



Wie weiter nach der EEG-Förderung? Solaranlagen zwischen Eigenverbrauch und Volleinspeisung

HINTERGRUND

Thorsten Lenck, Christoph Podewils
Agora Energiewende

188/01-H-2020/DE
September 2020

Andreas Jahn
Regulatory Assistance Project

Liebe Leserin, lieber Leser,

in Deutschland wird seit 20 Jahren Ökostrom über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erfolgreich gefördert. Heute sind mehr als 100 Gigawatt elektrische Leistung in Form von Wind- und Solarstromanlagen installiert, die Investitionskosten – und mit ihnen die Vergütungssätze – betragen nur noch einen Bruchteil der Kosten in den Anfangsjahren und das deutsche Förderregime hat weltweit Nachahmer gefunden. Die Ausgestaltung des neuen, auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems ist jedoch längst noch nicht abgeschlossen.

Im Jahr 2021 fallen die ersten Anlagen aus der 20-jährigen Förderung, sie sind damit abgeschrieben und ausgefördert. Damit ihre deshalb sehr günstige Stromerzeugung für das Stromsystem nicht verloren geht, müssen dringend pragmatische Wege für ihren

Weiterbetrieb geebnet werden. Zudem bekunden – auch im Lichte der gemeinsamen Anstrengungen für mehr Klimaschutz – immer mehr Verbraucherinnen und Verbraucher, Mieterinnen und Mieter sowie Bürgerinnen und Bürger Interesse, ihre Stromversorgung zumindest anteilig selbst in die Hand zu nehmen.

Für beide Ziele – den Weiterbetrieb alter Anlagen sowie die Eigenversorgung mit erneuerbarem Strom – ist eine Regulierung erforderlich. Agora Energiewende unterbreitet in diesem Hintergrund Vorschläge für eine pragmatische, zukunftsfähige und schnell umsetzbare Regelung.

Ich wünsche eine interessante Lektüre!

Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1

Für die Erneuerbaren-Ausbauziele ist es essenziell, dass bestehende Solarstromanlagen möglichst lange laufen. Alt-Solaranlagen, deren Strom vollständig ins Netz eingespeist wird, sollten nach 20 Jahren daher automatisch eine Vergütung vom Netzbetreiber erhalten, die sich an den Verkaufserlösen für den eingespeisten Strom orientiert. Das Angebot muss so gestaltet sein, dass für Anlagenbetreiberinnen und -betreiber, deren EEG-Förderung endet, nichts Weiteres zu tun ist. Die Vergütungshöhe sollte dabei sicher die laufenden Kosten der Anlage (Versicherungskosten, Wartung) abdecken.

2

Die Solar-Eigenverbrauchsregelungen für kleine Dachanlagen müssen dringend vereinfacht und systematisiert werden. So sollte der Eigenverbrauch aus einfachen Solardachanlagen bis 7 Kilowatt für Prosumer unkompliziert ausgestaltet sein, es darf – egal ob die Anlage alt oder neu ist – kein zusätzlicher Aufwand für die Hausbesitzerinnen und Hausbesitzer entstehen. Hierfür sollten die Netzbetreiber ein neues Prosumer-Standardlastprofil erarbeiten und so dieses Kundensegment erfassen und abrechnen.

3

Bei größeren Solaranlagen und sobald Prosumer neben der Solaranlage auch über einen Stromspeicher, eine Wärmepumpe und/oder ein E-Fahrzeug verfügen, soll der Markt über dynamische Bepreisung die Optimierung des Eigenverbrauchs regeln. In diesen Fällen sollten Smart Meter zum Standard werden, damit Stromerzeugung- und -verbrauch viertelstündlich gemessen und abgerechnet werden. Eine Optimierung des Eigenverbrauchs orientiert sich dann an den Börsenstrompreisen und ist damit grundsätzlich systemkonform. Perspektivisch muss dies um zeitvariable Netzentgelte ergänzt werden.

4

Das Zielmodell muss es sein, dass alle Dächer für Solar genutzt werden – und dies ähnlich attraktiv ist, egal ob eine optimierte Eigenverbrauchslösung oder eine Volleinspeisung dahinter steht. Hierfür ist eine Reform der Abgaben und Umlagen auf Strom sowie die Einführung von lokal differenzierten, zeitvariablen Netzentgelten nötig. So kann das Solarpotenzial der Dächer voll erschlossen werden, egal ob durch Prosumer oder Volleinspeiser.

Die Zeit drängt: Ohne Regelungen werden ausgeförderte Photovoltaikanlagen zum Problemfall

Mit Beginn des Jahres 2021 fallen circa 18.000 Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) aus der Förderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG). Bis Ende 2025 werden es rund 180.000 Anlagen mit etwa 2.000 Megawatt Erzeugungsleistung¹ sein. Die Durchschnittsleistung der Anlagen beträgt somit nur wenige Kilowatt_{peak}. Beim weit überwiegenden Teil der Anlagen handelt es sich also um eher kleine Dachinstallationen, vor allem im Eigentum privater Hausbesitzer und Solarpionierinnen.

Mit Ende der EEG-Förderung entlässt der Netzbetreiber, der bisher für Stromabnahme und Stromvermarktung zuständig war, die Anlagen aus seinem Bilanzkreis. Die ausgeförderten Kleinanlagen unterliegen damit den gleichen Grundsätzen, die für jede ans Netz gekoppelte Erzeugungsanlage gelten; diese sehen eine Genehmigung, Messung und Vermarktung vor. De-Minimis-Regelungen für den vereinfachten (Weiter-)Betrieb sind nicht vorgesehen. Die Einhaltung der energiewirtschaftlichen Regularien erfordert daher nach dem Auslaufen der EEG-Förderung ein aktives Handeln der Eigentümerinnen und Eigentümer. Allerdings steht dieser Aufwand für den Weiterbetrieb häufig nicht in einem vernünftigen wirtschaftlichen Verhältnis zu den erwartbaren Erlösen.

In der Folge droht entweder die Stilllegung zahlreicher Anlagen oder eine (vielfach vermutlich unwissentliche) „wilde Einspeisung“, unter Verletzung der aktuellen Strommarktregularien. Dieses Dilemma muss aufgelöst werden. Denn die ausgeförderten Anlagen – deren Zahl in den kommenden Jahren ra-

pide wachsen wird – werden benötigt, um die Erzeugungsziele für Erneuerbare Energien zu erreichen. Deshalb müssen die bestehenden rechtlichen Probleme überwunden werden; andernfalls würde der wegfallende Solarstrom wieder durch fossile Stromerzeugung ersetzt.

Für einen sicheren Weiterbetrieb müssen die bisherigen Regelungsoptionen erweitert werden

Betreiberinnen und Betreibern bleiben aktuell vier Optionen für ihre ausgeförderten PV-Anlagen. Die existierenden Optionen sind jedoch bislang entweder rechtlich umstritten – wenn nicht sogar unerlaubt („wilde“ Einspeisung) –, wirtschaftlich unattraktiv (sonstige Direktvermarktung), gefährden die Erreichung der Erneuerbaren-Ziele (Außerbetriebnahme) oder erfordern technische Anpassungen (Eigenversorgung).

1. „Wilde“ Einspeisung verhindern.

Ohne aktives Handeln der Anlagenbetreiberinnen und -betreiber fällt die zuvor in aller Regel festvergütete Anlage aus dem EEG-Bilanzkreis des Netzbetreibers. Damit wird die Einspeisung energiewirtschaftlich nicht mehr erfasst, sie erfolgt „wild“. In der Folge steht den aus diesen Anlagen eingespeisten Strommengen kein regulärer Stromverbrauch mehr gegenüber.

Die PV-Anlagenbetreiber erhalten unter diesen Umständen keine Vergütung mehr für den von ihnen eingespeisten Strom.

Sofern diese regelmäßigen Abweichungen durch die „wilde Einspeisung“ nicht in den Differenzbilanzkreisen der Verteilnetzbetreiber prognostiziert und bewirtschaftet wird, muss dieser

¹ Stiftung Umweltenergierecht für UBA: Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs
[\[les/medien/1410/publikationen/client_change_10_2020_weiterbetrieb_ausgefuehrt_photovoltaik.pdf\]\(https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/fi-les/medien/1410/publikationen/client_change_10_2020_weiterbetrieb_ausgefuehrt_photovoltaik.pdf\)](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/fi-</p></div><div data-bbox=)

eingespeiste Strom durch den Einsatz negativer Regelleistung ausgeglichen werden. Das anfangs mit kleinen Einspeisemengen aus ausgeförderten Anlagen leicht zu bewältigende Problem würde ohne eine regulatorische Anpassung mit zunehmender „wild“ eingespeister Strommenge von Jahr zu Jahr größer.

Um negative Regelleistung vorzuhalten, laufen derzeit noch fossile Kraftwerke neben dem für die Stromversorgung vorgehaltenen Strommix. Die „wilden Einspeisemengen“ erzeugen dann neben zusätzlichen Kosten für die Ausregelung auch zusätzliche CO₂-Emissionen bei der Vorhaltung der Regelleistung durch fossile Kraftwerke.

Gemäß den aktuellen Regularien ist die „wilde Einspeisung“ eine Folge von (häufig sicher unwissentlicher) Inaktivität der Anlagenbetreiber. Alle weiteren Optionen setzen aktives Handeln der Netzbetreiber und/oder Anlagenbetreiber voraus.

2. **Außerbetriebnahme verhindern.**

Im Fall „wilder Einspeisung“ droht den PV-Anlagenbetreiberinnen und -betreibern die Außerbetriebnahme ihrer Anlage: Der Netzbetreiber klemmt diese, beziehungsweise den gesamten Hausanschluss mitsamt Anlage vom Verteilnetz ab. Ob der Netzbetreiber dazu berechtigt oder sogar rechtlich verpflichtet ist, ist unter Juristinnen und Juristen umstritten. Unabhängig davon kann der Anlagenbetreiber sich auch selbst aktiv für die Außerbetriebnahme seiner Anlage entscheiden und sie vom Netz trennen lassen.

Die Strommengen aus der ausgeförderten, in der Regel abbezahlten, jedoch noch mehrere Jahre betriebsfähigen Anlage gingen in diesem Fall sowohl für die Anlagenbetreiber als auch für das Stromsystem verloren. Die Variante „Außerbetriebnahme“ widerspricht damit den Zielen der Energiewende. Sie sollte möglichst vermieden werden, es sei denn die Anlage wird durch eine

neue leistungsfähigere PV-Anlage ersetzt (*repowering*).

3. **Sonstige Direktvermarktung nutzen.**

Die sogenannte sonstige Direktvermarktung ist neben der Marktprämie, der Einspeisevergütung und dem Mieterstromzuschlag eine von vier möglichen Veräußerungsformen für EEG-Strom. Jede EEG-Anlage muss sich nach § 21b Absatz 1 EEG einer dieser Veräußerungsformen zuordnen. Mit dem Auslaufen der Förderung verbleibt den Betreiberinnen und Betreibern derzeit als einzige Möglichkeit die sonstige Direktvermarktung, um für die eingespeisten Strommengen Erlöse erzielen zu können. In diesem Fall müssen sich die Anlagenbetreiber selbst um die Vermarktung ihres ins Netz eingespeisten Stroms kümmern. Darüber hinaus müssen sie die vergleichsweise komplexen, energiewirtschaftlichen Regularien (Stromhandel, Bilanzkreisführung, Berichts- und Meldepflichten etc.) einhalten. Wegen des hohen Aufwands übertragen viele Betreiber von größeren EEG-Anlagen diese Aufgaben an Direktvermarkter. Für kleinere Anlagen existiert diese Option bisher nicht, denn die Stromerlöse würden von den Transaktionskosten aufgezehrt.

Einige Stromunternehmen arbeiten derzeit daran, diese kleinen Anlagen in ihr Erzeugungsportfolio zu integrieren und somit eine Form der Direktvermarktung anzubieten; sie werben entsprechend um die potenziellen *Prosumer*, deren Anlagen demnächst aus der Vergütung fallen. Dabei liegt das wirtschaftliche Interesse der Direktvermarkter in der Regel beim Verkauf von Zusatzprodukten und nicht bei der Direktvermarktung. Die Direktvermarktung allein wird in größerem Stil vermutlich erst mit einer Vereinfachung der energiewirtschaftlichen Prozesse im Zuge der Digitalisierung attraktiv.

Andererseits gilt weiterhin: Sofern der Strom ins öffentliche Netz eingespeist werden soll, stellt

die sonstige Direktvermarktung für kleine ausgeforderte PV-Anlagen derzeit die einzige zulässige Vermarktungsform dar. Jedoch fallen die Transaktions- und Betriebskosten hierfür meist höher aus als die Erlöse, so dass Eigenverbrauchslösungen als rentablere Alternative erwogen werden.

4. Eigenversorgung als Lösung etablieren?

Fast alle PV-Anlagen der Anfangsjahre sind als Volleinspeisungsanlagen konzipiert worden. Das bedeutet, dass die Stromerzeugung dieser Anlagen vollständig ins Netz fließt und entsprechend – in der Anfangszeit: hoch – vergütet wurde. Gleichzeitig wurde und wird der Haushaltsverbrauch des Eigentümers wie der aller Haushaltskundinnen und -kunden unter energiewirtschaftlich vereinfachten Bedingungen im sogenannten Standardlastprofil bereitgestellt.

Für den Weiterbetrieb der Anlage sieht die Eigenversorgung für die Anlagenbetreiberinnen und -betreibern zunächst vielfach wie die wirtschaftlich attraktivste Option aus. Das ist bedingt durch die dabei vermiedenen Preisbestandteile für den Haushaltsstrombezug – Umlagen, Abgaben und Netzentgelte machen rund 80 Prozent des Haushaltstrompreises aus und summieren sich auf mehr als 24 Cent je Kilowattstunde².

Für die Umstellung von der Volleinspeisung auf Eigenverbrauch bieten sich zwei Optionen an:

- Beibehaltung der bisherigen einfachen Bilanzierung im Standardlastprofil, die auf Messkonzepten mit Jahressummenzählern basiert, oder die

- Änderung des Messkonzepts hin zu einer viertelstündlichen Messung, die eine energiewirtschaftliche korrekte Verrechnung ermöglicht.

An dieser Stelle werden die Anlagenbetreiber vor die Wahl gestellt:

- Für die Standardlastprofilbilanzierung muss heute gewährleistet werden, dass keinesfalls Überschussstrom ins öffentliche Netz einspeist wird. Das kann etwa durch einen Leistungsbegrenzer gewährleistet werden, gegebenenfalls auch in Kombination mit einem Solarspeicher oder
- der Überschussstrom ist im Rahmen der Direktvermarktung und mit den damit verbundenen technischen, rechtlichen und energiewirtschaftlichen Anforderungen ins Netz einzuspeisen, um dafür eine Vergütung zu erhalten.

Beide Varianten sind mit teils erheblichen Kosten und Anpassungsaufwand verbunden. Beim Leistungsbegrenzer muss neben dem Umbau am Hausanschlusskasten unter Umständen ein neuer Wechselrichter installiert werden, der sich überhaupt dynamisch in seiner Leistung begrenzen lässt. Hierfür ist mit Kosten von weit mehr als 1.000 Euro zu rechnen. Die Direktvermarktung wiederum erfordert ein Messkonzept mit einer viertelstündlichen Erfassung der Einspeisung und einer Online-Verbindung zum Messstellenbetreiber, die viertelstündlich die Einspeisedaten dorthin übermittelt. Die Kosten dafür lagen 2019 bei mindestens 200 Euro jährlich³ und werden mit Einführung der *Smart Meter* auf 100 Euro jährlich gedeckelt.

Zudem sind die Amortisationszeiten derartiger Investitionen stark abhängig von der Höhe der

2 BDEW (2020): Strompreisanalyse Januar 2020, https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf

3 ComMetering (2019): Kurzanalyse: Aktuelle Preise für RLM-Zähler, https://www.commetering.de/wp-content/uploads/2019/03/ComMetering_RLM_Preisvergleich_März2019.pdf

gesparten Abgaben und Umlagen. Jede regulatorische Änderung bei den zusätzlichen Kostenbestandteilen wirkt sich direkt auf die Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs aus. Mit den Zuschüssen aus dem Bundeshaushalt zur Verringerung der EEG-Umlage ab 2021 beispielsweise verringert sich der relative Vorteil des Eigenverbrauchs gegenüber dem Bezug des Stroms aus dem Netz. Weitere grundlegende Änderungen bei den Abgaben, Umlagen, Netzentgelten und Steuern werden in der Branche seit mehreren Jahren diskutiert und von weiten Teilen der Energiewirtschaft gefordert. Werden diese Vorschläge umgesetzt, können sie die Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs entscheidend beeinflussen.

Die aktuellen Regelungen zur Bilanzierung des Eigenverbrauchs führen zu ungewünschten Systemeffekten

Nicht nur auf Seiten der Betreiberinnen und Betreiber von ausgeförderten PV-Anlagen, auch auf Systemseite sind die Eigenverbrauchsvarianten derzeit mit Nachteilen behaftet. Hierbei sind insbesondere die Anlagen mit Speichern und neuen Flexibilitäten wie E-Fahrzeugen und Wärmepumpen zu nennen, die im Eigenverbrauchsmodell betrieben werden – gleich ob Alt- oder Neuanlagen.

Der Bezug von Netzstrom bei Haushalten sowie bei kleinerem Gewerbe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 Kilowattstunden erfolgt bisher regelmäßig entlang von Standardlastprofilen (SLP) – so auch für *Prosumer*. Mit den SLP werden die in der Regel jährlichen Stromverbrauchsmesswerte auf die energiewirtschaftlich zur Abrechnung benötigten Viertelstundenintervalle heruntergebrochen.

Für die Belieferung im Standardlastprofil wird eine (theoretische) Summenlast aller Verbraucher entsprechend des Jahresverbrauchs aufgeteilt und den Lieferanten zugewiesen. Der für die Lieferungen zuständige Bilanzkreisverantwortliche muss also nicht den Verlauf des Stromverbrauchs der individuellen Kundin kennen, sondern beliefert einen durchschnittlichen Lastverlauf aller Kunden. Auch hierbei gibt es Abweichungen, beispielsweise durch außergewöhnliche Temperaturen oder andere besondere Ereignisse. Diese Abweichungen werden bei synthetischen Lastprofilverfahren im Rahmen der sogenannten Differenzbilanzierung nach § 12 Strom-NZV bei Netzbetreibern mit mehr als 100.000 Abnahmestellen⁴ ausgeglichen – bei aktiver Bewirtschaftung des Differenzbilanzkreises durch Handelsgeschäfte im Markt, andernfalls durch Regelenergie von den Übertragungsnetzbetreibern zu lasten der Netzentgelte. Auch wenn das SLP-Verfahren für den einzelnen Kunden regelmäßig zu einer untertägig ungenauen Bilanzierung führt, so ist das Verfahren der Standardlastprofilbilanzierung für das Ensemble aus Haushalts- und Gewerbekunden ohne eigene Stromerzeugung und ohne neue Flexibilität bisher hinreichend genau und es spart jene Kosten, die für eine genauere Prognose und viertelstündliche Messung und Abrechnung anfallen würden.

Die Erzeugungsmengen für ins Netz eingespeisten Solarstrom werden ebenfalls von den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern prognostiziert und vermarktet, sofern die Anlagen nicht für die Direktvermarktung angemeldet sind. Insbesondere die Prognosen der Verteilnetze sind dabei häufig so unzureichend, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre eigenen Prognosewerte ermitteln.

Aufgrund der getrennten Bilanzierungen von Stromverbrauch im Standardlastprofil einerseits und der

4 Die große Mehrheit aller Verteilnetzbetreiber hat weniger als 100.000 angeschlossenen Verbraucherinnen und Verbraucher und ist daher nicht verpflichtet einen Differenzbilanzkreis zu führen. Wird der Differenzbilanz-

kreis aktiv bewirtschaftet, werden die Fehlmengen zu meist direkt beim verbundenen Vertrieb bewirtschaftet, ohne Einsicht von außen.

Solarstromvermarktung über Prognosen andererseits ist eine Optimierung von Verbrauch und Erzeugung über die Bilanzierungsgrenze hinweg nicht möglich. Deshalb besteht die Kehrseite des PV-Eigenverbrauchs heute darin, dass es im Rahmen der Standardlastprofilbilanzierung zum unerwünschten Effekt einer Stromlieferung zu falschen Zeiten kommt: Die eigenerzeugte Solarstrommenge verringert die Lieferung über das SLP gleichmäßig über das Jahr, aber nicht entsprechend der eigenverbrauchten solaren Erzeugung. Der Lieferant beschafft für den Kunden daher weiter jene Strommenge, die das SLP vorsieht. Weil physikalisch hinter dieser Strombeschaffung zeitweise ein durch den Eigenverbrauch zu niedriger oder durch den Netzbezug zur dunklen Tageszeit ein, im Vergleich zum SLP, zu hohem Stromverbrauch steht, geht die „zu viel oder zu wenig“ gelieferte Strommenge in die Differenzbilanzkreise bei den Netzbetreibern.

Werden die Differenzbilanzkreise nicht aktiv von den Netzbetreibern bewirtschaftet, werden die Fehlmengen durch Regenergie ausgeglichen. Durch diese systematischen Fehlbilanzierungen entstehen zum einen zusätzliche Kosten für die Regenergie selbst (diese Kosten müssen von den Bilanzkreisverantwortlichen getragen werden, die zu diesen Zeiten Abweichungen ihrer Bilanzkreise zu verzeichnen hatten, auch wenn sie nicht mit der PV-Abweichung zusammenhängt) sowie für die zusätzliche Vorhaltung der benötigten Regelleistung (diese Kosten werden über die Netzentgelte auf alle Stromverbraucher gewälzt). Zum anderen können durch die fossile Erzeugung des zu viel gelieferten Stroms und durch die Vorhaltung der Regelleistung für Ausregelung der „fehlerhaft“ gelieferten Strommenge zusätzliche und unnötige CO₂-Emissionen entstehen. Denn die Vorhaltung von (negativer) Regelleistung übernehmen vielfach noch fossile Kraftwerke, die bisweilen

sogar nur für die Erbringung von Regenergie in Betrieb gesetzt werden.

Die Optimierungen von Lasten oder Einspeisungen durch *Prosumer* führen in diesem System folglich immer zu Systemungleichgewichten, die von den Nutzern der Systeme zu tragen sind. Vorteile ergeben sich lediglich auf betriebswirtschaftlicher Ebene für die *Prosumer* selbst. Solange die Anzahl entsprechender Marktteilnehmer gering bleibt, wird man keine systemischen Effekte von Relevanz beobachten können. Falls der Gesetzgeber jedoch diese (derzeit ungenaue) Form der Bilanzierung in einer allgemeinen Anschlussregelung für ausgeforderte Anlagen oder gar als Transformationstreiber für neue Anlagen zulässt – wie einige Marktteilnehmer fordern⁵ –, so würden die Systemeffekte und damit die Kostensteigerungen für die übrigen Verbraucher immer weiter steigen, mittelfristig sichtbar und langfristig systemrelevant werden. Dies gilt insbesondere auch dann, wenn PV-Anlagen mit zusätzlicher Flexibilität wie Solarspeichern, Wärmepumpen und E-Fahrzeuge kombiniert werden.

In die gleiche Richtung geht die häufig geforderte und mittlerweile in Artikel 21 Absatz 5 der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie geregelte Ausweitung des Eigenverbrauchs auf Anlagen im Eigentum Dritter, wie bei Mieterstrom und Bürgerenergie. Derzeit gelten die Eigenverbrauchsregelungen nur sehr eingeschränkt bei Personenidentität von Anlagenbetreiber und Stromabnehmer.

Nicht zuletzt wird die Ausweitung der Regelungen zu Lasten der Dachbelegung gehen, die nur in dem Maße mit PV-Anlagen belegt werden dürften, wie es zur Optimierung des Mieter-/Bürgerstromverbrauchs sinnvoll ist. Im derzeitigen Regulierungs-

⁵ SFV/BSW/GGSC – Anschlussförderung mit bis zu 8 ct/kWh und SLP Bilanzierung, http://www.sfv.de/artikel/gutachten_leistungen_und_kosten_beim_weiterbetrieb_von_pv-altanlagen.htm, oder EnBW/Sonnen et. al.

– Belieferung bei Prosumern im Standardlastprofil, <https://sonnen.de/presse/kleine-direktvermarktung/>

rahmen gilt dies insbesondere dann, solange der Eigenverbrauch wirtschaftlich attraktiver ausgestaltet ist als die Volleinspeisung.

Mit Anpassungen sind Standardlastprofile übergangsweise weiterhin für den Standard anwendbar

Die Herausforderung für eine Anpassung der Regularien besteht darin, solche zuvor beschriebenen, ungewünschten Systemeffekte und deren Anstieg zu verhindern und gleichzeitig dafür zu sorgen, dass

- der Eigenverbrauch von Solarstrom weiterhin mit vertretbarem Aufwand für die Prosumer möglich ist,
- die ausgeforderten Anlagen weiterhin erneuerbaren Strom erzeugen, der zur Erreichung der Erneuerbaren-Ziele beiträgt und
- der Solarzubau nicht durch Fehlstellungen im Regulierungsregime wie bei Abgaben, Umlagen und Netzentgelten angereizt wird, sondern durch klare, transparente und kosteneffiziente und damit auch für die Anlagenbetreiber verlässliche Fördermechanismen.

Prosumer, also Verbraucherinnen und Verbraucher mit Speichern oder mit anderen flexiblen Verbrauchern wie Wärmepumpen und E-Fahrzeugen, werden sich entsprechend ihrer technischen Ausstattung, ihrer Bedürfnisse und Zahlungsbereitschaft individuell optimieren. Aufgrund der dabei auftretenden, teils großen und unkalkulierbaren untertägigen Verbrauchsänderungen wäre es daher widersinnig diese Verbraucher im Standardlastprofilverfahren zu bilanzieren und dessen Kosten zu Lasten der anderen Verbraucher zu sozialisieren.

Lässt sich der Eigenverbrauch mit nur kleinen Solaranlagen und ohne nennenswerte Flexibilität jedoch ausreichend gut über ein Ensemble an Verbrauchern abbilden, sollte weiterhin und übergangsweise ein vereinfachtes und günstiges Mess- und Abrechnungsverfahren angewendet werden können. Für

die bisherigen und neue PV-Anlagen mit einer installierten Leistung bis 7 Kilowatt_{peak} ohne nennenswerte Flexibilität wie Speicher, Wärmepumpen und E-Fahrzeuge (und ohne Viertelstundenmessung) erscheint eine Eigenverbrauchsoptimierung im SLP aus systemischer Sicht vertretbar. Denn mit dem Rollout der verpflichtenden, intelligenten Messsysteme werden sukzessive die Voraussetzungen für eine energiewirtschaftlich einwandfreie Bilanzierung geschaffen.

Die vereinfachte Bilanzierung ist jedoch an folgende Voraussetzungen zu koppeln:

1. Für eine bessere energiewirtschaftliche Bilanzierung und um die Systemkosten einer Eigenverbrauchsoptimierung nicht über die Maßen mit den übrigen Verbrauchern zu verrechnen, sollten kurzfristig von den Netzbetreibern neue Standardlastprofile für *Prosumer* eingeführt werden, die im Summenlastgang den Nettoverbrauch dieser *Prosumer* widerspiegeln. Die *Prosumer*-SLP sind jährlich so zu aktualisieren, dass die immanent entstehenden Bilanzabweichungen weitgehend reduziert werden. Um den Netzbetreibern hierfür die notwendigen Anreize zu geben, ist die Anreizregulierung entsprechend anzupassen.
2. Ergänzend sollte eine transparente/dem Allgemeinwohl verpflichtete und daher zu kontrollierende Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise eingeführt werden.

Für PV-Anlagen ab 7 Kilowatt_{peak} installierter Leistung oder sobald *Prosumer* über nennenswerte Flexibilität wie Solarspeicher, Wärmepumpen oder E-Fahrzeuge verfügen, ist diese Form der vereinfachten *Prosumer*-SLP-Bilanzierung nicht mehr zulässig. Denn durch die zusätzliche Flexibilität werden Bilanzabweichungen zunehmend unkalkulierbar. Eine viertelstündliche Messung und Abrechnung sollten in diesen Fällen obligatorisch sein.

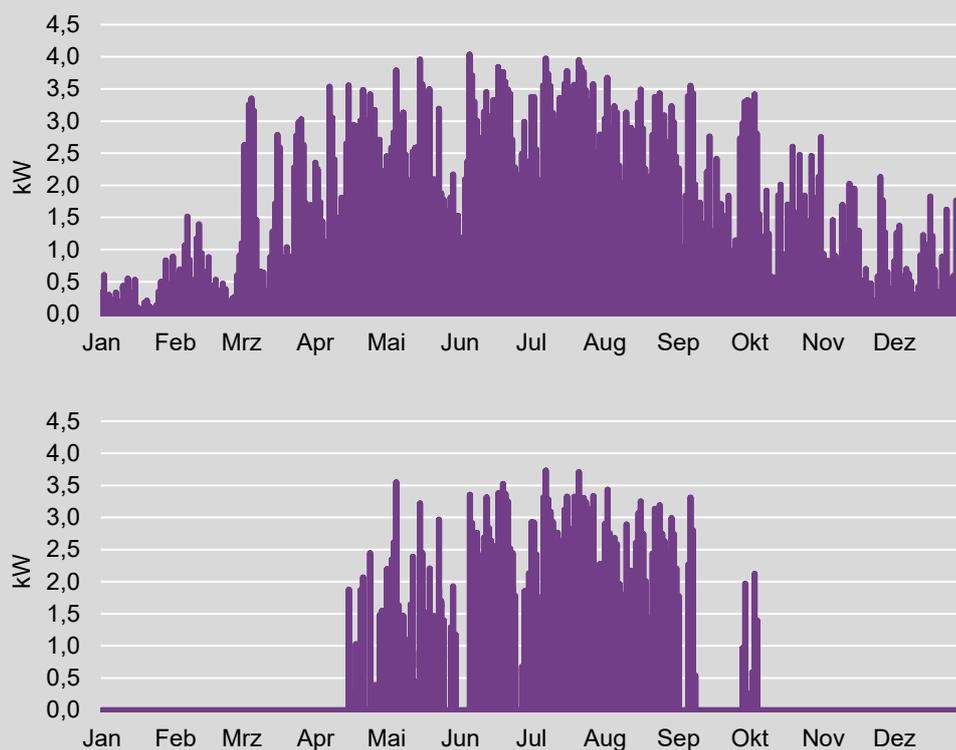
Energiewirtschaftlichen Mehrwert des Eigenverbrauchs stärken

Der Eigenverbrauch des selbst erzeugten erneuerbaren Stroms ermöglicht *Prosumern* eine aktive Teilhabe an der Energiewende. Damit schafft der Eigenverbrauch Akzeptanz für die Energiewende und nicht zuletzt auch Zugang zu (privatem) Kapital und den (Dach-)Flächen, die für den weiteren Ausbau der Photovoltaik⁶ benötigt werden, um die Energiewendeziele zu erreichen.

Die europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 widmet Eigenversorgern sogar einen eigenen Artikel 21 und regelt darin den Anspruch von Verbraucherinnen und Verbrauchern, Eigenversorgerinnen und -versorger im Bereich erneuerbare Elektrizität zu werden. Die Richtlinie ist bis 30. Juni 2021 in nationales Recht umzusetzen.

Der Eigenversorgung wird also ein größerer Stellenwert im Energiesystem zukommen. Der Mehrwert für das Stromsystem durch den Eigenverbrauch von

Abbildung 1: Netzeinspeisung einer Photovoltaikanlage ohne Eigenverbrauch in Kilowatt (oben) und Netzeinspeisung nach Eigenverbrauch für ein Einfamilienhaus mit Wärmepumpe und Batteriespeicher in Kilowatt.



Quelle: Prognos (2016)

6 Agora Energiewende und Wattsight (2020): Die Ökostromlücke, ihre Strommarkteffekte und wie sie gestopft werden kann. Effekte der Windenergiekrise auf Strompreise und CO₂-Emissionen sowie Optionen, um

das 65-Prozent-Erneuerbare-Ziel 2030 noch zu erreichen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

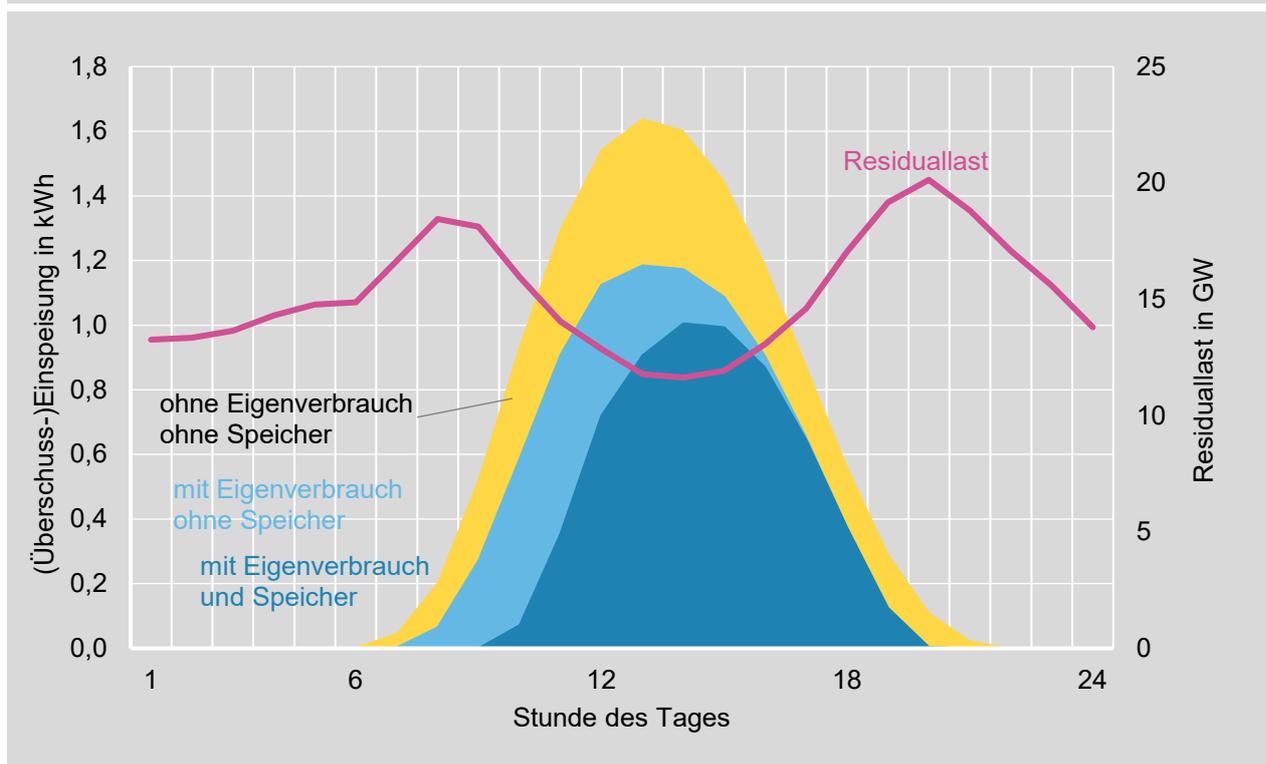
Strom einerseits und die Einspeisung des Überschussstroms andererseits ist derzeit jedoch noch begrenzt.

Mit der richtigen Struktur der Abgaben, Umlagen und Netzentgelte könnte die Eigenversorgung dem Energiesystem einen viel größeren Mehrwert liefern als derzeit, weil sich dann Eigenversorger wirt-

schaftlich zugunsten des Systems optimieren können.⁷ Derzeit stehen die Anreize für die Eigenversorgung noch gegen das Stromsystem, was sich besonders in zwei Punkten zeigt.

Zum einen ist der Marktwert der Resteinspeisung von Eigenverbrauchern mit Speichern in aller Regel verhältnismäßig gering, da sie vor allem zu Zeiten anfällt, wenn ohnehin viel Solarstrom ins Netz fließt

Abbildung 2: Vergleich der (Überschuss-)Solareinspeisung ohne und mit Eigenverbrauch sowie mit speicheroptimiertem Eigenverbrauch (einfache Persistenzprognose) nach Modellrechnung mit H0-Profil und Solareinspeisecharakteristik mit der deutschen Stromnachfrage nach Abzug der Belieferung aus Erneuerbaren Energien (Residuallast). Modellrechnung mit 5 kW_{peak} Solar und 5 kWh/2,8 kW Speicher für 2019.



Eine Solarstrom-(Überschuss-)Einspeisung in Stunden mit hoher Residuallast wäre system- und netzdienlicher und würde den Strombedarf aus regelbaren (fossilen) Kraftwerken reduzieren. Derzeit fehlt Solar-Speicher-Systemen aufgrund eines veralteten Abgaben- und Umlagensystems dazu der wirtschaftliche Anreiz.

Quelle: Eigene Berechnungen mit Standardlastprofil „H0“ für 2019 von MitNetz sowie Daten des Agorameters für 2019

7 Agora Energiewende (2015): Was wäre, wenn... ein flächendeckender Rollout von Solar-Speicher-Systemen stattfände? Eine erste Abschätzung für das Stromsystem und die Energiepolitik, <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/was-waere-wenn-ein->

flaechendeckender-rollout-von-solar-speicher-systemen-stattfaende/.

– insbesondere im Sommerhalbjahr. In diesen Zeiten haben die eingespeisten Strommengen meist nur einen geringen Wert an der Strombörse. Abbildung 1 zeigt ein jährliches Einspeiseprofil einer Vollein- speisungsanlage im Vergleich zu einer Eigenenerzeu- gungsanlage mit Speicher.

Zum anderen könnte das PV-Speicher-System im Eigenverbrauch dahingehend optimiert werden, die Residuallast⁸ zu senken und damit die Stromerzeu- gung aus regelbaren Kraftwerken und damit die Sys- temkosten sowie die CO₂-Emissionen der Stromer- zeugung zu reduzieren (Abbildung 2). Solarer Überschussstrom würde dann bei niedrigen Strom- preisen um die Mittagszeit zwischengespeichert und in den Zeiten „vor und nach der Sonne“, also beim morgendlichen beziehungsweise abendlichen An- stieg der Stromnachfrage selbst genutzt oder zu dann typischerweise höheren Strompreisen ins Netz ein- gespeist werden⁹. Einzelne Anbieter von Speicher- systemen arbeiten auch mit Ladestrategien, bei de- nen der Speicher langsam und kontinuierlich über den Tag geladen wird, so dass er erst am Abend voll ist. Diese Speicherstrategie dürfte systemverträgli- cher ausfallen; sie wird allerdings damit begründet, dass der Speicher durch diese Ladestrategie weniger „chemischen Stress“ erfahre, da er nur eine ver- gleichsweise geringe Zeit vollgeladen sei.¹⁰

Üblicherweise werden beim speicheroptimierten Ei- genverbrauch jedoch die solaren Überschüsse am Morgen nicht ins Netz eingespeist, sondern einge- speichert – zu einer Tageszeit also, in der die So-

lareinspeisung aufgrund des niedrigen Sonnenstan- des noch niedrig ist. Sobald der Speicher zur Mit- tagszeit vollständig geladen ist, werden die Über- schüsse der Solaranlagen ins Netz eingespeist, wie in Abbildung 3 dargestellt. Der zusätzliche Strombedarf des Stromsystems ist zu dieser Zeit jedoch gering und auch die Strompreise erreichen zur Mittagszeit im Sommer typischerweise ein Minimum. Lediglich abends kann die Deckung der eigenen Stromnach- frage aus dem Speicher den Anstieg der Stromnach- frage im Netz dämpfen.

Die Eigenverbrauchsoptimierung mittels Speicher ist dabei nicht den Anlagenbetreibern anzulasten. Diese handeln entsprechend der Regularien und ori- entieren sich an den Anreizen des Abgaben- und Umlagensystems betriebswirtschaftlich rational: Im Eigenverbrauch ist jede Kilowattstunde deutlich günstiger als im Netzbezug. Insbesondere ersparen sich Eigenverbraucher Netznutzungsentgelte (7,7 ct/kWh 2020)¹¹ und die EEG-Umlage (6,8 Cent), wenn sie eine Anlage mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt betreiben¹². Allein diese beiden Strompreiskomponenten summieren sich zu einer indirekten Förderung des eigenverbrauchten Stroms von 14,5 Cent je Kilowattstunde. In das Netz eingespeister Solarstrom aus Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 Kilowatt_{peak} wird hingegen

8 Die Residuallast ergibt sich aus der Stromnachfrage re- duziert um die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Ener- gien.

9 Beispielsweise in Hawaii wird eine Einspeisung um die Mittagszeit nicht mehr gefördert. RAP (2019) PV-Ei- genversorgung in den USA <https://www.rapon- line.org/knowledge-center/photovoltaik-eigenversor- gung-erfahrungen-net-energy-metering- programmen-usa/>

10 Solarwatt (2020): Intelligentes Ladeverhalten verlängert Lebensdauer des Myreserve, <https://www.solar- watt.de/stromspeicher/myreserve/ladestrategie>

11 BDEW (2020): Strompreisanalyse Januar 2020, [https://www.bdew.de/me- dia/documents/20200107_BDEW-Strompreisana- lyse_Januar_2020.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisana- lyse_Januar_2020.pdf)

12 Vgl. § 61a Nr. 4 EEG

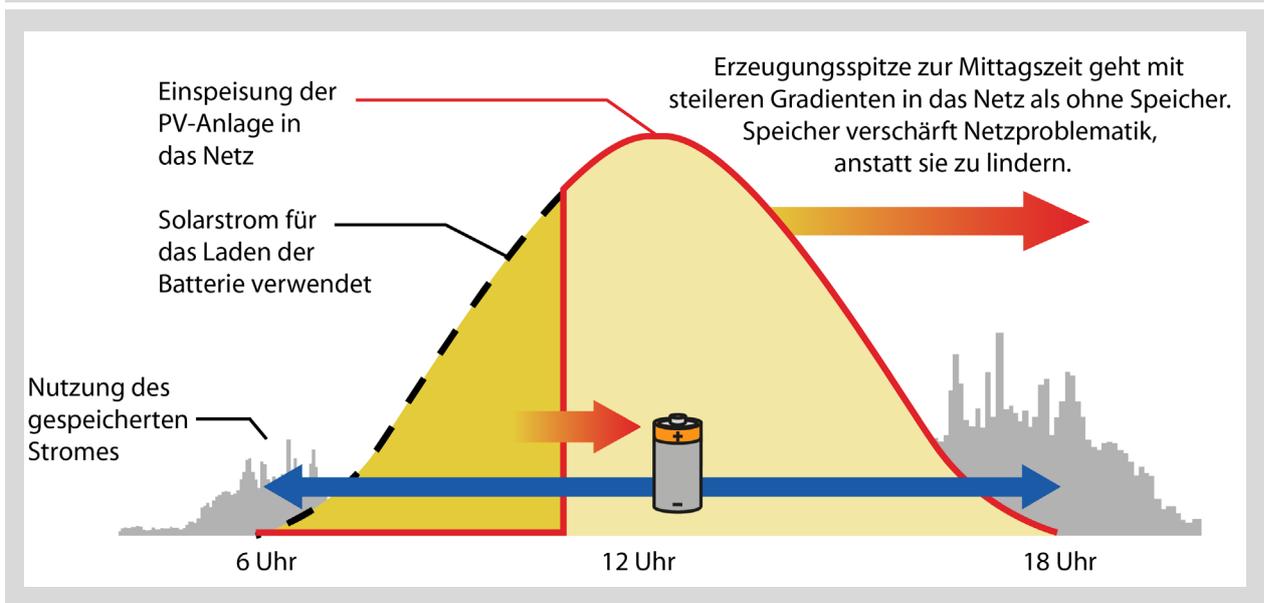
(Stand Juni 2020) mit 9,17 Cent¹³ vergütet. Die Förderung des Eigenverbrauchs fällt durch die Ausnahmen bei Abgaben und Umlagen also um etwa 50 Prozent höher aus als die Förderung der Einspeisung.

Dieses Bild ändert sich auch nicht komplett für eigenverbrauchten Strom von Anlagen, die aus der EEG-Förderung fallen: Für diese Eigenversorgung entfallen bis zu einer Anlagenleistung von 10 Kilowatt_{peak} 40 Prozent der EEG-Umlage¹⁴; die Umlageersparnis beträgt dann noch rund 4 Cent. Zu berücksichtigen ist, dass regulatorische Anpassungen

Auswirkungen auf die Höhe des Eigenverbrauchs-vorteils haben können.¹⁵

Wie gezeigt, stellt die heutige einheitliche Einspeisevergütung den *Prosumer* gegenüber dem Volleinspeiser wirtschaftlich besser, da er sich gegen die Abgaben und Umlagen sowie Netzkosten optimiert über die energiewirtschaftliche Kosten teilweise sozialisiert werden. Mit einem modifizierten Standardlastprofilverfahren (für *Prosumer* ohne Speicher) ist der erste Schritt für eine einheitliche

Abbildung 3: Ungeregelter eigenverbrauchsoptimierter Betrieb von Hausspeichern führt zu steilen Einspeiserampen bei einzelnen Speichersystemen



Quelle: Sterner et al. (2015)

13 Bundesnetzagentur (2020): Fördersätze für PV-Anlagen, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/PV_Datenmeldungen/DegressionsVergSaetze_05-07_20.xlsx?__blob=publicationFile&v=2

14 Vgl. § 61b EEG.

15 So werden derzeit über das Konjunkturpaket der Bundesregierung hinausgehende Entlastungen bei der EEG-

Umlage von einem Cent bis zu mehreren Cent je Kilowattstunde bis hin zu einer kompletten Abschaffung oder Aussetzung der EEG-Umlage diskutiert. Wird der Eigenverbrauch politisch gewünscht, könnte hier über ein Aufleben einer expliziten Förderung nachgedacht werden, wie sie in den Jahren 2009 bis 2012 schon einmal im EEG existierte. Eine explizite Förderung wäre regulatorisch bei Bedarf einfacher für neue Anlagen zu justieren und gäbe den Eigenverbrauchern größere Investitionssicherheit.

Vergütung der Einspeisungen gewährleistet. Vollständige Berechtigung erhält diese mit einer Reform der Abgaben und Umlagen sowie zeitvariablen Netzentgelten. Damit würde der betriebswirtschaftliche Optimierungsanreiz weitestgehend die Systemeffekte widerspiegeln.

Herausforderung für Alt- und Neuanlagen

Die Optionen und Standards, wie ausgeförderte Anlagen zukünftig in das System eingebunden werden, müssen diskriminierungsfrei und systemkompatibel auch für Neuanlagen nutzbar sein. Denn ein (Weiter-) Betriebsstatus kann genauso auch von allen Investoren von Neuanlagen in Anspruch genommen werden. Gemessen am benötigten effektiven Solarzubau von mindestens 10 Gigawatt jährlich ist die Leistung der ausgeförderten EEG-Anlagen – 2 Gigawatt bis 2025 – zwar wenig relevant, trotzdem ist die Möglichkeit des Weiterbetriebs sowohl von Relevanz für die Investorinnen und Investoren der ersten Stunde als auch ein Signal für die Betreiberinnen und Betreiber künftiger Anlagen.

In Anbetracht der Ziele und Verhältnismäßigkeiten

- sollten Dächer möglichst vollbelegt werden mit PV-Modulen als Maßnahme zur Nutzung der vorhandenen Potenziale und Minimierung der Kosten (Verteilung der Fixkosten auf eine größere installierte Leistung),
- sollten Prosumer, also der Betrieb von Eigenverbrauchsanlagen mit Speichern, mit den Pflichten und Bilanzierungsgrundsätzen des Stromsystems in Einklang stehen,
- sollte für den Weiterbetrieb von ausgeförderten Anlagen ein Automatismus geschaffen werden, der sowohl das „wilde Einspeisen“ als auch die zwangsweise Außerbetriebnahme der Anlagen verhindert. Dieser sollte sowohl die Interessen der Anlagenbetreiber als auch aller anderen Netz- und Stromkunden gewährleisten.
- sollte eine Eigenverbrauchsoptimierung von Anlagen weiterhin möglich bleiben. Die damit

verbundenen Kosten und Pflichten – für Umbau, Bilanzierung und Überschussstromvermarktung – sollten jedoch von denjenigen getragen werden, die Nutznießer dieser Optimierung zum individuellen Vorteil sind, also den Anlagenbetreibern beziehungsweise -eigentümerinnen.

Energiewirtschaftliche Verantwortung durch saubere Bilanzierung

Für den Betrieb des Stromsystems besteht das Problem nicht in dem optimierten Eigenverbrauch an sich, sondern darin, dass die viertelstündlichen Einspeiseprofile der Überschussmengen (und des Restbezugs) weder für die Gesamtzahl noch die einzelne *Prosumer*-Anlage ausreichend genau prognostiziert werden. Dies ist jedoch, spätestens wenn eine große Zahl *Prosumer*-Anlagen ins öffentliche Netz einspeist, für eine kosteneffiziente, energiewirtschaftliche Bilanzierung essenziell.

Die Stromüberschüsse fallen an, sobald die Stromerzeugung einer Anlage nicht vollständig für den Eigenverbrauch genutzt wird. Wann das der Fall ist und in welchem Maße Überschussmengen anfallen, lässt sich systematisch kaum vorhersagen. Faktoren wie das Verbrauchsverhalten des Prosumers, die elektrischen Lasten des Eigenverbrauchers im Verhältnis zur Größe der PV-Anlage und der Einsatz von Speichern und deren Füllstände spielen hier wichtige Rollen und stehen zudem in Wechselwirkungen zueinander. Verschärfend wirken sich neue, flexible und vergleichsweise leistungsstarke Anwendungen aus, wie Elektromobilität und Wärmepumpen. Obwohl ihr Einsatz grundsätzlich gesteuert werden kann, sind deren Einspeise- und Lastprofile ebenfalls schwer prognostizierbar, gleichzeitig wird der Einsatz von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen in den nächsten Jahren deutlich zunehmen.

Messtechnik als Voraussetzung für energiewirtschaftliche Verantwortung im Eigenverbrauch

Um eine energiewirtschaftlich einwandfreie Bilanzierung des Eigenverbrauchs darstellen zu können, ist eine viertelstündliche Messung sowohl des Strombezugs aus dem Netz als auch der Einspeisung in das Netz Voraussetzung. Doch PV-Anlagen, die nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallen, verfügen bisher allenfalls in Ausnahmefällen über eine solche Messeinrichtung. Eine entsprechende Umrüstung kostet zwischen wenigen hundert Euro bis hin zu niedrigen vierstelligen Eurobeträgen. Über den anstehenden *Smart-Meter-Rollout* (Messtellenbetriebsgesetz) werden intelligente Messsysteme für PV-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 7 Kilowatt_{peak} zwar zur Pflicht. Bei kleineren Anlagenleistungen kommt es jedoch auf die Netzbetreiber an. Sie können solche Zähler individuell für ihr Netzgebiet vorschreiben, müssen es jedoch nicht. Für wie viele Anlagen auf diesem Weg die Voraussetzungen einer sachgerechten Bilanzierung geschaffen werden, ist daher nicht absehbar. Immerhin wird sich die Anzahl der Anlagen mit dieser Voraussetzung nach und nach erhöhen, die Standardlastprofile werden damit an Relevanz verlieren¹⁶.

Ein weiterer Schritt zur systemkompatiblen Ausgestaltung des Eigenverbrauchs besteht in einer Neuordnung des Abgaben- und Umlagensystems. Diese muss anreizkompatibel dazu führen, dass die betriebswirtschaftliche Optimierung der einzelnen Akteure Hand in Hand geht mit der Optimierung der Gesamtsystemkosten. Eine solche Anreizkompatibilität bei *Prosumern* für die Netzdienstleistungen und Netzkosten insgesamt, lässt sich beispielweise durch zeitabhängige Netztarife erreichen¹⁷.

Ein solches Stromsystem, bei dem die Kosten anreizorientiert, angemessen und fair allokiert werden, würde dauerhafte und nachhaltige Eigenverbrauchslösungen ermöglichen, denn eine Optimierung des Eigenverbrauchs (mit seinen individuellen Kosten) würde dann einen positiven Systembeitrag in ähnlicher Größenordnung bewirken. Die Förderung des Eigenverbrauchs durch vermiedene Kostenbeteiligungen würde weitestgehend entfallen, Umlagen auf Eigenverbrauch wären somit nicht mehr nötig.

Auch die administrativen und formalen Hürden, wie sie heute beim Mieterstrom beklagt werden, sollten in diesem Zuge beseitigt werden. Entsprechende Anpassungen sind auch im *Clean Energy Package* der Europäischen Union vorgesehen und bedürfen ohnehin einer Umsetzung in deutsches Recht.

Weiterbetrieb ausgeförderter Anlagen: Priorisierung aus systemischer Perspektive

Eine Fortsetzung der Stromproduktion aus den abbeschriebenen und nun aus der Vergütung fallenden Anlagen sollte das maßgebliche Ziel sein. Um dies kostengünstig und pragmatisch zu erreichen, sollte eine rechtliche Regelung die Bedingungen dafür schaffen, dass die bisherige Volleinspeisung nach Ende der EEG-Förderung in der Regel automatisch fortgesetzt wird. Die Prognose der Solarstrommengen sowie deren Vermarktung sollte hierbei standardmäßig weiterhin dem Übertragungsnetzbetreiber obliegen, da dieses Vorgehen auch dort den geringsten Änderungsaufwand nach sich ziehen würde. Dem Anlagenbetreiberinnen und -betreibern würde im Rahmen eines solchen Automatismus ein am Marktwert seines eingespeisten Stroms orientierter Erlös zustehen, abzüglich der Aufwendungen

16 Sinnvoll sind Standardlastprofile weiterhin für Kunden ohne nennenswerte Flexibilitäten und ohne Erzeugungsanlagen, etwa die Bewohnerinnen von Stadtwohnungen.

17 Consentec (2020) Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten <https://www.vzbv.de/pressemitteilung/reform-der-stromnetzentgelte-verbrauchergerecht-gestalten>

für die Vermarktung. Sollte sich aus diesen Erlösen der Betrieb nicht kostendeckend darstellen lassen (beispielsweise aufgrund von Versicherungsprämien), muss über einen möglichen Zuschlag diskutiert werden, der jedoch unterhalb der Förderung für Neuanlagen bleiben muss, damit die weiterbetriebene Anlage einen volkswirtschaftlichen Vorteil entfalten kann. Darüber hinaus sollte eine Förderung von ausgeführten Anlagen ausgeschlossen werden. Sofern eine Eigenverbrauchsconfiguration gewünscht ist, wären die Umbaukosten eine private Angelegenheit der Anlagenbetreiber.

Die indirekte Förderung, also die Privilegierung durch vermiedene Umlagen und Entgelte bleibt für Alt- wie Neuanlagen gegeben, solange es hier keine Reformen gibt. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass nur die Eigenverbraucher in einem angepassten, neuen Standardlastprofil bilanziert werden, die weder über Speicher oder andere zusätzliche Flexibilitäten verfügen. Mit den Investitionen in einen Speicher, einen *Smart-Meter*, eine Wärmepumpe oder ein Elektromobil muss die umfängliche Bilanzierungsverantwortung für viertelstündliche Ein- und Ausspeisungen einem Marktteilnehmer übertragen werden. Mit der Wahrnehmung der daraus entstehenden betriebswirtschaftlichen Anreize, wird gewährleistet, dass diese Anlagen systemdienlich betrieben werden, beziehungsweise die Kosten für die Abweichungen dem Marktteilnehmer angelastet werden.

Hinnehmbar ist es hingegen in einem modifizierten SLP zukünftig alle PV-Anlagen im Eigenverbrauchsmodus zu bilanzieren, wenn sie ohne Speicher genutzt werden. Dies bedeutet im Wesentlichen eine Fortschreibung des heutigen Systems, da sich für diese keine aktive Möglichkeit eröffnet sich gegen die Marktpreise und Systemkosten zu optimieren.

Refinanzierung von neuen Anlagen

Was für Altanlagen recht ist, sollte für nicht dem EEG unterliegende Neuanlagen billig sein: Für sie sollten daher die gleichen Optionen und Wahlmöglichkeiten wie beim Weiterbetrieb ausgeführter Anlagen geschaffen werden, unter Berücksichtigung, dass eine Förderung von Neuanlagen für den angestrebten Solarzubau nötig bleibt, ohne jedoch die heutigen, versteckten Systemkostensteigerungen. Damit gilt auch hier, Eigenverbrauch im (neuen) Standardlastprofil ist für PV-*Prosumer* ohne Speicher möglich, flexible *Prosumer* müssen sich für die Optimierungsoption jedoch auch den Kosten stellen und die volle energiewirtschaftliche Bilanzierung übernehmen beziehungsweise einem Marktakteur übertragen.

Schlussfolgerungen

Eine Voraussetzung für den aus Systemsicht nachhaltigen Betrieb von Eigenverbrauchsanlagen ist die alsbaldige Reform der Abgaben, Umlagen und Entgelte auf Strompreise. Sie würde überdies auch die Elektrifizierung und damit die Dekarbonisierung des Transport- und Wärmesektors kosteneffizient ermöglichen. Auch eine Bepreisung von Netzengpässen über zeitabhängige Netztarife würde eine bessere Nutzung des Stromnetzes durch eine solche Abgaben- und Umlagenreform ermöglichen.

Festzuhalten ist auch, dass die Vorschläge, wie mit ausgeführten Altanlagen umzugehen ist, nicht in eine Sonderrolle für diese Anlagenkategorie münden sollte. Vielmehr ist ein einheitlicher Ansatz für Alt- und Neuanlagen notwendig, der vor dem Hintergrund einer Abgaben- und Umlagenreform und den Vorgaben der EU für die aktive Beteiligung der Verbraucher Bestand haben muss – eine Anforderung, die großen Diskussionsbedarf mit sich bringt.

Innerhalb dieses Rahmens halten die Autoren die folgenden Anpassungen bei der für den Herbst 2020

anstehenden EEG-Novelle mit Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Regularien für zielführend.

Regulatorischer Änderungsbedarf für den Weiterbetrieb von Post-EEG-Anlagen und eine saubere Messung und Abrechnung des Eigenverbrauchs

1. Eine einfache und automatische Anschlussregelung etablieren, insbesondere für Post-EEG-Anlagen.

Das EEG wird um folgende zusätzliche Vermarktungsform für PV-Anlagen erweitert, die für Anlagenbetreiberinnen und -betreiber jedoch wirtschaftlich weniger attraktiv ist als die derzeit existierenden Vermarktungsformen mit Vergütung und die deswegen vor allem von Altanlagen, die nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallen, genutzt werden wird.

Ohne Tätigwerden des Betreibers wird die Anlage in einen Post-EEG-Betrieb überführt. Der Netzbetreiber informiert den Anlagenbetreiber einige Zeit vor Auslaufen der Förderung über die Umstellung. Diese hat zum Gegenstand, dass der Netzbetreiber die eingespeisten Strommengen weiterhin abnimmt, deren Vermarktung weiterhin voll übernimmt und zukünftig den, im Gesetzgebungsverfahren zu definierenden, Erlös überweist. Dieser Erlös sollte sich am Marktwert des Stroms orientieren, aber mindestens die laufenden Weiterbetriebskosten der Altanlagen sichern. Damit wird die bisherigen EEG-Vergütung abgelöst. Bei Veränderungen der Einspeisung oder Stilllegung der Anlage bleibt der Betreiber weiterhin informationspflichtig. Umbauten der Zähleranlage entfallen, es kann weiter auf Basis von Summenzählern jährlich abgerechnet werden. Diese Variante erfüllt sowohl die Erfordernisse einer schlanken Umsetzung, eines legalen Weiterbetriebs und einer minimalen Vergütung, um die Betriebskosten (Versicherung, Wartung) zu decken.

2. Die viertelstündliche Messung und Abrechnung für Eigenverbrauch werden grundsätzlich verpflichtend.

Gerade die Pionierinnen und Pioniere der ersten Stunde, deren Solaranlagen mit dem 1. Januar 2021 beginnen nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung zu fallen, und viele, die die Energiewende weiterdenken, wollen ihren Solarstrom selbst verbrauchen – auch mit neuen flexiblen Anwendungen wie Wärmepumpen und E-Fahrzeugen und optimiert mit Stromspeichern. Besonders die neuen Anwendungen verfügen über nennenswerte Leistungen und sind steuerbar; das heißt, ihr Verbrauchsverhalten und die Solarüberschusseinspeisung werden immer schwerer pauschal prognostizierbar. Im Gegenteil ist zukünftig eine aktive zeitliche Steuerung hin zu einem system- und/oder netzdienlichen Verhalten erwünscht. Eine Bilanzierung des Verbrauchs im Standardlastprofil ist somit nicht mehr mit vertretbarem Fehler möglich.

§ 12 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) wird dementsprechend geändert, dass eine viertelstündliche Messung und Abrechnung für *Prosumer* grundsätzlich verpflichtend werden.

In der Folge muss der *Prosumer* die Bilanzierungsverantwortung einem Marktteilnehmer (beispielsweise einem Lieferanten, Aggregator oder Direktvermarkter) übertragen.

3. Vereinfachte Messung für Eigenverbrauch mit kleinen PV-Anlagen ohne Speicher und ohne andere Flexibilität fortschreiben.

Für *Prosumer* mit kleinen PV-Anlagen bis 7 Kilowatt_{peak} und ohne nennenswerte Flexibilität wie Stromspeicher, E-Fahrzeuge und Wärmepumpen soll weiterhin und übergangsweise bis zur vollständigen Durchdringung mit *Smart Metern* eine vereinfachte Bilanzierung, jedoch mit einem neu zu entwickelnden PV-*Prosumer*-Standardlastprofil möglich sein. Diese Aus-

nahme ist als weitere Möglichkeit für die Anwendung der SLP-Bilanzierung in § 12 Strom-NZV vorzusehen. Den Gruppen von Letztverbrauchern ist in § 12 Absatz 2 StromNZV eine neue Gruppe „Prosumer“ hinzuzufügen.

Mit dieser Regelung werden Netzbetreiber dazu verpflichtet, für diese Verbrauchsgruppe ein gesondertes SLP zu entwickeln, um deren charakteristisches Verbrauchsverhalten gesondert zu berücksichtigen. Diese Ausnahme ist vor allem für die Übergangszeit bis 2032 relevant; denn mit der zunehmenden Marktdurchdringung von *Smart-Metern* kann diese Ausnahme durch eine viertelstündliche Bilanzierung abgelöst werden.

Die Bilanzierung und Vermarktung der Überschusseinspeisung erfolgt dabei in einer der Vermarktungsformen des EEG – inklusive der zuvor vorgeschlagenen neuen Anschlussregelung für Post-EEG- und Neu-Anlagen.

Durch die vereinfachte Messung und Abrechnung im *Prosumer*-SLP entstehenden Abweichungen werden in den Differenzzeitreihen beziehungsweise Differenzbilanzkreisen der Netzbetreiber erfasst. Um diese Abweichungen klein zu halten und aktiv im Markt und nicht durch Regelenergie auszugleichen, ist diese Ausnahme für *Prosumer*-SLP zwingend zusammen mit den folgenden regulatorischen Maßnahmen umzusetzen.

4. **Jährliche Aktualisierung des Prosumer-Standardlastprofils und aktive Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise einführen.**

Die *Prosumer*-SLP können sich durch eine Vielzahl von Einflüssen (Änderung des Verbraucherverhaltens, technische Weiterentwicklungen, Änderung der Anreizstruktur bei Abgaben und Umlagen etc.) verändern. Um diesen Änderungen Rechnung zu tragen und die resultierenden Abweichungen möglichst klein zu halten, sollten

die *Prosumer*-SLP von den Netzbetreibern jährlich aktualisiert werden, um den Veränderungen in ihrem jeweiligen Netzgebiet Rechnung zu tragen.

Ergänzend sollte eine transparente, dem Allgemeinwohl verpflichtete und daher zu kontrollierende Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise eingeführt werden.

Um den Netzbetreibern hierfür die notwendigen Anreize zu geben, ist die Anreizregulierung entsprechend anzupassen.

Die vorgestellten Änderungsvorschläge zielen darauf ab, eine einfache und pragmatische Anschlussregelung für die aus der Vergütung fallenden Solaranlagen zu schaffen. Die Anschlussregelung soll dafür sorgen, dass die unterdessen abgeschriebenen Anlagen im System gehalten werden und deren günstiger erneuerbarer Strom einen Beitrag zur Erreichung der Erneuerbaren-Ziele leisten können.

Weil im Zuge der Überlegungen zu den Post-EEG-Anlagen der Eigenverbrauch eine viel diskutierte Option darstellt, sind die Vorschläge eng miteinander verknüpft, letztlich jedoch unabhängig voneinander zu betrachten. Die hier vorgeschlagenen Regelungsänderungen zum PV-Eigenverbrauch sind vielmehr grundlegend zu sehen und zielen darauf ab, die Voraussetzungen zu schaffen, um den Eigenverbrauch (insbesondere mit der weiterhin anstehenden Reform der Abgaben, Umlagen und Netzentgelte) zukunftsfest zu machen.

Mit der für Herbst 2020 angekündigten EEG-Novelle hat der Gesetzgeber die Chance, gleichzeitig günstige PV-Strommengen im System zu halten und mit klaren Eigenverbrauchsregelungen den Weg zu ebnen für die Sektorenkopplung bei Haushalten und Gewerbe.

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

P +49. (0) 30. 7001435-000

F +49. (0) 30. 7001435-129

www.agora-energiewende.de

<mailto:info@agora-energiewende.de>