

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

Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik

Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt?

Kurzfassung
Institut für ökologische Wirtschaftsforschung

Auftraggeber:
Greenpeace Energy eG, Hamburg



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	Hintergrund und zentrale Ergebnisse	4
2	Vorgehen, Methoden und Modell	7
3	Eigenverbrauch, Eigendeckung und Wirtschaftlichkeit	7
3.1	Volkswirtschaftlich relevante Aspekte	10
3.2	Folgerungen mit Blick auf das Gesamtsystem	10
4	Zentrale Ergebnisse zur Netzparität	12
5	Marktdynamik und Geschäftsmodelle.....	16

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 zunehmen.

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

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.

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 Marktentwick-

lung 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 Energierevolution“**: 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 Energierevolution“ 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-Energierevolution* 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.

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.

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 Opti-**

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.

mierung, z. B. durch pauschale Lastverschiebungen mittels Zeitschaltuhren an ausgewählten Verbrauchern, 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

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.

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.

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 (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.

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.

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: Anlagengelenleistungsklasse <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 Haushaltsstrombezugspreise vermieden werden, während für den **ingespeisten 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 Haushaltsstrombezugspreisen 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 Großerzeugern. Anders als heute läge die PV-Vergütung aber dann in der Größenordnung typischer Marktpreise.

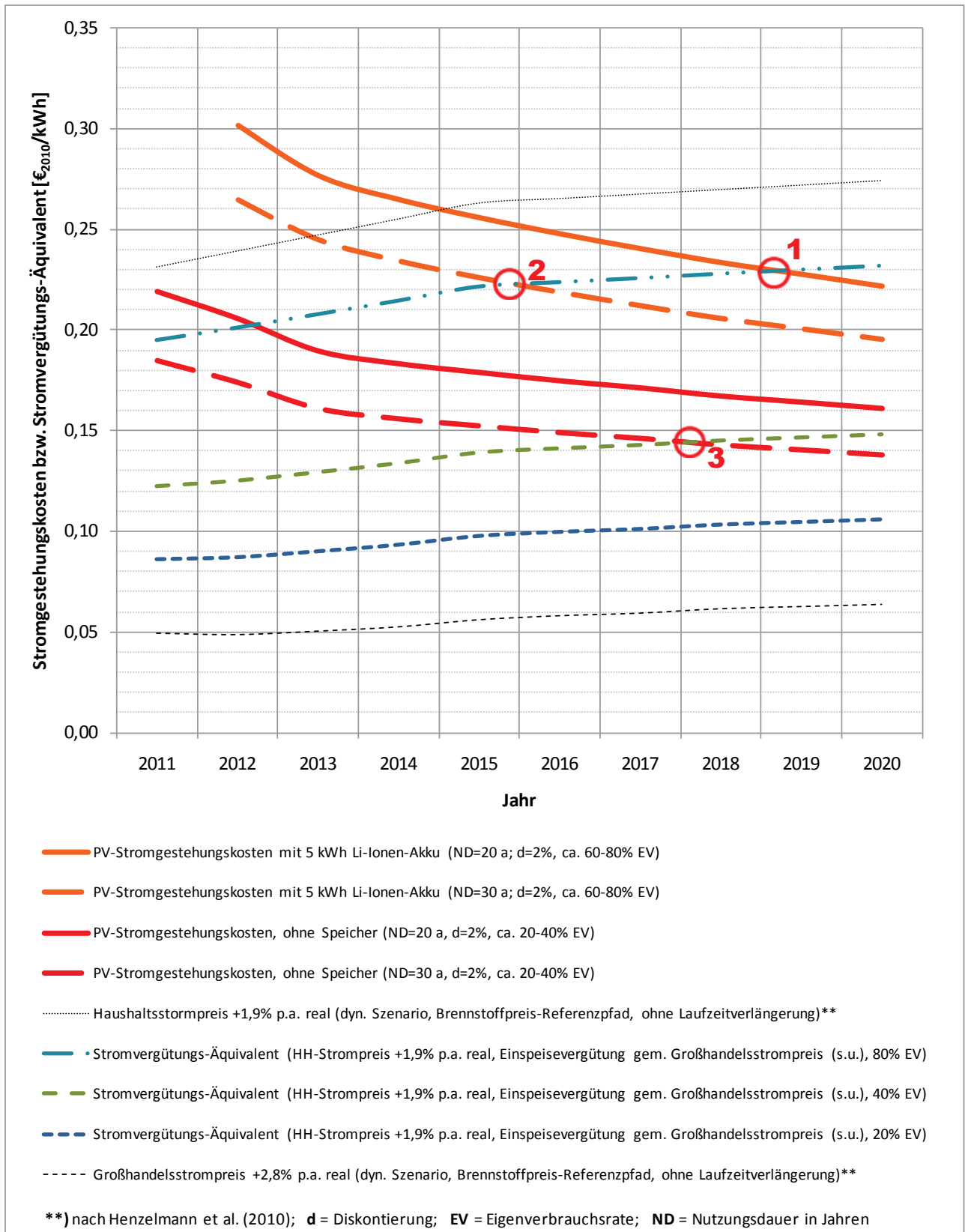


Abb. 1.1 Erweiterte Betrachtung zur Netzparität für PV-Kleinanlagen mit und ohne Speicher bis 2020

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.

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-Energieevolution“ 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**.

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