

Mark Bost, Dr. Bernd Hirschl, Dr. Astrid Aretz

Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik

Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt?

Endbericht
Institut für ökologische Wirtschaftsforschung

Auftraggeber:
Greenpeace Energy eG, Hamburg



i | ö | w

INSTITUT FÜR
ÖKOLOGISCHE WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Impressum

Herausgeber:

Institut für ökologische
Wirtschaftsforschung (IÖW)
Potsdamer Straße 105
D-10785 Berlin
Tel. +49 – 30 – 884 594-0
Fax +49 – 30 – 882 54 39
E-mail: mailbox@ioew.de
www.ioew.de

Greenpeace Energy eG
Marcel Keiffenheim
Leiter Energiepolitik
Schulterblatt 120
D-20357 Hamburg
Tel. +49 40 - 808 110-300
Fax +49 40 - 808 110-333
E-Mail: info@greenpeace-energy.de
www.greenpeace-energy.de

Berlin, Hamburg, 2011

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung.....	6
1.1	Hintergrund und zentrale Ergebnisse	6
1.2	Vorgehen, Methoden und Modell	9
1.3	Eigenverbrauch, Eigendeckung und Wirtschaftlichkeit	9
	1.3.1 Volkswirtschaftlich relevante Aspekte	12
	1.3.2 Folgerungen mit Blick auf das Gesamtsystem	12
1.4	Zentrale Ergebnisse zur Netzparität	14
1.5	Marktdynamik und Geschäftsmodelle	18
2	Hintergrund und Vorgehensweise	20
3	Stand des Wissens, Rahmenbedingungen und Forschungsbedarf ..	21
3.1	Netzparität in Wissenschaft und Forschung	22
3.2	Rahmenbedingungen in Deutschland	24
3.3	Forschungsbedarf.....	25
4	Ermittlung des technischen Eigenverbrauchs- und Eigendeckungspotenzials	26
4.1	Datengrundlagen und Methode	26
	4.1.1 Datengrundlage der Stromerzeugungsseite	27
	4.1.2 Datengrundlage der Verbrauchsseite	27
	4.1.3 Allgemeine Annahmen, zentrale Parameter und Varianten des Modells	31
	4.1.4 Technische Annahmen des Stromerzeugungssystems.....	33
4.2	Ergebnisse der technischen Simulation	36
	4.2.1 Eigenverbrauch und Eigendeckung	36
	4.2.2 Speicherverluste und Lastverschiebungen	43
5	Analyse der Wirtschaftlichkeit	47
5.1	Rahmenbedingungen und Annahmen.....	47
	5.1.1 Anlagenkosten.....	47
	5.1.2 Speicherkosten.....	47
	5.1.3 Finanzierung.....	48
	5.1.4 Spezifische PV-Erträge	48
	5.1.5 Sonstige Annahmen	48
5.2	Ergebnisse und Interpretation	50
6	Exkurs: Volkswirtschaftliche Effekte des Eigenverbrauchs	54
7	Netzparität in Deutschland	57
7.1	Definitionen der Netzparität	57
7.2	Annahmen zur Ermittlung der Netzparität	58
7.3	Ergebnisse und Interpretation	61

7.3.1	Erweiterte Betrachtung zur Netzparität unter Berücksichtigung von Speichern.....	63
8	Potenzielle Auswirkungen der Netzparität	67
8.1	Marktdynamik im Überblick.....	67
8.2	Diskussion der Auswirkungen auf ausgewählte Marktakteure	70
8.2.1	Netzbetreiber	70
8.2.2	(Öko-)Stromanbieter	72
8.2.3	Stadtwerke.....	73
8.2.4	Solar- und Automatisierungs- und Akkumulatorindustrie	74
8.3	Folgerungen mit Blick auf das Gesamtsystem	74
9	Literatur	77
	Anhang.....	81
A.1	Details zur Modellierung des Simulationsmodells	81
A.1.1	Softwareseitige Modellrealisierung.....	81
A.1.2	Standardwochen als Modell-Input	81
A.1.3	Verbrauchsdaten der Geräte.....	94
A.2	Liste der Interviewpartner	95

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1.1	Erweiterte Betrachtung zur Netzparität für PV-Kleinanlagen mit und ohne Speicher bis 2020	17
Abb. 4.1:	Minutengenaue Lastprofile ausgewählter elektrischer Verbraucher	29
Abb. 4.2:	Standardlastprofil eines 4-Personen-Haushalts mit 4.500 kWh/Jahr für unterschiedliche Jahreszeiten und Wochentage, 15-minütige Auflösung (CEBra 2007).....	30
Abb. 4.3:	Beispiel der PV-Erträge und Verbräuche eines 2-Personenhaushaltes in der Woche 11.-17.08.2008 (1-minütige Auflösung, 3 kWp Anlagenleistung)	31
Abb. 4.4:	Errechnete Eigenverbrauchsquoten des 4-Personen-Haushalts	39
Abb. 4.5:	Errechnete Eigenverbrauchsquoten des 2-Personen-Haushalts	40
Abb. 4.6:	Errechnete Eigendeckungsquoten des 4-Personen-Haushalts.....	41
Abb. 4.7:	Errechnete Eigendeckungsquoten des 2-Personen-Haushalts.....	42
Abb. 4.8:	Monatsspezifische Eigendeckungsanteile bei unterschiedlichen Speicherkapazitäten	43
Abb. 4.9:	Speicherverluste bezogen auf die Gesamtenergieerzeugung beim 4-Personen-Haushalt.....	45
Abb. 4.10:	Last-Verschiebung durch Maßnahmen der Eigenbedarfsoptimierung (oben) sowie deren Auswirkungen auf die Höhe von Stromeinspeisung (positiv) und Strombezug (negativ) im Tagesverlauf (unten) am Beispiel des 4-Personen-Haushalts	46
Abb. 5.1:	Ermittelte Eigenkapitalrenditen für 4-Personen-Haushalte	52
Abb. 5.2:	Ermittelte Eigenkapitalrenditen für 2-Personen-Haushalte	53
Abb. 7.1:	Angenommene Entwicklung der PV-Systemkosten ohne Speicher bis 2020	59

Abb. 7.2: Angenommene Entwicklung der Systemkosten für Lithium-Ionen-Akkumulatoren bis 2030	60
Abb. 7.3: Klassische Netzparitätsbetrachtung für PV-Kleinanlagen ohne Speicher – Einfluss von Diskontierung und Nutzungsdauer sowie unterschiedlicher Strombezugspreisentwicklungen	62
Abb. 7.4: Erweiterte Betrachtung zur Netzparität für PV-Kleinanlagen mit und ohne Speicher bis 2020	64

Tabellenverzeichnis

Tab. 1.1: Mögliche Kosten (A-E) und Bezugspreise (a-c) zur Definition der Netzparität	15
Tab. 3.1: Entwicklung der EEG-Vergütung kleiner PV-Aufdachanlagen (≤ 30 kWp)	24
Tab. 4.1: Anlagen-Parameter der akquirierten PV-Erzeugungsdaten	27
Tab. 4.2: Durchschnittlicher Stromverbrauch für unterschiedliche Haushaltsgrößen gemäß aktueller Studien [kWh/Jahr].....	28
Tab. 4.3: Zuordnung der Jahresstromerzeugung (in MWh/a) zur Anlagenleistung (in kWp) abhängig von der Ertragserwartung in Deutschland	34
Tab. 4.4: Technische Eigenschaften elektrochemischer Energiespeicher	35
Tab. 4.5: Produktankündigungen für photovoltaische Speichersysteme.....	36
Tab. 5.1: Übersicht über die Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen	50
Tab. 5.2: Ergebnis-Übersicht der Wirtschaftlichkeitsberechnungen	51
Tab. 6.1: Durchschnittliche Zusammensetzung der Strompreise für Privatkunden 2009	54
Tab. 6.2: Potenzielle jährliche Einsparungen und Mindereinnahmen durch Eigenverbrauch der 2010 installierten Anlagen ab 2011	55
Tab. 7.1: Mögliche Kosten (A-E) und Bezugspreise (a-c) zur Definition der Netzparität	57
Tab. 7.2: Annahmen für die Berechnung der PV-Stromgestehungskosten für eine 4 kW-Referenzanlage	61
Tab. 7.3: Annahmen und Ergebnisse der erweiterten Netzparitäts-Betrachtungen	66

1 Zusammenfassung

1.1 Hintergrund und zentrale Ergebnisse

Im Zusammenhang mit der wachsenden Kritik an den Kosten der Photovoltaik wird immer häufiger auf die in den nächsten Jahren bevorstehende so genannte **Netzparität (engl. grid parity)** hingewiesen. Damit ist im Allgemeinen der Zeitpunkt gemeint, ab dem die PV-Stromerzeugungskosten unterhalb der Endkundenstrompreise privater Haushalte liegen und es sich somit lohnt, seinen Stromverbrauch mit dem dann günstigeren, selbst erzeugten Solarstrom¹ zu decken. Das Erreichen der Netzparität wird von vielen Akteuren auch mit einem weiter ansteigenden Marktwachstum verbunden, da die Solarstromgestehungskosten tendenziell weiter sinken und die Strompreise voraussichtlich weiter ansteigen werden und somit die Attraktivität für den Bau von Solaranlagen zur Selbstversorgung damit weiter zunehme.

Bei genauerer Betrachtung zeigt sich jedoch, dass die bisherigen Aussagen zur Netzparität, ihrem Eintrittszeitraum, den Bedingungen dafür und möglichen Wirkungen am Markt aufgrund sehr unterschiedlicher Annahmen weit auseinander gehen. An dieser Stelle setzt die vorliegende Studie des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) an, die von Juli 2010 bis April 2011 im Auftrag von Greenpeace Energy erarbeitet wurde. Dabei steht, wie in der bis dato vorherrschenden Debatte ebenfalls, die Situation eines **privaten Haushalts** im Vordergrund.

Die Netzparität (im oben definierten Sinn) und ihre erwarteten Effekte haben unweigerlich mit dem Thema **Eigenverbrauch des Solarstroms** zu tun. Im Jahr 2010 wurde die zuvor bereits eingeführte zusätzliche Förderung des Eigenverbrauchs von Solarstrom mit verstärkten Anreizen im EEG untersetzt, insbes. wenn mehr als 30 % des selbst erzeugten Stroms auch selbst verbraucht werden. Um ein besseres Verständnis darüber zu schaffen, welche Eigenverbrauchsraten in der Praxis tatsächlich erreicht werden können und wie sich diese beeinflussen lassen, wurde im Rahmen der Studie ein minutengenaues **Simulationsmodell** entwickelt, welches die Variation zentraler Parameter wie Stromverbrauch, Nutzerverhalten, Anlagengröße und Ertrag, Lastmanagement sowie Speichergrößen zulässt. Darüber hinaus wurden **Wirtschaftlichkeitsberechnungen** und **Interviews** mit verschiedenen Experten und Markakteuren durchgeführt, um auf dieser Basis Rückschlüsse auf die potenziellen Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität zu ziehen.

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse der Studie in Kurzform zusammengefasst und, sofern möglich, Handlungsempfehlungen und Ausblicke abgeleitet:

1. **Stark variabler Eigenverbrauch auf niedrigem Niveau:** Der Eigenverbrauch hängt im hohen Maße von Geräteausstattung und Verbrauchsverhalten ab. Das Simulationsmodell zeigt, dass im Durchschnitt Werte um etwa **20 %** realisiert werden können. Nur durch akti-

¹ Anmerkung: Der Begriff „**Strom**“ wird hier streng genommen umgangssprachlich verwendet, weil sich dies in der öffentlichen Debatte bereits fest etabliert hat. Wann immer in dieser Studie bspw. von „Stromverbrauch“, „Stromerzeugung“, „Strompreis“ oder „Solarstrom“ die Rede ist, müsste es aus technischer Sicht korrekter Weise „**Energie**“ anstelle von „Strom-“ heißen.

ve Verbrauchsanpassung und bedarfsgerechte PV-Anlagenplanung können höhere Anteile **bis ca. 40 %** ohne Speicher erreicht werden.

2. **Speicher und „smarte“ Regelungstechnik noch zu teuer:** Zwar ist die Nutzung dieser Technologien teilweise bereits wirtschaftlich darstellbar, bleibt jedoch derzeit im Vergleich deutlich hinter der Rentabilität von Anlagen ohne solche Zusatzkomponenten zurück.
3. **Eigenverbrauchsförderung von zweifelhaftem Nutzen:** Zwar senkt die Eigenverbrauchsregelung die EEG-Umlage, diesem Effekt stehen aber eine Reihe gegenläufiger Wirkungen bspw. bei Netzentgelten und Steuern entgegen, sodass unterm Strich *keine finanzielle Entlastung der Bürger* erwartet werden kann. Auch aus technischer Sicht deuten die Ergebnisse darauf hin, dass die erhofften und propagierten Vorteile der *Netzentlastung durch Eigenverbrauchsoptimierung eher fragwürdig sind und allenfalls gering* ausfallen dürften. Damit gezielter PV-Eigenverbrauch zu Vorteilen für das gesamte Energieversorgungssystem beitragen kann, ist zumindest die *Berücksichtigung der realen Energieerzeugungslage* notwendig.
4. **PV-Förderung weiterentwickeln:** Auch in den nächsten 10 Jahren wird die Ausgestaltung der PV-Förderung maßgeblich für den Markterfolg der Photovoltaik bestimmend sein. Statt einer pauschalen Förderung des Eigenverbrauchs sollten die finanziellen Anreize einen *stärkeren Bezug zum Gesamtenergiesystem* bekommen. Dazu könnte man bspw. die *Eigenverbrauchsförderung* nur für diejenigen Anlagen gewähren, die mit einem Speicher oder mit „smarter“ Regelungstechnik betrieben werden, welche den Eigenverbrauch in Abhängigkeit von der PV-Stromerzeugung steuert. Denkbar wäre auch eine *regional differenzierte Förderung*, welche Standortfaktoren (z. B. Solarstrahlung, bereits installierte PV-Leistung, Netzauslastung) mit einbezieht, um eine gleichmäßigere regionale Verteilung von PV-Anlagen zu erreichen. *Lastvariable Tarifbestandteile* könnten eine stärkere Anpassung des Verbrauchsverhaltens an Netzgegebenheiten bewirken. Allerdings verkomplizieren sie die Wirtschaftlichkeitsrechnung und könnten daher abschreckend wirken. Darüber hinaus ist die dafür notwendige Technologie noch zu teuer und die technischen, rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen noch nicht ausreichend. Auch Anreize zur *„netzsolidarischen“ Speichernutzung* sollten dabei in Erwägung gezogen werden, da so ein hohes Potenzial an Systemdienstleistungen und Regelenergiebereitstellung erschlossen werden könnte.
5. **„Netzparität“ nicht eindeutig definiert:** Der Begriff kann daher hinsichtlich des Eintrittszeitraums und der damit verbundenen Konsequenzen sehr unterschiedlich interpretiert werden, was leicht zu Missverständnissen führen kann. Bei der Diskussion des Begriffs ist daher sehr auf die betrachteten *Kosten* und *Bezugspreise* zu achten. In der Regel wird dabei eine Rendite für den Betreiber mit berücksichtigt und diese Kosten dem Haushaltsstrombezugspreis gegenübergestellt. Prinzipiell lassen sich aber auch zusätzliche Systemkosten (bspw. für Speicher) einbeziehen und unterschiedlichen Bezugspreisen (z. B. Großhandelsstrompreisen oder Regelenergiepreisen) gegenüberstellen.
6. **Netzparität zu Haushaltsstrompreisen voraussichtlich 2013–2014:** Allerdings sagt dies noch nichts darüber aus, inwiefern sich Anlagen *ohne finanzielle* Förderung wirtschaftlich („*selbsttragend*“) betreiben lassen. Folglich kann das Erreichen dieser Form der Netzparität zunächst als *psychologisch wichtiger Meilenstein* begriffen werden, da dann die Kosten einen maßgeblichen Bezugspreis unterschreiten („*Mein PV-Strom vom Dach ist billiger als der aus der Steckdose*“). Der *Eigenverbrauch* von selbst erzeugtem PV-Strom wird dann

finanziell zunehmend attraktiver, wobei dieser Effekt anfangs nur gering ist und stark von der weiteren Entwicklung der Strombezugspreise abhängt. Die eigentliche Marktentwicklung wird aber zunächst weiterhin von der von der PV-Förderung durch das EEG abhängen, die einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb ermöglichen muss.

7. **„Selbsttragende“ PV-Anlagen mit Speicher ab etwa 2019**, sofern ein Eigenverbrauch von 80 % und eine Einspeisevergütung zu Großhandelsstrompreisen realisiert werden können. Dieser Betrachtung liegt ein Mischpreis-Ansatz unter Einbeziehung der Speicherkosten zu Grunde. Anstelle einer Rendite wurde lediglich ein Inflationsausgleich in Höhe von 2 % angenommen, sowie die Vergütung des eingespeisten Stroms in Höhe des Großhandelsstrompreises.
8. **PV-Anlagen lange nutzen**: Ohne Speicher wird ein rentabler Betrieb mit einer Einspeisevergütung zu Großhandelsstrompreisen voraussichtlich nur dann für den breiten Markt möglich, wenn anstatt der normalerweise (wie in Punkt 6 und 7) angesetzten Nutzungsdauer von 20 Jahren die Nutzungsdauer der PV-Module mit 30 Jahren angesetzt wird. Systeme mit Speicher würden für diesen Fall bereits etwa 2015 „selbsttragend“.
9. **Chancen und Risiken für unterschiedliche Marktakteure**: Netzparität wird vor allem zu einem stärkeren Eigenverbrauch motivieren. Dies eröffnet neue Geschäftsfelder für Systemintegratoren und Anbieter von Eigenverbrauchs- und Speicherlösungen. Auch Stadtwerke und Stromanbieter könnten sich mit besonderen Angeboten und Geschäftsmodellen profilieren. Gleichzeitig wird der verminderte Strombezug durch Eigenverbraucher zu Einnahmeverlusten auf Seiten der Netzbetreiber, Energieversorger und anderer Akteure führen.
10. **Netzparität als Etappenziel einer „dezentralen Energiewende“**: Durch die in wenigen Jahren erwartete Netzparität zu Haushaltsstrompreisen wird es zunehmend attraktiv, selbst erzeugten Strom auch selbst zu verbrauchen. Die bisher klare Abgrenzung zwischen Produzenten und Konsumenten im Energiesektor wird dadurch aufgeweicht, was man durchaus als „*revolutionär*“ bezeichnen könnte. Genau genommen wird genau dies aber auch schon mit der derzeitigen EEG-Eigenverbrauchsförderung erreicht. Zudem wird die Netzparität *keine schlagartigen Veränderungen* von einem Tag auf den nächsten mit sich bringen, wie man dies von einer „*Revolution*“ erwarten würde. Der PV-Markt wird zunächst weiterhin maßgeblich von Rahmenbedingungen wie der EEG-Förderung abhängen. Daher wird die Netzparität allein sicher nicht als „dezentrale Energiewende“ betrachtet werden können. Sie ist vielmehr ein wichtiger Meilenstein eines sich bereits vollziehenden Wandels im Energiesektor. Erst bei Netzparität zu Strombezugskosten unter Einbeziehung von Speicherkosten für einen hohen Eigenverbrauch kann bei richtigen Rahmenbedingungen eine *dezentrale PV-Energiewende* unabhängig von einer monetären Förderung erwartet werden. Bis zu diesem Zeitpunkt bleibt das EEG die maßgebliche Treibkraft der notwendigen und sich bereits vollziehenden dezentralen *Energiewende*.

Darüber hinaus ist weiter Forschungsbedarf zu konstatieren, insbes. bzgl. den tatsächlichen Auswirkungen auf die Verteilnetze und übergelagerte Netzebenen unter Einbeziehung von Eigenverbrauchs- und Netzparitätsanalysen für Gewerbekunden, sowie in Bezug auf Netzausbau- und Speicherkonzepte und die Frage nach der möglichen Realisierbarkeit und Ausgestaltung neuer Förder- und Anreiz-Mechanismen sowie lastvariabler Tarife.

1.2 Vorgehen, Methoden und Modell

Bisher lagen keine aufgeschlüsselten Analysen vor, die den Haushalt mit allen relevanten Verbrauchern sowie der PV-Stromerzeugung in verschiedenen Systemvarianten unter realen Bedingungen modelliert haben, um daraus Rückschlüsse für Eigenverbrauchsanteile und Netzparität abzuleiten. Daher wurde im Rahmen der Studie ein **Simulationsmodell** entwickelt, welches die Variation zentraler Parameter wie **Stromverbrauch, Nutzerverhalten, Anlagengröße und Ertrag, Lastmanagement sowie Speichergrößen** zulässt. Mit diesem Modell wurden für typische Haushaltsgrößen von zwei bis vier Personen, mehrere Anlagengrößen (3–5 kWp) mit in Deutschland typischen Solarerträgen (800–1.000 kWh/(kWp a)) und unterschiedlichen Verbrauchsprofilen die **Solarstrom-Eigenverbrauchsanteile sowie die Deckungsraten des gesamten Stromverbrauchs** durch den Solarstrom ermittelt. Um sowohl saisonale als auch kurzfristige Schwankungen (bspw. durch Wolkenzug) zu berücksichtigen, dienten zeitlich hoch aufgelöste PV-Energieerzeugungsdaten von realen PV-Anlagen für ein gesamtes Jahr als Datenbasis. Für die Verbrauchsseite wurden ebenfalls zeitlich hochaufgelöste Lastprofile für 32 typische Geräte in das Modell integriert, wobei saisonale Nutzungsunterschiede genauso berücksichtigt wurden wie die dynamischen Lastverläufe bestimmter Verbraucher, die während der Nutzung keinen konstanten Stromverbrauch aufweisen. Dies betrifft bspw. Waschmaschinen oder Geschirrspüler, deren Stromverbrauch während der Aufheizphase besonders hoch und während des restlichen Programmablaufs vergleichsweise gering ist. Die zeitliche Auflösung lag erzeugungs- und verbrauchsseitig bei jeweils einer Minute.

Im zweiten Schritt wurden für die zentralen Modellvarianten **Wirtschaftlichkeitsberechnungen** durchgeführt, aus denen sich die Rentabilität der betrachteten Systeme ergibt. Anhand der Ermittlung der Stromgestehungskosten für ausgewählte Systeme wurden schließlich die Auswirkungen für die **Netzparität** abgeschätzt und diskutiert. Zusätzlich zur Modellierung wurden Interviews zum Thema Folgen der Netzparität mit Branchenakteuren durchgeführt.

1.3 Eigenverbrauch, Eigendeckung und Wirtschaftlichkeit

Der realisierbare Eigenverbrauchs¹- und Eigendeckungs²-Anteil ist stark abhängig von den Einflussgrößen PV-Ertrag (Energieerzeugung), Haushaltsgröße, Geräteausstattung, Nutzerverhalten und Speicherdimensionierung. Die modellierten Haushalte erreichen mit einer durchschnittlichen Geräteausstattung (inkl. Durchschnittsverbräuchen und -Nutzungsprofilen), ohne Verhaltensänderungen (Status Quo) und ohne Speicher **über 18 % Eigenverbrauch**, bleiben **im Regelfall aber unter der im EEG festgelegten Grenze von 30 %**, ab der ein zusätzlicher Förderbonus gewährt wird. Nur im Fall eines 4-Personen-Haushalts mit Durchschnittsgeräteausstattung und kleinster angenommener Anlage liegt der Wert bei 32 %. Schon durch eine einfache **systematische Optimierung**, z. B. durch pauschale Lastverschiebungen mittels Zeitschaltuhren an ausgewählten Ver-

¹ *Eigenverbrauch* bezeichnet hier, wie viel des selbst erzeugten Solarstroms auch zeitgleich selbst verbraucht wird.

² *Eigendeckung* bezeichnet hier, wie viel des eigenen Jahresstrombedarfs durch die eigene PV-Anlage gedeckt werden kann. Man könnte sie folglich auch als „Selbstversorgungsgrad“ bezeichnen. Dazu muss die PV-Stromerzeugung entweder zeitgleich zum Bedarf erfolgen oder durch einen Speicher entsprechend gepuffert werden.

brauchern, lassen sich die Eigenverbrauchsquoten auf **20–40 %** anheben. Weitere technische Optimierung mit „smarten“ Geräten (inkl. Solarstrahlungsprognosen) erhöht den Eigenverbrauchsanteil demgegenüber im Regelfall nur noch gering. Hier muss der Anlagenbetreiber abwägen zwischen Low-cost- bzw. Low-tech-Varianten, bei denen er jedoch einen höheren „manuellen“ Aufwand hat, und der automatisierten Variante, die kostenintensiver ist, aber unter Umständen mehr Nutzerkomfort bieten kann. Die Ergebnisse zeigen, dass die Low-Tech-Variante derzeit deutlich wirtschaftlicher ist als die smarte Systemautomatisierung. Allerdings können sich dadurch in bestimmten Fällen zusätzliche **Belastungen** für die Stromnetze ergeben: Werden bspw. auch bei schlechtem Wetter durch Zeitschaltuhren pauschal zusätzliche Lasten in die Mittagszeit verschoben, so steht diesen keine entsprechend hohe PV-Stromerzeugung gegenüber.

Durch den Einsatz von **Energiespargeräten** senkt sich die Eigenverbrauchsquote des Solarstroms signifikant ab, wohingegen sich die Eigendeckungsquote des Stromverbrauchs demgegenüber deutlich erhöht. Hier zeigt sich ein potenzieller **Zielkonflikt** zwischen Eigenverbrauchsoptimierung und Energiesparbemühungen: Würde eingespeicherter Strom nicht oder nur unzureichend vergütet werden, so bestünde auch kein monetärer Anreiz mehr, bei einer PV-Anlage gegebener Leistung Energiesparmaßnahmen zu ergreifen. Daraus ergeben sich auch die vereinzelt geäußerten Befürchtungen, dass der verstärkte Anreiz zum Eigenverbrauch zur Anschaffung zusätzlicher, teils ineffizienter Energieverbraucher führen könnte, wie bspw. einer elektrischen Warmwasserbereitung. Mindern ließe sich dieser Zielkonflikt z. B. durch gezielte Aufklärung, die Nutzung von Speichertechnologien oder effizienten Verbrauchern wie Elektromobilen sowie durch anderweitige Anreize zum Energiesparen.

Kasten 1 fasst diese und weitere potenziellen Vor- und Nachteile eines verstärkten Eigenverbrauchs zusammen. Dabei ist zu beachten, dass sich diese Effekte zunächst nur auf die relativ kleine aber wachsende Zahl der PV-Neuinstallationen beziehen. Die Wirkung auf das gesamte Energieversorgungssystem wird anfangs also nur gering sein, aber mit zunehmendem PV-Ausbau steigen.

Der **Einsatz von kleinen bis mittelgroßen Speichern** (2,5–7,5 kWh) ermöglicht eine starke Erhöhung der Eigenverbrauchsquote auf 40–96 %. Bei Kapazitäten über 7,5 kWh fallen die zusätzlichen Steigerungen nur noch gering aus. Eine vollständige Selbstversorgung ist bedingt durch die geringen PV-Erträge in den Wintermonaten bei den hier betrachteten Szenarien nicht möglich.

Obwohl die Speicher den Eigendeckungsanteil deutlich erhöhen, bleibt der **Eigenverbrauch bei einer Anlage ohne Speicher derzeit** (d. h. mit dem gegenwärtigen Vergütungsmodell) **die wirtschaftlichste Variante**. Im Vergleich zur Volleinspeisung lässt sich durch Eigenverbrauch ohne Speicher eine um etwa 10–50 % höhere Rendite erzielen (bei Annahme moderater Strompreiserhöhungen von nominal 2 % p.a. im Mittel für den Zeitraum 2010–2030). Kommt ein Speicher hinzu, nimmt die Rendite mit steigender Kapazität ab, bis hin zu negativen Renditen bei großen Speichern und geringen Erträgen. Damit ein System mit (kleinem bis mittelgroßem) Speicher die gleiche Rendite wie die Eigenverbrauchsoption ohne Speicher aufweist, müssten diese schon heute eine Lebensdauer von mindestens 20 Jahren haben und dürften nicht mehr als 300–400 €/kWh kosten. Derzeit liegen die Kosten für Lithium-Ionen-Speicher noch bei etwa 1.000 €/kWh Speicherkapazität. Sofern die von den Herstellern angegebene Nutzungsdauer von 20 Jahren tatsächlich erreicht wird, könnte man bspw. einen Speicher mit einer Kapazität von 5 kWh schon heute wirtschaftlich betreiben. Die zu erwartende Rendite läge dabei voraussichtlich leicht unter der von PV-Anlagen, die die Eigenverbrauchsregelung nicht in Anspruch nehmen. Sie ist aber stark abhängig vom tatsächlichen Strompreisanstieg und vom erzielten Eigenverbrauch und daher nicht besonders sicher prognostizierbar.

Die Ergebnisse zeigen auch, dass die in der Debatte angeführten Bedenken, die Eigenverbrauchsförderung würde tendenziell zum Bau kleinerer Anlagen und damit zur **geringeren Ausschöpfung der Dachflächenpotenziale** führen, unter der derzeitigen EEG-Förderung nicht zu erwarten sind. Da die Rendite bei größeren Anlagen zwar geringfügig kleiner ist, aber insgesamt noch eine attraktive Höhe im Vergleich zu alternativen Anlageformen aufweist, ist davon auszugehen, dass zunächst auch weiterhin größere Aufdachanlagen gebaut werden. Der Trend zu kleineren PV-Anlagen würde allerdings dann zum Tragen kommen, wenn die Förderung von PV-Anlagen auf ein Maß sinkt, bei dem sich der Betrieb nur noch durch Erzielen eines möglichst hohen Eigenverbrauchs lohnt. Der Einsatz von Speichern und neuer Verbraucher wie Elektrofahrzeugen sowie die Bildung von Verbrauchsgemeinschaften können diesen Effekt jedoch ausgleichen.

Kasten 1: Vor- und Nachteile von erhöhtem Eigenverbrauch

Wertung	Erhoffter Effekt und voraussichtliche Wirkung
(👍)	Geringere Netzbelastung in Mittagszeit → Effekt ohne Speicher gering; Netzbetreiber weiß nicht, ob Eigenverbrauch betrieben wird und muss die Netze daher genauso auslegen, als wenn dies nicht der Fall wäre.
±	Geringere EEG-Umlage → Mindereinnahmen an anderen Stellen, die voraussichtlich auf die Bürger umgelegt werden → Keine Nettoentlastung für Bürger zu erwarten
👎	Verschiebung zusätzlicher Lasten in die Mittagszeit → Effekt in Summe zunächst gering; später bei entsprechend vielen Nutzern insbes. dann kritisch für das Stromnetz, wenn Lastverschiebungen die PV-Stromerzeugung nicht berücksichtigen und diese nur gering ist.
👎	→ Verteuerung von Spitzenlaststrom (Effekt zunächst gering)
(👎)	→ Vergrößerung von Preisschere/Lastverschiebungs-Anreiz bei lastvariablen Tarifen für Nicht-PV-Nutzer
👎	Verminderter Energiespar-Anreiz oder Zusatzverbrauch möglich → Ausgleich möglich durch Aufklärung, Speicher, Elektromobilität oder andere Anreiz-Mechanismen
👍	Anreiz zur Speicher-Nutzung → Steigerung von Eigenverbrauch & Eigendeckung (Selbstversorgungsgrad) → Potenzial zu Netzentlastung groß, insbes. wenn Speicher ins Netzmanagement einbezogen werden; monetärer Anreiz anfangs jedoch gering und stark abhängig von Kosten und Lebensdauer der Systeme
(👎)	→ Nur geringfügige Netznutzung durch Speicher-Betreiber → Steigende Netzentgelte
(👎)	Trend zu kleineren, bedarfsorientierten PV-Anlagen (was man als „Vergeudung von Dachflächen-Potenzialen“ negativ werten kann, wenn eine möglichst weitgehende solare Ausnutzung geeigneter Dachflächen angestrebt wird) → bei derzeitiger Förderung noch nicht zu erwarten; wird aber bei abnehmender Einspeisevergütung zunehmend relevant → Ausgleich durch Einsatz von Speichern, Elektromobilität oder Bildung von Verbrauchsgemeinschaften möglich
👍	Wettbewerbsstärkung und Begrenzung des Einflusses privatwirtschaftlicher Oligopole
Legende:	👍 positiv; 👎 negativ; ± neutral; (...): evtl. begrenzter, leicht positiver oder negativer Effekt

1.3.1 Volkswirtschaftlich relevante Aspekte

Durch den Eigenverbrauch ergeben sich einige systemrelevante Effekte, die unterschiedliche volkswirtschaftliche Relevanz aufweisen können. Hier ist zunächst der direkte Effekt auf die EEG-Umlage zu nennen. Diese kann im Eigenverbrauchsfall bereits ohne Speicher um 6–20 % gemindert werden, während die monetären Erträge des Betreibers einer entsprechenden PV-Anlage gleichzeitig um 4–16 % steigen. Durch die Nutzung von Speichern können diese Effekte verdoppelt werden. Diesen **Einsparungen** beim EEG stehen jedoch **Mindereinnahmen** durch den verminderten Strombezug gegenüber (z. B. bzgl. Netzentgelt, Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, Stromsteuer), die aufgrund der anderen Umlagebestandteile des Strompreises verschiedene Akteure in unterschiedlichem Ausmaß betreffen. Insgesamt ergab eine Modellrechnung Mindereinnahmen, die etwa 20 % über den möglichen EEG-Einsparungen liegen können. Geht man davon aus, dass die Mindereinnahmen, welche die öffentlichen Haushalte und die Netzbetreiber betreffen, an anderer Stelle größtenteils wieder auf die Verbraucher umgelegt werden, so ist unter dem Strich eine finanzielle Entlastung der Bürger durch die derzeitige Eigenverbrauchsförderung im EEG nicht zu erwarten. Gemessen an der Gesamthöhe der EEG-Umlage bewegen sich die zu erwartenden EEG-Einsparungen und dementsprechend auch die entstehenden Mindereinnahmen zunächst aber nur im Promille-Bereich. Hervorzuheben ist zudem die mögliche Auswirkung von Lastverschiebungen an der Strombörse, wodurch sich die Kosten für Spitzenlaststrom geringfügig erhöhen können.

Neben den öffentlichen Haushalten müssen sich auch die **Netzbetreiber** auf verminderte Netzentgelte einstellen, die sehr wahrscheinlich ebenfalls an anderer Stelle auf die Allgemeinheit umgelegt werden. Im Fall von ausgeprägten Lastverschiebungen durch Verhaltensänderung oder „smarte“ Lösungen müssen die Netzbetreiber sich darüber hinaus möglicherweise auf eine verstärkte Belastung in der Mittagsspitze einstellen. Dies gilt insbesondere dann, wenn diese Lasten nicht automatisch gekoppelt sind mit der tatsächlichen PV-Stromerzeugung. Vor diesem Hintergrund würde der massenhafte Einsatz einfacher Zeitschaltuhren zur Verschiebung von Lasten in die Mittagsspitze eine zusätzliche Belastung der Netze bedeuten. Folglich ist aus Sicht des gesamten Energieversorgungssystems der Einsatz „**smarter**“ **Steuerungsgeräte** zur Lastverschiebung zu favorisieren, welche allerdings noch relativ teuer sind.

Darüber hinaus gibt es **weitere Aspekte** von volkswirtschaftlicher Relevanz, die an dieser Stelle erwähnt werden sollten, aber im Rahmen dieser Studie nicht näher untersucht wurden: Dies sind vor allem die Vermeidung externer Kosten durch die Verminderung von **Emissionen** an Treibhausgasen und Luftverunreinigungen durch den Einsatz erneuerbarer Energien, sowie deren Beitrag zur **regionalen Wertschöpfung**. Gleichzeitig wird die Energieversorgung zunehmend von den fossilen und nuklearen Brennstoffvorkommen entkoppelt, der Einfluss privatwirtschaftlicher Oligopole begrenzt und der Wettbewerb im Energiesektor gestärkt, was sich langfristig positiv auf die Zuverlässigkeit und Kosten der Energieversorgung auswirken wird. Auch die mit der Eigenverbrauchsoptimierung verbundenen Anreize, in neue Technologien wie Speicher bzw. Elektromobilität zu investieren, oder aber Investitionen in energiesparende Maßnahmen eventuell zu unterlassen, seien in diesem Zusammenhang nochmals erwähnt.

1.3.2 Folgerungen mit Blick auf das Gesamtsystem

Maßnahmen zur Steigerung des Eigenverbrauchs sind für das gesamte Energieversorgungssystem derzeit nur dort vorteilhaft, wo es auf Niederspannungsebene bereits starke Netzengpässe

gibt. Dies ist momentan in einigen ländlichen Gegenden der Fall, wo einem sehr hohen PV-Aufkommen nur ein sehr geringer Verbrauch gegenübersteht. Wichtig ist zudem, dass die Maßnahmen die momentane Erzeugungslage mit berücksichtigen. Andernfalls wäre durch das pauschale Verschieben von Lasten in die Mittagszeit auch bei geringer PV-Energieerzeugung eine zusätzliche Belastung des Gesamtsystems möglich.

Sinnvoller als die isolierte Optimierung des Eigenverbrauchs ist eine stärkere Anpassung des individuellen Verbrauchs an das Gesamtstromangebot. Dies gilt insbes. langfristig vor dem Hintergrund einer Energieversorgung, die maßgeblich oder vollständig auf erneuerbaren Energien basiert und einen hohen Anteil fluktuierender Energieträger wie Wind und Sonne beinhaltet. Die derzeitige Eigenverbrauchsförderung des EEG berücksichtigt diesen Umstand noch unzureichend, da Sie vordergründig Anreize zur Optimierung des Betreiber-Systems setzt, welche sich für das gesamte Energieversorgungssystem in Einzelfällen kontraproduktiv auswirken können. Gleiches gilt für starre zeitvariable Tarife, da die witterungsabhängige Fluktuation auf Versorgungsseite (insbes. der Windenergie) keine Berücksichtigung findet.

Als eine sinnvolle Anreiz-Regelung wird in diesem Zusammenhang schon seit längerem das Lastmanagement durch **lastvariable Strombezugstarife** diskutiert. „*Lastvariable*“ meint hierbei die Einbeziehung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage von Strom im Gesamtnetz. Um deren Potenzial voll auszuschöpfen ist allerdings eine flächendeckende Realisierung dieses Tarifmodells erforderlich. Die dafür notwendige Technologie ist allerdings noch nicht voll ausgereift, unzureichend standardisiert und zu teuer. Hinzu kommen datenschutzrechtliche Bedenken sowie noch unzureichende Rahmenbedingungen seitens Gesetzgebung und Regulierung. Gleiches gilt für ebenfalls denkbare lastvariable Stromvergütungstarife. Diese könnten zwar ebenso zu einer für das Gesamtsystem vorteilhaften Eigenverbrauchsoptimierung führen und auch zum Einsatz von Speichern motivieren. Allerdings würden lastvariable Vergütungstarife die Wirtschaftlichkeitsabschätzung für neue PV-Anlagen stark verkomplizieren. Die daraus resultierende Unsicherheit und mangelnde Transparenz könnte die Nachfrage stark reduzieren. Als möglicher Ausweg könnte ein Vergütungsmodell mit fixem Sockel und lastvariablem Bonus dienen, wobei der Sockel die Wirtschaftlichkeit garantiert und der Bonus zur Rendite beiträgt.

Auch der Betrieb von **Speichern** ermöglicht das Ausgleichen von Differenzen zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch, erfordert jedoch im Gegensatz zum Lastmanagement keine Veränderungen im Stromkonsumverhalten. Die erzielbaren Effekte sind zudem sehr viel größer, als dies durch Lastmanagement der Fall wäre. Daher wird langfristig angesichts des angestrebten Wechsels hin zu einer weitgehend regenerativen Energieversorgung der Speicherung eine stark zunehmende Bedeutung beigemessen. In diesem Zusammenhang wäre es besonders vorteilhaft, wenn diese Speicher sich in das gesamte Energiesystem dahingehend integrieren ließen, dass sie diesem mit einem Teil ihrer Kapazität zur Verfügung stehen würden, um bspw. Regelenergie oder andere Systemdienstleistungen zu erbringen.

Allerdings ist der Diskurs um die Vorteilhaftigkeit zentraler oder dezentraler Speicherkonzepte sowie der in Frage kommenden Technologien noch weit davon entfernt, pauschal beantwortet werden zu können und birgt ein Hohes Maß an Forschungs- und Entwicklungs-Potenzial. Für den Einsatz dezentraler Speicher spricht vor allem die vergleichsweise hohe Effizienz des Speichers sowie die Vermeidung von Übertragungsverlusten. Ein Teil der interviewten Experten, Branchenakteure und Netzbetreiber sieht daher ein hohes Potenzial in solchen Lösungen, während andere angesichts der derzeit hohen Kosten eher skeptisch sind.

In diesem Zusammenhang kann die derzeitige **Eigenverbrauchsförderung** im EEG eventuell einen positiven Beitrag zur Stimulierung des Speichermarktes leisten und die **Entwicklung langlebiger, effizienter und preiswerter Speicher- und Steuerungstechnologien** fördern. PV-Anlagenbetreiber stellen dadurch die erste potenzielle Käuferschicht da, denen die Installation entsprechender Speicher, Zähler und Steuerungselektronik einen signifikanten Mehrwert bieten kann. Allerdings deuten die Ergebnisse dieser Studie darauf hin, dass die gegenwärtige Regelung nicht ausreichend ist, um einen breiten Einsatz von Speichern durch private PV-Anlagenbetreiber bei den derzeitigen Kostenstrukturen zu motivieren, weil die Nutzung der Eigenverbrauchsoption *ohne* die Verwendung von Speicher- und Steuerungstechnologien momentan die wirtschaftlichste Alternative darstellt. Ob die derzeitige Eigenverbrauchsregelung tatsächlich zum Markterfolg und zur Kostenreduktion solcher Systeme beitragen kann, ist vor diesem Hintergrund fraglich. Zudem motiviert die Regelung vordergründig eine individuelle Optimierung zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote und steht somit einer systematischen Einbindung in das Lastmanagement des Gesamtsystems tendenziell entgegen. Das Instrument sollte daher langfristig weiter entwickelt werden, um eine bessere Förderung von Speicher- und Steuerungssystemen mit einem entsprechenden Systemnutzen zu ermöglichen. Dazu könnte man bspw. die Eigenverbrauchsförderung nur für diejenigen Anlagen gewähren, die mit einem Speicher oder mit „smarter“ Regelungstechnik betrieben werden. Denkbar wäre auch die Vergütung von dem Netz bereitgestellter Regelenergie, wie sie in ähnlicher Weise bereits im Kontext der Elektromobilität als „Netzintegrationsbonus“ vorgeschlagen wurde. Um darüber hinaus eine für das Gesamtsystem vorteilhaftere, gleichmäßigere regionale Verteilung von PV-Anlagen zu erreichen, wäre bspw. **eine regional differenzierte PV-Förderung**, welche Standortfaktoren (z. B. Solarstrahlung, bereits installierte PV-Leistung, Netzauslastung) mit einbezieht.

1.4 Zentrale Ergebnisse zur Netzparität

Netzparität bezeichnet allgemein die Gleichheit zwischen den Stromgestehungskosten einer PV-Anlage und dem Strombezugspreis. Allerdings gibt es keine eindeutige Definition darüber, welche Kosten dabei welchen Bezugspreisen gegenübergestellt werden. Daher kann der Begriff hinsichtlich des Eintrittszeitraums und den damit verbundenen Konsequenzen sehr unterschiedlich interpretiert werden, was leicht zu Missverständnissen führen kann. Bei der Diskussion des Begriffs ist daher sehr auf die betrachteten Kosten und Bezugspreise zu achten. Tab. 1.1 zeigt Beispiele, welche **Kosten** (A–E; auch mehrere gleichzeitig) dabei welchen **Bezugspreisen** (a–c) gegenübergestellt werden können. Dabei stellt sich auch die Frage, welche Anlagenleistungsklasse betrachtet wird, da bspw. große Freiflächen-PV-Anlagen geringere Stromgestehungskosten aufweisen, als kleine Aufdachanlagen. Grundsätzlich kann man zwei verschiedene Varianten von Netzparität unterscheiden:

- a) Bei der **Netzparität auf Verbraucherebene** (engl. „*grid parity resale*“) werden die Strombezugskosten einer ausgewählten Verbrauchergruppe den PV-Stromgestehungskosten gegenübergestellt.
- b) Bei der **Netzparität auf Kraftwerksebene** (engl. „*grid parity resale*“) werden den PV-Stromkosten unterschiedliche Arten von Großhandelsstrompreisen gegenübergestellt, zu denen Stromanbieter ihrerseits Energie einkaufen.

Darüber hinaus sind auch **Mischpreis-Ansätze** (c) möglich, bei denen für den selbst verbrauchten Strom der Strombezugspreis und für den ins Netz eingespeisten Strom eine Vergütung bspw. zu Großhandelsstrompreisen angesetzt wird. Bei allen drei Ansätzen werden im Allgemeinen Durchschnittspreise betrachtet, sodass die Netzparität zunächst einmal nichts mit zeitabhängigen Preisen zu tun hat.

Das **Eintreten der Netzparität** wurde hier zunächst anhand der erwarteten Entwicklung der Stromgestehungskosten von PV-Aufdachanlagen und der Strompreise für Haushaltskunden ermittelt. Dabei handelt es sich um die am weitesten verbreitete Netzparitätsbetrachtung, bei welcher der Privathaushalt im Fokus steht. Bezüglich der Stromgestehungskosten und der Strompreise wurde eine große Bandbreite aktuell publizierter Prognosen berücksichtigt, um so der Unsicherheit dieser Annahmen gerecht zu werden. Daher kann auch kein genauer Zeitpunkt, sondern eher ein Zeitfenster angegeben werden, in dem die Netzparität wahrscheinlich eintreten wird. Nach unseren Berechnungen ist bei den PV-Kleinanlagen ohne Speicher das Eintreten der Netzparität zwischen Ende 2012 und 2016 zu erwarten, wobei der **Zeitraum 2013–2014** als besonders wahrscheinlich eingeschätzt wird.

Tab. 1.1: Mögliche Kosten (A-E) und Bezugspreise (a-c) zur Definition der Netzparität

Netzparität von PV-Stromgestehungskosten inkl.:	zu (Bezugspreis):
A. System- und Betriebskosten ohne Zusatzkosten B. inkl. Finanzierungskosten C. inkl. x % Rendite für Betreiber D. inkl. Kosten für Automatisierungstechnik* E. inkl. Speicherkosten* Außerdem wichtig: Anlagengemeinschaften <ul style="list-style-type: none"> • Kleine bis mittlere Aufdachanlagen • Mittlere bis große PV-Kraftwerke 	a. Strombezugspreise auf Verbraucherebene: <ul style="list-style-type: none"> • Haushaltsstrombezugspreis • Gewerbestrombezugspreis • Industriestrombezugspreis
	b. Großhandelspreise auf Kraftwerksebene: <ul style="list-style-type: none"> • Termin- oder Spotmarkt-Preise • Grundlast- oder Mittel-/Spitzenlast-Preise
	c. Mischpreis-Ansätze je nach Eigenverbrauchsanteil
*) für Eigenverbrauchsquote y	

Wichtig für die Beurteilung dieser Netzparität zu Haushaltsstrompreisen ist die Berücksichtigung des erzielbaren Eigenverbrauchs. Die Studie zeigt, dass im Regelfall ohne einen Speicher nur etwa 20–40 % des erzeugten PV-Stroms auch selbst verbraucht werden können. Folglich wird **auch nach Erreichen der Netzparität zu Haushaltsstrompreisen** zunächst **der größte Teil des erzeugten PV-Stroms ins Netz eingespeist und angemessen vergütet werden müssen**, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zu gewährleisten.

Um den Eigenverbrauch in der Netzparitäts-Diskussion besser zu berücksichtigen, wurden **erweiterte Betrachtungen zur Netzparität** durchgeführt. Grundlage ist dabei nicht die Parität zu einem Strombezugspreis, sondern zu einer Mischvergütung des Stroms, welche in dieser Studie als „**Stromvergütungs-Äquivalent**“ bezeichnet wird. Dabei wird davon ausgegangen, dass für den Anteil des selbst verbrauchten PV-Stroms die entsprechenden Haushaltsstrombezugskosten vermieden werden, während für den **eingespeisten Anteil** eine Vergütung gezahlt wird, die sich in etwa auf dem **Niveau der Großhandelsstrompreise** bewegt. Diese liegen mit 4–7 Cent/kWh deutlich unter den Haushaltsstrombezugskosten von derzeit 20–24 Cent/kWh und stellen einen möglichen Preis dar, mit dem PV-Anlagen auf dem Strommarkt ohne Förderung konkurrieren müssten. Abhängig vom angenommenen Eigenverbrauchsanteil (ca. 20–40 % ohne Speicher bzw. 60–90 % mit Speicher) ergeben sich so unterschiedliche hohe Stromvergütungs-Äquivalente, welche von den dazugehörigen Stromgestehungskosten unterschritten werden müssen, um eine Parität zu erreichen.

Während obige Aussagen zur Netzparität eine Nutzungsdauer der PV-Anlage von 20 Jahren und eine Investorenrendite von 6,5 % zugrunde liegen, wurden diese heute üblicherweise verwendeten **Parameter ebenfalls für die erweiterte Betrachtung variiert**. Um die Darstellung unabhängig von einer festen Investorenrendite durchzuführen, wurde für die Diskontierung lediglich ein **Inflationsausgleich von 2 %** gewählt. Der Zins ist somit vergleichbar mit einer Tagesgeld-Anlage und gewährleistet einen rentablen Anlagenbetrieb, solange die Inflation über die gesamte Nutzungsdauer betrachtet durchschnittlich unter diesem Satz liegt und keine zusätzlichen Finanzierungskosten anfallen. Da man darüber hinaus heute davon ausgeht, dass PV-Anlagen sich auch über einen Zeitraum von 25–35 Jahren nutzen lassen, wurden zum Vergleich auch Stromgestehungskosten für eine **Nutzungsdauer von 30 Jahren** ausgewiesen, wobei für Wechselrichter und Speicher auf Basis der Lithium-Ionen-Technologie eine Ersatzinvestition nach 20 Jahren angenommen wurde.

Im Ergebnis zeigt diese erweiterte Betrachtung zur Netzparität, dass PV-Kleinanlagen mit einem Lithium-Ionen-Speicher von etwa 5 kWh Kapazität voraussichtlich noch vor 2020 **„selbsttragend“** betrieben werden können. Ein solches PV-System würde also auch dann wirtschaftlich betrieben werden können, wenn der eingespeiste Strom nur mit dem Großhandelsstrompreis vergütet werden würde¹. Bei moderaten Annahmen für die Preisentwicklung von Strom, PV-Anlagen und Speichern wäre dies bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahren **ab etwa 2019** der Fall (Punkt 1 in Abb. 1.1), **bei 30 Jahren Nutzungsdauer bereits ab 2015** (Punkt 2 in Abb. 1.1).

Voraussetzung für die dafür notwendige Realisierung von mindestens 80 % Eigenverbrauch ist, dass die Größe der PV-Anlage und die Kapazität des Speichers gut auf den individuellen Stromverbrauch abgestimmt sind und auf Eigenverbrauch optimiert wird. Dies hat tendenziell **kleinere PV-Anlagen** als heute üblich zur Folge und könnte durchaus dazu führen, dass vorhandene Dachflächenpotenziale nicht voll ausgeschöpft werden, sofern kein anderweitiger Anreiz dafür existiert.

Darüber hinaus zeigt sich, dass PV-Anlagen ohne Speicher auch bei Optimierung des Eigenverbrauchs bis 2020 aller Voraussicht nach nicht im breiten Markt selbsttragend betrieben werden können, sofern nur eine 20-jährige Nutzungsdauer angenommen wird. Allenfalls spezielle Marktsegmente wie Mehrfamilienhäuser, welche durch gemeinsame Nutzung einer PV-Anlage einen hohen Eigenverbrauch realisieren, würden unter diesen Bedingungen noch vor 2020 selbsttragend. Legt man allerdings eine 30-jährige Nutzungsdauer zugrunde, so wäre voraussichtlich **ab 2018** ein wirtschaftlicher Betrieb auch ohne Speicher möglich (Punkt 3 in Abb. 1.1).

Es ist zu beachten, dass der **„selbsttragende“ bzw. „rentable“ Betrieb** hier lediglich einen Inflationsausgleich enthält und keine darüber hinaus gehende Rendite. Ohne weitere finanzielle Anreize wären Investitionen in PV-Anlagen somit unter Renditegesichtspunkten zunächst weitaus weniger attraktiv als unter der derzeitigen EEG-Förderung. Zudem dürften keine zusätzlichen Finanzierungskosten anfallen. Allerdings kann auch bei deren Berücksichtigung durch einen höheren Diskontierungszins von 6,5 % eine Parität unter Verwendung von Speichern noch zum Ende des Jahrzehnts erreicht werden, wenn optimistischere Annahmen bzgl. der Preisentwicklung getroffen werden. Ansonsten wäre sie erst im nächsten Jahrzehnt zu erwarten.

¹ Auch der hier angenommenen Einspeisevergütung zu Großhandelsstrompreisen müsste voraussichtlich eine gesetzliche Vorrangregelung und somit ein Umlagemechanismus analog zum heutigen EEG zu Grunde liegen, weil das Handling vieler dezentraler und schwankend einspeisender PV-Anlagen sehr viel aufwendiger ist als der Strombezug von einigen wenigen Großzeugern. Anders als heute läge die PV-Vergütung aber dann in der Größenordnung typischer Marktpreise.

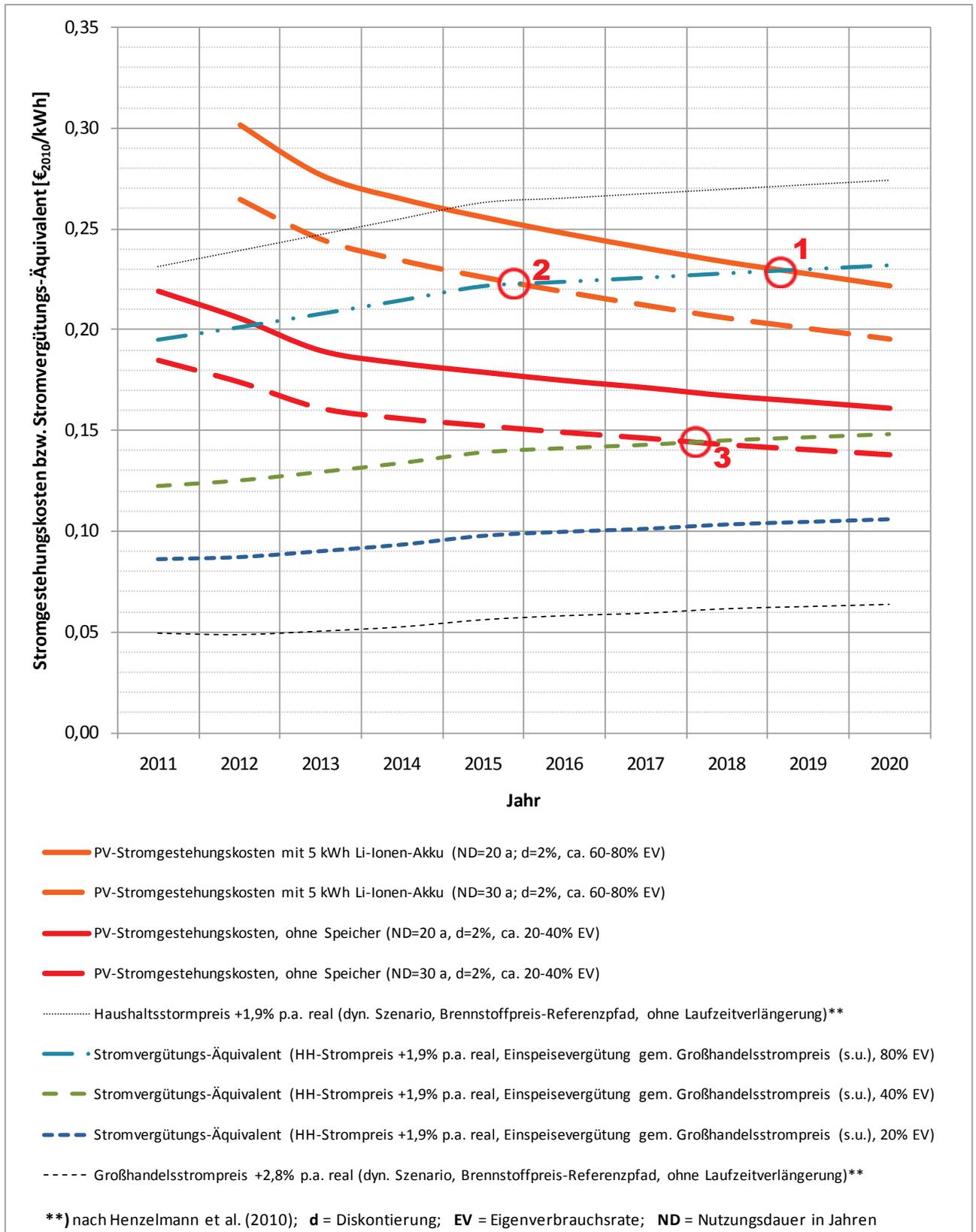


Abb. 1.1 Erweiterte Betrachtung zur Netzparität für PV-Kleinanlagen mit und ohne Speicher bis 2020

Man kann durchaus beanstanden, dass eine Vergütung zu Großhandelsstrompreisen dem Wert des PV-Stroms nicht ganz gerecht wird, da der Großhandelsstrompreis von einer Vielzahl bereits abgeschriebener konventioneller Grundlastkraftwerke beeinflusst wird. Dementsprechend könnte man auch die Stromgestehungskosten nicht abgeschriebener Spitzen- und Mittellastkraftwerke auf Gas- und Kohlebasis inkl. der vollen CO₂-Schadenskosten als Vergleichswert heranziehen. Würde die Einspeisevergütung diesen Wert unterschreiten, so könnte man sie bereits als „**wertgerechte Vergütung**“ statt als „Anschub-Subvention“ interpretieren. Weitergehende Betrachtungen haben gezeigt, dass auch dieser Fall voraussichtlich noch vor 2020 eintreten wird. Allerdings ist das Management und die Vergütung vieler fluktuierend produzierender Kleinanlagen erheblich aufwendiger als bei wenigen regulierbaren Großanlagen, sodass weder der Markt noch einzelne Akteure eine solche Vergütung derzeit darstellen könnten.

1.5 Marktdynamik und Geschäftsmodelle

Mit Blick auf die Marktentwicklung in den letzten Monaten ist zunächst festzustellen, dass diese deutlich von der Aufwertung der Eigenverbrauchsvergütung im Rahmen der EEG-Novelle 2010 geprägt war, welche die Netzparität durch entsprechende Vergütungsanreize vorzieht. Eine Vielzahl von Herstellern entwickelt nun Produkte, die den Eigenverbrauchsanteil erhöhen sollen. Die Konzepte umfassen neben einer Visualisierung von Erzeugung und Verbrauch häufig auch automatisierte Steuereinheiten, zum Teil auch intelligente und systemdienstleistungsfähige Wechselrichter sowie Speicher. Unsere Ergebnisse zeigen allerdings, dass die zu erwartende Rendite insbes. durch Speicher momentan noch deutlich reduziert wird, weshalb der Markterfolg entsprechender Produkte zunächst stark vom Marketing der Anbieter und von der Nachfrage interessierter PV-Betreiber abhängt und daher im Markt für private Haushalte zunächst nur einen Nischenstatus erreichen dürfte.

Mit zunehmendem Eigenverbrauch und bei Erreichen der Netzparität können vor allem die Hersteller und Vertreiber aus der PV-, Automatisierungs- und Speicherindustrie sowie Dienstleister in diesem Bereich Marktpotenziale erschließen. Für Stadtwerke und Stromanbieter bietet sich zudem die Möglichkeit, Eigenverbraucher durch besondere Tarife und Dienstleistungen als eigenständige Zielgruppe anzusprechen, wobei sich hier vor allem Ökostromanbieter profilieren könnten. Gleichzeitig müssen diese und weitere Akteure bei Zunahme des Eigenverbrauchs den verminderten Strombezug durch diese Kunden in ihre Geschäftsmodelle integrieren. Bisher gibt es jedoch noch keine Geschäftsmodelle am Markt, die beispielsweise durch Beteiligung an den Speicherkosten im Gegenzug für die Solarstromeinspeisung eine solche Kundenbindung zu einer Win-Win-Lösung erfolgreich ausgestalten. Denkbar wären beispielsweise Modelle des Poolings von PV-Anlagen und Speichern oder anderweitige Modelle, durch die gewährleistet wird, dass die Systeme zur automatischen Verbrauchssteuerung oder die Nutzung von Speichern auch positiv mit der Netzinfrastruktur gekoppelt sind.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die in wenigen Jahren erwartete Netzparität zu Haushaltsstrompreisen **keine schlagartigen Veränderungen** von einem Tag auf den nächsten mit sich bringen wird. Es handelt sich vielmehr um einen fließenden Übergang. Da die Unterschiede zwischen den Stromgestehungskosten und den Strombezugspreisen anfangs nur gering sein werden, ist auch

der Anreiz für einen erhöhten Eigenverbrauch und die damit verbundenen Effekte zunächst gering. Netzparität allein wird daher sicher nicht als Beginn einer „**dezentralen Energierevolution**“ betrachtet werden können. Sie ist vielmehr ein wichtiges Etappenziel eines sich bereits vollziehenden Wandels im Energiesektor auf dem Weg zur Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik. „Revolutionär“ ist dabei vor allem zunächst der zunehmende Anreiz, selbst produzierten Strom auch selbst zu verbrauchen. Die bisher klare Abgrenzung zwischen Produzenten und Konsumenten im Energiesektor wird dadurch zunehmend aufgeweicht. Schon jetzt werden Eigenverbraucher dementsprechend auch als „**Prosumer**“ bezeichnet, da sie einen Teil der von ihnen konsumierten Energie selbst produzieren. Eine Förderung wird aber zunächst auch nach Erreichen der Netzparität weiter notwendig bleiben, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen und somit ein weiteres Marktwachstum zu gewährleisten. Erst bei Netzparität zu Strombezugskosten unter Einbeziehung von Speicherkosten für einen hohen Eigenverbrauch kann bei richtigen Rahmenbedingungen von einer „dezentralen PV-Energierevolution“ im Sinne eines weitgehenden „Prosumings“ unabhängig von einer monetären Förderung ausgegangen werden. Bis zu diesem Zeitpunkt bleibt das EEG maßgebliche Treibkraft der sich bereits vollziehenden dezentralen **Energiewende**.

2 Hintergrund und Vorgehensweise

Die so genannte Netzparität (engl.: *grid parity*) wird von einigen Akteuren aus der Photovoltaik-Branche oft als ein wichtiger Zeitpunkt, ein Meilenstein in der Marktentwicklung der Photovoltaik (PV) angeführt. Allgemein ist mit **Netzparität** die **Gleichheit** (lateinisch: *paritas*) **zwischen den Stromgestehungskosten einer PV-Anlage und dem Strombezugspreis** (i. d. R. von Privathaushalten) gemeint. Allgemein verbindet man mit dem Erreichen der Netzparität den verstärkten Einstieg in den **Eigenverbrauch** des selbst erzeugten Solarstroms, da dieser dann günstiger ist als der Strom vom Stromversorger. Oft wird das Erreichen der Netzparität auch mit einem absenkenden Effekt auf die EEG-Umlage der Photovoltaik sowie mit einem ansteigenden Marktwachstum verbunden, da die Stromgestehungskosten weiter sinken und die Strompreise tendenziell weiter ansteigen. Die Attraktivität für den Bau von Solarstromanlagen zur Selbstversorgung würde damit folglich weiter zunehmen.

Was genau jedoch mit der Netzparität gemeint ist, auf welchen Anteil der Solarstromerzeugung sich die Gleichheit mit dem Strompreis bezieht und welche Effekte ab dem Zeitpunkt der Netzparität auf dem Markt eintreten, wird sehr heterogen diskutiert und ist bislang wissenschaftlich kaum erforscht. Es existieren erstaunlich wenige Wissensgrundlagen und Studien, kaum belastbare Aussagen und insgesamt sehr weit auseinandergehende Vorstellungen von Experten, Verbänden und Unternehmen sowie den zuständigen Behörden und Ministerien. Dies verwundert umso mehr, da Netzparität in einigen Ländern (wie Italien und Japan) gewissermaßen „morgen“ (ab 2011) und in Deutschland „übermorgen“ (ab 2013–2015) erreicht werden soll – und sich die meisten der oben genannten Akteure einig sind, dass dies einen enormen Effekt auf den Markt haben wird. Kapitel 3 gibt einen kurzen Überblick über den bisherigen Stand des Wissens und den identifizierten Forschungsbedarf zu diesem Thema.

Die vorliegende Studie, die das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) von Juli 2010 bis März 2011 im Auftrag von Greenpeace Energy erarbeitet hat, greift einige der zentralen Fragen dieser Thematik auf und versucht, einen Ausblick auf das mögliche Erreichen und damit verbundene Effekte der Netzparität zu geben. Die Tragweite dieser Effekte wird dabei voraussichtlich vor allem davon abhängen, wie viel des selbst erzeugten PV-Stroms tatsächlich selbst verbraucht werden kann. Denn die Stromgestehungskosten fallen für den Betreiber für die Gesamtheit des produzierten Stroms an, während die Einsparpotenziale nach Erreichen der Netzparität sich auf den Anteil des tatsächlich selbst verbrauchten Stroms beschränken. Daher räumt die Studie der Frage nach den in der Realität erreichbaren Eigendeckungsanteilen besonderen Raum ein und geht auch der Frage nach, welchen Einfluss unterschiedliche Faktoren wie Haushaltsgröße, geographische Lage, Anlagenleistung, Verbraucherverhalten und die Nutzung von Speichertechnologien auf den Eigenverbrauch bzw. die Eigendeckung haben. Methodisch werden diese Fragen mit einer komplexen Simulation untersucht, welche auf realen und zeitlich hoch aufgelösten Erzeugungs- und Verbrauchsdaten basiert. Mit Hilfe dieser Simulationen können für verschiedene Variationen der genannten Parameter des Systems realistische Anteile des Solarstrom-Eigenverbrauchs sowie der Deckung des Energieverbrauchs durch die Solaranlage ermittelt werden (Kapitel 4).

Auf Grundlage der Ergebnisse dieser Simulation wird in einem zweiten Schritt die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen modellierten Varianten ermittelt (Kapitel 5) und durch einen Exkurs zu volkswirtschaftlichen Effekten ergänzt (Kapitel 6). Aus diesen Ergebnissen lässt sich die potenzielle Tragweite der Netzparität besser einschätzen, welche in Kapitel 7 prognostiziert und analysiert wird.

Die Ergebnisse aus den Simulationen wurden methodisch durch eine Reihe von Interviews mit Unternehmen und Branchenexperten ergänzt, um Einschätzungen zu potenziellen Auswirkungen, Markteffekten und Geschäftsmodellen für unterschiedliche Akteure durch die Netzparität zu erhalten (Kapitel 8).

3 Stand des Wissens, Rahmenbedingungen und Forschungsbedarf

Wie bereits erwähnt, ist mit dem Begriff „**Netzparität**“ die **Gleichheit zwischen den Stromgestehungskosten einer PV-Anlage und dem Strombezugspreis** gemeint. Bisher liegen diese Stromgestehungskosten mit über 30 Cent pro Kilowattstunde noch deutlich über den durchschnittlichen Strombezugspreisen von Privathaushalten von ca. 23 Cent/kWh. Daher wird die Netzparität häufig als wichtiger **Meilenstein** für die Rentabilität und Wettbewerbsfähigkeit von PV-Strom angeführt und als solcher auch von der **Politik** aufgegriffen. So wurde von der Arbeitsgemeinschaft „Forschung und Energieeffizienz“ der Bundesregierung bereits 2007 das Ziel formuliert, die Netzparität bei der Photovoltaik bis 2020 zu erreichen (BMU/BMBF 2007). Mit dem dynamischen Ausbau der Photovoltaik in den letzten Jahren wurde dieses Ziel bzgl. seines Eintretens immer weiter vorgezogen. So heißt es in der „Roadmap Energiepolitik 2020“ des Bundesumweltministeriums im Jahr 2009: „Ein wichtiger Meilenstein für die Photovoltaik ist die so genannte Netzparität. Sie soll spätestens im Jahr 2015 erreicht werden, das heißt: Strom aus Photovoltaikanlagen kostet dann so viel, wie der Endverbraucher für Strom bezahlt.“ (BMU 2009: 13).

Auch **Branchenakteure** und Verbände haben den voraussichtlichen Eintrittszeitpunkt der Netzparität immer weiter vorgezogen. Der Bundesverband erneuerbare Energie (BEE) prognostizierte 2009 das Eintreten der Netzparität zur Mitte des Jahrzehnts. Der jährliche PV-Ausbau werde dann voraussichtlich von 1,9 GWp/a auf 4 GWp/a steigen, und damit gut dreimal höher liegen, als vom Umweltbundesamt im Leitszenario 2009 angenommen (BEE 2009; Nitsch et al. 2009). Der Bundesverband Solarwirtschaft verbindet mit der Netzparität ebenfalls ein starkes Marktwachstum und schrieb 2009: „Sobald bei der Photovoltaik die sogenannte „grid parity“ erreicht ist – das heißt, sobald Solarstrom vom eigenen Dach günstiger ist als herkömmlicher Strom aus der Steckdose – wird Photovoltaik nicht nur zunehmend unabhängiger von finanzieller Förderung, sondern wird zu einer tragenden Säule der Stromversorgung in Deutschland heranwachsen. Der BSW-Solar rechnet mit langfristig rund einem Viertel Solarstrom im deutschen Strommix.“ Bis dahin sei jedoch „die Markteinführung der Solarenergie auf verlässliche staatliche Rahmenbedingungen angewiesen, um konkurrenzfähig zu sein und auf dem Weltmarkt zu bestehen. Bis dahin benötigt die Industrie Investitionssicherheit für den Aufbau von Solarfabriken und ihre hohen Entwicklungsleistungen. Und die Verbraucher benötigen einen gesetzlich abgesicherten Investitionsanreiz zur Errichtung von Solaranlagen.“ (BSW-Solar 2009: 4). Mittlerweile erwartet der Verband das Eintreten der Netzparität bereits für 2012, womit ein „wichtiger Meilenstein auf dem Weg zur Wettbewerbsfähigkeit erreicht“ sei (BSW-Solar 2010a). Ähnlich äußerte sich zuvor auch die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, welche die Grid Parity für Kleingewerbetreibende und Endkunden etwa im Jahr 2013 oder (abhängig von Investitionskosten und Stromverbrauch) auch schon früher erwartet (DGS 2009).

Auf internationaler Ebene hat auch die Internationale Energieagentur (IEA) das Eintreten der Grid Parity bei der Formulierung ihrer Ziele berücksichtigt. Für das Eintreten der Netzparität für Endverbraucher wird der Zeitraum zwischen 2012 und 2032 angegeben, für diejenige von größeren PV-Kraftwerken mit Großhandels-/Börsenstrompreisen eine Zeitspanne von 2020 bis 2036. Zur Erreichung ihrer PV-Ausbauziele betrachtet die IEA eine rasche Expansion der PV-Industrie bis 2020 als notwendig. Dazu seien nachhaltige und konsistente politische Rahmenbedingungen und Förderregimes in einer größeren Anzahl von Ländern zur Unterstützung des Marktes und zur Schaffung von Anreizen für nötige Investitionen, sowie weitere Anstrengungen im Bereich der Forschung erforderlich. Nach Erreichen der Netzparität sollte die finanzielle Förderung zurückgehen, der Netzzugang garantiert bleiben und die Forschung weiter gefördert werden. Netzintegration, Stromspeicherung und Smart Grids werden laut IEA Schlüsselthemen werden, wenn die Stromerzeugung durch PV zu einer „Mainstream-Technologie“ aufgestiegen ist (IEA 2009).

3.1 Netzparität in Wissenschaft und Forschung

Im Folgenden wird ein grober Überblick über den derzeitigen Erkenntnisstand über die Netzparität in Wissenschaft und Forschung dargestellt. Auf dieser Basis kann dann der notwendige Forschungsbedarf abgeleitet werden.

Am Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) analysierten **Braun et al.** (2008) die Wertigkeit von PV-Strom und dessen Rolle in Energieversorgungsstruktur. Elementarer Bestandteil der Untersuchung war die Entwicklung eines Modells zur Berechnung der Ganglinien der PV-Einspeisung für Deutschland mit einer Auflösung von 15-Minuten-Schritten, unter Berücksichtigung von verschiedenen Anlagentypen und der räumlichen Verteilung der installierten PV-Anlagen in Deutschland (zum damaligen Zeitpunkt und zukünftig). Ein wichtiges Ergebnis des Forschungsprojektes war, dass sich eine PV-Leistung von bis zu 30 GWp relativ leicht ohne größere Anforderungen an den bestehenden Kraftwerkspark in die derzeitige Energieversorgungsstruktur integrieren ließe, da die Einspeisung von PV-Strom gut mit dem Lastverlauf korreliert und dadurch vor allem Spitzen- und Mittellastkraftwerke ersetzen würde. Im Rahmen der Studie wurde auch eine Netzparitätsbetrachtung durchgeführt. Diese stelle „eine betriebswirtschaftliche Betrachtung dar, die aus der Sicht des Stromkunden den Wert von PV-Einspeisung untersucht, welche Stromkosten vermieden werden.“ Als Referenz für PV-Stromgestehungskosten diente der damals vorgesehene Degressionspfad für die **Einspeisevergütung** gemäß dem Entwurf für das EEG 2009. Folglich fällt nach Eintritt der Netzparität die Einspeisevergütung unter die Strombezugskosten, sodass es zunehmend interessant wird, den selbst erzeugten PV-Strom auch selbst zu nutzen. Für einen typischen deutschen Haushalt könnte die Netzparität zwischen **2014 und 2016** eintreten, in Italien aufgrund besserer Strahlungsverhältnisse bereits 2010–2011. Darüber hinaus wurde auch eine **Differenzkostenbetrachtung** zwischen EEG-PV-Vergütung und EEX-Börsenstrompreisen durchgeführt, welche auf den „tatsächlichen Marktwert“ des Stroms abziele. Die Betrachtung ergab beim damaligen Strompreistrend und unter Berücksichtigung von CO₂-Schadenskosten einen Break-Even-Punkt ab frühestens **2019**. Allerdings wurde dies Betrachtungsweise zugleich kritisch in Frage gestellt, da „die Abbildung des volkswirtschaftlichen Wertes im Marktpreis nur bei idealen Bedingungen (z. B. polypolistische Anbieter- und Nachfragerstruktur sowie Internalisierung aller externen Kosten) gegeben ist“, was derzeit „offensichtlich nicht der Fall“ sei. Ein **Vergleich mit anderen dezentralen Energieerzeugern** kam zu dem Schluss, dass sich die PV-Stromproduktion im jahreszeitlichen Verlauf sehr gut mit der Windenergie ergänze, und dass sie „mittelfristig sowohl technologisch als auch ökonomisch ideal mit anderen dezentralen Technologien in die Stromversorgung integriert werden kann.“

An der Fachhochschule Köln führten **Bhandari und Stadler (2009)** eine **Netzparitätsanalyse auf Basis von Lern- bzw. Erfahrungskurven für PV-Systeme in Deutschland** durch. Wichtige veränderliche Parameter waren u. A. die Lebensdauer der Anlagen (25–40 Jahre) sowie die Steigerungsrate der Elektrizitätspreise (3 bzw. 6 % pro Jahr). Mit Hilfe dieser Parameter wurden eine Grenzkosten- und eine Netzparitätsanalyse durchgeführt und so der „**Break-Even**“ (Zeitpunkt der Rentabilität/ Amortisation) und der Zeitpunkt für **Netzparität** (Stromerzeugungskosten entsprechen Elektrizitätskosten) für verschiedene PV-Nutzungsdauern berechnet. Unterschieden wurde außerdem zwischen der Netzparität mit Endverbraucher- und Großhandelspreisen. Wichtige Ergebnisse waren:

- Der Break-Even-Punkt bei Annahme von Großhandelspreisen tritt bei einer Lebensdauer von 25 Jahren zwischen 2021 und 2022 ein. Dafür wäre jedoch die Installation von weiteren 31GWp sowie „Lerninvestitionen“ in der Höhe von 29,4 Mrd. € zwischen 2009 und 2021 (zur Erreichung der notwendigen Lernkurven) notwendig.
- Netzparität mit Großhandelspreisen erfolgt unter denselben Bedingungen ca. 2 Jahre später
- Bei Lebensdauern von 30 bzw. 40 Jahren tritt der Break-Even-Punkt bereits 2016 bzw. 2009 ein.
- Netzparität mit Endkundenpreisen erfolgt bei einer Lebensdauer der PV-Anlagen von 25 Jahren bereits zwischen 2013 und 2014.
- Unter der Annahme, dass (in Köln) ca. 40 % der durch die PV-Anlage erzeugten Elektrizität selbst genutzt werden kann (und damit der Einsparung von Endkundenpreisen entspricht) und 60 % ins Netz eingespeist werden (zu Großhandelspreisen) tritt die „**reale Netzparität**“ zwischen den Jahren 2019 (25 Jahre Lebensdauer) und 2015 (40 Jahre Lebensdauer) ein.

Im März 2009 veröffentlichten GTM Research sowie das Prometheus Institute for Sustainable Development eine Studie über die mögliche Entwicklung des globalen Photovoltaik-Marktes (GTM Research 2009). Die Studie enthält u. A. ein globales Modell für Angebot und Nachfrage, eine Analyse der Auswirkungen der erwarteten Marktberreinigung auf Profite, Marktanteile, Modulpreise, Netzparität etc., sowie Länderprofile mit Infos zu PV-Förderprogrammen, der Zusammensetzung des Stromsektors und der Entwicklung des PV-Markts. **Netzparität** könnte laut der Studie in einigen preissensiblen Märkten bereits 2009 eintreten. Als **wichtige Faktoren** zum Erreichen der Netzparität wurden bspw. die **Modultechnologie, das Projektdesign, der Strompreis, die klimatischen Standortbedingungen sowie Produktionsverfahren und -kapazitäten** genannt. In Deutschland und weiteren Ländern mit PV-Förderregimes könnte Netzparität bereits 2011 oder 2012 eintreten. Italien könnte dieses Ziel als erstes EU-Land erreichen, Frankreich scheint dagegen aufgrund staatlicher Subventionierung des Preises für konventionellen Strom noch weit davon entfernt. Im globalen Vergleich ist ein frühes Erreichen der Netzparität mit Modulen aus kristallinem Silizium auf japanischen Dächern und mit Dünnschicht-Dächern in Kalifornien besonders wahrscheinlich. In Deutschland könnte die Netzparität bereits 2012 für den Einsatz von Großanlagen und ca. **2013–2014** für kleinere Dachanlagen möglich werden.

Mit Q-Cells SE hat 2009 auch einer der großen deutschen Anbieter von Photovoltaiklösungen eine Studie zur Netzparität vorgestellt (Breyer et al. 2009). In dieser wird ein Grid-Parity-Modell auf Basis spezifischer Stromgestehungskosten in Verbindung mit einem Lernkurvenansatz vorgestellt. Wichtige Faktoren für die Modellierung waren der **Lernkurvenansatz**, die Wachstumsraten der PV-Industrie, PV-Systemkosten und Elektrizitätspreise. Es werden Ergebnisse der Netzparitätsmodellierung für alle EU- und US-amerikanischen Staaten, jeweils unterteilt in die Marktsegmente Haushaltskunden, kleine und mittlere Unternehmen sowie Industrie, dargestellt. Demnach haben italienische Haushaltskunden mit guten Strahlungsbedingungen und hohen Elektrizitätspreisen im

europäischen Vergleich die besten Chancen, 2009/2010 Netzparität zu erreichen. Im US-amerikanischen Raum könnten hawaiische Haushaltskunden diese Vorreiterrolle einnehmen.

In einer vom Ingenieurbüro für neue Energien (InE) im Auftrag des Bundesverbands für erneuerbare Energien (BEE) erstellten Studie wird die nur als Randthema behandelte Netzparität mit Endkundenstrompreisen für das Jahr **2014** prognostiziert (Wenzel 2009). Zu diesem Zeitpunkt sei durch die EEG-Vergütung die Einspeisung aus finanzieller Sicht zwar immer noch sinnvoller, die Vergütungssätze sinken für Anlagen ohne Eigennutzung jedoch schneller ab, als die Summe aus Vergütung mit Eigennutzung und eingesparten Strombezugskosten. Ab Eintreten der Netzparität lohne sich die Eigennutzung auch generell, wenn ein hoher Eigenverbrauchsanteil im Jahresdurchschnitt erreicht werden kann. Dieser Anteil liege laut der Studie jedoch auch im optimierten Fall bei nur ca. 35–40 % wenn kein Stromspeicher vorhanden ist.

3.2 Rahmenbedingungen in Deutschland

Aus den vorangegangenen Ausführungen geht hervor, dass durch das Erreichen der Netzparität vor allem der Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Solarstrom zunehmend interessant werden dürfte, da dieser dann preiswerter ist als der am Markt angebotene Strom. Bemerkenswerter Weise ist in Deutschland aus Sicht eines privaten PV-Anlagenbetreibers genau das aber eigentlich schon der Fall – und zwar bereits seit 2009:

Mit der EEG-Novelle im Jahre 2009 wurden erstmals monetäre Anreize geschaffen, den selbst erzeugten PV-Strom auch selbst zu verbrauchen. Im Jahr 2010 wurde dieser Anreiz nochmals verstärkt. Der Anreiz besteht darin, dass nicht nur der ins Netz eingespeiste Strom vergütet wird, sondern auch der selbst verbrauchte Strom (s. Tab. 3.1). Gleichzeitig entfallen die Beschaffungskosten für diejenige Menge Strom, die selbst erzeugt und zeitgleich selbst verbraucht wurde. Die Differenz zwischen der Einspeisevergütung und der Vergütung für selbst verbrauchten Strom beträgt im Normalfall 16,38 Cent. Liegt der Strombezugspreis über dieser Differenz, so ist es wirtschaftlich attraktiver, möglichst viel des selbst erzeugten Stroms auch selbst zu verbrauchen. Privathaushalte in Deutschland zahlen mittlerweile etwa 20–23 Cent/kWh. Die Summe aus Vergütung und Kostenersparnis, die im Folgenden als „Stromvergütungs-Äquivalent“ bezeichnet wird, liegt somit knapp 4–7 Cent/kWh über der reinen Einspeisevergütung. Diese Förderung des Eigenverbrauchs wurde im Oktober 2010 nochmals verstärkt, indem die Eigenverbrauchsvergütung für jede Kilowattstunde, die über einen Eigenverbrauchsanteil von 30 % hinaus geht, mit 4,38 Cent/kWh zusätzlich vergütet wird. Zudem wurde die Regelung (mit geringeren Vergütungssätzen) auch auf größere Anlagen bis 500 kWp ausgeweitet.

Tab. 3.1: Entwicklung der EEG-Vergütung kleiner PV-Aufdachanlagen (≤ 30 kWp)

EEG-Vergütung [Ct/kWh]	2009	2010	10/2010	2011
Einspeisevergütung	43,01	39,14	33,03	28,74
Vergütung von Eigenverbrauch $\leq 30\%$	25,01	22,76	16,65	12,36
Vergütung von Eigenverbrauch $> 30\%$	25,01	22,76	21,03	16,74
Differenz zwischen Einspeisevergütung und Eigenverbrauchsvergütung (bei Eigenverbrauch $\leq 30\%$)	18,00	16,38	16,38	16,38

Hintergrund ist, dass Privathaushalte in der Regel deutlich weniger als 30 % des selbst erzeugten PV-Stroms zeitgleich selber nutzen. In einigen (vor allem ländlichen) Gegenden mit hohem PV-Ausbau und geringem Stromverbrauch hat dies in Sommermonaten zur Mittagszeit bereits zu erheblichen Netzengpässen geführt, und somit teure Netzausbauten notwendig gemacht. Mit der Förderung des Eigenverbrauchs ist die Hoffnung verbunden, eine Änderung des Verbrauchsverhaltens zu erreichen welches zu einer Entlastung der betroffenen Netze führt. Da die Vergütung von selbst verbrauchtem Strom geringer ist als die von eingespeistem, hat der Eigenverbrauch zudem eine mindernde Wirkung auf die EEG-Umlage und somit auf die Entwicklung der Strompreise. Gleichzeitig profitiert auch der Betreiber der PV-Anlage, sodass die Eigenverbrauchsförderung oberflächlich betrachtet zunächst wie eine clevere Win-win-Maßnahme aussieht, bei der es nur Profiteure gibt. Da man die Regelung zudem als regulatorisches Vorziehen der Netzparität interpretieren kann, wird ihre potenzielle Wirkung ebenfalls im Rahmen dieser Studie mit betrachtet.

3.3 Forschungsbedarf

Bisher wird im Zusammenhang mit der Netzparität vor allem die Frage des Eintrittszeitpunktes diskutiert. Gleichzeitig wird von einem positiven Effekt der Netzparität auf den Photovoltaik-Markt ausgegangen, ohne dass näher ausgeführt oder bzgl. seiner potenziellen Tragweite untersucht wird. Auch wissenschaftliche Studien beschäftigen sich in erster Linie mit möglichen Faktoren, welche den Zeitpunkt des Eintretens der Netzparität beeinflussen, und kaum mit den möglichen Auswirkungen. Um diese besser beurteilen zu können, muss zwangsweise auch berücksichtigt werden, in welcher Höhe Haushalte überhaupt in der Lage sind, den selbst erzeugten Strom auch zeitgleich selbst zu verbrauchen. In diesem Zusammenhang muss auch das Potenzial durch die mögliche Verwendung von Energiespeichern berücksichtigt werden. Vor dem Hintergrund der angestrebten Energiewende hin zu einem Energieversorgungssystem, das weitgehend auf erneuerbaren Energien beruht, wird der Speichertechnologie allgemein eine stark wachsende Bedeutung beigemessen, um insbes. Schwanken bei der Energieerzeugung durch Wind und Sonne auszugleichen. Daher wird im Rahmen dieser Studie genau diese Verknüpfung zwischen Netzparität, Eigenverbrauchspotenzialen und deren Beeinflussbarkeit durch technologische Maßnahmen und Verhaltensänderungen systematisch untersucht, um auf dieser Basis Rückschlüsse über mögliche Auswirkungen der Netzparität sowie der Eigenverbrauchsförderung durch das EEG zu erlauben.

Allerdings wird auch Frage der Eigenverbrauchspotenziale bisher nur unbefriedigend bspw. durch Simulationen auf Basis 15-minütiger Ertrags- und Lastprofile behandelt, die weder die real vorkommenden Verbrauchsspitzen noch die bspw. durch Wolkenzug entstehenden kurzzeitigen Schwankungen bei der PV-Energieerzeugung in angemessener Weise berücksichtigen. Auch bezüglich der Wirtschaftlichkeit der Nutzung von Speichertechnologien gibt es bisher nur ungefähre Aussagen von Seiten der Hersteller. Den sich aus diesen Defiziten ergebenden Forschungsbedarf greift die vorliegende Studie durch die Verwendung zeitlich hoch aufgelöster Stromerzeugungs- und Lastprofile auf. Diese sollen genauere Aussagen zur möglichen Höhe und Beeinflussbarkeit von Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms sowie zum möglichen Deckungsgrad des eigenen Strombedarfs durch selbst erzeugten Strom („Eigendeckung“) ermöglichen.

4 Ermittlung des technischen Eigenverbrauchs- und Eigendeckungspotenzials

Der Eigenverbrauch des erzeugten Solarstroms sowie die Deckung des eigenen Strombedarfs durch den selbst erzeugten Solarstrom („Eigendeckung“) hängen vor allem von der Höhe der Stromerzeugung der Anlage und des Strombedarfs des Haushalts ab, sowie davon, inwieweit Erzeugung und Bedarf zeitlich zusammenfallen. Die Stromerzeugung ist wiederum abhängig von technischen Anlagenparametern, Standort- und Umweltbedingungen, während der Verbrauch in erster Linie von der Haushaltsgröße, der Geräteausstattung und dem Nutzungsverhalten abhängt. Folgerichtig besteht die Möglichkeit, Eigenverbrauch und Eigendeckung durch angepasste Anlagenplanung, gezielte Verhaltensänderungen oder mit Hilfe von Automatisierungstechnik in einem gewissen Rahmen positiv zu beeinflussen. Darüber hinaus ist es möglich, das zeitliche Auseinanderfallen von Erzeugung und Bedarf mit Hilfe von elektrischen Speichern auszugleichen. Eine Vielzahl von Forschungs- und Entwicklungsprojekten sowie erste konkrete Produkte und Produktankündigungen finden sich derzeit im Bereich der oben genannten Automatisierungstechnik („smart metering“, „smart home“) sowie der genannten Speichertechnik. Beiden Technologien kommt dabei die am 01. Juli 2010 in Kraft getretene Änderung des EEG entgegen, die den Eigenverbrauch von PV-Strom deutlich lukrativer macht. Die Automatisierungstechnik erfährt dabei zusätzlichen Rückenwind durch die Vorschrift, dass ab 2011 Energieversorgungsunternehmen gemäß §40 Energiewirtschaftsgesetzbuch dazu verpflichtet werden, ihren Endverbrauchern zeit- oder lastvariable Tarife anzubieten.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich für die mit der Frage der Netzparität eng verbundenen Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsquoten folgende Fragen, welche in diesem und den folgenden beiden Kapiteln näher untersucht werden:

1. Wie hoch fallen die real zu erwartenden Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsquoten unter Berücksichtigung der Parameter PV-Stromerzeugung, Stromverbrauch und Nutzerverhalten aus?
2. Wie groß ist der Einfluss von Automatisierungs- und Speichertechnologien auf die Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsquoten sowie auf die Kosten des Systems?
3. Wie stellt sich die Netzparität unter Berücksichtigung der in der Realität zu erwartenden Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsquoten dar?

Um diese Fragen näher untersuchen zu können, sind zeitlich hoch aufgelöste Simulationen notwendig, welche auch die kurzzeitigen Schwankungen auf Erzeugungsseite (bspw. durch Wolkenbruch) und Verbrauchsseite in angemessener Weise berücksichtigen. Im Folgenden wird zunächst das methodische Vorgehen sowie die Datengrundlage vorgestellt, an welche sich eine Darstellung der entsprechenden Ergebnisse anschließt.

4.1 Datengrundlagen und Methode

Hinsichtlich der Datengrundlage sind zunächst Erzeugungsdaten und Verbrauchsdaten voneinander zu unterscheiden, welche im Folgenden jeweils einzeln dargestellt werden. Anschließend erfolgt eine Erläuterung des Simulationsmodells, der durchgeführten Modellrechnungen sowie der zu Grunde gelegten Annahmen.

4.1.1 Datengrundlage der Stromerzeugungsseite

Als Datengrundlage für die Erzeugungsseite standen reale Stromerzeugungsdaten einer Aufdach-Solaranlage zur Verfügung (Tab. 4.1). Es handelt sich dabei um eine Anlage in Mittelfranken, für die Daten mit einer minutengenauen Auflösung über einen Zeitraum von sechs Jahren vorliegen. Die Daten dieser monokristallinen Anlage mit 5,04 kWp installierter Leistung dienten daher als erzeugungsseitiger Input für die Simulation. Der mittlere Jahresertrag der Anlage über fünf Betriebsjahre lag bei 1.068 kWh/kWp ($\pm 3\%$). Für die Simulation wurden die gesamten Erzeugungsdaten des Jahres 2008 gewählt, welches mit 1.061 kWh/kWp am nächsten am Mittelwert lag. Um den Einfluss unterschiedlicher Anlagengrößen zu untersuchen wurden die Erzeugungsdaten auf 3, 4 und 5 kWp normiert.

Tab. 4.1: Anlagen-Parameter der akquirierten PV-Erzeugungsdaten

Standort	91710 Gunzenhausen (Mittelfranken)
Markierung in Karte	A
Datenquelle	Klungler 2010
Zeitraum	8.7.04 - 15.6.2010
Auslösung [min]	1 min
Installierte Leistung [kWp]	5,04
Inbetriebnahme	07.01.2004
Fläche	33,08
m²/kWp	6,56
Azimut [Grad]	13° SW
Neigung [Grad]	45°
Modul-Typ	28 x Sanyo HIT 180 (HIP-J54BE2)
Wechselrichter	SMA Sunnyboy 4200 TL
Datenlogger	Eigenbau

4.1.2 Datengrundlage der Verbrauchsseite

Für die Analyse der Verbrauchsseite wurden mit Blick auf die Situation in Ein- und Zweifamilienhäusern mit Solaranlagen sowohl ein Haushalt mit vier Personen (2 Erwachsene, 2 Kinder), sowie mit zwei Personen (2 Erwachsene) angenommen. Alle elektrischen Verbraucher wurden ebenfalls minutengenau über die Dauer eines Jahres modelliert. Dazu dienten die durchschnittlichen Verbrauchsdaten sowie die durchschnittliche Geräteausstattung und Gerätenutzung eines Vier- und eines Zweipersonenhaushaltes auf der Basis von Daten aus aktuellen Studien und Statistiken (Tab. 4.2) (Schlomann et al. 2004; Stadtwerke Chemnitz 2010; Rüdener und Gießhammer 2004; Stadtwerke Hof 2010; Stadtwerke Reutlingen 2010; Veit 2009; Gröger et al., with Zangl, Brommer, et al., Rainer Dr. Gießhammer 2009). Auf Grundlage dieser Erhebungen wurde der Zweipersonenhaushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 3.000 kWh/Jahr modelliert, der Vierpersonenhaushalt mit 4.500 kWh/Jahr.

Insgesamt wurde für 32 verschiedene Geräte die durchschnittliche Leistungsaufnahme bei Standby und Betrieb aus aktuellen Marktdaten ermittelt. Zur Bildung der Durchschnittswerte wurden für jede Geräteklasse die Verbrauchsdaten von 10–20 Einzelgeräten herangezogen. Die Verbrauchs-

daten beruhen auf Messungen im Rahmen von Produkt-Tests, überwiegend der Stiftung Warentest sowie des c't Magazins für Computertechnik (siehe Anhang) (c't 2007; c't 2008; c't 2009; Stiftung Warentest 2008; Stiftung Warentest 2009; Stiftung Warentest 2010a; Stiftung Warentest 2010b).¹ Die dabei ermittelten minimalen Verbräuche für jede Geräteklasse wurden zusätzlich für eine Variante verwendet, in der die Nutzer ihre Geräte konsequent nach einem möglichst niedrigen Stromverbrauch auswählen (Variante „Energiesparer“).

Tab. 4.2: Durchschnittlicher Stromverbrauch für unterschiedliche Haushaltsgrößen gemäß aktueller Studien [kWh/Jahr]

#	Studie/Quelle	Single	2 Pers.	3 Pers.	4 Pers.
1	IFEU (2006)	1.790	3.030	3.880	4.430
2	Verifox (2010)	1.500	2.800		
3	Fraunhofer ISI (Schloman et al. 2004)	1.901	3.334	4.163	4.563
4	Öko-Institut (Veit 2009)	1.973	3.261	4.240	4.902
5	Stiftung Warentest (2009)	1.596			
6	RWI/Forsa (2008)	1.973	3.261	4.290	4.902
7	Stromtarife.com (2010)	1.600	2.700	3.600	4.300
8	Strom-Prinz.de (2010)	1.800	2.700	3.400	4.000
9	Wikipedia: Verbrauch (2010)	1.800	3.030	3.880	4.430
10	Umweltbewusst-heizen.de (2010)	1.790	3.030	3.880	4.430
11	Stadtwerke Reutlingen (2010)	1.600	2.800	3.900	4.500
12	Stadtwerke Aahlen (2010)	1.600	2.800	3.900	4.500
13	Stadtwerke Hall (2010)	1.870	3.160	4.050	4.600
14	Stadtwerke Pforzheim (2010)	1.790	3.030	3.800	4.430
15	ENWAG	1.800	2.800		
16	Stadtwerke Bonn (ohne Warmwasserbereitung)	1.200	2.200	3.000	3.600
17	Stadtwerke Bonn (mit Warmwasserbereitung)	1.900	3.300	4.500	5.500
	Mittelwert	1.734	2.952	3.892	4.506

Für einige Geräte wurden minutengenaue Lastprofile auf Grundlage eigener Verbrauchsmessungen (Waschmaschine, Geschirrspüler, Kühlschrank, Herd) oder generisch auf Grundlage von Literaturdaten (Wäschetrockner, Gefriertruhe, Bügeleisen) erstellt (Abb. 4.1). Für die Gefriertruhe wurde darüber hinaus ein zusätzliches Lastprofil erstellt, in dem das Gerät zwecks Eigenverbrauchs-optimierung von 5:00 Uhr bis 10:00 Uhr mittels einer Zeitschaltuhr vom Netz getrennt wird und danach entsprechend länger kontinuierlich durchläuft, sodass sich am Tagesstromverbrauch des Gerätes insgesamt nichts ändert (Abb. 4.1 unten). Dieses Lastprofil geht zusammen mit anderen niedrig-investiven, systematischen „low-tech“-Änderungen in eine Variante ein, in welcher der Haushalt die Nutzungszeiten aller großen Verbraucher mittels Zeitschaltuhren in Tageszeiten verlegt, zu denen potenziell die Sonne die benötigte Energie liefern kann (Variante „Systematische Optimierung“).

¹ Neben der hier angenommenen „Durchschnittsausstattung“ gibt es viele weitere elektrische Verbraucher wie z. B. elektrische Rasenmäher, Spielekonsolen, Power-Gaming, Sauna, Solarium, Massageliegen, elektrische Wärmedecken, elektrische Heizungen oder Warmwasserbereitungen. Diese sind jedoch nicht in jedem Haushalt anzufinden und es lagen zudem keine „durchschnittlichen“ Verbrauchsprofile vor.

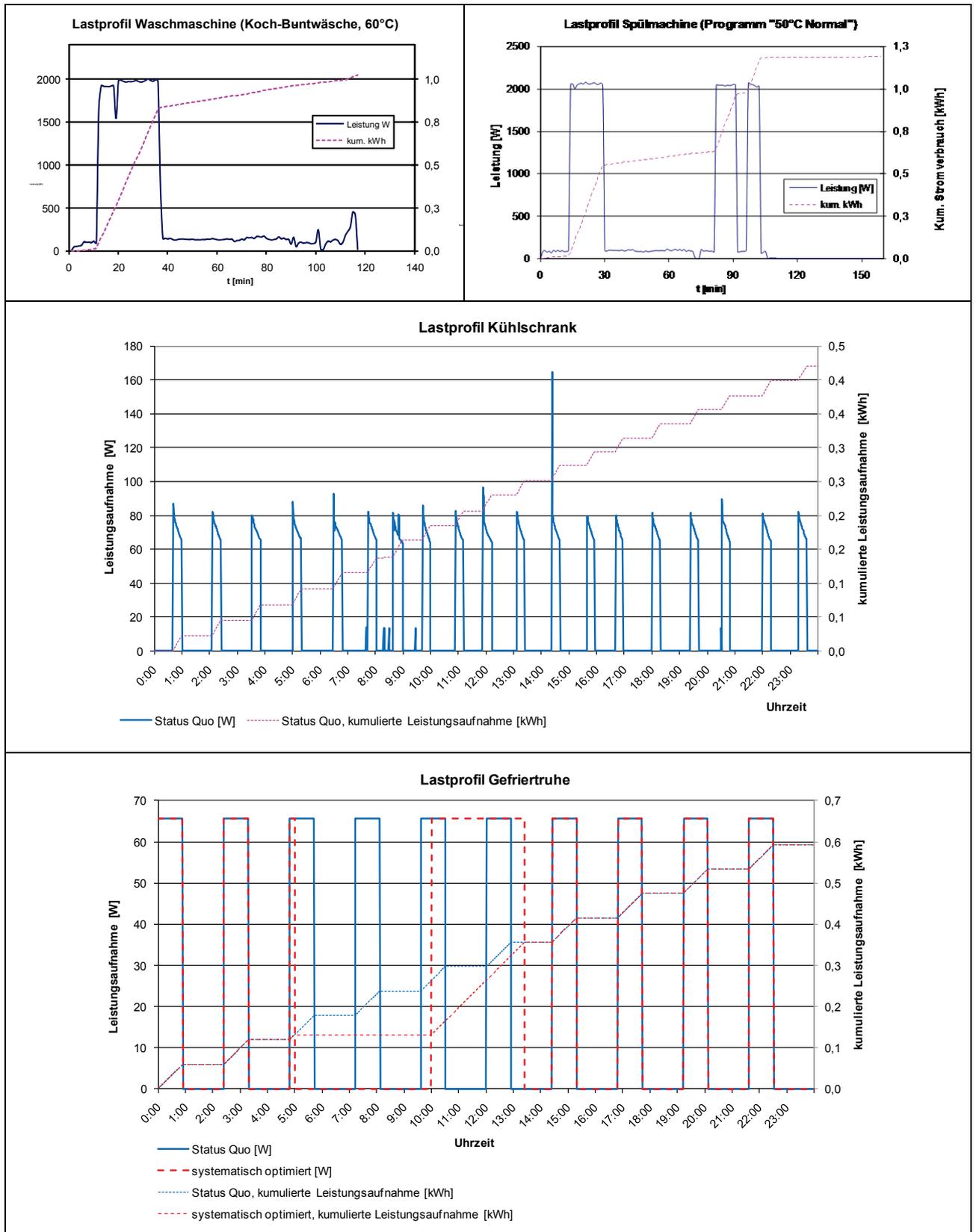


Abb. 4.1: Minutengenaue Lastprofile ausgewählter elektrischer Verbraucher

Für die Simulation wurden Standard-Wochen mit unterschiedlichem Nutzungsverhalten für Sommer, Winter und Übergangszeit modelliert, um so saisonale Verbrauchsunterschiede zu berücksichtigen (siehe Anhang). Die Modellierung der einzelnen Wochentage der unterschiedlichen Jahreszeiten orientierte sich dabei an den 15-minütigen Standardlastprofilen für Privathaushalte des Centrums für Energietechnologie Brandenburg (CEBra 2007). Diese Lastprofile werden von den Stromanbietern zur Abwicklung der Stromlieferung an Letztverbraucher verwendet und beruhen auf statistischen Durchschnittsverbräuchen, die folglich keinerlei echte Lastspitzen enthalten, wie sie in der Realität auftauchen (Abb. 4.2). Dementsprechend eignen sich diese Daten nur als grober Anhaltspunkt, zu welchen Tageszeiten durchschnittlich wie viel Strom verbraucht wird. Erst die sich daran orientierende minutengenaue Modellierung mit individuellen Lastprofilen aller einzelnen Geräte ergibt ein realistisches Abbild eines entsprechenden Haushaltslastprofils (Abb. 4.3).

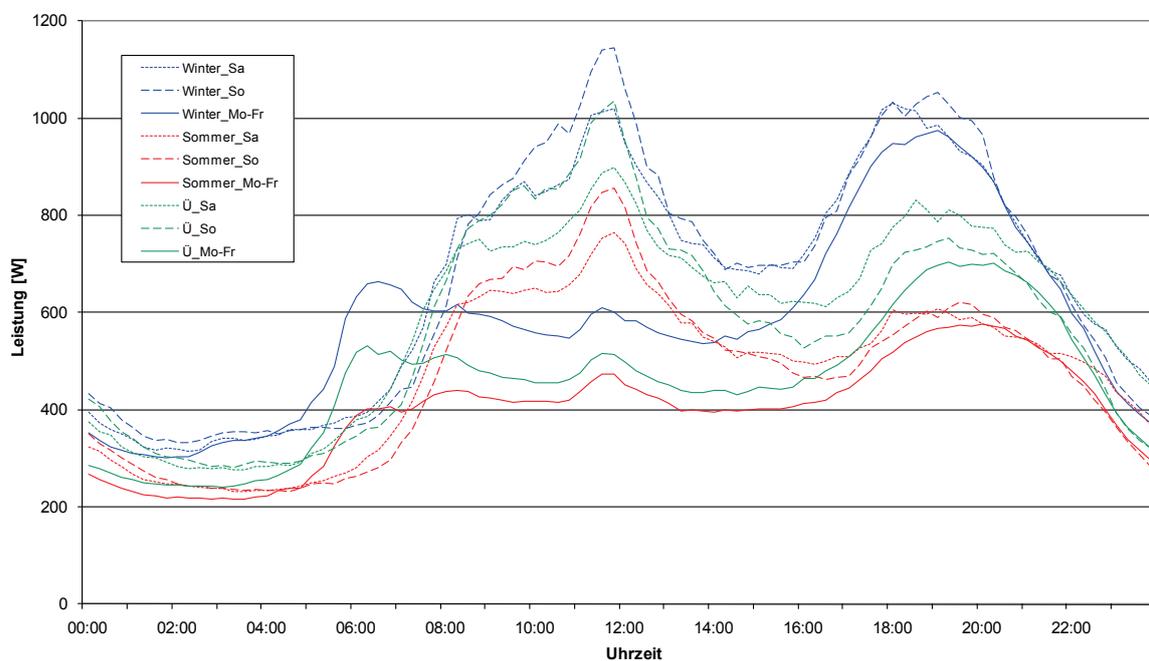


Abb. 4.2: Standardlastprofil eines 4-Personen-Haushalts mit 4.500 kWh/Jahr für unterschiedliche Jahreszeiten und Wochentage, 15-minütige Auflösung (CEBra 2007)

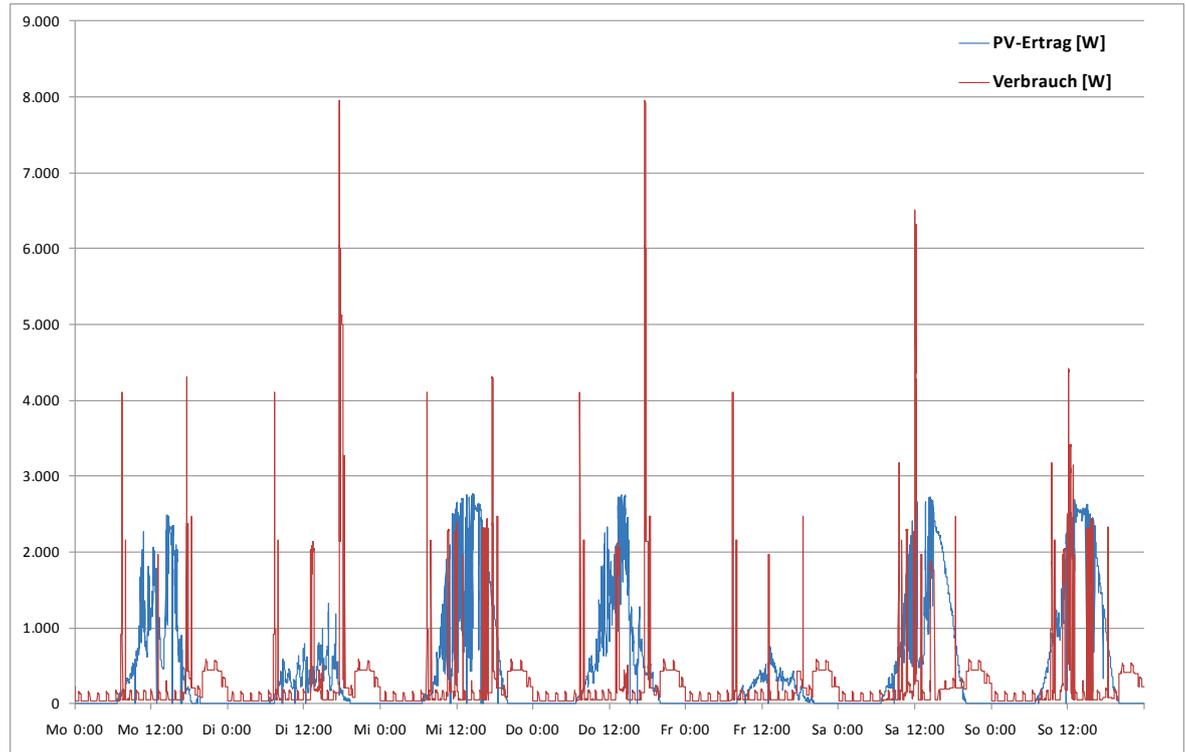


Abb. 4.3: Beispiel der PV-Erträge und Verbräuche eines 2-Personenhaushaltes in der Woche 11.-17.08.2008 (1-minütige Auflösung, 3 kWp Anlagenleistung)

4.1.3 Allgemeine Annahmen, zentrale Parameter und Varianten des Modells

Die zeitliche Nutzung elektrischer Geräte ist an sich höchst individuell und hängt stark von persönlichen Angewohnheiten, Vorlieben, Lebensumständen, Arbeitsverhältnissen und Umwelteinflüssen ab. Die Nutzung folgt auch nicht unbedingt einem sich täglich oder wöchentlich wiederholenden Schema, sondern wird zumindest teilweise beeinflusst von temporären Gemütszuständen, Interaktionen mit anderen Individuen sowie externen Einflüssen. Die betrifft insbesondere den Bereich der Freizeitgestaltung, der je nach Interessenlage stark abhängig sein kann von Wetter, Kulturprogramm, Fernsehprogramm, dem Alter eventuell vorhandener Kinder und vieler weiterer Faktoren. Freizeitgestaltung steht häufig in Konkurrenz zu den im Haushalt anfallenden Tätigkeiten und Aufgaben, kann aber auch mit diesen verbunden werden (bspw. wenn die Waschmaschine läuft während man gleichzeitig bügelt und fern sieht). Der einzige Tagesabschnitt, der sich relativ schematisch und Tag für Tag wiederholt, ist streng genommen daher die Arbeitszeit der Erwachsenen sowie die Schul- oder Kindergartenzeit vorhandener Kinder. Auch hier gibt es bereits eine Vielzahl möglicher Arbeitszeitmodelle und Betreuungsmöglichkeiten, welche im Einzelfall extrem von den im Folgenden getroffenen Annahmen abweichen und somit zu völlig anderen Ergebnissen führen können.

Will man den Einfluss bestimmter Parameter abschätzen, ist eine gewisse Schematisierung des Tages- bzw. Wochenablaufs unumgänglich. Für die Modellierung des Vierpersonenhaushalts wurde ein berufstätiges Elternpaar mit zwei Kindern im schulpflichtigen Alter angenommen. Die Kern-

arbeitszeit wurde mit wochentags 8:00 Uhr bis 17:00 Uhr angesetzt. Die Kinder besuchen keine Ganztagschule, sodass ab dem frühen Nachmittag bereits Aktivitäten im Haus zu erwarten sind, die neben PC-Arbeit und Freizeitaktivitäten (Musik hören, fernsehen) auch das Kochen oder Aufwärmen von Malzeiten sowie einfache Haushaltsarbeiten umfassen können. Die Mehrzahl der Aktivitäten in Küche und Haushalt erfolgt im Standard-Modell („Status Quo“, s.u.) unter der Woche abends, am Wochenende auch tagsüber. Auf dieser Basis wurden Standardwochen für Sommer, Winter und Übergangszeit modelliert. Innerhalb einer Jahreszeit sind alle Wochen identisch. Die Wochentage sind hingegen nicht identisch und berücksichtigen die unterschiedlichen Verbräuche für Werktage, Samstag und Sonntag. Eine zusätzliche Berücksichtigung von Feiertagen, Wochenendausflügen oder Urlaubszeiten fand in diesem vereinfachten Modell nicht statt. Die Auswirkungen dieser Einflüsse werden jedoch qualitativ im Ergebnisteil diskutiert. Für den Zweipersonenhaushalt gelten prinzipiell die gleichen Annahmen, jedoch entfällt hier der Einfluss der Kinder am frühen Nachmittag.

Zur Untersuchung des Einflusses des **Nutzerverhaltens** wurden zunächst die folgenden drei Nutzungsvarianten entwickelt:

- 1) **Status Quo:** Tätigkeiten in Küche und Haushalt erfolgen werktags vor allem abends, am Wochenende auch tagsüber. Aktivitäten im Haus werden durch Kinder schon ab dem frühen Nachmittag möglich.
- 2) **Systematische Optimierung:** Energieintensive Verbraucher (Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspülmaschine, Bügeleisen, Staubsauger) werden auch während Abwesenheitszeiten mittels Zeitschaltuhr oder verändertem Nutzerverhalten in einen Zeitraum verlegt, in dem die PV-Stromerzeugung potenziell am höchsten ist (11:00 bis 16:00 Uhr). Dies geschieht unabhängig von der tatsächlichen Stromerzeugungslage. Tätigkeiten werden also pauschal innerhalb eines Tages verschoben, und nicht auf andere Tage mit wetterbedingt besseren PV-Erträgen. Dies ist relativ einfach realisierbar, da die meisten Elektrogroßgeräte optional bereits mit einem integrierten Timer verfügbar sind. Zusätzlich wird auch die Gefriertruhe mittels einer Zeitschaltuhr in der Zeit von 5:00 bis 10:00 Uhr vom Netz getrennt, um danach entsprechend länger kontinuierlich durchzulaufen, sodass sich am Tagesstromverbrauch des Gerätes insgesamt nichts ändert (Abb. 4.1 unten).
- 3) **Optimierung nach Stromerzeugungslage („Smart“):** Hierbei handelt es sich um eine Modifikation der zweiten Variante, welche zusätzlich die prognostizierte Erzeugungslage der nächsten Tage aufgrund von Erzeugungs- bzw. Solarstrahlungsprognosen berücksichtigt. Energieintensive Verbraucher werden ggf. um ein bis drei Tage verschoben, wenn innerhalb dieser Zeitspanne deutlich höhere Erträge zu erwarten sind. In der Praxis kann dieses Verhalten näherungsweise manuell durch das Verfolgen des Wetterberichts oder von Prognosetools oder automatisiert durch entsprechende technische Lösungen erfolgen. Da gegenwärtig die nicht-automatisierte und daher kostengünstige „smarte“ Variante bereits heute von vielen Anlagenbesitzern praktiziert wird, wird im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von dieser low-cost-Variante ausgegangen. Im Fall der Nutzung technischer Steuerungsgeräte fallen zusätzliche Kosten an, die dann die Rendite der Anlage weiter schmälern.

Bezüglich des **Stromverbrauchs der einzelnen Elektrogeräte** wurde jede dieser drei Varianten in zwei Modifikationen berechnet:

- a) **Durchschnittsverbrauch:** Durchschnittliche Verbrauchswerte aller Elektrogeräte laut Marktdaten.

- b) **Energiesparer:** Möglichst sparsame Geräte laut Marktdaten, da PV-Anlagenbetreiber eventuell sehr energiebewusst ihre Geräte auswählen.

Da jedes dieser insgesamt 6 Modelle für jeweils drei Ertragsvarianten (2,7 / 3,6 / 4,5 MWh/a) und zwei Haushaltstypen berechnet wurde, ergeben sich insgesamt 36 unterschiedliche Varianten.

4.1.4 Technische Annahmen des Stromerzeugungssystems

4.1.4.1 Parameter der PV-Anlage

Maßgeblich für die absolute Stromerzeugung ist vor allem die installierte Anlagenleistung. Für die Modellrechnungen sollte ursprünglich die durchschnittlich installierte Anlagenleistung auf privaten Hausdächern herangezogen werden. Betrachtet man nur die für Ein- bis Zweifamilienhäuser am ehesten in Frage kommenden Anlagen bis 10 kWp, so beträgt laut EEG-Anlagenregister deren durchschnittliche Anlagengröße 5,25 kWp (DGS 2010). Tendenziell ist die installierte Leistung der Aufdach-PV-Anlagen typischer Einfamilienhäuser in den letzten Jahren immer weiter gestiegen. Zu Zeiten des 1.000-Dächer-Programms lag diese noch unter 2 kWp (Bröer 2010). Legt man die Werte des EEG-Anlagenregisters von Januar bis September 2009 zu Grunde, so sind es durchschnittlich bereits 6,25 kWp. Allerdings zählt dieses Register auch Anlagenerweiterungen als selbstständige Anlagen und gilt als nicht völlig frei von Fehlern (Solarthemen 2010). Nimmt man das freiwillige Anlagenregister des SFV als Datengrundlage, so ergibt sich eine durchschnittliche Anlagenleistung von 5,08 kWp (SFV 2010).

Um den Einfluss unterschiedlicher PV-Erträge auf Eigenverbrauch und Eigendeckung näher zu untersuchen, wurden die oben vorgestellten Szenarien jeweils mit einer Anlagenleistung von 3, 4 und 5 kWp berechnet. Die kleineren Anlagen werden vor allem deswegen mit berücksichtigt, da die aktuellen EEG-Vergütungssätze zu einem möglichst hohen Eigenverbrauch motivieren. Dieser steigt prinzipiell mit abnehmender Anlagenleistung. Optimiert ein Haushalt also auf den Eigenverbrauch, so könnten tendenziell auch wieder kleinere Anlagen stärker gefragt werden, zumal bei diesen der Fremdfinanzierungsbedarf generell niedriger ausfällt.

Neben der installierten Leistung hängt die Stromerzeugung einer Solaranlage von einer Vielzahl weiterer Faktoren ab. Neben der Modul- und Wechselrichtertechnik spielen auch Standortfaktoren (Ausrichtung, Dachneigung, Solarstrahlung, Verschattung) eine entscheidende Rolle. Die betrachtete Solaranlage weist in dieser Hinsicht sehr gute Parameter auf (Tab. 4.1, S. 27). Dementsprechend hoch fallen auch die erzielten Erträge von durchschnittlich 1.068 kWh/(kWp a) aus. Im Jahresmittel produziert die Anlage also rund 5.382 kWh/a. Nimmt man eine installierte Leistung von 3 bzw. 4 kWp, so ergeben sich 3.204 bzw. 4.272 kWh/a. Da diese absoluten Jahresstromerzeugungsmengen bereits alle anlagenspezifischen Parameter sowie Verluste des Wechselrichters enthalten, lassen sich Vergleiche zu anderen Anlagen am sinnvollsten auf Basis dieser Werte durchführen.

Für das Modell wurden für Deutschland typische Solarerträge von durchschnittlich 900 kWh/(kWp a) angesetzt. Bei 3–5 kWp Anlagenleistung werden dann 2,7–4,5 MWh Solarstrom pro Jahr erzeugt. Diese Jahresstromerzeugung ließe sich mit größeren bzw. kleineren Anlagen auch bei schlechteren respektive besseren spezifischen Erträgen realisieren (s. Tab. 4.3).

Tab. 4.3: Zuordnung der Jahresstromerzeugung (in MWh/a) zur Anlagenleistung (in kWp) abhängig von der Ertragserwartung in Deutschland

	Ertrag mäßig	Ertrag durchschnittlich	Ertrag gut
Jahresstromerzeugung	800 kWh/(kWp a)	900 kWh/(kWp a)	1.000 kWh/(kWp a)
4,5 MWh/a	5,6 kWp	5,0 kWp	4,5 kWp
3,6 MWh/a	4,5 kWp	4,0 kWp	3,6 kWp
2,7 MWh/a	3,4 kWp	3,0 kWp	2,7 kWp

4.1.4.2 Energiespeicher

Energiespeicher werden im Allgemeinen als Schlüsseltechnologie angesehen, um Eigenverbrauch und Eigendeckung zu maximieren und um langfristig die fluktuierende Erzeugung vor allem von Wind- und Solarenergie bei weiterhin stark steigendem Ausbau dieser Technologien in die Stromnetze einbinden zu können (Sauer 2009; Kleimaier 2009). Um den Einfluss unterschiedlich dimensionierter Speicher näher zu untersuchen, wurden fünf Speichersysteme mit einer Kapazität von 2,5 kWh, 5 kWh, 7,5 kWh, 10 kWh und 15 kWh in das Modell integriert. Genutzt wird der Speicher im Modell nach dem Prinzip der Überschussspeicherung: Demnach stehen die PV-Erträge zunächst für den Eigenverbrauch zur Verfügung. Überschüsse, die nicht selbst verbraucht werden, gehen in den Speicher, sofern dieser über noch freie Kapazität verfügt. Ist der Speicher geladen, so werden die Überschüsse ins Netz eingespeist. In der Praxis ist zu erwarten, dass der Speicher über ein ausgefeiltes Lademanagement geladen wird, um die Lebensdauer des Speichers zu verlängern. Eine solch komplexe Steuerung ist jedoch durch das Modell nicht abzubilden. Vielmehr gibt das Modell Auskunft darüber, welche Wirkung ein Speicher maximal entfalten könnte. In der Realität wird dieser Effekt nicht nur durch die Ladesteuerung etwas geringer ausfallen: Energiespeicher haben die Eigenschaft, mit zunehmendem Alter an Kapazität zu verlieren. Dieser Effekt ist stark von der verwendeten Technologie sowie von der Fertigungsqualität und den Betriebsparametern abhängig und wird ebenfalls nicht durch das Modell abgebildet. Darüber hinaus wird auch die Selbstentladung des Akkus von etwa 5 % pro Monat oder 0,00012 % pro Tag der Einfachheit halber vernachlässigt.

Technisch betrachtet findet beim Speichern eine Energieumwandlung statt, die zwangsläufig mit einem Energieverlust verbunden ist. Wie hoch dieser Verlust ausfällt, ist stark von der verwendeten Speichertechnologie abhängig. Derzeit werden zur Speicherung von PV-Strom für den privaten Gebrauch vor allem zwei Speichersysteme diskutiert: Zum einen sind dies die klassischen **Blei-Säure-Akkumulatoren**, wie man sie aus dem Kfz-Bereich oder aus photovoltaischen Inselsystemen schon lange kennt. Um im fluktuierenden Betrieb von PV-Anlagen eine angemessene Lebensdauer zu erreichen, werden sie als besonders zyklenfeste Panzerplattenbatterien angeboten (Häberlein 2010). Ihr Wirkungsgrad wird in der Literatur mit 80–90 % angegeben (Mahnke und Mühlhoff 2010). Eine neuere Entwicklung ist dagegen die Nutzung von Lithium-Ionen-Akkumulatoren, welche im Zusammenhang mit PV-Aufdachanlagen bisher nur in Feldversuchen erfolgte. Von ihnen verspricht man sich eine wesentlich höhere Lebensdauer sowie höhere Wirkungsgrade von 90–95 % (Tab. 4.4) (Mahnke und Mühlhoff 2010; Sauer 2009; Schuh 2010). Beide Systeme werden direkt mit dem von der PV-Anlage erzeugten Gleichstrom gespeist, wobei das Lademanagement durch einen zwischengeschalteten Batteriekonverter übernommen wird (Schuh 2010).

Tab. 4.4: Technische Eigenschaften elektrochemischer Energiespeicher

	Blei-Akku	Lithium-Ionen-Akku
Wirkungsgrad	65–90 %	90–95 %
Leistung	Als Akku-System bis 17 MW	Ab 1 kW – mehrere MW
Kapazität	1 kWh – 40 MWh	Bis 50 kWh
Energiedichte	25–40 Wh/kg	95 – 190 Wh/kg (in Einzelfällen bis 240 Wh/kg)
Selbstentladerate	5 % pro Monat	5 % pro Monat
Zyklenzahl	50 – 2.000	500 – 3.000 (bei 80%iger Entladung)
Spezifische Investitionskosten [€/kWh Kapazität]	heute 25–800 €/kWh	heute 800–1.500 €/kWh, Ø 1.000 €/kWh in 10 Jahren 230–300 €/kWh ²
Spezifische Speichernutzungskosten¹	heute um 0,2 €/kWh; in 5–10 Jahren um 0,07 €/kWh	heute um 0,4 €/kWh; in 5–10 Jahren um 0,08 €/kWh
Marktstadium	Marktreife	Marktanteil für Laptop, Handys; Prototypen für Automobilbranche
Entwicklungspotenzial	Verlängerung der Lebensdauer; Erhöhung der Leistungsfähigkeit	Erhöhung der Zyklenzahl; Kostenreduktion; Erhöhung der Energiedichte
Abschätzung der Lebensdauer in PV-Aufdächanlagen	2–5 Jahre bis 6,5 Jahre ³ bis 20 Jahre lt. Hrst. (Hoppke)	10–20 Jahre lt. Hrst. (Saft)
Quellen: Sofern nicht anders vermerkt (Mahnke und Mühlhoff 2010), sonst: ¹⁾ Sauer (2009); ²⁾ Schuh (2007); ³⁾ SolarWorld (2010)		

Für beide Speichertechnologien gibt es derzeit auch konkrete Produktankündigungen von namhaften Vertretern aus der PV- und Speicherbranche, die mit angepassten Lösungen eine Optimierung des Eigenverbrauchs versprechen. Tab. 4.5 gibt einen Überblick über die entsprechenden Systeme basierend auf Herstellerangaben. Allerdings darf angesichts der zunehmenden Verknappung von Lithium sowie der erwarteten starken Nachfrage dieser Technologie im Bereich der Elektrofahrzeuge durchaus begründete Skepsis bezüglich der von den Herstellern erwarteten enormen Kostenreduktionspotenzialen für die kommenden Jahre geäußert werden. Skepsis ist auch bezüglich der prognostizierten Lebensdauer der Systeme angebracht, da bisher keine langfristigen Betriebserfahrungen mit dieser noch jungen Technologie in stark fluktuierenden PV-Systemen existieren.

Für die technische Modellierung wurde zunächst mit einem Wirkungsgrad von 90 % für den Speicher gerechnet. Dieser liegt am oberen Ende der in der Literatur angegebenen Werte von Blei-Akkumulatoren und am unteren Ende derer von Lithium-Ionen-Akkus.

Der Vollständigkeit halber soll an dieser Stelle nicht unerwähnt bleiben, dass neben den hier vorgestellten Batteriesystemen noch eine Vielzahl weiterer Speichersysteme existiert, die derzeit für das hier besprochene Anwendungsfeld aber nicht diskutiert werden (Mahnke und Mühlhoff 2010). Allenfalls Hochleistungskondensatoren („UltraCaps“) werden derzeit als Ergänzung der

oben vorgestellten Batteriesysteme diskutiert. Diese hoch effizienten, überaus teuren und mit mehreren Hunderttausend Ladezyklen äußerst langlebigen Kurzzeitspeicher können die kurzzeitigen Fluktuationen bei der Energieerzeugung weitgehend ausgleichen und somit die Lebensdauer obiger Speichersysteme erheblich verlängern (Bodach et al. 2010).

Tab. 4.5: Produktankündigungen für photovoltaische Speichersysteme

(basierend auf Herstellerangaben sowie Bröer 2010; Rentzing 2010)

	Blei-Säure-Akku	Lithium-Ionen-Akku	Lithium-Ionen-Akku
Anbieter	Solarworld/ Hoppeke	Dispatch Energy Innovations/ ISE/ ISIT	Conergy/ Saft/ Voltwerk
Geplante Markteinführung	Ende 2010	2011	2012
Kapazität	7.000 Wh	5.000 Wh	8.000 Wh
Geschätzte Kosten bei Markteinführung	400–800 €/kWh → 3.000–6.000 € gesamt	1.000 €/kWh → 5.000 € gesamt	350 €/kWh → 2.800 € gesamt
Wirkungsgrad	85-90 % (?)	> 95 %	95 %
Zyklenzahl	ca. 2.000	> 7.000 (bei 100 % Entladung (DoD))	bis 7.000
Abschätzung der Lebensdauer in PV-Aufdachanlagen	bis 6,5 Jahre	20 Jahre	10-20 Jahre

4.2 Ergebnisse der technischen Simulation

Zu den wichtigsten Ergebnissen gehören die absoluten Energieerzeugungsdaten und Verbräuche sowie die Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsanteile mit und ohne Speicher. Darüber hinaus wird das Verhältnis von Erzeugung zu Verbrauch dargestellt sowie die Speicherverluste. Auch der Verbrauch der einzelnen Geräte wird dargestellt. Darüber hinaus erfolgt eine Ermittlung von PV-Stromerzeugung und Verbräuchen sowie der Eigenverbräuche getrennt nach Tageszeitabschnitten, sodass insbesondere Verbrauchsverlagerungen nachgewiesen werden können. Insgesamt liefert die Outputdatei jeder Modell-Variante für jeden Monat etwa 500 Ergebniswerte. Die Daten der einzelnen Monate werden zu Jahreszeiten und diese wiederum zu Daten des gesamten Jahres aggregiert.

4.2.1 Eigenverbrauch und Eigendeckung

Die folgenden Abbildungen stellen die Ergebnisse der Szenarien hinsichtlich Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsanteil dar (Abb. 4.4 bis Abb. 4.7). Darüber hinaus wird der monatsspezifische Verlauf der Eigendeckung (Abb. 4.8) am Beispiel des 4-Personen-Haushalts gezeigt.

Bezüglich des **Eigenverbrauchs** von Solarstrom (Abb. 4.4 und Abb. 4.5) lassen sich folgende Ergebnisse ableiten:

- Wenn PV-Anlagenbetreiber keine Maßnahmen ergreifen (**Variante „Status Quo“**) und über eine durchschnittliche Geräteausstattung verfügen, dann wird er im Regelfall die 30%-Quote nicht erreichen. Nur eine Variante mit der kleinsten Anlage und dem höchsten Verbrauch (4-Personen-Haushalt) übertrifft mit 32,1% diese Grenze. Für den 4-Personen-Haushalt mit einer 5-kWp-Anlage liegt der Wert nur noch bei 24 %, beim 2-Personen-Haushalt nur noch bei 18%.
- Sinkt der Verbrauch aufgrund einer (vollständigen) Ausstattung mit **Energiespargeräten**, dann sinken auch die Eigenverbrauchsquoten deutlich: der oben genannte (einzige) Haushalt, der über den 30% lag, würde dann nur noch 23% erreichen. Der 2-Personen-Haushalt mit der größten Anlage erreicht mit einer solchen Ausstattung 12 %.
- Schon durch die niedrig-investive **systematische Optimierung** lassen sich die Eigenverbrauchsquoten bei einem 4-Personen Haushalt mit durchschnittlicher Geräteausstattung und der kleinsten Anlage auf 40 % anheben. Auch mit der größten Anlage erreicht ein solcher Haushalt noch knapp über 30%. Beim 2-Personen-Haushalt werden jedoch auch durch diese Maßnahme in keinem Fall die 30% erreicht. Betrachtet man zusätzlich den Fall einer vollständigen Ausstattung mit Energiespargeräten, dann erreicht kein Haushalt die 30%-Grenze, der erstgenannte Haushaltstyp erreicht hier mit 29% Eigenverbrauch den höchsten Wert.
- Die **Optimierung nach Erzeugung (Variante „Smart“)** weist für den 4-Personen-Haushalt gegenüber der systematischen Optimierung zwar nur noch ein geringes Verbesserungspotenzial von 2–3 Prozentpunkten auf. Allerdings überschreitet damit die Mehrzahl der hier betrachteten Haushaltsvarianten die 30%-Grenze. Der 2-Personen-Haushalt mit der größten dargestellten Anlage erreicht 25%. Der höchste Wert, den der 4-Personen-Haushalt mit Durchschnittsgeräten erreicht, liegt bei 42%. Die konsequente Nutzung von Energiespargeräten führt wieder zu einer Verringerung der Eigenverbrauchsquoten auf 21%-36%.
- Insgesamt verringert der konsequente Einsatz von **Energiespargeräten** die realisierbaren Eigenverbrauchsquoten über alle Szenarien hinweg um 18–33 %, sodass Quoten von 12–36 realisierbar sind.
- Schon der Einsatz eines kleinen **Speichers** von 2,5 kWh Kapazität hat einen signifikanten Effekt auf den Eigenverbrauch: dieser verdoppelt sich in etwa und führt zu Quoten von 33–68 %. Weitere signifikante Erhöhungen auf Quoten von 43–95 % lassen sich durch Erhöhung der Speicherkapazität auf 7,5 kWh erreichen. Demgegenüber führen höhere Kapazitäten dagegen kaum zu nennenswerten Zuwächsen.

Möchte ein PV-Anlagebetreiber sich zu einem möglichst großen Teil selbst versorgen, so sind die realisierbaren **Eigendeckungsquoten** (Solarstromanteil am gesamten Stromverbrauch des Haushalts) zu ermitteln. Die Abb. 4.6 und Abb. 4.7 zeigen die diesbezüglichen Ergebnisse und Quoten, die anhand der oben beschriebenen Szenarien und Haushaltsvarianten berechnet wurden. Die ermittelten Daten zeigen folgende Effekte:

- Im Gegensatz zu den Eigenverbrauchsquoten steigen die Eigendeckungsquoten mit zunehmender PV-Stromerzeugung und abnehmenden Verbräuchen.
- Ohne Veränderungen (Status Quo) lassen sich Eigendeckungsquoten von 20–34 % erzielen. Durch systematische Optimierung lassen sich diese um 3–7 Prozentpunkte steigern. Die wetterabhängige Optimierung (Smart) lässt eine weitere Verbesserung um 2–4 Prozentpunkte zu, sodass Quoten von 25–35 % erreicht werden können.

- Durch den konsequenten Einsatz von **Energiespargeräten** lässt sich die Eigendeckung um nochmals 18–26 % verbessern. Somit ergeben sich Eigendeckungsbeiträge von zwischen 22–39 %.
- Analog zur Eigenverbrauchsquote zeigen auch bei der Eigendeckungsquote kleine bis mittlere **Speicher** ein deutliches Verbesserungspotenzial. So könne Quoten von 40–79 % (2,5 kWh) bzw. 56–93 % (7,5 kWh) erreicht werden.
- Eine Vollversorgung mit selbst produziertem Strom ist in den hier betrachteten Szenarien auch mit großen Speichern nicht möglich. Sie scheitert vor allem an schlechten Erträgen während der Wintermonate (Abb. 4.8) und würde sehr große PV-Anlagen erfordern.

Die hier dargestellten Ergebnisse weisen naturgemäß eine starke Abhängigkeit vom Verbrauch auf. Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsquoten verändern sich also mehr oder weniger stark, je mehr ein realer Haushalt von dem hier angenommenen „durchschnittlichen Geräteprofil“ und/oder den Nutzungszeiten (siehe oben) abweicht. Zusätzliche Verbraucher, die tagsüber betrieben werden (z.B. elektrische Rasenmäher) können die Anteile erhöhen, andere wie z.B. eine Sauna, die überwiegend abends und im Winter betrieben wird, diese verringern. Insgesamt ist aber eher davon auszugehen, dass es sich bei den hier dargestellten Daten eher um konservative Ergebnisse handelt, da im Modell z.B. kein Urlaub oder andere Abwesenheitszeiten berücksichtigt wurden.

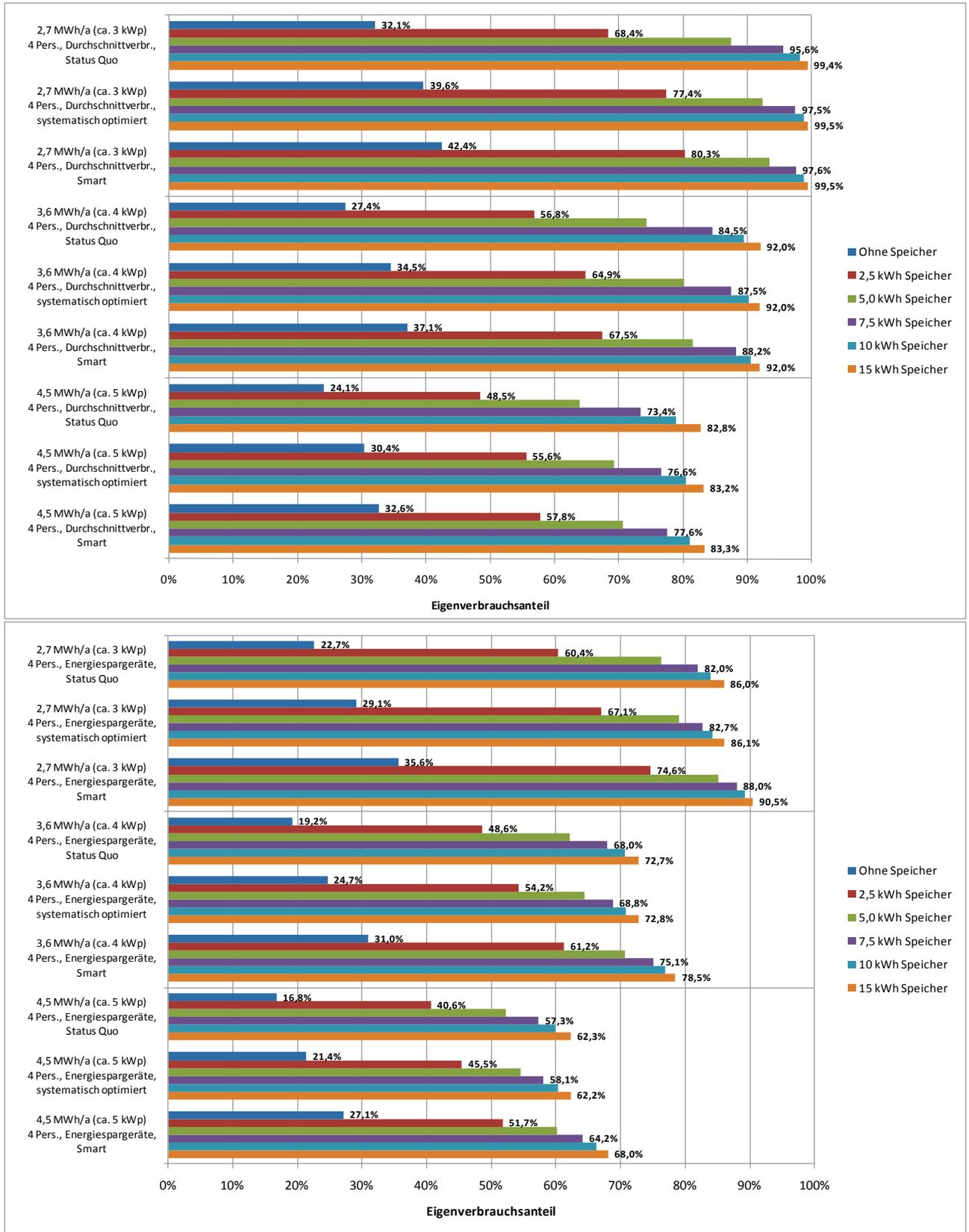


Abb. 4.4: Errechnete Eigenverbrauchsquoten des 4-Personen-Haushalts

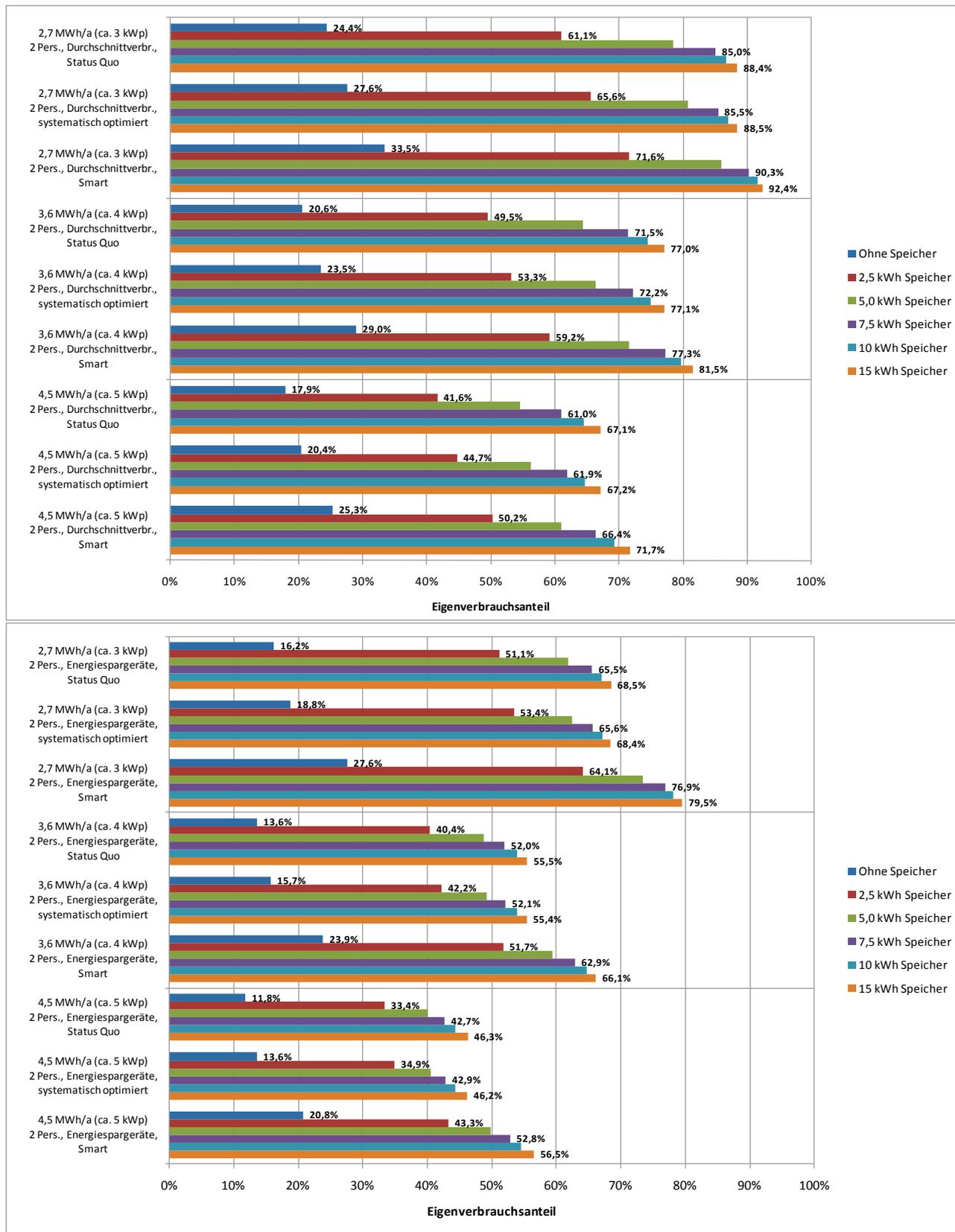


Abb. 4.5: Errechnete Eigenverbrauchsquoten des 2-Personen-Haushalts

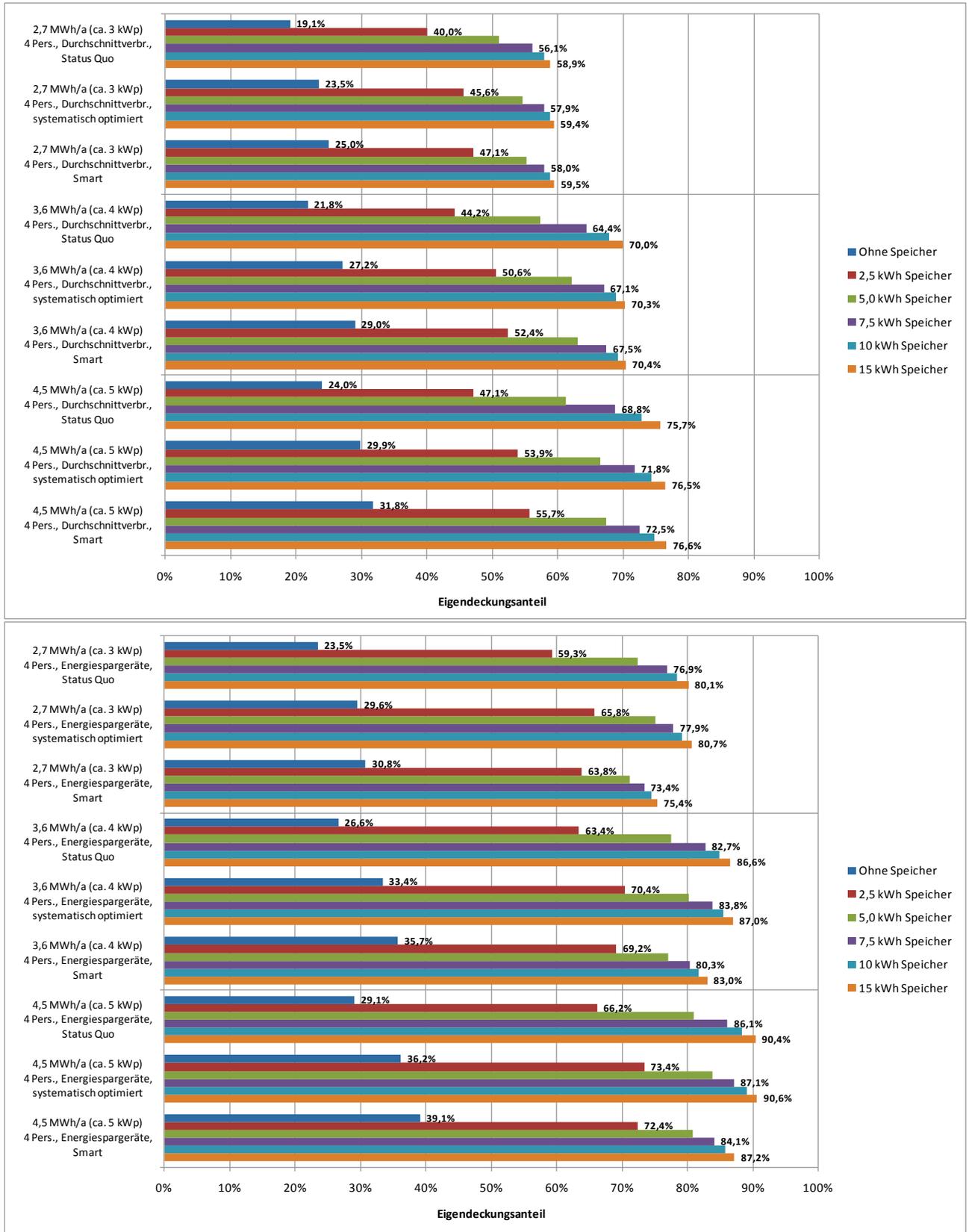


Abb. 4.6: Errechnete Eigendeckungsquoten des 4-Personen-Haushalts

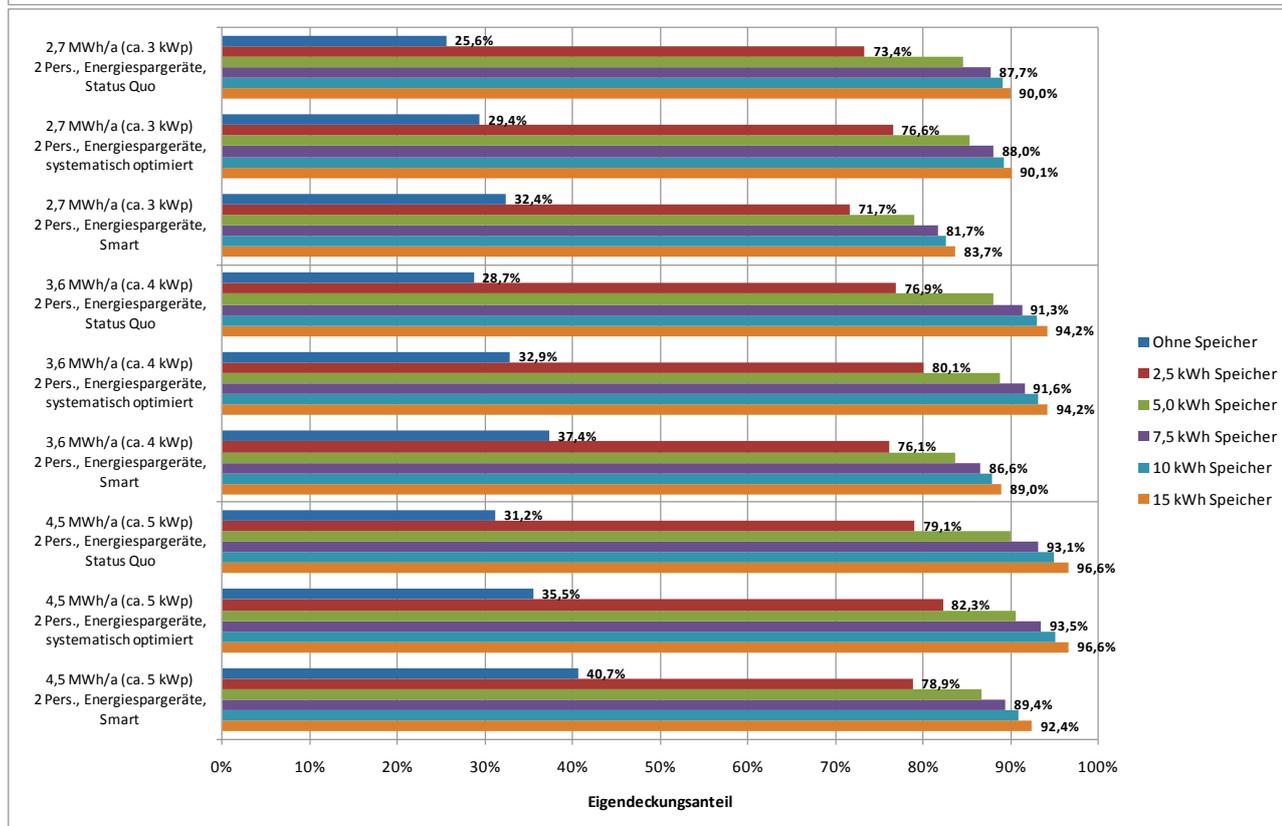
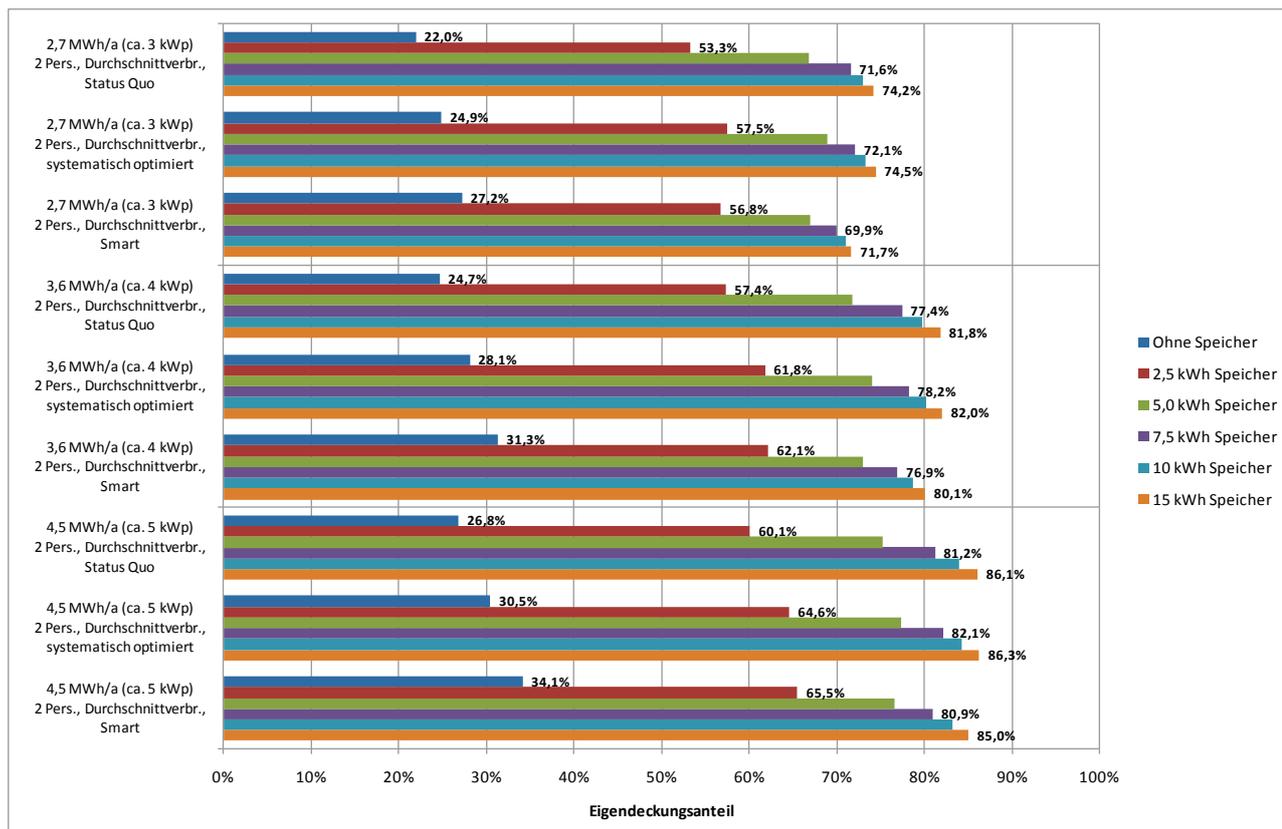


Abb. 4.7: Errechnete Eigendeckungsquoten des 2-Personen-Haushalts

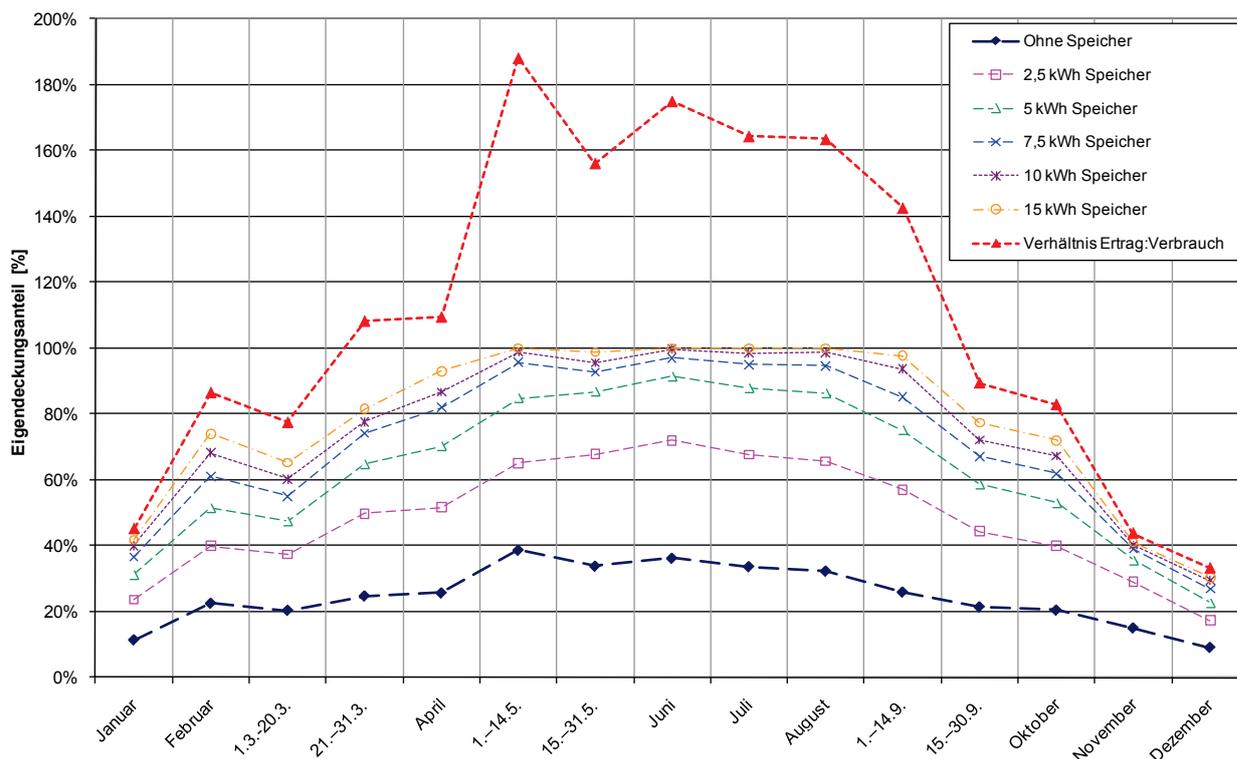


Abb. 4.8: Monatsspezifische Eigendeckungsanteile bei unterschiedlichen Speicherkapazitäten

Angaben in kWh für einen 4-Personen-Haushalt mit 4.500 kWh Jahresstromverbrauch und einer 5 kWp-PV-Anlage (4,5 MWh Jahresertrag, Modell Status Quo / Durchschnittsgeräte)

4.2.2 Speicherverluste und Lastverschiebungen

Ein wichtiger Aspekt, der gegen den Einsatz von Speichern spricht, ist durch die betriebsbedingten Verluste und damit die sinkenden Effizienz des Gesamtsystems gegeben. Ein weiterer wichtiger Punkt ist mit Blick auf die Folgewirkungen auf das Stromsystem (Netze, Regelenergie etc.) die Frage der Lastverschiebungen, die durch den Eigenverbrauch sowie aktive Maßnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils entstehen.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Speicherverluste (Abb. 4.9) und Lastverschiebungseffekte durch Verhaltensoptimierung (Abb. 4.10) am Beispiel des 4-Personen-Haushalts.

Speicherverluste ergeben sich durch die Effizienz der Speichertechnologie, welche in den Modellen mit einheitlich 90 % angenommen wurde (vgl. Kap. 0). D. h., dass 10 % jeder in den Speicher eingespeisten Kilowattstunde verloren gehen und somit die Brutto-Stromerzeugung mindern (Abb. 4.9). Zusammenfassend kann man aus den Ergebnissen folgende Rückschlüsse ziehen:

- Die Speicherverluste liegen zwischen 2,3–6,5 % der Jahresenergieerzeugung und führen zu signifikanten Energieeinbußen.
- Je höher die Energieerzeugung und je geringer die Speichergröße und der Strombedarf sind, desto geringer sind auch die Speicherverluste.

Die in den Modellrechnungen verwendeten Ansätze zur Verhaltensänderung („systematische Optimierung“ und „Smart“) führen zu **Lastverschiebungen** insbes. von den Abendstunden auf den Mittag und Nachmittag. Abb. 4.10 zeigt diesen Effekt anhand der Jahressummenlastkurve am Beispiel des 4-Personen-Haushalts geglättet über alle Jahreszeiten und Wochentage. Die Lastspitze in der Zeit von 18–21 Uhr kann so um über 20 % reduziert und in die Zeit von 12–18 Uhr verschoben werden (Abb. 4.10 oben).

Diese Verschiebung von Verbrauchern in den mittäglichen Spitzenlastzeitraum hinein könnte in Summe ein **Problem für den Netzbetreiber** mit sich bringen, insbesondere dann, wenn diese Lasten nicht automatisch gekoppelt sind mit der Solaranlage sondern immer in dem Zeitraum anfallen. Sofern die automatisierte Kopplung gegeben ist, dürfte netzseitig kein Problem zu erwarten sein.

Die Last-Verschiebung vom Abend auf den Mittag und Nachmittag zeigt sich auch beim Saldieren von Energieerträgen und Lasten (Abb. 4.10 unten). Außerdem wird deutlich erkennbar, dass es zu einer Verringerung der Einspeisung durch die Optimierungsmaßnahmen kommt. Dieser Effekt ist noch wesentlich ausgeprägter, wenn Speicher zur Hilfe genommen werden. Die Einspeisung kann dadurch im gezeigten Fall um bis zu 70 % reduziert werden.

Die saldierte Kurvenschar zeigt auch, dass das typische Solareinspeiseprofil – die Haupteinspeisung zur Spitzenlastzeit – auch im angepassten, „smarten“ Fall mit Speichern im Wesentlichen erhalten bleibt, wenn gleich auf geringerem Niveau. Auch diese Betrachtung deutet darauf hin, dass netzseitig keine Probleme zu erwarten sein dürften.

Das (möglicherweise deutlich) geringere Einspeiseniveau wird zu einem geringeren **Merit-Order-Effekt** an der Strombörse führen. Die dadurch möglicherweise perspektivisch steigenden Strompreise können die hier angestellte Wirtschaftlichkeitsberechnung als Kostenfaktor negativ beeinflussen. Da die Interaktionen der Wirkungen im Netz, auf die EEG-Umlage und an der Strombörse jedoch gegenwärtig noch nicht absehbar und daher höchst spekulativ sind, wird an dieser Stelle auf quantifizierte Einschätzungen zur Wirkung verzichtet.

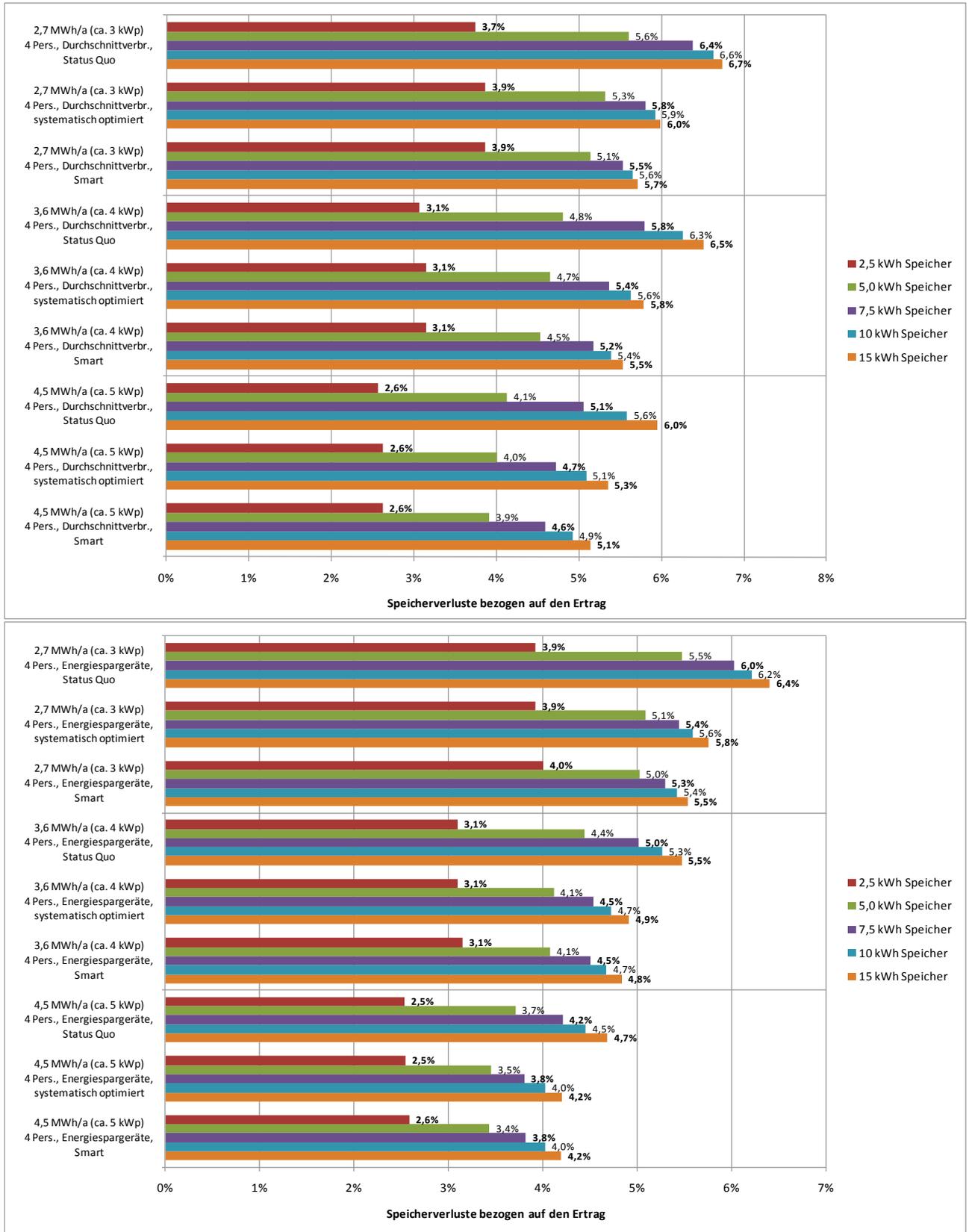


Abb. 4.9: Speicherverluste bezogen auf die Gesamtenergieerzeugung beim 4-Personen-Haushalt

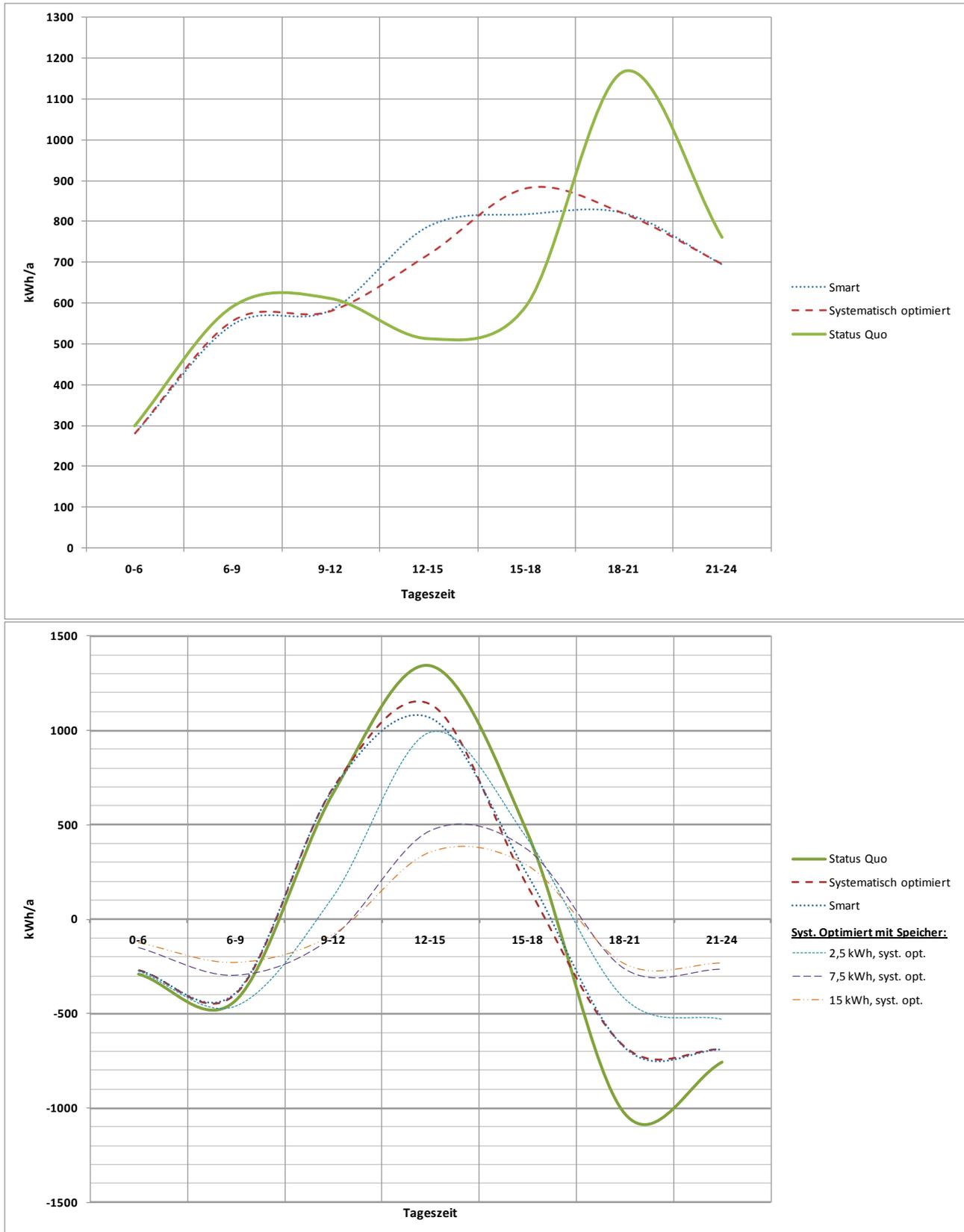


Abb. 4.10: Last-Verschiebung durch Maßnahmen der Eigenbedarfsoptimierung (oben) sowie deren Auswirkungen auf die Höhe von Stromeinspeisung (positiv) und Strombezug (negativ) im Tagesverlauf (unten) am Beispiel des 4-Personen-Haushalts

5 Analyse der Wirtschaftlichkeit

Auf Grundlage der Ergebnisse aus Kapitel 3 lassen sich weitergehende Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchführen. Unter ökonomischen Gesichtspunkten ist für den Betreiber von PV-Anlagen vor allem interessant, inwieweit sich die Eigenverbrauchsoption des EEG und dadurch motivierte Verhaltensänderungen oder zusätzliche Investitionen in einen Speicher finanziell auszahlen (Kapitel 5.1). Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist dagegen interessant, welchen Effekt ein zunehmender Eigenverbrauch auf die EEG-Umlage und andere Zahlungsströme hat, die mit den vermiedenen Strombezugskosten zusammenhängen (vgl. nachfolgendes Kapitel).

5.1 Rahmenbedingungen und Annahmen

Für all jene, die seit Juli 2010 eine PV-Anlage in Betrieb nehmen möchten, stellt sich die Frage, inwieweit sich die verstärkte Eigenverbrauchsförderung des EEG für sie finanziell auszahlen könnte. Entscheiden sie sich für die Eigenverbrauchsoption, so muss dies bereits bei der Installation der Anlage durch den Einbau entsprechender Zähler berücksichtigt werden. Die Mehrkosten dafür werden mit ca. 200 € beziffert. Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob und inwiefern sich Verhaltensänderungen oder der Kauf eines Akkumulators sich für sie lohnen könnten. Zur Klärung dieser Fragen wurden die Ergebnisse für die Eigenverbrauchspotenziale aus Kapitel 3 als Eingangsgrößen für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung genutzt.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden der Kapitalwert berechnet und die Eigenkapitalrendite bestimmt. Für letzteres wurde die modifiziert-interne Zinsfußmethode nach VDI 6025 (1996) verwendet. Als Inbetriebnahme-Zeitpunkt wurde Juni 2011 mit den entsprechend geltenden EEG-Vergütungssätzen angenommen. Zum 01.07.2011 werden die Vergütungssätze in Abhängigkeit des Zubaus in den vorangegangenen Monaten angepasst.

5.1.1 Anlagenkosten

Für die Investitions- und Betriebskosten der PV-Anlage wurde auf Erhebungen von Hirschl et al. (2010) zurückgegriffen und mit einem aktuellen Preisbarometer abgeglichen (pvXchange 2011). Die spezifischen Investitionskosten (Netto-Systemkosten für schlüsselfertige PV-Anlagen inkl. Planung und Montage) wurden dementsprechend mit 2.550 €/kWp angesetzt. Im Fall der Eigenverbrauchsoption werden zusätzlich 200 € für einen entsprechenden Zweirichtungszähler veranschlagt. Die Betriebskosten wurden mit 1,5 % der Investitionskosten angesetzt, die Ertragsminderung der PV-Anlage durch Alterung mit 0,25 % (Stiftung Warentest 2010b).

5.1.2 Speicherkosten

Für die Berücksichtigung von Speicher mussten Annahmen bzgl. Preis und Lebensdauer getroffen werden. Dazu wurde auf Herstellerangaben (vgl. Tab. 4.5, S. 36) und Literaturdaten zurückgegriffen (Kloess 2009; Mahnke und Mühlhoff 2010; Rentzing 2010; Sauer 2009; Schuh 2007; Schuh 2010; Sterner et al. 2010). Die Lebensdauer von Akkumulatoren hängt im Allgemeinen stark von den Betriebsbedingungen und der sogenannten Zyklfestigkeit der Systeme ab. Letztere gibt an, wie oft das Batteriesystem geladen und entladen werden kann. Für den PV-Eigenverbrauch ist dies

besonders wichtig, da hier praktisch täglich ein vollständiger Zyklus (Be- und Entladung) stattfindet. In 20 Jahren kommen so leicht über 7.000 Zyklen zusammen.

Hinsichtlich ihrer Effizienz von über 90 % und ihrer potenziellen Lebensdauer von über 20 Jahren werden derzeit **Lithium-Ionen-Akkumulatoren** als Speicher für PV-Anlagen favorisiert. Allerdings gibt es angesichts der momentan noch hohen Kosten von ca. 1.000 €/kWh Speicherkapazität für den deutschen Markt erst eine einzige Produktankündigung mit diesen Speichern für das Jahr 2011 (Bröer 2010).

Produktankündigungen für den PV-Eigenverbrauch gibt es ebenfalls für **Blei-Säure-Akkumulatoren**, welche seit langem als Autobatterie zum Einsatz kommen. Die Preisspanne für diese Batterien wird typischer Weise mit 100–300 €/kWh angegeben, die Zyklenfestigkeit mit 50–2.000, und die Effizienz mit 65–90 % (Mahnke und Mühlenhoff 2010; Sterner et al. 2010). Dementsprechend ist auch für hochwertige Systeme nur eine Nutzungsdauer von ca. 6,5 Jahren zu rechnen. Produktankündigungen von Mitte 2010 ließen Preise um 400 €/kWh erwarten, bestehend aus einem Blei-Säure-Akkumulator mit einer Kapazität von 7 kWh mit einer Lebensdauer von ca. 6,5 Jahren (Rentzing 2010; SolarWord 2010). Allerdings wird das System derzeit etwa zum doppelten Preis am Markt angeboten. Da die Investitionskosten somit voraussichtlich nur etwa 20 % unter denen der gut dreimal länger nutzbaren Lithium-Ionen-Batterien liegen, wurden ausschließlich Letztere für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen berücksichtigt.

5.1.3 Finanzierung

Die günstigen Finanzierungsbedingungen der KfW für PV-Anlagen machen die Fremdfinanzierung dieser Anlagen attraktiv. Für die Berechnungen wurde der Anteil der Fremdfinanzierung mit 50 % der Investitionskosten (ggf. inkl. Speicher) angesetzt. Als Konditionen wurden die der mittleren Preisklasse D der KfW für Privatpersonen angesetzt (Programmnummer 270, Stand 3/2011): 96 % Auszahlung, 0,25 % Bereitstellung, 4,15 % Nominalzins, 10 Jahre Zinsbindung bei 10 Jahren Laufzeit und zwei Jahren tilgungsfreier Zeit.

5.1.4 Spezifische PV-Erträge

Typischer Weise kann man in Deutschland PV-Erträge zwischen 800 und 1.000 kWh/kWp im Jahr erwarten – in besonders sonnenreichen Gegenden durchaus auch mehr (Stiftung Warentest 2010a). Für die Berechnungen wurde der Mittelwert dieser Spanne von 900 kWh/(kWp a) angesetzt. Eigenverbrauchsanteile und eventuelle Speicherverluste wurden aus den Berechnungen in Kapitel 3 übernommen. Dabei wurde ein Speicherwirkungsgrad von 90 % angenommen (s.o.).

5.1.5 Sonstige Annahmen

In der Regel wird im Rahmen von Wirtschaftlichkeitsberechnungen derzeit eine Inflationsrate von 1,5–2 % angesetzt. Für die Berechnungen wurde eine Rate von 1,6 % gewählt, was laut Statistischem Bundesamt der mittleren deutschen Inflationsrate der letzten 10 Jahre (2000–2009) entspricht. Für die langfristige **Entwicklung der Strompreise von Privathaushalten** wurde auf Berechnungen von Henzelmann et al. (2010) zurückgegriffen, welche auf einer Simulation der voraussichtlichen Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks beruhen. Angenommen wurden dabei

ein weiterhin dynamischer Ausbau der erneuerbaren Energien und ein Verzicht auf die Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke. Die Prognosen zeigen, dass bis 2015 die Strompreise mit knapp 5 % pro Jahr zunächst ähnlich stark steigen, wie dies in den letzten 10 Jahren der Fall war (durchschnittlich 5,5 % p.a. im Zeitraum 2001–2010, vgl. BDEW (2010)). Danach wird sich der Strompreisanstieg voraussichtlich abschwächen, da die spezifischen Kosten der Erneuerbaren weiter sinken und diese gleichzeitig für eine zunehmende Entkopplung der Strompreise von der Kostenentwicklung für fossile Brennstoffe sorgen. So soll der Strompreisanstieg für den Zeitraum 2015–2020 ca. 2,5 % p.a. betragen und 2020–2030 nur noch um 0,6 %. Für die nächsten 20 Jahre ergibt sich somit ein durchschnittlicher Strompreisanstieg von nominal 2,0 % pro Jahr, welcher den Wirtschaftlichkeitsberechnungen zugrunde gelegt wurde.

Für die **derzeitigen Strombezugskosten** wurde ein Arbeitspreis von 23,5 Cent/kWh angesetzt. Dieser ergibt sich laut dem Stromvergleichsrechner Verifox aus dem Preisspannenmittel der dort gelisteten Ökostromtarife, welche am ehesten den Bezugspräferenzen von privaten PV-Anlagenbetreibern entsprechen dürften.

Für die **Diskontierung** der Periodenerträge für die Barwertermittlung wurde ein Zins von 3,0 % angesetzt. Dieser entspricht gleichzeitig dem Reinvestitionszins bei der Ermittlung der Rendite und orientiert sich an den zu erwartenden Kapitalmarktzinsen für die Geldanlage mit einem vergleichbaren Anlagerisiko wie die einer PV-Anlage (z. B. Festgeld mit mehr als 10 Jahren Laufzeit).

Im Internet finden sich eine Reihe von Ertragsrechnern, welche die Eigenkapitalrendite nicht wie hier auf Basis der **modifiziert-internen Zinsfußmethode** berechnen, sondern auf Basis der *einfachen* internen Zinsfußmethode. Diese geht davon aus, dass der Betreiber die Periodengewinne zum errechneten Zins wieder anlegt, was bei bestimmten Anlageformen wie Wertpapieren durchaus möglich ist. Diese Bedingung ließe sich bei hohen Zinssätzen aber nur dann erfüllen, wenn in (Finanz-)Produkte mit einer ähnlichen Renditeerwartung investiert wird. Da diese bei hohen Zinssätzen eine wesentlich höhere Risikoklasse aufweisen als die Investition in eine PV-Anlage, wird hier ein fester Reinvestitionszins von 3 % angenommen, der sich an den zu erwartenden Kapitalmarktzinsen für eine Geldanlage mit einem vergleichbaren Anlagerisiko wie die einer PV-Anlage (z. B. Festgeld mit mehr als 10 Jahren Laufzeit) orientiert. Die so ermittelten Renditen stellen somit die Rendite einer Mischinvestition aus PV-Anlage und Wiederanlage dar.

Bezüglich der **steuerlichen Wirkung** wurde angenommen, dass der Betreiber als Privatperson der Umsatzsteuerpflicht für seinen Strombezug unterliegt. Bei gewerblichen Betreibern wäre dies nicht der Fall. Darüber hinaus unterliegen die Erträge dem individuellen Steuersatz des Betreibers, welcher mit 30 % angesetzt wurde. Ferner wurde eine lineare Abschreibung über 20 Jahre und die Ausnutzung einer Sonderabschreibung in Höhe von 20 % der Anschaffungskosten im Jahr der Inbetriebnahme angenommen.

Tab. 5.1: Übersicht über die Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Parameter	Annahme	Literatur
PV-Anlage: Spezifische Systemkosten	2.550 €/kWp	pvXchange (2011)
Zusatzkosten für Direktverbrauchs-Zähler	200 €	Seubert (2010)
Speicher: Spezifische Systemkosten	1.000 €	Bröer (2010)
Zusatzkosten für kleine Speicher (2,5 kWh)	500 €	Schätzwert
Laufende Kosten: PV-Anlage	41,32 €/(kWp a)	Hirschl et al. (2010)
Laufende Kosten: Speicher	1,5 % p.a.	Schätzwert
Spezifischer Stromertrag	900 kWh/(kWp a)	Stiftung Warentest (2010a)
Ertragsminderung pro Jahr	0,25 %	Stiftung Warentest (2010c)
Zeitpunkt der Inbetriebnahme	Juni 2011	-
Finanzierung: Anteil an Gesamtkosten	50 %	Hirschl et al. (2010)
• Auszahlung	96 %	KfW (Programmnummer 270, Stand 3/2011)
• Bereitstellung	0,25 %	
• Zinssatz (nominal)	4,15 % p.a.	
• Zinsbindung (5 / 10 Jahre)	10 Jahre	
• Laufzeit	10 Jahre	
• Tilgungsfreie Zeit	2 Jahre	
Inflationsrate	1,6 % p.a.	Mittelwert für 2000-2009 lt. Statistischem Bundesamt
Zinssatz für Barwertermittlung (Diskontsatz)	3,0 % p.a.	Risikoarme Alternativanlage
Strompreis 2011 (brutto)	23,5 Cent/kWh	www.verifox.de
Strompreissteigerung	2,0 % p.a.	Henzelmann et al. (2010)
USt-Satz für Strombezug (19% bzw. 0%)	19 %	Ist-Wert
Indiv. Steuersatz (in den ersten 10 Jahren)	30 %	Schätzwert (Stiftung Warentest 2010c)

5.2 Ergebnisse und Interpretation

Die folgenden Abbildungen stellen die Eigenkapitalrendite nach Steuern dar, welche der Betreiber auf Basis der oben definierten Bedingungen und Annahmen erwarten kann (Abb. 5.1 und Abb. 5.2). Tab. 5.2 fasst die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung zusammen und gibt neben der Rendite auch Auskunft über die mögliche Verminderung der EEG-Umlage sowie über die mögliche Steigerung der Erträge durch Nutzung der Eigenverbrauchsoption des aktuellen EEG bei Inbetriebnahme in 2010.

Anders als die Ergebnisse in Kap. 0 beziehen sich die Ergebnisse in Tab. 5.2 sowie in Abb. 5.1 und Abb. 5.2 auf Anlagen mit einer genau definierten Leistung (3–5 kWp) und einem genau definierten Solarertrag (900 kWh/(kWp a)). Um trotzdem Aussagen zur (regionalen) PV-Ertragsunterschieden machen zu können, wurden die Berechnungen auch mit für Deutschland guten und mäßigen PV-Erträgen (1.000 bzw. 800 kWh/(kWp a)) durchgeführt. Dabei zeigte sich, dass die Renditen bei guten PV-Erträgen um ca. einen Prozentpunkt höher liegen, während sie bei mäßigen PV-Erträgen etwa einen Prozentpunkt darunter liegen.

Tab. 5.2: Ergebnis-Übersicht der Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Ergebnis	Volleinspeisung	Eigenverbrauch ohne Speicher	Eigenverbrauch mit Speicher
Eigenkapitalrendite nach Steuern	4,0 %	4,5 – 5,8 %	- 3,3 – 4,5 %
Minderung der EEG-Umlage durch Eigenverbrauch	-	- 6 – - 20 %	- 18 – - 40 %
Steigerung der monetären Erträge durch Eigenverbrauch	-	+ 4 – 16 %	+ 9 – 30 %

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Die **Eigenverbrauchsregelung** des derzeitigen EEG **ohne die Nutzung eines Speichers** erhöht die Rendite für private PV-Betreiber um 10–50 % und ist somit aus Sicht des Betreibers derzeit generell die **attraktivste Option**. Da den Berechnungen nur eine moderate Strompreisentwicklung zu Grund liegt, könnten die Renditen durchaus auch stärker steigen.
- Die Verwendung eines **Speichers** kann bereits bei heutigen Preisen mit positiven Renditen verwirklicht werden. Die zu erwartenden Renditen liegen aber ausnahmslos unter denen des Eigenverbrauchs ohne Speicher und sind daher unter Renditegesichtspunkten aus Sicht des Betreibers nicht die optimale Lösung.
- Mit einem kleinen Speicher von 2,5 kWh Kapazität lassen sich Renditen erzielen, die zwischen denen der Volleinspeisung und des Eigenverbrauchs ohne Speicher liegen. Jede weitere Erhöhung der Kapazität mindert die Rendite weiter – eine negative Rendite entsteht bei den hier betrachteten Szenarien jedoch nur für Speicher mit mehr als 7,5 kWh Kapazität.
- Damit ein System mit Speicher die gleiche Rendite wie die Eigenverbrauchsoption ohne Speicher aufweist, müssten diese schon heute eine Lebensdauer von mindestens 20 Jahren haben und dürften heute nicht mehr als 300–400 €/kWh an spezifischen Kosten verursachen (gerechnet für 7,5 bzw. 2,5 kWh Kapazität für den 4-Personen-Haushalt bei 5 kWp, 900 kWh/(kWp a)).
- Die Befürchtung einer **Tendenz zu kleineren Anlagen** – die sich auch aus den Ergebnissen des vorherigen Kapitels ableiten ließe – kann nach der Wirtschaftlichkeitsanalyse bei der derzeit gültigen EEG-Vergütung noch **nicht bestätigt** werden. Dies liegt daran, dass auch größere PV-Anlagen im Vergleich zu alternativen Anlageformen vergleichbaren Risikos immer noch attraktive Renditen aufweisen.
- Die Höhe der **EEG-Umlage** kann schon ohne Speicher um 6–20 % gemindert werden, während die monetären Erträge des Betreibers gleichzeitig um 4–16 % steigen. Durch die Nutzung von Speichern können diese Effekte noch verdoppelt werden.

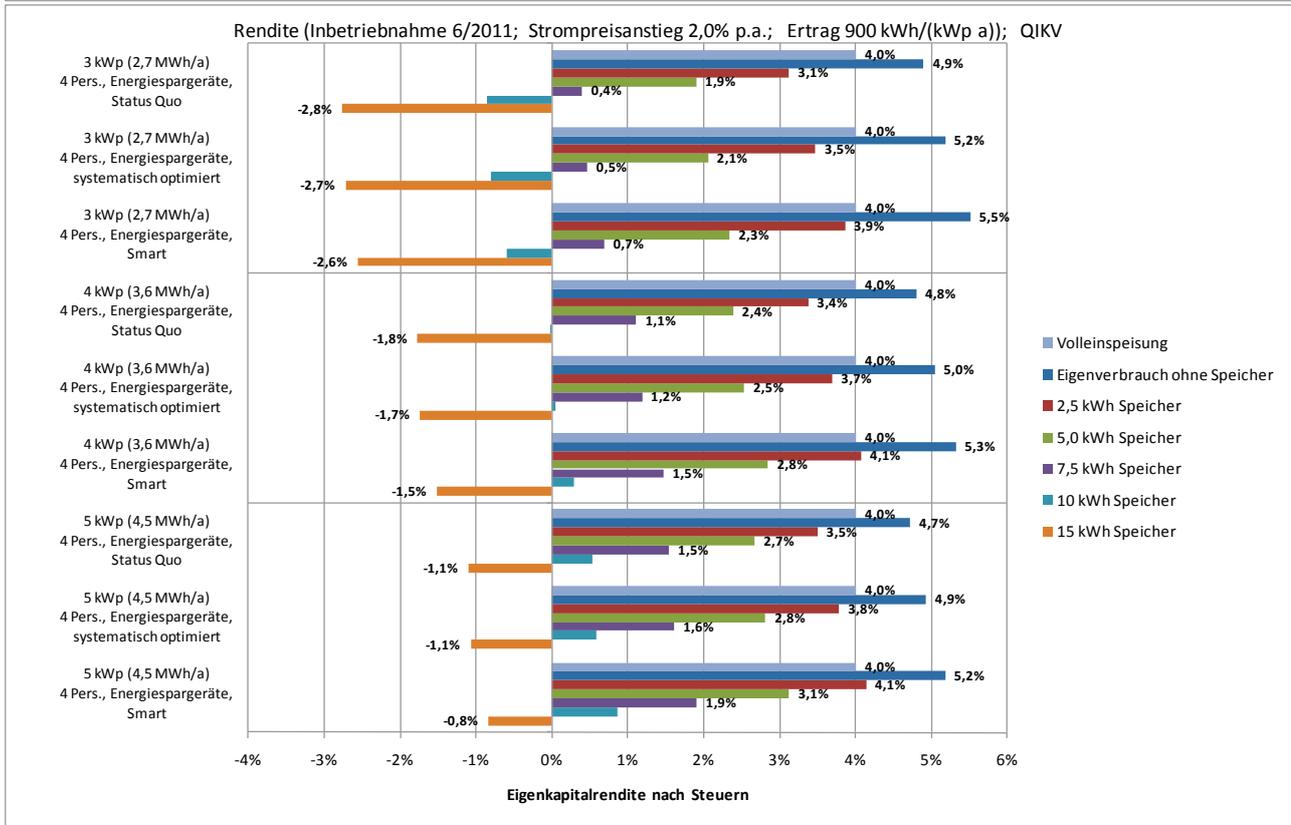
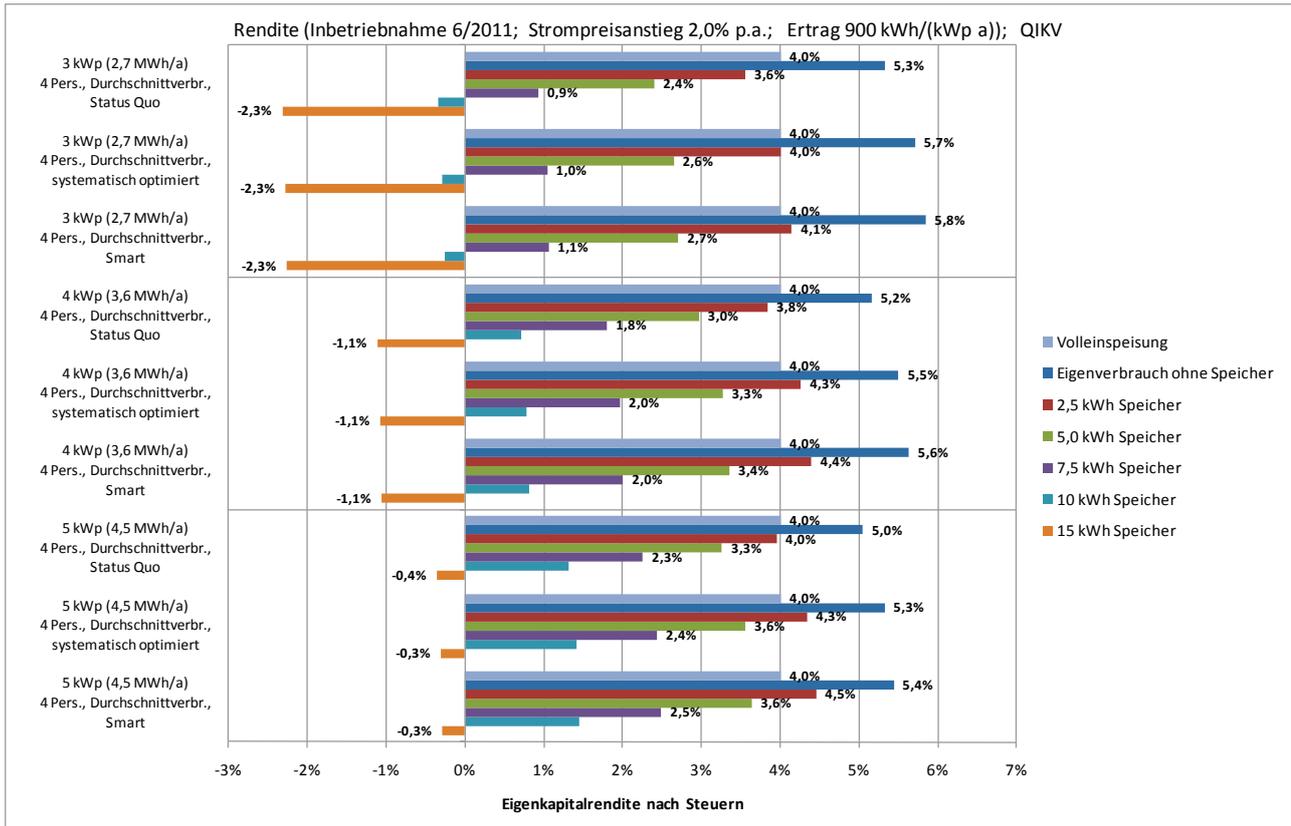


Abb. 5.1: Ermittelte Eigenkapitalrenditen für 4-Personen-Haushalte

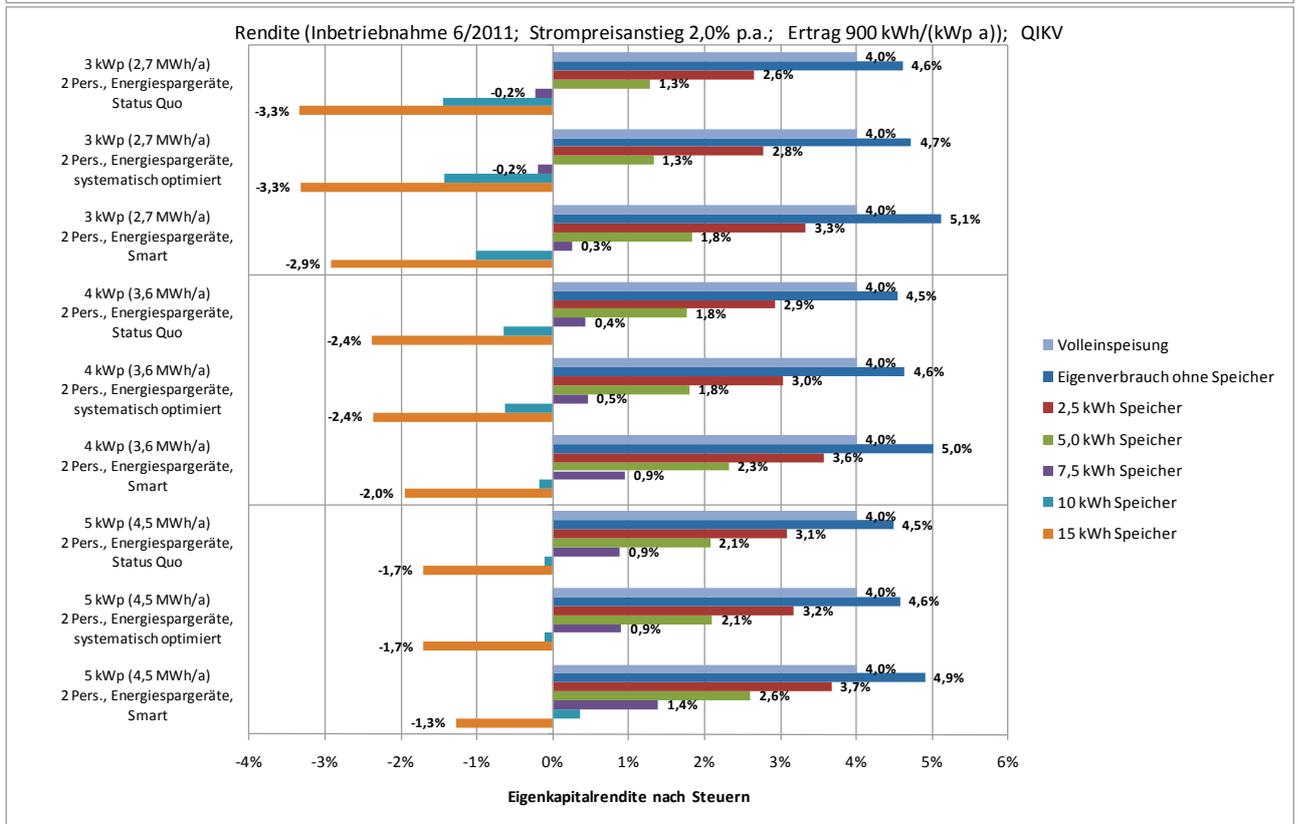
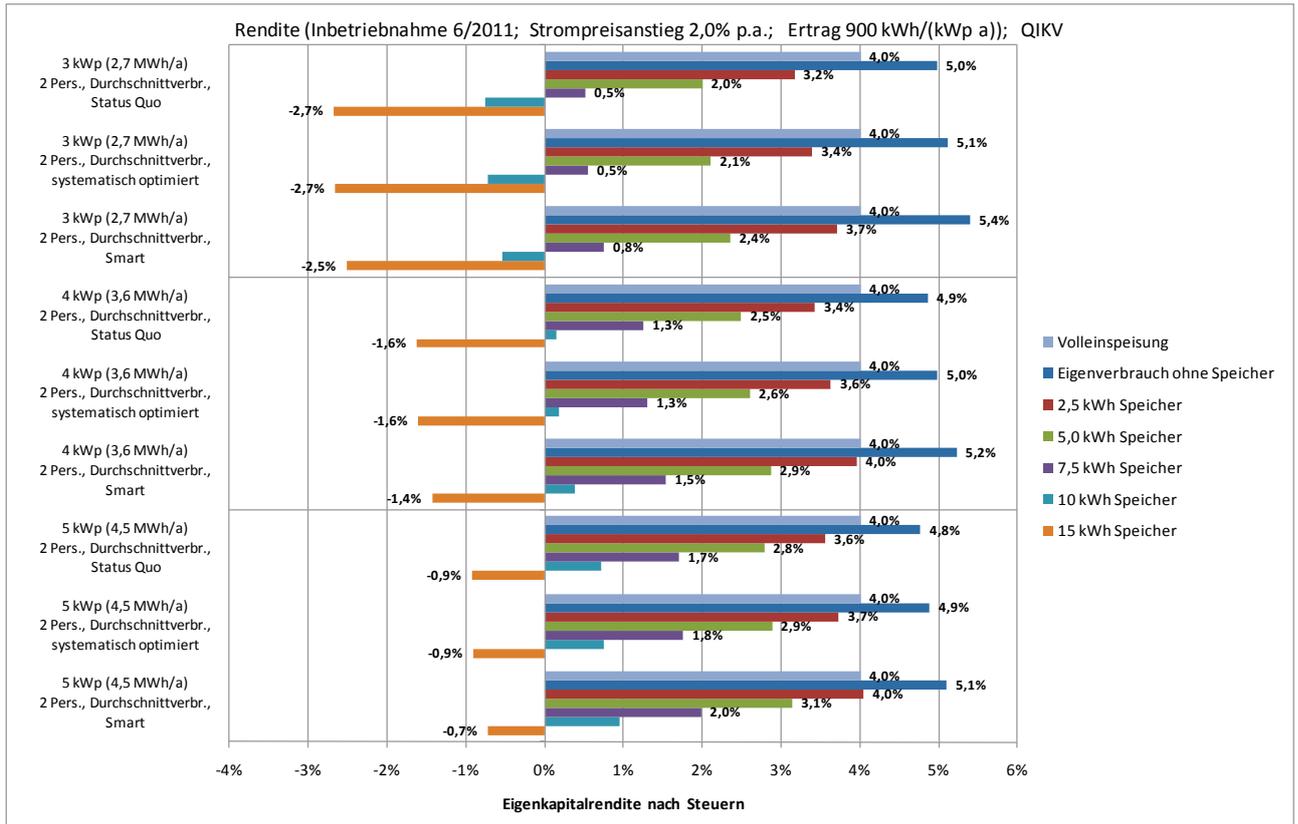


Abb. 5.2: Ermittelte Eigenkapitalrenditen für 2-Personen-Haushalte

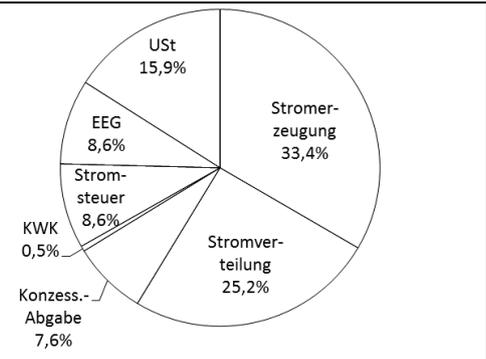
6 Exkurs: Volkswirtschaftliche Effekte des Eigenverbrauchs

Geht nach Erreichen der Netzparität die Schere zwischen Stromgestehungs- und Bezugskosten weiter auseinander (siehe nachfolgendes Kapitel), so wird es für PV-Betreiber zunehmend interessant, möglichst viel des selbst erzeugten Stroms selbst zu verbrauchen um so den eigenen Strombezug und die damit verbundenen ansteigenden Kosten zu mindern. Die verstärkte Eigenverbrauchsförderung des aktuellen EEG setzt diese Anreize bereits heute. Stellt der vermiedene Strombezug für den Anlagenbetreiber einen finanziellen Vorteil dar, so ergeben sich auf der anderen Seite Mindereinnahmen durch einen geringeren Strom-Absatz. Gleichzeitig sinkt durch den Eigenverbrauch aber auch die Höhe der EEG-Umlage. In welcher Höhe sich Einnahmeausfälle und Einsparungen gegenüberstellen kann abgeschätzt werden, indem man sich die Zusammensetzung des Strompreises vergegenwärtigt (Tab. 6.1).

Tab. 6.1: Durchschnittliche Zusammensetzung der Strompreise für Privatkunden 2009

Quelle: BDEW (2010); Verhältnis Erzeugung:Verteilung nach Podewils und Rutschmann (2010)

Strompreisbestandteile	€/kWh
Stromerzeugung	0,0792
Stromverteilung	0,0598
Konzessionsabgabe	0,0179
KWK	0,0013
Stromsteuer	0,0205
EEG-Umlage	0,0205
Umsatzsteuer	0,0378
Strompreis brutto	0,2369
Anteil Steuern [%]	41,3 %



Podewils und Rutschmann (2010) führten auf Basis dieser Zahlen eine Überschlagsrechnung durch, um die finanziellen Effekte des Eigenverbrauchs abzuschätzen. Für die Berechnung nahmen sie an, dass in der zweiten Jahreshälfte 2010 ein PV-Ausbau von 1,5 GW vorgenommen wird und alle Betreiber die Eigenverbrauchsoption nutzen und einen Eigenverbrauch von 30 % realisieren. Da die Eigenverbrauchsregelung jedoch in erster Linie für private Kleinanlagenbetreiber interessant ist (größer Unternehmen haben i. d. R. sehr viel geringere Strombezugskosten als private Haushalte) dürften diese Annahmen ein eher unrealistisches Extremwertszenario darstellen. Trotzdem ermöglicht dieses gut, das Verhältnis von Einsparungen und Mindereinnahmen sowie die maximalen finanziellen Effekte abzuschätzen. Die jährlichen finanziellen Folgen durch diese im Jahr 2010 angeschlossenen Anlagen sind in Tab. 6.2 dargestellt.

Tab. 6.2: Potenzielle jährliche Einsparungen und Mindereinnahmen durch Eigenverbrauch der 2010 installierten Anlagen ab 2011

Annahmen nach Podewils und Rutschmann (2010): Installation von 1,5 GW PV-Leistung in der zweiten Jahreshälfte 2010 bei 30 % Eigenverbrauch

Strompreisbestandteile	Mio. €	Anteil am Jahresaufkommen
Börsenwert des Stroms (mind.)	-15,0	
Netzentgelte	-17,9	
Konzessionsabgabe	-5,3	-0,15%
KWK-Umlage	-0,4	-0,06%
Stromsteuer	-6,2	-0,10%
Summe Mindereinnahmen	-44,8	
EEG-Einsparungen	25,0	0,53%
Saldo	-19,8	

Tab. 6.2 zeigt, dass die Einsparungen beim EEG durch Mindereinnahmen an anderer Stelle überkompensiert werden. Insgesamt könnten die Mindereinnahmen etwa 80 % über den möglichen Einsparungen liegen. Gleichzeitig gibt die Tabelle Aufschluss darüber, welche Gruppen durch einen vermehrten Eigenverbrauch mit finanziellen Effekten zu rechnen haben:

- Einsparungen beim EEG mindern den weiteren Anstieg dieser Umlage. Dadurch wird ein weiterer Strompreisanstieg gedämpft und kommt so der Allgemeinheit zu Gute.
- Die verminderte PV-Stromabgabe mindert den Beitrag des PV-Stroms zur Senkung des Spitzenlast-Strompreises durch den Merit-Order-Effekt¹. Inwieweit dies tatsächlich einen Einfluss auf den Strompreis hat, oder ob lediglich die Margen beim **Stromhandel** geringfügig gemindert werden, ist jedoch fraglich.
- Der verminderte Strombezug senkt den Umsatz des **Stromanbieters**. Einige Stromanbieter könnten daher Eigenverbrauch betreibende PV-Besitzer ablehnen oder nur zu veränderten Konditionen beliefern.
- **Netzbetreiber** müssen sich auf verminderte **Netzentgelte** einstellen. Sie werden dies voraussichtlich in Ihren Geschäftsmodellen berücksichtigen und somit auf die Allgemeinheit oder möglicherweise gezielt auf Eigenverbrauch betreibende PV-Besitzer umlegen.
- **Kommunen** müssen mit Mindereinnahmen bei der **Konzessionsabgabe** rechnen, welche in der Regel der kommunalen Daseinsvorsorge zu Gute kommt. Einsparungen oder Abgabenerhöhung an anderer Stelle sind mögliche Folgen, die schlussendlich beide von der Allgemeinheit getragen werden müssen.
- Mindereinnahmen bei der **KWK-Umlage** führen zu einer verminderten Förderung der Stromerzeugung aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung und könnten durch eine Erhöhung der Umlage ebenfalls auf die Allgemeinheit umgelegt werden.

¹ Als *Merit-Order* bezeichnet man die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, welche durch die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt wird. Scheint mittags viel Sonne, dann verdrängt der PV-Strom häufig teure Spitzen- und Mittellastkraftwerke, wodurch der Strompreis insgesamt fällt. Dieses Phänomen wird als *Merit-Order-Effekt* bezeichnet (Sensfuß und Ragwitz 2007).

- Die **Stromsteuer** trägt derzeit vor allem zur Entlastung der Rentenkasse bei. Mindereinnahmen gehen somit zu Lasten des **Bundeshaushalts** und müssten durch höhere Steuern bzw. Abgaben an anderer Stelle auf die Allgemeinheit umgelegt werden.

Tab. 6.2 zeigt darüber hinaus, dass die finanziellen Effekte gemessen am Gesamtaufkommen der einzelnen Positionen zunächst sehr gering sein werden. Da trotzdem zu erwarten ist, dass zumindest die Mindereinnahmen von Bund und Kommunen sowie die vermiedenen Netzentgelte an anderer Stelle auf die Allgemeinheit umgelegt werden, ergibt sich unter dem Strich eine Mehrbelastung für den Bürger, welche die Einsparungen bei der EEG-Umlage um knapp 17 % übersteigen könnte. Durch die derzeitige Eigenverbrauchsregelung des EEG ist eine **finanzielle Entlastung des Bürgers demnach nicht zu erwarten**.

Darüber hinaus gibt es **weitere Aspekte** von volkswirtschaftlicher Relevanz, die an dieser Stelle erwähnt werden sollten, aber im Rahmen dieser Studie nicht näher untersucht wurden: Dies sind vor allem die Vermeidung externer Kosten durch die Verminderung von **Emissionen** an Treibhausgasen und Luftverunreinigungen durch den Einsatz erneuerbarer Energien, sowie deren Beitrag zur **regionalen Wertschöpfung**. Gleichzeitig wird die Energieversorgung zunehmend von den fossilen und nuklearen Brennstoffvorkommen entkoppelt, der Einfluss privatwirtschaftlicher Oligopole begrenzt und der Wettbewerb im Energiesektor gestärkt, was sich langfristig positiv auf die Zuverlässigkeit und Kosten der Energieversorgung auswirken sollte. Auch die mit der Eigenverbrauchsoptimierung verbundenen Anreize, in neue Technologien wie Speicher bzw. Elektromobilität zu investieren oder aber Investitionen in energiesparende Maßnahmen eventuell zu unterlassen, seien in diesem Zusammenhang nochmals erwähnt.

7 Netzparität in Deutschland

Im Folgenden wird zunächst der Begriff der Netzparität in seinen verschiedenen Bedeutungsebenen dargestellt. Darauf aufbauend wird ermittelt, wann bestimmte Typen von Netzparität voraussichtlich in Deutschland eintreten werden und welche Auswirkungen damit verbunden sein können. Dabei spielen auch die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zu den erzielbaren Eigenverbrauchspotenzialen eine maßgebliche Rolle, da potenzielle Auswirkungen der Netzparität eng mit dem realisierbaren Eigenverbrauch verbunden sind.

7.1 Definitionen der Netzparität

Netzparität bezeichnet allgemein die Gleichheit zwischen den Stromgestehungskosten einer PV-Anlage und dem Strombezugspreis. Wie in Kap. 3 bereits erwähnt wurde, gibt es keine eindeutige Definition darüber, welche Kosten dabei welchen Bezugspreisen gegenübergestellt werden. Daher kann der Begriff hinsichtlich des Eintrittszeitraums und den damit verbundenen Konsequenzen sehr unterschiedlich interpretiert werden, was leicht zu Missverständnissen führen kann. Bei der Diskussion des Begriffs ist daher sehr auf die betrachteten Kosten und Bezugspreise zu achten. Tab. 7.1 zeigt Beispiele, welche **Kosten** (A–E; auch mehrere gleichzeitig) dabei welchen **Bezugspreisen** (a–c) gegenübergestellt werden können. Dabei stellt sich auch die Frage, welche Anlagenleistungsklasse betrachtet wird, da bspw. große Freiflächen-PV-Anlagen geringere Stromgestehungskosten aufweisen, als kleine Aufdachanlagen. Grundsätzlich kann man zwei verschiedene Varianten von Netzparität unterscheiden (Schleicher-Tappeser 2010):

- a) Bei der **Netzparität auf Verbraucherebene** (engl. „grid parity resale“) werden die Strombezugskosten einer ausgewählten Verbrauchergruppe den PV-Stromgestehungskosten gegenübergestellt.
- b) Bei der **Netzparität auf Kraftwerksebene** (engl. „grid parity resale“) werden den PV-Stromkosten unterschiedliche Arten von Großhandelsstrompreisen gegenübergestellt, zu denen Stromanbieter ihrerseits Energie einkaufen.

Tab. 7.1: Mögliche Kosten (A-E) und Bezugspreise (a-c) zur Definition der Netzparität

Netzparität von PV-Stromgestehungskosten inkl.:	zu (Bezugspreis):
A. System- und Betriebskosten ohne Zusatzkosten B. inkl. Finanzierungskosten C. inkl. x % Rendite für Betreiber D. inkl. Kosten für Automatisierungstechnik* E. inkl. Speicherkosten* Außerdem wichtig: Anlagengenleistungsklasse <ul style="list-style-type: none"> • Kleine bis mittlere Aufdachanlagen • Mittlere bis große PV-Kraftwerke 	a. Strombezugspreise auf Verbraucherebene: <ul style="list-style-type: none"> • Haushaltsstrombezugspreis • Gewerbestrombezugspreis • Industriestrombezugspreis
	b. Großhandelspreise auf Kraftwerksebene: <ul style="list-style-type: none"> • Termin- oder Spotmarkt-Preise • Grundlast- oder Mittel-/Spitzenlast-Preise
	c. Mischpreis-Ansätze je nach Eigenverbrauchsanteil
*) für Eigenverbrauchsquote y	

Darüber hinaus sind auch **Mischpreis-Ansätze** (c) möglich, bei denen für den selbst verbrauchten Strom der Strombezugspreis und für den ins Netz eingespeisten Strom eine Vergütung bspw. zu Großhandelsstrompreisen angesetzt wird. Bei allen drei Ansätzen werden im Allgemeinen Durch-

schnittspreise betrachtet, sodass die Netzparität zunächst einmal nichts mit zeitabhängigen Preisen zu tun hat.

Stehen – wie in dieser Studie – Haushalte im Mittelpunkt der Betrachtung, so werden bei der Netzparitätsbetrachtung üblicherweise die reinen System- und Betriebskosten kleiner PV-Aufdachanlagen (inkl. Planung, Finanzierung, Montage und teilweise auch inkl. einer Rendite für den Betreiber) dem Haushaltsstrombezugspreis gegenübergestellt. Für den Betreiber einer PV-Anlage stellt die Netzparität somit denjenigen Zeitpunkt dar, ab dem **der selbst erzeugte PV-Strom billiger ist als der Strom, den er am Markt von einem Stromanbieter kaufen müsste**. Allerdings wird dabei stillschweigend vorausgesetzt, dass der Anlagenbetreiber den gesamten erzeugten PV-Strom entweder selbst nutzen kann oder den nicht nutzbaren Teil an Dritte (bspw. Nachbarn) zur Deckung der Stromgestehungskosten weiterverkaufen kann. An dieser Stelle werden folglich die Eigenverbrauchs-Ergebnisse der Simulationsrechnungen aus Kap. 4 interessant. Sie geben Aufschluss darüber, welche Eigenverbrauchsquoten sich realisieren lassen und wie diese bspw. durch den Einsatz von Speichern beeinflusst werden können. Da weder der vollständige Eigenverbrauch noch ein kostendeckender Weiterverkauf des selbstproduzierten Stroms zwingend vorausgesetzt werden kann, wird im Folgenden sowohl der Standardfall (Netzparität zu Haushaltsstrompreisen) als auch eine erweiterte Betrachtung unter Berücksichtigung von Speicherkosten und geringerer Verkaufserlöse (Mischpreisansatz) näher betrachtet.

7.2 Annahmen zur Ermittlung der Netzparität

Zur Ermittlung des Eintretens der Netzparität sind einerseits Annahmen für die Berechnung der Stromgestehungskosten notwendig, in die die PV-Modulpreise und Investitionsnebenkosten, Betriebskosten, sowie ggf. Speicherkosten einfließen. Andererseits müssen Annahmen über die Entwicklung der Strompreise für Haushaltskunden getroffen und finanzmathematische Größen wie der kalkulatorische Zinssatz berücksichtigt werden.

An sich könnte man die Höhe der Einspeisevergütung des EEG als PV-Stromgestehungskosten ansetzen. Da hier die Netzparität aus der Perspektive des Betreibers betrachtet wird, werden die Stromgestehungskosten auf Basis der Investitionskosten ermittelt. Die Netzparitätsbetrachtung ist somit unabhängig von Höhe und Vorhandensein einer gesonderten Einspeisevergütung wie dem EEG. Dieses Vorgehen ermöglicht darüber hinaus die Einbeziehung zusätzlicher Kosten bspw. für Speichertechnologien.

Die Annahmen für die Berechnung werden ausgehend von den Werten, die auch für die Wirtschaftlichkeitsberechnung in Kap. 5 zu Grunde gelegt wurden, festgelegt und bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben. Im Folgenden werden die einzelnen Annahmen aufgeführt und erläutert. Alle Werte werden ausgewiesen als Realpreise bezogen auf das Basisjahr 2010. Ob es sich um Netto- bzw. Bruttopreise (mit bzw. ohne Umsatzsteuer) handelt, wird jeweils einzeln aufgeführt.

Die Entwicklung der **PV-Systemkosten** wurde ausgehend von dem durchschnittlichen Anlagenpreis im Jahr 2010 in Höhe von 2.750 EUR (Hirschl et al. 2010) anhand einer Lernkurve bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben. Dafür wurde auf das Systempreismodell 2010–2020 des Bundesverbands Solarwirtschaft zurückgegriffen, demzufolge die Systemkosten bis 2020 auf 1.320–1.520 €₂₀₁₀/kWp fallen (Henzelmann et al. 2010). Die im Modell dargestellte Bandbreite der Kosten wurde für die Netzparitäts-Berechnungen gemittelt (Abb. 7.1). Zum Vergleich wurde auch ein optimistisches Szenario dargestellt, welches die laut pvXchange (2011) maximal er-

zielbaren Preisvorteile durch Module aus asiatischer Produktion im Trend fortschreibt, woraus sich für das Jahr 2020 Systemkosten von 1.125 €₂₀₁₀/kWp ergeben. Ähnliche Systemkosten für 2020 liegen auch im Rahmen der von Kost und Schlegl (2010) betrachteten Studien zur Prognose der internationalen Preisentwicklung erneuerbarer Energien.

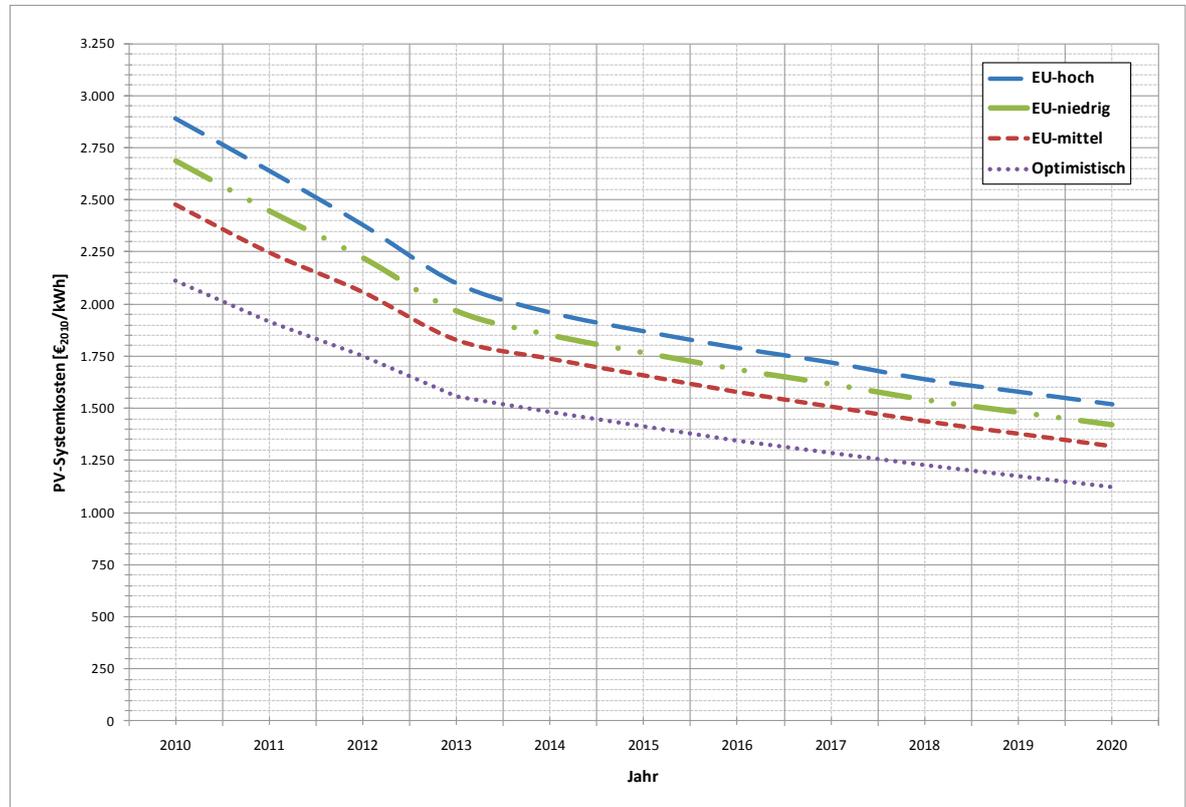


Abb. 7.1: Angenommene Entwicklung der PV-Systemkosten ohne Speicher bis 2020

- Für die Entwicklung der Preise von **Lithium-Ionen-Akkumulatoren** wurde einem konservativen Preispfad nach Kloess (2009) eine optimistische Prognose nach Schuh (2007; 2010) gegenübergestellt (Abb. 7.2). Es wurde eine Nutzungsdauer von 20 Jahren angenommen (Bröer 2010). Den Preispfaden liegt die Annahme zu Grunde, dass sich aufgrund des Trends zur Elektromobilität ein starker Ausbau der Serienfertigung dieser Systeme einstellt, der mit einem entsprechenden Lerneffekt verbunden ist. Da die Prognose der Preisentwicklung und Lebensdauer dieser Systeme mit wesentlich größeren Unsicherheiten behaftet ist als die von PV-Anlagen, wird für die Netzparitätsbetrachtungen der konservative Ansatz verwendet. Da es sich bei den Angaben von Kloess (2009) aber offenbar nicht um Systempreise handelt, wurden sie mit dem Faktor 1,43 nach oben korrigiert, sodass sich für das Jahr 2010 ein Systempreis von 1.000 EUR/kWh ergibt, welcher durch unterschiedliche Literaturangaben belegt ist (Mahnke und Mühlhoff 2010; Wynne 2010; Rentzing 2010; Bröer 2010). Wie bei den PV-Anlagen ergibt sich so auch für die Lithium-Ionen-Akkumulatoren in etwa eine Halbierung der Systemkosten innerhalb der nächsten 10 Jahre.
- Für die **Strompreise für Haushaltskunden** existieren ebenfalls unterschiedliche Annahmen, für die Bruttoarbeitspreise einschließlich aller Steuern und Umlagen herangezogen werden: Eine moderate Entwicklung der Strompreise wurde von IER et al. (2010) publiziert. Als Referenz-Szenario wurde dort geringe Steigerung der Realpreise von 0,44 % pro Jahr ermittelt. Die Entwicklung der Strompreise in den Jahren 2001–2011 zeigte jedoch eine deutlich größere

Steigerungsrate von real 4,1 % pro Jahr im Durchschnitt (BDEW 2010). Zwischen diesen beiden Annahmen liegt die Prognose von Henzelmann et al. (2010), welche für den Zeitraum 2010–2020 eine Steigerung von durchschnittlich 1,9 % prognostiziert (bei dynamischem Ausbau erneuerbarer Energien und ohne Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke, vgl. Kap. 5.1.5, S. 48).

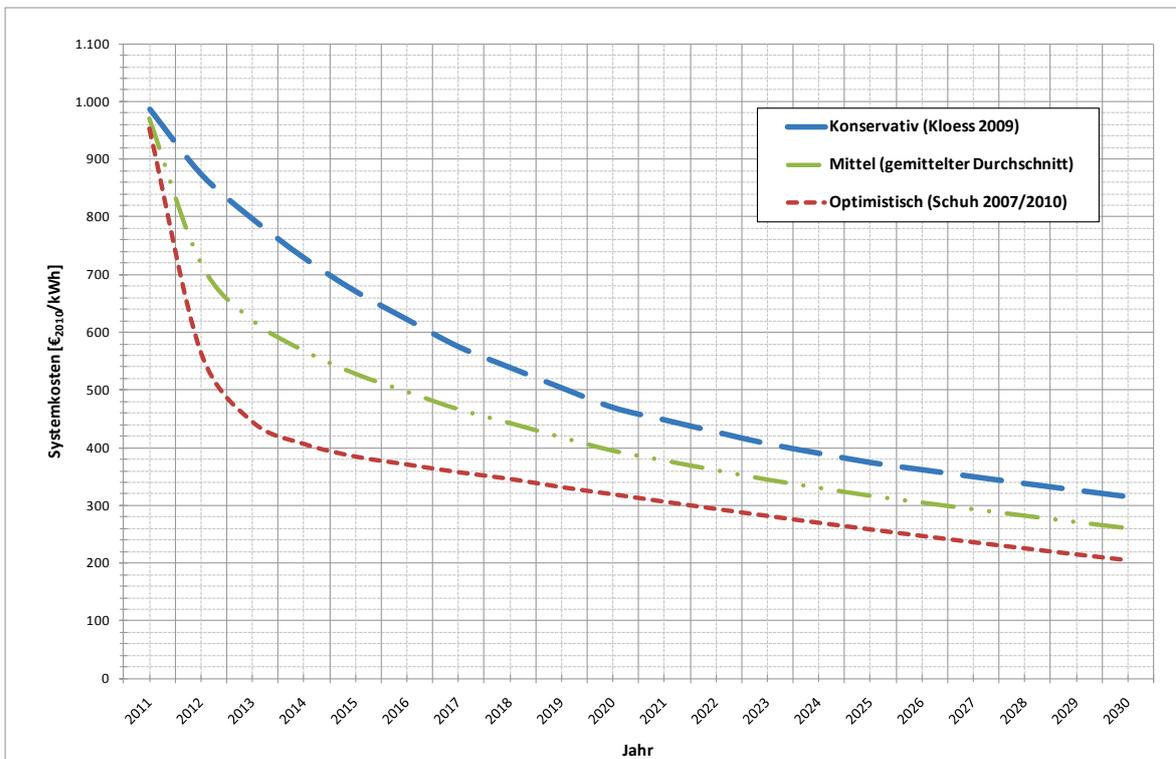


Abb. 7.2: Angenommene Entwicklung der Systemkosten für Lithium-Ionen-Akkumulatoren bis 2030

Daneben sind für die Berechnung der Stromgestehungskosten weitere Annahmen notwendig, die Tab. 7.2 zu entnehmen sind. Die Stromgestehungskosten wurden als finanzmathematische Durchschnittskosten für eine Referenzanlage mit 4 kWp Leistung ermittelt, in dem der Barwert aller auftretenden Kosten bezogen auf das Jahr 2010 einerseits und der Barwert der erzeugten Strommenge in den einzelnen Jahren ermittelt und daraus der Quotient gebildet wurde. Einige Parameter wurden für die Berechnungen variiert, um den Einfluss dieser Annahmen besser abschätzen zu können. Dies betrifft den Zinsfaktor sowie die Lebensdauer der PV-Anlage. Im Fall einer 30-jährigen Nutzungsdauer der PV-Anlage wurde eine Ersatzinvestition für den Wechselrichter und (sofern betrachtet) den Speicher nach 20 Jahren angenommen. Dabei wurden für den Wechselrichter nach Hirschl et al. (2010) 12 % der ursprünglichen Gesamtkosten der PV-Anlage angesetzt, und für den Speicher 50 % der ursprünglichen Speicherkosten.

Tab. 7.2: Annahmen für die Berechnung der PV-Stromgestehungskosten für eine 4 kW-Referenzanlage

Parameter	Wert
Leistung der PV-Anlage	4 kWp
Betriebskosten (Wartung, Instandhaltung, Versicherung)	41 EUR/(kW a)
Zinsfaktor (Diskontierung)	2 % und 6,5 %
Inflation	1,6 %
Ertragsminderung der PV-Anlage	0,25 % p.a.
Lebensdauer der PV-Anlage	20 und 30 Jahre
Spezifischer PV-Ertrag	900 kWh/(kWp a)

7.3 Ergebnisse und Interpretation

Die Netzparität wurde zunächst in Anlehnung an die klassische Definition der Gleichheit von PV-Stromgestehungskosten und Haushaltsstrombezugspreis untersucht. Um den Einfluss unterschiedlicher Annahmen für die Netzparitätsbetrachtung darzustellen, zeigt Abb. 7.3 unterschiedliche Varianten für die Stromgestehungskosten und die Strombezugspreise. Typischer Weise wird eine Nutzungsdauer von 20 Jahren und eine Diskontierung von etwa 6,5 % angenommen. Mit diesen Annahmen würde die Netzparität je nach Entwicklung der Strombezugspreise voraussichtlich **zwischen 2013 und 2014** eintreten (Punkt 1 bzw. 2 in Abb. 7.3). Nimmt man eine längere Nutzungsdauer von 30 Jahren an, so wird die Netzparität schon ein Jahr früher eintreten.

Darüber hinaus lässt sich auch die angenommene **Diskontierung** variieren. Diese kann man auch als Rendite des Betreibers interpretieren. Damit die Anlage für den Betreiber nicht zum Verlustgeschäft wird, sollte sie mindestens die Inflation ausgleichen. Darüber hinaus sollte sie ggf. anfallende Finanzierungskosten abdecken. Für selbstfinanzierte Anlagen sollte sie folglich nicht unter 2 % liegen, für vollständig fremdfinanzierte Anlagen nicht unter dem effektiven Kreditzins. Daher ist die Annahme von 6,5 % Diskontierung durchaus gerechtfertigt. Andererseits könnten staatlich stärker geförderte KfW-Kredite auch eine preiswerte Finanzierung ermöglichen. Daher werden zum Vergleich in Abb. 7.3 auch die Stromgestehungskosten mit 2 % Diskontierung dargestellt. Die Netzparität wäre unter dieser Annahme bereits zum Jahreswechsel 2010/11 eingetreten, ohne dass dies bemerkt worden wäre (Punkt 3 in Abb. 7.3).

Zum Vergleich zeigt Abb. 7.3 auch unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung der Großhandelsstrompreise, zu denen Versorger den Großteil Ihres Bedarfs einkaufen. Es wird deutlich, dass es während des Betrachtungszeitraums nicht zu einer Parität zwischen den Stromgestehungskosten von PV-Kleinanlagen und Großhandelsstrompreisen kommen wird – zwischen ihnen liegt auch 2020 voraussichtlich immer noch ein Faktor von 2–4. Allerdings wäre es ohnehin sinnvoller, den Großhandelsstrompreisen die Stromgestehungskosten von PV-Großanlagen gegenüberzustellen, welche im Rahmen dieser Studie aber nicht betrachtet wurden.

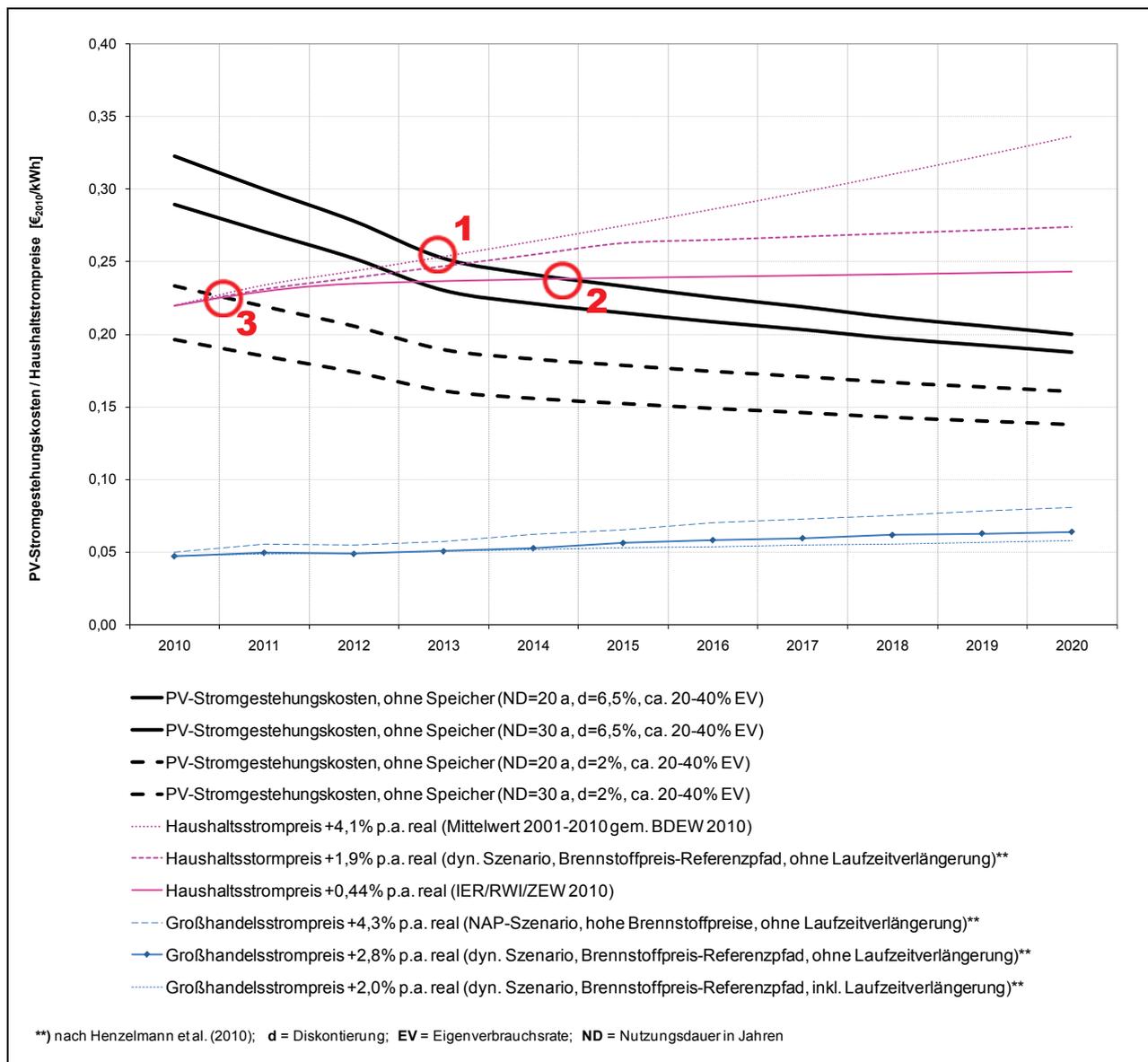


Abb. 7.3: Klassische Netzparitätsbetrachtung für PV-Kleinanlagen ohne Speicher – Einfluss von Diskontierung und Nutzungsdauer sowie unterschiedlicher Strombezugsentwicklungen

Wichtig für die Beurteilung der Auswirkungen der Netzparität ist die Berücksichtigung des **realisierbaren Eigenverbrauchs**. Dieser ist in den Abbildungen auf Grundlage der Ergebnisse aus Kap. 4.2.1 jeweils unter der Abkürzung „EV“ angegeben. Dies ist deswegen wichtig, weil sich die Netzparität aus Sicht des Betreibers nur auf denjenigen Anteil des erzeugten Stroms auswirkt, den er auch selbst verbrauchen kann. Dies sind im klassischen Fall ohne Speicher nur etwa 20–40 %. Für die restlichen 60–80 % fallen jedoch die gleichen Stromgestehungskosten an. Diese **müssen auch weiterhin eingespeist und angemessen vergütet werden**, wenn der Betrieb einer PV-Anlage nicht zu einem Verlustgeschäft werden soll. An der Notwendigkeit einer Vorrangregelung bei der Einspeisung sowie einer (wenn auch sinkenden) Vergütung des Stroms ändert sich durch die Netzparität also zunächst nichts. Folglich wird nach Eintreten der Netzparität das **EEG zunächst weiterhin eine entscheidende Rolle für den Markterfolg der Photovoltaik** spielen.

Durch das Eintreten der Netzparität würde eine Vergütung für den selbst verbrauchten Strom zwecks Eigenverbrauchsmotivierung an sich überflüssig, da dieser Anreiz dann bereits durch die Netzparität gegeben ist. Die EEG-Umlage ließe sich dadurch deutlich entlasten. Einige Autoren schlagen auch **alternative Vergütungsmodelle** wie das Net-Metering ab dem Eintritt der Netzparität vor (Braun et al. 2008). Diese Konzepte sind vor allem im amerikanischen Raum verbreitet und sehen eine Vergütung des eingespeisten Stroms in Strombezugsgutschriften vor, deren Wert bspw. am Haushaltskunden- oder Großhandelsstrompreis bemessen werden kann. Eine feste monetäre Vergütung des eingespeisten Stroms gibt es dagegen nicht. Folglich hängt die Attraktivität dieser Regelung stark von der Ausgestaltung dieses Konzepts und dem vom Betreiber realisierbaren Eigenverbrauch ab. Sie gilt damit als einfacher und kostengünstiger, als eine echte Einspeisevergütung, aber auch als weniger transparent und weniger attraktiv für den Betreiber.

7.3.1 Erweiterte Betrachtung zur Netzparität unter Berücksichtigung von Speichern

Für die erweiterte Betrachtung der Netzparität wurde zusätzlich die Verwendung von **Speichern** berücksichtigt – hier am Beispiel eines Lithium-Ionen-Akkumulators mit 5 kWh Kapazität. Um die Darstellung unabhängig von einer festen Investorenrendite durchzuführen, wurde für die Diskontierung lediglich ein **Inflationsausgleich von 2 %** gewählt. Der Zins ist somit vergleichbar mit einer Tagesgeld-Anlage und gewährleistet einen rentablen Anlagenbetrieb, solange die Inflation über die gesamte Nutzungsdauer betrachtet durchschnittlich unter diesem Satz liegt und keine zusätzlichen Finanzierungskosten anfallen. Abb. 7.4 zeigt insgesamt **vier verschiedene Kosten-Ansätze**: Einerseits die bereits aus Abb. 7.3 bekannten Kostenansätze ohne Speicher mit 20 bzw. 30 Jahren Nutzungsdauer (rot), und andererseits die Kostenansätze unter Berücksichtigung der Speicherkosten für beide Nutzungsdauervarianten (orange). Die Verwendung des Speichers ermöglicht eine starke Erhöhung des Eigenverbrauchs von 20–40 % auf etwa 60–80 % (z. T. auch über 90 %).

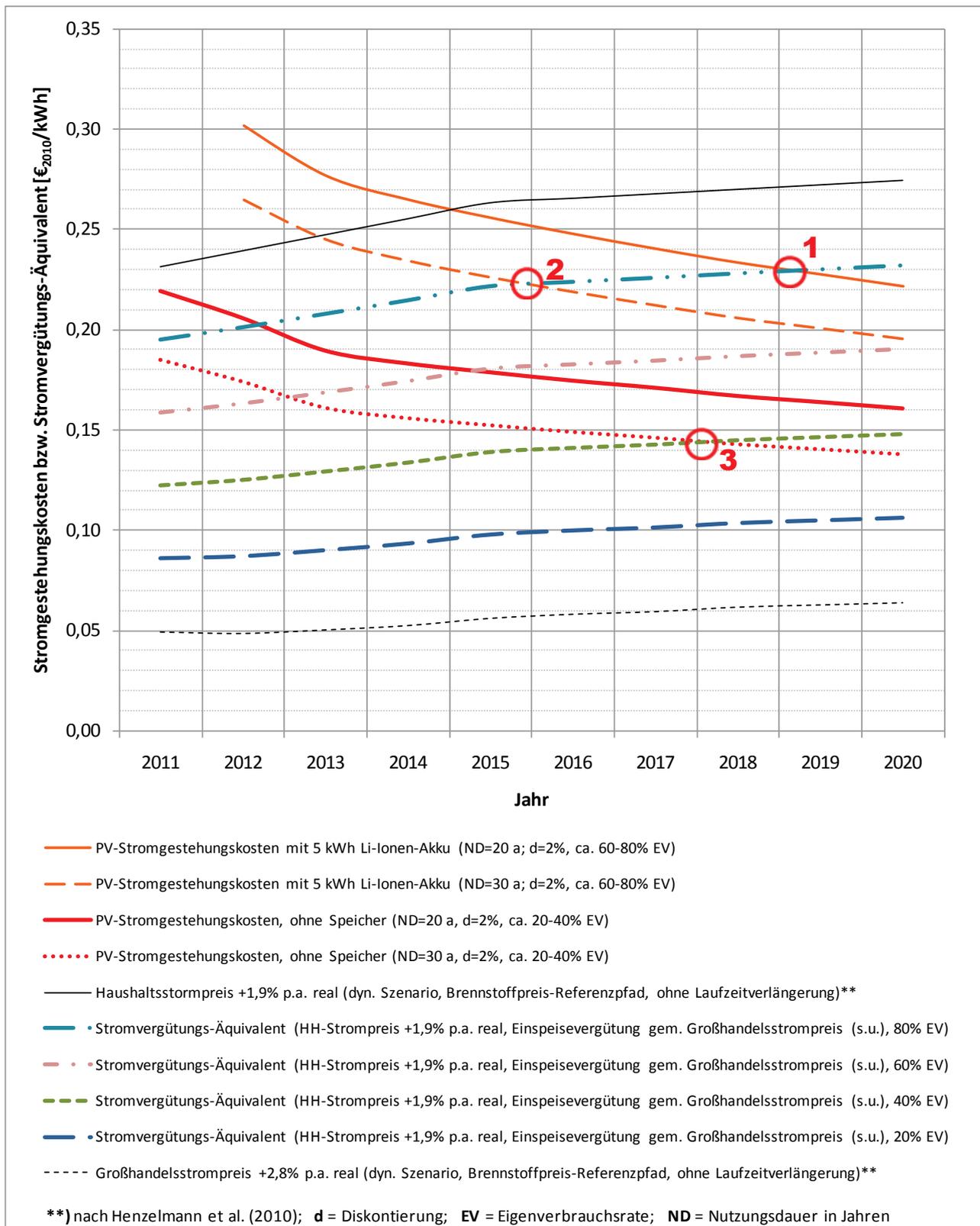


Abb. 7.4: Erweiterte Betrachtung zur Netzparität für PV-Kleinanlagen mit und ohne Speicher bis 2020

Berücksichtigung unterschiedlicher Eigenverbrauchsraten und Nutzungsdauern

Für die Bezugspreise wird ein Mischpreisansatz verwendet. Dabei wird davon ausgegangen, dass ins Netz eingespeister Strom nur zu den in der Abbildung dargestellten Großhandelsstrompreisen vergütet wird, während für den selbst verbrauchten Strom wie im klassischen Fall die ebenfalls dargestellten Haushaltsstrombezugspreise vermieden werden. Die dabei angenommene Entwicklung der Strompreise für Großhandel und Haushalte liegt dabei jeweils etwa im Mittel der zuvor in Abb. 7.3 dargestellten Szenarien. Da dieser Mischpreisansatz eine Kombination aus vermiedenen Strombezugskosten und Einspeisevergütung darstellt, wird das Ergebnis dieser Kalkulation hier als **„Stromvergütungs-Äquivalent“** bezeichnet. Da diese Stromvergütungs-Äquivalente Abhängig vom Eigenverbrauch sind, zeigt Abb. 7.4 **vier Vergütungs-Ansätze für unterschiedliche Eigenverbrauchsrate**n (20 %, 40 %, 60 % und 80 %).

Im Ergebnis zeigt diese erweiterte Betrachtung zur Netzparität, dass PV-Kleinanlagen mit einem Lithium-Ionen-Speicher von etwa 5 kWh Kapazität voraussichtlich noch vor 2020 **„selbsttragend“** betrieben werden können. Ein solches PV-System würde also auch dann wirtschaftlich betrieben werden können, wenn der eingespeiste Strom nur mit dem Großhandelsstrompreis vergütet werden würde¹. Bei moderaten Annahmen für die Preisentwicklung von Strom, PV-Anlagen und Speichern wäre dies bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahren **ab etwa 2019** der Fall (Punkt 1 in Abb. 7.4), **bei 30 Jahren Nutzungsdauer bereits ab 2015** (Punkt 2 in Abb. 7.4).

Voraussetzung für die dafür notwendige Realisierung von mindestens 80 % Eigenverbrauch ist, dass die Größe der PV-Anlage und die Kapazität des Speichers gut auf den individuellen Stromverbrauch abgestimmt sind und auf Eigenverbrauch optimiert wird. Dies hat tendenziell **kleinere PV-Anlagen** als heute üblich zur Folge und könnte durchaus dazu führen, dass vorhandene Dachflächenpotenziale nicht voll ausgeschöpft werden, sofern kein anderweitiger Anreiz dafür existiert.

Darüber hinaus zeigt sich, dass PV-Anlagen ohne Speicher auch bei Optimierung des Eigenverbrauchs bis 2020 aller Voraussicht nach nicht im breiten Markt selbsttragend betrieben werden können, sofern nur eine 20-jährige Nutzungsdauer angenommen wird. Allenfalls spezielle Marktsegmente wie Mehrfamilienhäuser, welche durch gemeinsame Nutzung einer PV-Anlage einen hohen Eigenverbrauch realisieren, würden unter diesen Bedingungen noch vor 2020 selbsttragend. Legt man allerdings eine 30-jährige Nutzungsdauer zugrunde, so wäre voraussichtlich **ab 2018** ein wirtschaftlicher Betrieb auch ohne Speicher möglich (Punkt 3 in Abb. 7.4). Insgesamt sprechen die Ergebnisse dafür, PV-Anlagen möglichst lange zu nutzen und auch die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen dementsprechend anzupassen.

Es ist zu beachten, dass **der „selbsttragende“ bzw. „rentable“ Betrieb** hier lediglich einen Inflationsausgleich enthält und keine darüber hinaus gehende Rendite. Ohne weitere finanzielle Anreize wären Investitionen in PV-Anlagen somit unter Renditegesichtspunkten zunächst weitaus weniger attraktiv als unter der derzeitigen EEG-Förderung. Zudem dürften keine zusätzlichen Finanzierungskosten anfallen. Um diese zu berücksichtigen, wurden im Rahmen einer **Sensitivitätsanalyse** die Diskontierung sowie die Annahmen bzgl. der Preisentwicklung von PV-Anlagen und Speicher variiert. Die variierten Parameter sind in Zeile 2–4 der Tab. 7.3 dargestellt. Die Zeilen 5–10

¹ Auch der hier angenommenen Einspeisevergütung zu Großhandelsstrompreisen müsste voraussichtlich eine gesetzliche Vorrangregelung und somit ein Umlagemechanismus analog zum heutigen EEG zu Grunde liegen, weil das Handling vieler dezentraler und schwankend einspeisender PV-Anlagen sehr viel aufwendiger ist als der Strombezug von einigen wenigen Großerzeugern. Anders als heute läge die PV-Vergütung aber dann in der Größenordnung typischer Marktpreise.

zeigen die sich daraus ergebenden Investitionskosten und Stromgestehungskosten für das Jahr 2020. Zu welchem Zeitpunkt eine Parität zwischen den Stromgestehungskosten und den Stromvergütungs-Äquivalenten zu erwarten ist, ist in den Zeilen 11–14 dargestellt. Man kann feststellen, dass die oben dargestellte Betrachtung (Szenario 3 in Tab. 7.3) im Mittelfeld der Szenarien liegt. Auch bei einem höheren Diskontierungszins von 6,5 % kann eine Parität unter Verwendung von Speichern noch zum Ende des Jahrzehnts erreicht werden, wenn optimistischere Annahmen bzgl. der Preisentwicklung getroffen werden (Szenario 4). Ansonsten wäre sie erst im nächsten Jahrzehnt zu erwarten.

Tab. 7.3: Annahmen und Ergebnisse der erweiterten Netzparitäts-Betrachtungen

#	Szenario Nr.	1	2	3	4	5
1	Szenario Kurzbezeichnung	Optimistisch, 2%	Mittel, 2%	Moderat, 2%	Optimistisch, 6,5%	Moderat, 6,5%
2	Annahme zur PV-Preisentwicklung	optimistisch	EU-mittel	EU-mittel	optimistisch	EU-mittel
3	Annahme zur Speicher-Preisentwicklung	optimistisch	mittel	konservativ	optimistisch	konservativ
4	Diskontierung	2,0%	2,0%	2,0%	6,5%	6,5%
5	PV-Investitionskosten 2020 [€ ₂₀₁₀ /kWp]	1.124	1.420	1.420	1.124	1.420
6	Speicher-Investitionskosten 2020 [€ ₂₀₁₀ /kWh]	320	394	469	320	469
7	Stromgestehungskosten ohne Speicher 2020 (ND=20 a) [€ ₂₀₁₀ /kWh]	0,137	0,161	0,161	0,165	0,200
8	Stromgestehungskosten ohne Speicher 2020 (ND=30 a) [€ ₂₀₁₀ /kWh]	0,119	0,138	0,138	0,155	0,188
9	Stromgestehungskosten mit Speicher 2020 (ND=20 a) [€ ₂₀₁₀ /kWh]	0,180	0,214	0,222	0,243	0,304
10	Stromgestehungskosten mit Speicher 2020 (ND=30 a) [€ ₂₀₁₀ /kWh]	0,160	0,188	0,196	0,225	0,281
11	Zeitpunkt der Parität ohne Speicher (40% EV; ND=20 a)	2017/18	nach 2020	nach 2020	nach 2020	nach 2020
12	Zeitpunkt der Parität ohne Speicher (40% EV; ND=30 a)	2014	2017/18	2017/18	nach 2020	nach 2020
13	Zeitpunkt der Parität mit Speicher (80% EV; ND=20 a)	2013	2017	2019	ca. 2021	nach 2020
14	Zeitpunkt der Parität mit Speicher (80% EV; ND=30 a)	2012	2014	2015	2019	nach 2020
15	Legende: EV = Eigenverbrauch; ND = Nutzungsdauer					

Man kann durchaus beanstanden, dass eine Vergütung zu Großhandelsstrompreisen dem Wert des PV-Stroms nicht ganz gerecht wird, da der Großhandelsstrompreis von einer Vielzahl bereits abgeschriebener konventioneller Grundlastkraftwerke beeinflusst wird. Dementsprechend könnte man auch die Stromgestehungskosten nicht abgeschriebener Spitzen- und Mittellastkraftwerke auf Gas- und Kohlebasis inkl. der vollen CO₂-Schadenskosten als Vergleichswert heranziehen. Würde die Einspeisevergütung diesen Wert unterschreiten, so könnte man sie bereits als „wertgerechte Vergütung“ statt als „Anschub-Subvention“ interpretieren. Weitergehende Betrachtungen haben gezeigt, dass auch dieser Fall voraussichtlich noch vor 2020 eintreten wird. Allerdings ist das Management und die Vergütung vieler fluktuierend produzierender Kleinanlagen erheblich aufwendiger als bei wenigen regulierbaren Großanlagen, sodass weder der Markt noch einzelne Akteure eine solche Vergütung derzeit darstellen könnten.

8 Potenzielle Auswirkungen der Netzparität

Neben der Unklarheit über die „Netzparität“ an sich sind auch die möglichen Markteffekte und die Rolle von lokalen Energieversorgungsunternehmen sowie die Wirkung auf die Netze bisher wenig untersucht. In Verbindung mit der Frage nach den ggf. profitierenden Marktakteuren und neuen Geschäftsmodellen ist nach der besonderen Rolle von und ggf. Chancen für Stadtwerke und andere lokale Energiedienstleister zu fragen. Daraus ergeben sich folgende Fragen, auf welche in diesem Abschnitt näher eingegangen wird:

1. Welche Auswirkungen hat die Netzparität auf die Energiewirtschaft, welche Marktakteure sind betroffen/ involviert?
2. Welche neuen Geschäftsmodelle sind mit einem höheren Eigenverbrauchsanteil bzw. der Netzparität verbunden bzw. könnten entwickelt werden und welche Akteure bieten diese an bzw. könnten diese anbieten?
3. Welche Auswirkung eines verstärkten dezentralen PV-Wachstums und Eigenverbrauchs auf die Netze wäre zu erwarten?

Zur Klärung dieser Fragen wurde die aktuelle Literatur zu diesem Themenfeld ausgewertet und durch insgesamt zehn leitfadengestützte Interviews mit Vertretern aus dem Bereich der Stadtwerke, der Ökostromhändler, der Verteilnetzbetreiber, aus Wissenschaft und Forschung sowie mit Branchenexperten ergänzt.

8.1 Marktdynamik im Überblick

Art und Umfang von Auswirkungen der Netzparität hängen zu einem großen Teil von den politischen Rahmenbedingungen ab. Dies gilt insbes. für die 2013/14 zu erwartende Netzparität zu Haushaltsstrompreisen. In erster Linie wird daher die künftige Ausgestaltung des EEG darüber entscheiden, in welcher Form sich die Netzparität auswirkt. Würde bspw. die EEG-Vergütung bei Erreichen der Netzparität gestrichen oder auf das Niveau des Börsenpreises festgesetzt werden, so würde es aller Voraussicht nach zu einem abrupten Zusammenbruch des PV-Marktes kommen. Dies ist vor allem dadurch bedingt, dass ohne die Nutzung eines Energiespeichers in der Regel nur etwa 20–40 % des erzeugten Stroms auch selbst genutzt werden können. 60–80 % des Strombedarfs müssten in der Regel auch weiterhin fremdbezogen werden (vgl. Kapitel 3). Für denjenigen Anteil des Stroms, der nicht selbst verbraucht werden kann, müsste nach wie vor eine angemessene Vergütung gezahlt werden, damit die Anlage wirtschaftlich betrieben werden kann.

Geht man von einem Szenario aus, welches auch nach Erreichen der Netzparität die Renditeerwartung der Betreiber angemessen berücksichtigt, kann man bei Erreichen der Netzparität einen unverminderten oder psychologisch leicht beflügelten PV-Ausbau und einen dadurch gegebenen Anreiz zur Förderung des Eigenverbrauchs erwarten. Diese Anreize, sowie die damit verbundenen Effekte, werden aufgrund der zunächst geringen Unterschiede zwischen den Stromgestehungskosten und den Strombezugspreisen anfangs nur spärlich sein. Durch die zunehmende Kostendifferenz werden diese Anreize und die damit verbundenen Effekte mit der Zeit jedoch immer größer.

Auf Basis der Interviews wurden ausgehend von diesem Szenario die Einschätzungen zu den möglichen Effekten und Marktentwicklungen für die verschiedenen Marktakteure und sonstige Be-

troffene gebündelt. Die Einschätzungen der Befragten werden nachfolgend als Chancen (+), Risiken (–) oder allgemeine Handlungsbedarfe (•) gekennzeichnet und im Überblick aufgeführt.

➤ **Verteilnetzbetreiber**

- Zusätzliche Netzbelastung durch PV-Ausbau und Last-Verlagerung in mittägliche Spitzenlastzeiten zwecks Eigenverbrauch
- Notwendigkeit des Netzausbau insbes. in ländlichen Gegenden mit hohem PV-Anteil
- Verlust von Netzentgelten durch Eigenverbrauch
- + Netzstabilisierung durch Netzdienstleistungen neuer PV-Wechselrichtertechnologien (Braun 2010)
- + Langfristig: Potenziale zur Einbeziehung von Speichern ins Netzmanagement

➤ **(Öko-)Stromanbieter**

- + Kundengewinnung und Kundenbindung durch besondere Tarifangebote, Kooperationsbereitschaft und Beratung gegenüber PV-Betreibern
- Erhöhter Aufwand zur Abschätzung des Strombedarfs von PV-Eigenverbrauchern insbes. bei Speichernutzung
- Erhöhte Netzentgeltforderungen durch Netzbetreiber für PV-Eigenverbraucher
- Mindereinnahmen durch geringeren Strombezug von Eigenverbrauchern

➤ **Stadtwerke** (sind gleichzeitig Stromanbieter und i. d. R. Verteilnetzbetreiber (s.o.))

- + Kundenbindung und Imagepflege durch
 - besondere Kooperativität und Beratung gegenüber PV-/EE-Betreibern
 - besondere Tarif- und Dienstleistungsangebote gegenüber PV-Betreibern
- + Realisierung von Synergieeffekten durch Ausnutzung des Detail-Wissens über die Struktur der regionalen Verbraucher und Erzeuger für DSM-Zwecke zum Angleich von Angebot und Nachfrage und zur Netzentlastung durch
 - Einbeziehung energieintensiver Liegenschaften als „virtuelle Kraftwerke“ ins DSM (Schäfers 2010)
 - Nutzung vorhandener Energiespeicher wie elektrischer Warmwassererzeugung, Speicherheizungen, Warmwasserheizungen, Wärmepumpen und dezentrale KWK (Stadler und Schmidla 2010)
 - Zielgerichtete Vermarktung von Smart-Metering-Produkten

➤ **PV-Anlagenbetreiber**

- + Intrinsischer Zusatznutzen durch teilweise Unabhängigkeit und den persönlichen Beitrag zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft
- + Möglichkeit der Renditesteigerung durch erhöhten Eigenverbrauch

➤ **Verbraucher**

- + Vermeidung externer Kosten durch eine nachhaltigere Energieversorgung
- + Intrinsische Gewissensberuhigung durch Nutzung einer nachhaltigeren Energiewirtschaft
- + Entkopplung von PV-Zubau und EEG-Umlage
- Steigende Grund- und Arbeitspreise insbes. durch steigende Netzentgelte

➤ **PV-Hersteller, Vertrieber, Planer und Monteure**

- + Sicherung eines langfristig wachsenden Absatzmarktes
- + Vergrößerung der Produktpalette um Eigenverbrauchs-Lösungen und entsprechende Dienstleistungen
- + Erschließung neuer Zielgruppen

➤ **Hersteller und Vertrieber von elektronischer Smart-Metering-Produkte**

- + Erschließung zusätzlicher Anwendungsgebiete und Zielgruppen

- Optimierung der Produkte hinsichtlich Kosten-Nutzen-Verhältnis
- **Hersteller und Verreiber von Akkumulatoren**
 - + Erschließung zusätzlicher Anwendungsgebiete und Zielgruppen
 - Optimierung von Speichern für den PV-Eigenverbrauch hinsichtlich Kosten und Lebensdauer
- **Dienstleister**
 - + Dienstleistungen und Beratung aller anderen Akteure und Betroffenen
- **Politik/ Gesetzgeber**
 - + Erhöhte Wählerzufriedenheit durch nachhaltigere Energiewirtschaft und Entkopplung von PV-Zubau und EEG-Umlage
 - Berücksichtigung/ Kompensation der Mindereinnahmen bei Steuern und Abgaben durch Eigenverbrauch
 - Kontinuierliche Anpassung und Ausgestaltung des EEG
 - Anpassung der Rahmenbedingungen bzgl. Nutzung und Förderung von Speichersystemen
 - Anpassung der Anreizregulierung (Anerkennung „smarter“ Ortsnetzstationen, regelbarer Trafos etc. zur Sicherstellung der vollständigen Integrierbarkeit erneuerbarer Energien)

Insgesamt kann man konstatieren, dass die Netzparität neue Chancen für eine selbstständigere dezentrale Stromversorgung eröffnet. Zentrale Herausforderung wird dabei die verbesserte Integration einer fluktuierenden Stromproduktion in lokale Systeme sowie in das gesamte Energieversorgungssystem darstellen. Dies eröffnet Raum für neue Marktakteure und Geschäftsmodelle, erfordert aber auch neue Ansätze seitens der Regulierung.

Darüber hinaus ist festzuhalten, dass die in wenigen Jahren erwartete Netzparität zu Haushaltsstrompreisen **keine schlagartigen Veränderungen** von einem Tag auf den nächsten mit sich bringen wird. Es handelt sich vielmehr um einen fließenden Übergang. Da die Unterschiede zwischen den Stromgestehungskosten und den Strombezugspreisen anfangs nur gering sein werden, ist auch der Anreiz für einen erhöhten Eigenverbrauch und die damit verbundenen Effekte zunächst gering. Netzparität allein wird daher sicher nicht als Beginn einer „**dezentralen Energierevolution**“ betrachtet werden können. Sie ist vielmehr ein wichtiges Etappenziel eines sich bereits vollziehenden Wandels im Energiesektor auf dem Weg zur Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik. „Revolutionär“ ist dabei vor allem zunächst der zunehmende Anreiz, selbst produzierten Strom auch selbst zu verbrauchen. Die bisher klare Abgrenzung zwischen Produzenten und Konsumenten im Energiesektor wird dadurch zunehmend aufgeweicht. Schon jetzt werden Eigenverbraucher dementsprechend auch als „**Prosumer**“ bezeichnet, da sie einen Teil der von ihnen konsumierten Energie selbst produzieren. Eine Förderung wird aber zunächst auch nach Erreichen der Netzparität weiter notwendig bleiben, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen und somit ein weiteres Marktwachstum zu gewährleisten. Erst bei Netzparität zu Strombezugskosten unter Einbeziehung von Speicherkosten für einen hohen Eigenverbrauch kann bei richtigen Rahmenbedingungen von einer „dezentralen PV-Energierevolution“ im Sinne eines weitgehenden „Prosumings“ unabhängig von einer monetären Förderung ausgegangen werden. Bis zu diesem Zeitpunkt bleibt das EEG maßgebliche Treibkraft der sich bereits vollziehenden dezentralen **Energiewende**.

8.2 Diskussion der Auswirkungen auf ausgewählte Marktakteure

Im Folgenden werden die potenziellen Auswirkungen, Markteffekte und Geschäftsmodelle im Rahmen der Netzparität für einige ausgewählte Marktakteure und Betroffene im Detail diskutiert.

8.2.1 Netzbetreiber

Bezüglich des Netzbetriebs und damit verbundenen Fragen der Versorgungssicherheit muss zwischen **Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB)** und **Verteilnetzbetreibern (VNB)** unterschieden werden.

Die **Übertragungsnetze** verteilen auf Höchstspannungsebene die von Kraftwerken bereitgestellte Energie landesweit an die regionalen Verteilnetze. Darüber hinaus sind sie über sogenannte Kuppelleitungen an das internationale Verbundnetz angeschlossen. Da PV-Strom vor allem dezentral und verbrauchsnahe erzeugt wird, spielt der Ausbau der PV-Stromerzeugung für sie eine untergeordnete Rolle (BSW-Solar 2010b; Braun et al. 2008). Die Notwendigkeit des Netzausbaus auf Übertragungsebene ergibt sich derzeit vor allem aus den neu entstehenden Offshore-Windparks an den deutschen Küsten (Morhart 2010).

Als **Verteilnetzbetreiber** tritt in der Regel der örtliche Grundversorger und somit zumeist das örtliche Stadtwerk auf. Im Zuge der Energiemarkt-Liberalisierung wurde Einigerorts der Netzbetrieb in selbständige Unternehmen oder an überregionale Netzbetreiber ausgegliedert (Bontrup und Marquardt 2010). Im Gegensatz zu den nur vier deutschen ÜNB gibt es in Deutschland ca. 900 VNB, welche auf regionaler Ebene den Strom zu den Endverbrauchern liefern. Diese müssen die entsprechenden Netzkapazitäten bereitstellen, um auch an sonnenreichen Tagen die maximal zu erwartende PV-Einspeisung aufnehmen zu können.

Zwar kommen aktuelle Studien zu dem Schluss, dass auch das Ausbauziel von 52 Gigawatt Solarstromerzeugung für 2020 für die deutschen Netze aufgrund der dezentralen und meist verbrauchernahen Erzeugung gut zu bewältigen ist (Braun 2010; Braun et al. 2008; BSW-Solar 2010b). Allerdings konzentriert sich der bisherige Ausbau der Photovoltaik aufgrund der besseren Erträge und somit höheren Rendite vor allem auf den Süden Deutschlands. So war Anfang 2010 gut 58 % der gesamten in Deutschland installierten PV-Leistung in Bayern und Baden-Württemberg konzentriert. Insbesondere in dünn besiedelten landwirtschaftlichen Gebieten mit einem hohen PV-Ausbau bspw. auf Scheunendächern und Freiflächen wird dort schon heute an sonnigen Tagen wesentlich mehr Strom erzeugt als verbraucht, sodass eine Einspeisung des Stroms in übergeordnete Netze notwendig werden kann. Gleichzeitig erweisen sich hier die bisherigen Leitungsquerschnitte häufig als nicht ausreichend und müssen kostenaufwändig ersetzt werden (Zeidler 2010; Janzing 2010), was auch in den Interviews bestätigt wurde. Außerdem gehen die Interviewpartner nicht davon aus, dass die Netzparität oder auch die derzeitige EEG-Eigenverbrauchsförderung dieses Problem mindern könnten, und führen dafür mehrere Gründe an: Einerseits seien ohne Speicher die durch Eigenverbrauchsoptimierung erzielbaren Lastverschiebungen nicht ausreichend, andererseits sei man als Netzbetreiber verpflichtet, die gesamte maximal anfallende PV-Strommenge auch aufnehmen zu können. Auch bei Eigenverbrauchsoptimierung könne es zudem bspw. in Ferienzeiten im Sommer vorkommen, dass das Eigenverbrauchspotenzial durch Abwesenheit vieler Betreiber stark eingeschränkt sei.

Um dieser Problematik zu begegnen, sind verschiedene Ansätze denkbar, welche in sinnvoller Kombination voraussichtlich das größte Potenzial haben:

- Denkbar wäre bspw. **eine regional differenzierte PV-Förderung**, welche Standortfaktoren (z. B. Solarstrahlung, bereits installierte PV-Leistung, Netzauslastung) mit einbezieht, um eine gleichmäßigere regionale Verteilung von PV-Anlagen zu erreichen.
- **Lastvariable Tarifbestandteile** könnten eine stärkere Anpassung des Verbrauchsverhaltens an Netzgegebenheiten bewirken. Allerdings verkomplizieren sie die Wirtschaftlichkeitsrechnung und könnten daher abschreckend wirken. Darüber hinaus ist die dafür notwendige Technologie noch zu teuer und die technischen, rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen noch nicht ausreichend.
- Auch Anreize zur „**netzsolidarischen**“ **Speichernutzung** sollten in Erwägung gezogen werden, da so ein hohes Potenzial an Systemdienstleistungen und Regelenergiebereitstellung erschlossen werden könnte.
- Durch den Einsatz **multifunktionaler Wechselrichter** könnten PV-Anlagen auch **Netzdienstleistungen** bereitstellen, um so entscheidend zur Netzstabilisierung und zur Erhöhung der Photovoltaik-Aufnahmefähigkeit in Niederspannungsnetzen beizutragen (Braun 2010; BSW-Solar 2010b). Regenerative Energieerzeuger ab 100 kW müssen gemäß der VDE-Mittelspannungsrichtlinie bereits seit Juli 2010 mit entsprechenden Wechselrichtern ausgestattet werden (Wraneschitz 2010).
- Darüber hinaus schrieben einige Interviewpartner auch **regelbaren Ortsnetzstationen** (Trafos) ein großes Potenzial zur Netzentlastung zu. Diese würden bisher aber nur seltenen Fällen eingesetzt, die sie von den Regulierungsbehörden im Rahmen der Anreizregulierung bisher nicht angemessen berücksichtigt würden.

Stadtwerte scheinen von diesem Problem bisher kaum betroffen, da hier in der Regel genügend Verbraucher zur Aufnahme des erzeugten Stroms zur Verfügung stehen.

Im Hinblick auf Speicher halten die Interviewpartner dezentrale Lösungen für die sinnvollste Variante, bezweifeln aber, dass sich diese in den nächsten Jahren wirtschaftlich betreiben ließen. Einige Interviewpartner merkten an, dass Eigenverbrauch und Speicher das System auch zusätzlich verkomplizieren würden, da für sie die gängigen Standardlastprofile nicht anwendbar seien. Daher wären aus Sicht des Netzbetreibers dezentrale Speicher vor allem dann sinnvoll, wenn sie für Netzdienstleistungen heran gezogen werden könnten.

In bestimmten Fällen könnte sich auch die systematische Optimierung des Eigenverbrauchs als eine zusätzliche Belastung für die Netze erweisen: Dies wäre bspw. dann der Fall, wenn Verbraucher rein zeitgesteuert auch bei geringer PV-Stromerzeugung und Windflaute anspringen und so bei geringer Stromverfügbarkeit die Mittagslastspitze zusätzlich erhöhen. Um sich für solche Fälle vorzubereiten engagieren sich einige Netzbetreiber derzeit an wissenschaftlich begleiteten Modellprojekten zum Demand-Side-Management (DSM; s.u.).

Kap. 6 deutete darüber hinaus bereits an, dass durch den geringeren Strombezug von Eigenverbrauchsbetreibenden Mindereinnahmen für die Netzbetreiber bestehen. Um diese auszugleichen könnten die entsprechenden Anschlüsse mit höheren Gebühren belegt werden. Alternativ wäre auch ein Umschlagen der Kosten auf alle Verbraucher denkbar.

8.2.2 (Öko-)Stromanbieter

Für Stromanbieter ist ein Eigenverbraucher zunächst ein Kunde, der unterdurchschnittlich wenig Umsatz generiert. Werden Bestandskunden in verstärktem Maße zu Eigenverbrauchern, so ist mit signifikanten Umsatzrückgängen zu rechnen. Darüber hinaus ist sein Strombedarf schwieriger zu kalkulieren, da sich die üblichen Standardlastmodelle auf ihn nicht anwenden lassen. Ferner könnte der Netzbetreiber, bei dem der Eigenverbraucher angeschlossen ist, den entsprechenden Anschluss mit zusätzlichen Gebühren belegen. Der Stromanbieter stünde dann vor der Entscheidung, ob die entsprechenden Kosten auf den einzelnen Kunden oder auf die Gesamtheit der Kunden umgelegt werden sollen. Einige Stromanbieter könnten daher einen Vertragsabschluss mit Eigenverbrauchern verweigern. Sollte die Zahl der Eigenverbraucher stark steigen, so ist dies auf jeden Fall in entsprechenden Tarifmodellen zu berücksichtigen.

Stromanbieter könnten die neue Situation aber auch zur Kundenbindung und Neukundengewinnung nutzen, etwa durch besondere Tarifangebote und Prämienmodelle. Die Ergebnisse aus Kapitel 3 legen bspw. nahe, dass für Eigenverbraucher insbes. ein vergünstigter Abend- und Nachtтарif interessant sein könnte, da dann für sie der größte Teil ihres Fremdbezugs anfällt. Auch ein umfassender Kundenservice sowie Beratungsangebote für PV-Betreiber oder PV-Interessenten käme diesbezüglich in Frage. Da man PV-Betreibern ein überdurchschnittlich „grünes Gewissen“ unterstellen kann, könnten insbes. Ökostromanbieter sich in diesem Bereich profilieren.

Gnilka (2010) machte Vorschläge für „umsetzbare Smart-Metering-Produkte“, darunter einen konkreten Vorschlag für einen Stromtarif „Smart Prosumer“. Betreiber von PV-Anlagen sollen gegen eine entsprechende Gebühr Hilfsmittel zur Visualisierung von Erzeugung und Verbrauch gestellt bekommen, um so ihren Eigenverbrauch optimieren zu können. Es wurde eine Zahlungsbereitschaft von 55–105 €/Kunde und Jahr plus einmalig 80 € angeführt. Gleichzeitig wird für einen entsprechenden Tarif aber nur ein Potenzial von unter einem Prozent bezogen auf den Gesamtmarkt angegeben.

Vor dem Hintergrund der derzeitigen Eigenverbrauchsförderung im EEG lassen sich auch **PV-spezifische Geschäftsmodelle** anbieten. Als Beispiel sei die Kombination eines Stromtarifs und einer PV-Anlage mit elektronischer Unterstützung zur *stromerzeugungsabhängigen* Optimierung des Eigenverbrauchs genannt. Durch die erzeugungsabhängige Optimierung des Eigenverbrauchs ließen sich negative Effekte für das Gesamtsystem reduzieren und in Gegenden mit knappen Netzkapazitäten ein Zusatznutzen realisieren. Durch die Kombination mit „intelligenten“ Zählern ließe sich ferner die Grundlage für die Einführung lastvariabler Tarife schaffen, über welche sich eine Optimierung des Eigenverbrauchs unter Berücksichtigung von Angebot und Nachfrage im gesamten Energieversorgungssystem motivieren ließe. Unter dieser Voraussetzung würden sich auch Speicher mit einem Zusatznutzen für das Gesamtsystem betreiben und in das Angebot integrieren lassen. Die Mehrkosten für die entsprechende Elektronik reduzieren allerdings auch die Rendite der Anlage, sodass sich entsprechende Angebote zunächst als Nischenprodukt erweisen dürften. Zudem ist es durchaus fraglich, ob die Eigenverbrauchsregelung bei der nächsten Novellierung des EEG weiter Bestand haben wird. Entsprechenden Angeboten könnte so sehr rasch die wirtschaftliche Grundlage bis zum tatsächlichen Eintritt der Netzparität verwehrt werden. Darüber hinaus ist die Vorteilhaftigkeit solcher Angebote für das gesamte Energieversorgungssystem stark abhängig vom Verhalten des Betreibers. So könnte die derzeitige Eigenverbrauchsregelung dazu motivieren, zur Steigerung des Eigenverbrauchs gezielt den eigenen Stromverbrauch zu erhöhen – bspw. durch Umstellung auf eine ineffiziente elektrische Warmwasserbereitung. Unterstellt man

den Betreibern aber überdurchschnittliches Umweltbewusstsein, so dürfte eine entsprechende Aufklärungsarbeit solch negative Effekte zur Ausnahmeerscheinung werden lassen.

Prinzipiell könnten entsprechende Eigenverbrauchslösungen auch für **Gewerbekunden** interessant sein. Vielversprechend ist dies vor allem da, wo der Lastgang sowieso der typischen PV-Stromerzeugungskurve entspricht und folglich keine Maßnahmen zur Eigenverbrauchsoptimierung erforderlich wären, bspw. bei Bürogebäuden. Wirtschaftlich interessant ist dies für den Betreiber allerdings nur, wenn seine Netto-Strombezugskosten mindestens 16,38 Cent/kWh betragen – andernfalls wäre die Volleinspeisung wirtschaftlicher. Laut Eurostat (2010) ist bereits ab einem Jahresstromverbrauch von 20 MWh davon auszugehen, dass gewerbliche Anbieter diese Grenze unterschreiten und durchschnittlich nur noch 13,09 Cent/kWh zahlen. Angesichts dessen dürfte die in Frage kommende Zielgruppe relativ klein sein, kann aber verhältnismäßig einfach im Kundentamm eines Stromanbieters identifiziert werden.

Kurz- bis mittelfristig stellen insbes. **Betreiber von PV-Altanlagen** eine interessante Kundengruppe für solche Angebote dar. Die Realisierbarkeit und Akzeptanz für lastvariable Einspeise- und Bezugs-Tarife dürfte hier zunächst am größten sein. Allerdings wäre neben regulatorischen Fragen zunächst zu klären, mit welcher Restlebensdauer und mit welchen Erträgen bei solchen Anlagen noch zu rechnen ist. Nur so lässt sich abschätzen, in welchem Umfang sich Steuerungselektronik oder Speichersysteme wirtschaftlich betreiben lassen.

Perspektivisch gesehen dürften solche Geschäftsmodelle an Relevanz zunehmen. Gänzlich ohne weitere EGG-Förderung werden solche Angebote aber erst dann zum „Selbstläufer“, wenn Netzparität nahezu Börsenstrompreisen oder unter Berücksichtigung von Speicherkosten zu Strombezugskosten eintritt.

8.2.3 Stadtwerke

Stadtwerke fungieren häufig gleichzeitig als Netzbetreiber, Stromanbieter und Grundversorger für weitere kommunale Leistungen und genießen in der Bevölkerung in der Regel ein recht hohes Ansehen (Bontrup und Marquardt 2010). Daher gelten die im Vorigen genannten Punkte für Netzbetreiber und Stromanbieter in der Regel auch für die Stadtwerke.

Durch ihre Mehrfachfunktion verfügen Stadtwerke im Allgemeinen über eine detaillierte Kenntnis über die in ihrem Gebiet vorhandenen Verbraucher und Anlagenbetreiber. Vor diesem Hintergrund haben sie beste Voraussetzungen, dieses Wissen zu Zwecken der Netzregelung und der Kundenbindung einzusetzen – insbes. für entsprechende Maßnahmen zum Demand-Side-Management (DSM). Großes Potenzial wird bspw. in der Einbeziehung bereits vorhandener Energiespeicher wie elektrischer Warmwassererzeugung, Speicherheizungen, Warmwasserheizungen, Wärmepumpen und dezentrale KWK gesehen (Stadler und Schmidla 2010). Einige der Interviewpartner sind in diesem Feld bereits aktiv oder bereiten entsprechende Aktivitäten vor. In einigen Modellprojekten wurde ferner der positive Effekt einer Einbeziehung energieintensiver Liegenschaften als „virtuelle Kraftwerke“ ins DSM demonstriert (Schäfers 2010). Darüber hinaus wird auch das Thema „Smart Metering“ mit Interesse verfolgt. Dessen Potenzial und Erfolgsfaktoren wird derzeit in vielen Studien und mehreren Pilotprojekten untersucht (Forsa 2010; Gnlika 2009; Gnlika 2010; Ringelstein et al. 2010; Stieler 2010; Wiechmann 2010; Rutschmann 2010). Erste Ergebnisse zeigen, dass sich Lastverschiebungen von bis zu 30 % durch monetäre Anreize (lastvariable Tarife) realisieren lassen, wenn sich dadurch insgesamt Einsparungen für den Verbraucher ergeben (Wiechmann 2010).

„**Lastvariabel**“ meint hierbei die Einbeziehung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage von Strom im Gesamtnetz, und könnte treffender als „**netzlastvariabel**“ bezeichnet werden. Um deren Potenzial voll auszuschöpfen ist allerdings eine flächendeckende Realisierung dieses Tarifmodells erforderlich. Auch die kürzlich erschienene „Netzstudie II“ der Deutschen Energieagentur empfiehlt den schnellstmöglichen Einstieg in entsprechende Tarifsysteme (dena 2010).

Als Haupthemmnisse für die Einführung solcher lastvariablen Tarifmodelle gelten die derzeit noch hohen Kosten für die notwendigen digitalen Stromzähler sowie damit verbundene datenschutzrechtliche Bedenken und noch unzureichende Rahmenbedingungen seitens Gesetzgebung und Regulierung. So kann derzeit bei knapp 75 % der Verbraucher eine generelle Bereitschaft zur Nutzung solcher Zähler und Tarife festgestellt werden, sofern zuvor eine intensive Aufklärung über Funktion und Sinn des Modells betrieben wird und keine signifikanten Mehrkosten entstehen (Forsa 2010).

8.2.4 Solar- und Automatisierungs- und Akkumulatorindustrie

Als Hauptprofiteure eines stärkeren Bestrebens nach Eigenverbrauch könnten sich diejenigen Branchen erweisen, die die entsprechenden technischen Systeme entwickeln, herstellen und vermarkten. Die meisten PV-Hersteller haben bereits Produkte in ihre Produktpalette aufgenommen oder angekündigt, welche die Optimierung des Eigenverbrauchs erleichtern sollen – eine entsprechende Übersicht findet sich in Ossenbrink und Iken (2010). Im einfachsten Fall werden dabei die Stromerzeugungs- und Verbrauchsdaten visualisiert. Durch die zusätzliche Berücksichtigung von Ertragsprognosen kann dem Anwender signalisiert werden, wann es sich besonders lohnt, energieintensive Verbraucher zu betreiben. In einer weiteren Ausbaustufe sollen die Systeme auch mit Lastprofilen energieintensiver Verbraucher einen optimierten und automatischen Betrieb dieser Geräte je nach Energieerzeugungslage ermöglichen. Da die hierfür notwendige IT-Infrastruktur genau der entspricht, die auch für das DSM in einem Smart Grid benötigt wird, könnten PV-Betreiber zu den ersten nennenswerten Nutzern dieser Technologie gehören. Zwar ist bei derzeitigen Preisen von über 800 Euro weiterhin eine Minderung ihrer PV-Rendite zu erwarten. Dem steht allerdings auf der anderen Seite ein Komfort- und Informationsgewinn gegenüber. Hinzu kommt unter Umständen ein intrinsischer Zusatznutzen, da der Betreiber das Gefühl hat, einen zusätzlichen Beitrag für eine nachhaltige Energiewirtschaft zu leisten. Ähnliches gilt auch für Speichersysteme, für die es ebenfalls bereits Marktankündigungen gibt (vgl. Kap. 3). Aus Sicht des Netzbetriebs ist jedoch erst dann ein wirklicher Zusatznutzen erkennbar, wenn sich diese Systeme in das DSM des Netzes integrieren. Für die Hersteller kann als zentrale Herausforderung festgehalten werden, dass sie die technischen Systeme hinsichtlich ihrer Kosten, der Lebensdauer und gemäß den Bedürfnissen der Anwender weiter optimieren.

8.3 Folgerungen mit Blick auf das Gesamtsystem

Anreize zur Steigerung des Eigenverbrauchs, wie sie sich durch die derzeitige Eigenverbrauchsförderung im EEG oder zukünftig durch die Netzparität ergeben, sind für das gesamte Energieversorgungssystem derzeit eigentlich nur dort vorteilhaft, wo es auf Niederspannungsebene bereits starke Netzengpässe gibt. Dies ist momentan in einigen ländlichen Gegenden der Fall, wo einem sehr hohen PV-Aufkommen nur ein sehr geringer Verbrauch gegenübersteht. Wichtig ist zudem, dass die Maßnahmen die momentane Energieerzeugungslage mit berücksichtigen. Andernfalls wä-

re durch das pauschale Verschieben von Lasten in die Mittagszeit auch bei geringer PV-Stromerzeugung eine zusätzliche Belastung des Gesamtsystems möglich.

Sinnvoller als die isolierte Optimierung des Eigenverbrauchs ist eine stärkere Anpassung des individuellen Verbrauchs an das Gesamtstromangebot. Dies gilt insbes. langfristig vor dem Hintergrund einer Energieversorgung, die maßgeblich oder vollständig auf erneuerbaren Energien basiert und einen hohen Anteil fluktuierender Energieträger wie Wind und Sonne beinhaltet. Die derzeitige Eigenverbrauchsförderung des EEG berücksichtigt diesen Umstand noch unzureichend, da Sie vordergründig Anreize zur Optimierung des Betreiber-Systems setzt, welche sich für das gesamte Energieversorgungssystem in Einzelfällen kontraproduktiv auswirken können. Gleiches gilt für starre zeitvariable Tarife, da die witterungsabhängige Fluktuation auf Versorgungsseite (insbes. der Windenergie) keine Berücksichtigung findet.

Als eine sinnvolle Anreiz-Regelung wird in diesem Zusammenhang schon seit längerem das Lastmanagement durch **lastvariable Strombezugstarife** diskutiert. „*Lastvariable*“ meint hierbei die Einbeziehung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage von Strom im Gesamtnetz. Um deren Potenzial voll auszuschöpfen ist allerdings eine flächendeckende Realisierung dieses Tarifmodells erforderlich. Die dafür notwendige Technologie ist allerdings noch nicht voll ausgereift, unzureichend standardisiert und zu teuer. Hinzu kommen datenschutzrechtliche Bedenken sowie noch unzureichende Rahmenbedingungen seitens Gesetzgebung und Regulierung. Gleiches gilt für ebenfalls denkbare lastvariable Stromvergütungstarife. Diese könnten zwar ebenso zu einer für das Gesamtsystem vorteilhaften Eigenverbrauchsoptimierung führen und auch zum Einsatz von Speichern motivieren. Allerdings würden lastvariable Vergütungstarife die Wirtschaftlichkeitsabschätzung für neue PV-Anlagen stark verkomplizieren. Die daraus resultierende Unsicherheit und mangelnde Transparenz könnte die Nachfrage stark reduzieren. Als möglicher Ausweg könnte ein Vergütungsmodell mit fixem Sockel und lastvariablem Bonus dienen, wobei der Sockel die Wirtschaftlichkeit garantiert und der Bonus zur Rendite beiträgt.

Auch der Betrieb von **Speichern** ermöglicht das Ausgleichen von Differenzen zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch, erfordert jedoch im Gegensatz zum Lastmanagement keine Veränderungen im Stromkonsumverhalten. Die erzielbaren Effekte sind zudem sehr viel größer, als dies durch Lastmanagement der Fall wäre. Daher wird langfristig angesichts des angestrebten Wechsels hin zu einer weitgehend regenerativen Energieversorgung der Speicherung eine stark zunehmende Bedeutung beigemessen. In diesem Zusammenhang wäre es besonders vorteilhaft, wenn diese Speicher sich in das gesamte Energiesystem dahingehend integrieren ließen, dass sie diesem mit einem Teil ihrer Kapazität zur Verfügung stehen würden, um bspw. Regelenergie oder andere Systemdienstleistungen zu erbringen.

Allerdings ist der Diskurs um die Vorteilhaftigkeit zentraler oder dezentraler Speicherkonzepte sowie der in Frage kommenden Technologien noch weit davon entfernt, pauschal beantwortet werden zu können und birgt ein Hohes Maß an Forschungs- und Entwicklungs-Potenzial. Für den Einsatz dezentraler Speicher spricht vor allem die vergleichsweise hohe Effizienz des Speichers sowie die Vermeidung von Übertragungsverlusten. Ein Teil der interviewten Experten, Branchenakteure und Netzbetreiber sieht daher ein hohes Potenzial in solchen Lösungen, während andere angesichts der derzeit hohen Kosten eher skeptisch sind.

In diesem Zusammenhang kann die derzeitige **Eigenverbrauchsförderung** im EEG eventuell einen positiven Beitrag zur Stimulierung des Speichermarktes leisten und die **Entwicklung langlebiger, effizienter und preiswerter Speicher- und Steuerungstechnologien** fördern. PV-Anlagenbetreiber stellen dadurch die erste potenzielle Käuferschicht da, denen die Installation ent-

sprechender Speicher, Zähler und Steuerungselektronik einen signifikanten Mehrwert bieten kann. Allerdings deuten die Ergebnisse dieser Studie darauf hin, dass die gegenwärtige Regelung nicht ausreichend ist, um einen breiten Einsatz von Speichern durch private PV-Anlagenbetreiber bei den derzeitigen Kostenstrukturen zu motivieren, weil die Nutzung der Eigenverbrauchsoption *ohne* die Verwendung von Speicher- und Steuerungstechnologien momentan die wirtschaftlichste Alternative darstellt. Ob die derzeitige Eigenverbrauchsregelung tatsächlich zum Markterfolg und zur Kostenreduktion solcher Systeme beitragen kann, ist vor diesem Hintergrund fraglich. Zudem motiviert die Regelung vordergründig eine individuelle Optimierung zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote und steht somit einer systematischen Einbindung in das Lastmanagement des Gesamtsystems tendenziell entgegen. Das Instrument sollte daher langfristig weiter entwickelt werden, um eine bessere Förderung von Speicher- und Steuerungssystemen mit einem entsprechenden Systemnutzen zu ermöglichen. Dazu könnte man bspw. die Eigenverbrauchsförderung nur für diejenigen Anlagen gewähren, die mit einem Speicher oder mit „smarter“ Regelungstechnik betrieben werden. Denkbar wäre auch die Vergütung von dem Netz bereitgestellter Regelenergie, wie sie in ähnlicher Weise bereits im Kontext der Elektromobilität als „Netzintegrationsbonus“ vorgeschlagen wurde. Um darüber hinaus eine für das Gesamtsystem vorteilhaftere, gleichmäßigere regionale Verteilung von PV-Anlagen zu erreichen, wäre bspw. **eine regional differenzierte PV-Förderung**, welche Standortfaktoren (z. B. Solarstrahlung, bereits installierte PV-Leistung, Netzauslastung) mit einbezieht.

9 Literatur

- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2010): Stromrechnung für Haushalte: Rund 41 Prozent Staatsanteil. Pressemitteilung. [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_20101004_PM_Netzentgelte_und_EEG-Umlage_setzen_Strompreisen_weiter_zu/\\$file/20101004_Drei_Personen_Musterhaushalt.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_20101004_PM_Netzentgelte_und_EEG-Umlage_setzen_Strompreisen_weiter_zu/$file/20101004_Drei_Personen_Musterhaushalt.pdf).
- BEE [Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.] (2009): *Stromversorgung 2020. Wege in eine moderne Energiewirtschaft*. Berlin.
- Bhandari, Ramchandra, und Ingo Stadler (2009): Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves. *Solar Energy* 83, Nr. 9 (September): 1634-1644.
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)] (2009): *Neues Denken - neue Energie. Roadmap Energiepolitik 2020*.
- BMU/BMBF [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und Bundesministerium für Bildung und Forschung] (2007): *Bericht der Arbeitsgruppe 3 „Forschung und Energieeffizienz“ zum Energiegipfel am 3. Juli 2007*.
- Bodach, M., A. Woyte, W. Hiller, H. Mehlich, und J Lutz (2010): *Supercaps schon jetzt in PV-Systeme integrieren*. TU Chemnitz. http://www.esat.kuleuven.be/electa/publications/fulltexts/pub_1184.pdf.
- Bontrup, Heinz-Josef, und Ralf-M. Marquardt (2010): *Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft : Branchenentwicklung, Unternehmensstrategien, Arbeitsbeziehungen*. Hg v. Hans-Böckler-Stiftung. Berlin: Edition Sigma.
- Braun, Martin (2010): Netzintegration von Photovoltaik-Anlagen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht gehalten auf der 14. Fachkongress Zukunftsenergien Forum E: Photovoltaik und Netzintegration, 9. Februar, Essen.
- Braun, Martin, Thomas Degner, Thomas Glotzbach, und Yves-Marie Saint-Drenan (2008): Wertigkeit von PV-Strom. Nutzen durch Substitution des konventionellen Kraftwerkparcs und verbrauchsnahe Erzeugung. In 23. *Symposium Photovoltaische Solarenergie Kloster Banz, Bad Staffelstein 05. – 07. März 2008*. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V.
- Breyer, Ch., A. Gerlach, J. Mueller, H. Behacker, und A. Milner (2009): Grid-Parity Analysis for EU and US Regions and Market Segments - Dynamics of Grid-Parity and Dependence on Solar Irradiance, Local Electricity Prices and PV Progress Ratio. In *Q-Cells SE, Bitterfeld-Wolfen*.
- Bröer, Guido (2010): Lithium-Solarbatterien aus Izhoe. *Solarthemen*, Nr. 339, 11. November: 6.
- BSW-Solar [Bundesverband Solarwirtschaft e.V.] (2009): Photovoltaik und das Erneuerbare-Energien-Gesetz. April. (Zugegriffen 3. November 2010).
- BSW-Solar (2010a): Preise für Solarstromanlagen 13 Prozent unter Vorjahr Bundesverband Solarwirtschaft. Pressemitteilung. 5. Oktober. http://www.solarwirtschaft.de/medienvetreter/pressemeldungen/meldung.html?tx_ttnews%5Bpointer%5D=4&tx_ttnews%5Btt_news%5D=13369&tx_ttnews%5BbackPid%5D=547&cHash=fed05007c (Zugegriffen 7. Oktober 2010).
- BSW-Solar [Bundesverband Solarwirtschaft e.V.] (2010b): Stromnetze können auch hohen Photovoltaik Anteil gut verkraften. Pressemitteilung. *Pressemittellungen-online.de*. 28. Oktober. <http://www.pressemittellungen-online.de/index.php/stromnetze-koennen-auch-hohen-photovoltaik-anteil-gut-verkraften/> (Zugegriffen 3. November 2010).
- c't (2007): *Der c't-Jahrgang 2007 auf CD*. c't magazin für computer technik. Heise Zeitschriften Verlag, eMedia.
- c't (2008): *Der c't-Jahrgang 2008 auf CD*. c't magazin für computer technik. Heise Zeitschriften Verlag, eMedia.
- c't (2009): *Der c't-Jahrgang 2009 auf CD*. c't magazin für computer technik. Heise Zeitschriften Verlag, eMedia.
- CEBra [Centrum für Energietechnologie Brandenburg] (2007): *Lastprofilverfahren*. <http://www.eon-edis.com/html/20192.htm>.
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2010): *dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025*. 23. November. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF.
- DGS [Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.] (2009): DGS-Stellungnahme zum EEG. <http://www.dgs.de/2559.0.html> (Zugegriffen 1. April 2010).
- DGS [Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.] (2010): EnergyMap - EEG-Anlagenregister, Stand Juli 2010. *EnergyMap - Auf dem Weg zu 100% EE - Der Datenbestand*. 12. Juli. <http://energymap.info/download.html> (Zugegriffen 7. Oktober 2010).

- Eurostat (2010): Electricity - industrial consumers - half-yearly prices - new methodology from 2007 onwards [nrg_pc_205]. 8. November. <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu> (Zugegriffen 9. Dezember 2010).
- Forsa (2010): *Erfolgsfaktoren von Smart Metering aus Verbrauchersicht*. http://www.vzbv.de/mediapics/smart_metering_studie_05_2010.pdf.
- Gnilka, Andreas (2009): *Smart Metering erfolgreich sein durch Prozesseffizienz und Produktinnovation* DIEHL energy solutions - EVB energy. Berlin: LBD-Beratungsges.
- Gnilka, Andreas (2010): *Umsetzbare Smart-Metering-Produkte eine Handreichung für Energielieferanten* EVB energy solutions - Alcatel lucent. Berlin: LBD-Beratungsges.
- Gröger, Jens, with Zangl, Stéphanie Zangl, und Eva Brommer, Rainer Dr. Griebshammer (2009): *Prosa Fernsehgeräte - Entwicklung der Vergabe Kriterien für ein klimaschutzbezogenes Umweltzeichen*. Freiburg: Öko-Institut e.V., 29. Juli.
- GTM Research (2009): 2009 Global PV Demand Analysis and Forecast: The Anatomy of a Shakeout II. <http://www.gtmresearch.com/report/2009-global-pv-demand-analysis-and-forecast-the-anatomy-of-a-shakeout-ii> (Zugegriffen 5. November 2010).
- Häberlein, Heinrich (2010): *Photovoltaik - Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*. 2nd Aufl. VDE-Verl.
- Henzelmann, Thorsten, Jochen Schönfelder, Jochen Hatrup, Caroline Peters, Andrea Wiedemann, Jens Hobohm, Frank Peter, Leonard Krampe, Stefan Mellahn, und Fabian Sakowski (2010): *Wegweiser Solarwirtschaft: PV-Roadmap 2020*. Roland Berger Strategy Consultants und Prognos AG im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW-Solar) (Hrsg.).
- Hirschl, Bernd, Astrid Aretz, Andreas Prah, Timo Böther, Katharina Heinbach, Daniel Pick, und Simon Funcke (2010): *Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien*. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (Hrsg.). http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/IOEW_ZEE_Kommunale_Wertschoepfung_durch_Erneuerbare_Energien_sep10_02.pdf.
- IEA [International Energy Agency] (2009): Solar PV Roadmap.
- IER, RWI, , und , ZEW [Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung] (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030.
- Janzing, Bernward (2010): Mehr Platz für Scheunenstrom. *Neue Energie* 5/2010: 44-49.
- Kleimaier, Martin (2009): Roadmap für den Aufbau der erforderlichen Speicherkapazitäten - FuE-Bedarf, Anreizsysteme und Marktmodelle. In VDE-Verl. <http://www.vde-verlag.de/buecher/453187/energiespeicher-in-stromversorgungssystemen-mit-hohem-anteil-erneuerbarer-energie-traeger.html>.
- Kloess, Maximilian (2009): Die Wirtschaftlichkeit teil- und voll elektrifizierter Antriebe in Österreich bis 2030. In *Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2009)*. http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2009/papers/4C_1_KLOESS_M_P.pdf.
- Kost, Christoph, und Thomas Schlegl (2010): *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Mahnke, Eva, und Jörg Mühlhoff (2010): *Strom speichern*. Agentur für Erneuerbare Energien e.V.
- Morhart, Alexander (2010): Umbau zur Autobahn. *Sonne Wind & Wärme*, Nr. 7/2010: 36-57.
- Nitsch, Joachim, Bernd Wenzel, Wolfhart Dürrschmidt, und Michael van Mark (2009): *Leitszenario 2009 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.). http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/45026.php.
- Ossenbrink, Ralf, und Jörn Iken (2010): Aus eigener Herstellung. *Sonne, Wind & Wärme*, Nr. 11: 138-143.
- Podewils, Christoph, und Ines Rutschmann (2010): Billiger gewollt ist teurer bekommen. *Photon*, Nr. 3/2010: 18-22.
- pvXchange (2011): Barometer für Modulpreise, Januar 2011. *Sonne Wind & Wärme*, Nr. 3/2011: 154.
- Rentzing, Sascha (2010): Die Volksbatterie. *Neue Energie*, Nr. 4/2010 (April): 83-86.
- Ringelstein, Jan, David Nestle, Patick Selzam, und Heiko Waldschmidt (2010): Demand Side Management im E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim. In *Demand side management (DSM) in Deutschland - Potenziale und Märkte*, S. 45-61. Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6 (Energietechnik), Nr. 593. Düsseldorf: VDI Verlag.
- Rüdenauer, Ina, und Rainer Griebshammer (2004): *Prosa Waschmaschinen*. Öko-Institut e.V., Dezember.
- Rutschmann, Ines (2010): Revolution im Netz? *Photon*, Nr. 7/2010: 56-65.

- Sauer, Uwe (2009): Vergleich von Betriebskosten verschiedener Speichertechnologien und nicht-klassischer Alternativen - Ergebnisse aus der Speicherstudie der ETG. In *ETG Fachbericht zur ETG-Fachtagung „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf“*, 22.-23. September 2009, Erfurt. CD-ROM. *Energietechnische Gesellschaft im Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik*. Berlin;Offenbach: VDE-Verl. <http://www.vde-verlag.de/buecher/453187/energiespeicher-in-stromversorgungssystemen-mit-hohem-anteil-erneuerbarer-energietraeger.html>.
- Schäfers, Hans (2010): Demand Side Management im tertiären Sektor: Ergebnisse des Forschungsforhabens „INSEL - Internetbasiertes System eines erweiterbaren Lastmanagements zur Integration in virtuelle Kraftwerke“. In *Demand side management (DSM) in Deutschland - Potenziale und Märkte*, S. 63-84. Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6 (Energietechnik), Nr. 593. Düsseldorf: VDI Verlag.
- Schleicher-Tappeser, Ruggero (2010): Wie verändert Grid Parity die globalen PV-Märkte? In Berlin, 21. September.
- Schlomann, Barbara, Edelgard Gruber, Wolfgang Eichhammer, Nicola Kling, Jochen Diekmann, Hans-Joachim Ziesing, Heilwig Rieke, et al. (2004): *Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)*. Karlsruhe Berlin, Nürnberg, Leipzig, München: Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), GfK Panel Services Consumer Research GmbH, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik an der Technischen Universität München (TUM), April.
- Schuh, Holger (2007): Moderne Lithium-Ionen Batteriesysteme im Niederspannungsnetz. Bayern Innovativ Kooperationsforum Elektrische Energiespeicher Nürnberg. http://bayern-innovativ.de/ib/site/documents/media/a4b19110-2f76-6f56-cdba-ee4488d23df8.pdf/07_Schuh_Saft_Deutsch_Vortrag.pdf.
- Schuh, Holger (2010): Energiespeicherung im Smart Grid - Das Sol-ion Projekt. In *Bayern Innovativ Cluster Forum „Netzeinbindung Photovoltaik“, Bayreuth, 18. März 2010*. http://www.saftbatteries.de/pdf/Saft_IRES2009f.pdf (Zugegriffen 7. Oktober 2010).
- Sensfuß, Frank, und Mario Ragwitz (2007): *Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel*. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 18. Juni.
- Seubert, Claus (2010): Eigenverbrauch oder Volleinspeisung? <http://www.sonnenseite.com/index.php?pageID=5&article:oid=a16534>.
- SFV [Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V.] (2010): Bundesweite Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen. http://www.pv-ertraege.de/cgi-bin/pvdaten/src/pvanlagen_uebersichten.pl/1 (Zugegriffen 30. Juli 2010).
- Solarthemen (2010): PV-Anlagen-Register weist Fehler auf. *Solarthemen* (19. November): 17.
- SolarWord (2010): SunPac Produktbroschüre. http://www.ep-soppart.com/fileadmin/user_upload/09_News/Sunpac-1.pdf (Zugegriffen 23. März 2011).
- Stadler, Ingo, und Tim Schmidla (2010): Demand Side Management in Deutschland - Potenziale und Märkte. In *Demand side management (DSM) in Deutschland - Potenziale und Märkte*, S. 2-14. Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6 (Energietechnik), Nr. 593. Düsseldorf: VDI Verlag.
- Stadtwerke Chemnitz (2010): *Stromverbrauch im Alltag*. Chemnitz: Stadtwerke Chemnitz AG, 7. September. http://www.swc.de/DB/SWC2/swc_cms.nsf/content/homepage_service_ratgeber_stromverbrauch.html?Open.
- Stadtwerke Hof (2010): Wie viel Strom braucht der Mensch? http://www.stadtwerke-hof.de/fileadmin/docs/energie_gas_wasser/strom/Wieviel_Strom_braucht_der_Mensch_2010.pdf (Zugegriffen 7. September 2010).
- Stadtwerke Reutlingen (2010): *Jahresstromverbrauch*. Reutlingen, 7. September. http://www.stadtwerke-reutlingen.de/fairenergie/01_privat/bw_jahresstromverbrauch.htm.
- Sternier, Michael, Norman Gerhardt, Yves-Marie Saint-Drenan, von oehsen Mareike, H Patrick, Kocmajewski Maximilian, J Mareike, et al. (2010): *Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem*. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.
- Stieler, Wolfgang (2010): Von der Börse an die Steckdose. *Technology Review*, Nr. 09/2010. <http://www.heise.de/tr/artikel/Von-der-Boerse-an-die-Steckdose-275512.html>.
- Stiftung Warentest (2008): *test und Finanztest Archiv CD-Rom 2008*. Stiftung Warentest.
- Stiftung Warentest (2009): *test und Finanztest Archiv CD-Rom 2009*. Stiftung Warentest, 19. Dezember.
- Stiftung Warentest (2010a): Solaranlage: Als Geldanlage weiter top, Nr. 7/2010.
- Stiftung Warentest (2010b): Test - Mini Hifi - Analgen. Stiftung Warentest, 26. Mai.

- Stiftung Warentest (2010c): Rendite mit Sonne - Solarstrom Vergleichsrechner. *Stiftung Warentest*. 10. August. <http://www.test.de/themen/umwelt-energie/rechner/Solarstrom-Vergleichsrechner-Rendite-mit-Sonne-1391893-2391893/> (Zugegriffen 7. Oktober 2010).
- Stiftung Warentest (2010d): Haartrockner - Testbericht. 7. September. <http://www.test.de/themen/umwelt-energie/test/Spargerate-Haartrockner-Geld-verheizt-1822059-1841956/> (Zugegriffen 9. September 2010).
- VDI 6025 (1996): Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter un Anlagen. VDI-Richtlinie. VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung.
- Veit, Bürger (2009): *Identifikation, Quantifizierung und Systematisierung technischer und verhaltensbedingter Stromeinsparpotenziale privater Haushalte*. Transpose Working Paper 3. Freiburg: Öko-Institut e.V.
- Wenzel, Bernd (2009): *Strom aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020. Kosten-Nutzen-Betrachtung ausgewählter Aspekte*. Ingenieurbüro für neue Energien (Ifne) im Auftrag des Bundesverbands für erneuerbare Energien e.V. (BEE).
- Wiechmann, Holger (2010): Dezentrale und zentrale Betriebsführungsstrategien für das DSM Potenzial. In *Demand side management (DSM) in Deutschland - Potenziale und Märkte*, S. 15-27. Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6 (Energietechnik), Nr. 593. Düsseldorf: VDI Verlag.
- Wraneschitz, Heinz (2010): Richtlinie: Neue Anforderungen an Anlagen. *Solarthemen* (27. Mai): 20-23.
- Wynne, John (2010): Akkus auf den Zahn gefühlt. http://www.elektroniknet.de/power/technik-know-how/batterienakkus/article/27123/0/Akkus_auf_den_Zahn_gefuehlt/ (Zugegriffen 15. September 2010).
- Zeidler, Jens (2010): Erfordernisse aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers zur Entwicklung der dezentralen Einspeisung im Netzgebiet der envia Verteilnetz GmbH. In *12. Brandenburger Energietag, BTU Cottbus*. 16. September.

Anhang

A.1 Details zur Modellierung des Simulationsmodells

A.1.1 Softwareseitige Modellrealisierung

Softwareseitig wurde das Modell in Microsoft Excel 2007 realisiert. Aufgrund der großen Datenmenge (pro Monat fallen für Ertrag und jeden einzelnen Verbraucher bis zu 43.200 Minuteneinzelwerte an) wurde für jeden Monat eine einzelne Excel-Datei angelegt. Der Ladezustand des Speichers am Monatsende wird dabei an den nächsten Monat übergeben. Die Zuordnung der diskontinuierlich vorliegenden Ertragswerte in die kontinuierlich im Minutentakt fortlaufende Rechentabelle wurde mittels Verweisen realisiert. Gleiches gilt für die zentralen Annahmen und Verbrauchsdaten, welche über eine gesonderte, leicht anpassbare Input-Datei in das Modell eingespeist werden. Die Ergebnisse werden wiederum über eine gesonderte Ergebnis-Datei ausgegeben. Die komplexen Verweise erhöhen die Datenmenge und die benötigte Rechenzeit, sorgen aber für Flexibilität und einfache Veränderbarkeit der zentralen Annahmen für die einzelnen Szenarien. Mit Hilfe von Makros lassen sich mehrere Szenarien automatisiert nacheinander modifizieren und berechnen. Pro Szenario fallen gut 2,2 GB an Daten an. Die Rechenzeit pro Szenario beträgt auf einem AMD Athlon Dual Core mit 2,5 GHz und 2 GB RAM rund 3,5 Stunden. Auf einem AMD Phenom II X6 1035T mit 6 Kernen, 2,6 GHz und 8 GB RAM reduziert sich die Rechenzeit unter Windows 7 (64 Bit) auf rund 80 Minuten.

A.1.2 Standardwochen als Modell-Input

Im Folgenden werden die Verbrauchsseitigen Inputs für die verschiedenen Modellvarianten dargestellt. Dabei erfolgt jeweils eine Gegenüberstellung der Varianten „Status-Quo“ und „Systematische Optimierung“. Für die Variante „Optimierung nach Stromerzeugungslage (Smart)“ kann aufgrund der tagesaktuellen Anpassungen keine pauschale Aufschlüsselung dargestellt werden. Die Verbrauchssummen über eine Woche sind aber in allen drei Varianten identisch.

Tab. A.1: Modellwoche des 4-Personen-Haushalts bei Durchschnittsverbräuchen im Sommer	82
Tab. A.2: Modellwoche des 4-Personen-Haushalts bei Durchschnittsverbräuchen zur Übergangszeit.....	83
Tab. A.3: Modellwoche des 4-Personen-Haushalts bei Durchschnittsverbräuchen im Winter	84
Tab. A.4: Modellwoche des 4-Personen-Haushalts bei Energiespargeräten im Sommer	85
Tab. A.5: Modellwoche des 4-Personen-Haushalts bei Energiespargeräten zur Übergangszeit.....	86
Tab. A.6: Modellwoche des 4-Personen-Haushalts bei Energiespargeräten im Winter.....	87
Tab. A.7: Modellwoche des 2-Personen-Haushalts bei Durchschnittsverbräuchen im Sommer	88
Tab. A.8: Modellwoche des 2-Personen-Haushalts bei Durchschnittsverbräuchen zur Übergangszeit.....	89
Tab. A.9: Modellwoche des 2-Personen-Haushalts bei Durchschnittsverbräuchen im Winter	90
Tab. A.10: Modellwoche des 2-Personen-Haushalts bei Energiespargeräten im Sommer	91
Tab. A.11: Modellwoche des 2-Personen-Haushalts bei Energiespargeräten zur Übergangszeit...	92
Tab. A.12: Modellwoche des 2-Personen-Haushalts bei Energiespargeräten im Winter.....	93

Tab. A.5: Modellwoche des 4-Personen-Haushalts bei Energiespargeräten zur Übergangszeit

Table with 20 columns: ID, Nutzung, Gerät, Leistungsaufnahme (Stand-by, Nutzung), Zyklus, and consumption (Mo-Fr, Sa, So, Week, Month). Includes sub-headers for 'Übergangszeit' and 'Verbrauch [kWh]'. Rows list various household appliances like Beleuchtung, Kühlschrank, Waschmaschine, etc.

Erklärungen: Anpassungen in den Modell-Varianten sind farbig hinterlegt; *) Eine farbig hinterlegte ID weist auf individuelle Geräte-Lastprofile hin;
^ 1: Gerät in Benutzung, 0: Gerät nicht in Benutzung; *) Durchschnittswert über die Dauer des Lastprofils für eine Nutzung oder einen Tag

Table similar to the first one, but with 'Systematische Optimierung' in the 'Energiespargeräte' section and 'Übergangszeit' in the 'Status Quo' section. It shows a different usage profile for the same appliances.

Erklärungen: Anpassungen in den Modell-Varianten sind farbig hinterlegt; *) Eine farbig hinterlegte ID weist auf individuelle Geräte-Lastprofile hin;
^ 1: Gerät in Benutzung, 0: Gerät nicht in Benutzung; *) Durchschnittswert über die Dauer des Lastprofils für eine Nutzung oder einen Tag

A.2 Liste der Interviewpartner

Organisation	Name	Ggf. Position
Allgäuer Überlandwerke (AÜW)	Gerhard Juli	Leiter EE
Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS)	Ralf Haselhuhn	Vorsitzender im Fachausschuss PV
Elektrizitätswerke Ley	Richard Ley	Geschäftsführer
EWS Schönau	Diverse Mitarbeiter	
Naturstrom	Martin Schinke	Sondervertragskunden & Erzeugungsanlagen
Photon Solarstrom-Magazin	Andreas Beneking	Redakteur
Prognos	Diverse Mitarbeiter	
Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV)	Kerstin Watzke	
Stadtwerke Crailsheim	Jürgen Breit	Betriebsleiter
Stadtwerke Freiberg	Frank Fischer	Netz-Service
VKU Verband kommunaler Unternehmen e. V.	Stefan Baasner	Referent Smart Metering / Smart Grid / Regulierungsmanagement

GESCHÄFTSTELLE BERLIN

MAIN OFFICE

Potsdamer Straße 105

10785 Berlin

Telefon: + 49 – 30 – 884 594-0

Fax: + 49 – 30 – 882 54 39

BÜRO HEIDELBERG

HEIDELBERG OFFICE

Bergstraße 7

69120 Heidelberg

Telefon: + 49 – 6221 – 649 16-0

Fax: + 49 – 6221 – 270 60

mailbox@ioew.de

www.ioew.de