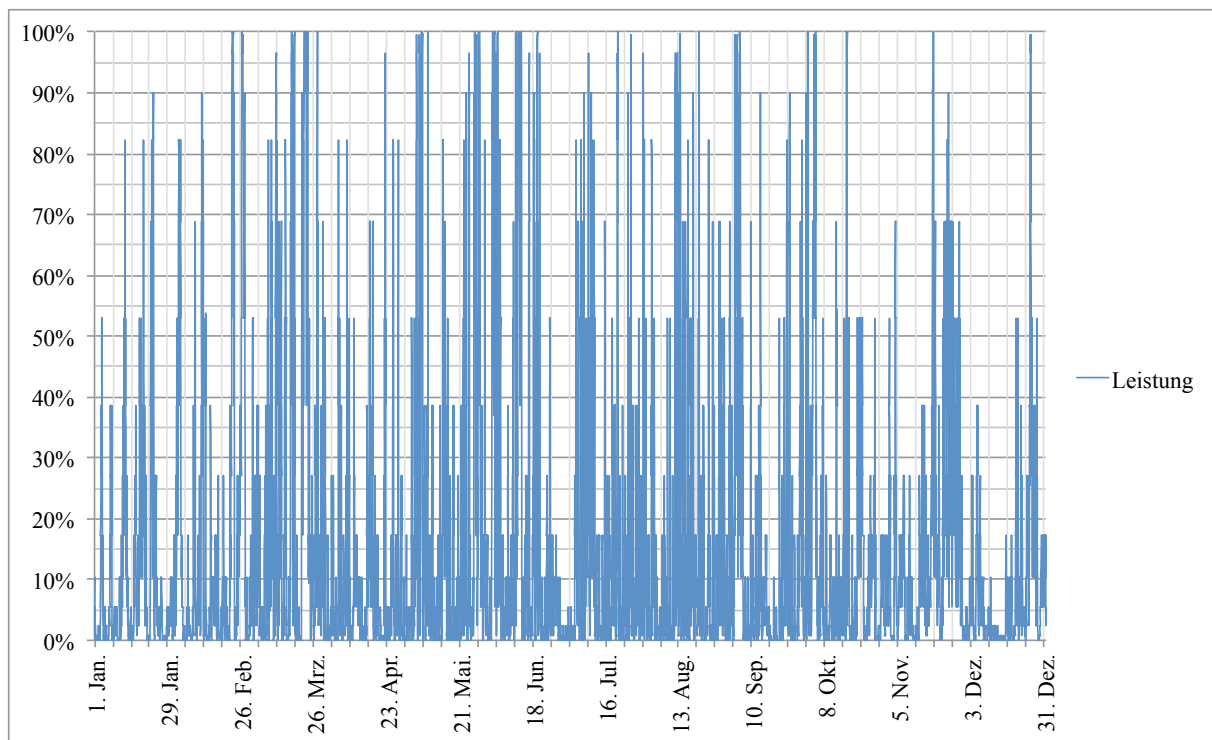


Abbildung 40 – Einspeiseleistung einer Windkraftanlage in Stundenwerten

WKA der Ertragsverlauf für das Jahr 2009 zu sehen. Hierbei ist deutlich zu erkennen, dass es sich um relativ wenige und kurz andauernde Leistungsspitzen handelt. Jedoch ist bei dieser Auflösung eine Abschätzung wie lange diese Leistungsspitzen genau anhalten nicht möglich. Somit kann aus Abbildung 40 nicht ermittelt werden, welche Speicherkapazität diese WKA benötigt, falls ein EinsMan-Eingriff bei Nennleistung erfolgen sollte. Um hier dennoch eine Abschätzung zu ermöglichen, wurde daher für jeden Stundenwert der Leistungsmittelwert der nächsten 24 Stunden gebildet. Wie in Abbildung 41 auf der nächsten Seite zu erkennen ist, existieren nur wenige Tage im Jahr, in denen eine hohe Leistung über 24 Stunden ansteht. Somit kann für diese und ähnliche WKA davon ausgegangen werden, dass in den meisten Fällen die Möglichkeit besteht, beladene Energiespeicher bei einer ausreichenden Dimensionierung innerhalb von 24 Stunden wieder zu entladen.

Es muss beachtet werden, dass diese Annahme nicht auf ertragreiche Küstenstandorte welche über 4.000 Volllaststunden im Jahr erreichen können zutrifft, da der Energiespeicher in diesen Fall über einen längeren Zeitraum nicht entladen werden kann [46, S. 4].

Wie aus Abbildung 42 auf der nächsten Seite, welche für die betrachtete WKA analog zur Abbildung 39 auf Seite 52 der Freiflächenphotovoltaikanlage erstellt wurde, zu erkennen ist, ist die nicht speicherbare Energie der EinsMan-Eingriffe bei Ausschluss einer direkten Einspeisung⁶⁸ mit einem Anteil von 60 bis 95 % sehr hoch. Des weiteren ist der Abbildung 42 die nicht speicherbare Energie bei einer generellen Begrenzung der Leistung oberhalb

⁶⁸ Dabei handelt es sich um die Extremfallbetrachtung, dass die Windkraftanlage aufgrund einer Häufung von WKA das Netz bereits bei geringer Leistung lokal überlasten. Dies kann der Fall sein wenn diese WKA bevorzugt abgeschaltet wird.

von 30 % zu entnehmen. Je höher die Leistung ist, die direkt in das elektrische Netz eingespeist werden kann, desto geringer fallen die energetischen Verluste, jedoch auch die

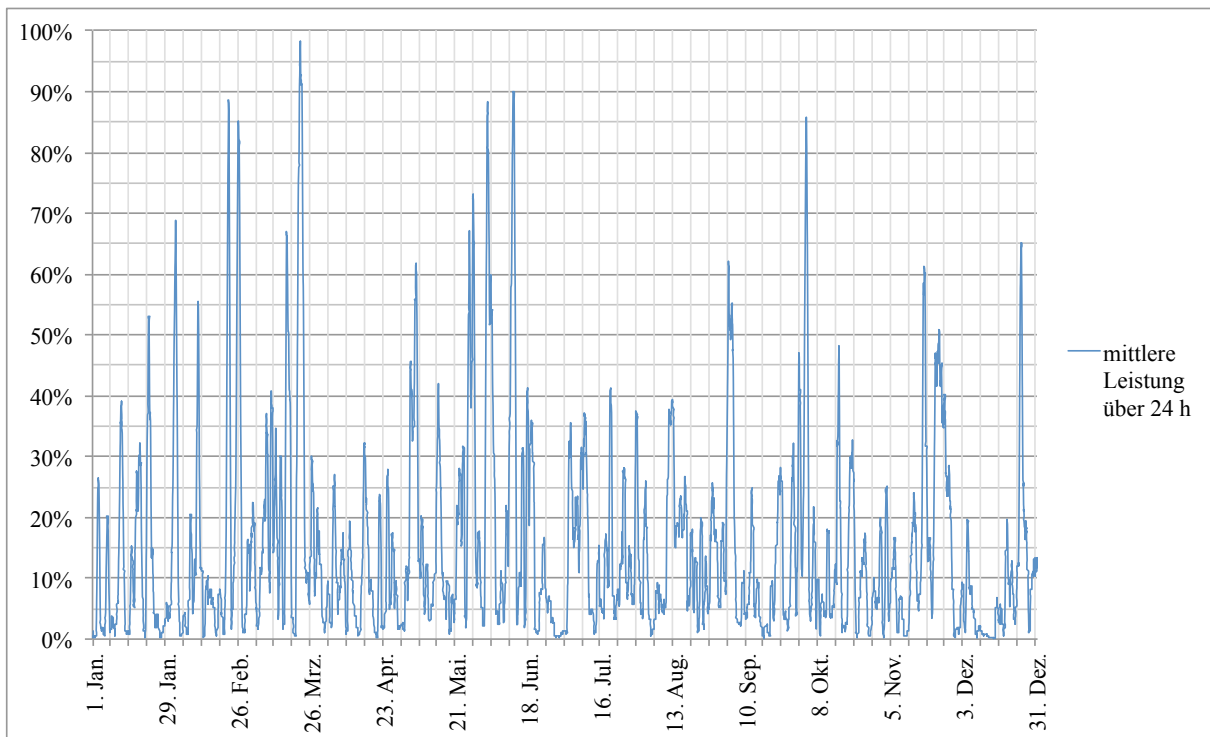


Abbildung 41 – Mittlere Einspeiseleistung über 24 Stunden einer Windkraftanlage

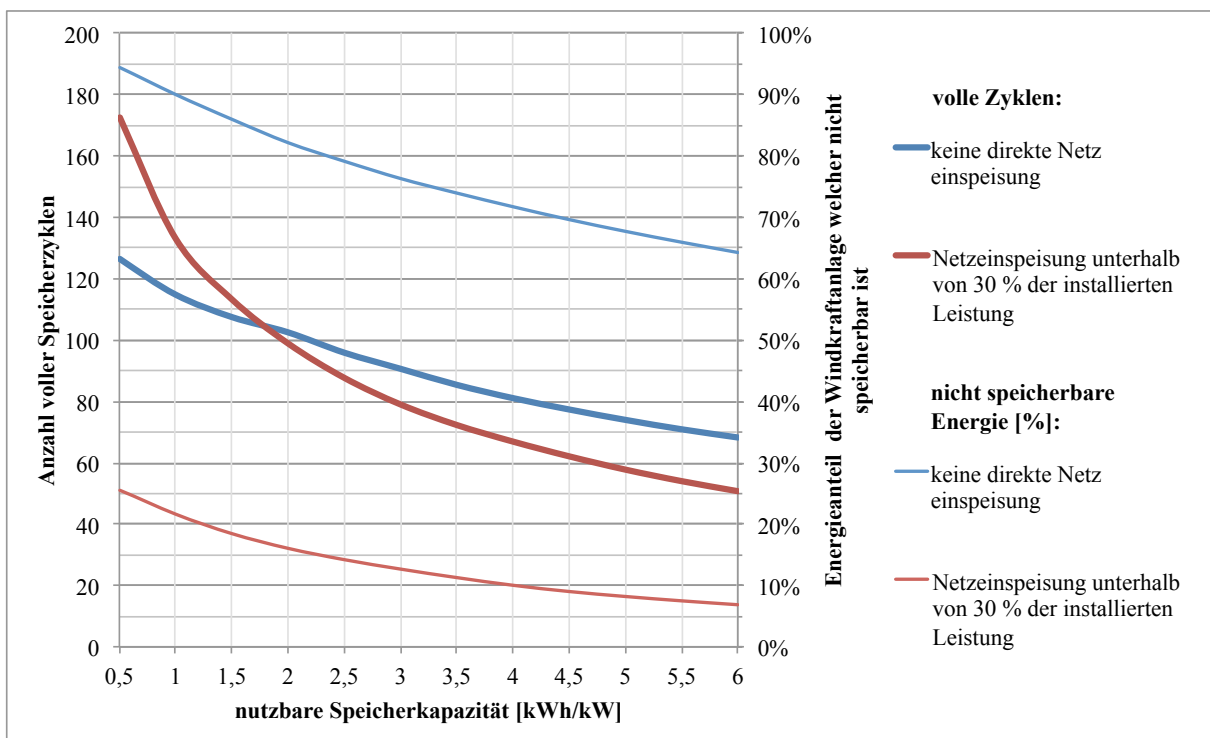


Abbildung 42 – volle Zyklenzahlen und nicht speicherbarer Energieanteil von WKA in Abhängigkeit der spez. Speicherkapazität

vollständigen Ladezyklen aus. Die vollständigen Ladezyklen der Energiespeicher fallen aufgrund der kontinuierlicheren Stromproduktion im Vergleich zu den Photovoltaikanlagen geringer aus. Je häufiger die Energie nicht direkt in das elektrische Netz eingespeist werden kann, desto größer ist die Gefahr, dass der Energiespeicher die Kapazitätsgrenze erreicht und somit keine weitere Energie speichern kann und der Speicher in dieser Zeit auch nicht entladen werden kann. Daher muss die Kapazität der Energiespeicher möglichst groß gewählt werden. Dies hat jedoch erneut geringere Ladezyklen und somit höhere spezifische Speicherkosten zur Folge. Vorteilhaft wirken sich für WKA Energiespeicher aus, deren Kapazität möglichst günstig ist. Je höher die Kapazität der Energiespeicher, desto geringer kann dafür im Gegenzug die Zyklenfestigkeit des Speichers ausfallen. Dies spricht z.B. für den Einsatz von Bleiakкумуляtoren, welche bei weitem nicht die Zyklenfestigkeit von z.B. Lithiumakkumulatoren aufweisen, dafür aber vergleichsweise günstig sind. Alternativ wäre hier auch eine Trennung zwischen Speicherkapazität und Speicherleistung vorteilhaft, wie dies z.B. bei Redox-Flow-Akkumulatoren oder der chemischen Speicherung der Fall ist.

Aufgrund der generell niedrigeren Speicherzyklen im Vergleich zu den Photovoltaikanlagen hat hier eine möglichst hohe Auslastung der Energiespeicher eine noch höhere Bedeutung. Um dies zu erreichen, wird an dieser Stelle das gleiche Ausschreibungsverfahren wie bei den Photovoltaikfreiflächenanlagen empfohlen. Somit lässt sich eine geringere Anzahl an WKA bevorzugt durch das Einspeisemanagement in der Einspeiseleistung reduzieren und die dazugehörigen Energiespeicher dadurch besser auslasten (wirtschaftlicher betreiben).

3 Untersuchung der am Markt verfügbaren und kurz vor der Marktreife stehenden Energiespeicher

Im Volksmund werden Energiespeicher, welche eine Rückverstromung ermöglichen, leichtfertig als Stromspeicher betitelt. Tatsächlich können lediglich elektrische Speicher wie Kondensatoren Elektronen (Strom) speichern. Alle übrigen Speicher wandeln die elektrische Energie in eine andere, leichter speicherbare Energieform um.

Grundsätzlich kann eine Unterteilung in folgende Energiespeichertechnologien erfolgen⁶⁹:

- elektrische Speicher z.B. Kondensatoren
- mechanische Speicher z.B. Pumpspeicherwerk
- elektrochemische Speicher z.B. Akkumulatoren
- chemische Speicher z.B. Elektrolyse
- thermische Speicher z.B. Warmwasserspeicher

Nicht jede dieser Speichertechnologien eignet sich entweder aus technologischen oder wirtschaftlichen Gründen dafür, die Schwankungen der Photovoltaik- und Windkraftanlagen auszugleichen.

Aufgrund der hohen Zyklfestigkeit und der hohen Leistungsdichte wird derzeit daran geforscht, die Energiedichte von Kondensatoren zu erhöhen und somit eine alternative für eine elektrochemische Speicherung zu entwickeln [49]. Da zum derzeitigen Entwicklungsstand nur verhältnismäßig geringe Energiemengen von rund 3 bis 5 Wh/kg bzw. 2 bis 10 Wh/l gespeichert werden können, scheiden elektrische Speicher für die weitere Betrachtung aus [48]. Mechanische Speicher wie Pumpspeicherwerke oder klassische Kavernendruckluftspeicher sind aufgrund der Dimensionen nicht für den dezentralen Einsatz zum Ausgleich der Bereitstellung vor der Einspeisung in das elektrische Netz geeignet. Ein junges Startup Unternehmen aus den USA hat jedoch einen skalierbaren Druckluftspeicher mit einer isothermen Verdichtung entwickelt. Dabei werden MAN Motoren mit Wassereinspritzung zur Komprimierung und anschließend zur Expansion der Luft genutzt. Die Druckluft wird in Pipelinerohren, welche unterhalb der Erdoberfläche verlegt werden, gespeichert. Die Druckluftspeicher sollen dabei einen Wirkungsgrad von 95 % erreichen. Für das erste Halbjahr 2013 ist der Bau einer ca. 2 MW Prototypanlage auf dem Firmengelände geplant [50, S. 14]. Somit stellen diese skalierbaren Druckluftspeicher, wenn der angekündigte Wirkungsgrad in der Praxis erreicht wird, einen interessanten Anwendungsfall für Windkraftanlagen und größere Photovoltaikanlagen dar. Interessant ist

⁶⁹ In Anlehnung an die Grafik Klassifizierung von Energiespeichertechnologien auf Seite 25 der Studie Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität [47]

hierbei auch die Entkopplung der Speicherkapazität von der Speicherleistung. Aufgrund der mangelnden Marktreife der Technologie wird diese in dieser Arbeit für die Ermittlung eines Förderkonzepts nicht berücksichtigt. Schwungradspeicher haben hingegen die Marktreife erlangt und würden sich von der Größe prinzipiell für einen dezentralen Einsatz eignen. Jedoch beträgt die Selbstentladung zwischen drei und 20 Prozent pro Stunde. Deshalb und aufgrund ihrer hohen Reaktionsgeschwindigkeit und Leistungsverfügbarkeit werden Schwungradspeicher derzeit zur Stabilisierung der Netzschwankungen und für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) eingesetzt, wobei sie lediglich eine hohe Leistung über wenige Sekunden bereitstellen müssen [51]. Da sich mechanische Speicher somit derzeit nicht für eine dezentrale Stromspeicherung zum Ausgleich der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien über mehrere Stunden und länger eignen, werden diese Speicher hier nicht weiter betrachtet.

3.1 Elektrochemische Energiespeicher

Im Gegensatz zu mechanischen Speichern wird bei elektrochemischen Energiespeichern die elektrische Energie nicht in eine kinetische oder potentielle Energieform sondern in eine chemische überführt. Eine Akkumulatorzelle (galvanische Zelle) besteht dabei aus einer positiven und negativen Elektrode welche durch einen Ionendurchlässigen Elektrolyten voneinander getrennt sind. Aufgrund der unterschiedlichen Materialien der Elektroden (unterschiedliche Wertigkeit) gibt eine Elektrode mehr Elektronen ab als die andere. Je höher dieser Unterschied zwischen den Elektroden durch die Wahl der Elektrodenmaterialien, desto höher fällt die Spannung der galvanischen Zelle aus. Um den Ladungsunterschied zwischen den beiden Elektroden auszugleichen, müssen die Elektronen über eine externe Verbindung (elektrischer Verbraucher) geleitet werden, da durch den Separator (Elektrolyten) lediglich die Ionen hindurch diffundieren können. Die Ionen führen darauf hin eine chemische Reaktion mit den Atomen der anderen Elektrode und je nach Akkumulatortyp auch mit dem Elektrolyten aus und verbinden sich zu neuen Materialien. Sobald der Ladungsunterschied zwischen den Elektroden somit ausgeglichen wurde, ist der Akkumulator entladen. Zum Beladen der Akkumulatoren wird durch eine externe Spannungsanlegung die chemische Reaktion als reversibler Prozess umgekehrt. Der Akkumulator ist daraufhin wieder geladen, und kann erneut entladen werden. Da es sich bei galvanischen Zellen um geringe Spannungsunterschiede im kleinen einstelligen Voltbereich handelt, werden galvanische Zellen in Reihe geschaltet um höhere Spannungen zu erreichen.

Bei Akkumulatoren kann zwischen internen und externen Speichern unterschieden werden. Der Vorteil von Akkumulatoren mit externen Speichern liegt darin, dass die Speichergröße (Energie) unabhängig von der Leistung des Speichers gewählt werden kann. Dies ist bei Redox-Flow-Akkumulatoren, die in Kapitel 3.1.4 auf Seite 69 behandelt werden, der Fall.

Bei den Akkumulatoren mit internen Speichern besteht eine Abhängigkeit zwischen der Leistung und der Energiedichte. In den weiteren Kapiteln wird nicht auf die chemische Funktionsweise der einzelnen Akkumulatortypen eingegangen, sondern vielmehr wird der Fokus auf die Eignung für die Energiespeicherung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen und somit auch auf die Kosten gelegt.

Die Energiedichte von Energiespeichern wird in der Fachliteratur für gewöhnlich als gravimetrische Energiedichte (Wh/kg) dargestellt. Die gravimetrische Energiedichte ist gerade für den mobilen Einsatz (Notebook, Smartfon jedoch auch für die Elektromobilität) von hoher Bedeutung, da das Gewicht des Energiespeichers transportiert werden muss und somit Einfluss auf die Bequemlichkeit bzw. Reichweite hat. Da bei der Speicheranwendung für Windkraft- und Photovoltaikanlagen zunächst weitestgehend davon ausgegangen werden kann, dass es sich um stationäre Anwendungen handelt, ist eine möglichst hohe gravimetrische Energiedichte nicht notwendig. Vielmehr spielt hier die volumetrische Energiedichte (Wh/l) die entscheidendere Rolle, da das Raumvolumen bzw. die Stellfläche in einem Gebäude bzw. auf einem Grundstück die physische und wirtschaftliche Begrenzung darstellt. Daher wird des weiteren die volumetrische Energiedichte zur Unterscheidung der Speichertechnologien genutzt.

3.1.1 Blei Akkumulatoren

Blei Akkumulatoren bestehen aus aus einer Blei und einer Bleioxid Elektrode mit Schwefelsäure als Elektrolyt. Dabei existieren verschlossene Akkumulatoren mit einem Elektrolyten in Gel- oder Vliesform und geschlossene Akkumulatoren mit einem flüssigen Elektrolyten. Aufgrund von Wasserstoffausgasungen muss der Raum eines Gebäudes, in dem sich Blei Akkumulatoren befinden, gelüftet werden (eine natürliche Lüftung kann ausreichend sein), um die Entstehung eines explosionsfähigen Gemisches zu verhindern. Gel Akkumulatoren habe hier den Vorteil dass sie, neben dem geringeren Wartungsaufwand aufgrund einer internen Gasrekombination in einem erheblich geringerem Umfang Wasserstoff ausgasen. Dafür haben jedoch geschlossene Akkumulatoren den Vorteil einer höheren Zyklenfestigkeit und somit Lebensdauer. Letztlich muss im Einzelfall entschieden werden, welcher Akkumulatortyp die passenden Eigenschaften besitzt. Während verschlossene Akkumulatoren sich vermutlich aufgrund der geringeren Anforderungen für die Raumbelüftung im Wohnbereich durchsetzen dürften, könnte im gewerblichen Bereich aus Kostengründen die Wahl auf die geschlossenen Blei Akkumulatoren fallen.

Der Einsatz des giftigen und begrenzt verfügbaren Bleis in Akkumulatoren ist dadurch, dass die Akkumulatoren ver-/geschlossen sind und eine sehr hohe Recyclingquote besteht, nicht in dem Maße bedenklich wie zunächst angenommen. Ein großer Teil des Bleis von ausgedienten Akkumulatoren wird für die Produktion neuer Akkumulatoren verwendet. Bei Blei Akkumulatoren handelt es sich bezogen auf die Energiekapazität um die

am weitesten verbreitete Akkumulortechnologie. Sie finden als Starterakkumulatoren in Fahrzeugen und im Bereich der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) Anwendung. Somit ist die Technologie ausgereift und es wird kein großes Steigerungspotential im Bereich der Energiedichte von ca. 25 Wh/kg erwartet. Jedoch werden Blei Akkumulatoren für stationäre Anwendungen im Gegensatz zu Starterakkumulatoren bisher nur in kleinen Stückzahlen und in lediglich halbautomatischer Fertigung hergestellt. Daher wird hier noch ein Kostensenkungspotential im Bereich des Fertigungsablaufes gesehen. Außerdem wird angenommen, dass die Zyklenfestigkeit ein Steigerungspotential besitzt, was wiederum die spez. Kosten je gespeicherter Kilowattstunde reduziert. In Tabelle 4 sind die Rahmendaten für Blei Akkumulatoren für heute und in Zukunft dargestellt⁷⁰.

Blei Akkumulatoren	Heute	2020 - 2030
Wirkungsgrad Laden-Entladen inkl. Umrichter	70 % bis 75 %	73 % bis 78 %
Energiedichte	50 Wh/l bis 75 Wh/l	50 Wh/l bis 100 Wh/l
Zyklenlebensdauer	500 bis 2.000	1.000 bis 4.000
Kalendarische Lebensdauer	5 bis 15 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand)	8 bis 20 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand)
Entladetiefe (DoD)	70 %	80 %
Selbstentladung	3 bis 5 % pro Monat	2 bis 4 % pro Monat
Leistungsbezogene Investitionskosten (Umrichter)	150 €/kW bis 200 €/kW	100 €/kW bis 150 €/kW
Energiebezogene Investitionskosten	100 €/kWh bis 250 €/kWh	50 €/kWh bis 150 €/kWh
Anforderungen Aufstellort	Aufstellraum muss belüftet sein, Luftdurchsatz abhängig von Technologie (geschlossen oder verschlossen); Anforderungen in Normen geregelt, z.B. DIN EN 50272-2	
Vorteile der Technologie bei Einsatz zur Einspeiseglättung	Etablierte Technologie mit viel Betriebserfahrung in stationären Anlagen, geringe Investitionskosten	
Nachteil der Technologie bei Einsatz zur Einspeiseglättung	Geringe Energiedichte nachteilig bei begrenztem Platzangebot, Lüftungsanforderung im Batterieraum nicht immer einfach umsetzbar	

Tabelle 4 – Rahmendaten von Blei Akkumulatoren [52, S. 9]

⁷⁰ Tabelle wurde von [52, S. 9] übernommen und angepasst.

3.1.2 Lithium-Ionen Akkumulatoren

Lithium-Ionen Akkumulatoren haben derzeit von den elektrochemischen Speichern sowohl die höchste volumetrische (250 bis 400 Wh/l) als auch gravimetrische (150 bis 200 Wh/kg) Energiedichte. Dies ist der Grund, warum die Lithium-Ionen Akkumulatoren sich in den 90er Jahren bei der mobilen Stromversorgung von Elektrogeräten durchgesetzt haben. Von den in diesem Zusammenhang durchgeführten Forschungen/Entwicklungen der letzten zehn bis zwanzig Jahre profitiert nun auch der stationäre Einsatz von Lithium-Ionen Akkumulatoren. Somit werden gerade im Zusammenhang mit kleinen Photovoltaikanlagen viele Akkumulatoren mit Lithium-Ionen Technologie zur Eigenverbrauchsoptimierung und nun auch im Rahmen des Förderprogramms des BMU und der KfW Bankengruppe angeboten.

Mit dem Begriff Lithium-Ionen Akkumulatoren wird nicht ein bestimmter Akkumulator bezeichnet. Vielmehr handelt es sich bei dem Begriff Lithium-Ionen Akkumulator um einen Oberbegriff für verschiedenste Akkumulatortechnologien die Lithium-Ionen als ein Bestandteil des Akkumulators einsetzen. Dabei können unterschiedliche Lithiumlegierungen sowie Elektroden- und Elektrolytkombinationen kombiniert werden, was unterschiedliche Eigenschaften des Akkumulators zur Folge hat. Dies hat auch zur Folge, dass im Gegensatz zu Blei Akkumulatoren bisher das Recycling aus Lithium-Ionen Akkumulatoren sich als schwierig gestaltet und daher noch nicht gängige Praxis ist. Je nach Elektrodenmaterialverbindungen müssten derzeit unterschiedliche Recyclingverfahren angewendet werden, um den Wiederverwertungsanteil des Lithiums zu steigern. Ziel der Forschung ist es, kurzfristig rund 50 % des Lithiumrohstoffes durch den Recyclingprozess wieder für den Bau neuer Akkumulatoren verwenden zu können. Langfristig werden Methoden gesucht, welche weit höhere Raten bei einem Recyclingverfahren welches unabhängig von der Lithiumverbindungen funktionieren soll, um ein Vorsortieren der Akkumulatoren überflüssig zu machen. Bisher wird das Lithium der ausrangierten Akkumulatoren beim Recyclingprozess nicht für den Bau neuer genutzt, sondern als Schlacke z.B. dem Straßenbau zugeführt [54]. Aufgrund der steigenden Nachfrage nach Lithium-Ionen Akkumulatoren aus der Unterhaltungselektronik und zukünftig auch der Elektromobilität sowie stationärer Speicher für den Ausgleich volatiler erneuerbarer Energien ist anzunehmen, dass sich die Wiederverwendung von Lithium aus ausrangierten Akkumulatoren für die Fertigung neuer Akkumulatoren durchsetzen wird.

Der Preis für Lithiumcarbonat dem Rohstoff für Lithium-Ionen Akkumulatoren hat sich von rund 2.500 €/t Ende der neunziger Jahre auf rund 5.000 €/t im Jahr 2010 verdoppelt. Der massive Preisanstieg für Lithiumcarbonat hat ähnlich wie bei fossilen Energieträgern zur Folge, dass bisher unrentable Quellen wirtschaftlich erschlossen werden können. Dies ist auch der Grund warum das Photovoltaikunternehmen Solarworld AG sich eine Aufsuchungsgenehmigung für ein Bergwerk im Erzgebirge gesichert hat. Bis 2014 soll festgestellt

werden, welche Mengen des Rohstoffes vorhanden und zu welchen Kosten diese abbau-
bar sind. Falls alles so verläuft wie erhofft, kann 2015 die Abbaugenehmigung für den
Untertagebau beantragt werden. Bis neue Rohstoffquellen mit marktpreisbeeinflussender
Wirkung in der Welt erschlossen werden, wird jedoch sicherlich noch einige Zeit vergehen.
Bis dahin können lediglich die bereits erschlossenen Quellen den Bedarf decken. Im Ge-
gensatz zu den Lagerstätten im Erzgebirge, die einen Untertagebau erfordern, können die
großen derzeit genutzten Lagerstätten durch den kostengünstigeren Tagebau erschlossen
werden.

Derzeit wird Lithiumcarbonat in großen Mengen in China, Chile, Argentinien gefördert⁷¹.
Dabei kommt das begehrte Lithiumcarbonat in gelöster Form in Salzseen vor. Die Salz-
lauge wird dabei in Becken mittels Verdunstung weiter verdickt und später industriell
weiter getrocknet und gereinigt, bis das Pulverförmige Lithiumcarbonat separiert ist.

Die Wissenschaftler des Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)
in Karlsruhe gehen davon aus, dass der Bedarf an Lithiumcarbonat wesentlich durch die
Masse an benötigten Energiespeichern im Falle einer Marktdurchdringung durch die Elek-
tromobilität beeinflusst wird. Die übrigen Anwendungsfälle haben demnach in Zukunft
eine untergeordnete Bedeutung. Dabei dürfte sich eine Knappheit des Lithiumcarbonats
negativ auf die Energiespeicherkosten auswirken [53] [54].

Im Bereich der stationären Anwendungen, werden die Investitionskosten derzeit jedoch
noch stärker durch die größtenteils noch nicht automatisierte Herstellung, bedingt durch
die bisher geringe Nachfrage beeinflusst. Dabei sind die spezifischen Investitionskosten
für Lithium-Ionen Akkumulatoren inkl. Umrichter, wie sie derzeit für kleine stationäre
Anwendungen angeboten werden, je nach Materialkombination und Akkumulatoreigen-
schaften mit rund 3.000 €/kWh⁷² noch relativ hoch.

Einen Ausblick welche Kosten bei größeren Margen und Automatisierungsgraden erreich-
bar sind, ist derzeit bereits in der Automobilbranche zu sehen. Für den elektrisch an-
getriebenen Smart sowie den Nissan Leaf werden die Akkumulatoren bereits für rund
270 €/kWh wie in Kapitel 7.2 auf Seite 136 dargestellt angeboten. Somit kann davon
ausgegangen werden, dass mittelfristig sobald die Stückzahlen im Bereich der stationären
Lithium-Ionen Energiespeicher ausreichend steigen, ähnliche Preise möglich sein können.
Jedoch muss hier auch berücksichtigt werden, dass die Automobilindustrie mit den Ak-
kuherstellern eng kooperieren oder direkt ein Joint Venture gründen (z.B. Li-Tec Battery
GmbH von Daimler AG und Evonik Industries AG [56]). Diese Marktmacht wird bei der
Vielzahl an kleinen Herstellern von kleinen stationären Speicheranwendungen, die sich
derzeit am Markt befinden, nicht in dem Maße gesehen, auch wenn es sich bei den Her-

⁷¹ Die vermutlich größten Lithiumcarbonatvorkommen bestehen derzeit in Bolivien. Jedoch soll die Wert-
schöpfung größtenteils im Land verbleiben, was die kommerzielle Ausbreitung derzeit noch stark ab-
bremst.

⁷² z.B. Varta Engion mit Lithium-Eisenphosphat-Zellen mit einer Zyklenfestigkeit von 6.000 bei 90 %
DoD [55]

stellern der Lithium-Ionen Zellen zum Teil um die selben Firmen wie im Automobilbereich handelt.

Im Rahmen der Netzparität von Photovoltaikanlagen und begünstigt durch das Förderprogramm des BMU und der KfW Bankengruppe bieten zunehmend Hersteller Energiespeicher inkl. Umrichter als Komplettlösung für diesen Anwendungsfall an. Dabei wird der Energiespeicher wie z.B. bei Voltwerk, Schüco oder E3/DC auf der Gleichstromseite angeordnet und beinhaltet somit gleich den Wechselrichter für die Photovoltaikanlage. Vorteilhaft wirkt sich hierbei aus, dass die Umrichterverluste für die gespeicherte Solarenergie geringer ausfallen. Alternativ kann der Energiespeicher auch an das Wechselstromhausnetz mit integriertem Umrichter wie z.B. von Varta Engion, oder mit externem Umrichter z.B. von SMA (Sunny Island) mit unterschiedlichen Akkumulatoren wie z.B. von Sony oder Leclanché⁷³ angeschlossen werden. Vorteilhaft wirkt sich gerade bei externen Umrichter aus, dass alleinig der Akkumulator ausgetauscht und vor allem auch gegen eine andere Technologie⁷⁴ ausgetauscht werden kann. Somit ist es möglich, zunächst kostengünstigere Blei-Akkumulatoren mit einer geringen Lebensdauer einzusetzen, um diese nach einigen Jahren, wenn sich die Preise von hochwertigen Lithium-Ionen-Akkumulatoren reduziert haben durch diese zu ersetzen. Letztlich entscheidet die Wirtschaftlichkeit, welche Technologie sich im Einzelfall durchsetzen wird.

Nachdem die Firma Younicos bereits mit Vattenfall zusammen einen NaS-Akkumulator mit einer Leistung von 1 MW zur Bedienung des Regelenergiemarkt im Dezember 2012 in Betrieb genommen hat, wird die Firma nun mit dem Ökostromversorger WEMAG aus dem Mecklenburgischen Schwerin zusammen einen 5 MW Lithium-Eisenphosphat-Akkumulator und damit den größten seiner Art in Europa ebenfalls nur Netzstabilisierung im Jahr 2014 in Betrieb nehmen. Bei der Herstellung des Lithium-Eisenphosphat-Akkumulators kooperiert Younicos mit dem Südkoreanischen Konzern Samsung, der die Zellen für den Energiespeicher liefert. Laut Younicos besteht bei den Zellen von Samsung das beste PreisLeistungsverhältnis, was noch dadurch unterstützt wird, dass Samsung auf die Zellen eine Garantie von 20 Jahren gibt. Die Kosten für einen vergleichbaren Energiespeicher mit einer Leistung von 10 MW und 10 MWh belaufen sich auf rund 15 Mio €, was spezifischen Kosten von rund 1.500 €/kWh entspricht [57, 58].

In Tabelle 5 auf der nächsten Seite sind die Rahmendaten für Lithium-Ionen Akkumulatoren für heute und in Zukunft dargestellt⁷⁶.

⁷³ Titanat Akkumulator HS 3200 mit 15.000 Zyklen bei 100 % DoD voraussichtlich ab Oktober 2013 verfügbar.

⁷⁴ Vorausgesetzt der externe Umrichter unterstützt den neuen Akkumulator.

⁷⁶ Tabelle wurde von [52, S. 7] übernommen und angepasst.

Lithium-Ionen-Akkumulatoren	Heute	2020 - 2030
Wirkungsgrad Laden-Entladen inkl. Umrichter	80 % bis 85 %	85 % bis 90 %
Energiedichte	250 Wh/l bis 400 Wh/l	250 Wh/l bis 500 Wh/l
Zykluslebensdauer	1.000 bis 5.000	2.000 bis 10.000
Kalendarische Lebensdauer	5 bis 20 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand)	10 bis 25 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand)
Entladetiefe (DoD)	bis 100 %	bis 100 %
Selbstentladung	3 bis 5 % pro Monat	< 3 % pro Monat
Leistungsbezogene Investitionskosten (Umrichter)	150 €/kW bis 200 €/kW	100 €/kW bis 150 €/kW
Energiebezogene Investitionskosten	300 ⁷⁵ €/kWh bis 2.000 €/kWh	150 €/kWh bis 400 €/kWh
Anforderungen Aufstellort	Bislang sind keine speziellen Anforderungen festgestellt.	
Vorteile der Technologie bei Einsatz zur Einspeiseglättung	Lange Lebensdauer, keine Anforderungen an Aufstellort, hohe Energiedichte (d.h. kompaktes System), wenig Wartungsaufwand	
Nachteil der Technologie bei Einsatz zur Einspeiseglättung	Hohe Kosten, wenig Erfahrung mit der Technologie in der gegebenen Anwendung, im Fehlerfall Gefahr von Brand	

Tabelle 5 – Rahmendaten von Lithium-Ionen-Akkumulatoren [52, S. 7]

3.1.3 Hochtemperatur Akkumulatoren

Während Lithium-Ionen-Akkumulatoren teilweise sogar aktiv gekühlt werden, um die Haltbarkeit und die Effizienz zu erhöhen, benötigen Hochtemperatur Akkumulatoren eine Betriebstemperatur von rund 300 °C. Derzeit gibt es zwei verschiedene Hochtemperatur Akkumulatortechnologien. Dabei handelt es sich zum einen um den Natrium-Schwefel-Akkumulator und zum anderen um den Natrium-Nickelchlorid-Akkumulator, der auch Zebra Akkumulator genannt wird. Im Gegensatz zu den übrigen bisher beschriebenen Akkumulatortypen, bestehen die beiden Elektroden aus flüssigen (geschmolzenen) Materialien getrennt von einem keramischen Elektrolyten. Die hohen Betriebstemperaturen sind notwendig, um das Erstarren der Elektroden zu verhindern, da eine Be- und Entladung sonst nicht mehr möglich ist. Zusätzlich besteht die Gefahr, dass der Elektrolyt bei einer Erstarrung der Elektroden aufgrund von möglichen thermischen Spannungen zerbricht. Die Akkumulatoren sind gut Wärme gedämmt, um die Wärmeverluste zu minimieren. Als Wärmequelle zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur dient die Wärmeentwicklung am Innenwiderstand beim Be- und Entladevorgang. Wenn der Akkumulator nicht be- oder entladen wird, fehlt die Wärmequelle, was bei geringeren Umgebungstemperaturen

einen unweigerlichen Temperaturabfall zur Folge hat. Um ein Erstarrung der Elektroden zu verhindern, wird in diesem Fall der Energiespeicher entladen oder elektrische Energie aus dem Netz entnommen, um somit den Wärmeverlust auszugleichen. Der Energieaufwand beträgt ungefähr 15 % der Akkumulatorkapazität je Tag, wenn der Akkumulator nicht genutzt wird. Somit eignen sich Hochtemperatur Akkumulatoren besonders für Anwendungsfälle mit einer täglichen Nutzung ohne lange Bereitschaftszeiten. Aufgrund des bei kleineren Speichern ungünstigeren Oberflächen zu Volumenverhältnis sind die Wärmeverluste bei größeren Energiespeicher physikalisch bedingt geringer. Daher eignen sich Hochtemperatur Akkumulatoren besonders für Anwendungsfälle, bei denen hohe Energiemengen bei gleichzeitig geringen Bereitschaftszeiten benötigt werden [52, S. 10]. Daher wird hier kein großes Potential für den Einsatz in Einfamilienhäusern gesehen.

Natrium-Schwefel-Akkumulatoren

Natrium-Schwefel (NaS) Akkumulatoren werden derzeit überwiegend in Japan zur Netzstabilisierung eingesetzt. Neben Anlagen zur reinen Netzstabilisierung existieren in Japan und den USA auch NaS-Akkumulatoren die die Leistungsspitzen von Photovoltaikfreiflächenanlagen und Windkraftanlagen abfangen, um somit das elektrische Netz zu entlasten. Hierbei handelt es sich zumeist um Anlagen im Megawattbereich, bei dem die Nachteile dieser Technik – wie oben bereits geschildert – geringer ausfallen [52, S. 11] [59]. Gerade auch aufgrund der hohen Leistungsdichte bei einer hohen Zyklenbeständigkeit und gemäßigten Kosten eignen sich die NaS-Akkumulatoren besonders für große Energiespeicher insbesondere wenn diese Systemdienstleistungen (Regelleistung) anbieten.

Derzeit produziert lediglich die japanische Firma NGK die kommerzielle NaS-Akkumulatoren. Dies dürfte auch ein Grund für die geringe Verbreitung der NaS Technologie sein [52, S. 11]. Zusätzlich wurde die Firma NGK damit konfrontiert, dass zwei NaS-Akkumulatoren in Brand gerieten. Inzwischen wurde die Ursache des ersten Brands ermittelt. Eine NaS-Zelle war defekt (undicht), was dazu führte, dass die flüssigen Elektroden ausliefen. Die leitfähige Elektrodenflüssigkeit führt zu Kurzschlüssen in den benachbarten Zellen und aufgrund fehlender Sicherungen zwischen den Zellen breitete sich der Kurzschluss weiter aus. Die Hitzeentwicklung des Kurzschlusses zerstörte einige weitere Zellen welche daraufhin Feuer fingen. Der Brand breitete sich weiter in den Installationsschränken aus. Um eine Kettenreaktion in Zukunft zu unterbinden, wurden zwischen kleinere Einheiten von einzelnen Zellen Sicherungen installiert und zusätzlich durch isolierende Trennwände voneinander getrennt. Darüber hinaus wurden die einzelnen Installationsebenen der Installationsschränke feuerhemmend voneinander getrennt. Mit diesen Maßnahmen möchte NGK die Ausbreitung von etwaigen Bränden in Zukunft verhindern [60].

Die Firma NGK kündigte am 14.05.2013 auf ihrer Homepage den Abschluss einer Vereinbarung über den Verkauf von NaS-Akkumulatoren mit einer gesamten Kapazität in

Höhe von 490 MWh an den italienischen Netzbetreiber Terna an. In einem ersten Schritt wird davon ausgegangen, dass 245 MWh für einen spezifischen Preis von rund 408 €/kWh geordert werden. Der Energiespeicher soll dazu dienen, die Differenzen zwischen der Last und der Bereitstellung im Zusammenhang mit dem hohen Anteil an erneuerbaren Energien auszugleichen und somit das elektrische Netz zu stabilisieren. Nach Herstellerangaben handelt es sich bei diesem NaS-Akkumulator um den ersten großen Energiespeicher seiner Art, der an das europäische elektrische Netz angeschlossen wird [61].

In Tabelle 6 sind die Rahmendaten für Natrium-Schwefel-Akkumulatoren für Heute und in Zukunft dargestellt⁷⁷.

Natrium-Schwefel-Akkumulatoren	Heute	2020 - 2030
Wirkungsgrad Laden-Entladen inkl. Umrichter	68 % bis 75 %	78 % bis 83 %
Energiedichte	150 Wh/l bis 250 Wh/l	150 Wh/l bis 250 Wh/l
Zyklenlebensdauer	5.000 bis 10.000	5.000 bis 10.000
Kalendarische Lebensdauer	15 bis 20 Jahre	18 bis 25 Jahre
Entladetiefe (DoD)	100 %	100 %
Selbstentladung	ca. 15 % pro Tag (bei Stillstand, für Einheiten < 15 kWh)	5 bis 10 % pro Tag
Leistungsbezogene Investitionskosten (Umrichter)	150 €/kW bis 200 €/kW	100 €/kW bis 150 €/kW
Energiebezogene Investitionskosten	400 €/kWh bis 600 €/kWh	150 €/kWh bis 250 €/kWh
Anforderungen Aufstellort	Keine Normen zu Aufstellbedingungen bekannt; potentielle Brandgefahr durch hohe Temperaturen in Akkumulatoren	
Vorteile der Technologie bei Einsatz zur Einspeiseglättung	Gute Lebensdauer bei relativ günstigen Investitionskosten.	
Nachteil der Technologie bei Einsatz zur Einspeiseglättung	Hohe Selbstentladung und damit Verlustkosten, potentielle Brandgefahr, keine Erfahrung mit kleinen stationären Anlagen	

Tabelle 6 – Rahmendaten von Natrium-Schwefel Akkumulatoren [52, S. 12]

Natrium-Nickelchlorid (Zebra) Akkumulatoren

Bisher wurden Zebra Akkumulatoren für zivile Anwendungen⁷⁸ lediglich von der Schweizer

⁷⁷ Tabelle wurde von [52, S. 12] übernommen und angepasst.

⁷⁸ Rolls-Royce stellt ebenfalls Zebra Akkumulatoren für den Einsatz in Unterseebooten her [62].

Firma Fiamm Sonick einer Tochterfirma der Italienischen Fiamm Group, angeboten [63]. Dabei kamen die Akkumulatoren in kleinen Fahrzeugserien und in stationären Anwendungen für „peak shaving“ zum Einsatz [47, S. 55]. Die Zellenergiedichte von ca. 280 Wh/l reduziert sich aufgrund des gut gedämmten Gehäuses auf eine Energiedichte, bezogen auf die Gehäuseabmessungen, zwischen 64 und 108 Wh/l. Aufgrund der guten Dämmung, die der Akkumulator benötigt, um die Betriebstemperatur aufrecht zu erhalten, besteht keine wesentliche Beeinflussung der Akkumulatoreigenschaften durch die Umgebungstemperatur. Dies ermöglicht den Betrieb bei einer großen Umgebungstemperaturspanne von -20 bis +60 °C [64]. Bedingt dadurch, dass es bisher lediglich einen kommerziellen Anbieter für diese Technologie gab, erfolgte ähnlich wie bei der NaS-Technologie bisher keine starke Verbreitung der Zebra Akkumulatoren.

Natrium-Nickelchlorid (Zebra) Akkumulatoren	Heute	2020 - 2030
Wirkungsgrad Laden-Entladen inkl. Umrichter	70 % bis 74 %	73 % bis 80 %
Energiedichte	64 bis 108 Wh/l (Herstellerangabe)	100 Wh/l
Zyklenlebensdauer	3.000 bis 4.500 (Herstellerangabe)	3.000 bis 5.000
Kalendarische Lebensdauer	15 bis 20 Jahre (Herstellerangabe)	20 Jahre
Entladetiefe (DoD)	80 %	80 %
Selbstentladung	ca. 15 % pro Tag (bei Stillstand, für Einheiten < 15 kWh)	5 % pro Tag
Leistungsbezogene Investitionskosten (Umrichter)	150 €/kW bis 200 €/kW	100 €/kW bis 150 €/kW
Energiebezogene Investitionskosten	350 €/kWh bis 800 €/kWh	250 €/kWh bis 400 €/kWh
Anforderungen Aufstellort	Keine Normen zu Aufstellbedingungen bekannt; potentielle Brandgefahr durch hohe Temperaturen in Akkumulatoren	
Vorteile der Technologie bei Einsatz zur Einspeiseglättung	Gute Lebensdauer bei akzeptablen Investitionskosten	
Nachteil der Technologie bei Einsatz zur Einspeiseglättung	Hohe Selbstentladung und damit Verlustkosten, potentielle Brandgefahr, wenig Erfahrung mit stationären Anlagen	

Tabelle 7 – Rahmendaten von Natrium-Nickelchlorid (Zebra) Akkumulatoren [52, S. 11]

Dies könnte sich nun ändern, da die Firma General Electric seit 2012 ebenfalls Zebra Akkumulatoren unter dem Namen „Durathon Battery“ anbietet. Die Energiespeicher sind

ähnlich wie bei Fiamm Sonick für stationäre und mobile Anwendungen vorgesehen. Dabei bietet GE den Durathon Akkumulator als modulierbare Einheiten in 100 kWh Schritten an [65]. Hochinteressant ist in diesem Zusammenhang, dass General Electric eine Binnenland Windkraftanlage „GE 2.5-120“ optional mit einem Durathon Akkumulator anbietet. Somit soll die Windkraftanlage auch an Standorten mit ungenügender Belastbarkeit des elektrischen Netzes installiert werden können, da der Energiespeicher die Leistungsspitzen glättet und eine geringere, dafür kontinuierlichere Leistung in das elektrische Netz einspeist [66]. Seit März 2013 ist die erste Windkraftanlage dieses Typs in den Niederlanden derzeit jedoch noch ohne Energiespeicher, in Betrieb [67]. Bereits in diesem Jahr sollen aber drei der WKA inkl. Durathon Akkumulator den Betrieb in Texas aufnehmen [68]. Man darf gespannt sein, inwieweit General Electric den Markt für Zebra Akkumulatoren belebt.

In Tabelle 7 auf der vorherigen Seite sind die Rahmendaten für Natrium-Nickelchlorid (Zebra) Akkumulatoren für Heute und in Zukunft dargestellt⁷⁹.

3.1.4 Redox Flow Akkumulatoren

Redox Flow Akkumulatoren haben im Gegensatz zu den bisher beschriebenen Akkumulatoren einen externen Speicher, was die Leistung des Akkumulators von der Speicherkapazität entkoppelt. Dies ist besonders vorteilhaft, wenn eine hohe Leistung bei einer geringen Kapazität oder eine niedrige Leistung mit einer hohen Kapazität benötigt wird (z.B. Speicher zum Ausgleich von Schwankungen im Laufe einer Woche).

Der Redox Flow Akkumulator besteht aus zwei getrennten Tanks in denen sich in einer Flüssigkeit gelöstes Salz befindet. Diese Flüssigkeiten (Elektrolyten) werden zum Be- und Entladen über eine Reaktoreinheit gepumpt. Die Reaktoreinheit besteht aus zwei Elektroden, an denen die Elektronen für die chemische Reaktion abgegeben oder aufgenommen werden, die jedoch nicht selbst an der Reaktion teilnehmen. Zwischen den Elektroden trennt eine Ionendurchlässige Membran die unterschiedlich geladenen Flüssigkeiten. Für einen Akkumulator mit hoher Leistung muss die Zellfläche eine große Reaktionsoberfläche besitzen. Die Speicherkapazität ist dagegen von der Menge der Flüssigkeiten abhängig.

Die Forschung im Bereich der Redox-Flow Akkumulatoren wurde in den letzten Jahren vorwiegend von australischen und japanischen Unternehmen voran getrieben. Jedoch arbeiten in Deutschland inzwischen drei Fraunhofer Institute daran, die Redox-Flow Akkumulatoren zu verbessern [69]. Einen Durchbruch hatte das Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT auf der Hannover Messe 2013 zu verkünden. Den Forschern ist es gelungen, einen Redox-Flow Akkumulator mit einer Zellgröße von 0,5 m² zu entwickeln. Dies entspricht einer Stackleistung von 25 kW. Üblicherweise haben die Zellen eine Fläche von lediglich 1/16 m² mit einer Stackleistung von nur 2,3 kW. Als

⁷⁹ Tabelle wurde von [52, S. 11] übernommen und angepasst.

nächsten Ziel wird nun eine Zellenleistung von 100 kW angestrebt. Ziel ist es die hohen Kosten für die Reaktionseinheit, die einen großen Einfluss auf die Kosten der Redox-Flow Akkumulatoren ausüben, zu reduzieren [70].

Ein Forschungskonsortium um die HAW Hamburg verfolgt einen anderen Weg, um den Redox-Flow Akkumulator zu verbessern. Ziel ist es auf einen der beiden Flüssigkeitstanks zu verzichten, indem die Protonen und Elektronen, welche für die Reaktion eines Vanadium-Redox-Flow Akkumulators unabdingbar sind, aus der Luft entnommen werden. Dies will man durch einen Katalysator erreichen, der die Luftfeuchtigkeit⁸⁰ in Sauerstoff, Protonen und Elektronen aufspaltet. Die Elektronen werden über eine Elektrode aufgenommen und über den Stromkreis zur zweiten Elektrode geleitet, wo sie mit den durch die Membran diffundierten Protonen und dem Vanadium chemisch reagieren. Der Sauerstoff wird für die weitere Reaktion nicht benötigt und kann entweichen. Auf diese Weise lässt sich der Vanadium Redox-Flow Akkumulator (die Flüssigkeit in dem verbliebenen Tank) beladen. Mit den derzeitigen Katalysatoren ist jedoch eine anschließende Entladung noch nicht möglich. Das Konsortium arbeitet daran, einen Katalysator zu finden, der ein be- und entladen ermöglicht, sowie an weiteren Verbesserungspotentialen. Jedoch wird es sicherlich noch Jahre dauern, bis ein Redox Flow Akkumulator mit nur noch einem Flüssigkeitstank auf dem Markt verfügbar ist [69].

Kommerziell verfügbar sind bereits Redox-Flow Akkumulatoren, welche aus zwei Flüssigkeitsbehältern und einer Reaktionseinheit⁸¹ bestehen. Dabei wird bereits ein Leistungsbereich von wenigen Kilowatt bis in den Megawattbereich angeboten. Am weitesten verbreitet ist hier der Vanadium Redox-Flow Akkumulator, welcher z.B. von den Firmen Cellstrom, Sumitomo und Prudent Energy angeboten wird. Ansonsten gibt es noch den Zink-Brom-Akkumulator von ZBB Energy sowie RedFlow oder den Eisen-Chrom-Akkumulator von EnerVault [71] [72].

Die spezifischen Investitionskosten für einen Vanadium Redox-Flow Akkumulator mit einer Leistung von 10 kW und einer Speicherkapazität von 100 kWh liegen derzeit bei rund 1.250 €/kWh⁸² (netto). Die spezifischen Investitionskosten für den selben Akkumulatortyp jedoch mit einer höheren Speicherkapazität von 130 kWh (größere Elektrolytbehälter) liegen derzeit bei rund 1.050 €/kWh⁸³ (netto). Bei einer Erhöhung der Leistung auf 20 kW erhöhen sich hingegen bei einer gleichbleibenden Speicherkapazität von 100 kWh die spezifischen Investitionskosten auf derzeit rund 1.590 €/kWh⁸⁴ (netto) [73].

Da die Kapazitätserweiterung einfach und relativ kostengünstig durch die Vergrößerung der Tanks inkl. Flüssigkeiten erreicht werden kann, eignen sie sich besonders für große

⁸⁰ Ein Sauerstoffmolekül besteht aus einem Sauerstoffatom und zwei Wasserstoffatomen. Ein Wasserstoffatom wiederum besteht aus einem Proton und einem Elektron.

⁸¹ Die Reaktionseinheit kann wiederum aus einer Vielzahl an Stacks bestehen.

⁸² z.B. CellCube von Cellstrom mit einer Leistung von 10 kW und einer Speicherkapazität von 100 kWh.

⁸³ z.B. CellCube von Cellstrom mit einer Leistung von 10 kW und einer Speicherkapazität von 130 kWh.

⁸⁴ z.B. CellCube von Cellstrom mit einer Leistung von 20 kW und einer Speicherkapazität von 100 kWh.

Energiespeicher mit geringer Leistung, da somit die spezifischen Kosten je Energieeinheit reduziert werden können. Aufgrund dieses Kostenverhältnisses und der geringen Energiedichte, eignen sich Redox-Flow Akkumulatoren weniger für den Einsatz in Einfamilienhäusern zur Eigenverbrauchserhöhung sondern vielmehr zur Netzstabilisierung mit hohen Ladezyklen.

In Tabelle 8 sind die Rahmendaten für Redox-Flow Akkumulatoren für Heute und in Zukunft dargestellt⁸⁵.

Vanadium-Redox-Flow Akkumulatoren	Heute	2020 - 2030
Wirkungsgrad Laden-Entladen inkl. Umrichter	70 % bis 80 %	75 % bis 85 %
Energiedichte	20 Wh/l bis 70 Wh/l	> 50 Wh/l
Zykluslebensdauer	> 10.000	>10.000
Kalendarische Lebensdauer	10 bis 20 Jahre	15 bis 20 Jahre
Entladetiefe (DoD)	bis 100 %	bis 100 %
Selbstentladung	sehr gering	sehr gering
Leistungsbezogene Investitionskosten (Umrichter, Pumpen, Stack)	1.000 €/kW bis 3.500 €/kW	800 €/kW bis 1.200 €/kW
Energiebezogene Investitionskosten	300 €/kWh bis 500 €/kWh	150 €/kWh bis 250 €/kWh
Anforderungen Aufstellort	Bislang sind keine speziellen Anforderungen definiert.	
Vorteile der Technologie bei Einsatz zur Einspeiseglättung	Unabhängige Anpassung der Leistung und Speicherkapazität an die individuellen Anforderungen.	
Nachteil der Technologie bei Einsatz zur Einspeiseglättung	Einsatz von großen Schwefelsäuremengen kritisch (Vanadium Redox-Flow), hoher Wartungsaufwand	

Tabelle 8 – Rahmendaten von Vanadium-Redox-Flow Akkumulatoren [52, S. 11]

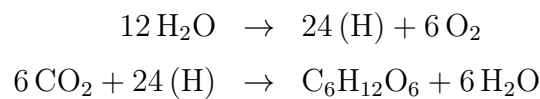
3.2 Chemische Energiespeicher

Seit jeher nutzt der Mensch chemische Energiespeicher. Dabei verfügt er bisher jedoch weitestgehend über natürlich entstandene Energiespeicher. Angefangen bei Holz über Kohle, Erdöl (inkl. der Erzeugnisse) bis hin zum Erdgas. Da die Energie der Sonne lediglich in Pflanzen durch die Photosynthese in einem für den Menschen überschaubaren Zeitraum nutzbar gespeichert wird, kann hier von einem regenerativen Energieträger gesprochen werden, wenn je Jahr die selbe Menge an Biomasse nachwächst und somit Kohlendi-

⁸⁵ Tabelle wurde von [52, S. 17] übernommen und angepasst.

oxid bindet, wie durch die energetische Nutzung freigesetzt wird. Die übrigen genannten Energieträger entstehen aus organischen Materialien auf natürlichem Weg, über lange Zeiträume unter Einfluss von hohem Druck und Temperaturen. Daher wird hier weniger von Energiespeichern sondern vielmehr von (fossilen) Energieträgern – welche genutzt werden können – gesprochen.

Bei der Photosynthese wird zunächst das Wasser in die Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Daraufhin wird das Kohlendioxid mit dem Wasserstoff zu Wasser sowie Glucose ($C_6H_{12}O_6$) verbunden. Die Sonnenenergie wird auf diese Weise in der Pflanze in Form von Biomasse gespeichert. Als Abfallprodukt entsteht somit lediglich Sauerstoff.

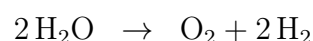


Bei der natürlichen Speicherung der Sonnenenergie durch die Photosynthese wird lediglich ein Wirkungsgrad von ca. 1 % erreicht [74, S. 24]. Jedoch verfügt Glucose über eine Energiedichte von rund 4.300 Wh/kg bzw. 2.600 Wh/l und somit über ein vielfaches der bisher bekannten elektrochemischen Energiespeicher [75]. Daraus lässt sich schließen, dass chemische Energiespeicher die Speicherung einer großen Menge an Energie, jedoch mit einer geringeren Effizienz ermöglichen.

Die von der Natur genutzte Methode der chemischen Energiespeicherung kann, um Energie zu speichern, durch den Menschen nachgeahmt werden. Dabei muss ebenso wie in der Natur zunächst die Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff erfolgen. Da als Ziel die Speicherung (Nutzung) von elektrischer Energie verfolgt wird, geschieht die Aufspaltung durch die Elektrolyse. Daraufhin kann der Wasserstoff mit Kohlendioxid zu verschiedenen chemischen Verbindungen überführt werden. Sowohl die Elektrolyse als auch die anschließende Methanisierung wird in der Fachliteratur als „Power to Gas (P2G)“ bezeichnet.

3.2.1 Elektrolyse

Bei der Elektrolyse wird Wasser (H_2O) in seine molekularen Bestandteile Sauerstoff (O_2) und Wasserstoff (H_2) mit Hilfe von elektrischer Energie (Gleichspannungsquelle) aufgespalten. Für die Gewinnung von 1 kWh Wasserstoff werden ungefähr 300 ml Wasser benötigt [77, S. 14].



Die Elektrolyse wurde bereits 1800 entdeckt und wurde seitdem zur Wasserstoffgewinnung für die stoffliche Nutzung angewandt. Die Elektrolyse wurde jedoch weitgehend durch die Reformierung von fossilen Kohlenwasserstoffen zur Wasserstoffgewinnung im industriellen Maßstab verdrängt [76, 77, S. 11 ff]. Erst in den letzten Jahrzehnten erhöhte sich die Aufmerksamkeit für die Elektrolyse erneut. Dies ist durch die Energiespeicherproblematik in Bezug auf den raschen Ausbau der erneuerbaren Energien sowie dem Enthusiasmus für Brennstoffzellenfahrzeuge in den 90er Jahren des letzten Jahrhunderts zu erklären. Somit wurde der Fokus von der beliebigen Gewinnung von Wasserstoff für die stoffliche Nutzung hin zu einer möglichst regenerativen Bereitstellung für Brennstoffzellenfahrzeuge und als Energiespeicher für regenerative Stromüberschüsse gelegt.

Im industriellen Maßstab kommen weitestgehend Alkalische Elektrolyseure zum Einsatz. Inzwischen sind jedoch auch Membran Elektrolyseure (proton exchange membrane = PEM) zunehmend, besonders im kleineren Leistungsbereich, kommerziell verfügbar. Dabei kommen Elektrolyseure derzeit dort zum Einsatz, wo Stromüberschüsse besonders günstig verfügbar sind oder der Wasserstoff für eine stoffliche Verwendung benötigt wird⁸⁶. Andere Verfahren wie z.B. die Hochtemperaturelektrolyse haben die Marktreife noch nicht erlangt, stellen für die Zukunft aber interessante Alternativen dar [77, S. 13 f].

3.2.1.1 Alkalische Elektrolyseure (AEL)

Bei alkalischen Elektrolyseuren werden die beiden Elektroden durch ein Diaphragma

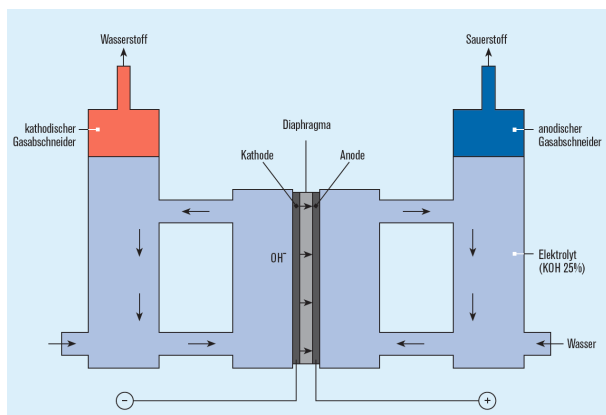


Abbildung 43 – Prinzip des alkalischen Elektrolyseurs [77, S. 14]

getrennt. Dieses Diaphragma trennt die beiden Reaktionsgase Wasserstoff und Sauerstoff nach der Aufspaltung des Wassers voneinander, damit diese separiert genutzt werden können. Um einen Stromfluss zu ermöglichen, muss das Diaphragma jedoch gleichzeitig ein Hindurchdiffundieren der Ionen ermöglichen. Um die Leitfähigkeit des Wassers zu ermöglichen (zu verbessern), wird dem Wasser meist ca. 30 % Kalilauge hinzugegeben. Da reines Wasser nahezu keinen Strom leitet, dient die Zugabe von Lauge der Verunreinigung des Wassers

und macht dieses zum leitenden Elektrolyten. Die Lauge wird dabei nicht verbraucht. Um die Leistung des Elektrolyseurs zu erhöhen, werden mehrere Einzelzellen elektrisch in Reihe geschaltet, wodurch theoretisch beliebige Stackleistungen erreicht werden können [77, S. 13 f]. Kommerziell erhältlich sind derzeit Stackleistungen zwischen ca. 5 kW_{el}

⁸⁶ Bei einer vor Ort Gewinnung entfällt somit die Wasserstoffanlieferung und zum Teil auch die Lagerung.

bis ca. 3.400 kW_{el}. Da die ökonomischen Vorteile, welche bedingt durch die Peripherie bei größeren Modulen entstehen, sich ab einer Leistung von ca. 450 kW_{el} nicht essentiell weiter erhöhen, bestehen große Elektrolyseure vorzugsweise aus mehreren parallel geschalteten Modulen. Der größte Elektrolyseur mit einer Leistung von 156 MW_{el} wurde in Ägypten am Assuan-Staudamm errichtet.

Die alkalische Elektrolyse hat sich im großen Leistungsbereich als Standard etabliert. Da die alkalischen Elektrolyseure vorwiegend Wasserstoff für die stoffliche Nutzung in der Industrie bereitstellen, verfolgte die Entwicklung einen möglichst durchgängigen Volllastbetrieb bei möglichst hohen Wirkungsgraden. Für große AEL im Industriebereich wurde somit eine Verfügbarkeit von 98 % bei einem Wirkungsgrad von rund 80 % bezogen auf den Brennwert und rund 68 % bezogen auf den Heizwert⁸⁷ von Wasserstoff bei Volllastbetrieb erreicht. Bei alkalischen Elektrolyseuren ist zusätzlich zwischen Atmosphärischen- und Druckelektrolyseuren zu unterscheiden. Während die Druckelektrolyseure bei geringer Anlagenleistung einen besseren Wirkungsgrad erreichen, nähern sich die Wirkungsgrade bei größeren Anlagenleistungen einander an.

Die Lebensdauer von AEL hängt von der Betriebsweise ab. Temperaturschwankungen wirken sich z.B. negativ auf die Materialalterung aus. Somit lässt sich keine pauschale Aussage treffen. Die derzeit weitestgehend bei Nennleistung eingesetzten Druckelektrolyseure erreichen eine Lebensdauer von über 50.000 h. Wobei die meisten Elektrolyseure nach ca. 7 bis 12 Jahren generalüberholt werden müssen. Druckelektrolyseure von der Firma LURGI wurden dagegen zum Teil über 20 Jahre ohne Überholung der Module betrieben. In welchem Umfang sich ein dynamischer Betrieb auf die Lebensdauer auswirkt, lässt sich derzeit schwer abschätzen.

Im Gegensatz zum derzeit verbreiteten Volllastbetrieb von AEL ist zur Speicherung von volatil erzeugtem Überschuss EE-Strom ein dynamischer Lastbetrieb erforderlich. Für die kommerziell verfügbaren AEL geben die meisten Hersteller an, dass eine Leistungsreduzierung auf 20 - 40 % der Nennleistung möglich ist. Die elektrochemische Reaktion der Wasseraufspaltung reagiert praktisch verzögerungsfrei, daher ergibt sich die Reaktionsgeschwindigkeit aus den übrigen Systemkomponenten wie z.B. Pumpen oder Produktgas-Separatoren. Somit ist das dynamische Verhalten des AEL von der Optimierung dieser Komponenten abhängig. Bei einem andauernden Teillastbetrieb entsteht zudem die Problematik, dass die derzeit kommerziell verfügbaren AEL nicht für einen andauernden Teillastbetrieb ausgelegt sind, was sich z.B. in nicht geregelten Umwälzpumpen der Laugelösung bemerkbar macht. Die absolute Verunreinigung der Produktgase durch das jeweilig andere Produktgas ist bei der derzeit eingesetzten Technik unabhängig von dem Betriebspunkt. Somit steigt die prozentuale Konzentration der Verunreinigung bei einer geringeren Gasproduktion an. Durch Änderungen in der Konstruktion lassen sich diese

⁸⁷ Bei einer anschließenden Rückverstromung ist der Wirkungsgrad bezogen auf den Heizwert von Bedeutung.

Effekte minimieren, was eine Leistungsreduzierung auf rund 5 % der Nennleistung ermöglichen dürfte. Ein weiterer Punkt, der beachtet werden muss, ist die Betriebstemperatur von 50 - 80 °C der Elektrolyseure. Die benötigte Wärme für den Nennbetrieb entsteht durch die elektrochemische Reaktion der Wasseraufspaltung. Bei einem Kaltstart entsteht die Betriebswärme erst durch die langsam steigende Reaktion. Alternativ kann der Elektrolyseur im Standby-Betrieb auf Betriebstemperatur gehalten werden, was wiederum mit einem Energieaufwand verbunden ist. Gerade bei Druckelektrolyseuren erfolgt nach einem Abschaltvorgang (z.B. nach einem Überschuss an EE-Strom) eine Querdiffusion der Produktgase aus dem Elektrolyten durch die Membran. Eine somit entstehende Verunreinigung der Produktgase kann sogar eine Spülung des Elektrolyseurs vor der erneuten Inbetriebnahme erfordern um die Gasqualität aufrecht zu erhalten. Der Gesamtwirkungsgrad reduziert sich somit bei häufigen An- und Abfahrten des Druckelektrolyseurs, da jedes mal bereits erzeugtes Produktgas verloren geht. Daraus kann geschlossen werden, dass atmosphärische AEL zur Speicherung der elektrischen Überschussenergie von Windkraft- und Photovoltaikanlagen gegenüber Druckelektrolyseuren vorteilhaftere Eigenschaften besitzen [77, S. 10 ff].

3.2.1.2 Membran Elektrolyseure (PEMEL)

Im Gegensatz zum AEL liegen beim Membran Elektrolyseur die Elektroden unmittelbar an einer sauren Membran an, welche die Elektroden voneinander trennt. Die porösen Elektroden sind sowohl für die Ionen als auch für die Wassermoleküle durchlässig.

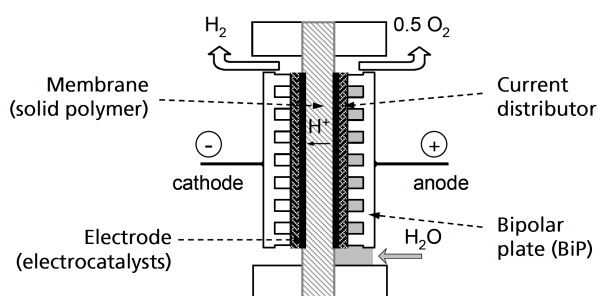


Abbildung 44 – Funktionsprinzip einer PEM Elektrolysezelle [77, S. 13]

Aufgrund der sauren Membran wird im Gegensatz zur AEL kein Elektrolyt sondern reines Wasser zur Aufspaltung in Wasserstoff und Sauerstoff benötigt. Die Wasserstoffionen (Protonen) können durch die Membran hindurch diffundieren und verbinden sich mit den Elektronen von der Kathode zu Wasserstoffatomen und paarweise schließlich zu Wasserstoffmolekülen.

Die PEMEL konnte sich bisher überwiegend im kleinen Leistungsbereich etablieren⁸⁸. Es werden Module bis zu einer Leistung von je ca. 150 kW_{el} angeboten. Der Systemwirkungsgrad variiert dabei je nach Modulleistung von 38 - 68 % bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff. Je höher die Systemleistung, desto besser wird dabei der Wirkungsgrad, da der Anteil des Strombedarfs der Peripherie sich im Vergleich zum Gesamtstrombedarf reduziert. Somit verfügen die größeren PEM-Elektrolyseure mit einer Leistung von ca. 150 kW_{el} über ähnlich hohe Wirkungsgrade wie

⁸⁸ Dennoch werden z.B. von der Firma ITM Power PEM-Elektrolyseur Containermodullösungen bis zu einer Leistung von 1 MW angeboten [79].

die AEL. In den letzten zehn Jahren wurde die Lebensdauer von PEM-Elektrolyseuren entscheidend verbessert. Nach wie vor stellt die Membran die bedeutendste Schwachstelle eines PEMEL dar. Aufgrund von mechanischer Belastung, ausgelöst durch Druck oder Temperaturspannungen, können an der Membran punktuelle Schwachstellen entstehen, welche ein verstärktes Diffundieren von Fremdgasen ermöglichen. Dies hat eine Reduktion der Reinheit der Produktgase und vor allem einen Verlust von Wasserstoffmolekülen an der Kathodenseite zur Folge, was den Wirkungsgrad negativ beeinflusst. Bei einer intakten Membran hat die PEM Technologie jedoch gegenüber einem AEL den Vorteil, dass die Diffusion von Fremdgasen beim Teillastbetrieb geringer ausfällt. Somit lassen sich theoretisch PEMEL bis auf 0 % der Nennleistung reduzieren. Jedoch wird eine ökonomische Grenze bei 5 % gesehen, da der Strombedarf der Peripherie Komponenten ansonsten nicht im Verhältnis zur erzeugten Wasserstoffmenge steht⁸⁹.

Sowohl beim AEL als auch beim PEMEL reagiert die elektrochemische Reaktion praktisch verzögerungsfrei bei einer Lastanpassung. Somit sind bei beiden Technologien die übrigen Komponenten der begrenzende Faktor. Aufgrund der bauartbedingt geringeren Masse (geringere thermische Kapazität) des PEMEL gegenüber AEL ist hier ein dynamischer Betrieb möglich. Dies wirkt sich auch beim Kaltstart beschleunigend aus. Auch wenn bereits mit den kommerziell erhältlichen PEMEL ein dynamischerer Betrieb im Vergleich zu AEL möglich ist, entstehen beim Standby-Betrieb oder Aus- und Anschalten ähnliche Probleme wie beim AEL. Die Fremdgasanreicherung wirkt sich zwar nicht so stark aus, da die Ionen rekombinationsfreudig sind, jedoch haben die thermischen Spannungen einen negativen Einfluss auf die Materialien insbesondere auf die Membran, was sich negativ auf die Lebensdauer auswirkt [77, S. 13 ff].

3.2.1.3 Brennstoffkosten Wasserstoff

Aufgrund des Wirkungsgradverlustes stellt sich auch die Frage nach den Gestehungskosten für die Generierung von Wasserstoff per Elektrolyse. Aus Abbildung 45 auf der nächsten Seite können die Wasserstoffgestehungskosten bei unterschiedlichen Stromkosten sowie jährlichen Volllaststunden für die Jahre 2020 und 2050 entnommen werden. Die Grafiken wurden in der Studie: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ veröffentlicht. Bei dem Elektrolyseur handelt es sich um einen Druckelektrolyseur der im Szenario 2020 (linke Abbildung) mit einem Wirkungsgrad in Höhe von 68 % und spezifischen Investitionskosten von 800 €/kW_{el} und im Szenario 2050 (rechte Abbildung) mit einem Wirkungsgrad in Höhe von 77 % und spezifischen Investitionskosten von 600 €/kW_{el} angenommen wurde. Hier zeigt sich deutlich, dass die Investitionskosten sich bei geringen Volllaststunden unterhalb von 2.000 h/a massiv auf die Wasserstoffge-

⁸⁹ Aufgrund des zum Teil gleichbleibenden Strombedarfs der Peripherie Komponenten reduziert sich der Wirkungsgrad des Systems bei Teillast da weniger Wasserstoff gewonnen wird.

stehungskosten auswirken. Die Problematik besteht nun darin, dass eine reine dezentrale Stromüberschussnutzung für den Elektrolyseur nur mit einer geringen Zahl an Volllaststunden verbunden ist. Die Volllaststunden für eine durchschnittliche Photovoltaikanlage in Deutschland liegen bei rund 1.000 und für eine durchschnittliche Windkraftanlage bei rund 2.000 Stunden. Dies bedeutet, dass die Wasserstoffgestehungskosten eines Elektrolyseurs, selbst wenn der vollständige Strom einer Photovoltaik- oder Windkraftanlage dezentral für die Elektrolyse genutzt wird (nicht nur die Stromüberschüsse), sich im steilen Bereich der Kostenkurve (hohe Kosten) befinden. Somit würden sich, selbst wenn der Strom mit 0 ct/kWh⁹⁰ angerechnet wird, Wasserstoffgestehungskosten in Höhe von rund 12,5 ct/kWh (6,5 ct/kWh)⁹¹ im Szenario 2020 und immer noch 8,5 ct/kWh (4 ct/kWh) im Szenario 2050 ergeben.

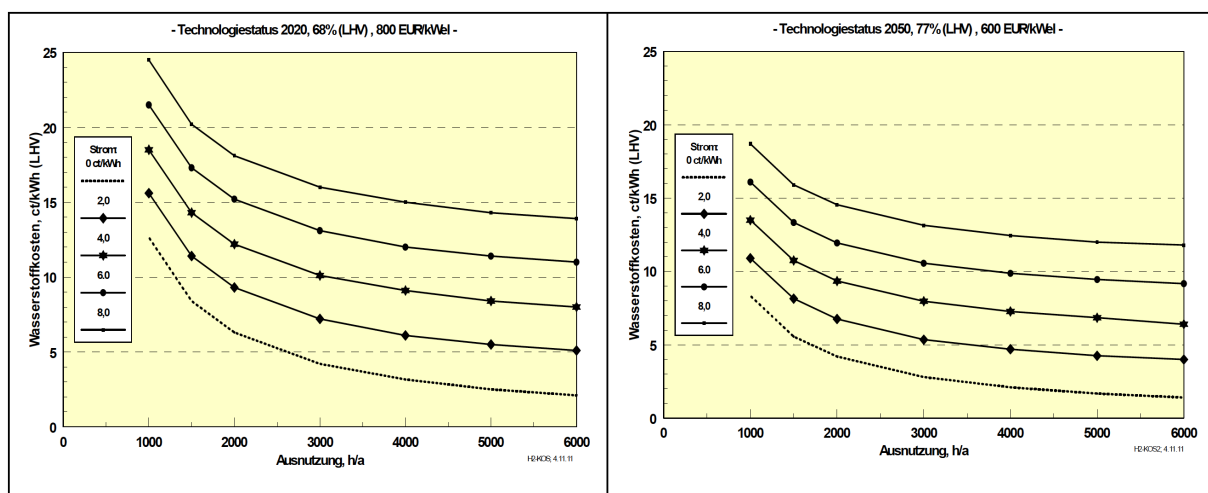


Abbildung 45 – Wasserstoffgestehungskosten (Geldwert 2009) frei Elektrolyse (60 bar) je nach Auslastung und Stromkosten für die Zeiträume 2020 (links) und 2050 (rechts); Zinssatz 6%/a, Abschreibung 20 a, Wartung/Betrieb 2% Inv./a [88, S. 94]

Um wirtschaftlich darstellbare Wasserstoffgestehungskosten zu erreichen, müssen sowohl die Stromkosten für die Elektrolyse möglichst niedrig sein, als auch die Volllaststunden erhöht werden. Dies hätte jedoch zur Folge, dass der Elektrolyseur nicht nur mit dem Überschussstrom einer dezentralen EE-Anlage betrieben werden kann. Eine gewisse Verbesserung ließe sich erreichen, wenn ein Hybridkraftwerk aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen als Stromquelle diene. Alternativ ließe sich auch die Leistung des Elektrolyseurs nur auf eine Teilleistung von z.B. 30 % der EE-Anlagen auslegen. Somit ließen sich die Volllaststunden des Elektrolyseurs erheblich steigern. Dies hätte jedoch wiederum zur Folge, dass auch dann Strom für die Elektrolyse genutzt wird, wenn unter Umständen gar

⁹⁰ Eine Annahme nahe 0 ct/kWh ist denkbar, wenn die EE-Anlage aufgrund von Stromüberschüssen ansonsten abgeschaltet werden müsste und die dezentrale Elektrolyse sich nicht negativ auf eine Entschädigung nach § 12 EEG auswirken würde.

⁹¹ Die Werte außerhalb der Klammern stehen für 1.000 Volllaststunden des Elektrolyseurs. z.B. PV-Anlage
Die Werte innerhalb der Klammern stehen für 2.000 Volllaststunden des Elektrolyseurs. z.B. Windkraftanlage

kein Stromüberschuss die Stromnetze belastet.

Durch einen Anschluss eines Elektrolyseurs an das deutsche Stromnetz – unabhängig von einer EE-Anlage – ließen sich Stromüberschüsse Deutschlandweit nutzen. Jedoch besteht die Problematik, dass lokale Stromüberschüsse an einem anderen Ort dazu führen können, dass die Netze überlastet werden und die EE-Anlagen abgeschaltet werden müssen und daher an dem Netzanschlusspunkt des Elektrolyseurs kein Stromüberschuss nutzbar ist. Erst wenn der Zubau der EE-Anlagen eine Leistung entwickelt hat bzw. die Übertragungsnetze ausreichend ausgebaut sind, dass nationale anstelle der lokalen Netzüberlastungen üblich werden, ließe sich somit eine Erhöhung der Volllaststunden bei zentralen Elektrolyseanlagen erreichen. Da in den nächsten Jahren nicht mit einer solchen Entwicklung zu rechnen ist, wird dieser Anwendungsfall hier nicht weiter betrachtet.

Für die Wasserstoffgestehungskosten aus Abbildung 45 auf der vorherigen Seite gilt, dass diese entweder für eine direkte Nutzung (z.B. stoffliche Nutzung) oder zzgl. der Kosten für eine weitergehende Nutzung zu sehen sind. Da es vielfältige Möglichkeiten für die weitere Nutzung von Wasserstoff gibt, muss je nach Anwendungsfall eine Berücksichtigung der weiteren Kosten erfolgen, um die Gesamtkosten mit einem Referenzwert vergleichen zu können. Bei den weiteren Kostenpunkten handelt es sich z.B. um die Wasserstoffspeicherkosten ohne eine Rückverstromung. Dabei müssen der Wirkungsgrad der Speicherung sowie der Rückverstromung genauso wie die jeweiligen Investitionskosten berücksichtigt werden. Aufgrund der vielfältigen Konstellationsmöglichkeiten wurde an dieser Stelle keine Kostenaufstellung vorgenommen. Jedoch sei darauf verwiesen, dass der Wasserstoff bei einer Rückverstromung in erster Linie gegen flexible Erdgaskraftwerke (Erdgas-BHKW) konkurriert. Somit können hier als Richtwert die Wasserstoffgestehungskosten zzgl. Wasserstoffspeicherkosten mit den klassischen Erdgasbezugskosten in Relation gesetzt werden.

3.2.1.4 Wasserstoffspeicherung

Für die Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher ist die Speicherung von Wasserstoff unabdingbar. Dabei bestehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten. Entweder der Wasserstoff muss, bis er an der Stelle der Generierung benötigt wird, lokal gespeichert werden oder durch eine geeignete Logistik an einem anderen Ort gespeichert oder genutzt werden.

Lokale Wasserstoffspeicher

Bei Wasserstoff handelt es sich um ein flüchtiges Gas, welches nur etwa ein Drittel der volumetrische Energiedichte von Methan hat [80]. Dies hat zur Folge, dass eine Speicherung von Wasserstoff verhältnismäßig aufwendig ist. Zunächst wird daher versucht, die Dichte von Wasserstoff zu erhöhen. Dafür kann dieser entweder durch Druck komprimiert oder durch Wärmezug verflüssigt werden.

Die geringe Energiedichte von 3 kWh/m^3 bezogen auf den Heizwert, bei einem Druck von 1 bar, erhöht sich durch die Komprimierung des Wasserstoffes auf einen Druck von 350 bar auf rund 800 kWh/m^3 bzw. Wh/l . Somit kann mit Wasserstoff in Druckbehältern beim selben Volumen bereits doppelt so viel Energie gespeichert werden, wie mit derzeitigen Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Nicht berücksichtigt wurde hier das Volumen des Druckbehälters, welches jedoch bei größeren Speichern im Verhältnis zum Gasvolumen vernachlässigt werden kann.

Kritisch ist bei der Speicherung von Energie zu sehen, dass für die Kompression von Wasserstoff auf 350 bar rund 10 % und bei 700 bar⁹² bereits rund 15 % der im Wasserstoff enthaltenen Energie zusätzlich benötigt wird [81, S. 72 ff]. Dies schmälert den Gesamtwirkungsgrad erheblich. Je geringer der Speicherdruck, auf den der Wasserstoff komprimiert werden muss, gewählt wird, desto energetischer fällt die Speicherung aus. Jedoch muss um die selbe Energiemenge speichern zu können das Speichervolumen erhöht werden, was sich wiederum in erhöhten Investitionskosten und Platzbedarf niederschlägt. Um die Energiedichte weiter zu erhöhen, besteht neben einer weiteren Druckerhöhung auch die Möglichkeit den Wasserstoff zu verflüssigen und somit drucklos lagern zu können. Dazu muss der Wasserstoff auf unter -253 °C abgekühlt werden. Im flüssigen Zustand hat Wasserstoff eine Energiedichte von rund 2.400 kWh/m^3 . Im Vergleich zur gängigen Drucklagerung bei 300 bar hat der Wasserstoff somit die dreifache Energiedichte. Aufgrund der niedrigen Temperatur werden für die Lagerung von flüssigem Wasserstoff besonders gut gedämmte Speicher benötigt. Die Speicher werden mit einer Abgas-/Abdampfkühlung versehen, welche durch das Verdampfen von ein bis zwei Prozent des Inhalts je Tag das Erwärmen des Speicherinhalts verhindert [82]. Wenn der Wasserstoff nicht genutzt werden kann, handelt es sich hierbei um einen Verlust. Für die Verflüssigung des Wasserstoffs wird rund ein Drittel der im Wasserstoff enthaltenen Energie zusätzlich benötigt [77, S. 15 ff]. Aufgrund der hohen Verluste bei der Verflüssigung und Lagerung ist eine flüssige Wasserstoffspeicherung bei langen Speicherzeiten und ausreichendem Platzangebot gegenüber einer Druckspeicherung uninteressant.

Neben der Verflüssigung kann Wasserstoff ebenfalls drucklos in Metallen gespeichert werden. Dabei dissoziieren Moleküle an der sauberen (nicht oxidierten) metallischen Oberfläche zu Wasserstoffatomen. Die Wasserstoffatome können daraufhin in die Gitterstruktur des Metalls eindringen und binden sich in das Metallgitter ein, wodurch Metallhydrid entsteht. Dabei wird die Bindungsenergie in Form von Wärme abgegeben. Auf diese Weise kann bei den heute genutzten Materialien eine Energiedichte erreicht werden, die bei mehr als dem doppeltem (rund 5.000 kWh/m^3) von flüssigem Wasserstoff liegt. Durch erneutes Zufügen der Bindungsenergie in Form von Wärme kann der Metallhydridspeicher wieder entladen werden [77, S. 15 ff].

⁹² Wasserstoff hat bei einem Druck von 700 bar eine Energiedichte von rund 1.300 kWh/m^3 .

Bei den Metallhydridspeichern der Französischen Firma McPhy besteht die Besonderheit darin, dass die Metallhydridspeichermodule mit PCM (phase-change-material) ummantelt sind, wie aus Abbildung 46 zu erkennen ist.

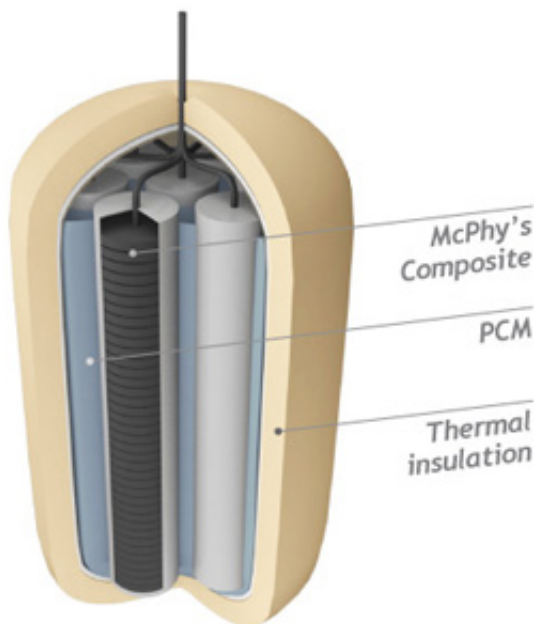


Abbildung 46 – Metallhydridspeicher mit PCM Wärmespeicher von McPhy [83]

Das PCM erfährt aufgrund der Wärmezufuhr durch die Bindungsenergie beim Beladen des Speichers einen Phasenübergang. Wenn der Speicher entladen werden soll, gibt das PCM die im Phasenwechsel gebundene Wärme als reversiblen Prozess wieder an das Metallhydrid ab [83]. Der Wärmeverlust des PCM an die Umgebung wird wiederum durch eine Wärmedämmung reduziert.

In einem Phasenwechsel kann ein Material erhebliche Mengen an Energie im Vergleich zu einer Temperaturänderung speichern. Wasser kann zum Beispiel je Kilogramm und Kelvin 4,2 kJ aufnehmen. Beim Schmelzen nimmt Eis hingegen ohne Temperaturänderung bis es vollständig geschmolzen ist, eine Energie von rund 333 kJ auf. Somit müsste die selbe Menge Wasser auf rund 80 °C erwärmt werden um die Schmelzenergie ein weiteres mal zu speichern. Ähnlich verhält es sich – jedoch mit einer anderen Wärmekapazitäten und anderen Temperaturen – bei dem PCM des Metallhydridspeichers. Somit lässt sich der Energiebedarf für die Wasserstoffspeicherung auf ein Minimum reduzieren.

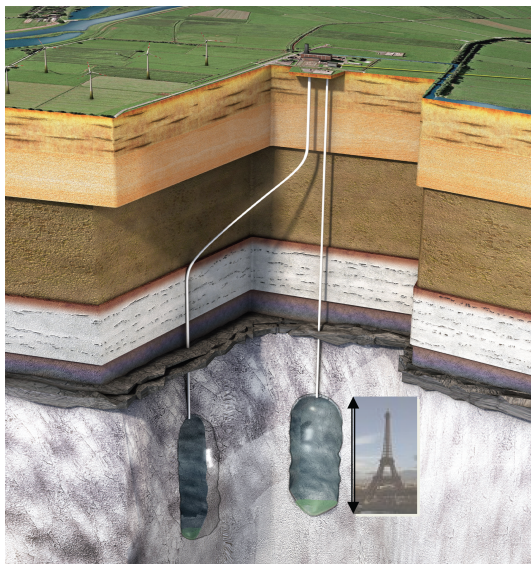


Abbildung 47 – Salzkaue z.B. zur Speicherung von Wasserstoff [84, S. 9]

Prinzipiell besteht auch die Möglichkeit den Wasserstoff bei moderatem Druck (60 - 180 bar) in Kavernen zu speichern. Dabei handelt es sich im Gegensatz zu den bisher beschriebenen Speichertechniken jedoch um eine zentrale Speichertechnologie,

da das Speichervolumen (typisches Volumen rund 50.000 m³) einer Kaverne die Speicherung von erneuerbaren Energien vor einer Netzeinspeisung bei weitem übersteigt. In dieser Arbeit wird der Fokus auf Energiespeicher zur Entlastung des elektrischen Netzes

gelegt. Eine lokale oder regionale Netzüberlastung, bedingt durch die Einspeisung der erneuerbaren Energien, kann eine zentrale Speichertechnologie nicht verhindern/beheben. Erschwerend kommt hinzu, dass die Speicherung von Wasserstoff in Kavernen in Konkurrenz zur derzeitig praktizierten Kavernenspeicherung von Erdgas sowie zukünftigen Druckluftspeichern oder der etwaigen zukünftigen Untertagelagerung von Kohlendioxid (CCS) steht. Dabei kann bei gleichem Druck mit Wasserstoff lediglich ein Drittel der Energiemenge wie mit Erdgas gespeichert werden. Derzeit erfolgt in Deutschland keine kommerzielle Speicherung von Wasserstoff in Kavernen. Ob sich dies in Zukunft ändern wird, kann aufgrund der Konkurrenz zu Speicherung von Erdgas/Methan in Frage gestellt werden. In England und den USA werden Wasserstoffuntertagespeicher jedoch bereits seit rund 10 Jahren erfolgreich genutzt [84].

Wasserstofflogistik

Wenn der Wasserstoff nicht am Ort der Gewinnung benötigt wird oder am Ort, wo er benötigt wird, nicht gewonnen werden kann, ist ein Transport von Wasserstoff unausweichlich. Der Transport von Wasserstoff kann entweder in flüssiger Form durch Flüssig-



Abbildung 48 – links: Gas Trailer [85]
rechts: Flüssig-Containerfahrzeug [86]

Containerfahrzeuge oder gasförmig in Gas-Trailern oder bei kleinen Mengen in Druckgasflaschen erfolgen. Alternativ kann Wasserstoff auch bei großen Mengen über Wasserstoffpipelines transportiert werden. Dabei handelt es sich jedoch bisher um keine flächendeckenden Netze. Im Industriegebiet Leuna betreibt zum Beispiel die Firma Linde AG das nach ihrer Aussage „modernste Rohrleitungsnetz für Wasserstoff in Europa“ mit einer Länge von 80 km [87]. Dass Wasserstoffpipelines keine neue Erfindung sind, beweist das Wasserstoffnetz im Ruhrgebiet, welches bereits seit 1938 mit einer Länge von ungefähr 230 km betrieben wird. Zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden wird ein Netz mit einer Länge von ca. 810 km und in Nordamerika ein Netz mit einer Länge von ca. 1.000 km betrieben [77, S. 20]. Im Vergleich zum weitestgehend flächendeckenden Erdgasnetz handelt es sich in Deutschland bei Wasserstoffnetzen bisher nur um ein Nischenprodukt. Jedoch wurden die früheren Stadtgasnetze bereits mit Stadtgas mit bis

zu 50 % Wasserstoffanteil betrieben. Das Stadtgas wurde inzwischen jedoch durch den Einsatz von Erdgas verdrängt. Theoretisch könnte das bestehende Erdgasnetz auch als reines Wasserstoffgasnetz genutzt werden. Dafür müssten allerdings die Verdichter sowie einige andere Komponenten ausgetauscht werden. Bedingt durch die geringe Dichte von Wasserstoff (höhere Verdichterleistung) hat der Transport über ein Gasnetz im Vergleich zu Erdgas ca. 50 - 80 % höhere Kosten zur Folge. Somit ist ein Transport von Wasserstoff tendenziell ungünstig und nach Möglichkeit zu vermeiden. Außerdem besteht die Problematik, dass die Verbraucher, die derzeit an das Erdgasnetz angeschlossen sind, nicht für den Betrieb mit reinem Wasserstoff geeignet sind.

Falls der Wasserstoff nicht einer stofflichen Nutzung zugeführt werden soll, sondern ausschließlich der Energiespeicherung dient, besteht die Möglichkeit den Wasserstoff nach der Elektrolyse in das bestehende Erdgasnetz einzuspeisen. Somit entsteht ein Mischgas, welches einen Anteil an Wasserstoff enthält. Da die Geräte, welche Erdgas verbrauchen, jedoch nicht für einen größeren Wasserstoffanteil im Erdgasnetz ausgelegt sind, darf der Wasserstoffanteil zu jeder Zeit an jedem Ort im Erdgasnetz einen Anteil von 5 Vol.-% nicht überschreiten. Da Wasserstoff nur ein Drittel der volumetrischen Energiedichte von Erdgas hat, handelt es sich somit lediglich um eine energetische Substitution von maximal rund 1,5 % [88, S. 89 f]. Somit lässt sich vereinzelt Wasserstoff in das Erdgasnetz einspeisen und bilanziell an anderer oder selbiger Stelle wieder entnehmen. Aufgrund des geringen zulässigen Anteils, kann hier jedoch nicht von einer breiten Lösung für die Wasserstoff Speicherung und Logistik gesprochen werden. Die oben genannte Problematik des höheren Energiebedarfes für die Verdichtung des Wasserstoffes wirkt sich in abgeschwächter Form auch bei einem Wasserstoff-Erdgasgemisch aus.

3.2.1.5 Rückverstromung

Es wird allgemein bei einem Energiespeicher davon ausgegangen, dass die Energiequelle, welche zur Beladung des Speichers benötigt wird (in diesem Fall elektrische Energie), wenn auch mit einem Wirkungsgradverlust, wieder aus dem Speicher zurück gewonnen werden kann. Dies ist gerade auch zum Ausgleich der volatilen Bereitstellung von elektrischer Energie durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen spätestens bei einem dominierendem EE-Anteil am Strommarkt unabdingbar. Jedoch ist eine Rückverstromung von reinem Wasserstoff derzeit nicht kommerziell verfügbar. Aufgrund der mangelnden Wasserstoffinfrastruktur, hat sich auch die vielversprechende Brennstoffzellentechnologie bei stationären Anwendungen dahingehend entwickelt, Erdgas als Brennstoff zu nutzen. Dabei setzen die meisten Hersteller inzwischen bei ihren Entwicklungen auf die SOFC Hochtemperaturbrennstoffzelle, bei der die Abspaltung des Wasserstoffs vom Erdgas in den Zellen selbst geschieht. Dagegen wird bei der PEMFC der Wasserstoff in einem vorgeschalteten Reformier durch die Erhitzung von Erdgas mit Wasserdampf auf über 600 °C erst gewon-

nen. Die eigentliche PEMFC benötigt jedoch reinen Wasserstoff und kann somit bei einer ausreichenden Nachfrage bedingt durch lokale Wasserstoffspeicherungen, kommerziell angeboten werden, sobald wettbewerbsfähige Herstellungskosten möglich sind. Der Vorteil der PEMFC (welche im Prinzip eine umgekehrte PEMEL darstellt) ohne Reformer ist die vergleichsweise hohe Reaktionsgeschwindigkeit bei der Inbetriebnahme sowie Leistungsänderung. Der Trägheitsfaktor bei Brennstoffzellen resultiert vor allem aus der Reformation des Erdgases entweder in einem vorgeschaltetem Reformer oder in einer SOFC. Bedingt dadurch, dass die Fahrzeughersteller bei ihren Entwicklungen ebenfalls auf die PEMFC (ohne Reformer, da reiner Wasserstoff getankt werden soll) setzen, kann sich hier trotz der stationären Entwicklung hin zur Erdgasnutzung ein zukünftiges Potential entwickeln. Vorteilhaft wirkt sich bei Brennstoffzellen aus, dass es sich nicht um thermodynamische Maschinen handelt, wodurch elektrische Wirkungsgrade um 60 % als realistisch eingestuft werden können.

Da es sich bei Wasserstoff um ein brennbares Gas handelt, besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit Blockheizkraftwerke oder Gasturbinen sowie Dampfprozesse mit Wasserstoff als Brennstoff zu betreiben. Dampfprozesse und Gasturbinen sind weitestgehend großen Leistungsbereichen vorbehalten, deshalb werden diese hier nicht weiter behandelt. Es soll jedoch noch darauf hingewiesen werden, dass es bis dato keine kommerziell verfügbaren Gasturbinen gibt, welche reinen Wasserstoff verbrennen. Die Firma Siemens ist jedoch bestrebt, eine Wasserstoffgasturbine zu entwickeln. Problematisch stellt sich in diesem Zusammenhang noch die im Vergleich zu Erdgas hohe Verbrennungstemperatur dar. Je höher die Verbrennungstemperatur des Gases, desto höher ist zwar der theoretisch mögliche Wirkungsgrad, jedoch sind die bisher genutzten Materialien für die hohen Temperaturen nicht geeignet. Daher forscht die Firma Siemens unter anderem auch daran, hitzebeständigere Keramiken als Werkstoffe einzusetzen [89].

Die Firma BMW setzt seit 1979 reinen Wasserstoff bei Versuchsfahrzeugen in Verbrennungsmotoren ein [77, S. 20]. Somit ist es generell bewiesen, dass eine Verbrennung von reinem Wasserstoff in Verbrennungsmotoren möglich ist. Allerdings werden bis dato keine Blockheizkraftwerke für Wasserstoff kommerziell angeboten. Die Firma 2G Energy nimmt hier nach eigener Aussage jedoch eine technologische Vorreiterrolle ein, indem sie ein Blockheizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 120 kW_{el} am Flughafen Berlin-Brandenburg-International installieren wird⁹³, welches mit reinem Wasserstoff betrieben werden kann. Dabei handelt es sich um ein modifiziertes Erdgas-Blockheizkraftwerk⁹⁴, welches durch die Anpassungen an die Eigenschaften vom Wasserstoff eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrads gegenüber dem Serienmodell von 5 % und somit einen elektri-

⁹³ Der Wasserstoff für das BHKW wird von der Firma ENERTRAG mittels Druckelektrolyseur direkt vor Ort generiert und mit einem Metallhydridspeicher von der Firma McPhy gespeichert, um bei erhöhtem Strombedarf rückverstromt zu werden [90].

⁹⁴ Dieses Blockheizkraftwerk Typ agenitor 306 hat aufgrund des höheren Brennwertes von Erdgas eine Serienleistung von 250 kW_{el} [91].

sehen Wirkungsgrad von 41 % erreicht [92]. Sollte sich eine stationäre Energiespeicherung mittels Elektrolyse auch als ökonomisch interessante Alternative gegenüber Akkumulatoren herausstellen, dürften auch andere Anbieter mit reinem Wasserstoff betreibbare BHKW entwickeln. Blockheizkraftwerke stellen im Gegensatz zu Brennstoffzellen unabhängig vom Brennstoff bereits heute eine ausgereifte Technik dar, was sie vorläufig zur einzig relevanten Technik für die Rückverstromung macht.

Die Firma Enertrag umgeht mit ihrem Hybridkraftwerk in Prenzlau die Schwierigkeit der reinen Wasserstoffrückverstromung mittels BHKW indem sie den Wasserstoff mit Biogas mischt und somit ein für die zwei installierten Biogas-BHKW (mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 38 %) verträgliches Gasgemisch als Brennstoff nutzt.

Als Alternative zur Rückverstromung wird der Wasserstoff auch per Lastzug, als regenerativ erzeugter Wasserstoff, an Tankstellen in Berlin und Hamburg geliefert [93]. Am 17.01.2012 vereinbarten die Firmen Enertrag und Greenpeace Energy die zukünftige Lieferung (sobald ein Erdgasanschluss des Hybridkraftwerks hergestellt ist) von Wasserstoff über das Erdgasnetz, welches Greenpeace Energy als Beimischung über sein Produkt Windgas an Endkunden vertreibt [94]. Die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz wurde bis dato noch nicht umgesetzt, da der Erdgasnetzbetreiber ONTRAS — VNG Gastransport GmbH sich gegen die Wasserstoffeinspeisung aussprach. Die Firma ONTRAS bevorzuge vielmehr die Einspeisung von reinem Methan in ihre Netze, was jedoch eine zusätzliche Methanisierung mit Wirkungsgradverlusten des Wasserstoffes bedingt [95].

3.2.2 Methanisierung

Eine anschließende Methanisierung des durch Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs hat den großen Vorteil, dass in Deutschland bereits eine Infrastruktur für Erdgas (Erdgas besteht fast ausschließlich aus Methan) inkl. Erdgasspeicher mit einer Speicherkapazität von rund 220 TWh (chemisch) besteht. Somit kann erneuerbares Methan im Gegensatz zu Wasserstoff unbeschränkt als Erdgassubstitut ins Erdgasnetz eingespeist werden [88, S. 91]. Methan besitzt im Vergleich zu Wasserstoff rund die dreifache volumetrische Energiedichte, und kann somit in dem selben Kavernenspeichervolumen die dreifache Energiemenge speichern. Zusätzlich besteht bei Methan neben der Rückverstromung die Möglichkeit des Brückenschlags zum Wärme-, Verkehrs- und Produktionssektor. Der Wärmebedarf von neu errichteten Einfamilienhäusern nimmt aufgrund der Energieeinsparverordnung (EnEV) zunehmend ab. Dies hat zur Folge, dass regenerative Wärmeerzeuger mit ihren relativ hohen Investitionskosten aus ökonomischer Sicht trotz niedrigerer Brennstoffkosten kaum darstellbar sind. Eine kostengünstige Erdgasterme, die mit erneuerbarem Methan⁹⁵ betrieben wird, könnte hier trotz höherer Brennstoffkosten eine wirtschaftlichere

⁹⁵ Methan, welches durch Elektrolyse von erneuerbarem Strom und anschließender Methanisierung gewonnen wird.

Alternative darstellen.

Im Verkehrssektor bieten inzwischen viele Hersteller PKW mit Erdgasmotor an. Diese stellen unter Einsatz von erneuerbarem Methan eine ökologische Alternative zu fossilen Brennstoffen für Langstreckenfahrer dar. In diesem Punkt nimmt die Firma Audi eine Vorreiterrolle ein, indem sie von der Firma ETOGAS (ehem. SolarFuel) eine Methanisierungsanlage mit einer elektrischen Leistung von 6 MW hat errichten lassen. Es ist geplant, dass Kunden, sobald Erdgasfahrzeuge von Audi auf dem Markt sind, beim Kauf des Fahrzeugs zusätzlich Zertifikate für erneuerbares Methan kaufen können. Für die Menge der Zertifikate speist Audi daraufhin erneuerbares Methan in das deutsche Erdgasnetz. Der Kunde hat jedoch, da es sich um eine bilanzielle Verrechnung handelt, die Freiheit, an jeder üblichen Erdgastankstelle zu tanken. Durch die Einspeisung des erneuerbaren Methans wird jedoch physikalisch Erdgas (fossil) durch einen erneuerbaren Energieträger verdrängt [96]. Neben reinen Erdgasfahrzeugen besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit, die Streckenreichweite von Elektrofahrzeugen mittels Range-Extender, die erneuerbares Methan verbrennen, zu erhöhen.

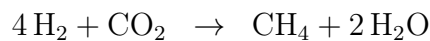
Eine weitere bedeutende Nutzung von erneuerbarem Methan könnte langfristig auch die Kunststoffproduktion darstellen. Für die Herstellung von Kunststoff ist Ethylen der wichtigste Ausgangsstoff. Ethylen wird derzeit überwiegend aus Rohöl gewonnen. In manchen Erdgaslagerstätten kommt Ethan (aus dem unter Zuhilfenahme von Wasserdampf Ethylen hergestellt werden kann) als Nebenprodukt zum Methan mit einem Anteil von min. 5 % vor, was eine wirtschaftliche Gewinnung des Ethylens ermöglicht. Die TU Berlin arbeitet derzeit hingegen an der Umwandlung von Methan und Sauerstoff zu Ethylen (oxidative coupling of methane = OCM). Dabei durchströmt ein Methan-Sauerstoffgemisch ein Rohr mit einem katalytischem Pulver, an dessen Oberfläche die Reaktion zu Ethylen abläuft. Beim derzeitigen Entwicklungsstand wird jedoch lediglich ein Anteil von ca. 20 % Ethylen gewonnen. Rund die Hälfte des Methans durchströmt den Katalysator ohne zu reagieren und rund ein Viertel verbrennt zu Kohlenstoffdioxid. Laut Aussage der TU müsse für einen wirtschaftlichen Betrieb mindestens ein Anteil von 30 % Ethylen erreicht werden. Dass das Verfahren als erfolgsversprechend gilt, ist auch daran zu erkennen, dass neben der TU Berlin, der Freien Universität Berlin, Humboldt-Universität, Universität Potsdam, zwei Max-Planck-Institute, mit BASF und ThyssenKrupp auch zwei Industriepartner an der 1,3 Mio € teuren Versuchsanlage beteiligt sind. Die Nutzung von Methan zur stofflichen Erzeugung von Ethylen als Ausgangsstoff für die Petrochemie könnte, sobald ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist, einen bedeutenden Absatzmarkt (im Jahr 2010 wurden weltweit ca. 142 Mio. Tonnen und in Deutschland ca. 5 Mio. Tonnen Ethylen hergestellt) für erneuerbares Methan darstellen [97]. Hier darf jedoch nicht vergessen werden, dass in diesem Fall das erneuerbare Methan im Wettbewerb zu Erdgas und dessen Bezugskosten steht. Dennoch ließe sich hier ein kleiner regenerativer Kunststoffmarkt – wie bei Kunststoffen welche aus pflanzlichen Ausgangsstoffen bestehen – aufgrund von ökologischen

Überzeugungen der Endkunden erreichen.

Kritisch ist allgemein zu sehen, dass die Methanisierung des Wasserstoffs gerade im Vergleich zur Energiespeicherung in Form von Wasserstoff erneut mit einem Wirkungsgradverlust und somit mit einem um rund 20 % höherem Energiebedarf verbunden ist [88, S. 95].

Katalytische Methanisierung

Bei der katalytischen Methanisierung wird ein Gasgemisch, welches aus dem elektrolytisch gewonnenen Wasserstoff und Kohlendioxid besteht, über Katalysatoren geleitet. Bedingt durch den Katalysator reagiert der Wasserstoff und der Kohlenstoffdioxid in einer exothermen Reaktion zu Methan und Wasser. Das Wasser kann nach der Abscheidung des Methans erneut der Elektrolyse dienen.



Die katalytische Reaktion erfolgt bei Temperaturen zwischen 200 - 600 °C und einem Druck von 1 bis 100 bar. Meist werden für die katalytische Methanisierung adiabate Festbettreaktoren mit Zwischenkühlung und Teilrückführung verwendet. In Abbildung 49

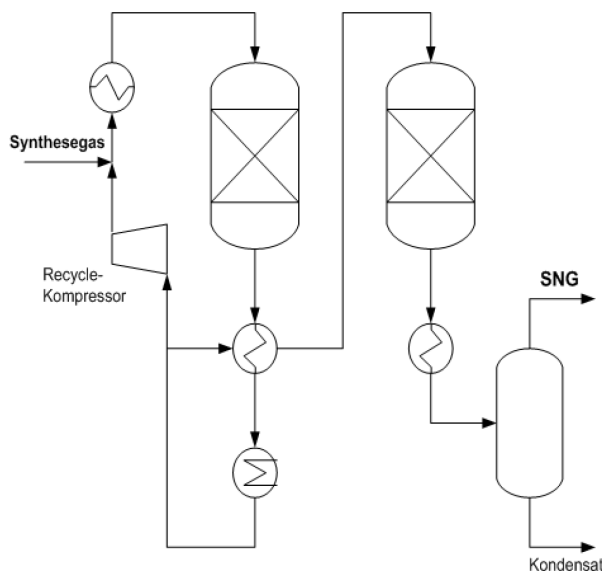


Abbildung 49 – Prinzipschema eines kommerziellen zweistufigen adiabaten Festbettreaktors

Die dynamische katalytische Methanisierung befindet sich derzeit überwiegend in der Entwicklung. Lediglich eine Kommerzielle Anlage wurde für den Autobauer Audi im Emsländischen Werlte in Niedersachsen mit einer elektrischen Leistung von 6 MW errichtet, wobei diese den regulären Betrieb bis dato noch nicht aufgenommen hat [96]. Diese Anlage soll 26 GWh Windstrom und

ist ein Prinzipschema eines zweistufigen Festbettreaktors zu sehen, wie er in Great Plains in den USA im kommerziellen Einsatz ist. Festbettreaktoren haben den Vorteil, dass sie eine hohe Reaktionsgeschwindigkeit haben und sich daher für einen volatilen Betrieb eignen. Jedoch können sie die Betriebswärme bei Reaktionsunterbrechungen – wenn kein Stromüberschuss vorhanden ist – schlechter als die noch in der Entwicklung befindlichen Wirbelschicht- und Blasensäulenreaktoren speichern [98].

2.800 t Kohlendioxid einer benachbarten Biogasanlage nutzen, um rund 1.000 t Methan pro Jahr zu gewinnen. Dafür muss die Anlage rund 4.300 Volllaststunden im Jahr mit einem elektrischen Wirkungsgrad in Höhe von bereits 54 % betrieben werden [99, S. 18]. Bis 2020 kann für die dynamische katalytische Methanisierung von einem Wirkungsgrad von rund 55 % ausgegangen werden [88, S. 95].

In einer Pilotanlage mit einer elektrischen Leistung von 25 kW_{el} konnte das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES zusammen mit den Ländern Hessen und Thüringen nachweisen, dass eine katalytische Methanisierung auch an kleinen Biogasanlagen ohne Biomethanaufbereitung möglich ist. Die Pilotanlage wurde in Bad Hersfeld am Hessischen Biogas-Forschungszentrum (HBFZ) errichtet. Die katalytische Methanisierungstechnologie, welche hier zum Einsatz kam, wurde von der Firma ETOGAS in Zusammenarbeit mit dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und dem IWES entwickelt. Die Versuche haben bewiesen, dass die katalytische Methanisierung anstelle mit reinem Kohlenstoffdioxid auch mit Biogas mit einem Kohlenstoffdioxidgehalt von ca. 33 % möglich ist. Der Methangehalt vom Biogas kann durch die Methanisierung von rund 66 % auf über 90 % angehoben werden. Die Methanisierung ist somit auch an kleinen Biogasanlagen, die nicht über eine Biomethanaufbereitung verfügen, möglich. Dabei wurde nicht die Methaneinspeisung ins Erdgasnetz als Ziel verfolgt, sondern vielmehr eine lokale Speicherung über Stunden bis Tage um die volatilen Einspeisungen von PV- und WKA auszugleichen [100]. Die Methanisierung bietet auch hier gegenüber der Speicherung von Wasserstoff den Vorteil, dass somit nur ein Drittel des Speichervolumens für dieselbe Energiemenge benötigt wird.

Da es sich bei katalytischen Methanisierung um eine exotherme Reaktion handelt, die bei einer hohen Temperatur abläuft, ist die Methanisierung mit Abwärme verbunden. Wenn die Abwärme z.B. bei einem angeschlossenen Fernwärmenetzen oder in der Industrie für Prozesswärme genutzt wird, kann der gesamte Wirkungsgrad erheblich gesteigert werden.

Mikrobiologische Methanisierung

Anstelle der katalytischen Methanisierung kann Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid auch durch Bakterien in Methan umgewandelt werden. Dabei muss dem Bio-Reaktor wie dem katalytischen Reaktor auch Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid aus externen Quellen zugeführt werden. Der Wasserstoff wird hier ebenfalls durch Elektrolyse gewonnen. Als konzentrierte regenerative Kohlendioxidquelle bieten sich hier ebenfalls Biomethanaufbereitungsanlagen von Biogasanlagen an, die aufbereitetes Methan ins Erdgasnetz einspeisen. Dieses konzentrierte Kohlendioxid kann, ähnlich wie bei der katalytischen Methanisierung, unter Zuführung von Wasserstoff zu Methan umgewandelt werden. Alternativ kann zur Biogasanlage auch jede andere konzentrierte Kohlendioxidquelle oder aus der Luft separiertes Kohlenstoffdioxid genutzt werden. Ein interessanter Synergieeffekt ergibt sich

bei Biogasanlagen, welche für eine Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz geplant sind dadurch, dass bei kontinuierlicher Wasserstoffzuführung (hierfür muss bei dynamischer Elektrolyse ein Wasserstoffzwischenpeicher vorgesehen werden) auf eine technische Biomethanaufbereitung zur Kohlendioxidabscheidung verzichtet werden kann.

Die wirkliche Unterscheidung der mikrobiologischen Methanisierung zur katalytischen Methanisierung besteht jedoch darin, dass anstelle eines separaten Fermenters für die Methanisierung der Wasserstoff auch direkt in den Biogasfermenter (welcher ohnehin für die Biogaserzeugung notwendig ist) eingebracht werden kann. Die Bakterien, die ohnehin die Biomasse in Methan umwandeln, übernehmen somit zusätzlich die Aufgabe der Methanisierung, indem sie den eingebrachten Wasserstoff und den ohnehin vorhandenen Wasserstoff zusätzlich in Methan umwandeln. Dadurch wird der Methangehalt erhöht. Aufgrund der nicht idealen Bedingungen welche – aufgrund des notwendigen Kompromisses zwischen den verschiedenen Bakterienkulturen einer Biogasanlage – für die methanerzeugenden Bakterien herrschen, stellt sich die Methanisierung hier schwieriger da. Eine Anfrage bei der Firma MicrobEnergy GmbH per Email ergab, dass somit Methanergehalte oberhalb von 95 % schwieriger (jedoch bereits realisiert wurden) zu erreichen sind als dies bei der getrennten mikrobiologischen Methanisierung möglich ist. Gerade bei schwankender Zufuhr von Wasserstoff stellt eine alleinige mikrobiologische Methanisierung im Biogasfermenter keine Möglichkeit dar, eine Biomethanaufbereitungsanlage für eine Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz zu ersetzen. Jedoch bietet sich somit eine Möglichkeit, kleine oder erdgasnetzferne Biogasanlagen für die elektrische Netzentlastung mittels Elektrolyseur für Stunden oder wenige Tage durch Einsatz eines Biogasspeichers zu nutzen. Zudem könnten die Biogasanlagen für eine kurze Zeitspanne (Stunden, wenige Tage) eine erhöhte Leistung durch Entladung des Gasspeichers in das elektrische Netz einspeisen (bedarfsgerechte Einspeisung) [101].

Ein Vorteil der mikrobiologischen gegenüber der katalytischen Methanisierung ist die geringere Reaktionstemperatur zwischen 20 - 80 °C sowie die drucklose Methanisierung [102, S. 29]. Ein weiterer Vorteil, sind die laut der Firma MicrobEnergy GmbH um ca. 22 % geringeren Investitionskosten für eine separate mikrobiologische gegenüber einer katalytischen Methanisierung bei ähnlicher Produktreinheit. Die mikrobiologische Methanisierung in einem Biogasfermenter fällt mit 10 % Mehrkosten gegenüber einer klassischen Biogasanlage mit Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz in Bezug zur Methanerzeugungsleistung sehr moderat aus [101].

Brennstoffkosten Methan

Bedingt durch die im Vergleich zur reinen Elektrolyse höheren Investitionskosten und Wirkungsgradverluste fallen die Methangestehungskosten bei der katalytischen Methanisierung gegenüber den reinen Wasserstoffgestehungskosten höher aus. Die Abbildung 50 zeigt hier analog zur Abbildung 45 auf Seite 77 die Methangestehungskosten für eine katalytische Methanisierung. Die Grafiken wurden aus der Studie: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ entnommen. Da die Grafiken den selben Aufbau wie in Abbildung 45 auf Seite 77 haben, sei hier nur noch darauf verwiesen, dass es sich bei den Investitionskosten- und Wirkungsgradannahmen um Anlagen mit einer Leistung größer als zehn Megawatt handelt. Erst durch diese Leistungsgröße in Kombination mit einer Biogasanlage mit Gasaufbereitung als günstige Kohlendioxidquelle, können voraussichtlich erst die Investitionskosten für das Szenario 2020 (linke Abbildung) auf 1.200 €/kW_{el} (1.000 €/kW_{el}) reduziert und ein Gesamtwirkungsgrad von rund 55 % (62 %) erreicht werden. Die Werte in Klammern beziehen sich auf das Szenario 2050 (rechte Abbildung). Wie aus Abbildung 50 entnommen werden kann, handelt es sich

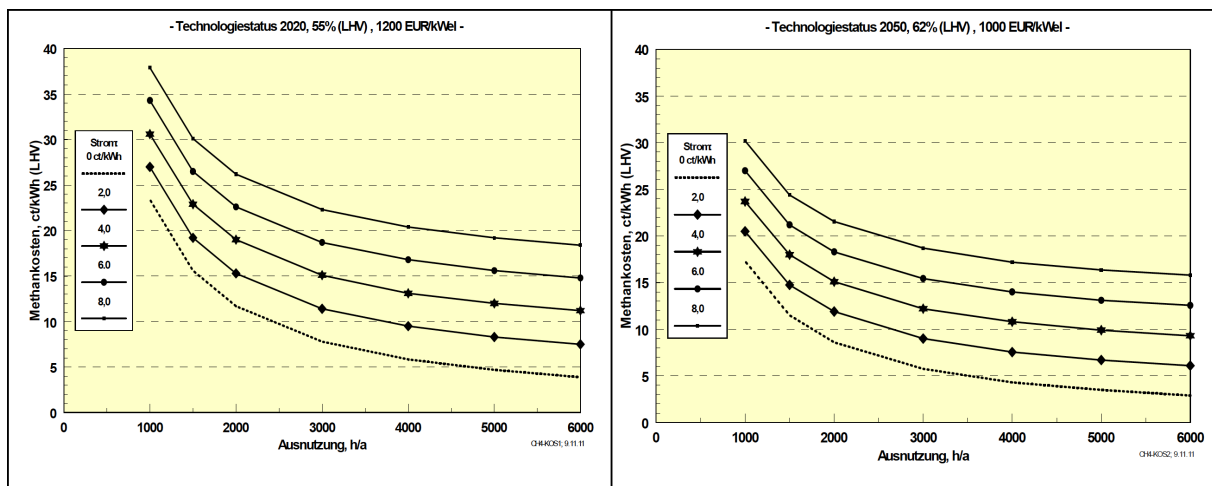


Abbildung 50 – Gestehungskosten von EE-Methan (Geldwert 2009) frei Anlage bei unterschiedlicher Auslastung und Stromkosten für die Zeiträume 2020 (links) und 2050 (rechts); Zinssatz 6%/a, Abschreibung 20 a, Wartung/Betrieb 2% Inv./a [88, S. 95]

ebenso wie bei den Wasserstoffgestehungskosten bei Betrieb der Methanisierungsanlage zur reinen EE-Überschussstromnutzung (Volllaststunden bis 2.000) nicht um konkurrenzfähige Brennstoffkosten. Durch einen küstennahen Windkraftanlagenstandort kann die Volllaststundenzahl bei begrenzten Kapazitäten des elektrischen Netzes vermutlich erhöht werden. Bei den Möglichkeiten die Volllaststunden für die Methanisierungsanlage zu erhöhen, handelt es sich um die gleichen Möglichkeiten wie sie bereits bei der Elektrolyse beschrieben wurden.

Ergänzend kann hier noch die Möglichkeit genannt werden, dass der Elektrolyseur größer dimensioniert wird als die Methanisierungseinheit. Somit lassen sich mit dem Elektro-

lyseur Stromüberschusspitzen zur Wasserstoffgewinnung nutzen. Der Wasserstoff wird anschließend bei moderatem Druck zwischengespeichert und anschließend bei einer geringeren Dauerleistung bei höheren Volllaststunden methanisiert. Unter der Berücksichtigung der um 50 % höheren Investitionskosten für die Methanisierung im Gegensatz zur reinen Elektrolyse (erhöhte Kosten für eine Wasserstoffspeicherung wurden hier nicht berücksichtigt) dürfte eine solche Leistungsanpassung der Methanisierungseinheit jedoch nur moderate Einspareffekte aufweisen.

Das für die Methanisierung benötigte Kohlendioxid wird ökologisch und kostengünstig durch Gasaufbereitungsanlagen von Biogasanlagen zur Verfügung gestellt. Hier fällt CO₂ als Abfallprodukt der Biogasanlage nach einer Aufbereitungsanlage (für die Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz) in möglichst reiner (konzentrierter) Form an. Das Kohlendioxid der Biogasanlage wurde von den vergorenen Pflanzen während des Wachstums aus der Luft gebunden und kann somit als neutral bewertet werden. Alternativ kann das Kohlendioxid auch in konzentrierter Form durch die Industrie (z.B. Zement- oder Stahlindustrie) zur Verfügung gestellt werden. Zum einen handelt es sich hierbei jedoch derzeit größtenteils nicht um regenerative CO₂ Quellen, was jedoch dadurch akzeptiert werden kann, dass das Kohlendioxid ohnehin in die Atmosphäre gelangt wären und daher das fossil erzeugte Kohlendioxid lediglich als Träger für den Wasserstoff betrachtet werden kann und zum anderen besteht jedoch die Problematik, dass die Industriestandorte mit Kohlendioxidanfall tendenziell nicht in der Nähe (ohne Durchleitung durch das öffentliche elektrische Netz) von regenerativen Stromüberschussquellen (z.B. Windkraftanlagen) liegen. Somit ergibt sich noch die Möglichkeit Kohlendioxid aus der Luft zu nutzen. Für die Extrahierung wird jedoch Energie benötigt, welche den energetischen Wirkungsgrad der Methanisierung um rund 10 - 12 % reduziert und somit ebenfalls Auswirkungen auf die Methangestehungskosten hat [88, S. 96].

Ein großer Vorteil der Methanisierung ist, dass das synthetische Gas unbeschränkt in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden kann. Somit eignen sich Methanisierungsanlagen besonders als langfristiger Energiespeicher (saisonale Speicherung), da somit die Kosten, welche durch den schlechteren Wirkungsgrad bedingt sind, durch die Einsparung an Speicherkosten ausgeglichen werden können. Zudem besteht somit eine absolute Ortsunabhängigkeit zwischen der Energieeinspeisung und der Ausspeisung. Somit kann das Methan mit und ohne Wärmenutzung, in kleinen und großen Anlagen rückverstromt werden. Alternativ kann das Methan auch zur reinen Wärmenutzung, als Treibstoff oder zur stofflichen Nutzung eingesetzt werden. Aufgrund der vielen Einsatzmöglichkeiten wird hier nicht weiter auf die Folgekosten der Methanisierung bis zur Verwertung eingegangen, sondern vielmehr darauf verwiesen, dass das erneuerbare Methan in Konkurrenz zu Erdgas steht und somit die Methangestehungskosten in Relation zu diesem zu setzen sind.

Rückverstromung

Trotz der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten des Methans im Wärme-, Transport und Industriesektor stellt die netzverträgliche Rückverstromung die für die Integration der erneuerbaren Energien förderlichste Einsatzmöglichkeit dar. Erst durch die Rückverstromung lassen sich die volatilen Erträge von PV- und WKA ausgleichen. Im großen Leistungsbereich kommen hier Gasturbinen oder für einen höheren elektrischen Wirkungsgrad (bis 60 %) Gas- und Dampfkraftwerke zum Einsatz. Im kleinen Leistungsbereich ergeben sich mit der beginnenden Markteinführung gerade der Hochtemperaturbrennstoffzellen (SOFC) ähnlich hohe elektrische Wirkungsgrade bis 60 % [103]. Für den kleinen wie mittleren Leistungsbereich (1 kW_{el} bis mehrere MW_{el}) besteht die Möglichkeit Blockheizkraftwerke einzusetzen. BHKW haben im unteren Leistungsbereich einen el. Wirkungsgrad von rund 1/3⁹⁶ und ab rund 400 kW_{el}⁹⁷ werden überwiegend BHKW mit el. Wirkungsgraden über 40 % angeboten. BHKW stellen eine ausgereifte Technik für den dezentralen Einsatz dar, wobei der gesamte Wirkungsgrad aller hier genannten Techniken durch eine zusätzliche Wärmenutzung auf rund 80 - 90 % verbessert werden kann.

Aufgrund des im Vergleich zur reinen Wasserstoffspeicherung um ca. 20 - 30 %⁹⁸ geringeren Wirkungsgrads, ist die Energiespeicherung in Form von Methan durch eine katalytische Methanisierung somit tendenziell vorteilhaft für Langzeitspeicherungen von mehreren Wochen oder Monaten, um Ertragsflauten oder Saisonale Schwankungen der erneuerbaren Energien auszugleichen. Ein Ausgleich durch Methan im Bereich von wenigen Stunden sollte lediglich als Ergänzung bei unzureichenden übrigen Speichertechnologien (z.B. Pumpspeicherwerken) erfolgen, da aus ökologischer Sicht die Kurzzeitspeicherung mittels Pumpspeicherwerke und Akkumulatoren mit Wirkungsgraden > 70 % der Methanisierung vorzuziehen ist.

3.2.3 Gas-to-Liquid

Aufgrund der Endlichkeit von Rohöl und somit der flüssigen fossilen Brennstoffe mit einer hohen Energiedichte, ergibt sich im Mobilitätssektor ein beginnender Wandel. Eine mögliche Lösung stellt hier für Kurzstreckenfahrten – für die der Großteil der PKW genutzt wird – die Elektromobilität dar. Ansonsten wird noch das Brennstoffzellenauto in der Entwicklung weiter verfolgt, womit zukünftig auch längere Strecken zurück gelegt werden können. Mittelfristig kann auch gerade wenn sich die Power-to-Gas Technologie etabliert hat, der Erdgasantrieb als zunächst kostengünstigere Alternative zum Brennstoffzellenauto genutzt werden. Eine ähnliche volumetrische Dichte wie Benzin oder Diesel weisen bisher jedoch nur die biologischen Kraftstoffe der ersten und zukünftig der zweiten

⁹⁶ z.B. Ecopower von Vaillant

⁹⁷ z.B. Motorenwerke Mannheim

⁹⁸ Je nach Kohlendioxidquelle.

Generation auf. Hier ist das Potential jedoch aus geographischen (begrenzte weltweite Anbaufläche) sowie ethischen (Tank oder Teller Diskussion) Gründen, bei weitem nicht ausreichend für den derzeitigen Kraftstoffbedarf der Mobilität, sowie des sonstigen Energiesektors [88, S. 82 f]. Gerade Flugzeuge sind jedoch auf einen Brennstoff mit einer hohen Energiedichte angewiesen, was bereits dazu geführt hat, dass die Firma Lufthansa in 2011 Testflüge mit 50 % Biokerosin⁹⁹ Beimischung durchgeführt hat [104, 105]. Einen anderen Weg schlug Qatar Airways ein, indem am 09.01.2013 der erste Passagierflug von Doha nach London mit einem synthetischen Kerosingemisch stattfand. Der Treibstoff besteht zu gleichen Teilen aus herkömmlichen Rohöl-Kraftstoff (Jet A-1) sowie einem synthetischen Gas-to-Liquid (GTL) Kerosin, welcher für den Flugverkehr zugelassen ist und in diesem Mischungsverhältnis ohne technischen Anpassungen an den Flugzeugen genutzt werden kann [106, 107].

Die Gas-to-Liquid (GTL) Technologie stellt hier eine Möglichkeit dar, synthetischen Kraftstoff als Alternative zu den biologischen Kraftstoffen herzustellen. Die Firma Shell forscht inzwischen seit 40 Jahren daran, den Fischer-Tropsch Prozess, mit dem Erdgas in Flüssige Kohlenwasserstoffe umgewandelt werden kann, zu verbessern. Die erste kommerzielle GTL Anlage wurde von Shell bereits vor 20 Jahre mit einem Produktionsvolumen von 12.500 Barrel pro Tag in Malaysia in Betrieb genommen. Inzwischen wurde mit der zweiten kommerziellen GTL Anlage in Katar die weltweit größte GTL Anlage in Betrieb genommen, welche die zehnfache Größe der ersten hat [108]. In Katar ist neben der Anlage von Shell bereits seit 2007 eine GTL Anlage von der ebenfalls GTL erfahrenen Südafrikanischen Firma Sasol in Betrieb [109].

Das so genannte GTL Jet Fuel von der Firma Shell weist eine höhere Energiedichte als Kerosin auf, was eine Gewichtsreduzierung und somit Treibstoffeinsparung zur Folge haben kann [107]. Zudem ist die Verbrennung von GTL Kraftstoffen mit geringeren Schadstoffemissionen verbunden, was die emissionsbelasteten Flughäfen und Großstädte entlasten könnte. Das so genannte Shell GTL Fuel oder SynFuel hat ähnliche Eigenschaften wie Diesel und kann laut der Firma Shell ohne Anpassungen der Motoren als Substitut für Diesel genutzt werden [108]. Somit ist ein zügiger Umstieg von raffinierten Kraftstoffen auf Erdölbasis hin zu synthetischen GTL Kraftstoffen möglich, sobald ausreichende Produktionskapazitäten bei vergleichbaren Treibstoffkosten erreicht werden sollten. Vorteilhaft wirkt sich hier auch die Möglichkeit aus, dass eine zunehmende Beimischung der bestehenden Kraftstoffe ohne Motoranpassungen möglich ist.

In Abbildung 51 auf der nächsten Seite ist der Produktionsprozess einer Gas-to-Liquid Anlage der Firma Shell, welche die Fischer-Tropsch-Synthese nutzt, dargestellt. Dabei wird zunächst das Erdgas mittels Abkühlung und anschließender Destillation von Verunreinigungen befreit, wodurch reines Methan für die Umwandlung zum Synthesegas er-

⁹⁹ Das Biokerosin bestand für die Testflüge aus hydrotreated vegetable oil (HVO) mit folgenden Anteilen: 80 % Camelina, 15 % Jatropha und 5 % tierischen Fette

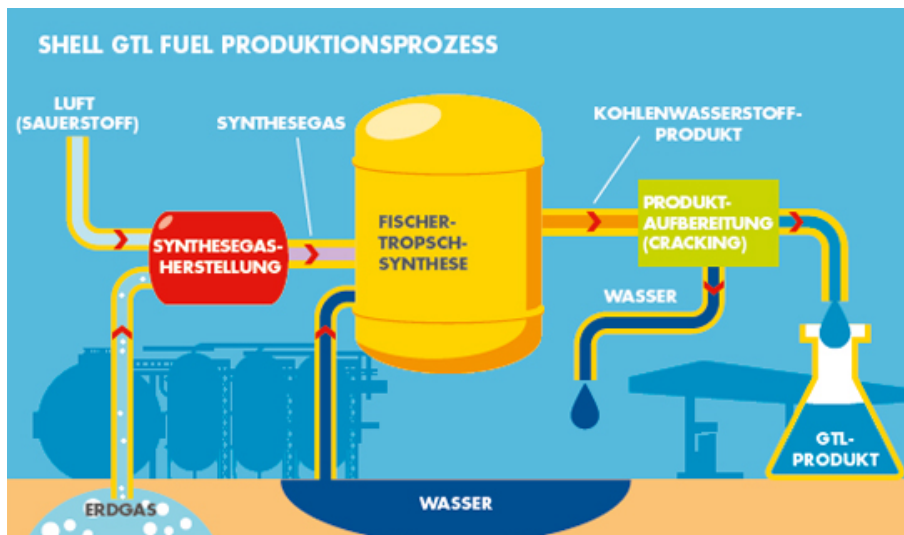


Abbildung 51 – GTL Fuel Produktionsprozess der Fa. Shell [108]

halten wird. Den reinen Sauerstoff, der für die Umwandlung des Methans benötigt wird, gewinnt die Firma Shell durch Verflüssigung der Luft (mittels Abkühlung) und anschließender Sauerstoffabscheidung. Bei der Synthesegasherstellung wird bei Temperaturen von 1.400 - 1.600 °C das Methan teiloxydiert, wodurch ein Gemisch aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid (Synthesegas) erreicht wird. Das Synthesegas wird anschließend bei der Fischer-Tropsch-Synthese durch einen Katalysator zunächst in langkettige Paraffine und Wasser umgewandelt. Beim anschließenden Cracking mit Unterstützung eines Katalysators und Zuführung von Wasserstoff bilden sich kürzere Moleküle mit unterschiedlichen Siedepunkten, welche durch eine Destillation voneinander getrennt werden. Die Abwärme der Prozessschritte wird zur Dampferzeugung für Kompressorturbinen genutzt [108].

Durch die Power-to-Gas Technologie ließe sich hier eine Brücke zur Erzeugung flüssiger Kraftstoffe schlagen, indem das durch Elektrolyse und anschließender Methanisierung gewonnene Methan durch die Fischer-Tropsch-Synthese zu synthetischen Kraftstoffen weiterverarbeitet wird. Nachdem für das Fischer-Tropsch-Verfahren ein Synthesegas aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid benötigt wird, stellt sich die Frage, ob der Zwischenschritt der Methanisierung nicht entfallen kann.

Tatsächlich bietet die Firma Sunfire GmbH bereits eine Power-to-Liquid (PTL) Anlage an, wobei auf die Methanisierung verzichtet werden kann. In Zukunft (nach Angabe von Sunfire bereits ab 2016) soll die Elektrolyse von Wasser durch die effizientere Hochtemperatur-Dampf-Elektrolyse ersetzt werden, was den Gesamtwirkungsgrad von der elektrischen Energie bis zum Kraftstoff auf 70 % erhöhen soll. Die Hochtemperatur-Dampf-Elektrolyse (SOEC) baut auf die Technik der Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) auf. Bei der SOEC wird die Verdampfungswärme des Wassers nicht durch elektrische sondern durch thermische Energie aufgebracht. Bei einer Power-to-Liquid Anlage kann die Abwärme der exothermen Fischer-Tropsch-Synthese für die Verdampfung des Wassers genutzt werden, was gegenüber einer Elektrolyse von Wasser 16 % elektrische Energie einspart. In Abbil-

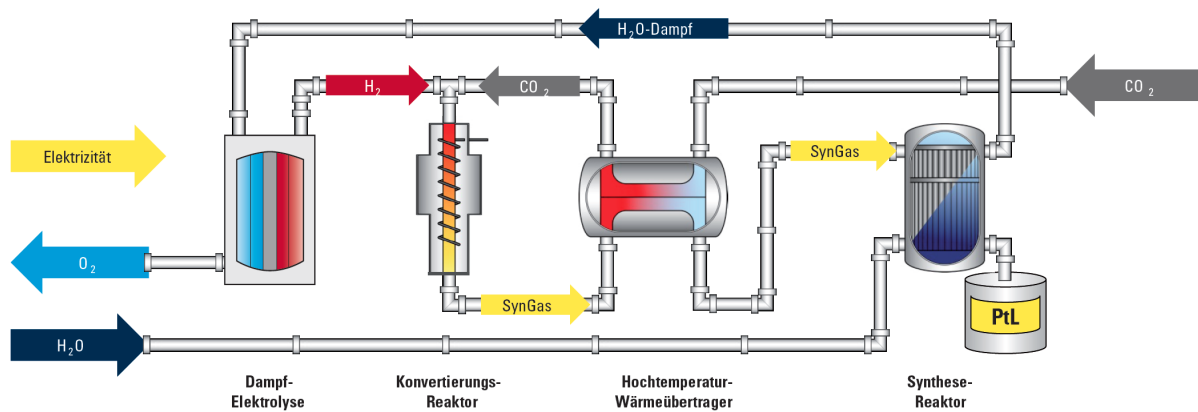


Abbildung 52 – Power-to-Liquid Anlage der Firma Sunfire GmbH [110]

Abbildung 52 ist ein Schema der PTL Anlage mit der SOEC Technik zu sehen. Nachdem die Hochtemperatur-Dampf-Elektrolyse noch nicht angeboten wird, besitzen die derzeit verfügbaren Power-to-Liquid Anlagen der Firma Sunfire nur über einen Wirkungsgrad von 55 % [110, 111]. Damit liegen die Anlagen jedoch in der selben Größenordnung wie die katalytischen Methanisierungsanlagen.

Trotz der enormen Wirkungsgradverluste, die sich durch die Power-to-Liquid Anlagen ergeben, stellt diese Methode die einzige Möglichkeit dar den Langstreckenverkehr sowie Flugverkehr regenerativ mit ausreichend Energie zu versorgen.

3.3 Wärmenutzung und Wärmespeicherung von Stromüberschüssen

Im Gegensatz zur Power-to-Gas Technologie, die zunächst großen Anlagen im Megawattbereich vorbehalten sein wird, handelt es sich bei der elektrischen Wärmegewinnung und anschließenden Speicherung um eine beliebig skalierbare und bereits etablierte Technologie. Als Speichermedium hat sich Wasser im Temperaturbereich bis 100 °C aufgrund der geringen Kosten und der gleichzeitig hohen Wärmekapazität von rund 4,2 kJ/kgK durchgesetzt. Die Speicherkapazität hängt dabei von der nutzbaren Temperaturdifferenz ab. Je höher diese ausfällt, desto geringer ist das notwendige Speichervolumen und somit die Speicherkosten. Die obere Speichertemperatur ergibt sich aus wirtschaftlichen¹⁰⁰ sowie technischen¹⁰¹ Aspekten unterhalb von 100 °C. Die untere Speichertemperatur ergibt sich aus der für den Verwendungszweck noch nutzbaren Temperatur¹⁰². Somit ergeben sich

¹⁰⁰Je höher die Speichertemperatur desto höher sind auch die Speicherverluste. Je nach Wärmeerzeuger sinkt die Effizienz bei steigender Temperatur.

¹⁰¹Die Siedetemperatur von Wasser liegt bei rund 100 °C. Temperaturen darüber können mit Wasser nur unter Druck mit hohen Sicherheitsauflagen gespeichert werden.

¹⁰²Bei der Trinkwarmwasserbereitung sowie Fußbodenheizungen kann es sich dabei um rund 30 °C handeln.

theoretisch als nutzbare Temperaturdifferenz bis zu 70 °C. Aus energetischen Gründen wird jedoch vielfach wie auch in Kapitel 3.3.1 beschrieben die obere Temperatur auf rund 60 - 70 °C reduziert. Die untere Temperatur wird durch nicht optimierte bzw. aufeinander abgestimmte Komponenten ebenfalls vielfach nicht eingehalten. Dies führt in der Realität meist zu einem nutzbaren Temperaturniveau von 20 - 40 Kelvin. Trinkwarmwasserspeicher mit einem Volumen von 300 ltr. haben somit eine Speicherkapazität von 7 - 14 kWh bei Kosten je nach Hersteller von ca. 600 - 1.000 € [112]. Somit ergeben sich spezifische Speicherkosten für einen 300 ltr. Wärmespeicher von 43 - 143 €/kWh Speicherkapazität. Bei einem 300 ltr. Speicher handelt es sich jedoch um einen kleinen Speicher, der zum einen hohe spezifische Kosten mit sich bringt und zum anderen die Deckung des Warmwasserbedarfs eines Einfamilienhaushalts nur für etwa ein bis zweieinhalb Tage gewährleistet. Bei größeren Wärmespeichern¹⁰³ reduzieren sich die spezifischen Kosten. Somit hat die Speicherung von Wärmeenergie den Vorteil, dass die Investitionskosten gegenüber einem elektrochemischen Energiespeicher je Kilowattstunde Speicherkapazität weniger als ein viertel der Kosten verursacht.

Nachteilig wirkt sich jedoch aus, dass bei Wärmespeichern unterhalb von 100 °C eine Rückverstromung wirtschaftlich nicht darstellbar ist. Jedoch soll an dieser Stelle vielmehr die Möglichkeit des Brückenschlags von der elektrischen Energieversorgung zur Wärmeversorgung aufgezeigt werden. Vorteilhaft wirken sich hier gerade die geringen spezifischen Energiespeicherkosten im Wärmemarkt aus. Für gewöhnlich werden (abgesehen von der Solarthermie) chemische Energieträger wie Erdgas, Heizöl oder Holz für die Wärmebereitstellung ohne Kraft-Wärme-Kopplung verbrannt. Wenn diese chemischen Energieträger durch eine elektrische Wärmebereitung und anschließender Speicherung substituiert werden, stehen diese chemischen, einfach speicherbaren Energieträger zur Gewinnung elektrischer Energie – sobald diese benötigt wird – zur Verfügung. Insofern kann bei der Speicherung von Wärmeenergie nach der Umwandlung von Stromüberschüssen bei einer Substitution von chemischen Energieträgern, im weitesten Sinne von einer Energiespeicherung in Bezug auf die elektrische Energie gesprochen werden.

Je effizienter die Umwandlung von elektrischer Energie in Wärmeenergie geschieht, desto mehr an chemischen Energieträgern kann durch die selbe Menge elektrischer Energie substituiert werden. Insofern bietet sich die Wärmepumpe, aufgrund ihrer hohen Effizienz bezogen auf die elektrische Energie, zur Umwandlung an.

¹⁰³Diese werden für gewöhnlich als reine Heizungswasserpufferspeicher gewählt, da diese von der Materialwahl nicht gegen den Sauerstoff der in Trinkwasser enthalten ist, resistent sein müssen und somit günstigere Materialien ermöglichen. Hier sind trotz rund dreifachem Speichervolumen ähnliche absolute Preise wie oben genannt realistisch [113].

3.3.1 Wärmepumpe

Eine Wärmepumpe (WP) hebt die Temperatur einer Wärmequelle auf ein höheres Temperaturniveau an. Somit können, Wärmequellen welche aufgrund zu geringer Temperaturen ansonsten nicht nutzbar sind (z.B. Grundwasser mit ca. 10 °C), erschlossen werden. Eine Wärmepumpe besteht aus mindestens vier (wesentlichen) Komponenten. Dabei handelt es sich um den Verdampfer, Verdichter, Kondensator (Verflüssiger) und das Entspannungsventil. Im Verdampfer wird das kalte flüssige Kältemittel durch die wärmere Wärmequelle verdampft. Das daraufhin gasförmige Kältemittel wird durch den Verdichter komprimiert, wodurch die Temperatur des Kältemittels auf ein nutzbares Niveau ansteigt. Wenn ein Gas verdichtet wird, erwärmt sich dieses wie es z.B. bei einer Luftpumpe beobachtet werden kann. Im Kondensator kann diese Wärme vom Kältemittel an ein kälteres Medium z.B. Heizungswasserrücklauf abgegeben werden. Das Kältemittel, das bei der Wärmeabgabe kondensiert ist, jedoch weiterhin unter Druck steht, wird durch das Entspannungsventil druckentlastet, wobei ein Teil des Kältemittels verdampft und das Kältemittel weiter abkühlt. Ein unter Druck stehendes Medium kühlt beim Verdampfen ab, wie dies bei einer Deodorant Spraydose beobachtet werden kann. Daraufhin kann das Kältemittel im Verdampfer erneut Wärme aufnehmen und der Kreisprozess kann von vorne beginnen. Die Effizienz einer Wärmepumpe kann durch zusätzliche Maßnahmen wie z.B. eines Rekupe-rators verbessert werden, welche jedoch für die grundsätzliche Funktion einer WP nicht notwendig sind.

Mit einer Wärmepumpe lassen sich durch den Einsatz einer Stromeinheit (Antriebsenergie Verdichter) mehrere Wärmeeinheiten am Kondensator gewinnen. Die Effizienz einer Wärmepumpe wird durch die Leistungszahl (coefficient of performance = COP) angegeben. Dabei handelt es sich um den Quotienten der Wärmeleistung durch die Antriebsleistung. Der COP lässt sich neben der generellen Effizienz der Wärmepumpe selbst durch die äußeren Rahmenbedingungen beeinflussen. Je niedriger der Temperaturunterschied zwischen der Wärmequelle und der benötigten Temperatur ist, desto weniger Antriebsenergie wird für die selbe Menge an Wärme benötigt. Dabei steigt der Strombedarf für jedes Grad Celsius welches die Vorlauftemperatur höher gewählt wird um ca. 3,5 %. Gegenüber der Leistungszahl gibt die Jahresarbeitszahl den Quotienten zwischen der gewonnenen Wärmeenergie eines Jahres zur eingesetzten Antriebsenergie für die Wärmegewinnung an. Dabei werden bei der Jahresarbeitszahl (JAZ) neben der Antriebsenergie für die Wärmepumpe auch der Strombedarf für die Wärmequellenerschließung (z.B. Grundwasserpumpe), sowie die Inbetriebnahmeverluste beim Anfahren der Wärmepumpe (die bei einer zu groß dimensionierten WP aufgrund von häufigem An- und Abschalten erheblich sein können) berücksichtigt.

Nachdem sich die Photovoltaikanlage zunehmend von einer reinen Kapitalanlage zur Eigenstromversorgungsanlage entwickelt, bieten immer mehr Systemanbieter Möglichkeiten

an, den Eigennutzungsanteil und somit die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage zu erhöhen. Neben Akkumulatoren, welche sowohl gleich- als auch wechselstromseitig eingebunden werden, bieten die Unternehmen zunehmend die Ansteuerung von Stromverbrauchern durch eine Energiemanagementsoftware an. Neben per Funk schaltbaren Steckdosen wie sie inzwischen von vielen Herstellern angeboten werden, hat SMA mit der Firma Miele eine Kooperation begonnen, wobei die Haushaltsgeräte intelligent bei Stromüberschüssen per Signal über die Hausgeräteinterne Regelung angesteuert werden können¹⁰⁴. Da die Haushaltsgeräte jedoch immer sparsamer werden, war die Aussage vom Herrn Prof. Quaschnig bei einer Diskussionsrunde am Stand von der Fa. KACO new energy GmbH am 20.06.2013 auf der Intersolar Messe, dass er das größte Verbraucherpotential in der Elektromobilität und dem Wärmemarkt sieht. Nachdem anzunehmen ist, dass die Elektromobilität bis zur Marktdurchdringung noch Zeit benötigt, stellt der Wärmemarkt derzeit das größte Lastmanagementpotential dar. Daher ist es auch nicht verwunderlich, dass auf der Intersolar Messe zunehmend mehr Firmen damit werben, den Eigenstromverbrauch durch den Einsatz von Wärmepumpen zu erhöhen. Dabei werden die Wärmepumpen entweder bei großen Systemanbietern wie z.B. Viessmann direkt selbst oder bei auf die Photovoltaik spezialisierten Firmen Partnerschaften mit Wärmepumpenherstellern (z.B. SMA mit Vaillant oder Stiebel-Eltron) angeboten.

Warmwasserwärmepumpen

Bei den meisten Angeboten handelt es sich dabei um kleine Luftwarmwasser-Wärmepumpen. Diese werden im Gebäude aufgestellt, nutzen meist die Raumwärme z.B. von Hauswirtschafts- oder Heizungsräumen als Wärmequelle und haben vielfach bereits einen Boiler mit meist ca. 300 ltr. integriert. Aufgrund der hohen Wärmequellentemperatur von rund 20 °C erreichen die Wärmepumpen – trotz der relativ hohen Warmwassertemperaturen von 55 °C – Leistungszahlen zwischen drei und vier. Die einfachste Möglichkeit der Ansteuerung einer solchen Luftwarmwasserwärmepumpe erfolgt über eine schaltbare Steckdose, wie sie inzwischen von einigen Unternehmen angeboten werden. Da hierbei die Problematik besteht, dass die Wärmepumpe, wenn kein Stromüberschuss zur Verfügung steht, vom Stromkreis getrennt ist, und somit von der Wärmepumpe kein Warmwasser bereitet werden kann, bieten Hersteller wie z.B. Stiebel-Eltron oder Ochsner [114] inzwischen Warmwasserwärmepumpen an, welche einen Steuersignaleingang haben (SG-ready). Somit ist es möglich, dass das Energiemanagementsystem bei Stromüberschuss berechnet, ob dieser für die Antriebsleistung der Wärmepumpe von meist rund 500 Watt ausreicht und in diesem Fall der Wärmepumpe ein Steuersignal zum Einschalten sendet. Da die

¹⁰⁴Bei einem Gespräch mit einem SMA Mitarbeiter beim Besuch der Intersolar Messe 2013 am 20.06.2013 wurden die Regelungsmöglichkeiten der Haushaltsgeräte bei der Kooperation mit der Fa. Miele geschildert. Interessant ist hier auch, dass bereits Gespräche mit anderen Herstellern begonnen haben und somit die Palette an intelligent ansteuerbaren Haushaltsgeräten bei PV-Stromüberschüssen mit hoher Wahrscheinlichkeit zunehmen wird.

Effizienz einer Wärmepumpe mit abnehmender Warmwassertemperatur steigt, wird der Temperatursollwert – bei dem die Wärmepumpe wieder ausgeschaltet wird – möglichst niedrig gewählt. Ein Steuersignal, welches von der Wärmepumpe verarbeitet werden kann und einen PV-Stromüberschuss signalisiert, bietet hier die Möglichkeit (wie z.B. von der Firma Schüco auf der Intersolar vorgestellt), dass bei Erreichen der eingestellten Temperatur eine Sollwert-Anpassung auf die maximal mögliche Temperatur¹⁰⁵ erfolgt. Durch die höhere Vorlauftemperatur reduziert sich die Effizienz der Wärmepumpe, wodurch der Strombedarf ansteigt bzw. vielmehr der Wärmeertrag abnimmt. Solange jedoch eine finanzielle Ersparnis durch die Eigenstromnutzung gegeben ist, eröffnet eine weitere Einspeicherung von Wärmeenergie die Möglichkeit, dass ein länger andauernder Minderertrag der PV-Anlage z.B. durch Schlechtwetterperiode überbrückt werden kann. Somit kann die elektrische Energie der PV-Anlage, wenn kein Überschuss vorhanden ist, alleinig zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs genutzt werden.

Die meisten Hersteller bieten Warmwasserwärmepumpen mit einer elektrischen Antriebsleistung von ca. 500 Watt an. Dabei wird je nach Wärmepumpe eine Heizleistung von rund 2 kW bei einer Solltemperatur von 55 °C erreicht. Somit ergibt sich ein COP von ungefähr vier. Für eine Kilowattstunde elektrische Antriebsenergie werden somit vier Kilowattstunden Wärmeenergie erreicht [114]. Bei derzeitigen Stromgestehungskosten in Höhe von rund 15,96 ct/kWh_{el} inkl. MwSt.¹⁰⁶ ergibt sich somit ein Wärmegestehungspreis in Höhe von rund 3,99 ct/kWh.

Bei den Stromgestehungskosten handelt es sich um die investitions- und betriebsgebundenen Kosten der PV-Anlage inkl. einer Kapitalrendite, die auf den Stromertrag umgelegt werden. Dadurch, dass ein Teil (bei Einfamilienhäusern rund 30 % [23]) des Ertrags des Solarstroms jedoch ohne zusätzliche Kosten – abgesehen von der Umsatzsteuer – direkt verbraucht werden kann, wird hier ein Teil des teureren Strombezugs vom EVU substituiert. Wenn die Einsparung der Strombezugskosten von derzeit 27,3 ct/kWh den Stromgestehungskosten bei 30 % Eigennutzungsanteil gegengerechnet wird, ergeben sich für die übrigen 70 % gewonnene Energie wie bereits in Formel 1 auf Seite 16 ermittelt Stromgestehungskosten in Höhe von rund 8,79 ct/kWh (netto). Da bei einer kleinen PV-Anlage eine Begrenzung der Einspeiseleistung auf 30 % der installierten Leistung im Sinne der Netzstabilität empfohlen wird, können bei der Beispiel PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus in München rund 50 % in das öffentliche Netz eingespeist und rund 20 % weder eingespeist noch ohne Lastmanagement genutzt werden. Der eingespeiste Strom wird normal nach EEG mit 15,08 ct/kWh vergütet, was für weitere Einnahmen sorgt und somit die Stromgestehungskosten für den nicht nutzbaren Strom weiter reduziert. Diese Kosten berechnen sich wie folgt:

¹⁰⁵Die maximale Vorlauftemperatur einer Wärmepumpe hängt in erster Linie von dem Kältemittel ab und liegt bei Warmwasserwärmepumpen oft bei rund 65 °C.

¹⁰⁶Stromgestehungskosten Netto: siehe Formel 1 auf Seite 16. Die MwSt. wird auf den linearen Abschreibungsbetrag zzgl. jährlicher Betriebskosten von 12,16 ct/kWh erhoben.

$$\begin{aligned}
&= \frac{\text{Stromgestehungskosten} + \text{USt} - \text{Einsparung Eigenverbrauch} - \text{EEG Vergütung}}{\text{nicht nutzbare Strommenge}} \\
&= \frac{13,65\text{ct/kWh} + 30\% \cdot 12,16\text{ct/kWh} \cdot 19\% - 30\% \cdot 27,30\text{ct/kWh} - 50\% \cdot 15,08\text{ct/kWh}}{20\%} \\
&= -6,93\text{ct/kWh}
\end{aligned}$$

Wie aus den negativen Kosten erkennbar ist, wird die Photovoltaikanlage durch die Eigenstromnutzung in Höhe von 30 % und Einspeisung in Höhe von 50 % bereits vollständig refinanziert. Somit erhöht sich der Gewinn über die 6 % Kapitalrendite, die in den Stromgestehungskosten bereits berücksichtigt sind, hinaus, ohne dass die 20 % nicht nutzbare Strommenge einer Nutzung überführt werden. Es darf hier jedoch nicht der negative Strompreis angesetzt werden, wenn die Energie im Wärmesektor genutzt wird, da dies der Gewinn der PV-Anlage unabhängig davon ist, ob die 20 % Überschussenergie genutzt werden oder nicht. Allerdings dürfen die Stromkosten mit 0 ct/kWh (netto) angesetzt werden, wenn er im Wärmesektor genutzt werden soll, da er ansonsten keiner Nutzung zugeführt wird und den Gewinn der PV-Anlage somit nicht reduziert. Daher bietet sich grundsätzlich der Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung an. Wenn der Strom für die Wärmeproduktion „selbst genutzt“ werden soll, ist für diesen die Mehrwertsteuer abzuführen. Die Mehrwertsteuer ist jedoch auf die eigentlichen Stromgestehungskosten in Höhe von 12,16 ct/kWh (netto) zu erheben. Dies führt zu einer Mehrwertsteuer in Höhe von rund 2,31 ct/kWh und stellt somit die Bruttostromgestehungskosten mit rund 2,31 ct/kWh dar. Dadurch ergibt sich unter Einsatz einer Wärmepumpe bei einem COP von vier ein Wärmegegestehungspreis in Höhe von 0,58 ct/kWh.

Bei einer Temperatur Sollwertanpassung auf z.B. 65 °C bei einem PV-Stromüberschuss und erreichter Speichertemperatur, reduziert sich der COP. Dabei kann für die höheren Temperaturen von einem COP zwischen zwei und drei ausgegangen werden. Bei einem PV-Stromüberschuss ergibt sich somit für die Temperaturerhöhung ein Wärmegegestehungspreis zwischen 0,77 und 1,16 ct/kWh_{th}. Bei den Wärmegegestehungskosten wurden lediglich die Energiekosten berücksichtigt. Die Investitions- sowie Wartungskosten wurden hier außen vor gelassen.

In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage, ob die Warmwasserwärmepumpe als alleinige Warmwasserbereitungstechnik genutzt wird und somit auch im Winter Strom hierfür benötigt wird oder ob es sich lediglich um eine Möglichkeit handelt, die Eigenstromnutzung zu erhöhen. Im letzterem Fall muss ein weiterer Wärmeerzeuger z.B. eine Gastherme die Warmwasserbereitung bei einem Strommangel übernehmen. Das bedeutet, dass der Wärmegegestehungspreis der WP mit dem Wärmegegestehungspreis z.B. einer

Gastherme konkurrieren muss. Bei modernen Gasbrennwertthermen wird ein Jahresnutzungsgrad nahe eins – bezogen auf den Heizwert – erreicht. Bevor ein Vergleich mit den Erdgasbezugskosten erfolgen kann, muss jedoch noch eine Umrechnung auf den Brennwert erfolgen. Somit ergibt sich ein Erdgasbedarf (Brennwert) von rund 1,11 kWh je Kilowattstunde Wärme. Für eine erste Abschätzung können alternativ auch die Erdgasbezugskosten auf den Heizwert umgerechnet werden. Somit können die oben ermittelten Wärmegestehungskosten mit den durchschnittlichen Erdgasbezugskosten bezogen auf den Heizwert von 6,7 ct/kWh¹⁰⁷ (Brennwert von 6,0 ct/kWh) verglichen werden [115].

Jedoch darf hier nicht unterschätzt werden, dass die Investitionskosten der WP auf die durch die WP bereitgestellte Wärmeenergie umgelegt werden müssen. Dies erhöht die Wärmegestehungskosten der WP erheblich. Für diesen Anwendungsfall kann die Wärmepumpe auch per Funksteckdose geschaltet werden, da, falls keine Stromüberschüsse vorhanden sind, die Warmwasserbereitung durch den zweiten Wärmeerzeuger erfolgen kann. Dadurch kann die Solltemperatur an der Wärmepumpe auf den maximal möglichen Temperatur Sollwert eingestellt werden, der noch einen wirtschaftlichen Betrieb gegenüber dem alternativen Energieträger erlaubt. Die Investitionskosten für solch einfache Warmwasserwärmepumpen beginnen bei ca. 1.800 € (Brutto) ohne Einbaukosten. Smart Grid fähige Wärmepumpen, welche durch ein Steuersignal der PV-Anlage inkl. einer Temperatur Sollwertanpassung intelligent geregelt werden, können hingegen je nach Hersteller bis rund 3.200 € kosten. [116].

Bei einem Warmwasserenergiebedarf nach VDI 4655 in Höhe von 2.000 kWh_{th} bei einem Einfamilienhaushalt mit vier Personen können rund 1.200 kWh_{th} (60%)¹⁰⁸ der Warmwasserbereitung durch die Warmwasserwärmepumpe infolge von PV-Stromüberschüssen erfolgen. Somit ist ein Aufschlag auf die Wärmegestehungskosten in einem Bereich von 7,5 bis 13,3 ct/kWh_{th} notwendig, wenn die Umlegung auf eine Zeitspanne von 20 Jahren erfolgt. Dadurch ergibt sich ein gesamter Wärmegestehungspreis von 8,1 bis maximal 13,9 ct/kWh_{th}. Auch wenn der untere Preis für diesen Anwendungsfall maßgeblich sein dürfte¹⁰⁹, ist bei den derzeitigen Erdgasbezugskosten keine Wirtschaftlichkeit gegeben, da ein ohnehin für die Heizung vorhandener Gasbrennwertkessel eine günstigere Warmwasserbereitung ermöglicht.

Wenn die Warmwasserwärmepumpe jedoch die einzige Möglichkeit ist Trinkwarmwasser zu bereiten, können die Investitionskosten auf die vollen 2.000 kWh_{th} Warmwasserbedarf umgelegt werden. Hier soll darauf hingewiesen werden, dass lediglich die selbe Menge an

¹⁰⁷Aus dem Gaspreisindex von Verivox wurde ein angenommener Grundpreis in Höhe von 100 €/a herausgerechnet. Anschließend erfolgte eine Umrechnung auf den Heizwertpreis durch eine Division mit dem Faktor 0,9.

¹⁰⁸Dieser Wert wurde mit einem Tabellenkalkulationsprogramm analog zu der Ermittlung der maximalen Akkumulatorkosten in Kapitel 31 auf Seite 43 ermittelt.

¹⁰⁹Für diesen Anwendungsfall ist wie oben beschrieben eine Inbetriebnahme durch eine Funksteckdose ausreichend.

Warmwasser in Höhe von rund 1.200 kWh_{th} durch ansonsten nicht nutzbare Stromüberschüsse (rund 300 kWh_{el} von rund 1.100 kWh_{el} genutzt werden können) bereitgestellt werden können. Jedoch besteht weiterhin ein Kostenvorteil wenn Strom, der ansonsten in das öffentliche Netz gegen eine Vergütung in Höhe von 15,08 ct/kWh_{el} eingespeist würde, für den Antrieb der Wärmepumpe genutzt wird. Für jede elektrische Kilowattstunde werden durch die Wärmepumpe rund vier Kilowattstunden an Erdgas substituiert. Somit werden für jede elektrische Kilowattstunde rund 26,8 ct/kWh an Erdgaskosten eingespart. Selbst bei einer Berücksichtigung der Mehrwertsteuer in Höhe von rund 2,31 ct/kWh_{el} müsste die EEG Vergütung min. 24,5 ct/kWh_{el} betragen, damit eine Einspeisung einer Wärmenutzung vorzuziehen wäre. Durch den zusätzlichen Antrieb der WP mit Strom, der ansonsten auch ins öffentliche Netz eingespeist werden könnte, lassen sich rund 1.900 kWh (95%) des Warmwasserenergiebedarfs durch Einsatz von PV-Strom decken. Dies ist auch darauf zurück zu führen, dass selbst im Winter ausreichend PV-Leistung für die geringe Antriebsleistung der Trinkwarmwasserwärmepumpe zur Verfügung steht, nachdem der Haushaltsstrombedarf gedeckt wurde. Die übrigen rund 25 kWh_{el} müssen aus dem öffentlichen Netz bezogen werden. Durch den Antrieb einer Trinkwarmwasserwärmepumpe erhöht sich der Eigenstromnutzungsanteil von rund 30 % auf 38 %.

Falls eine Erdgastherme für die Heizungsanlage zum Einsatz kommen würde, wäre als Ersatz zur Warmwasserwärmepumpe eine Investition in einen vergleichbaren 300 ltr. Boiler mit Anschaffungskosten zwischen 600 - 1.000 € erforderlich [112]. Dies ermöglicht eine Gegenrechnung und somit um diese Summe höhere Investitionskosten für die WP. Hier können die Investitionskosten für die Wärmepumpe jedoch nicht an der unteren Grenze angesetzt werden, da sie bedingt dadurch, dass es sich um den einzigen Trinkwarmwasserbereiter handelt, nicht über eine Funksteckdose geschaltet werden kann. Die Warmwasserwärmepumpen welche bereits SG Ready sind und somit ein Regelungssignal vom Lastmanagement verarbeiten können, beginnen im mittleren Preissegment (2.300 €) [117].

Die Berücksichtigung der verbrauchsgebundenen Kosten gestaltet sich bei einer alleinigen Warmwasserbereitung mittels Wärmepumpe komplizierter, da die Gesamtkosten sich anteilig aus verschiedenen Kostenbestandteilen zusammensetzen. Daher wurde hier ähnlich wie in Abbildung 31 auf Seite 43 die maximal möglichen Kosten für eine Trinkwarmwasserwärmepumpe ermittelt, die einen wirtschaftlichen Betrieb gegenüber einer vorhandenen Erdgastherme ermöglichen. In Abbildung 53 auf der nächsten Seite sind drei Geraden in Abhängigkeit des Gaspreises (hier jedoch als Brennwert, da geläufiger) dargestellt. Bei der blauen Gerade handelt es sich um die maximal wirtschaftlichen WP Investitionskosten ohne Substitution eines Boilers. Wenn ein Boiler gegengerechnet werden kann, befinden sich die maximal wirtschaftlichen WP Investitionskosten zwischen der roten und grünen Gerade. Bei den derzeitigen Gaspreisen von durchschnittlich rund 6 ct/kWh (Brennwert) ist bereits ein wirtschaftlicher Betrieb einer Trinkwarmwasserwärmepumpe bei Substitution

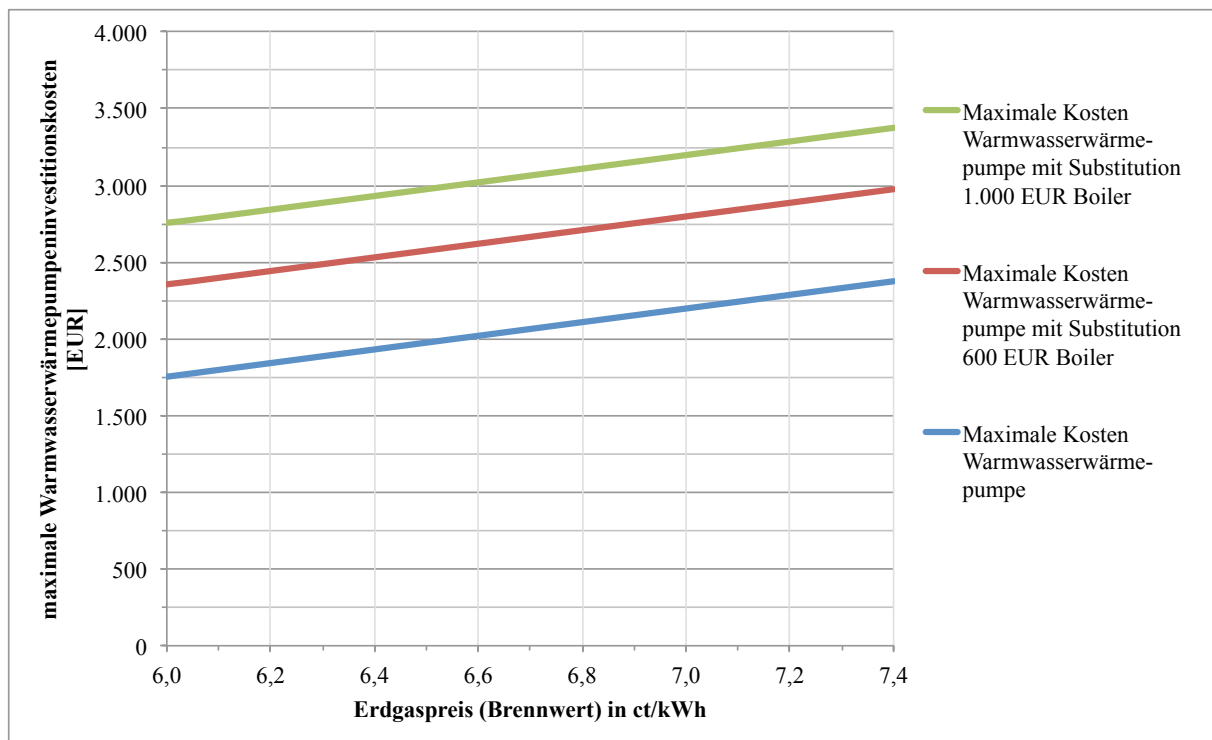


Abbildung 53 – Maximale Investitionskosten für eine Warmwasserwärmepumpe mit und ohne Substitution eines Boilers in Abhängigkeit des Erdgaspreises

eines Boilers möglich. Bei steigenden Erdgaspreisen verbessert sich die Wirtschaftlichkeit zunehmend. Da sich die Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlage im Gegensatz zum Gaspreis nicht erhöhen, kann sich eine Investition in eine Warmwasserpumpe über die Jahre noch stärker auszahlen. Wenn eine Warmwasserwärmepumpe bereits vorhanden ist, konkurriert lediglich der durch die PV-Anlage bereit gestellte Strom mit derzeit 2,31 ct/kWh_{el} (Brutto) mit dem Strombezugspreis vom Energieversorger. Der normale Haushaltstarif liegt in Deutschland wie in Kapitel 2.2.1 auf Seite 16 dargestellt, derzeit bei 27,30 ct/kWh_{el}. Somit ergibt sich hier auf jeden Fall bei einer neuen Photovoltaikanlage ein wirtschaftlicher Betrieb.

Falls die Stromversorgung durch die PV-Anlage nicht ausreichend ist, muss die Warmwasserbereitung mit teurerem Strom vom Energieversorgungsunternehmen erfolgen. Einige Energieversorgungsunternehmen bieten jedoch einen günstigeren Wärmepumpentarif an. Je nach Anbieter handelt es sich dabei um einen Einstufen- oder Zweistufentarif. Das Energieversorgungsunternehmen gewährt dem Kunden einen günstigeren Stromtarif. Im Gegenzug hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, die Wärmepumpe durch ein Rundsteuersignal bis zu maximal vier Stunden pro Tag vom Netz zu trennen (Sperrzeit). Diese Wärmepumpentarife sind in den letzten Jahren im Vergleich zum normalen Haushaltsstromtarif jedoch stärker gestiegen was dazu geführt hat, dass sie sich immer mehr angeglichen haben. Da es im Regelfall pro Netzbetreiber nur einen Anbieter mit einem Wärmepumpentarif gibt, besteht hier keine wirkliche Marktwirtschaft. In manchen Gebieten besteht somit vermutlich bald kein Vorteil mehr darin, einen Wärmepumpentarif zu

wählen [118, 119, 120, 121]. Da die PV-Stromüberschüsse oberhalb von 30 % der installierten Leistung vermehrt in den Sommermonaten auftreten, muss bei einer ganzjährigen Warmwasserbereitung daher in jedem Fall individuell geprüft werden, ob eine Aufschaltung der Wärmepumpe auf das normale Haushaltsstromnetz mit der Möglichkeit der PV-Stromüberschussnutzung oder ein Wärmepumpentarif ohne PV-Stromüberschussnutzung mit einem Wärmepumpentarif wirtschaftlicher ist. Auf der Intersolar Messe 2013 konnte ich keinen Hersteller finden, der eine Warmwasserwärmepumpe mit zwei Anschlussmöglichkeiten für ein Wärmepumpenstromnetz und Haushaltsstromnetz (inkl. der Möglichkeit der PV-Eigenstromnutzung) anbietet. Dadurch wäre ein Umschalten auf einen Wärmepumpentarif möglich, wenn kein PV-Stromüberschuss vorhanden ist. Mir konnte auf der Intersolar auch nicht beantwortet werden, ob dies durch die Energieversorgungsunternehmen gegebenenfalls erlaubt wird, da somit die Sperrzeit mit ihrer netzentlastenden Wirkung (der Grund für den vergünstigten Wärmepumpentarif) umgangen werden könnte. Bei der Firma Schüco hieß es lediglich, dass individuell pro Fall durch einen Abgleich überprüft wird, ob die Ersparnis durch die erhöhte PV-Eigenstromnutzung über der Ersparnis des günstigeren Wärmepumpentarifs liegt. Sobald dies der Fall ist, empfehlen sie die Aufschaltung auf das Haushaltsnetz.

Hier wirkt sich vorteilhaft für den Anschluss der Wärmepumpe ans Hausnetz aus, dass für den Wärmepumpentarif ein zusätzlicher Stromzähler mit eigenem Grundpreis notwendig ist. Bei RWE fallen z.B. in der Stadt Essen Kosten in Höhe von 78,54 € pro Jahr an. Der Arbeitspreis liegt mit 19,47 ct/kWh (brutto) 7,83 ct/kWh unterhalb des durchschnittlichen Haushaltspreises von 27,3 ct/kWh. Dadurch refinanzieren sich die zusätzlichen Grundgebühren erst nach einem Stromverbrauch für die Wärmepumpe von rund 1.000 kWh/a. Selbst wenn die Warmwasserwärmepumpe keinen PV-Stromüberschuss nutzen könnte, wäre bei einem Warmwasserenergiebedarf in einem Einfamilienhaushalt von rund 2.000 kWh/a und einem durchschnittlichen COP von vier für die WP lediglich ein Strombedarf von 500 kWh/a notwendig. Bei anderen Energieversorgern wird der notwendige Strombedarf für eine Refinanzierung voraussichtlich in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Also kann hier festgehalten werden, dass ein Wärmepumpentarif für den Betrieb einer Warmwasserwärmepumpe in einem Einfamilienhaushalt – unabhängig davon, ob eine PV-Anlage vorhanden ist – nicht wirtschaftlich ist.

Wie oben beschrieben, fällt bei einer Vollkostenrechnung die ganzjährige Warmwasserbereitung mittels Warmwasserwärmepumpe gegenüber einer Gastherme günstiger aus, wenn der überwiegende Teil der Warmwasserbereitung mit PV-Strom und davon ein Großteil mit PV-Stromüberschüssen erfolgen kann. Diese Rechnungen wurden mit einer Einspeiseleistungsbegrenzung in Höhe von 30 % durchgeführt. Derzeit gilt jedoch lediglich eine Einspeiseleistungsgrenze von 60 oder 70 %¹¹⁰. Daher werden die meisten Anlagenbetreiber

¹¹⁰Für die Beispiel-Anlage auf einem Einfamilienhaus in München mit einer Leistung von 5,17 kW_P wurde bei einer 70 % Leistungsbegrenzung bei einem Eigenstromverbrauch nach Standardlastprofil ein nicht

versuchen den Profit zu maximieren, indem sie den Strom ins öffentliche Netz gegen die Vergütung von 15,08 ct/kWh einspeisen. Gegen eine Vergütung von 15,08 ct/kWh kann die Wärmebereitstellung nicht konkurrieren, da die geringere Ersparnis für die Investitionssumme der WP nicht ausreichend ist¹¹¹. Daher lohnt sich bei der derzeitigen Gesetzeslage keine Investition in eine Warmwasserwärmepumpe. Allerdings darf hier nicht vergessen werden, dass in Kapitel 2.2.3 auf Seite 29 ermittelt wurde, dass aus Gründen der Netzstabilität, eine Einspeiseleistungsbegrenzung in Höhe von 30 % empfohlen (alternativ ist ein Einspeisemanagement notwendig) wird. Dadurch ergeben sich bei der untersuchten Beispiel Einfamilienhausanlage in München rund 1.100 kWh/a, welche nicht eingespeist werden könnten. Diese könnten durch den Antrieb einer Wärmepumpe eine Nutzung erfahren, was wie in Abbildung 53 auf Seite 102 dargestellt, eine wirtschaftliche Investition in eine Wärmepumpe ermöglicht.

Als problematisch könnte sich bei Warmwasserwärmepumpen – bei einer Abweichung des realen Lastprofils vom Standardlastprofil – auch die geringe elektrische Leistung herausstellen. Um den 300 ltr. Speicher von 15 °C bis zu einer Temperatur von 55 °C durchzuladen, werden 14 kWh_{th} benötigt. Bei einem mittleren COP von (bei diesen Temperaturen) vier ergibt sich ein elektrischer Energiebedarf in Höhe von rund 3,5 kWh_{el}. Bei einer elektrischen Antriebsleistung von rund 500 Watt benötigt die Warmwasserwärmepumpe somit 7 Stunden um das Boilervolumen von 15 auf 55 °C anzuheben. Gerade in den Morgen- und Abendstunden könnte der Strombedarf im Haushalt je nach Nutzerverhalten jedoch keinen Überschuss von 500 Watt PV-Strom zulassen. Somit wäre es vorteilhaft, wenn die Leistung der WP in den Mittagsstunden, wo die Leistung der Photovoltaikanlage ebenfalls höher ist, erhöht werden könnte. Jedoch bietet dies bisher kein Hersteller für Warmwasserwärmepumpen an. Vielmehr wird von den Herstellern gerade auf der Intersolar Messe als Verkaufsargument die derzeit gültige Einspeiseleistungsgrenze in Höhe von 70 % als Alternative zum Einspeisemanagement oder die 60 % Leistungsreduzierung im Rahmen des Marktanreizprogramms für Batteriespeicher, welches seit 01.05.2013 angeboten wird, genannt. Somit lässt sich der Strom, der ansonsten nicht eingespeist, elektrochemisch gespeichert und mangels sonstiger Verbraucher nicht selbst genutzt werden könnte einen Verwendungszweck dienen.

Heizungswärmepumpen

Anders könnte dies bei größeren Wärmepumpen, welche neben der Warmwasserbereitung auch die Heizung bedienen, ausfallen. Hier ist eine Leistungsanpassung der Heizungswärmepumpe aufgrund der Warmwasserbereitung genauso wie bei einer Gastherme im

nutzbarer Stromüberschuss von lediglich 6 kWh/a ermittelt.

¹¹¹Solange der Strom gegen EEG Vergütung ins öffentliche Netz eingespeist werden kann, darf lediglich die Differenz der Nutzung abzgl. der MwSt. zur Einspeisevergütung als Ersparnis für die Eigenstromnutzung gezählt werden.

Regelfall nicht notwendig. Daher müssen hier keine zusätzlichen Investitionskosten für die Warmwasserbereitung berücksichtigt werden und es steht bei einem größeren PV-Leistungsüberschuss eine größere Leistung der WP zur Verfügung. Somit müssen lediglich die Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlage mit dem Arbeitspreis der Stromanbieter konkurrieren. Hier spielt jedoch die Problematik der bisherigen Unvereinbarkeit des Haushaltsstromnetzes und der Wärmepumpentarife eine relevantere Rolle, da der Großteil des Wärmepumpenstrombedarfs in den Wintermonaten bei geringerem PV-Ertrag anfällt.

Falls vertragsrechtlich nichts gegen einen Anschluss an beide Tarifnetze sprechen sollte und keine Hersteller Wärmepumpen mit zwei Anschlüssen anbieten, ließe sich aus technischer Sicht relativ leicht eine externe Umschaltung mittels Schütz (Schalter) erreichen. Dieser ließe sich problemlos durch ein Lastmanagement der PV-Anlage ansteuern. Somit ließe sich bei einer absinkenden Boiler-Temperatur und keiner Aussicht auf PV-Stromüberschüsse der Schütz vom Hausnetz auf das Wärmepumpennetz umschalten. Wie oben bereits beschrieben, nähern sich die Wärmepumpentarife jedoch zunehmend den Haushaltskundertarifen an, wodurch dieser Aufwand in Zukunft obsolet wird. Bis dahin muss jedoch für jeden Fall einzeln untersucht werden, ob ein Wärmepumpentarif oder eine PV-Stromüberschussnutzung die günstigere Alternative darstellt. Wenn eine PV-Stromüberschussnutzung möglich ist, muss zudem berücksichtigt werden, dass die meisten Heizungswärmepumpen im Einfamilienhausbereich derzeit keine Leistungsstufen besitzen und noch seltener stufenlos modulierbar sind. Insofern besteht hier die Gefahr, dass die PV-Anlage gerade in der Übergangszeit und im Winter keinen ausreichenden Leistungsüberschuss für einen Betrieb der WP zur Verfügung stellt. Wobei dies jedoch gerade im Heizbetrieb unbedeutend ist, da ohnehin zur Deckung des restlichen Wärmepumpenstrombedarfs Strom aus dem Netz bezogen werden muss.

Allerdings könnte mit einer stufenlos modulierbaren Wärmepumpe gerade in der Übergangszeit und im Sommer für die Warmwasserbereitung eine alleinige Deckung des Wärmepumpenstrombedarfs mit PV-Stromüberschuss möglich sein. Durch eine modulierbare Wärmepumpe wie sie z.B. von der Fa. Heliotherm angeboten wird, kann der Strombedarf je nach PV-Stromüberschuss von rund 800 Watt bis rund 2,5 kW angepasst werden [122]. Dementsprechend erhöht sich die Heizleistung linear bis auf rund 12 kW bei einer Vorlauftemperatur von 35 °C und einer Wärmequellentemperatur von rund 0 °C. Aufgrund der im Vergleich zu einer Trinkwarmwasserwärmepumpe ähnlich niedrigen elektrischen Mindestantriebsleistung einer modulierbaren Heizungswärmepumpe, lassen sich bei einem gleich großen Pufferspeicher mit rund 91 %, ein ähnlich großer Anteil des Warmwassers mit PV-Strom als Antriebsenergie bereitstellen. Zusätzlich bietet die Heizungswärmepumpe gerade in der Übergangszeit einen zusätzlichen Nutzen für den PV-Strom. Hier lässt sich nur schwer eine Aussage über die Wärmegestehungskosten treffen, da bei einer Heizungswärmepumpe ein Mischpreis aus nicht einspeisbaren PV-Strom und einspeisbaren

PV-Strom zustande kommt. Das Verhältnis wird dabei auch von dem Gebäudestandard bestimmt, da bei alten Gebäuden im Gegensatz zu Niedrigenergiehäusern in der Übergangszeit bei höheren PV-Stromüberschüssen bereits mehr geheizt werden muss. Bei einer Leistungszahl von vier entsteht ebenfalls wie bei der Trinkwarmwasserwärmepumpe ein Wärmegestehungspreis in Höhe von 0,58 ct/kWh_{th}. Für den einspeisbaren Strom fallen Stromgestehungskosten in Höhe von 11,10 ct/kWh_{el} (brutto) an. Diese Kosten müssen unterhalb der EEG Vergütung und unterhalb der Strombezugskosten vom Energieversorger liegen, damit sich die Nutzung des Stroms für die Wärmepumpe rechnet. Es entsteht für den einspeisbaren PV-Strom ein Wärmegestehungspreis in Höhe von 2,78 ct/kWh_{th}. Da davon auszugehen ist, dass die Wärmepumpe als Wärmeerzeuger für die Gebäudeheizung ohnehin angeschafft werden muss/musste, werden die Investitionskosten nicht in den Wärmepreis eingerechnet. Somit muss der PV-Strom lediglich gegen den Strompreis des Energieversorgers konkurrieren. Daher stellt die Nutzung von PV-Strom und eine moderate Speicherung der Energie in Form von Wärme eine vermutlich in den meisten Fällen konkurrenzlos günstige Möglichkeit der Energienutzung und Speicherung dar.

Hochtemperaturwärmepumpen

Die meisten Wärmepumpen haben eine maximal erreichbare Vorlauftemperatur – bedingt durch das eingesetzte Kältemittel – von rund 70 °C. Jedoch werden inzwischen auch Wärmepumpen mit Kältemitteln wie z.B. Kohlendioxid angeboten, welche höhere Vorlauftemperaturen ermöglichen. Solche Hochtemperaturwärmepumpen werden z.B. von der Fa. Thermea mit einer Vorlauftemperatur bis 90 °C angeboten [123]. Diese Wärmepumpen ermöglichen somit auch den Einsatz in Fern-/Nahwärmenetzen. Vorlauftemperaturen von 90 °C in den Wintermonaten sind für die meisten Bestandsgebäude ausreichend. Dahingehend lassen sich Niedertemperaturwärmepumpen nur in kleinen Nahwärmenetzen für Neubaugebiete einsetzen. Aufgrund der hohen Vorlauftemperaturen reduziert sich jedoch die Leistungszahl je nach Wärmequellentemperatur auf einen Wert von ca. 2 - 2,5. Somit können je eingesetzter Kilowattstunden Antriebsstrom nur noch 2 - 2,5 kWh genutzt werden.

Wegen der grundsätzlichen Eignung von Hochtemperaturwärmepumpen für Nahwärmenetze, können hier elektrische Antriebsleistungen realisiert werden, die auch den Einsatz von Photovoltaikfreiflächen- oder Windkraftanlagen als Stromquelle interessant machen. Demnach könnte z.B. der Stromüberschuss einer Bürgerwindkraftanlage durch eine vor Ort befindliche Nahwärmenetzzentrale mit Wärmepumpe sinnvoll genutzt werden.

Bedingt durch die erhöhte Anfangsvergütung für WKA in den ersten rund fünf Jahren (je nach Abweichung zur Referenzanlage), reduziert sich die EEG Vergütung danach nach § 27 Abs. 1 EEG¹¹² auf einen relativ niedrigen Wert von derzeit (2013) 4,80 ct/kWh_{el}.

¹¹²§ 27 Abs. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches

Nachdem die Vergütung für in 2003 errichtete WKA allerdings frühestens in 2009 – nach der erhöhten Anfangsvergütung – auf diesen niedrigen Wert reduziert wird, ist die erhöhte Anfangsvergütung in Höhe von derzeit min. 8,8 ct/kWh_{el} bei neuen Anlagen relevant. Somit ergibt sich für eine neue WKA ein Wärmegegestehungspreis bezogen auf die reinen verbrauchsgebundenen Kosten in Höhe von rund 3,5 ct/kWh_{th}. Auf diesen verbrauchsgebundenen Wärmepreis müssen noch die Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten für das Heizwerk sowie das Fernwärmenetz aufgeschlagen werden. Für Bestandwindkraftanlagen reduzieren sich die Wärmegegestehungskosten, da die Vergütung nach frühestens fünf Jahren Betrieb reduziert wird. Die Vergütung für die Anlagen, die in 2000 in Betrieb genommen wurden, erhalten nach § 7 Abs. 1 EEG 2000¹¹³ eine reduzierte Vergütung in Höhe von 0,121 DM/kWh_{el} (6,19 ct/kWh_{el}) nach mindestens fünf Jahren erhöhter Anfangsvergütung. Für die Vergütung erfolgte nach EEG eine Degression für jedes Jahr, das die WKA später in Betrieb genommen wurde. Daraus resultiert ein Wärmegegestehungspreis in Höhe von rund 1,9 - 2,5 ct/kWh_{th} zzgl. Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten für das Heizwerk sowie das Fernwärmenetz. Ob sich durch den Einsatz von Wärmepumpen in Fernwärmenetzen ein wettbewerbsfähiger Wärmevertriebspreis ergibt muss im Einzelfall geprüft werden.

Jedoch besteht bei großen Wärmepumpen (hohe Leistung) die Problematik, dass die Erschließung der Umweltwärme aufwendiger wird. Da die niedrigen Lufttemperaturen sich gerade für den Heizungsbetrieb negativ auf die Leistungszahl auswirken, wird für Heizungswärmepumpen möglichst versucht, Wärmequellen mit höheren Temperaturen zu erschließen. Dazu zählen in erster Linie Grundwasser und Erdwärmesonden. Erdreichkollektoren spielen aufgrund ihres hohen Flächenbedarfs lediglich bei kleineren Leistungsgrößen eine Rolle. Die Mächtigkeit des Grundwassers stößt jedoch bei großen Leistungen – falls es verfügbar ist – erfahrungsgemäß vielfach an seine Grenzen. Insofern werden hier als Wärmequelle des weiteren lediglich Erdwärmesonden betrachtet. Bei diesen kann überschlägig von einem Leistungsentzug aus dem Erdreich von 50 Watt je Meter Sonde ausgegangen werden. Somit werden bei einer Heizleistung von 100 kW_{th} bei einer Leistungszahl von zwei 50 kW_{th} Erdwärmeentzugsleistung benötigt. Bei einer Annahme von rund 50 W/m Sonde ergeben sich somit rund 1.000 m Erdwärmesondenlänge, welche auf mehrere Sonden aufgeteilt wird. Derzeit können für die Sondenkosten für eine Überschlagsrechnung rund 70 €/m angenommen werden. Somit ergeben sich für eine Wärmeleistung von rund 100 kW Erdwärmesondenkosten in Höhe von 70.000 €. Bei einer Wärmeleistung von rund 5 MW_{th} und einem COP von 2,5 ergeben sich somit Investitionskosten alleine für das Sondenfeld in Höhe von rund 2,1 Mio. €. Für die Kosten des Fern-/Nahwärmenetzes sind die individuellen Gegebenheiten vor Ort (z.B. Heizwärmebedarf und Dichte der Bebauung) zu verschieden, um hier eine pauschale Aussage treffen zu können. Für eine erste Abschätzung können jedoch derzeit rund 500 - 550 €/m Trasse angenommen werden. Wenn

zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

¹¹³§ 7 Abs. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 01.04.2000

eine Wirtschaftlichkeit durch die Stromgestehungskosten der WKA nicht gegeben ist, besteht hier die Möglichkeit gegen eine Entschädigungszahlung wie in Kapitel 2.2.3.4 auf Seite 51 für PV-Freiflächenanlagen beschrieben, die Netzeinspeisung zu reduzieren und diese Energie für den Antrieb der Wärmepumpen zu nutzen. Dieses Vergütungsmodell funktioniert in der selben Weise wie bei WKA auch bei PV Freiflächenanlagen, welche sich im selben Besitz wie die Wärmepumpe befinden. Es wird davon ausgegangen, dass die Anlagen im selben Besitz sein müssen und das öffentliche elektrische Netz nicht genutzt werden muss, da ansonsten Abgaben wie EEG Umlage, Netzentgelte etc. anfallen, was dazu führt, dass diese Anlage vermutlich nicht mit anderen Anlagen, die diese Abgaben nicht bezahlen müssen, bei einer Ausschreibung nicht konkurrieren können. Negativ wirkt sich hier jedoch aus, dass es sich bei der Wärmepumpe dann lediglich um ein Redundanz gerät handeln kann, da die resultierende Differenz aus Einspeisung und Strombezug sich nicht ändern würde, wenn bei Netzbetrieb der Wärmepumpe lediglich eine Umschaltung auf die WKA geschehen würde. Die hohen Investitionskosten für die Vorhaltung einer erhöhten Leistung wirkt sich negativ auf die Wärmegestehungskosten aus, und es darf hier bezweifelt werden, dass dann noch eine Konkurrenzfähigkeit bei einer Ausschreibung von Entschädigungszahlungen für eine Einspeiseleistungsreduzierung gerade in Hinblick auf eine rein elektrische Verwertung der Leistungsüberschüsse wie in Kapitel 3.3.2 auf Seite 111 beschrieben.

3.3.2 Elektrische Wärmebereitung

Viele Trinkwarmwasserwärmepumpen mit Warmwasserboiler haben eine elektrische Zusatzheizung (Elektroheizstab) integriert. Im Regelfall handelt es sich dabei um eine Leistung von ungefähr 1,5 kW. Somit lässt sich das oben angesprochene Zeitproblem, das aufgrund der geringen Heizleistung einer reinen Warmwasserwärmepumpe besteht, lösen. In den Mittagsstunden bei einem hohen PV-Stromüberschuss, lässt sich die gesamte Heizleistung auf rund 3,5 kW_{th} durch den Elektroheizstab mit einer zusätzlichen Leistung von 1,5 kW erhöhen. Dadurch ließe sich die vollständige Beladung des Boilers auf rund vier Stunden reduzieren. Bei einer Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 5 kW_P müssten mit einer elektrischen Antriebsleistung der Warmwasserbereitung von 2 kW_{eI} rund 40 % der Nennleistung der PV-Anlage der Warmwasserbereitung dienen. Dabei handelt es sich gerade im Sommer, wenn niemand tagsüber zuhause ist, durchaus um einen realistischen Wert für eine Zeitspanne von vier Stunden. Vorteilhaft wirkt sich hier auch aus, dass der Heizstab auch für eine geringere Zeitspanne betrieben werden kann, falls der PV-Stromüberschuss keine vier Stunden ausreichend hoch ist. In der übrigen Zeit kann allein die Warmwasserwärmepumpe mit einer Antriebsleistung von rund 500 Watt besser in den Haushaltsstrombedarf integriert werden. Ein in eine WP integrierter Heizstab sollte auch aus Gründen der Energieeffizienz nur genutzt werden, wenn dies aufgrund des Warmwasserbedarfs notwendig ist oder wenn der Strom sonst keine Eigenstromnut-

zung inkl. elektrochemischer Speicherung erfährt und aufgrund der derzeitig bestehenden Einspeiseleistungsbegrenzung von 70 oder 60 % bzw. in Zukunft 30 % nicht eingespeist werden darf. Dies ist auch aus ökonomischer Sicht notwendig, da der Strom ansonsten gegen eine EEG Vergütung ins Netz eingespeist werden oder zu Stromgestehungskosten direkt genutzt werden könnte. Wenn jedoch für den PV-Stromüberschuss keine alternative Nutzung möglich ist, kann der Wärmegehaltungspreis im Grunde mit 2,31 ct/kWh_{th} angesetzt werden. Bei einer Deckung von 95 % des Warmwasserenergiebedarfs wie in Kapitel 3.3.1 auf Seite 101 beschrieben, besteht weiterhin ein nicht genutzter Überschuss in Höhe von 700 kWh_{el}. Dieser Überschuss kann alternativ, da er überwiegend in den Sommermonaten anfällt, bedenkenlos für die Leistungssteigerung der Warmwasserbereitung in den Mittagsstunden auch um die Speichertemperatur und somit die Kapazität zu erhöhen, genutzt werden.

Interessanterweise bietet mit der Marke Sunbrain die Firma Stiehle Naturenergie als eines der ersten Unternehmen die Möglichkeit an, überschüssigen Photovoltaikstrom auch ohne Wärmepumpe in Wärme umzuwandeln. Dabei erkennt ein Steuerungssystem einen PV-Stromüberschuss und leitet die elektrische Energie zu einem Heizstab zur Warmwasserbereitung oder Heizungsunterstützung [124]. Es gibt prinzipiell bereits mehrstufige Heizschwerter auf dem Markt, wobei über Relais einzelne Heizkreise zugeschaltet werden können oder von einer Stern- zu Dreieckschaltung gewechselt werden kann. Dabei handelt es sich jedoch nicht um Systemlösungen die zusammen mit Photovoltaikanlagen angeboten werden. Hier werden bisher weitestgehend lediglich einstufige Heizschwerter im geringen Leistungsbereich von z.B. 1,5 kW – mit Schukostecker und somit der Möglichkeit über schaltbare Steckdosen angesteuert zu werden – angeboten. Die Funksteckdosen von SMA können eine Last bis 3,68 kW schalten, was für die Ansteuerung eines Heizstabes in einem Einfamilienhaus ausreichend ist. Jedoch ist eine Leistung von 3 kW wie typischerweise Heizstäbe angeboten werden, die meiste Zeit höher als an PV-Stromüberschuss zur Verfügung stehen wird. Eine Lösung ist hier möglich, wenn die drei Phasen getrennt voneinander geschaltet werden können. Wenn der Nullleiter bei einem Sternanschluss ebenfalls separat geschaltet werden kann, lassen sich somit bis zu vier Leistungsstufen (1/3; 1/2; 2/3; 3/3 der Leistung) betreiben.

Welche Brisanz das Thema elektrische Wärmebereitung mittels PV-Stromüberschüssen erreicht hat, ist auch daran zu erkennen, dass auch die Firma SMA auf der Intersolar einen Heizstab (SMA Smart Heater) vorgestellt hat. Dieser lässt sich über ein Netzkabel an den Sunny Homemanager (Energiemanager von SMA) anschließen und je nach PV-Stromüberschuss in 500 Watt-Schritten bis zu einer Leistung von 2,5 kW anpassen. Der SMA Smart Heater wird voraussichtlich bereits im vierten Quartal 2013 auf den Markt kommen. Zu welchen Kosten der SMA Smart Heater angeboten wird, ist jedoch noch nicht bekannt. Günstige Einschraubheizkörper (Heizschwerter) mit 3 kW Heizleistung und interner Temperaturbegrenzung werden mit 400 V Sternschaltung bereits ab

105 € angeboten [125]. Jedoch müssen hier noch Kosten für die Schaltung der einzelnen Phasen berücksichtigt werden. Die Kosten hierfür lassen sich, aufgrund des derzeitigen Mangels an Standardlösungen, schwer allgemeingültig abschätzen. Daher wurde hier ebenfalls wie in Abbildung 53 auf Seite 102 der umgekehrte Weg beschritten, indem in Abbildung 54 dargestellt ist, wie hoch die maximalen Investitionskosten bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahren bei der erreichten Energiekosteneinsparung maximal ausfallen dürfen. Bei der blauen Gerade wurde ein Heizstab mit Sternschaltung und einer Leis-

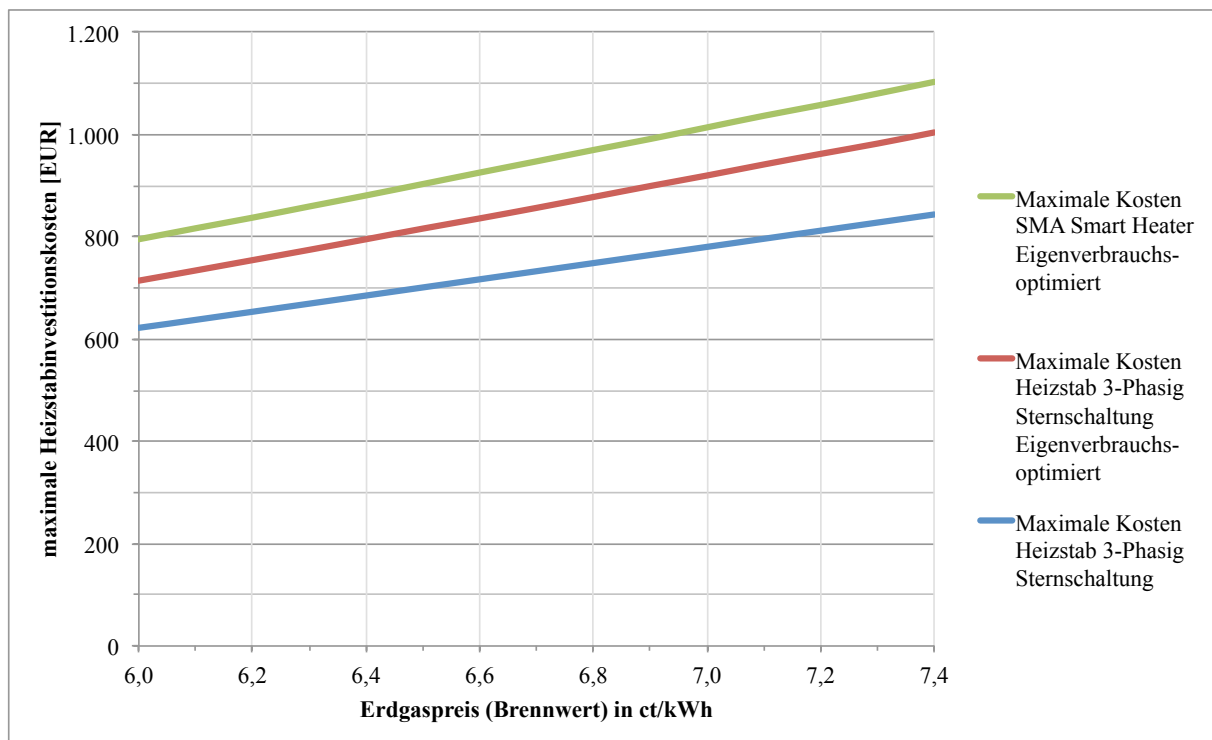


Abbildung 54 – Maximale Investitionskosten für einen Einschraubheizkörper inkl. zusätzlicher Ansteuerung in Abhängigkeit des Erdgaspreises

tung von drei Kilowatt Leistung betrachtet, welcher nur die ansonsten nicht nutzbaren Stromüberschüsse verwertet. Aufgrund einzeln schaltbarer Phasen sowie Nullleiter, lassen sich Teilleistungen von 1; 1,5; 2 und 3 kW Leistung bereitstellen. Bei der roten Gerade wurde der selbe Heizstab eingesetzt, jedoch wurde die Regelung angepasst, dass die ansonsten nicht nutzbaren Stromüberschüsse, welche nicht ganz für den Betrieb des Heizstabes ausreichend sind, zu Lasten der Netzeinspeisung genutzt werden können. Dabei wurde die Grenze in Abhängigkeit des Gaspreises so gewählt, dass ein möglichst wirtschaftlicher Betrieb ermöglicht wird. Somit hat der Strom, der ansonsten gegen EEG Vergütung ins öffentliche Netz eingespeist werden könnte, eine Multiplikatorwirkung, wodurch bedeutend mehr ansonsten nicht nutzbarer Strom einer Nutzung überführt wird. Dies wirkt sich auch merklich in Abbildung 54 aus. Die grüne Gerade zeigt die durch die Energiekosteneinsparung maximal erlaubten Investitionskosten des noch nicht erhältlichen SMA Smart Heater Heizstabes. Hier wurden ebenfalls dieselben Eigenverbrauchsoptimierungsmaßnahmen wie bei der roten Gerade ergriffen. Aufgrund der geringeren Mindestleistung

und der geringeren Leistungsstufen lässt sich jedoch erheblich mehr Stromüberschuss nutzen. Dies wirkt sich ebenfalls auf die maximalen Investitionskosten aus. Mit steigendem Gaspreis steigt auch die Ersparnis durch die elektrische Warmwasserbereitung, was wiederum höhere Investitionskosten erlaubt.

In Abbildung 55 sind die nutzbaren sowie nicht nutzbaren Stromüberschüsse aufkumuliert für einen Gaspreis von 6,0 ct/kWh dargestellt. Auch hier ist deutlich der Vorteil des feiner regelbaren SMA Smart Heater zu erkennen. Der Anteil der elektrischen Warmwasserbereitung erreicht einen Anteil von rund 25 % bis 49 % von der reinen Überschussstromnutzung bis zum SMA Smart Heater mit Eigenverbrauchsoptimierung. Prinzipiell lässt sich

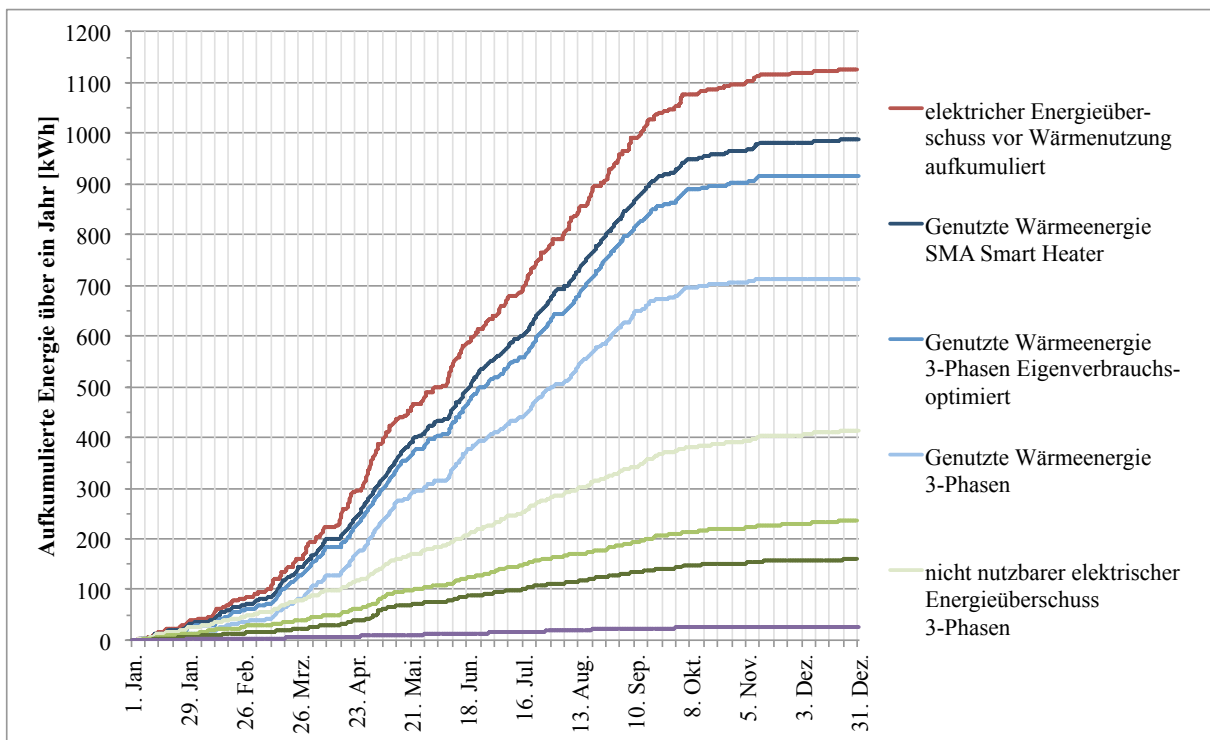


Abbildung 55 – Vergleich Heizstäbe zur Nutzung von PV-Stromüberschüssen

auch die Heizungsanlage durch eine elektrische Wärmebereitstellung unterstützen. Jedoch müsste je Anwendungsfall individuell untersucht werden, ob sich hier ein wirtschaftlich darstellbares Potential ergibt. Dies wird damit begründet, dass die PV-Stromüberschüsse überwiegend in den Sommermonaten anfallen, wenn keine Heizung benötigt wird. In den Wintermonaten wird der überwiegende Strombedarf für die Warmwasserbereitung benötigt, wodurch die für die Heizungsanlage nutzbaren Stromüberschüsse als gering eingestuft werden können. Die in Abbildung 55 erkennbaren – für die Warmwasserbereitung nicht nutzbaren – Stromüberschüsse sind überwiegend durch sehr geringe Leistungsüberschüsse, die nicht für den Betrieb des Heizstabs ausreichend sind, bedingt.

Im Bereich der Windenergie könnte sich jedoch angesichts der Entwicklungen in unserem Nachbarland Dänemark ebenfalls ein Markt für elektrische Heizungsunterstützungen ergeben. In Dänemark wurde der Ausbau der Windenergie in den letzten Jahren forciert

und soll bis 2020 einen Anteil von 50 % (28 % in 2012) an der Stromgewinnung erreichen. Bis zum Jahr 2035 soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Strom- und Heizenergiemarkt sogar 100 % betragen. Deutschland diente Dänemark in Vergangenheit aufgrund des Mangels an eigenen Speichermöglichkeiten/Regelkraftwerken als Ausgleichsmöglichkeit bei Stromüberschüssen und Strommangel. Da in den letzten Jahren in Norddeutschland jedoch zunehmend ebenfalls die Windkraftanlagenleistung zunimmt, reichen die Netzkapazitäten, aufgrund der geographischen Nähe und der damit verbundenen Gleichzeitigkeit der Leistungsüberschüsse, für einen Austausch der zunehmenden Energie nicht mehr aus. Neben vielen WKA sind in Dänemark auch viele Nahwärmenetze mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen installiert. Wenn nun durch starken Wind Stromüberschüsse entstanden, hatte dies ein Sinken des Börsenpreises zur Folge. Somit konnten die Blockheizkraftwerke der Nahwärmenetze nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden, da der Erlös einbrach. Infolgedessen wurden die BHKW abgeschaltet und Gaskessel betrieben. Aus der Not machten die BHKW Betreiber jedoch eine Tugend, indem sie neben den BHKW Elektrodenkessel installierten. Dabei handelt es sich im Grunde um einen Wasserspeicher in dem sich Elektroden befinden. Wenn ein Stromüberschuss herrscht und der Börsenpreis dadurch besonders niedrig ist, können die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden und müssen abgeschaltet werden. Dann werden kurzfristig an der Strombörse Stromüberschüsse eingekauft und der Elektrodenkessel in Betrieb genommen [128, 129]. Dazu wird zwischen den Elektroden eine hohe Spannung angelegt. Dadurch wird das Wasser ionisiert und ein Stromfluss kommt über das Wasser zustande. Infolge dessen erhitzt sich das Wasser. Auf diese Weise lassen sich verhältnismäßig große Leistungen (es werden Leistungen bis 80 MW angeboten) bei gleichzeitig breiten Modulationsbereich (2 - 100 %) realisieren [126, 127]. Zudem sind die Elektrodenkessel für ihre Leistung relativ günstig (100 - 230 €/kW [131]), was wiederum die Wirtschaftlichkeit bei geringer Auslastung ermöglicht. In Dänemark wurden bereits Elektrokessel mit einer Gesamtleistung von 325 MW installiert. Nachdem mit den ersten Elektrokesseln Gewinne erwirtschaftet wurden, hat eine Marktübersättigung letztlich dazu geführt, dass mit neuen Kesseln Verluste gemacht werden [128, 129]. Dadurch wird auch deutlich, wie schmal hier der Grad der Wirtschaftlichkeit derzeit noch ist. Angesichts des elektrischen Leistungsbedarfs in Dänemark von rund 6 GW im Januar 2011 ergibt sich eine prozentuale Last der Elektrokessel in Höhe von rund 5,5 %. In Deutschland wäre demzufolge ein Zubau an Elektrokesseln in Höhe von rund 4,5 GW möglich, bevor eine Marktübersättigung eintreten würde.

Interessanterweise wird durch die Stadtwerke Lemgo in Deutschland seit Oktober 2012 ebenfalls ein Elektrokessel (jedoch mit einer Erwärmung durch Widerstände) mit einer Leistung von 5 MW installiert. Der Beweggrund für die Investition ist hier der selbe wie bei unseren Nachbarn. Das Blockheizkraftwerk für das Fernwärmenetz konnte aufgrund der geringen Börsenstrompreise nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden, was dazu führte,

dass nun an über 1.000 Betriebsstunden pro Jahr dieser günstige Börsenstrompreis genutzt wird um mittels Elektrokessel die Wärme zu bereiten. Für einen wirtschaftlichen Betrieb reicht es aus, wenn der Strompreis in der selben Größenordnung wie der Gaspreis liegt. Die Wirtschaftlichkeit in Lemgo wird zusätzlich noch durch die Bereitstellung von Regelleistung im Bereich der Minutenreserve und in Zukunft der Sekundenreserve erhöht. Durch diese Mehreinnahmen wird mit einem jährlichen Ertrag von rund 250.000 € bei rund 800.000 € Investitionskosten gerechnet. Somit ergibt sich eine Amortisationszeit von unter vier Jahren. Vermutlich ist es darauf zurück zu führen, dass derzeit ein weiterer 10 MW Elektrokessel für die Stadt Lemgo projektiert wird. In Saarbrücken wurde in November 2012 ein Elektrodenkessel mit einer Leistung von 10 MW für rund 2,3 Mio. € in Betrieb genommen [130, 131]. Nach den positiven Erfahrungen, die bei den Stadtwerken Lemgo mit dem Elektrokessel gemacht wurden, dürften sich zunehmend auch andere Energieversorger für die Installation von Elektrokesseln interessieren.

Die Grenzkosten für einen wirtschaftlichen Betrieb der Erdgas KWK Anlagen in Lemgo lagen in 2009 bei 28 und 41 €/MWh. Wenn der Börsenpreis darunter liegt (was z.B. am 15.11.2009 nachts der Fall war), ist ein wirtschaftlicher Betrieb nicht mehr möglich. Insofern bietet sich der Betrieb eines Elektrokessels an, um den Wärmebedarf zu decken. Jedoch müssen zusätzlich zum Börsenpreis noch die üblichen Abgaben bezahlt werden, was dazu führt, dass der Börsenpreis sehr niedrig sein muss, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Dies ist selten der Fall. Wenn jedoch von den Nahwärmenetzbetreibern ebenfalls nach Möglichkeit in der Nähe der Zentrale eine Windkraftanlage betrieben wird, müssten bei einer privaten Elektrotrasse für die Eigenstromnutzung durch einen Elektrokessel keine Abgaben bezahlt werden. Insofern kann der Strom zu Stromgestehungskosten bzw. in Höhe der EEG Vergütung genutzt werden. Bedingt durch die erhöhte Anfangsvergütung für WKA in den ersten rund fünf Jahren (je nach Abweichung zur Referenzanlage), reduziert sich die EEG Vergütung danach nach § 27 Abs. 1 EEG¹¹⁴ auf einen relativ niedrigen Wert von derzeit (2013) 4,80 ct/kWh. Nachdem die Vergütung für in 2013 errichtete WKA allerdings frühestens in 2019 – nach der erhöhten Anfangsvergütung – auf diesen niedrigen Wert reduziert wird, ist die erhöhte Anfangsvergütung in Höhe von derzeit min. 8,8 ct/kWh alleine im Vergleich zu den Erdgasbeschaffungskosten zunächst relativ uninteressant für eine direkte Wärmebereitstellung. Jedoch dürfte eine direkte Wärmebereitstellung mittels Elektrokessel für Bestandwindkraftanlagen interessant sein. Die Vergütung für die Anlagen, die in 2000 in Betrieb genommen wurden, erhalten nach § 7 Abs. 1 EEG 2000¹¹⁵ eine reduzierte Vergütung in Höhe von 0,121 DM/kWh (6,19 ct/kWh) nach mindestens fünf Jahren erhöhter Anfangsvergütung. Für die Vergütung erfolgte nach EEG eine Degression für jedes Jahr das die WKA später in Betrieb genommen wurde. Somit stellt ein Elektrokessel bei einer bereits in der reduzierten Vergütung befindlichen

¹¹⁴§ 27 Abs. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

¹¹⁵§ 7 Abs. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 01.04.2000

WKA im selben Besitz unter Umständen eine Alternative zu einem Erdgaskessel dar. Ein Erdgaskessel muss aus ökonomischen Gründen bei einer KWK Anlage immer dann betrieben werden, wenn die Grenzkosten für einen wirtschaftlichen Betrieb unterschritten werden. Niedrige Börsenpreise werden immer dann erreicht, wenn das Stromangebot von günstigen Kraftwerken ausreichend ist, um die Nachfrage zu decken. Dies wird verstärkt durch die zunehmende Leistung der PV und WKA ausgelöst. Wenn die eigene WKA bei geringen Börsenpreisen ausreichend Leistung zur Verfügung stellt, kann somit unter Umständen eine Eigenstromnutzung erfolgen und die Wärme bis zur Nutzung gespeichert werden.

Wenn die Wirtschaftlichkeit durch die Stromgestehungskosten noch nicht gegeben ist, besteht hier die Möglichkeit gegen eine Entschädigungszahlung wie in Kapitel 2.2.3.4 auf Seite 51 für PV-Freiflächenanlagen beschrieben, die Netzeinspeisung zu reduzieren und diese Energie thermisch zu nutzen. Dieses Vergütungsmodell funktioniert in der selben Weise wie bei WKA auch bei PV Freiflächenanlagen, welche sich im selben Besitz wie der Elektrokessel befinden. Es wird davon ausgegangen, dass die Anlagen im selben Besitz sein müssen und das öffentliche elektrische Netz nicht genutzt werden muss, da ansonsten Abgaben wie EEG Umlage, Netzentgelte etc. anfallen, wodurch diese Anlagen gegenüber anderen Anlagen, die diese Abgaben nicht bezahlen müssen, vermutlich bei einer Ausschreibung nicht konkurrieren können.

4 Eignung der einzelnen Energiespeichertechnologien für verschiedene fluktuierende Stromerzeuger

Theoretisch lassen sich alle Technologien, welche in Kapitel 3 vorgestellt wurden, für jeden Anwendungsfall bzw. Leistungsgröße der verschiedenen fluktuierenden Stromerzeuger nutzen, da kleinteilige Technologien wie z.B. Akkumulatoren bis zur passenden Größe skaliert werden können und große Technologien wie z.B. Raffinerien zunächst im kleinen Labormaßstab entwickelt wurden. Jedoch eignen sich aus wirtschaftlichen Gründen einige Techniken aus heutiger Sicht¹¹⁶ weniger für alle Anwendungsfälle als andere. Darauf soll in diesem Kapitel hingewiesen werden.

In Kapitel 2.2.3 sind verschiedene Anwendungsfälle für PV-Anlagen beschrieben. Dabei kann zusammengefasst werden, das sich Einfamilienhäuser aufgrund der geringen Übereinstimmung der solaren Erträge und der Last gut für Energiespeicher eignen. Sobald jedoch die Last gut mit dem solaren Ertrag über den Tagesverlauf übereinstimmt oder die Last den Ertrag übersteigt, wie dies bei Supermärkten der Fall ist, wird kein Energiespeicher benötigt, da die Auslastung sehr niedrig ist und somit wirtschaftlich erheblich schlechter als in einem Einfamilienhaushalt betrieben werden kann. Für Gewerbegebäude kann gerade bei einer kompakten Kubatur davon ausgegangen werden, dass ein ähnlicher Fall wie beim Supermarkt vorliegt. Die solaren Erträge der Dachfläche übersteigt die Last nicht wesentlich, was einen Energiespeicher obsolet macht. Bei einer Freiflächenanlage oder Gebäuden ohne wesentliche Verbraucher hingegen ist ein Energiespeicher notwendig, wenn trotz Einspeisemanagementeingriff die Energie genutzt werden soll. Wie in Kapitel 2.2.4 beschrieben, gilt für eine Windkraftanlage das Gleiche wie für eine PV-Freiflächenanlage. Wenn die Energie trotz Einspeisemanagementeingriff genutzt werden soll, muss diese gespeichert werden. Somit wird nun für die einzelnen Speichertechnologien überwiegend die Eignung für die drei Anwendungsfälle Einfamilienhaus mit PV-Anlage, PV-Freiflächenanlage sowie eine WKA dargestellt. Die Formulierung erfolgt jedoch möglichst allgemeingültig, da die übrigen Anwendungsfälle ausdrücklich nicht ausgeschlossen werden sollen. Dies wird damit begründet, dass mit Sicherheit Anwendungsfälle existieren, bei denen die oben genannten Annahmen nicht zutreffen und sich somit ein sinnvoller Anwendungsfall für einen Energiespeicher ergibt.

Die in Kapitel 3.1.1 und 3.1.2 behandelten Blei- und Lithium-Ionen-Akkumulatoren eignen sich grundsätzlich für jeden Anwendungsfall, da sie beliebig skalierbar sind und wartungsarm ausgelegt werden können. Derzeit wird medial der Fokus besonders auf die Lithium-Ionen-Technologie gelegt, da hier eine hohe Energiedichte und höhere Zyklenfestigkeit vorteilhaft wirken. Jedoch sind die Kosten für stationäre Anwendungen derzeit

¹¹⁶Die Einschätzung der Eignung der einzelnen Techniken geschieht hier nach dem heutigen Wissensstand. Es wird explizit darauf hingewiesen, dass eine Weiterentwicklung der Techniken und somit auch der Kosten jederzeit dazu führen kann, dass die heutigen Tendenzen revidiert werden müssen.

noch auf einem sehr hohen Niveau was zur Folge hat, dass – um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen – eine Förderung ebenfalls relativ hoch ausfallen muss. Negativ wirkt sich hier auch aus, dass für größere Kapazitäten aufgrund der kleinen Zellstruktur nur bedingt Skaleneffekte bemerkbar sind.

Hochtemperaturakkumulatoren wie sie in Kapitel 3.1.3 beschrieben werden, eignen sich aufgrund ihrer hohen Betriebstemperatur besonders für Anwendungsfälle, bei denen eine häufige Be- und Entladung erfolgt, da der innere Widerstand des Akkumulators als Wärmequelle zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur dient. Wenn diese Abwärme nicht ausreicht, muss der Akkumulator durch zusätzlichen Stromeinsatz beheizt werden. Da eine Auskühlung eine Zerstörung (Bruch) des Akkus zur Folge haben kann, ist dies möglichst zu vermeiden, was auch der Grund ist, dass sich diese Akku-Technologie weniger für Photovoltaikanlagen sondern vielmehr für WKA eignet.

Die in Kapitel 3.1.4 beschriebenen Redox-Flow-Akkumulatoren eignen sich aufgrund ihrer Trennung der Energiekapazität von der Leistung besonders für Anwendungsfälle bei denen eine hohe Leistung bei geringer Speicherkapazität oder umgekehrt benötigt wird. Zudem eignen sie sich aufgrund ihres Wartungsaufwandes (bewegliche Teile wie Pumpen sind wartungsaufwändig), des günstigen Skaleneffektes bei der Kapazitätserhöhung (Vergrößerung der Behälter mit Speicherflüssigkeit) und ihrer hohen Zyklenfestigkeit besonders für gewerbliche Anwendungen wie Freiflächen- und Windkraftanlagen. Es gibt inzwischen zwar erste Anbieter, die kleine Größen für Einfamilienhäuser auf den Markt bringen möchten, ob hier jedoch eine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu Blei- und Lithium-Ionen-Akkumulatoren erreicht werden kann, wird hier kritisch gesehen.

Die Elektrolyse zur Speicherung von Energie in Form von Wasserstoff unterteilt sich derzeit in zwei gängige Techniken. Dabei eignet sich die alkalische Elektrolyse, wie in Kapitel 3.2.1.1 beschrieben, aufgrund des Zusatzes von Lauge und der bisherigen Anwendungsgebiete tendenziell eher für große Leistungen und die Membran-Elektrolyse aus Kapitel 3.2.1.2 aufgrund der bisherigen Etablierung tendenziell im kleinen Leistungsbereich. Jedoch ist die Membran-Elektrolyse durch eine Erhöhung der Stackzahl beliebig skalierbar, wodurch bei einer Kostenreduktion auch ein hoher Leistungsbereich erschlossen werden kann. Auch wenn inzwischen PEM für einen einstelligen und kleinen zweistelligen Leistungsbereich verfügbar sind, wird hier bezweifelt, dass ein Einsatz in Einfamilienhäusern ohne eine Systemlösung mit integriertem Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle eine Chance auf Umsetzung hat. Dies ist darauf zurück zu führen, dass somit einzelne Komponenten von verschiedenen Herstellern individuell an die Situation angepasst werden muss. Wobei es sich bei der Brennstoffzelle und dem Wasserstoffspeicher für ein Einfamilienhaus um ungewöhnliche Komponenten handelt, welche zum einen technisch noch nicht ausgereift sind und zum anderen Anforderungen an den Aufstellungsraum stellen. Eine Einspeisung des Wasserstoffes in das Erdgasnetz wird für ein Einfamilienhaus ebenfalls als unwahrscheinlich eingestuft, da die geringe Leistung hier derzeit nicht im Verhältnis

zum Aufwand steht. Somit wird die Wasserstoff-Bereitstellung und -Lagerung in Speichern oder durch eine Einspeisung ins Erdgasnetz vornehmlich bei Freiflächenanlagen und Windkraftanlagen gesehen. Ein besonderes Interesse dürfte sich hierbei auch bereits im Bereich einer saisonalen Speicherung liegen, da die Energiedichte von chemischen Speichern erheblich höher als bei elektrochemischen Speichern ist und die Speicherdauer aus Sicht der Kosten daher geringer ausfällt.

Nach einer Elektrolyse besteht die Möglichkeit einer anschließenden Methanisierung, was sich in erster Linie anbietet, um eine unbegrenzte Einspeisung in das Erdgasnetz als Energiespeicher vornehmen zu können. In Kapitel 3.2.2 wird die katalytische Methanisierung wie sie z.B. bei einer 6 MW Anlage der Firma Audi errichtet wurde, beschrieben. Dahingegen kann wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben auch eine mikrobiologische Methanisierung genutzt werden. Die katalytische Methanisierung wird sich wohl lange Zeit aufgrund der noch hohen Kosten nur im hohen Leistungsbereich bewegen. Die hohen Investitionskosten haben auch zur Folge, dass eine hohe Anzahl an Betriebsstunden notwendig ist, um die Stromgestehungskosten in einem wirtschaftlichen Rahmen zu halten. Was zur Folge haben kann, das unter Umständen eine Umsetzung ohne Strombezug aus dem öffentlichen Netz nicht wirtschaftlich darstellbar ist, und somit keine Entlastung des elektrischen Netzes möglich ist. Wohingegen die Wasserstoffzuführung in einen Fermenter einer Biogasanlage (mikrobiologische Methanisierung) prinzipiell auch im kleineren Maßstab umsetzbar erscheint. Gerade bei kleinen Biogasanlagen stellt sich hierbei jedoch die Frage nach der anschließenden Speicherung, da auch hier aus Kostengründen überwiegend große Anlagen aufbereitetes Biogas ins Erdgasnetz einspeisen. Jedoch wird hier aufgrund der Möglichkeit der Nutzung einer bestehenden Biogasanlage die Kosten auch im kleineren Rahmen erheblich reduziert. Somit wird hier für die mikrobiologische Methanisierung mit vorhergehender PEM-Elektrolyse ein Anwendungsfall für die Energiespeicherung von WKA PV-Freiflächenanlagen als auch PV-Anlagen auf landwirtschaftlichen Betrieben bei Biogasanlagen – gerade wenn eine Erdgasleitung in räumlicher Nähe vorhanden ist – gesehen. Eine Rückverstromung sollte aus ökologischen Gründen lediglich in einem hohen Leistungsbereich z.B. GuD-Kraftwerke oder bei einer gleichzeitigen Wärmenutzung erfolgen. Dies spricht für eine örtliche Entkopplung der Methanisierungsanlage und der Rückverstromungsanlage, was durch die Einspeisung in das Erdgasnetz ermöglicht wird.

Die Weiterverarbeitung von Methan zu Kunststoffen und flüssigen Brennstoffen wie in den Kapiteln 3.2.2 und 3.2.3 beschrieben, stellt einen wichtigen Zukunftsmarkt als alternative Verwendung von Stromüberschüssen anstelle einer Rückverstromung dar. Da jedoch die üblichen Dimensionen (Leistungen) von Raffinerien nicht konform mit den in Deutschland installierten einzelnen erneuerbaren Energien-Anlagen (Leistungen) sind, wird hier eine Nutzung ohne Energiebezug aus dem öffentlichen elektrischen Netz oder Erdgasnetz nicht möglich sein. Daher wird diese Technologie bei der Erarbeitung eines Förderkonzeptes nicht weiter berücksichtigt.

Wie in Kapitel 3.3.1 beschrieben, stellen Wärmepumpen hingegen bereits heute sowohl im kleinen als auch großen Leistungsbereich eine Möglichkeit dar, Strom durch die zusätzliche Nutzung von Umweltwärme effizient in Wärme umzuwandeln. Die Wärme lässt sich im Vergleich zu den übrigen dargestellten Energiespeichern relativ kostengünstig speichern. Die Schwierigkeit besteht lediglich darin, eine ausreichende Wärmequelle der Umwelt zu finden und lokal einen Nutzen für die Wärme zu finden, da eine Rückverstromung der gespeicherten Wärme aufgrund des geringen Temperaturniveaus nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Bei einer Einspeiseleistungsbegrenzung von kleinen PV-Anlagen im Einfamilienhaus auf 30 % der installierten Leistung lässt sich eine Trinkwarmwasserwärmepumpe bereits heute wirtschaftlich darstellen. Gleiches gilt für bereits vorhandene Wärmepumpen, da hier lediglich der Strombezug aus dem öffentlichen Netz substituiert werden muss. Wenn WKA oder PV-Freiflächenanlagen sich möglichst bereits in der Nähe einer Heizzentrale eines Fern-/Nahwärmenetzes befinden, besteht hier auch die Möglichkeit eine Hochtemperaturwärmepumpe ohne Stromdurchleitung durch das öffentliche Netz als Eigenstromnutzung zu betreiben, wenn die Besitzverhältnisse gleich sind. Der Einsatz einer Wärmepumpe sollte aufgrund der relativ hohen Investitionskosten jedoch nicht nur sporadisch erfolgen, da ansonsten eine Wirtschaftlichkeit kaum darstellbar ist.

Für eine seltenere Nutzung ist hingegen die in Kapitel 3.3.2 beschriebene elektrische Wärmebereitung aufgrund ihrer niedrigen Investitionskosten besser geeignet. Hier wird die gesamte Leistungsbandbreite von unter einem Kilowatt bis zum zweistelligen Megawattbereich abgedeckt. Somit bietet sich die elektrische Wärmebereitung immer dann an, wenn ein Wärmebedarf gegeben ist und lediglich eine relativ kleine Energiemenge ansonsten nicht genutzt werden kann. Aus wirtschaftlichen Gründen geht dann die Tendenz hin zu einer geringeren Energieeffizienz. So ist auch der Einsatz von Heizstäben, wie dies auch bei Trinkwarmwasserwärmepumpen in Einfamilienhäusern bei einer Einspeiseleistungsbeschränkung auf 30 % der installierten Leistung der Fall ist, wirtschaftlich darstellbar. Auch große Anlagen mit 5 und 10 MW Leistung wurden in Deutschland bei den Stadtwerken Lemgo und Saarbrücken bereits umgesetzt und durch einen zusätzlichen Einsatz am Regelenergiemarkt wirtschaftlich betrieben. Somit ist es bereits bei der derzeitigen Gesetzeslage ohne weitere Fördermodelle möglich, im großen Leistungsbereich eine elektrische Wärmebereitung wirtschaftlich zu nutzen. Für die Einsatzmöglichkeiten gelten somit grundsätzlich die selben Fälle wie für Wärmepumpen.

5 Entwicklung eines Vergütungsmodells anhand des EEG's für Energiespeicher als Anreizmechanismus zur Reduzierung der Einspeisespitzen

Die grundsätzliche Aufgabe eines Fördermodells für erneuerbare Energien ist es, den Weg zur Wettbewerbsfähigkeit für eine neue Technologie – die noch nicht wettbewerbsfähig ist, jedoch ein aussichtsreiches Potential dazu besitzt – zu bereiten. Dies können ein Investitionskostenzuschuss, eine garantierte Vergütung oder angepasste Rahmenbedingungen sein.

Aufgrund des starken Zubaus von Photovoltaik- und Windkraftanlagen in den letzten Jahren und den Zubauzielen, die für erneuerbare Energien im EEG festgehalten sind, wird eine Marktintegration der fluktuierenden Stromerzeuger unabdingbar. Die Regelung für die Einspeisemanagementeingriffe, wie sie in § 6 Abs. 1 EEG¹¹⁷ für Anlagen mit einer Leistung über 100 kW gelten, werden hier als effektive Möglichkeit für eine Stabilisierung des elektrischen Netzes befürwortet. Vorteilhaft wirkt hier, dass die Anlagen nur dann in ihrer Leistung reduziert werden dürfen, wenn dies zur Netzstabilität notwendig ist. Somit wird der regenerative Stromanteil maximiert und zugleich Speicherverluste minimiert. Des Weiteren wirkt sich hier für die Netzbetreiber aus, dass sie durch die Anlagen eine Rückmeldung über die Einspeiseleistung erhalten. Somit können gezielt Anlagen in ihrer Leistung reduziert oder abgeschaltet werden, damit die zu hohe Einspeiseleistung möglichst exakt reduziert und eine Übersteuerung vermieden werden kann. Dies sorgt ebenfalls für einen größtmöglichen Anteil an regenerativen Strom im elektrischen Netz. Da die Investitionskosten für diese Steuerungstechnik nicht im Verhältnis zu den Investitionskosten bei Anlagenleistungen bis 100 kW stehen, der Einfluss der solaren Stromgewinnung im kleinen Leistungssegment jedoch aufgrund der Masse der Anlagen inzwischen auch die Netzstabilität wesentlich beeinflusst, verzichtet § 6 Abs. 2 EEG¹¹⁸ für diese Anlagen mit einer Leistung größer 30 bis 100 kW auf die Anforderung der Übertragung der Ist-Einspeiseleistung an den Netzbetreiber, fordert jedoch dennoch eine Abschaltmöglichkeit durch den Netzbetreiber. Diese Einspeiseleistungsreduzierung soll nach Empfehlung des gemeinsamen Anwendungshinweises des BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) und BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) welcher mit Unterstützung des FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE) entwickelt wurde, durch etablierte Techniken für diesen Leistungsbereich erfolgen. Dabei wird der Einsatz eines Rundsteuerempfängers mit einem AC-Schütz, welcher bei Überlastung des elektrischen Netzes durch den Netzbetreiber per Rundsteuersignal die Leitung zwischen Wech-

¹¹⁷§ 6 Abs. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

¹¹⁸§ 6 Abs. 2 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

selrichter (Photovoltaikanlage) und Netz trennt und somit die Einspeiseleitung auf null reduziert, als kostengünstige und schnell umsetzbare Lösung empfohlen. Diese Empfehlung wird hier nicht befürwortet, da im Falle eines Einspeisemanagementeingriffes somit keine Eigenstromnutzung mehr möglich ist. Gerade die vermehrte Eigenstromnutzung ist jedoch notwendig, um gerade im kleinen Anlagensegment die EEG Vergütung wesentlich reduzieren zu können. Siehe hierzu auch Formel 1 auf Seite 16.

Für PV-Anlagen bis zu einer Leistung von 30 kW wird als Alternative zu § 6 Abs. 1 Nr. 1 EEG ¹¹⁹ (Reduzierungsmöglichkeit der Leistung durch den Netzbetreiber) eine generelle Einspeiseleistungsreduzierung am Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem elektrischen Netz auf 70 % der installierten Leistung ermöglicht. Eine Einspeiseleistungsbegrenzung auf 70 % der installierten Leistung ist jedoch absolut ungenügend, wie die Untersuchungen in Kapitel 2.2.2 auf Seite 27 ergeben hat. Aufgrund der erreichten Netzparität und der verstärkten Degression der EEG Vergütung wird der Anteil an kleinen eigenverbrauchsoptimierten PV-Anlagen im Vergleich zu großen (Kapitalanlagen) PV-Anlagen zunehmen. Somit wird der Einfluss auf die Netzstabilität durch die kleinen PV-Anlagen ebenfalls zunehmen. Im Zuge der Simulationen hat sich ergeben, dass ein Vier-Personenhaushalt mit einem Strombedarf von 4.700 kWh und einer PV-Anlage mit 5,17 kW_P nach Deckung des Eigenbedarfs lediglich 6 kWh/a nicht in das öffentliche Netz – aufgrund einer drohenden Überschreitung der 70 % Grenze – einspeisen darf. Somit ist eine Einspeiseleistungsbegrenzung auf 70 % für eine Netzstabilisierung absolut wirkungslos.

Aufgrund des zu erwartenden Trends hin zu kleineren Eigenverbrauchsanlagen, werden die kleinen PV-Anlagen an der neu installierten PV-Leistung einen zunehmend bedeutenderen Anteil haben. Aufgrund dessen wird hier, wie in Kapitel 2.2.2 auf Seite 27 ermittelt, eine Änderung der Leistungsbegrenzung von 70 % auf 30 % empfohlen (benötigt), um die Netzstabilität bei einem zunehmenden Ausbau der Photovoltaikkleinanlagen zu gewährleisten. Außerdem wird hier empfohlen für die PV-Anlagen bis 100 kW Leistung eine Wahlmöglichkeit zwischen einer Erfüllung von § 6 Abs. 1 (Möglichkeit der Einspeiseleistungsreduzierung durch den Netzbetreiber und Übermittlung der Ist-Einspeiseleistung an diesen.) und einer maximalen Wirkleistungseinspeisung in Höhe von 30 % der installierten Leistung am Netzverknüpfungspunkt einzuführen. Somit besteht für kleine Anlagen die Möglichkeit, anstelle eines kostenintensiven vollwertigen Einspeisemanagements, das elektrische Netz durch eine bedeutende Reduzierung der Einspeisespitzen zu entlasten.

Die Untersuchungen in Kapitel 3.3.1 auf Seite 98 haben ergeben, dass sich eine PV-Anlage mit rund 5 kW_P trotz einer Einspeiseleistungsbegrenzung in Höhe von 30 % bei der derzeitigen EEG Vergütung wirtschaftlich betrieben werden kann. Dies ist daran zu erkennen, dass nach Berücksichtigung von 30 % Eigenstromnutzung und rund 50 % Einspeisung gegen EEG Vergütung ins öffentliche Netz, ein negativer Stromgestehungspreis für die übrige

¹¹⁹§ 6 Abs. 1 Nr. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

gen 20 % des von der PV-Anlage zur Verfügung gestellten Stroms entsteht. Somit können die übrigen 20 %, welche aufgrund der 30 % Leistungsbeschränkung nicht sofort ins öffentliche Netz eingespeist werden können, für eine weitere Verwendung oder Speicherung mit 0 ct/kWh zzgl. der USt. bezogen auf die allgemeinen Stromgestehungskosten der Anlage angesetzt werden. Somit ist für kleine PV-Anlagen, die in Zukunft überwiegend unter dem Gesichtspunkt der Eigenstromnutzung errichtet werden dürften, bei der derzeitigen EEG Vergütung auch ohne die Förderung eines Energiespeichers, aufgrund der Einspeiseleistungsbegrenzung mit 30 %, eine Entlastung des elektrischen Netzes und gleichzeitig ein wirtschaftlicher Betrieb der PV-Anlage möglich. Somit ist prinzipiell für diese Anlagen keine Förderung eines Energiespeichers zur Entlastung des elektrischen Netzes notwendig. Trotz dieser frühen Erkenntnis, welche aus Abbildung 22 auf Seite 34 ersichtlich ist, wurden auch für kleine Eigenverbrauchsanlagen die Eignung und Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Energiespeichertechnologien untersucht, um eine möglichst kostengünstige Nutzungsmöglichkeit für den nicht einspeisbaren Strom zu finden.

Es kann jedoch auch angenommen werden, dass – auch wenn ein wirtschaftlicher Betrieb einer PV-Anlage mit einer Einspeiseleistungsbegrenzung auf 30 % mit einer gleichzeitig angenommenen Eigenstromnutzung in Höhe von 30 % auch ohne Nutzung der übrigen 20 % der Energie möglich ist – hier ein Bestreben bei den Anlagenbesitzern entstehen wird, diesen sehr günstigen Strom zu nutzen. Es wird davon ausgegangen, dass neben der ökonomischen Motivation auch der ökologische Vorteil einer Nutzung das Bestreben fördern wird.

Aus ökologischen und ökonomischen Gründen¹²⁰ wird davon ausgegangen, dass zunächst ein Bestreben vorherrschen wird Akkumulatoren einzusetzen, um den teuren Strombezug aus dem öffentlichen Netz auch zu Zeiten mit zu geringer Solarstrahlung reduzieren zu können. In Abbildung 31 auf Seite 43 wurde ermittelt, welche maximalen Kosten ein Akkumulator ohne Berücksichtigung einer Förderung in Abhängigkeit der Zyklenfestigkeit und der nutzbaren Speicherkapazität haben darf. Eine Recherche über die derzeit verfügbaren Akkumulatoren für die Einbindung in einen Haushalt bzw. eine PV-Anlage ergab, dass keine Akkumulatoren die zyklenabhängigen Grenzkurven in ihren Investitionskosten unterschritten. Selbst unter einer Berücksichtigung der seit dem 01.05.2013 gültigen Förderung für Akkumulatoren, in Höhe von 30 % der förderfähigen Kosten von maximal 2.000 €/kW_P (ergibt maximal 600 €/kW_P) multipliziert mit der Leistung der PV-Anlage ergibt die absolute Fördersumme [133], konnten keine Akkumulatoren gefunden werden, die einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen [134, 135, 136, 137]. Dies kann relativ einfach erklärt werden, wenn die Investitionskosten abzüglich der Fördersumme durch die gewährleistete Zyklenzahl und nutzbarer Speicherkapazität dividiert wird, muss ein Betrag resultieren, der unterhalb der Stromnetzbezugskosten abzüglich der zu

¹²⁰Eine Substitution von Strom des deutschen Strommixes hat eine hohe CO₂-Emissionsreduktion (Strom-Mix Deutschland ca. 520 g/kWh) zur Folge [132]. Die hohen Kosten für den Strombezug vom Energieversorgungsunternehmen motivieren, möglichst viel des eigenen Strombedarfs selbst zu decken.

bezahlenden USt., welche auf den selbst genutzten Strom zu bezahlen ist, liegt. Dies ist bei den derzeitigen angebotenen Akkumulatoren nicht der Fall.

Beispielhaft wird hier die Sonnenbatterie comfort S herausgegriffen, für die bei einer Speicherkapazität von 8 kWh eine nutzbare Speicherkapazität von 5,7 kWh eine Zyklenbeständigkeit in Höhe von 5.000 Zyklen gewährleistet wird. Die Investitionskosten werden mit 15.500 € angegeben [138, 139]. Nach Abzug der derzeitigen Förderung ergeben sich bei einer PV-Anlage mit 5 kW_P Investitionskosten in Höhe von 12.500 €. Dividiert durch die Zyklenanzahl und nutzbare Speicherkapazität, ergeben sich die Kosten je aus dem Speicher bezogene Kilowattstunde mit rund 43,86 ct. Die Speicherverluste erhöhen die Speicherkosten noch zusätzlich, was für diese überschlägige Betrachtung jedoch vernachlässigt werden soll. Demzufolge lohnt sich der Betrieb des Speichers bei den derzeitigen Investitionskosten erst bei einem Strompreis oberhalb von 43,86 ct/kWh zzgl. der 2,31 ct/kWh USt. (= 46,17 ct/kWh), da der Strom, der ansonsten nicht eingespeist werden dürfte, mit Stromgestehungskosten von 0 ct (netto) angesetzt werden kann. Dass – obwohl der Strombezugspreis noch unterhalb von 46,17 ct/kWh liegt – in den ersten beiden Monaten (Mai und Juni 2013) bereits rund 500 Kreditanträge (Förderanträge) bei der KfW Bank eingereicht wurden zeugt davon, dass die Antragsteller nicht nur die Wirtschaftlichkeit bei der Kaufentscheidung berücksichtigen [140]. Einen nicht unwesentlichen Einfluss dürften hier auch die sogenannten Early Adopters haben. Dabei handelt es sich um Menschen, die von einer neuen Technik fasziniert sind oder für die ökologische Gründe oder eine gesteigerte Unabhängigkeit zu den Stromanbietern wichtiger sind als rein ökonomische Überlegungen. Entscheidend wird nun sein, ob die Kosten für die Akkumulatoren sich ausreichend reduzieren können oder die Strompreise ausreichend steigen, bis die Zahl an Käufern, die einen wirtschaftlichen Betrieb nicht voraussetzen, zu sehr abnimmt. Erst dann können die Akkumulatoren wirtschaftlich betrieben werden und eine Förderung ist nicht mehr notwendig.

Bei dieser Arbeit geht es jedoch nicht darum eine bestimmte Speichertechnologie zu fördern, sondern vielmehr darum das elektrische Netz durch ein Förderkonzept im Rahmen des EEG für Energiespeicher (technologieoffen) zu entlasten. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass die Kosten für die Förderung von der Allgemeinheit durch Umlagen bzw. Steuergelder getragen werden müssen. Demzufolge sollte möglichst die kostengünstigste zielführende Lösung gefördert werden.

Nachdem in Kapitel 4 bereits festgestellt wurde, dass die chemische Speicherung in absehbarer Zeit nicht für den kleinen Anwendungsfall in Frage kommt, wird als zweite Energiespeichermöglichkeit für kleine PV-Anlagen die Wärmenutzung und Speicherung berücksichtigt. In Kapitel 3.3.1 wurde festgestellt, dass eine bestehende oder auch neu zu beschaffende Heizungswärmepumpe die günstigste Nutzung der Stromüberschüsse ermöglicht, da die Investitionen ohnehin getätigt werden mussten/müssen und daher für die Wirtschaftlichkeit nicht berücksichtigt werden müssen. Dieser Fall sollte hier jedoch nicht

als Referenzgrundlage gewählt werden, da es sich hierbei um eine Konstellation handelt, die je nach Gegebenheiten (z.B. neue sonstige Heizungstechnik) nicht angewendet werden kann. Dahingegen handelt es sich bei einer Trinkwarmwasserwärmepumpe mit Raumluft als Wärmequelle durchaus um eine kostengünstige Technik, die aufgrund ihres geringen Leistungsbedarfs für den Antrieb einen Deckungsanteil durch den PV-Strom von rund 95 % erreichen kann. Somit kann, wie in Kapitel 3.3.1 bereits dargestellt, mit einer bereits verfügbaren Technik der nicht nutzbare Stromüberschuss von kleinen PV-Anlagen wirtschaftlich reduziert werden.

Alternativ kann die Warmwasserbereitung, wie in Kapitel 3.3.2 bereits dargestellt, rein elektrisch erfolgen. Die im Vergleich zur Wärmepumpe geringe Energieeffizienz ist tolerierbar, da die Stromüberschüsse bei einer 30 Prozentigen Einspeiseleistungsbeschränkung ansonsten nicht nutzbar sind und daher kostengünstig zur Verfügung stehen. Da hier jedoch nur rund 49 % der Warmwasserbereitung durch den PV-Strom erfolgen können, wird hier darauf hingewiesen, dass aus ökologischen und ökonomischen Gründen eine weitere Hauptwärmequelle vorhanden sein sollte und die elektrische Wärmebereitung diese lediglich zu ergänzen hat. Unter diesem Aspekt stellt die elektrische Warmwasserbereitung ebenso wie die Trinkwarmwasserwärmepumpe eine bereits ohne Fördermodelle wirtschaftliche Nutzungsmöglichkeit der PV-Stromüberschüsse dar. Hier sollte jedoch auch berücksichtigt werden, dass im Gegensatz zur Akkumulatortechnologie eine Erhöhung des Strompreises keine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit eines elektrischen Wärmebereiters (Heizstab wie Trinkwasserwärmepumpe) zur Folge hat. Dies ist darauf zurück zu führen, dass hier nur die USt. der Stromgestehungskosten relevant ist. Diese sind wiederum für 20 Jahre – vom Datum des PV-Anlagen-Erwerbs an – nahezu unveränderter gleich. Die Wirtschaftlichkeit wird lediglich durch die Brennstoffkosten des alternativen Energieträgers wie z.B. Erdgas, Heizöl oder Holzpellets bestimmt. In Abbildung 54 auf Seite 110 sind die maximal möglichen Investitionskosten für einen Einschraubheizkörper (Heizstab) in Abhängigkeit der eingesetzten Technologie und des Erdgaspreises dargestellt. Aufgrund des im Vergleich zu Erdgas höheren Heizölpreises, lohnt sich die elektrische Warmwasserbereitung eher, als für Holzpellets, bei denen der Energiepreis unterhalb des Erdgaspreises liegt [141].

Somit werden zwei Technologien angeboten (Luftwasserwärmepumpe und Heizstab), die bei einer Einspeiseleistungsreduzierung der PV-Anlagen bis 100 kW_P auf 30 % bereits unter den sonstigen heutigen Rahmenbedingungen eine anteilige Umwandlung des Überschussstroms in Wärmeenergie mit anschließender kurzfristiger Energiespeicherung (Speicherung im Rahmen von Tagen), wirtschaftlich darstellbar sind. Eine Förderung, die das bestehende Marktanzreizprogramm¹²¹ das seit 01.05.2013 mit einer gesamten Fördersumme in Höhe von 50 Mio. € ersetzt, ergänzt oder nach Erschöpfung des Budgets ablöst, würde Kosten für die Gesellschaft verursachen, ohne dass hierfür ein Mehrwert für die Stabilisierung des elektrischen Netzes erreicht wird.

¹²¹Welches bis dato keinen wirtschaftlichen Betrieb eines elektrochemischen Speichers ermöglicht.

Zudem ist zu erwarten, dass die Investitionskosten für stationäre Akkumulatoren¹²² in den nächsten Jahren – auch unter Berücksichtigung der Speicherkosten, welche in der ebenfalls noch jungen Branche der Elektromobilität bereits erreicht wurden¹²³ – zügig sinken werden und durch die steigenden Strombezugskosten schon bald ein wirtschaftlicher Betrieb von Akkumulatoren im kleinen Leistungsbereich möglich sein wird. Daher wird hier von einer weiteren Förderung für Energiespeicher für kleine PV-Anlagen abgeraten.

Bei Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen oberhalb einer Leistung von 100 kW wird zur Sicherung der Netzstabilität das Festhalten an § 6 Abs. 1 EEG¹²⁴ empfohlen. Somit müssen die regenerativen Stromerzeuger die Ist-Einspeiseleistung an den Netzbetreiber übermitteln und für die Netzstabilität durch den Netzbetreiber – nachrangig zu allen übrigen Kraftwerken, welche nicht für die Netzstabilität erforderlich sind – in ihrer Leistung reduzieren lassen. Von einer generellen Leistungsbeschränkung wurde hier Abstand genommen, da ansonsten ein Strommangel im Stromnetz entstehen kann, obwohl die Anlagen prinzipiell ausreichend Leistung zur Verfügung stellen könnten, diese jedoch aufgrund einer Leistungsreduzierung nicht einspeisen dürften. Die Speicherung der nicht einspeisbaren Energie wäre wiederum mit Speicherverlusten verbunden, obwohl die Leistungsrosselung vielfach nicht notwendig wäre. Der Weg der Einspeiseleistungsreduzierung wurde bei den kleinen PV-Anlagen lediglich gewählt, da hier im Regelfall eine gute Möglichkeit der Eigenstromnutzung besteht und die Kosten für eine Regelung nach § 6 Abs. 1 EEG nicht im Verhältnis zum Nutzen stehen würden.

Eine Speicherung der Überschussleistung der zwar zunehmenden – aber im Mittel über alle Anlagen seltenen – Einspeisemanagementeingriffe hat, aufgrund der geringen Speicherauslastung jedoch hohe spezifische Speicherkosten je gespeicherter Kilowattstunde Energie zur Folge. Daher muss hier ein Weg (Geschäftsmodell) gefunden werden, einige wenige Anlagen mit Energiespeichern auszurüsten und vorrangig vor den übrigen Anlagen für Einspeisemanagementeingriffe zu nutzen.

Hier könnte ein Ausschreibungsverfahren, wie es in Kapitel 2.2.3.4 auf Seite 51 und Kapitel 2.2.4 auf Seite 57 bereits vorgeschlagen wurde, eine mögliche Lösung darstellen. Dabei könnten sich Anlagenbetreiber um eine bevorzugte Teilnahme am Einspeisemanagement bewerben. Der Netzbetreiber vergibt die Zuschläge an die günstigsten Angebote unter Berücksichtigung der Anlagenleistungen sowie Anlagenstandorte und somit deren Einfluss auf die Netzstabilität.

In einem Ausschreibungsverfahren bietet der Anlagenbetreiber eine Summe von $X \text{ ct/kWh}_{el}$ an die er erhält, wenn der Strom aufgrund eines Einspeisemanagementeingriffes nicht in

¹²²Die Branche befindet sich weitestgehend erst in der Markterschließungsphase. Viele Hersteller haben mit dem Verkauf der Speicher erst im Rahmen der Intersolar 2013 begonnen.

¹²³Die Akkumulatoren des elektro Smart oder Nissan Leaf werden wie in Kapitel 7.2 auf Seite 136 geschildert, für spezifische Investitionskosten von unter rund 270 €/kWh angeboten.

¹²⁴§ 6 Abs. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

das öffentliche Netz eingespeist werden kann. Da die Möglichkeit besteht, dass die Einspeisung des Stroms – welcher aufgrund des Einspeisemanagementeingriffs nicht in das elektrische Netz eingespeist werden kann – nach § 16 Abs. 2 EEG¹²⁵ zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt, ist die reguläre Einspeisevergütung der PV-Anlage beim Ausschreibungsverfahren ebenfalls zu nennen. Eine Entschädigung für Speicherverluste muss somit in dem angebotenen Betrag von X ct/kWh_{el} enthalten sein. Falls keine spätere Einspeisung der Energie in das elektrische Netz erfolgt, (z.B. chemische oder thermische Umwandlung und Verkauf) ist die Einspeisevergütung mit 0 ct/kWh_{el} anzugeben. Allerdings ist in diesem Fall ein Ausgleich für den entgangenen Einspeisertrag in den angebotenen Betrag von X ct/kWh_{el} einzupreisen, da dies sonst zu Mindereinnahmen führen würde. Aus der Summe der Einspeisevergütung und des angebotenen Betrags ergibt sich die Vergütung (zum Teil mit Zeitverzögerung bei einer späteren Einspeisung) für den Anlagenbetreiber (vereinfacht ab jetzt Arbeitspreis genannt) im Falle eines Einspeisemanagementeingriffes.

Um dem Anlagenbetreiber einen wirtschaftlichen Betrieb eines Energiespeichers zu ermöglichen, muss dieser im Angebot zusätzlich noch eine Mindestenergiemenge je Kalenderjahr nennen, welche ihm einen wirtschaftlichen Betrieb erlaubt. Je kleiner diese Energiemenge ausfällt, desto geringer das Risiko, dass die Energiemenge durch Einspeisemanagementeingriffe nicht ausgeschöpft wird. Falls diese Energiemenge durch Managementeingriffe nicht erreicht wird, erhält der Anlagenbetreiber durch den Netzbetreiber für die nicht genutzte Energiemenge die angebotene Summe von X ct je Kilowattstunde als Entschädigung. Dies dient der wirtschaftlichen Absicherung der Investition für den Anlagenbetreiber. Um die Kosten für die Allgemeinheit möglichst gering zu halten, darf die Mindestenergiemenge die in einem Jahr erzeugte Strommenge nicht übersteigen. Ansonsten könnte ein Anbieter durch eine hohe Mindestenergiemenge einen unwirtschaftlichen Arbeitspreis gegenfinanzieren.

Gerade bei WKA kann eine Starkwindphase über einen längeren Zeitraum andauern. Daher muss im Angebot ebenfalls eine maximale Dauer des Einspeisemanagementeingriffes genannt werden, für die die Einspeiseleistung von 100 % Leistung auf 0 % reduziert werden kann. Für anteilige Leistungsreduzierungen kann durch den Netzbetreiber eine Umrechnung erfolgen, um die angebotene Dauer auf den jeweiligen Bedarf zu projizieren. Die Zeitspanne, die der Anlagenbetreiber angibt, ergibt sich durch die Energiespeicherkapazität abzgl. der Einspeiseverluste. Je geringer die Speicherkapazität, desto kürzer fällt der Zeitraum aus. Für den Fall einer Methanisierung und Einspeisung in das Erdgasnetz wird für den Zeitraum voraussichtlich keine Beschränkung vorliegen. Zusätzlich muss der Anlagenbetreiber im Angebot eine Zeitspanne nach einem Einspeisemanagementeingriff angeben, die benötigt wird, um den Energiespeicher entladen zu können. Für diesen Zeit-

¹²⁵§ 16 Abs. 2 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

raum darf der Netzbetreiber lediglich nachrangig nach allen übrigen verfügbaren Anlagen einen Einspeisemanagementeingriff vornehmen, um den Anlagenbetreiber eine Speicherentladung zu ermöglichen. Je geringer der Anlagenbetreiber die Zeitspanne wählt, desto größer fällt das Risiko aus, dass aufgrund von starkem Wind der Speicher in der Zeitspanne nicht entladen werden kann. Jedoch nimmt gleichzeitig die Wahrscheinlichkeit zu, dass das Angebot einen Zuschlag erhält.

Um die Investition über eine Betriebsdauer refinanzieren zu können, muss der Anlagenbetreiber eine Laufzeit für den privilegierten Einspeisemanagementeingriff seiner Anlage in Jahren bei Angebotsabgabe nennen. Die Laufzeit des Angebots darf die Restlaufzeit der EEG Vergütung der Anlage nicht übersteigen. Je höher diese Laufzeit ausfällt, desto niedriger kann der Anlagenbetreiber wiederum den Arbeitspreis gestalten, wobei die Investitionskosten somit über einen längeren Zeitraum refinanziert werden. Für den Netzbetreiber wiederum bedeutet eine kürzere Laufzeit eine höhere Flexibilität bei gleichzeitig vermutlich höheren Kosten.

Der Netzbetreiber hat nun die Aufgabe je Ausschreibungsgebiet den günstigsten Anlagen, die notwendig sind, um die energetisch ungenutzten Einspeisemanagementeingriffe aus Erfahrung des Vorjahres möglichst auf Null zu reduzieren, einen Zuschlag zu erteilen. Ziel sollte hier eine möglichst gute Auslastung der einzelnen Energiespeicher sein, da die Kosten nach § 12 Abs. 2 EEG¹²⁶ durch den Netzbetreiber, falls er die Ursache nicht zu verschulden hat, auf die Netzgebühren umgelegt werden können und diese somit nicht unnötig verteuert werden. Die Möglichkeit der Entschädigung (Härtefallregelung) nach § 12 Abs. 1 EEG¹²⁷ für die nicht einspeisbare Energie entfällt für die Anlagen, die einen Zuschlag beim Ausschreibungsverfahren erhalten haben für die Dauer des Vertragsverhältnisses. Der Anlagenbetreiber hat jährlich mittels Energiezählern nachzuweisen, dass der durch Einspeisemanagementeingriffe nicht eingespeiste Strom einer energetischen Speicherung oder Nutzung zu mindestens 90 % zugeführt wurde. Dies ist notwendig, da die derzeit noch hohen Speicherkosten ansonsten dazu führen könnten, dass Anlagen mit zu kleinen oder gar keinen Energiespeichern gegen eine höhere Entschädigung ohne energetische Nutzung lediglich in der Leistung reduziert werden.

Die Anlagen die einen Zuschlag erhalten, sind in Zukunft privilegiert, durch notwendige Einspeisemanagementeingriffe in ihrer Leistung reduziert zu werden. Das erste Ausschreibungsverfahren hat zu Beginn 2014 zu erfolgen. Die Anlagenbetreiber die einen Zuschlag erhalten haben, müssen die Inbetriebnahme des Speichers spätestens bis Ende des Jahres bewerkstelligen. In jährlichen Abständen hat ein weiteres Ausschreibungsverfahren stattzufinden. Dies ist jedoch nur für die Teilnetze relevant, in denen Einspeisemanagementein-

¹²⁶§ 12 Abs. 2 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

¹²⁷§ 12 Abs. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 25.10.2008, welches zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 geändert worden ist.

griffe an bisher nicht privilegierten Anlagen¹²⁸, in einer nicht zu vernachlässigenden Höhe stattgefunden haben. Durch dieses Ausschreibungsverfahren und der Aufgabe des Netzbetreibers der günstigsten Gesamtlösung einen Zuschlag zu erteilen, wird in Abhängigkeit der individuellen örtlichen Gegebenheiten die günstigste Technologie gefördert.

Bei einem vorhandenen Nahwärmenetz kann es sich dabei z.B. um eine Wärmenutzung per Wärmepumpe oder Elektrokessel handeln. Wohingegen bei einem Windpark mit hohen Volllaststunden und vorhandenem Erdgasnetz sich evtl. eine Methanisierung und Einspeisung ins Erdgasnetz gegenüber einer elektrochemischen Speicherung durchsetzen könnte. Bei einer PV-Freiflächenanlage dürfte hingegen aufgrund der geringen Volllaststunden eine örtliche elektrochemische oder Wasserstoffspeicherung den Vorzug erhalten. Außerdem kann es sich generell durchaus auch um eine Kombination aus verschiedenen Technologien wie z.B. einer elektrochemischen und thermischen Nutzung handeln. Eine genaue Aussage kann hier jedoch nicht getroffen werden, da die Wahl der Technik sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten abhängt.

Langfristiges Ziel des Ausschreibungsverfahrens ist eine Reduktion der Speicherkosten, zum einen durch Investitionskostenreduktionen, bedingt durch eine stärkere Nachfrage und Weiterentwicklung der Technologie, sowie eine Nutzung der günstigsten Techniken je nach den örtlichen Gegebenheiten. Dabei wird aufgrund der Technologieoffenheit des Verfahrens die Brücke zur Gaswirtschaft und dem Wärmemarkt geschlagen, was sich vorteilhaft auf die Energiewende auswirken dürfte.

Für Bestandsanlagen sind durch das hier ausgearbeitete Vergütungsmodell keine gesonderten Vergütungssätze oder Maßnahmen notwendig. Beim privilegiertem Einspeisemanagement können bestehende WKA, die bereits nur noch die Grundvergütung erhalten, sogar aufgrund der geringeren Vergütung gegenüber neuen WKA im Vorteil sein. Sobald die Investitionskosten für elektrochemische Speicher einen wirtschaftlichen Betrieb bei neuen PV-Anlagen erreicht haben, wird die Energiespeicherung bei bestehenden PV-Anlagen aufgrund weiterer Kostensenkungen der Speicher und steigender Strompreise zunehmend für ältere PV-Anlagen wirtschaftlich möglich sein. Bis dahin ist das bestehende Fördermodell für Akkumulatoren für PV-Anlagen die nach dem 31.12.2012 in Betrieb gegangen sind ein – wenn auch nicht wirtschaftlich darstellbarer – Anreiz. Hier sollte die Einspeiseleistungsbegrenzung jedoch von 60 % auf 30 % reduziert werden, um einen netzdienlichen Betrieb des Speichers zu ermöglichen. Ab 2020 werden zunehmend Bestandsanlagen nach 20 Jahren Laufzeit keine EEG Vergütung mehr erhalten und somit vermutlich überwiegend als reine Eigenverbrauchsanlagen ohne eine Einspeisung in das elektrische Netz betrieben. Da die entstehenden Kosten für ein zusätzliches Vergütungsmodell für Bestandsanlagen letztlich von der Allgemeinheit in Form von Netzentgelten getragen werden müssen, wird hier kein Grund für eine weitere Bevorzugung von Bestandsanlagen gesehen.

¹²⁸bzw. Anlagen die bereits privilegiert sind, jedoch den Speicher noch nicht in Betrieb nehmen mussten.

6 Notwendige Änderungen im EEG zur Entlastung des elektrischen Netzes

In diesem Kapitel werden die notwendigen Änderungen des „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien - EEG“ dargestellt. Dabei wird kein Anspruch auf eine juristisch einwandfreie Formulierung erhoben. Vielmehr soll aufgezeigt werden, in welchen Bereichen des EEG Änderungen erforderlich sind, um das Fördermodell, welches in Kapitel 5 erörtert wurde, einzubinden. Bei den folgenden Paragraphen handelt es sich um Auszüge des EEG. Bei den durchgestrichenen Textpassagen handelt es sich um die derzeitige EEG Formulierung, welche entfallen bzw. durch Änderungen abgelöst werden.

§ 6 Technische Vorgaben

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sowie Betreiberinnen und Betreiber von KWK-Anlagen müssen ihre Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit

1. die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und
2. die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann.

(2) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie

~~1. mit einer installierten Leistung von mehr als 30 Kilowatt und höchstens 100 Kilowatt müssen die Pflicht nach Absatz 1 Nummer 1 erfüllen;~~

1. ~~2.~~ mit einer installierten Leistung von höchstens 100 ~~30~~ Kilowatt müssen

a) die Pflicht nach Absatz 1 ~~Nummer 1~~ erfüllen oder

b) am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 30 ~~70~~ Prozent der installierten Leistung begrenzen.

(3) [unverändert]

(4) [unverändert]

(5) [unverändert]

(6) [unverändert]

§ 11 Einspeisemanagement

(1) Netzbetreiber sind unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 ausnahmsweise berechtigt, an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 6 Absatz 1 Nummer 1, Absatz 2 Nummer 1 oder 2 Buchstabe a ausgestattet sind, zu regeln, soweit

1. andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstünde,
2. der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird, soweit nicht sonstige Anlagen zur Stromerzeugung am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und
3. sie die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Bei der Regelung der Anlagen nach Satz 1 sind Anlagen im Sinne des § 11a Absatz 1 vorrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Bei der Regelung der Anlagen nach Satz 1 sind Anlagen im Sinne des § 6 Absatz 2 erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Im Übrigen müssen die Netzbetreiber sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird.

(2) [unverändert]

(3) [unverändert]

§ 11a privilegiertes Einspeisemanagement

(1) Um Leistungsreduzierungen nach § 11 Absatz 1 ohne eine Energetische Speicherung oder Nutzung zu minimieren, sind einzelne Anlagen mit einer Speicher- oder Nutzungsmöglichkeit durch ein privilegiertes Einspeisemanagement bei einem Eingriff nach § 11 Absatz 1 anderen Anlagen vorzuziehen. Die Rahmenbedingungen für ein privilegiertes Einspeisemanagement, sind je Anlage durch einen Vertrag mit dem Netzbetreiber festzuhalten. Die notwendigen Vertragsinhalte werden durch Absatz 3 vorgegeben.

(2) Die Netzbetreiber sind verpflichtet in jährlichem Turnus zu Beginn eines Jahres eine Ausschreibung durchzuführen, in der die Anlagenbetreiber sich um ein privilegiertes Einspeisemanagement bewerben können. Diese Ausschreibung hat für jedes Netzgebiet Deutschlandweit in einem einheitlichem Format zu erfolgen, in dem im Vorjahr Einspeisemanagementeingriffe nach § 11 Absatz 1 in einer nicht zu vernachlässigenden Höhe erfolgten, die nicht nach § 11a Absatz 3 durch ein privilegiertes Einspeisemanagement vertraglich geregelt wurden.

(3) Die Bewerbung der Anlagenbetreiber, welche sich um eine Ausschreibung nach Absatz 1 bewerben, muss folgende Angaben enthalten.

1. Der Anlagenbetreiber hat eine Vergütung je Kilowattstunde, welche aufgrund eines Einspeisemanagementeingriffes nach § 11 Absatz 1 nicht unmittelbar in das elektrische Netz eingespeist werden kann, anzugeben. Abweichend von § 12 Absatz 1 dieses Gesetzes und § 13 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes, ist dieser Betrag

je Kilowattstunde bei Zustandekommen eines Vertrages nach Absatz 1 im Falle eines Einspeisemanagementeingriffes nach § 11 Absatz 1 durch den Netzbetreiber zu vergüten.

2. Falls eine Einspeisung zu einem späteren Zeitpunkt nach einer Speicherung auf Basis von § 16 Absatz 2 erfolgt, ist die für die Anlage gültige Höhe der Vergütung nach § 29 bis § 32 anzugeben. Falls eine gestaffelte Vergütung nach § 29 bis § 31 gilt, sind alle Vergütungshöhen und der **voraussichtliche** Änderungszeitpunkt anzugeben. Falls keine Einspeisung zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt, ist eine Vergütung in Höhe von 0 ct/kWh anzugeben.
3. Durch den Anlagenbetreiber ist jeweils eine jährliche Mindestenergiemenge anzugeben, welche durch Eingriffe des Netzbetreibers nach § 11 Absatz 1 nicht eingespeist werden kann. Für jedes Jahr in dem die Mindestenergiemenge nach Satz 1 durch Einspeisemanagementeingriffe nicht erreicht wird, ist dem Anlagenbetreiber durch den Netzbetreiber für die Differenz die Vergütung nach Absatz 2 Nr. 1 zu entrichten. Die nach Satz 1 anzugebende Mindestenergiemenge darf die jährlich durch die Anlage erzeugte Strommenge, ohne eine Leistungsreduzierung, nicht überschreiten. Sollte die erzeugte Strommenge die angegebene Mindestenergiemenge nach Satz 1 unterschreiten, ist für die Ermittlung nach Satz 2 die Mindestenergiemenge durch die erzeugte Strommenge ohne eine Leistungsreduzierung zu ersetzen.
4. Durch den Anlagenbetreiber ist eine maximale Zeitdauer je Eingriff nach § 11 Absatz 1 zu nennen. Falls hier keine Beschränkung aus Seiten der Anlage notwendig ist, ist die maximale Zeitdauer nach Satz 1 als unbeschränkt anzugeben.
5. Durch den Anlagenbetreiber ist eine Mindestzeitdauer anzugeben, während der nach Beendigung eines Eingriffes nach § 11 Absatz 1 die Anlage nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln ist. Falls hier keine Beschränkung auf Seiten der Anlage notwendig ist, ist die Mindestzeitdauer nach Satz 1 mit null anzugeben.
6. Der Anlagenbetreiber hat im Angebot eine Vertragslaufzeit in ganzen Jahren anzugeben, für die das privilegierte Einspeisemanagement nach § 11a Absatz 1 zu gelten hat. Diese Vertragslaufzeit darf die Restlaufzeit der Vergütung nach § 16 nicht überschreiten.

Der Anlagenbetreiber hat für jedes Jahr der Vertragslaufzeit durch geeignete Mittel nachzuweisen, dass mindestens 90 % des durch Absatz 1 nicht in das öffentliche Netz eingespeisten Stroms einer energetischen Speicherung oder Nutzung zugeführt wurden. Für das Inbetriebnahmejahr gilt diese Regelung anteilig ab Inbetriebnahmezeitpunkt. Die Inbetriebnahme des Speichers hat bis spätestens Ende des Jahres zu erfolgen, in dem der Anlagenbetreiber einen Zuschlag erhalten hat.

Die Netzbetreiber haben für ihre Gebiete unter Berücksichtigung von Absatz 3 Nr. 4 bis

6 den günstigsten Anlagen nach Absatz 3 Nr. 1 bis 3 einen Zuschlag als privilegierte Anlagen nach Absatz 1 zu erteilen, welche notwendig sind, um die Vorgaben nach Absatz 1 und 2 zu erfüllen. Nur für den Zweck der Ermittlung der günstigsten Anlage ist für die jeweilige Anlage die Summe der Kosten aus Absatz 3 Nr. 1 und 2 zu bilden.

(4) Der Netzbetreiber kann die Kosten nach Absatz 1 abzüglich Nr. 2 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

§ 12 Härtefallregelung

(1) Wird die Einspeisung von Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 11 Absatz 1 reduziert, sind die von der Maßnahme betroffenen Betreiberinnen und Betreiber abweichend von § 13 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes für 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu entschädigen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiberinnen und Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 11 liegt, hat die Kosten der Entschädigung zu tragen. Gegenüber den betroffenen Betreiberinnen und Betreibern haftet er gesamtschuldnerisch mit dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist.

(2) [unverändert]

(3) [unverändert]

(4) Absatz 1 gilt nicht für Anlagen welche nach § 11a Absatz 1 bevorzugt an einem Einspeisemanagement teilnehmen. Satz 1 gilt nicht, wenn der Netzbetreiber gegen die vertraglich vereinbarten Einspeisemanagementeingriffsunterbrechungen nach § 11a Absatz 2 verstößt.

7 Resümee

Im April 2012 wurde die Degression der PV-Anlagen Vergütung von einer halbjährigen Degression in eine monatliche Degression geändert. Dabei wurde das Prinzip des atmen- den Deckels beibehalten, jedoch an die monatliche Degression angepasst. Von April bis einschließlich Oktober wurde die Degression mit 1 % vorgegeben. Seit November 2012 rea- giert die Degression vereinfachend ausgedrückt auf den Zubau der vorherigen 12 Monate. Bedingt durch die noch hohe Zubauleistung in 2012 reduzierte sich die Einspeisevergütung im November 2012 mit 2,5 % pro Monat relativ stark, nimmt seitdem aufgrund der zurück gehenden Zubauzahlen alle drei Monate ab [142]. Die hohe Degression belastete bereits die Wirtschaftlichkeit von neuen PV-Anlagen. Im Februar 2013 verunsicherten¹²⁹ der Umwelt- minister und Wirtschaftsminister mit der Forderung nach der so genannten Strompreis- bremsen zusätzlich den angeschlagenen Markt [143]. Die Höhe der Degression reduzierte sich zunehmend aufgrund der zu Beginn 2013 stark abgenommenen Zubauzahlen [142]. Ausgelöst durch die Einführung von vorläufigen Antidumping-Zöllen durch die EU auf die Einfuhr chinesischer PV-Module [144] erhöhen sich derzeit die Kosten für die chinesischen Module, wobei die deutschen weiter sinken und sich die Preisdifferenz somit langsam re- duziert [145]. Da die Modulpreise bisher maßgeblich für die Investitionskostenreduktion für PV-Anlagen verantwortlich waren, führte dies sogar zu einer geringen Preissteigerung für kleine PV-Anlagen bis 10 kW_P vom ersten zum zweiten Quartal 2013 [35, 146]. Anfang August 2013 hat sich die EU-Kommission mit den chinesischen PV-Modulherstellern dar- auf geeinigt, dass für die chinesischen Module wenn sie für mindestens 56 ct/W verkauft werden bis zu einer Importmenge von 7 GW in einem Jahr, keine vorläufigen Zölle anfallen. Der Verband ProSun welcher die Einführung von Schutzzöllen gefordert hatte, hat bereits angekündigt gegen die Einigung der EU-Kommission mit den chinesischen Herstellern zu klagen [147]. Im Dezember 2013 hat die EU-Kommission zu entscheiden, ob endgültig Schutzzölle auf die chinesischen Module eingeführt werden [148]. Dies wird derzeit jedoch als unwahrscheinlich eingeschätzt, da alle europäischen Staaten dem zustimmen müssten [144]. Auch wenn keine endgültigen Schutzzölle eingeführt werden, stellt sich die Frage, ob die Handelsbeziehungen zwischen Europa und China nicht bereits über die Gültig- keit der vorläufigen Antidumping-Zölle – trotz der zwischenzeitlichen Einigung – hinaus schaden nehmen könnte. Problematisch für die Investitionssicherheit stellt sich auch dar, dass beginnend mit der so genannten Strompreisbremse das EEG zum Wahlkampfthema geworden ist. Mit den Versuchen, bestehende Anlagen durch Sonderabgaben in Regress zu nehmen, ist der Markt auch für neue Anlagen massiv verunsichert worden, da somit keine Planungssicherheit mehr gegeben ist.

Daher ist es derzeit nicht verwunderlich, wenn der Trend zukünftig in die Richtung von kleinen Eigenverbrauchsanlagen gehen wird. Jedoch sind auch diese derzeit noch auf die

¹²⁹Die Verunsicherung wurde auch besonders dadurch verstärkt, dass der Bestandsschutz angegriffen werden sollte.

Einspeisevergütung angewiesen. Es wird hier die Gefahr gesehen, dass eine Einführung einer Einspeiseleistungsbegrenzung in Höhe von 30 %¹³⁰ den Markt weiter massiv verunsichern könnte. Daher müsste sowohl von Seiten der Politik als auch der Hersteller mit medialen Mitteln massiv darauf hingewiesen werden, dass die PV-Anlagen sich trotz einer Einspeiseleistungsbegrenzung in Höhe von 30 % wirtschaftlich darstellen lassen. Dies bietet jedoch auch eine Chance, dass sich der Anreiz für den Einsatz von Energiespeichern erhöht. Dabei wird davon ausgegangen, dass die kleinen PV-Anlagen zunehmend mit Energiespeichern ausgestattet werden. Da es sich bei den elektrochemischen Speichern sowohl bei stationären Anwendungen als auch im Bereich der Elektromobilität um die selben Zellen handelt, besteht hier auch eine Wechselwirkung, die für beide Märkte von Vorteil sein kann.

7.1 Ausblick Energiespeichereinsatz für Stromüberschüsse

Sobald eine Einspeiseleistungsreduzierung in Höhe von 30 % der installierten Leistung bei kleinen PV-Anlagen eingeführt wird, werden die Bestrebungen der Anlagenbetreiber, die Energie für eine spätere Nutzung zu speichern, zunehmen. Dieser erwartete Nachfrageaufschwung kann dazu führen, dass aufgrund steigender Margen die Kosten für elektrochemische Speicher in den nächsten Jahren massiv sinken. Weiter steigende Strompreise kommen dabei den sinkenden Investitionskosten entgegen und sorgen somit zunehmend für einen wirtschaftlichen Betrieb von elektrochemischen Speichern. Die bereits wirtschaftlichen Wärmepumpen und Einschraubheizkörper werden durch den Brückenschlag zwischen dem Elektrizitäts- und Wärmemarkt den Ausbau von Photovoltaikanlagen weiter fördern.

Die technologieoffene Förderung der Energiespeicherung mittels Ausschreibungsverfahren sorgt trotz eines weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien für eine ausreichende Netzstabilität, ohne dass die Anlagen in ihrer Stromproduktion reduziert werden müssen. Lediglich die Einspeiseleistung in das elektrische Netz wird reduziert. Als Voraussetzung für den Zuschlag beim Ausschreibungsverfahren erfolgt jedoch weiterhin eine Nutzung von min. 90 % der Energie. Durch die Ausschreibung wird trotz der derzeit noch hohen Kosten für die verschiedenen Speichertechnologien eine Investitionssicherheit erreicht. Aufgrund der gegenseitig konkurrierenden Speichertechnologien ist mit der Entstehung eines Wettbewerbs mit preissenkender Wirkung zu rechnen.

Bedingt durch die jährliche Ausschreibung kann die Kostendegression kontinuierlich durch den Bau neuer Speicheranlagen umgesetzt werden. Hier darf auch nicht vergessen werden, dass ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien ohne die Installation von Speichern zwangsweise einen Anstieg an ungenutzter Energie, bedingt durch zunehmende Einspeisemanagementeingriffe, zur Folge hat. Die Kosten hierfür sind ebenso wie die Förderung

¹³⁰In dieser Arbeit wurde festgestellt, dass dies notwendig ist, um einen weiteren Zubau der erneuerbaren Energien und die Netzstabilität in Einklang zu bringen.

der Speichertechnologie über die Netzentgelte von der Allgemeinheit zu tragen. Durch die Förderung und dadurch erwarteten Kostendegression bei den Speichertechnologien, lassen sich jedoch die Kostensteigerungen trotz eines weiteren Zubaus der erneuerbaren Energien langfristig abbremsen. Bei ausreichender Kostendegression werden sich die Energiespeicher auch ohne ein Förderprogramm wirtschaftlich betreiben lassen, um die volatile Strombereitstellung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu verstärken und somit den planbaren Verkauf von Strom am freien Markt zu vereinfachen.

Laut jüngster Meldung vom Juli 2013 wollen die großen Energieversorger konventionelle Kraftwerke mit einer gesamten Leistung von rund 18 GW stilllegen, da ein wirtschaftlicher Betrieb – bedingt durch den stetigen Zubau im Bereich der erneuerbaren Energien – nicht mehr möglich ist. Der Energieversorger E.ON plant europaweit elf Kraftwerke – davon einige in Deutschland – stillzulegen. Beim RWE Konzern werden derzeit Kraftwerke mit einer gesamten Leistung von mehreren Gigawatt Leistung überprüft. EnBW plant nach eingehender Prüfung vier Kraftwerksblöcke stillzulegen. Neben den drei großen Energieversorgern klagen auch Stadtwerke über Verluste ihrer Kraftwerke. Dass es sich bei diesen Meldungen nicht um eine reine Drohung der Energiekonzerne handelt – welche ihren Kernmarkt zunehmend schwinden sehen – ist daran zu erkennen, dass bei der Bundesnetzagentur bis Mitte Juli 2013 bereits 15 Stilllegungsanträge eingegangen sind. Aus Gründen der Netzstabilität wird die Bundesnetzagentur nach eigener Aussage jedoch besonders in Süddeutschland keine Stilllegungen von Kraftwerken mehr akzeptieren [149]. Neben der Notwendigkeit einer Umgestaltung der Vergütungsstruktur von einer reinen Energievergütung, hin zu einer Vergütung für Leistungsvorhaltung besonders für schnell regelbare Gaskraftwerke, ist der Ausbau von Energiespeichern zur Netzstabilisierung ein sinnvoller Teilschritt hin zu einem rein regenerativen deutschen Strommarkt. Nun ist es die Aufgabe der Politik die notwendigen Rahmenbedingungen zu gestalten, um den Übergang von trägen fossil befeuerten Kraftwerken über flexibel betreibbare Kraftwerke hin zu einer rein regenerativen Strombereitstellung mit der Notwendigkeit von Energiespeichern zu erreichen.

Durch die technologieoffene Speicherförderung wird auch der Brückenschlag zum Wärmemarkt sowie zur Mobilität mit einem im Vergleich zum Strommarkt riesigem Potential erreicht.

7.2 Wechselwirkung zur Elektromobilität

Bei Personenkraftwagen, welche alleinig durch einen Elektromotor – der durch einen Akkumulator gespeist wird – angetrieben werden, handelt es sich um Elektroautos. Diese benötigen für eine akzeptable Reichweite von 100 - 400 km mit einer Akkuladung je nach Rahmenbedingungen (z.B. Geschwindigkeit, Heizung sowie Klimaanlage) relativ große Speicherkapazitäten. Der Akku des elektro Smart verfügt über eine Speicherkapazität von

17,6 kWh [150] und der des Nissan Leaf über 24 kWh (Strombedarf von 15 kWh/100km) [151]. Sobald Elektroautos weiter verbreitet sind und auch den Zweitwagenmarkt erobert haben, werden vermehrt Elektroautos auch tagsüber bei hohen Solarstromerträgen in der heimischen Garage stehen. Somit lassen sich diese Elektroautos als große Verbraucher gezielt bei Stromüberschüssen beladen und somit den Eigenstrombedarf erhöhen. Dabei bietet Renault mit dem Elektroauto ZOE bereits die Möglichkeit an, über das Internet auch von Smartphones aus die Zeit der Beladung des Elektroautos zu steuern. Damit bietet Renault die Möglichkeit z.B. günstigen Nachtstrom zu nutzen [152]. Wenn diese Software neben einer Zeitsteuerung auch Steuersignale eines Lastmanagements verarbeiten könnte, wäre hier eine effektive Lösung des Lastmanagements gefunden. Ohne eine solche Schnittstelle lässt sich prinzipiell auch die Stromverbindung des Ladekabels bei kleinen Leistungen durch eine schaltbare Steckdose, wie sie von SMA angeboten wird, schalten [34]. Bei größeren Leistungen ($> 3,6$ kW) werden die Bauteile für eine Leistungsschaltung erheblich teurer und es handelt sich um eine individuell zu gestaltende Lösung.

Wenn ein Elektroauto tagsüber viel Zeit in der heimischen Garage verbringt, deutet dies jedoch darauf hin, dass dieses Auto nur wenige Kilometer pro Tag bewegt wird. Somit ist anzunehmen, dass der Akkumulator nur eine geringe Entladung erfährt und daher das Potential als Verbraucher reduziert wird. Ideal wäre hier eine Speicherung der Energie von Stromüberschüssen einer PV-Anlage tagsüber und eine Entladung in den Abend- und Morgenstunden. Eine bidirektionale Ladestation wird derzeit von SMA im Rahmen eines Forschungsprojektes („Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen“ INEES) entwickelt. An INEES sind neben SMA noch Volkswagen, Fraunhofer IWES sowie LichtBlick SE beteiligt. INEES wird vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert, und soll die Möglichkeiten der Regelleistungsanbietung von Elektroautos untersuchen, um das elektrische Netz zu stabilisieren und die hohen Akku-Kosten der Elektroautos durch die Einnahmemöglichkeiten der Energiedienstleistung schneller amortisieren zu können [153]. Eine Nachfrage per Email ergab, dass die Firma SMA als langfristiges Ziel für die von ihnen entwickelte Ladestation eine Einbindung in ihr Lastmanagementsystem (Smart Home) verfolgt. Hier wird eine Umsetzung jedoch frühestens nach Abschluss des Forschungsvorhabens 2015/2016 gesehen. Sobald eine Einbindung eines Elektroautos in das heimische Lastmanagement möglich ist, steht bei einem überwiegend in der heimischen Garage stehenden Elektroautos ein vollkommen ausreichender Energiespeicher zum Ausgleich des täglichen Energiebedarfs zur Verfügung. Wenn ein Elektroauto die überwiegende Zeit als Energiespeicher für Stromüberschüsse einer PV-Anlage zur Verfügung steht, wird entweder kein oder lediglich ein viel kleinerer stationärer elektrochemischer Speicher benötigt. Der Speicher müsste lediglich die Zeiten überbrücken, die das Elektroauto nicht zur Verfügung steht. Bei einem typischen Zweitwagen handelt es sich dabei überwiegend um kurzzeitige Besorgungsfahrten. Insofern ist dies für die Firma SMA vielleicht ein weiterer

Grund, die nutzbare Speicherkapazität des auf der Intersolar 2013 vorgestellten „SMA Integrated Storage System“ mit 2 kWh nutzbarer Kapazität relativ klein zu wählen [154]. Ein weiterer Ansatz der derzeit von einer Partnerschaft aus Nissan Northamerica, ABB, 4R Energy und Sumitomo Corporation of America verfolgt wird, ist die technische Möglichkeit und Wirtschaftlichkeit der Second Life Nutzung von Elektroauto Akkus zu untersuchen und ein Vermarktungsmodell hierfür zu entwickeln. Die Akkumulatoren werden in den Fahrzeugen bis zu einem Anteil von rund 70 % ihrer ursprünglichen Kapazität betrieben. Wenn ein Fahrzeug hingegen eine geringe Fahrleistung hat, kann es passieren, dass der Akkumulator nach Ende der Lebensdauer des Fahrzeugs noch eine hohe Restkapazität besitzt. Die Akkumulatoren die den Einsatz im Fahrzeug überlebt haben oder aufgrund der Unterschreitung von 70 % der ursprünglichen Kapazität ausgebaut werden, haben für stationäre Anwendungen, wo das Gewicht des Akku eine untergeordnete Rolle spielt, eine ausreichende Restkapazität. Sollte die Restkapazität eines Akkus für einen Anwendungsfall nicht genügen, lassen sich mehrere dieser Akku parallel betreiben und somit die Speicherkapazität erweitern. Im Rahmen des Konsortiums sollen Akkumulator Prototypen mit einer Kapazität von mindestens 50 kWh entwickelt werden [155]. Vorteilhaft wirkt sich für eine Second Life Nutzung aus, dass die spezifischen Akkukosten für Elektroautos z.B. beim Nissan Leaf für einen 24 kWh Akkumulator mit 246 €/kWh (entspricht einem Preis von rund 5.900 €)¹³¹ bereits heute weit unter denen für stationäre Anwendungen liegen [151]. Nach einem dreijährigen Leasingeinsatz mit einer monatlichen Leasinggebühr in Höhe von 79 € für den Akku ergeben sich Restkosten von 3.056 €. Zuzüglich eines kalkulatorischen Gewinns in Höhe von 20 % ergeben sich Kosten für den Second Life Akku in Höhe von 3.667 €¹³². Bei einer Restkapazität von 70 - 80 % ergeben sich somit spezifische Kosten in Höhe von rund 191 - 218 € je nutzbarer Speicherkapazität. Damit liegen die Kosten um den Faktor 10 bis 20 unter denen für neue Akkumulatoren für den stationären kleinen Einsatzbereich (z.B. Einfamilienhäuser mit PV-Anlage).

Jedoch gibt es auch kritische Stimmen bzgl. der Second Life Nutzung von Elektroauto Akkumulatoren. So titelt ein Artikel auf der Homepage INGENIEUR.de (VDI Nachrichten) „Zweitnutzung von E-Mobil-Batterien ist fraglich“. Dabei wird kritisch gesehen, dass die einzelnen Zellen eines Akkumulators unterschiedlich schnell altern. Die Kosten für eine Demontage, Vermessung und Zusammenschaltung der einzelnen Zellen mit möglichst ähnlicher Restleistungsfähigkeit zu „neuen“ Energiespeichern, werden mit rund 80 - 120 €/kWh veranschlagt. Zuzüglich dem Restwert der Akkumulatoren ergeben sich mit rund 271 - 338 €/kWh Kosten die sogar über den von Christian Froestel, Analyst von Bloomberg New Energy Finance, mit rund 160 €/kWh geschätzten Kosten für neue Akku-

¹³¹Die Akkumulatoren des elektro Smart werden mit einer Speicherkapazität von 17,6 kWh für 4.770 € angeboten was einem spezifischen Preis von rund 270 €/kWh entspricht [156].

¹³²Die Berechnung erfolgte in Anlehnung an die Berechnung von Kiefermedia in der Studie: „Begleitforschung zum kabellosen Laden von Elektrofahrzeugen: Chancen und Risiken beim kabellosen Laden von Elektrofahrzeugen, Technologiefolgenabschätzung für eine Schlüsseltechnologie in der Durchbruchphase der Elektromobilität“ [157, S. 140] jedoch mit aktualisierten Kosten von Nissan [151].

mulatoren für das Jahr 2025 liegen. Ohne diese Analysen der Restkapazitäten würde der Kunde jedoch die Katze im Sack kaufen. Daher sei fraglich, ob die Anzahl an gebrauchten Akkumulatoren, welche europaweit zwischen 2020 und 2030 mit einer Kapazität von 20 GWh zur Verfügung stehen, somit ein lohnendes Geschäftsfeld ergeben [158].

Allerdings bietet die Firma Wemag AG unter der Marke ReeVOLT! bereits einen Energiespeicher auf Second Life Basis an. Jedoch werden anstelle von Akkumulatoren von Elektroautos bis zu 16 Akkumulatoren von Pedelecs (dabei handelt es sich um Fahrräder mit elektrischem Hilfsmotor, welche sich großer Beliebtheit erfreuen) des Schweizer



Abbildung 56 – ReeVOLT! Energiespeicher aus Pedelec Akkumulatoren

Herstellers BikeTec (Panasonic Akku) eingesetzt. Diese stammen von Schweizer Pedelec Mietstationen, wo die Speicher bei Unterschreitung von 80 % Restkapazität ausgemustert werden. Der Speicherschrank ist durch den Kunden für rund 6.000 € zu erwerben, wohingegen die gebrauchten Speicher, welche einfach durch den Nutzer – auch während des Betriebes – getauscht werden können, durch die Firma Wemag für insgesamt (16 Akku) 27,50 € pro Monat vermietet werden. Dem Kunden wird eine Mindestkapazität von 60 % garantiert. Sobald diese unterschritten wird, werden die betroffenen Akkumulatoren ohne Kosten für den Kunden ausgetauscht. Das Risiko, dass ein Kunde überproportional gealterte Akkumulatoren erhalten hat, geht somit nicht zu Lasten des

Kunden sondern des Anbieters. Für diesen hingegen verteilt sich das Risiko auf die Anzahl der insgesamt vermieteten Akkumulatoren [159, 160]. Dieses Geschäftsmodell lässt sich prinzipiell auch für Speicher von Elektroautos anwenden. Bedingt dadurch, dass immer mehr Hersteller (z.B. Renault, Smart, Nissan), um den Kunden von den hohen Akkumulatorkosten bei der Investitionssumme zu entlasten, die Akkumulatoren gegen eine monatliche Gebühr vermieten, bleibt der Akkumulator im Besitz des Fahrzeugherstellers bzw. eines Tochterunternehmens. Sobald die Speicherkapazität für die Elektromobilität nicht mehr ausreichend ist, bietet es sich an, die Speicher nicht mehr an Fahrzeughalter sondern an stationäre Speicheranwender weiter zu vermieten, bis die Kapazität auch hierfür ungenügend ist. Genauso wie beim Fahrzeug ein kostenloser Austausch des Akkumulators beim Unterschreiten einer Kapazität von z.B. 80 % gewährleistet wird, kann bei einer stationären Anwendung ein Austausch bei einer Unterschreitung von z.B. 60 %

garantiert werden. Wenn die Investitionskosten für neue Akkumulatoren sich tatsächlich auf rund 160 €/kWh reduziert haben, bis ausreichend gebrauchte Akkumulatoren auf den Markt kommen, wird dieses Geschäftsmodell natürlich obsolet. Sollte dies jedoch nicht der Fall sein, bieten sich Second Life Akkumulatoren an, um die Kosten für stationäre Anwendungen zu senken. Unabhängig davon welcher Fall eintritt, kann davon ausgegangen werden, dass Akkumulatoren bis 2025 Kosten von maximal rund 250 €/kWh verursachen.

Abbildungsverzeichnis

1	Strombereitstellung in Deutschland 2012	3
2	Strombereitstellung in Deutschland Februar 2012	4
3	Strombereitstellung in Deutschland Mai 2012	4
4	Kernkraftwerk Standorte Deutschland [10]	6
5	Leistungsänderung kohlenbefuerter Kraftwerke [12, S. 23]	7
6	Strombereitstellung in Deutschland Pfingsten 2012	10
7	Strombereitstellung in Deutschland an Pfingsten 2012 Wind und PV Aus- baustand Jan. 2013	11
8	Strombereitstellung in Deutschland an Pfingsten 2012 Wind Ausbaustand Jan. 2013 PV 40 GW	12
9	Strombereitstellung in Deutschland an Pfingsten 2012 Wind Ausbaustand Jan. 2013 PV 52 GW	13
10	Strombereitstellung in Deutschland: Ausbauszenario Mai 2020	14
11	Strombereitstellung in Deutschland: Ausbauszenario Mai 2030	15
12	Verhältnis Einspeiseleistung zur installierten Leistung der Photovoltaikan- lagen	18
13	Verhältnis Einspeiseleistung zur installierten Leistung der Windkraftanla- gen	19
14	Verhältnis Einspeiseleistung zur installierten Leistung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen	19
15	Ungedrosselte Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen 146,6 GW _P im Vergleich zum Strombedarf	20
16	Gedrosselte Photovoltaikleistung unter Berücksichtigung der Grundlast- kraftwerke: Reduzierung der Einspeiseleistung der Photovoltaik auf ca. 53 % ohne Berücksichtigung der Windkraftanlagen	21
17	Gedrosselte Photovoltaikleistung unter Berücksichtigung der Grundlast- kraftwerke: Reduzierung der Einspeiseleistung der Photovoltaik auf ca. 50 % unter Berücksichtigung eines Vorrangs der Windkraftanlagen	22
18	Gedrosselte Photovoltaikleistung unter Variante 1:	25
19	Gedrosselte Photovoltaikleistung unter Variante 2:	25
20	Gedrosselte Photovoltaikleistung unter Variante 3:	26

21	Gedrosselte Photovoltaikleistung unter Variante 4:	26
22	Jährliche Stromkosten in Abhängigkeit der installierten Leistung einer Photovoltaikanlage	34
23	Verhältnis erzeugte Leistung zur installierten Leistung der Photovoltaikanlage ohne Berücksichtigung der Eigenstromnutzung	36
24	Verhältnis erzeugte Leistung zur installierten Leistung der Photovoltaikanlage mit Berücksichtigung der Eigenstromnutzung	36
25	Verhältnis eingespeiste Leistung zur Installierten Leistung der Photovoltaikanlage für ein vollständiges Jahr	37
26	Verhältnis eingespeiste Leistung zur Installierten Leistung der Photovoltaikanlage für den Monat Mai	38
27	Akkumulator wird genutzt um den Eigenverbrauch zu maximieren. Ladezustand Akkumulator wenn Entladung nur für Eigenbedarfsdeckung .	39
28	Akkumulator wird genutzt um den Eigenverbrauch zu maximieren. Verhältnis eingespeiste Leistung zur Installierten Leistung der Photovoltaikanlage	39
29	Eigennutzungsgrad in Abhängigkeit verschiedener Standorte und Energiespeichergrößen	40
30	Eigennutzungsgrad in Abhängigkeit verschieden hohem Strombedarf und Energiespeichergrößen. Bei der Beispielanlage betragen die Strombedarfschritte ab 500 jeweils 500 kWh.	41
31	Maximale absolute Kosten für einen Energiespeicher bei anschließender Rückverstromung für eine Photovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus in München in Abhängigkeit der Speicherkapazität und der Zyklenfestigkeit.	43
32	Maximale spezifische Kosten für einen Energiespeicher bei anschließender Rückverstromung für eine Photovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus in München in Abhängigkeit der Speicherkapazität und der Zyklenfestigkeit.	43
33	PV-Anlage auf Discounter Photo: photovoltaik.eu [39]	44
34	Jährliche Stromkosten in Abhängigkeit der installierten Leistung einer Photovoltaikanlage	45
35	Eigennutzungs- und Autarkiegrad in Abhängigkeit verschiedener Strombedarfe	46

36	Nicht Nutzbare Energie aufgrund von Einspeiseleistungsbegrenzung und fehlendem Eigenbedarf	46
37	Maximale absolute Kosten für einen elektrochemischen Energiespeicher für eine Photovoltaikanlage auf einem Supermarkt in München in Abhängigkeit der Speicherkapazität und der Zyklenfestigkeit.	47
38	Maximale spezifische Kosten für einen elektrochemischen Energiespeicher für eine Photovoltaikanlage auf einem Supermarkt in München in Abhängigkeit der Speicherkapazität und der Zyklenfestigkeit.	48
39	Volle Zyklenzahlen und nicht speicherbarer Energieanteil von Freiflächen PV-Anlagen in Abhängigkeit der spez. Speicherkapazität	52
40	Einspeiseleistung einer Windkraftanlage in Stundenwerten	55
41	Mittlere Einspeiseleistung über 24 Stunden einer Windkraftanlage	56
42	volle Zyklenzahlen und nicht speicherbarer Energieanteil von WKA in Abhängigkeit der spez. Speicherkapazität	56
43	Prinzip des alkalischen Elektrolyseurs [77, S. 14]	73
44	Funktionsprinzip einer PEM Elektrolysezelle [77, S. 13]	75
45	Wasserstoffgestehungskosten (Geldwert 2009) frei Elektrolyse (60 bar) je nach Auslastung und Stromkosten für die Zeiträume 2020 (links) und 2050 (rechts); Zinssatz 6%/a, Abschreibung 20 a, Wartung/Betrieb 2% Inv./a [88, S. 94]	77
46	Metallhydridspeicher mit PCM Wärmespeicher von McPhy [83]	80
47	Salzkaverne z.B. zur Speicherung von Wasserstoff [84, S. 9]	80
48	links: Gas Trailer [85] rechts: Flüssig-Containerfahrzeug [86]	81
49	Prinzipschema eines kommerziellen zweistufigen adiabaten Festbettreaktors	86
50	Gestehungskosten von EE-Methan (Geldwert 2009) frei Anlage bei unterschiedlicher Auslastung und Stromkosten für die Zeiträume 2020 (links) und 2050 (rechts); Zinssatz 6%/a, Abschreibung 20 a, Wartung/Betrieb 2% Inv./a [88, S. 95]	89
51	GTL Fuel Produktionsprozess der Fa. Shell [108]	93
52	Power-to-Liquid Anlage der Firma Sunfire GmbH [110]	94

53	Maximale Investitionskosten für eine Warmwasserwärmepumpe mit und ohne Substitution eines Boilers in Abhängigkeit des Erdgaspreises	102
54	Maximale Investitionskosten für einen Einschraubheizkörper inkl. zusätzlicher Ansteuerung in Abhängigkeit des Erdgaspreises	110
55	Vergleich Heizstäbe zur Nutzung von PV-Stromüberschüssen	111
56	ReeVOLT! Energiespeicher aus Pedelec Akkumulatoren	137

Tabellenverzeichnis

1	Dynamische Merkmale konventioneller thermischer Kraftwerke [12, S. 24]	7
2	Gedrosselte Photovoltaikleistung unter verschiedenen Drosselungen der übrigen Kraftwerke im Jahr 2030	24
3	Gedrosselte Photovoltaikleistung bei verschiedenen Drosselungen der übrigen Kraftwerke im Jahr 2020	28
4	Rahmendaten von Blei Akkumulatoren [52, S. 9]	61
5	Rahmendaten von Lithium-Ionen-Akkumulatoren [52, S. 7]	65
6	Rahmendaten von Natrium-Schwefel Akkumulatoren [52, S. 12]	67
7	Rahmendaten von Natrium-Nickelchlorid (Zebra) Akkumulatoren [52, S. 11]	68
8	Rahmendaten von Vanadium-Redox-Flow Akkumulatoren [52, S. 11]	71

Literaturverzeichnis

- [1] Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. 04.03.2013. Online im Internet: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_node.html [Stand: 21.03.2013].
- [2] Installierte Windenergieleistung in Deutschland. Bundesverband WindEnergie e.V. 31.12.2012. Online im Internet: <http://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/deutschland/installierte-windenergieleistung-deutschland> [Stand: 21.03.2013].
- [3] Strom. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE). Online im Internet: <http://www.bee-ev.de/Energieversorgung/Strom/index.php> [Stand: 21.03.2013].
- [4] Stromerzeugungskapazitäten, Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. 13.12.2012. Online im Internet: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energietraeger10-stromerzeugungskapazitaeten-bruttostromerzeugung,property=blog,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls> [Stand: 21.03.2013]
- [5] Branchenprognose Stromversorgung 2020. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE). Online im Internet: <http://www.bee-ev.de/Energieversorgung/Strom/Stromversorgung-2020.php> [Stand: 21.03.2013]
- [6] Renneberg, Wolfgang: Grenzen und Sicherheitsrisiken des Lastfolgebetriebs von Kernkraftwerken. Studie im Auftrag von Greenpeace. Bonn: 2011
- [7] Transparency in Energy Markets. Online im Internet: <http://www.transparency.eex.com/de/> [Stand: 16.03.2013]
- [8] Das leistet Photovoltaik in Deutschland. SMA Solar Technology AG. Online im Internet: <http://www.sma.de/unternehmen/pv-leistung-in-deutschland.html> [Stand: 22.03.2013]
- [9] Auflistung kerntechnischer Anlagen in der Bundesrepublik Deutschland. Bundesamt für Strahlenschutz (BfS). Online im Internet: http://www.bfs.de/de/kerntechnik/Kerntechnische_Anlagen_in_Deutschland [Stand: 23.03.2013]

- [10] Kernenergie. Kernkraftwerke in Deutschland. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Online im Internet: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Kernenergie [Stand: 22.03.2013]
- [11] Quick, Christoph: Jahrespresse-Gespräch 2010. Betreibergesellschaft: Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH. 03.02.2010. Online im Internet: <http://www.kkw-gundremmingen.de/presse.php?id=299> [Stand: 22.03.2013]
- [12] Hundt, M.; Barth, R.; Sun, N.; Wissel, S.; Voß, A.: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Technische und ökonomische Aspekte. Studie von E.ON Energie AG. Stuttgart: 2009
- [13] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. 01.02.2013. Online im Internet: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_Basepage.html [Stand: 22.03.2013]
- [14] Braun, Michael: Wandel der deutschen Energieriesen nach Fukushima. Atomausstieg hat die Branche nachhaltig verändert. Deutschlandfunk. 11.03.2013. Online im Internet: <http://www.dradio.de/dlf/sendungen/wirtschaftundgesellschaft/2037463/> [Stand: 23.03.2013]
- [15] Vitzthum, Thomas: Stadtwerke fordern Gaskraftwerk-Abschaltung. Die Welt. 07.03.2013. Online im Internet: <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article114202846/Stadtwerke-fordern-Gaskraftwerk-Abschaltung.html> [Stand: 23.03.2013]
- [16] Hihm, Andreas: Damit der Strom reicht, Unrentable Kraftwerke sollen am Netz bleiben. Frankfurter Allgemeine Zeitung. 16.09.2012. Online im Internet: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energiepolitik/damit-der-strom-reicht-unrentable-kraftwerke-sollen-am-netz-bleiben-11892158.html> [Stand: 22.03.2013]
- [17] Janzing, Bernward: Strom aus Steinkohle, Mehr Kraftwerke, weniger Bedarf. taz.de die tageszeitung. 28.02.2013. Online im Internet: <http://www.taz.de/Strom-aus-Steinkohle/!111899/> [Stand: 23.03.2013]
- [18] Rau, Nico: Kampf dem Abfall. Überkapazitäten in der Müllverbrennung. Deutschlandfunk. 14.09.2010. Online im Internet: <http://www.dradio.de/dlf/sendungen/umwelt/1272353/> [Stand: 24.03.2013]
- [19] Brake, Matthias: Klug durchgerechnet, Eigenverbrauch erhöht die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage. Ihr Zusammenspiel mit dem Verbraucher kann zuvor simuliert werden. In: Erneuerbare Energien, Band 3, 2013. Seite 56.

- [20] Vor Bund-Länder-Verhandlungen: Arbeitsplätze und Investitionsstandort Deutschland gefährdet. 14.03.2013. Online im Internet: <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/detailansicht/article/4/vor-bund-laender-verhandlungen-arbeitsplaetze-und-investitionsstandort-deutschland-gefaehrdet.html> [Stand: 25.03.2013]
- [21] Jahreswechsel: Strompreise um 11 Prozent gestiegen. Verivox GmbH. 02.01.2013. Online im Internet: <http://www.verivox.de/nachrichten/jahreswechsel-strompreise-um-11-prozent-gestiegen-91087.aspx> [Stand: 26.03.2013]
- [22] Weinhold, Nicole: Sonnenstrom fürs Volk, Volker Quaschnig über solare Eigenverbrauchssysteme als Hebel, um die Energiewende gegen alle Widerstände durchzusetzen. In: Erneuerbare Energien, Band 3, 2013. Seite 52.
- [23] Quaschnig, Volker; Weninger, Johannes; Tjaden, Tjarko: Der unterschätzte Markt. In: BWK, Band 64, 2012. Seite 25.
- [24] Wagner, Ulrich: Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2008
- [25] Klobasa, Marian: Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag 2009
- [26] Status des Windenergieausbaus in Deutschland. Deutsche WindGuard GmbH. 31.12.2012. Online im Internet: <http://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken> [Stand: 29.03.2013]
- [27] Anwendungshinweis § 6 Absatz 2 EEG 2012. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Online im Internet: http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_anwendungshinweis_bf.pdf [Stand: 23.04.2013]
- [28] Das überarbeitete EEG 2012. SMA Solar Technology AG. April 2012. Online im Internet: <http://www.sma.de/loesungen/pv-netzintegration/eeg-2012.html> [Stand: 23.04.2013]
- [29] Stellungnahme der E.ON Netz GmbH zum „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement“ der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. E.ON netz GmbH. Online im Internet: <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sa>

- chgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/LeitfadenEEGEinspeisema
nagement/StellungnahmeEEG_EonNetz_pdf.pdf;jsessionid=F498DF30
0499964FA5A78C7A51C4B79E?__blob=publicationFile [Stand: 23.04.2013]
- [30] SMA SYSTEMLÖSUNGEN zur VDE-Anwendungsregel und dem EEG 2012. SMA
Solar Technology AG. April 2012. Dezember 2012. Online im Internet: [///http://
//files.sma.de/dl/1380/SYSTEMPOSTER-ADE125019.pdf](http://files.sma.de/dl/1380/SYSTEMPOSTER-ADE125019.pdf) [Stand: 23.04.2013]
- [31] Schüco Energiemanager. Schüco International KG. Online im Internet:
[///http://www.schueco.com/web/de/privatkunden/solarstrom_und_sola
rwaerme/produkte/solarstrom/energiemanager](http://www.schueco.com/web/de/privatkunden/solarstrom_und_sola
rwaerme/produkte/solarstrom/energiemanager) [Stand: 12.04.2013]
- [32] Speicherlösungen. VS 5 Hybrid. Bosch Power Tec GmbH. Online im Internet:
[///http://www.voltwerk.com/de/solarstrom-tag-nacht/speicherloesungen/
vs-5-hybrid/](http://www.voltwerk.com/de/solarstrom-tag-nacht/speicherloesungen/
vs-5-hybrid/) [Stand: 12.04.2013]
- [33] unsere Solarstromspeicher. Broschüre zu Speicherlösungen und Eigenverbrauch.
aleo solar AG. Online im Internet: [///http://www.aleo-solar.de/produkte/sola
rstrom-speicher/unsere-solarstrom-speicher/](http://www.aleo-solar.de/produkte/sola
rstrom-speicher/unsere-solarstrom-speicher/) [Stand: 14.04.2013]
- [34] Sunny Home Manager. Optimiert den Energie-Haushalt. SMA Solar Technology
AG. Online im Internet: [///http://www.sma.de/produkte/monitoring-systems/
sunny-home-manager.html](http://www.sma.de/produkte/monitoring-systems/
sunny-home-manager.html) [Stand: 12.04.2013]
- [35] Preisindex Photovoltaik. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. - BSW. Online im
Internet: [///http://www.solarwirtschaft.de/preisindex](http://www.solarwirtschaft.de/preisindex) [Stand: 14.04.2013]
- [36] Hörstmann-Jungemann, Petra; Doemen, Rainer: Ist nicht vergüteter Ei-
genverbrauch von Solarstrom umsatzsteuerpflichtig? Aktueller Diskussions-
stand zu einer Frage, die noch nicht endgültig geklärt ist. Solarenergie-
Förderverein Deutschland e.V. (SFV). 11.04.2013. Online im Internet:
[///http://www.sfv.de/artikel/ist_nicht_vergueteter_eigenverbrauch_
von_solarstrom_umsatzsteuerpflichtig.htm](http://www.sfv.de/artikel/ist_nicht_vergueteter_eigenverbrauch_
von_solarstrom_umsatzsteuerpflichtig.htm) [Stand: 27.06.2013]
- [37] Vertragsglossar für die mittelständische Energiewirtschaft. Kennzahlen zum Strom-
verbrauch in mittelständischen Betrieben. Energy Associates (ena). Online im In-
ternet: [///http://ena.de/Glossar.htm](http://ena.de/Glossar.htm) [Stand: 24.04.2013]
- [38] Sunmodule SW 255/260/265/270 mono. Solarworld AG. 14.02.2013. Online im
Internet: [///http://www.solarworld.de/fileadmin/downloads_new/produkt/
sunmodule/datenblaetter/de/mono/mono_255-270_de.pdf](http://www.solarworld.de/fileadmin/downloads_new/produkt/
sunmodule/datenblaetter/de/mono/mono_255-270_de.pdf) [Stand: 24.04.2013]
- [39] Sieg, Mirco: Supermärkte mit 90 Prozent Eigenverbrauch. photovoltaik.eu.
31.05.2012. Online im Internet: [///http://www.photovoltaik.eu/nachrichten/](http://www.photovoltaik.eu/nachrichten/)

details/beitrag/supermrkte-mit-90-prozent-eigenverbrauch_100008001/
[Stand: 24.04.2013]

- [40] Seufert, Stefan: Eigenstromverbrauch, Neue Chancen: Eigenstrom von fremden Dächern. In: Sonne Wind & Wärme (SW&W), Band 17+18, 2012. Seite 20.
- [41] M-Strom business Kompakt. Stadtwerke München GmbH. Online im Internet: <https://www.swm.de/geschaeftskunden/m-strom/gewerbekunden/m-strom-business-kompakt.html> [Stand: 25.04.2013]
- [42] Schlomann, B.; Gruber, E.; Geiger, B.; Kleeberger, H.; Wehmhörner, U.; Herzog, T.; Konopka, D.: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für die Jahre 2004 bis 2006. Karlsruhe, München, Nürnberg: 2009
- [43] Windmonitor, kleine Windenergieanlagen. Das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik - IWES. Online im Internet: <http://www.windmonitor.de/> [Stand: 04.04.2013]
- [44] Bömer, J.; Döring, M.; Beestermöller, C.: Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG. Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in Jahren 2010 und 2011. Bundesverband WindEnergie e.V. August 2012. Online im Internet: http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/abschaetzung-der-bedeutung-des-einspeisemanagements-nach-ss-11-eeg-und-ss-13-abs2-enwg/20121206_ecofy_studie_einsman_final.pdf [Stand: 03.05.2013]
- [45] Bömer, J.; Döring, M.; Burges, K.: Einspeisemanagement in Schleswig-Holstein. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume. Landesregierung Schleswig-Holstein. 20.12.2012. Online im Internet: http://www.schleswig-holstein.de/UmweltLandwirtschaft/DE/Energie/Aktuelles/ein_node.html [Stand: 03.05.2013]
- [46] Bofinger, S.; Callies, D.; Scheibe, M.; Saint-Drenan, Y.-M.; Rohrig, K.: Potenzial der Windenergienutzung an Land. Bundesverband WindEnergie e.V. März 2012. Online im Internet: http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf [Stand: 03.05.2013]
- [47] Fuchs, Georg; Lutz, Benedikt; Leuthold, Matthias; Sauer, Dirk Uwe: Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Berlin: textbild digitaldruck und Verlag 2012

- [48] Gerl, Bernhard: Materialien für die Umwelt - Energiespeicher. Schnelle Stromdepots. Siemens AG. Online im Internet: http://www.siemens.com/innovation/de/publikationen/zeitschriften_pictures_of_the_future/pof_herbst_2007/materialien_fuer_die_umwelt/energiespeicher.htm [Stand: 04.04.2013]
- [49] Buchsteiner, Alexandra: Projekt „Super-Kon“. Neue Super-Kondensatoren für die Energiespeicherung. Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg. Online im Internet: <http://www.super-kon.uni-halle.de/> [Stand: 04.04.2013]
- [50] Muller, Steve: Power Daily. SustainX refines its compressed air storage technology, plans full-scale demo in early 2013. SNL Energy. 29.06.2012. Online im Internet: <http://www.sustainx.com/Collateral/Documents/English-US/Power%20Daily%206-29-12.pdf> [Stand: 07.5.2013]
- [51] Lang, Johannes: Kinetische Speicherung von Elektrizität. In: Bine Informationsdienst, Band Projektinfo 11, 2003.
- [52] Sauer, Dirk Uwe: Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom. Kurzgutachten. ISEA RWTH Aachen. 27.03.2013. Online im Internet: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente_PDFs_/kurzgutachten_marktanreizprogramm_bf.pdf [Stand: 13.05.2013]
- [53] Blume, Jutta; Pomrehn, Wolfgang: Lithium aus dem Erzgebirge. Technology Review. 11.07.2012. Online im Internet: <http://www.heise.de/tr/artikel/Lithium-aus-dem-Erzgebirge-1629708.html> [Stand: 13.05.2013]
- [54] Trechow, Peter: Lithium - ein Spannungsmacher auf Kreislaufkurs. VDI Verlag GmbH. 07.01.2011. Online im Internet: <http://www.ingenieur.de/Themen/Rohstoffe/Lithium-Spannungsmacher-Kreislaufkurs> [Stand: 13.05.2013]
- [55] Varta Engion Energiespeichersystem. MF-Solar. Online im Internet: http://www.mf-solar-shop.de/epages/63992217.sf/de_DE/?ObjectPath=/Shops/63992217/Categories/Photovoltaik/Speichersysteme1/Varta_Engion [Stand: 14.05.2013]
- [56] Unternehmen. Li-Tec Battery GmbH. Online im Internet: <http://www.li-tec.de/unternehmen.html> [Stand: 14.05.2013]
- [57] Schwarzburger, Heiko: Younicos und Samsung SDI erreichen Durchbruch. photovoltaik.eu. 29.04.2013. Online im Internet: http://www.photovoltaik.eu/nachrichten/details/beitrag/yunicos-und-samsung-sdi-erreichen-durchbruch_100010773/ [Stand: 16.05.2013]
- [58] Ullrich, Sven: Younicos baut Europas ersten Großspeicher. photovoltaik.eu. 30.04.2013. Online im Internet: <http://www.photovoltaik.eu/nachrichten/>

- details/beitrag/yunicos-baut-europas-ersten-grospeicher_100010778/
[Stand: 16.05.2013]
- [59] NAS Batteries. Reference Installations. NGK INSULATORS, LTD. Online im Internet: <http://www.ngk.co.jp/english/products/power/nas/installation/index.html> [Stand: 15.05.2013]
- [60] Cause of NAS Battery Fire Incident, Safty Enhancement Measures and Resumption of Operations. NGK INSULATORS, LTD. 07.06.2012. Online im Internet: <http://www.ngk.co.jp/english/news/2012/0607.html> [Stand: 14.05.2013]
- [61] NGK and Italian TSO (Terna) came to an agreement for supply of NAS battery system. NGK INSULATORS, LTD. 14.05.2013. Online im Internet: <http://www.ngk.co.jp/english/news/2013/0514.html> [Stand: 14.05.2013]
- [62] Energy storage - ZEBRA batteries. Rolls-Royce plc. Online im Internet: http://www.rolls-royce.com/marine/products/submarine_equipment/ZEBRA/index.jsp [Stand: 15.05.2013]
- [63] An Evergreen Story. Experience and tradition. FIAMM SoNick. Online im Internet: <http://www.fiammsonick.com/an-evergreen-story.php> [Stand: 15.05.2013]
- [64] 48TL - SODIUM NICKEL CHLORIDE - 48V - FOR TELECOM. Documentation Downloads. FIAMM S.p.A. Online im Internet: <http://www.fiamm.com/Industrial-Batteries-48TL-Zone-12-typeTBU4T50L13-Prod-2614-559> [Stand: 15.05.2013]
- [65] Battery Power, Reimagined, GE Energy Storage. Online im Internet: <http://geenergystorage.com/technology> [Stand: 15.05.2013]
- [66] Wir stellen vor: Die effizienteste Binnenland-Windenergieanlage der Welt. Die GE 2.5-120. GE Power & Water, Renewable Energy. Online im Internet: http://www.ge-renewable-energy.com/uploads/tx_spdownloads/GE_2.5-120_deutsch.pdf [Stand: 15.05.2013]
- [67] Prototyp der weltweit effizientesten Binnenland-Windenergieanlage von GE nimmt Betrieb in den Niederlanden auf. GE Energy Storage. 28.03.2013. Online im Internet: <http://www.genewscenter.com/Press-Releases/Prototyp-der-weltweit-effizientesten-Binnenland-Windenergieanlage-von-GE-nimmt-Betrieb-in-den-Nieder-3ed9.aspx> [Stand: 15.05.2013]
- [68] GE installiert erstmals drei Windturbinen mit integrierter Batterie - Windpronosen im Abstand von 15 bis 60 Minuten. Kiefermedia GmbH. 03.05.2013. Online im Internet: <http://www.batteriezukunft.de/news/article/ge-installiert->

erstmal-drei-windturbinen-mit-integrierter-batterie-windprognosen-im-abstand-von-1.html [Stand: 15.05.2013]

- [69] Neue Batterien braucht das Land. Hamburger Forscher entwickeln Akkus, die doppelt so viel Energie speichern können. DIE WELT. 02.02.2013. Online im Internet: http://www.welt.de/print/die_welt/wissen/article113318683/Neue-Batterien-braucht-das-Land.html [Stand: 16.05.2013]
- [70] Durchbruch für neuartige Stromspeicher: Große und leistungsfähige Redox-Flow-Batterie. Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. 06.03.2013. Online im Internet: <http://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2013/Maerz/Durchbruch-fuer-neuartige-Stromspeicher-Redox-Flow.html> [Stand: 16.05.2013]
- [71] Fink, Holger: Stromspeicher - heute erzeugen, morgen verbrauchen. Redox-Flow-Batterien: Technik, Chancen und Einsatzgebiete. Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V. (ZAE Bayern). 27.09.2012. Online im Internet: http://www.muenchen.ihk.de/de/innovation/Anhaenge/02_zae_redoxflussbatterien_fink.pdf [Stand: 16.05.2013]
- [72] Dennenmoser, Martin: Status and Potential of Redox Flow Batteries. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. 13.06.2012. Online im Internet: http://www.intersolar.de/fileadmin/Intersolar_Europe/Besucher_Service_2012/PV_ENERGY_WORLD/120613-4-PVEW-Dennenmoser-Fraunhofer-ISE.pdf [Stand: 16.05.2013]
- [73] Energiespeicher. GESPA GmbH. Online im Internet: http://www.gespa-shop.de/index.php?orderby=product_name&DescOrderBy=ASC&Itemid=17&option=com_virtuemart&page=shop.browse&category_id=17&manufacturer_id=0&keyword=&keyword1=&keyword2=&limit=50&limitstart=0 [Stand: 16.05.2013]
- [74] Sterner, Michael: Energiespeicher und -systeme für die Energiewende. Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher, Hochschule Regensburg. 28.11.2012. Online im Internet: http://www.energiespeicher-nds.de/fileadmin/Events/Forum_EspSys/2012/Vortraege/2012_Forum_EspSys_Sterner.pdf [Stand: 28.05.2013]
- [75] Glucose. Wikipedia. Die freie Enzyklopädie. 15.05.2013. Online im Internet: http://de.wikipedia.org/wiki/Glucose#cite_note-11 [Stand: 28.05.2013]
- [76] Geitmann, Sven: Wissen/Wasserstoff. Elektrolyseur. Hydrogeit. Online im Internet: <http://www.hydrogeit.de/wasserstoff.htm> [Stand: 06.06.2013]

- [77] Lehmann, Jochen; Luschtinetz Ortrud: Wasserstoff. Der neue Energieträger. Oberkrämer: Hydrogeit Verlag 2009, 4. Auflage.
- [78] Smolinka, T.; Günther, M.; Garche, J.: NOW-Studie. „Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“. Fraunhofer ISE; FCBAT. 05.07.2011. Online im Internet: http://www.now-gmbh.de/de/ueber-die-now/aufgabe/publikationen-download.html?no_cache=1&tx_gopublication_piPublication%5Bdl%5D=1048 [Stand: 07.06.2013]
- [79] HGas. ITM's HGas product brings together rapid response and self-pressurising PEM electrolysis into a fully integrated package. ITM Power. Online im Internet: <http://www.itm-power.com/product/hgas/> [Stand: 07.06.2013]
- [80] Wasserstoff - Energieträger der Zukunft. HIAT gGmbH. Online im Internet: http://www.hyport.de/technologie_hyport.html [Stand: 07.06.2013]
- [81] Romm, Joseph J. Der Wasserstoff-Boom. Wunsch und Wirklichkeit beim Wettlauf um den Klimaschutz. Weinheim: WILEY-VCH Verlag 2006, 1. Auflage.
- [82] Geitmann, Sven: Wissen/Wasserstoff. flüssigem Wasserstoff. Hydrogeit. Online im Internet: <http://www.hydrogeit.de/speicherung.htm> [Stand: 07.06.2013]
- [83] The McPhy technology. Thermal energy storage: McPhy's stationary adiabatic tank. McPhy Energy S.A. Online im Internet: <http://www.mcphy.com/en/technologies/solid-hydrogen-storage/mcphy-technology/> [Stand: 07.06.2013]
- [84] Crotogino, Fritz: Wasserstoff-Speicherung in Kavernen. KBB Underground Technologies GmbH. Online im Internet: http://www.solvay.de/DE/AktuellesDE/Events/Pro-H2/PublishingImages/pdf/PRO_H2_Technologie_Forum_2011_Vortrag_Crotogino.pdf [Stand: 08.06.2013]
- [85] Das Hybridkraftwerk. Der erste Tankwagen wird gefüllt. Enertrag AG. 18.04.2012. <https://www.enertrag.com/projektentwicklung/hybridkraftwerk.html> [Stand: 08.06.2013]
- [86] Liquid Hydrogen Container. Linde AG. Online Im Internet: [http://www.linde-gas.de/international/web/lg/de/like35lgde.nsf/repositorybyalias/wasserstofftag-03_exponat_trailer/\\$file/Wasserstofftag-03_Exponat_Trailer.pdf](http://www.linde-gas.de/international/web/lg/de/like35lgde.nsf/repositorybyalias/wasserstofftag-03_exponat_trailer/$file/Wasserstofftag-03_Exponat_Trailer.pdf) [Stand: 08.06.2013]
- [87] Distribution & Logistik. Linde AG. Online im Internet: http://www.linde-gas.de/international/web/lg/de/like35lgde.nsf/docbyalias/wasserstoff_logistik [Stand: 08.06.2013]

- [88] Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Luca de Tena, D.; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; von Oehsen, A.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M.; Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. DLR, IWES, IFNE. 29.03.2012. Online im Internet: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf [Stand: 08.06.2013]
- [89] Aschenbrenner, Norbert. Siemens forscht an Wasserstoff-Gasturbinen. Siemens AG. 06.03.2010. Online im Internet: <http://www.siemens.com/innovation/de/news/2010/siemens-forscht-an-wasserstoff-gasturbinen.htm> [Stand: 10.06.2013]
- [90] Baustart für Pilotprojekt zur Nutzung von grünem Wasserstoff am Hauptstadtflughafen BER. Ministerpräsident Platzeck legt Grundstein für grünes Wasserstoffprojekt und Multi-Energie-Tankstelle. TOTAL Deutschland GmbH. 05.12.2012. Online im Internet: http://www.total.de/ueber_total/news/pressemitteilungen/grundsteinlegung-schoenefeld.html [Stand: 10.06.2013]
- [91] Erdgas-Module. agenitor. 2G Energy AG. Online im Internet: <http://www.2-g.de/agenitor/index.html> [Stand: 10.06.2013]
- [92] Haake, Rüdiger: 2G Energy: Technologieführerschaft auch mit Wasserstoff-BHKW. 2G Energy AG. 05.12.2012. Online im Internet: http://www.2-g.de/module/data/download/2012_12_07_wasserstofftankstelle.pdf [Stand: 10.06.2013]
- [93] Das Hybridkraftwerk. FAQ. Enertrag AG. Online im Internet: <https://www.enertrag.com/projektentwicklung/hybridkraftwerk.html> [Stand: 10.06.2013]
- [94] Presseinformation. Grüner Wasserstoff im Gasnetz: ENERTRAG schließt Liefervertrag mit Greenpeace Energy. Enertrag AG. 17.01.2012. Online im Internet: https://www.enertrag.com/download/presse/2012-01-17_PM__EAG_Greenpeace.pdf [Stand: 10.06.2013]
- [95] Geitmann, Sven. Gasnetz wird zum Ökostrom-Speicher. Hydrogeit. Online im Internet: <http://www.hzwei.info/blog/2013/02/15/gasnetz-wird-zum-oekostrom-speicher/> [Stand: 10.06.2013]
- [96] Audi e-gas project als Eckpfeiler für nachhaltige Mobilität. Volkswagen AG. 13.12.2012. Online im Internet: http://www.volkswagenag.com/content/vwcorp/info_center/de/themes/2012/12/audi_e_gas_plant.html [Stand: 10.06.2013]

- [97] Buck, Christian: Chemische Revolution. Früher Erdgas, jetzt Kunststoff. WIN-GAS GmbH. Online im Internet: <http://www.wingas.de/2320.html?&L=3> [Stand: 10.06.2013]
- [98] Buchholz, Dominic: Katalytische Methanisierung in 3-Phasen-Reaktoren. DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). 16.11.2012. Online im Internet: http://www.haw-hamburg.de/fileadmin/user_upload/Forschung/CC4E/Veranstaltungen/7.WDE/Vortraege/Vortraege_Power_to_gas/HAW-WocheDerEnergie_DVGW_121116.pdf [Stand: 12.06.2013]
- [99] Sterner, Michael: Power-to-Gas: Energiespeicherung durch die Kopplung von Strom- und Gasnetzen. Hochschule Regensburg. 18.04.2012. Online im Internet: https://www.hs-regensburg.de/fileadmin/media/professoren/ei/sterner/pdf/2012_04_Sterner_Pfaffenhofen_Power-to-Gas_p.pdf [Stand: 13.06.2013]
- [100] Power-to-Gas läuft auch an kleinen Biogasanlagen – Pilotversuch am Hessischen Biogas-Forschungszentrum zur direkten Methanisierung erfolgreich abgeschlossen. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES. 16.01.2013. Online im Internet: <http://www.iwes.fraunhofer.de/de/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2013/power-to-gas-laeuft-auch-an-kleinen-biogasanlagen.html> [Stand: 13.06.2013]
- [101] Schmack, Ulrich: Power to Gas: Mikrobiologische Methanisierung. Darstellung der Vorteile und des Entwicklungsstandes der mikrobiologischen Methanisierung. MicroEnergy GmbH. 16.11.2012. Online im Internet: <http://www.haw-hamburg.de/en/cc4e/veranstaltungen/archiv/woche-der-energie-2012-rueckblick/download-der-vortraege-2012.html> [Stand: 13.06.2013]
- [102] Sterner, Michael: Power-to-Gas, Ein Langzeitspeicher für die Energiewende oder wie Wind- und Solarenergie zur Primärenergie wird. Hochschule Regensburg. 15.03.2013. Online im Internet: https://www.hs-regensburg.de/fileadmin/media/professoren/ei/sterner/pdf/2013_Sterner_THR_DPG_Regensburg.pdf [Stand: 13.06.2013]
- [103] Stahl, Louis-F.: Brennstoffzellen im Fokus: Ceramic Fuel Cells BlueGEN. BHKW-Forum e.V. 04.06.2013. Online im Internet: <http://www.bhkw-infothek.de/nachrichten/18783/2013-06-04-brennstoffzellen-im-fokus-ceramic-fuel-cells-bluegen/> [Stand: 13.06.2013]

- [104] Biokraftstoff bei Lufthansa. Wir bringen Nachhaltigkeit in die Luft. Deutsche Lufthansa Aktiengesellschaft. Online im Internet: <http://www.lufthansagroup.com/de/unternehmen/themen/biofuel.html> [Stand: 14.06.2013]
- [105] Alles rund um den Biokraftstoff. Biokerosin nach HVO-Verfahren. Deutsche Lufthansa Aktiengesellschaft. Online im Internet: <http://www.puresky.de/#/alles-rund-um-den-biokraftstoff/biokerosin-nach-hvo-verfahren/> [Stand: 14.06.2013]
- [106] Qatar Petroleum, Qatar Airways and Shell celebrate the introduction of GTL aviation fuel at Doha international Airport. First Commercial Flight From Doha to London using Gas-to-Liquids (GTL) Jet Fuel. Qatar Airways Group. 09.01.2013. Online im Internet: http://www.qatarairways.com/english_global/press-release.page?pr_id=pressrelease_pressrelease_20130109 [Stand: 14.06.2013]
- [107] Aktives Engagement für eine bessere und grünere Zukunft. GTL-Treibstoff (Gas-to-Liquid). Qatar Airways Deutschland. Online im Internet: <http://www.qatarairways.com/de/de/csr-fuels.page> [Stand: 14.06.2013]
- [108] Gas-to-liquids (GTL). Deutsche Shell Holding GmbH. Online im Internet: <http://www.shell.de/future-energy/meeting-demand-tpkg/gas-to-liquid.html> [Stand: 14.06.2013]
- [109] Gas-to-Liquids. Overview. Sasol Limited. Online im Internet: <http://www.sasol.com/innovation/gas-liquids/overview> [Stand: 14.06.2013]
- [110] Power-to-Liquids. Kraftstoffe aus Sonnenenergie, CO₂ und Wasser. Sunfire GmbH. Online im Internet: <http://www.sunfire.de/produkte/stacks/soec-hochtemperatur-dampfelektrolyse> [Stand: 14.06.2013]
- [111] SOEC Elektrolyse Stack (Wasserstofferzeuger). Effiziente Wasserstofferzeugung. Sunfire GmbH. Online im Internet: <http://www.sunfire.de/produkte/stacks/soec-hochtemperatur-dampfelektrolyse> [Stand: 14.06.2013]
- [112] Google. Shopping. Warmwasserspeicher Preise 300 ltr. Google Inc. Online im Internet: http://www.google.de/search?client=safari&rls=en&q=Elektroheizung+geschichte&ie=UTF-8&oe=UTF-8&redir_esc=&ei=34LCUub7QC5HFtAbQs4CgDA#q=Warmwasserspeicher+Preise+300+ltr&client=safari&rls=en&source=univ&tbm=shop&tbo=u&sa=X&ei=24bCUazaD82UswaE0IGYAQ&ved=0CJgBELMY&bav=on.2,or.r_qf.&bvm=bv.48175248,d.bGE&fp=d2411b9677310626&biw=1280&bih=702 [Stand: 20.06.2013]
- [113] Google. Shopping. Pufferspeicher Preise 1000 ltr. Google Inc. Online im Internet: <http://www.google.de/search?client=safari&rls=>

en&q=Elektroheizung+geschichte&ie=UTF-8&oe=UTF-8&redir_esc=&ei=34LCUub7QC5HFtAbQs4CgDA#client=safari&rls=en&tbm=shop&sclient=psy-ab&q=Pufferspeicher+Preise+1000+ltr&oq=Pufferspeicher+Preise+1000+ltr&gs_l=serp.3...25436.27806.1.28080.3.3.0.0.0.0.332.687.0j1j1j1.3.0...0...1c.1.17.psy-ab.q5XdS8ht8sU&pbx=1&bav=on.2,or.r_qf.&fp=d2411b9677310626&biw=1280&bih=680 [Stand: 20.06.2013]

- [114] Europa 323 DK. Warmwasser-Wärmepumpe - Kompaktgerät mit 300 l Speicher. Ochsner Wärmepumpen GmbH. Online im Internet: <http://www.ochsner.de/ochsner-produkte/produktdetail/produkt/europa-323-dk/produktreferersite/23/> [Stand: 25.06.2013]
- [115] Verivox-Verbraucherpreisindex Gas. Verivox GmbH. Online im Internet: <http://www.verivox.de/verbraucherpreisindex-gas/> [Stand: 25.06.2013]
- [116] Google. Shopping. Warmwasser Wärmepumpe 300. Google Inc. Online im Internet: https://www.google.de/search?hl=de&tbm=shop&q=Warmwasserwärmepumpe&oq=Warmwasserwärmepumpe&gs_l=products-cc.3...4700.8119.0.9588.20.5.0.15.0.0.120.530.1j4.5.0...0.0...1ac.1.1WUQXcFpPa4#hl=de&tbm=shop&sclient=psy-ab&q=Warmwasser+Wärmepumpe+300&oq=Warmwasser+Wärmepumpe+300&gs_l=serp.3...64294.66648.4.66887.4.0.4.0.0.0.0.0...0.0...1c.1.17.psy-ab.G0iOBSSmgrk&pbx=1&bav=on.2,or.r_qf.&bvm=bv.48293060,d.bGE&fp=e9e6dbaba7d5f450&biw=1280&bih=702q=Warmwasserspeicher+Preise+300+ltr&client=safari&rls=en&source=univ&tbm=shop&tbo=u&sa=X&ei=24bCUazaD82UswaE0IGYAQ&ved=0CJgBELMY&bav=on.2,or.r_qf.&bvm=bv.48175248,d.bGE&fp=d2411b9677310626&biw=1280&bih=702 [Stand: 25.06.2013]
- [117] Google. Shopping. Warmwasser Wärmepumpe PV. Google Inc. Online im Internet: https://www.google.de/search?hl=de&tbm=shop&q=Warmwasser+Wärmepumpe+PV&oq=Warmwasser+Wärmepumpe+PV&gs_l=products-cc.3...2683.8200.0.8412.26.5.0.21.0.0.135.360.0j3.3.0...0.0...1ac.1.d0bgbpv64KE [Stand: 25.06.2013]
- [118] Deutliche Preisunterschiede bei Stromkosten für Wärmepumpen - Verbraucherzentrale macht Preiserhebung und bietet Spezialberatung für Verbraucher. Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz e.V. 22.05.2012. Online im Internet: <http://www.verbraucherzentrale-rlp.de/deutliche-preisunterschiede-bei-stromkosten-fuer-waermepumpen-verbraucherzentrale-prueft-wirtschaftlichkeit-1> [Stand: 25.06.2013]
- [119] CLEVER UND GUENSTIG HEIZEN. RWE KLASSIK STROM WAERMEMPUMPE. RWE Vertrieb AG. Online im Internet: <https://www.rwe.de/web/cms/de/>

- 1161550/privatkunden/strom-vergleich/rwe-klassik-strom-waermepumpe/
[Stand: 25.06.2013]
- [120] LandsbergStrom Wärme Plus. Wärme fürs Leben. Elektrizitätswerk Landsberg GmbH. Online im Internet: <http://www.ewlandsberg.de/CEP/Privatkunden/Strom/WaermePlus.asp> [Stand: 25.06.2013]
- [121] E.ON WärmeStrom öko. Speziell für Wärmepumpen und Direktraumheizungen. E.ON Bayern Vertrieb GmbH. Online im Internet: https://www.eon.de/de/bayern/pk/produkteUndPreise/Heizstrom/E.ON_Waermepumpe_Direktraumheizungen/E.ON_WaermeStrom_oeko/index.htm [Stand: 25.06.2013]
- [122] Stufenlose Modulation. Heliotherm Wärmepumpentechnik Ges.m.b.H Online im Internet: <http://www.heliotherm.com/de/stufenlose-modulation.html> [Stand: 02.07.2013]
- [123] thermeco2 Hochtemperaturwärmepumpen. thermea Energiesysteme GmbH. Online im Internet: <http://www.thermea.de/waermepumpen/alleinstellungsmerkmal> [Stand: 02.07.2013]
- [124] Buddensiek, Volker; Höche, Bodo: Energiemanagement und Speicher. Stiehle Naturrenergie. In: Sonne Wind & Wärme (SW&W), Band 6, 2013. Seite 97.
- [125] Google. Shopping. Heizpatrone 3kW. Google Inc. Online im Internet: http://www.google.de/search?hl=de&tbm=shop&q=Einschraubheizkörper+400+V&oq=Einschraubheizkörper+400+V&gs_l=products-cc.3...26482.34123.0.34320.28.6.0.22.0.1.316.719.0j1j1j1.3.0...0.0...1ac.1.jejYo-ggxqQ#hl=de&tbm=shop&sclient=psy-ab&q=Heizpatrone+3kW&oq=Heizpatrone+3kW&gs_l=serp.3...1526.6134.0.6311.15.11.0.4.4.4.955.4107.0j2j4j0j1j0j3.10.0...0...1c.1.19.psy-ab.Mk7sv8HLFGE&pbx=1&bav=on.2,or.r_qf.&bvm=bv.48705608,d.Yms&fp=cdb3506eb4445405&biw=1279&bih=680 [Stand: 05.07.2013]
- [126] Hochspannungs-Elektrokesselanlagen. Kesseldaten. Averhoff Energi Anlæg A/S. Online im Internet: <http://www.aea.dk/Default.aspx?ID=945> [Stand: 04.07.2013]
- [127] Hochspannungs-Elektrokesselanlagen. Funktion. Averhoff Energi Anlæg A/S. Online im Internet: <http://www.aea.dk/Default.aspx?ID=946> [Stand: 04.07.2013]
- [128] Bach, Paul-Frederik: Einblicke in die Nutzung von „Power to Heat“ im dänischen Energieversorgungssystem. 10.04.2013. Online im Internet: http://pfbach.dk/firma_pfb/pfb_ikem_power_to_heat_2013_04_10.pdf [Stand: 04.07.2013]
- [129] Bach, Paul-Frederik: Power to Heat. Competition or Interaction between Electricity and District Heating? 14.05.2013. Online im Internet: http://pfbach.dk/firma_pfb/pfb_eranet_power_to_heat_2013_05_14.pdf [Stand: 04.07.2013]

- [130] Stadtwerke Lemgo. Erste Bilanz bei Power to Heat. K21 media AG. 20.02.2013. Online im Internet: http://www.stadt-und-werk.de/meldung_15400_Erste+Bilanz+bei+Power+to+Heat.html [Stand: 04.07.2013]
- [131] Weber, Uwe; Rejek, Eugen; Schrader, Knut: POWER to HEAT. Betriebserfahrung mit einem 5 MW Elektrokessel. Kraftwirte; BIR; BET. 23.04.2013. Online im Internet: http://www.vde.com/de/Veranstaltungen/konferenzen/vortraege/dach13/Documents/04_Weber_Rejek.pdf [Stand: 04.07.2013]
- [132] CO2-Emissionen 2012. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 20.03.2013. Online im Internet: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Spezifische_klimarelevante_CO2-Emissionen_der_Kraftwerke_der_allgemeinen_Versorgung_einschl_DB_A [Stand: 15.07.2013]
- [133] Handreichung zur Ermittlung des Tilgungszuschusses KfW-Programm Erneuerbare Energien - Speicher (275). KfW. Online im Internet: https://www.kfw.de/media/pdf/download_center/foerderprogramme_inlandsfoerderung/pdf_dokumente_2/6000002702_F_275_Handreichung_Zuschuss.pdf [Stand: 15.07.2013]
- [134] Hersteller Speicherlösungen AC - Lithium. DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH. Online im Internet: <http://www.photovoltaik-web.de/batteriesysteme-akkusysteme-pv/hersteller-speicherloesungen/ac-lithium.html> [Stand: 15.07.2013]
- [135] Hersteller Speicherlösungen DC - Lithium. DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH. Online im Internet: <http://www.photovoltaik-web.de/batteriesysteme-akkusysteme-pv/hersteller-speicherloesungen/dc-lithium.html> [Stand: 15.07.2013]
- [136] Hersteller Speicherlösungen AC - Blei. DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH. Online im Internet: <http://www.photovoltaik-web.de/batteriesysteme-akkusysteme-pv/hersteller-speicherloesungen/ac-blei.html> [Stand: 15.07.2013]
- [137] Hersteller Speicherlösungen DC - Blei. DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH. Online im Internet: <http://www.photovoltaik-web.de/batteriesysteme-akkusysteme-pv/hersteller-speicherloesungen/dc-blei.html> [Stand: 15.07.2013]
- [138] Realistische Preise, die keinen Vergleich scheuen müssen. comfort S. PRO-SOL Invest Deutschland GmbH. Online im Internet: <http://www.sonnenbatterie.de/strom-energie-speicher/sonnenbatterie/groessen-preise/> [Stand: 15.07.2013]

- [139] Technische Daten comfort S. PROSOL Invest Deutschland GmbH. Online im Internet: <http://www.sonnenbatterie.de/strom-energie-speicher/sonnenbatterie/technische-daten-comfort/> [Stand: 15.07.2013]
- [140] Schweickhardt, Wolfram: Pressemitteilung. Programm Erneuerbare Energien Speicher stößt auf lebhaftere Nachfrage. KfW. 05.07.2013. Online im Internet: https://www.kfw.de/KfW-Konzern/Newsroom/Aktuelles/Pressemitteilungen/Pressemitteilungen-Details_143872.html [Stand: 12.07.2013]
- [141] Preisentwicklung bei Holzpellets - Der Holzpellet-Preis-Index. C.A.R.M.E.N. e.V. Online im Internet: <http://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzpellets> [Stand: 12.07.2013]
- [142] Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze. EEG-Vergütungssätze für PV-Anlagen. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. 30.06.2013. Online im Internet: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html [Stand: 17.07.2013]
- [143] Energiewende: Altmaier und Rösler einigen sich bei Strompreisbremse. Spiegel Online GmbH. 14.02.2013. Online im Internet: <http://www.spiegel.de/politik/deutschland/energiewende-altmaier-und-roesler-einigen-sich-bei-strompreisbremse-a-883266.html> [Stand: 17.07.2013]
- [144] Ullrich, Sven: Strafzölle: Erste Stellungnahmen unterschiedlich. photovoltaik.eu. 05.06.2013. <http://www.photovoltaik.eu/gentner.dll?AID=537518&MID=30021&UID=36DD0D4402BF1F7A3A635FAFE6FBE7B11E1816E929C970C39DFF> [Stand: 17.07.2013]
- [145] Schachinger, Martin: Barometer der Modulpreise. Preise für kristalline Module aus Europa und China nähern sich an. Bielefelder Verlag GmbH & Co. KG. Online im Internet: <http://www.sonnewindwaerme.de/daten-dienste/barometer-der-modulpreise> [Stand: 17.07.2013]
- [146] Preisindex Photovoltaik. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. - BSW. Online im Internet: <http://www.solarwirtschaft.de/preisindex> [Stand: 17.07.2013]
- [147] Petersen, Niels H.: Keine vorläufigen Zölle gegen chinesische Hersteller. photovoltaik.eu. 08.08.2013. <http://www.photovoltaik.eu/Keine-vorlaeufigen-Zoelle-gegen-chinesische-Hersteller,QU1EPTUONzMOMyZNSUQ9MzAwMjE.html?UID=7574EF231FD288DA449FEA2CB24A58EC9B814FBEOFFA8003> [Stand: 20.08.2013]

- [148] EU imposes provisional anti-dumping tariffs on Chinese solar panels. Europa Press releases RAPID. 04.06.2013. Online im Internet: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-501_en.htm#PR_metaPressRelease_bottom [Stand: 17.07.2013]
- [149] Balsler, Markus: Atomausstieg. Stromindustrie will Kraftwerke stilllegen. 16.07.2013. Süddeutscher Verlag. Online im Internet: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/atomausstieg-stromindustrie-will-kraftwerke-stilllegen-1.1722439> [Stand: 17.07.2013]
- [150] Leistungsstark und effizient: Innovativer elektrischer Antrieb. Daimler AG. 01.02.2013. Online im Internet: http://www.smart.de/is-bin/intershop.static/WFS/mpc-de-Site/-/Editions/Root%20Edition/units/mpc-de/default/Media/images/MPCGallery/smart_ED_Kurzkatolog_BRABUS_ed_D.pdf [Stand: 09.07.2013]
- [151] NISSAN LEAF. Preise und technische Daten. Nissan Center Europe GmbH. Online im Internet: <http://www.nissan.de/DE/de/vehicle/electric-vehicles/leaf/prices-and-equipment/prices-and-specifications.html> [Stand: 09.07.2013]
- [152] ZOE. Z.E. Services. Renault Deutschland AG. Online im Internet: <http://www.renault.de/renault-modellpalette/ze-elektrofahrzeuge/zoe/zoe/ze-services/> [Stand: 09.07.2013]
- [153] Leuchtturmprojekt der Bundesregierung – Intelligente Energie: Elektroautos mit Schwarmstrom. SMA Solar Technology AG. 30.05.2013. Online im Internet: <http://www.sma.de/newsroom/aktuelle-nachrichten/news-detail/news/4274-leuchtturmprojekt-der-bundesregierung-intelligente-energie-elektroautos-mit-schwarmstrom.html> [Stand: 09.07.2013]
- [154] SMA Integrated Storage System. Die einfache Speicherlösung für neue PV-Anlagen. SMA Solar Technology AG. Online im Internet: <http://www.sma.de/loesungen/medium-power-solutions/sma-smart-home/einfache-speicherloesung.html> [Stand: 09.07.2013]
- [155] ABB und Partner prüfen Wiederverwendung von Nissan-Leaf-Batterien für kommerzielle Zwecke. ABB Corporate Communications. 18.01.2012. Online im Internet: <http://www.abb.de/cawp/seitp202/59e61173d27e10a2c125798b0038ffc8.aspx> [Stand: 09.07.2013]
- [156] smart fortwo electric drive. Preisliste - fortwo electric drive 2013. Daimler AG. 01.06.2013. Online im Internet: http://www.smart.de/content/dam/smart/DE/PDF/Preisliste_smart_electric_drive.pdf [Stand: 13.07.2013]

- [157] Abschlussbericht zum Verbundvorhaben. Begleitforschung zum kabellosen Laden von Elektrofahrzeugen: Chancen und Risiken beim kabellosen Laden von Elektrofahrzeugen, Technologiefolgenabschätzung für eine Schlüsseltechnologie in der Durchbruchphase der Elektromobilität. Institut für Automation und Kommunikation e.V. Magdeburg. Kiefermedia GmbH. Oktober 2011. Online im Internet: <http://www.erneuerbar-mobil.de/projekte/foerderprojekte-aus-dem-konjunkturpaket-ii-2009-2011/pkw-feldversuche/abschlussberichte/abschlussbericht-justpark.pdf> [Stand: 09.07.2013]
- [158] Trechow, Peter: Automobil. Zweitnutzung von E-Mobil-Batterien ist fraglich. VDI Verlag GmbH. 19.10.2012. Online im Internet: <http://www.ingenieur.de/Branchen/Fahrzeugbau/Zweitnutzung-E-Mobil-Batterien-fraglich> [Stand: 09.07.2013]
- [159] Ossenbrink, Ralf: Recycling-Speicher für Solarstrom. In: Sonne Wind & Wärme (SW&W), Band 7, 2013. Seite 12.
- [160] Broichmann, Jost: ReeVOLT! Stromspeicher vorgestellt. WEMAG AG. 18.06.2013. Online im Internet: <http://www.reevolt.de/reevolt-stromspeicher-vorgestellt/> [Stand: 10.07.2013]



Formblatt **Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Masterthesis**

Zur Erläuterung des Zweckes dieses Blattes:

§ 16 Abs. 5 der APSOTIBM lautet:

„Zusammen mit der Thesis ist eine schriftliche Erklärung abzugeben aus der hervorgeht, dass die Arbeit bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit (§18 Absatz 1) ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Dieses Blatt mit der folgenden Erklärung ist nach Fertigstellung der Arbeit durch jede/n Kandidat/en/in auszufüllen und jeweils mit **Originalunterschrift als letztes Blatt des als Prüfungsexemplar der Masterthesis gekennzeichneten Exemplars einzubinden**.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann - auch nachträglich - zur Ungültigkeit der Masterprüfung führen.

Erklärung

Hiermit versichere ich,

Name: Walliss Vorname: Steven

dass ich die vorliegende Masterthesis – bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema

Förderkonzept im Rahmen des EEG für Energiespeicher zur Entlastung
des elektrischen Netzes.

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der Masterthesis ist erfolgt durch

Dießen
Ort

02.09.2013
Datum

Steven Walliss
Unterschrift im Original