

SAPB

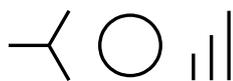
50Hertz Scientific Advisory and
Project Board – Kurzstudie

Warmer Lichtsturm

Umgang mit Erzeugungsspitzen
aus PV und Wind

Kurzbericht

b.tu Brandenburgische
Technische Universität
Cottbus - Senftenberg



 **Fraunhofer**
FIT

 **Fraunhofer**
IEG

 **Fraunhofer**
IEE

 **TU**
WIEN TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

 **TECHNISCHE**
UNIVERSITÄT
DRESDEN

 **TU**
braun

 **TECHNISCHE**
UNIVERSITÄT
ILMENAU

 **TU** Clausthal

Inhalt

3	Impressum
4	Autorenschaft
6	Kernbotschaften
8	Zielsetzung der Kurzstudie
10	Zusammenfassung des Berichts
17	Handlungsempfehlungen

Impressum

Über das Scientific Advisory & Project Board

Die vorliegende Kurzstudie wurde von einem Konsortium entwickelt, das sich aus Mitgliedern des 50Hertz Scientific Advisory and Project Boards (SAPB) zusammensetzt. Das SAPB ist ein Kreis von Professorinnen und Professoren, die 50Hertz darin unterstützen, neue Denk- und Lösungsansätze zu entwickeln und Erkenntnisse aus der Forschung – wo angemessen – in die Praxis von 50Hertz zu übernehmen.

Disclaimer

Im Kontext der durch 50Hertz beauftragten SAPB-Studien forschen die beteiligten Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler frei und ergebnisoffen. Alle durch das Konsortium entwickelten Handlungsempfehlungen werden von 50Hertz eingehend geprüft und diskutiert, letztendlich entsprechen aber nicht alle Positionen denen von 50Hertz.

Herausgeber

Projektmanagement Scientific Advisory & Project Board
c/o 50Hertz Transmission GmbH
Projektleitung: Olivier Feix
Heidestraße 2, 10557 Berlin

<https://www.50hertz.com/de/Unternehmen/Partnerschaften/ScientificAdvisoryProjectBoardSAPB>

Konzept und Gestaltung

Heimrich & Hannot GmbH

Redaktion

Dr. Elisa Papadis (SAPB-PMO)
Dr. Stephanie Ropenus (SAPB-PMO)
Antina Sander (SAPB-PMO)

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin

T +49 30 5150 0
F +49 30 5150 2199

Vorsitzende des Aufsichtsrats

Catherine Vandenborre

Geschäftsführer

Stefan Kapferer (Vorsitz)
Dr. Dirk Biermann, Marco Nix, Sylvia Borchering

Sitz der Gesellschaft

Berlin

Handelsregister

Amtsgericht Charlottenburg, HRB 84446

Autorenschaft

— Arbeitspaket-Leads

- AP 1: BTU Cottbus – Silvian Radke, Prof. Dr. Felix Müsgens
- AP 2: Neon Neue Energieökonomik – Prof. Dr. Lion Hirth, Dr. Clemens Lohr, Jonathan Mühlenpfordt
- AP 3: Fraunhofer FIT – Prof. Dr. Jens Strüker, Michael Schneider, Paula Heeß
- AP 4: Fraunhofer IEG – Dr. Felix Panitz, Daniel Scholz, Prof. Dr. Mario Ragwitz, Dr. Clemens Schneider

— Weitere Beitragende

- Fraunhofer IEE – Dr. Rafael Fritz
- TU Berlin – Prof. Dr. Kai Strunz
- TU Clausthal – Prof. Dr. Ines Hauer
- TU Dresden – Prof. Dr. Peter Schegner
- TU Ilmenau – Prof. Dr. Dirk Westermann
- TU Wien – Prof. Dr. Bernd Klöckl

Bitte zitieren als:

50Hertz Scientific Advisory & Project Board (2024):

„Warmer Lichtsturm – Umgang mit Erzeugungsspitzen aus PV und Wind – Kurzbericht“

Wir verweisen außerdem auf die Langfassung des Ergebnisberichts, abrufbar unter <https://www.50hertz.com/de/Unternehmen/Partnerschaften/ScientificAdvisoryProjectBoardSAPB/WarmerLichtsturm>.

Kernbotschaften

Der „warme Lichtsturm“, d.h. Situationen mit PV- und Wind-Einspeisespitzen, ist eine sehr reale und kurzfristige Herausforderung für die Systemsicherheit. Wenn der PV-Zubau nach Ausbaupfad im EEG weiter voranschreitet (von 13 GW/a in 2024 bis 22 GW/a in 2030), kann bereits ab dem nächsten Jahr 2025 in einzelnen Situationen (bei geringem Verbrauch) die Systembilanz gefährdet sein.

Es ist Eile geboten, um systemgefährdenden PV-Einspeisespitzen entgegenzuwirken und Voraussetzungen zu schaffen, damit PV-Anlagen auf Preissignale reagieren. Ansonsten drohen Konsequenzen wie Teilnetzabwürfe (die auch die Abschaltungen von Verbrauchern bedeuten) und volkswirtschaftliche Kostensteigerungen. Im Jahr 2023 entstanden gemäß Berechnungen von 50Hertz durch die EEG-Vermarktung bei negativen Preisen negative Erlöse in Höhe von ca. 70 Mio. Euro, im Jahr 2024 betragen die negativen Erlöse bislang ca. 109 Mio. Euro (Stand November 2024).

Es muss daher umgehend nachjustiert werden, damit größere Erneuerbaren-Anlagen im Bestand, die sich bereits in der Direktvermarktung befinden, auf negative Preise auch wirklich umfassend reagieren, was derzeit in der Regel nicht der Fall ist. Die Erfahrung aus dem Jahr 2023 zeigt, dass selbst in Zeiten negativster Day-ahead-Preise von -500 Euro/MWh nur ca. 10% der PV-Anlagen in der Direktvermarktung abregeln. Es müssen technische, aber auch prozessuale, vertragliche und finanzielle Hürden schnellstmöglich behoben werden. Bei einer Zunahme von Zeiten mit negativen Preisen dürfte der finanzielle Anreiz für Direktvermarkter steigen, diese Steuerbarkeit für große Anlagen zu nutzen.

Bei einem „Business as usual“-Szenario („BAU“-Szenario) ist bereits in den kommenden Jahren mit einem erheblichen Anstieg der Kosten durch die EEG-Vermarktung zu rechnen. Selbst wenn, wie in der hier vorgestellten Kurzstudie angenommen, bis 2030 80% der bereits in der Direktvermarktung befindlichen Anlagen (> 100 kW) auf negative Preise reagierten, könnten sich mehrere Hundert Stunden mit Erzeugungsüberschüssen ergeben, welche im Extremfall Kosten im Milliardenbereich für das EEG-Konto nach sich ziehen würden.

Die systematische Einbindung von neuen Anlagen größer 25 kW in die Direktvermarktung würde einen wichtigen zusätzlichen Beitrag zum Ausgleich der Systembilanz leisten. Aber auch neue kleinere Erzeuger sollten zur längerfristigen Stabilisierung des Systems idealerweise in die Direktvermarktung integriert werden. Derzeit scheidet dies an mangelnden technischen Voraussetzungen wegen des schleppenden Rollouts von Smart-Meter-Gateways sowie an mangelnder ökonomischer Anreize für Direktvermarkter und Betreiber, kleine Erzeuger in die Direktvermarktung aufzunehmen.

Ein dynamischer Einspeisetarif könnte zu Zeiten mit Negativpreisen die ökonomischen Fehlanreize eines festen Einspeisetarifs korrigieren und über eine entsprechende Pönale Anreize für eine Reaktion auf negative Preise setzen. Jedoch bedarf es einer viertelstundenscharfen Messung und ebenfalls eines Smart-Meter-Gateways.

Der Rollout von Smart-Meter-Gateways muss weiter beschleunigt werden – und jegliche bestehenden Hemmnisse müssen abgebaut werden, da diese Technik eine Grundvoraussetzung für die Systemintegration von Kleinst-Photovoltaik und auch von kleinen, flexiblen Verbrauchern ist. Die Einführung einer zeitlich begrenzten niederschweligen Alternative zum SMGW-Rollout für systemunkritische Anwendungsfälle (theoretisch vorstellbar wären moderne Messeinrichtungen inklusive Kommunikationsmodul, wie sie in anderen europäischen Ländern zum Einsatz kommen) könnte eine Zwischenlösung sein – allerdings nur, sofern grundlegende Sicherheitsanforderungen erfüllt wären. Hier muss wiederum bedacht werden, dass das Festlegen solcher Sicherheitsanforderungen keinen zu zeitintensiven Abstimmungsprozess mit sich bringen sollte.

Falls nicht kurzfristig eine ausreichende Steuerbarkeit von PV-Kleinanlagen hergestellt werden kann, wäre eine Begrenzung der Einspeiseleistung bei neuen PV-Kleinstanlagen bis zur Erfüllung der technischen Voraussetzungen denkbar. Dabei würde die Einspeiseleistung im Verhältnis zur installierten Spitzenleistung der Anlage auf einen gewissen Wert begrenzt, der wahrscheinlich deutlich unterhalb des Werts läge, der bereits in der Vergangenheit als Begrenzung existierte. Eine solche Begrenzung der Einspeiseleistung würde zugleich einen Anreiz für eine

deutlich netzdienlichere Betriebsweise der oftmals mit verbauten Batterieheimspeicher schaffen.

Lastseitige große Flexibilitäten sind technisch, aber noch nicht marktlich verfügbar. Speziell im Bereich von Power-to-Heat (Fernwärmenetze, industrielle Wärmebedarfe) in Kombination mit Großwärmespeichern, aber auch bei anderen flexiblen Lasten, bieten sich grundsätzlich große und relativ kurzfristig verfügbare technische Potenziale, die bei Spitzenerzeugung das System substantiell entlasten könnten. Bezüglich Power-to-Heat gibt es bereits eine Reihe kürzlich entstandener bzw. in Entstehung befindlicher Projekte, die hier als positive Referenz dienen können. Gleichzeitig ist seit Langem bekannt, aber nach wie vor nicht gelöst, dass das regulatorische Umfeld nicht den erforderlichen Rahmen setzt, damit diese Flexibilitäten noch umfänglicher in gangbare, system- und netzdienliche Geschäftsmodelle übersetzt werden könnten.

Insbesondere Batterien werden im zukünftigen Energiesystem auch für die Abfederung von Einspeisespitzen eine wichtige Rolle spielen. Batteriespeicher sind eine naheliegende Flexibilitätsoption, die bereits jetzt wirtschaftlich ist. Allerdings wird bei allen Beteiligten eine höhere Planungssicherheit benötigt. Die zu August 2029 auslaufende für 20 Jahre garantierte Netzentgeltprivilegierung für Batteriespeicher führt derzeit zu einer enormen Flut von teilweise spekulativen oder mehrfachen Netzanschlussanträgen von Batterien, welche weit jenseits eines sinnvollen Bedarfs und einer plausiblen Entwicklung liegen. Derzeit liegen über 80 GW Netzanschlussanträge allein bei 50Hertz und ohne Berücksichtigung der Anträge in unterlagerten Netzen vor.

Zielsetzung der Kurzstudie

Für die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung hat die Bundesregierung sich zum Ziel gesetzt, den Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) in den nächsten Jahren deutlich zu steigern, um im Jahr 2030 einen Anteil von mindestens 80% am Bruttostromverbrauch zu erreichen. Insbesondere beim Zubau von Photovoltaikanlagen (PV) werden hier sichtbare Erfolge erzielt. So wurde mit 15,1 GW neu installierter Leistung im Jahr 2023 eine neue Rekordmarke erreicht. Der Nettozubau 2024 beträgt nach vorläufigen Zahlen 13,1 GW¹, sodass das für 2024 gesetzte Ziel von 13 GW Neuinstallationen ebenfalls erreicht wurde.

Die hohen Zubauzahlen bei PV-Anlagen sind eng mit der festen Einspeisevergütung verbunden. PV-Anlagen bis zu 100 kW Spitzenleistung (kWp) erhalten eine feste Einspeisevergütung². Tatsächlich entfallen rund 70% der neu installierten PV-Leistung auf entsprechende PV-Dachanlagen³. Betrachtet man den Bestand aller PV-Anlagen zum Jahresende 2023, liegt der Anteil der installierten Leistung, auf die eine feste Einspeisevergütung entfällt, bei 60%⁴. In der ersten Phase der Energiewende waren Förderkonzepte wie die feste Einspeisevergütung, unter der Prämisse möglichst einfacher Bedingungen für Privatinvestitionen, sinnvoll. Allerdings existiert mit diesen EE-Anlagen bereits heute ein hoher Anteil an preisunelastischer Erzeugungsleistung im Stromsystem, da für Anlagen in diesem Förderregime aufgrund des festen Einspeisetarifs kein Anreiz besteht, marktlich zu agieren.

Trifft eine hohe preisunelastische Erzeugung auf eine geringe unflexible Stromnachfrage – beispielsweise an Wochenenden oder Feiertagen –, kann dies bei entsprechendem Gebotsverhalten zu negativen Preisen an den Strombörsen führen. Entsprechend war 2023 das Jahr, in dem in Deutschland bislang die meisten Stunden mit negativen Preisen an den Spotmärkten (an denen kurzfristig lieferbarer Strom gehandelt wird)

auftraten, das Jahr 2024 weist schon jetzt mehr negative Stunden als 2023 auf (Stand November 2024)⁵. Entscheidend für eine ausgeglichene Systembilanz ist hierbei letztlich, in welchem Maße die so entstehenden Preisanreize zu einer Flexibilisierung der Erzeugung und Nachfrage führen.

50Hertz-interne Analysen auf Basis historischer Daten zeigen, dass eine hohe Anzahl von Stunden mit negativen Preisen unter dem aktuellen Förderregime kurzfristig zu energiewirtschaftlichen Ineffizienzen führt. Da die Anlagen eine feste Einspeisevergütung bekommen und damit keine Anreize für ein marktpreisorientiertes Einspeiseverhalten haben, erzeugen sie auch bei negativen Preisen uneingeschränkt Strom. Die Kosten der EEG-Vermarktung erhöhen sich somit in Stunden mit negativen Preisen, da einerseits an die jeweiligen Erzeuger die fest zugesagte Vergütung ausgezahlt werden muss, andererseits die Vermarktung dieses Stroms nicht zu Einnahmen, sondern zu Ausgaben führt. Letztlich trägt diese Kosten die Volkswirtschaft. Im Jahr 2023 entstanden so negative Erlöse durch die EEG-Vermarktung bei negativen Preisen in Höhe von ca. 70 Mio. Euro, im Jahr 2024 betragen die negativen Erlöse bislang ca. 109 Mio. Euro (Stand November 2024)⁶.

Bei weiterem EE- und insbesondere PV-Ausbau unter denselben Rahmenbedingungen wird dieser Effekt noch deutlich verstärkt und es besteht mittelfristig das Risiko von entschädigungsfreien EE-Abschaltungen nach § 13 (2) EnWG. Demnach sind Übertragungsnetzbetreiber im Falle einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems berechtigt und verpflichtet, Maßnahmen für die Wiederherstellung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzuleiten.

Ziel dieser Kurzstudie ist es – neben dem Erzielen eines fundierten Verständnisses des erwartbaren Umfangs des Problems –, kurz- und mittelfristig effektive und

1 [Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik \(AGEE-Stat\)](#) (umweltbundesamt.de), Stand 14. November 2024.

2 § 21 Abs. 1 i. V. m. § 53 Abs. 1 EEG.

3 Prof. Dr. Lion Hirth, [Tagesspiegel Background](#) (Schätzung auf Basis von Daten von [Netztransparenz.de](#) und [Marktstammdatenregister](#)).

4 Eigene Berechnungen basierend auf der [EEG Mittelfristprognose 2024 des EWI](#) sowie den Daten zur Ausfall- und Direktvermarktung von [netztransparenz.de](#).

5 [Market Data | EPEX SPOT](#): 301 negative Stunden in 2023 vs. 436, Stand November 2024.

6 Berechnungen von 50Hertz basierend auf Daten von [netztransparenz.de](#).

effiziente Maßnahmen zur Adressierung der oben genannten und potenziell weiteren Effekte auf den Strommarkt und Systembetrieb zu identifizieren und diese einer ersten Analyse auf Umsetzbarkeit zu unterziehen. Mögliche Maßnahmen können marktseitig greifen, um eine Reaktion von PV-Kleinanlagen auf (negative) Strompreise zu induzieren. Zugleich stellt sich die Frage, welche Rolle die Flexibilität neuer kleiner Verbraucher (z. B. steuerbare E-Mobilität, Wärmepumpen und häusliche PV-Batteriesysteme) sowie von neuen großen Lasten (z. B. große Wärme- oder Stromspeicher) spielen kann, um hohe Erzeugungsspitzen abzufangen – und durch welche Maßnahmen diese Flexibilitäten nutzbar gemacht werden können. Auf Basis dieser Analyse werden marktlich-regulatorische als auch technische Handlungsempfehlungen abgeleitet. Die Kurzstudie liefert damit eine Reihe an Maßnahmen, die in ihrem Zusammenspiel dazu beitragen können, Systembilanzprobleme aufgrund von Erzeugungsüberschüssen zu vermeiden.

Zusammenfassung der Kurzstudie

Für die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung hat die Bundesregierung sich zum Ziel gesetzt, den Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) in den nächsten Jahren deutlich zu steigern, um im Jahr 2030 einen Anteil von mindestens 80 % am Bruttostromverbrauch zu erreichen. Insbesondere beim Zubau von Photovoltaikanlagen (PV) werden hier sichtbare Erfolge erzielt. So wurde mit 15,1 GW neu installierter Leistung im Jahr 2023 eine neue Rekordmarke erreicht. Der Nettozubau 2024 beträgt nach vorläufigen Zahlen 13,1 GW, sodass das für 2024 gesetzte Ziel von 13 GW Neuinstallationen ebenfalls erreicht wurde.⁷

Die hohen Zubauzahlen sind ein großer Erfolg. Jedoch müssen sich Erneuerbare Energien weiterentwickeln und wie andere Erzeugungseinheiten auf Strompreise reagieren, während parallel entsprechende Flexibilität auf der Lastseite inklusive Stromspeicher ausgebaut werden. Die hohen Zubauzahlen bei PV-Anlagen sind eng mit der festen Einspeisevergütung verbunden. PV-Anlagen bis zu 100 kW Spitzenleistung (kWp) erhalten eine feste Einspeisevergütung⁸. Tatsächlich entfallen rund 70% der neu installierten PV-Leistung auf entsprechende PV-Dachanlagen⁹. In der ersten Phase der Energiewende waren Förderkonzepte, wie die feste Einspeisevergütung, unter der Prämisse möglichst einfacher Bedingungen für Privatinvestitionen, sinnvoll. Allerdings existiert mit diesen EE-Anlagen bereits heute ein hoher Anteil an preisunelastischer Erzeugungsleistung im Stromsystem, da für sie kein Anreiz besteht, marktlich zu agieren.

Trifft eine hohe preisunelastische Erzeugung auf eine geringe unflexible Stromnachfrage – beispielsweise an Wochenenden oder Feiertagen –, kann dies bei entsprechendem Gebotsverhalten zu negativen Preisen an den Strombörsen führen. Im Extremfall kann es zu einer Situation kommen, in der auch beim technischen Mindestpreis von -500 Euro/MWh im Day-ahead-

Markt bzw. -9.999 Euro/MWh im Intraday-Markt kein Marktgleichgewicht erreicht wird. 2023 war das Jahr, in dem in Deutschland bislang die meisten Stunden mit negativen Preisen an den Spotmärkten (an denen kurzfristig lieferbarer Strom gehandelt wird) auftraten, das Jahr 2024 weist schon jetzt mehr negative Stunden als 2023 auf (Stand November 2024).¹⁰

Der „warme Lichtsturm“¹¹ ist damit eine sehr reale und kurzfristige Herausforderung für die Systemsicherheit. Wenn der PV-Zubau nach Ausbaupfad im EEG weiter voranschreitet (von 13 GW/a in 2024 bis 22 GW/a in 2030), kann bereits ab dem nächsten Jahr 2025 in einzelnen Situationen (bei geringem Verbrauch) die Systembilanz gefährdet sein, es droht ein Systemungleichgewicht. Folglich ist Eile für Maßnahmen geboten, um systemgefährdenden Situationen, in denen PV-Einspeisespitzen nicht auf entsprechende Stromnachfrage treffen, entgegenzuwirken. Ansonsten drohen schwerwiegende Konsequenzen.

Hier sind zum einen Teilnetzabwürfe (regional begrenzte, zeitweise Stromunterbrechungen/Stromabschaltungen bei Verbrauchern) zu benennen, darüber hinaus folgen erhebliche volkswirtschaftliche Kostensteigerungen. Bereits im Jahr 2023 entstanden gemäß Berechnungen von 50Hertz durch die EEG-Vermarktung bei negativen Preisen negative Erlöse in Höhe von ca. 70 Mio. Euro, im Jahr 2024 betragen die negativen Erlöse bislang ca. 109 Mio. Euro (Stand 11/2024).¹² Wie schnell die Kosten in die Höhe schießen können, zeigt ein eindruckliches Beispiel vom 2. Juli 2023. An diesem Tag kam es in der Stunde von 14 bis 15 Uhr zu einem Preis von -500 Euro/MWh. In der Folge kostete die Vermarktung des erzeugten PV-Stroms mit fester Einspeisevergütung ca. 10 Mio. Euro (für alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)). Am gesamten Tag beliefen sich die Kosten auf ca. 28,4 Mio. Euro (siehe AP 1).

7 [Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik \(AGEE-Stat\)](#) (umweltbundesamt.de), Stand 14. November 2024.

8 § 21 Abs. 1 i. V. m. § 53 Abs. 1 EEG.

9 Prof. Dr. Lion Hirth, [Tagesspiegel Background](#) (Schätzung auf Basis von Daten von Netztransparenz.de und Marktstammdatenregister).

10 [Market Data | EPEX SPOT](#): 301 negative Stunden in 2023 vs. 436, Stand November 2024.

11 Der „Warme Lichtsturm“ ist als Wortspiel das Gegenstück zur „Kalten Dunkelflaute“. Im Kontext dieser Kurzstudie geht es aber vor allem um Einspeisespitzen aus PV-Erzeugung.

12 Berechnungen von 50Hertz basierend auf Daten von [netztransparenz.de](#).

Es besteht also dringender Handlungsbedarf, um die Systemsicherheit durchgehend und langfristig zu gewährleisten und gleichzeitig den aus Sicht der Energiewende so wünschenswerten Ausbau Erneuerbarer Energien im Bereich PV nicht zu gefährden.

Die durch das 50Hertz Scientific Advisory and Project Board vorgelegte Kurzstudie „Warmer Lichtsturm – Umgang mit Erzeugungsspitzen aus PV und Wind“ beleuchtet den erwartbaren Umfang des Problems und eine Reihe von erzeugungs- und lastseitigen Maßnahmen, um hohe Erzeugungsspitzen, insbesondere aus PV, abfangen zu können. Die Maßnahmen beinhalten u. a. Vorschläge, wie eine Reaktion von PV-Kleinstanlagen auf (negative) Strompreise induziert werden kann und wie die Flexibilität neuer kleiner Verbraucher (z. B. steuerbare E-Mobilität, Wärmepumpen und häusliche PV-Batteriesysteme) und (neuer) großer Lasten (z. B. große Wärme- oder Stromspeicher) aktiviert werden kann. Die betrachteten Maßnahmen werden nachfolgend vorgestellt und jeweils kurz bewertet.

Umsetzung der Direktvermarktung von Anlagen größer 100kW und Absenkung der Direktvermarktungsschwelle auf 25kW

Damit größere Erneuerbaren-Anlagen im Bestand, die sich bereits in der Direktvermarktung (DV) befinden, umfassend auf negative Preise reagieren, muss an verschiedenen Stellen umgehend nachjustiert werden. Derzeit reagieren die Anlagenbetreiber in der Regel nicht in ausreichendem Maße. Die Erfahrung aus dem Jahr 2023 zeigt, dass selbst in Zeiten stark negativer Day-ahead-Preise von -500 Euro/MWh (technischer Mindestpreis) nur ca. 10% der PV-Anlagen und 50% der Windanlagen in der Direktvermarktung abregeln. Eine von den vier Übertragungsnetzbetreibern im März/April 2024 durchgeführte Umfrage unter Direktvermarktern ergab, dass es vielfältige Gründe für die mangelnden Reaktionen der bereits in der DV befindlichen Anlagen gibt. Bestandsanlagen (größer 100 kW) sollten aus technischer Perspektive bereits ansteuerbar sein, sind dies de facto bisher aber häufig nicht. Teilweise ist nicht geklärt, welche Prozesse in der Praxis umgesetzt werden müssten, um Anlagen tatsächlich abzuregeln; die notwendigen zugrunde liegenden Vertragswerke existieren nicht. Es ist jedoch zu erwarten, dass

bei einer Zunahme von Zeiten mit negativen Preisen der finanzielle Druck für Direktvermarkter steigen wird und dadurch ein erhöhter Anreiz entsteht, diese Steuerbarkeit für große Anlagen sicherzustellen und auch aktiv zu nutzen.

Trotzdem sollte nicht darauf gebaut werden, dass die mangelnde Reaktivität großer Erneuerbaren-Anlagen sich schnell genug löst, um das Problem gesamthaft beherrschbar zu machen und für die Systemsicherheit kritische Situationen des Erzeugungsüberschusses kurzfristig zu vermeiden. Zumal auch bei einer konservativ-optimistischen Entwicklung, nach der ceteris paribus bis 2030 rund 80% der bereits in der Direktvermarktung befindlichen Anlagen (> 100 kW) auf negative Preise reagieren¹³, sich immer noch mehrere Hundert Stunden mit Erzeugungsüberschüssen ergeben, welche Kosten im Milliardenbereich für das EEG-Konto nach sich ziehen würden.

Als ein Kontrapunkt zum konservativ-optimistischen „Business as usual“-Szenario wird im von der Kurzstudie betrachteten „Optimistic DV“-Szenario eine sehr stark zunehmende Reaktion der Solaranlagen in der Direktvermarktung angenommen. Dabei wird – wie in der Wachstumsinitiative vorgeschlagen – von einer schrittweisen Absenkung der DV-Schwelle auf 25 kW für Neuanlagen ausgegangen. Tatsächlich würden in diesem Szenario die prognostizierten Systembilanzprobleme nicht auftreten.

Für den Fall, dass – wiederum aus technischen, prozessualen, vertraglichen und wirtschaftlichen Gründen – kurzfristig nicht alle neuen Anlagen größer 25 kW vollumfänglich an der DV teilnehmen können, bedarf es weiterer Maßnahmen.

Es ist daher nur folgerichtig, weitere Überlegungen darüber anzustellen, wie das Problem – über den kombinierten Einsatz einer Reihe verschiedener Instrumente – kurzfristig gelöst werden kann. Eine Einzelmaßnahme, die mit der notwendigen Kurzfristigkeit die gegebene Herausforderung dauerhaft löst, gibt es dabei nicht. Lösungen – auch Übergangslösungen – sind gleichzeitig auf der Erzeugungs- und Lastseite und im Einsatz von Speichern zu berücksichtigen. Sie umfassen sowohl technische als auch marktlich-regulatorische

13 Deutschlandweites „BAU“-Szenario gemäß Arbeitspaket 1 der Kurzstudie.

Aspekte, die im Zusammenspiel ihre Wirkung entfalten. Ein beherztes Vorgehen über schnelle Umsetzungsentscheidungen ist dringend notwendig.

Integration von Anlagen kleiner 25 kW in die Direktvermarktung (DV)

Anlagen kleiner 25 kW sollten in die Direktvermarktung integriert werden, und zwar so, dass die notwendige Wirkung tatsächlich erzielt wird. Durch den Einstieg in die Direktvermarktung liegen grundsätzlich Anreize für Reaktionen auf den Marktpreis und somit bei Negativpreisen auch zum Abregeln vor; die Verantwortung der Vermarktung des erzeugten Stroms und die Steuerung der jeweiligen Anlage liegen hierdurch näher beieinander. Allerdings bedeutet eine Aufnahme solcher kleiner Anlagen in die DV in der Praxis derzeit keinesfalls, dass die Anlagen auch faktisch abgeregelt würden. Für ein effektives Abregeln durch die Direktvermarkter ist eine Fernsteuerbarkeit erforderlich, die aktuell für Anlagen kleiner 25 kW nicht verpflichtend ist. Sollten die Anlagen aber nicht abregeln (können), würde sich dies in den ohnehin schon hohen Vermarktungsgebühren niederschlagen und das Instrument sowohl Betreiber als auch Direktvermarkter unattraktiv machen. Gerade bei kleinen Erzeugern gibt es derzeit kaum Modelle, die sowohl für Direktvermarkter als auch Betreiber die notwendigen ökonomischen Anreize setzen, sich in die Direktvermarktung zu begeben. Damit die Integration von Anlagen kleiner 25 kW einen echten Lösungsbeitrag leisten kann, muss daher bei Fernsteuerbarkeit und verfügbaren Vermarktungsmodellen dringend nachgebessert werden.

Einführung eines dynamischen Einspeisetarifs

Ein dynamischer Einspeisetarif ist als Alternative zur Direktvermarktung zu verstehen. Die Zielgruppe des dynamischen Einspeisetarifs sind wie bei fixen Einspeisetarifen Haushalte mit PV-Dachanlagen. Der dynamische Einspeisetarif sichert Anlagenbetreibern ebenfalls eine festgelegte, langfristig garantierte Vergütung für jede eingespeiste Kilowattstunde, die im Allgemeinen unabhängig vom aktuellen Börsenstrompreis ist, jedoch mit einer Ausnahme: In den Stunden, in denen der Day-ahead-Preis negativ wird, wird die Vergütung ausgesetzt und in der von der Kurzstudie in AP 2 betrachteten Ausgestaltung eine Pönale für das Einspeisen veranschlagt. Durch die Kopplung an den Börsenpreis induziert ein dynamischer Einspeisetarif also einen Anreiz, auf den Börsenpreis zu reagieren und damit die Stromerzeugung entsprechend anzupassen. So könnte beispielhaft in einem Haushalt mit Heimspeicher die residuale/übrige PV-Erzeugung am Vormittag (mit positiven Börsenpreisen) in das

Netz eingespeist werden, obwohl der Speicher noch Kapazität zur Verfügung hat. Nachmittags kann der Speicher dann bei negativen Preisen Spitzenkappung betreiben und damit dazu beitragen, eine Abregelung der PV-Anlage zu vermeiden. Dieser vorausschauende Verbrauch ermöglicht es, zusätzlichen Strom vergütet einzuspeisen, der sonst abgeregelt worden wäre.

Insgesamt kommt die Kurzstudie bei der Bewertung des dynamischen Einspeisetarifs zu einem gemischten Fazit: Das in der Kurzstudie dargestellte „SAPB2024“-Szenario, welches eine stärkere Reaktion von PV-Neuanlagen kleiner 25 kW durch Einführung des dynamischen Einspeisetarifs abbildet, zeigt, dass die PV-Überschüsse im Vergleich zum „Business as usual“-Szenario reduziert werden. Umgekehrt kann die Einführung des dynamischen Tarifs aber zu volkswirtschaftlichen Kosten führen, da PV-Anlagen im dynamischen Einspeisetarif durch das einheitliche Börsenpreissignal gleichzeitig und im Verbund agieren. Die resultierende mangelnde Flexibilität ist unvorteilhaft und führt zu ineffizienten Ergebnissen. Die entstehenden volkswirtschaftlichen Kosten steigen mit der Anzahl der Anlagen im dynamischen Einspeisetarif.

Obwohl der dynamische Einspeisetarif im Vergleich zum fixen Einspeisetarif, in dem alle Anlagen vollkommen unelastisch sind, verbesserte Anreize für eine Marktpreisreaktion bietet, kann er daher nur vorübergehend ein sinnvolles Instrument darstellen.

Darüber hinaus ist – selbst wenn die Anreize prinzipiell vorhanden sind – nicht völlig klar, in welchem Maße Betreiber die Erzeugung abregeln werden. Die Voraussetzung für einen dynamischen Einspeisetarif ist das Vorhandensein eines intelligenten Messsystems (iMSys), welches die Erfassung von Messwerten in einer Auflösung von 15 Minuten ermöglicht. Dazu gehört einerseits die Ausstattung mit einem Smart-Meter-Gateway sowie andererseits die Abrechnung als viertelstündiges Profil durch den Verteilnetzbetreiber. Haushalte und Elektroinstallateure müssen ein ausreichendes Verständnis haben, damit ein dynamischer Einspeisetarif technisch umgesetzt und die Anlage entsprechend betrieben wird. Darüber hinaus fallen Investitionskosten an, um eine effektive Steuerung sicherzustellen. Beides stellt Umsetzungshürden dar, die dazu führen können, dass eine signifikante Menge von Anlagen negative Einspeisevergütung einfach bezahlt, anstatt abzuregeln.

Über einen dynamischen Einspeisetarif würden dann zwar weiterhin Förderkosten gesenkt, Systembilanzprobleme durch Stromüberschuss jedoch nicht verhindert.

Prinzipiell ist auch das Gedankenspiel eines dynamischen Einspeisetarifs in Verbindung mit einer niederschweligen Alternative bei der Steuerung zulässig. Dieses löst aber wiederum die übrigen Einschränkungen des Instruments nicht und bringt seine eigenen Herausforderungen mit sich (zu niederschweligen Alternativen siehe den entsprechenden Absatz weiter unten).

Ende-zu-Ende-Digitalisierung und insbesondere Beschleunigung des Smart-Meter-Gateway-Rollouts

Die Integration von flexiblen Kleinanlagen in das Energiesystem stellt hohe Anforderungen an die digitale Infrastruktur. Sieht man von etwaigen niederschweligen Alternativen ab (siehe entsprechenden Absatz weiter unten), sind sowohl die Direktvermarktung als auch der dynamische Einspeisetarif aus technischer Perspektive nur in Verbindung mit Smart Metern (also dem Vorhandensein einer modernen Messeinrichtung in Kombination mit einem Smart-Meter-Gateway) möglich. Diese Technik ist auch eine Grundvoraussetzung für die Systemintegration von kleinen, flexiblen Verbrauchern. Die digitale Infrastruktur wird dabei zur (feingranularen) Messung und Verifizierbarkeit von Einspeisung und Verbrauch, zur Übertragung der Messdaten an berechnete Akteure sowie – in Abhängigkeit des Anwendungsfalles – zur (Fern-)Steuerung der flexiblen Kleinanlagen benötigt.

Damit das volle Potenzial flexibler Kleinanlagen ausgeschöpft werden kann, ist folglich eine Ende-zu-Ende-Digitalisierung erforderlich, die bislang noch nicht flächendeckend realisiert ist. Ende-zu-Ende-Digitalisierung bedeutet die vollständige Digitalisierung aller Prozesse entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Stromsystem, von der Stromerzeugung über die Verteilung und Speicherung bis hin zu Handel, Verbrauch und Abrechnung. Dabei werden sämtliche Prozesse durchgängig und nahtlos digital abgebildet und miteinander vernetzt. Auch wenn moderne Messeinrichtungen (mME, digitale Stromzähler) bereits weitverbreitet sind (17,3 Mio. Messlokationen im Jahr 2022 bei Standardlastprofil-(SLP-)Verbraucher*innen), fehlen jedoch in großem Umfang Smart-Meter-Gateways zur sicheren Datenkommunikation (272 Tsd. Messlokationen mit intelligenten Messsystemen bzw. Smart Metern im Jahr 2022 bei SLP-Verbraucher*innen) (BNetzA 2023).

Anerkennung des Potenzials von lastseitigen Kleinanlagen

Die wachsende Anzahl von Kleinanlagen wie Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern, getrieben

durch die Elektrifizierung verschiedener Sektoren wie Wärme, Verkehr und Industrie, kann eine erhebliche Menge der dringend benötigten Flexibilität bereitstellen und die Stromnachfrage zu Zeiten von EE-Überschuss gezielt erhöhen. Die im Zuge der Energiewende und der Dekarbonisierungsstrategie der Bundesregierung erwarteten Zuwächse bei Wärmepumpen und Heimspeichern sind enorm. Sie sind unter Betrachtung der aktuellen Entwicklungen allerdings als ambitioniert einzustufen. Während der Zubau volatiler Erneuerbarer Energien weiter voranschreitet, wird durch die Verzögerungen auf Lastseite die entstehende „Flexibilitätslücke“ umso größer. Vor diesem Hintergrund ist es von zentraler Bedeutung, jede zur Verfügung stehende Flexibilität zu nutzen, um die Lücke zu schließen und Strom aus Erneuerbaren Energien dann zu verbrauchen – oder zu speichern –, wenn er gerade im Gesamtsystem vorhanden ist. Der Einsatz bestehender flexibler Kleinanlagen für die Netz- und Systemstabilisierung bietet außerdem einen entscheidenden Vorteil: die entsprechenden Kleinanlagen und das zugrunde liegende Flexibilitätspotenzial sind bereits heute in signifikantem Umfang vorhanden. Das Heben dieses Potenzials ist für Bestandsanlagen daher mit verhältnismäßig geringem Investitionsbedarf verbunden und stellt somit vor dem Hintergrund der erwartbar zunehmenden Kosten aufgrund der Volatilität Erneuerbarer Energien in den kommenden Jahren eine „No-regret-Maßnahme“ dar.

Niederschwellige Alternativen zum SMGW-Rollout zur kurzfristigen Hebung des Potenzials von lastseitigen Kleinanlagen

Angesichts des Rückstands beim SMGW-Rollout und mit Hinblick auf das zuvor erläuterte Potenzial flexibler Kleinanlagen wurden im Zuge der Kurzstudie auch niederschwellige Alternativen für Smart-Meter-Gateways als Lösungsansatz erwogen, die insbesondere für kleinere Lasten Anwendung fänden, aber auch in Verbindung mit dem dynamischen Einspeisetarif denkbar sind.

Bei systemunkritischen Anwendungsfällen (beispielsweise dynamischen Strompreisen und zeitvariablen Netzentgelten) könnte in bestimmten Situationen auf die direkte Steuerung der Kleinanlagen verzichtet und indirekt über Preissignale Anreize zur freiwilligen Flexibilitätserbringung gesetzt werden. Soll das SMGW in einem solchen systemunkritischen Anwendungsfall lediglich als Kommunikationsmodul von Messdaten, ohne entsprechende Steuerbox zur (Fern-)Steuerung der Kleinanlagen, verwendet werden, so könnten niederschwellige Alternativen – wie beispielsweise auch im europäischen Ausland bereits praktiziert – zum SMGW als Übergangslösung zur Überbrückung

des SmartMeter-Rollouts eingesetzt werden. Diese würden es ermöglichen, Einspeise- und Verbrauchsdaten in 15-Minuten-Intervallen zu übertragen und somit bereits vor einem fortgeschrittenen Smart-Meter-Rollout die Flexibilität der Kleinstanlagen flächendeckend nutzbar zu machen und damit insbesondere der Teilnahme von Privathaushalten an dynamischen Stromtarifen oder zeitvariablen Netzentgelten den Weg frei machen. Bei niederschweligen Alternativen zum SMGW sind jedoch zwei Grundsätze zu beachten: Zum einen ist die Maßnahme explizit nur als Übergangslösung gedacht, die niederschweligen Alternativen mit spezifischen, jedoch eingeschränkten Funktionalitäten sollen schrittweise durch SMGWs ersetzt werden können, und zum anderen müssen gewisse Mindestsicherheitsanforderungen an die Datenübertragung auch durch die niederschweligen Alternativen gewährleistet werden.

Stadtwerke, Stromanbieter und IT-Dienstleister arbeiten bereits daran, niederschwellige Alternativen zum Smart-Meter-Rollout zu etablieren, mit dem Ziel, das Kommunikationsmodul mittel- bis langfristig durch ein SMGW zu ersetzen.

Um das Potenzial dieser Initiativen voll auszuschöpfen, müssen jedoch weitere Maßnahmen ergriffen werden. Dazu gehören die Festlegung der oben genannten Mindestsicherheitsanforderungen, die Vereinfachung der regulatorischen Anforderungen bei der Übertragung von Messdaten in systemunkritischen Anwendungsfällen, die Entwicklung von kostengünstigeren Einbaulösungen und die Schaffung eines klaren rechtlichen Rahmens, der es ermöglicht, Flexibilität abgestuft schon vor einem vollständigen Smart-Meter-Rollout zu nutzen. Es ist nicht auszuschließen, dass die Umsetzung dieser Maßnahmen zu zeitintensiv ist, um einen kurzfristigen Lösungsbeitrag für die Übergangszeit bis zum vollen SMGW-Rollout darzustellen.

Erhöhung der gesetzlichen Pflichtausbaufälle des SMGWs

Grundsätzlich steht neben der Möglichkeit des freiwilligen Einsatzes niederschwelliger Alternativen zum SMGW dem Gesetzgeber auch die Möglichkeit zur Verfügung, eine deutliche Erhöhung der gesetzlichen Pflichtausbaufälle zu prüfen.

In einigen Fällen fehlen Netz- und Messtellenbetreibern die Anreize, über das gesetzliche Minimum hinweg den Smart-Meter-Rollout voranzutreiben. Sind SMGWs flächendeckend verfügbar und auch die entsprechenden Abrechnungssysteme der Netzbetreiber auf die Stromabrechnung auf Basis viertelstündlicher Mes-

sung ausgelegt, so könnten die mit der Abrechnung einhergehenden Effizienzgewinne weitere Anreize für den freiwilligen Zubau von SMGWs setzen.

Eine Quantifizierung der Effizienzgewinne beispielsweise aufseiten der Netzbetreiber könnte dazu beitragen, die bislang teilweise zu geringen Anreize für einen freiwilligen Zubau der Smart Meter über die gesetzlichen Pflichtausbaufälle hinweg zu erhöhen. Bis dahin kann über den Anstieg der Pflichtausbaufälle weiter Druck auf den Smart-Meter-Rollout ausgeübt und die zur Verfügung stehenden SMGWs vollends ausgeschöpft werden.

Begrenzung der Einspeiseleistung bei neuen PV-Kleinanlagen übergangsweise bis zur Herstellung der Steuerbarkeit

Falls kurzfristig keine ausreichende Steuerbarkeit von PV-Kleinanlagen hergestellt werden kann, wäre eine Begrenzung der Einspeiseleistung bei neuen PV-Kleinanlagen bis zur Erfüllung der technischen Voraussetzungen denkbar. Dabei würde die Einspeiseleistung im Verhältnis zur installierten maximalen Leistung der Anlage auf einen gewissen Wert begrenzt. Eine solche Begrenzung der Einspeiseleistung würde zugleich einen Anreiz für eine deutlich netzdienlichere Betriebsweise des oftmals mit verbauten Batterieheimspeichers schaffen. Sie greift jedoch auch in Zeiten ohne Erzeugungsüberschuss und mindert die Attraktivität von PV-Anlagen auch für Haushalte mit hohem Eigenverbrauch und wenig Einspeisung. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass, obwohl damit Erzeugungsüberschüsse gesenkt werden können, das grundsätzliche Problem nicht gelöst wird und ein systematisches (zu hohes) preisinelastisches Überangebot lediglich zeitlich verzögert werden könnte.

Nutzbarmachung des Potenzials großer Lasten

Das Potenzial zusätzlicher großer flexibler Lasten wird gemäß AP 4 der Kurzstudie bis 2030 auf einen hohen zweistelligen GW-Bereich geschätzt. Dabei liegt der Anteil der potenziellen Lasten, die unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen kaum bzw. nicht wirtschaftlich sind, bei etwa 30 bis 40 % des gesamten Lastpotenzials. Um dieses zu heben, sind zwingend regulatorische Rahmenbedingungen (insbesondere im Bereich Netzentgelte) zu ändern.

Power-to-Heat-Anlagen als Wärmeerzeuger für Wärmenetze und vor allem Elektrokessel stellen ein bedeutendes, sehr flexibles und niedriginvestives Lastpotenzial dar. Allerdings sind Elektrokessel unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingun-

Exkurs:**Digitaler Marktrollenwechsel sowie Lieferantenwechsel nahe Echtzeit zur Erschließung des vorhandenen Flexibilitätspotenzials von Kleinanlagen**

Prosumenten sind aufgrund ihrer flexiblen Kleinanlagen elektrotechnisch in der Lage, flexibel zwischen der Rolle des Stromverbrauchers und der des Stromeinspeisers zu wechseln. Diese Fähigkeit verleiht ihnen eine Schlüsselrolle beim Ausgleich von Erzeugungsspitzen durch Erneuerbare Energien.

Damit Prosumenten sich jedoch tatsächlich entsprechend flexibel verhalten können, bedarf es der Digitalisierung und Vernetzung verschiedener für die Vermarktung von Energie(flexibilität) relevanter Datenregister wie des Marktstammdaten- oder des Herkunftsnachweisregisters. Diese erfassen und überprüfen wichtige Informationen über Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, um die Transparenz und Nachverfolgbarkeit von Stromeinspeisung und -verbrauch im Energiesektor sicherzustellen. Derzeit werden diese Register jedoch manuell gepflegt, was zu Übertragungsfehlern oder ver-

alteten Einträgen führen kann. Außerdem sind die verschiedenen Register nicht miteinander digital vernetzt, resultierende Medienbrüche mindern die Datenqualität und verursachen zusätzlichen Aufwand. Aufgrund dieser mangelnden digitalen Infrastruktur zur Vernetzung und automatisierten Aktualisierung bestehender Datenregister sind gegenwärtig die für Prosumenten notwendigen Wechselprozesse oft mit erheblichem bürokratischem Aufwand verbunden. Dies führt zu Verzögerungen, sogenannten „Lock-in-Effekten“, und einer verringerten Wettbewerbsintensität, da Prosumenten beispielsweise aufgrund mehrwöchiger Wechselprozesse an ihren bestehenden Stromlieferanten gebunden sind und somit nicht von kurzfristig attraktiven Angeboten anderer Stromlieferanten profitieren können.

Insgesamt stoßen manuelle Systeme angesichts der zu erwartenden Zunahme flexibler Kleinanlagen in den kommenden Jahren zunehmend an ihre Grenzen. Eine automatisierte Erfassung von Stamm- und Bewegungsdaten für diese flexiblen Kleinanlagen wird daher dringend benötigt.

gen nicht wirtschaftlich einsetzbar. Wärmepumpen können mit bestehender Regulatorik zumindest bei günstigen technischen Voraussetzungen (d. h. einfach erschließbare Wärmequelle mit hoher Quellentemperatur und vergleichsweise niedriges Wärmebereitstellungstemperaturniveau) wirtschaftlich betrieben werden.

Wärmespeicher können das Power-to-Heat-Potenzial vervielfachen. Dabei ist eine Speicherung in Großwärmespeichern auch über Wochen bis Monate bereits jetzt wirtschaftlich darstellbar. Sobald also die regulatorischen Hürden von Power-to-Heat-Anlagen beseitigt sind, ist auch mit einem hohen Ausbau der Wärmespeicherkapazität in Deutschland zu rechnen.

Da das technisch und wirtschaftlich realisierbare Speicherpotenzial von lastseitigen Kleinanlagen auf Stunden bis Tage begrenzt ist, hat Power-to-Heat in Kombination mit Großwärmespeichern ein systemdienliches Alleinstellungsmerkmal hinsichtlich der Lastverschiebung über längere Zeiträume.

Der Zubau dieser Anlagen in den letzten Jahren – auch im 50Hertz-Netzgebiet – ist also vorwiegend nicht auf wirtschaftliche Einsatzfälle in der Gegenwart bzw. unter den aktuellen regulatorischen Kon-

ditionen zurückzuführen, sondern im Wesentlichen auf Ausbauverpflichtungen in Förderprogrammen (z. B. innovative Kraft-Wärme-Kopplung), preiswerte Back-up-Wärmeerzeuger, Kenntnissgewinne für den Bau zukünftiger Großanlagen, erste Schritte auf einem langfristig angelegten Dekarbonisierungspfad, kurzfristige Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils und Emissionsreduktion der Wärmeerzeugung sowie strategische Diversifizierung des Erzeugungsportfolios. Die bestehenden Elektrokesselanlagen (60 Anlagen mit 1,4 GW kumulierter installierter Leistung) sind aktuell entweder nicht in Betrieb oder zumindest nicht im Sinne des hier angestrebten Flexibilitätspotenzials, das strommarktpreisbasiert eingesetzt wird. Die hohen Nennleistungen der einzelnen Power-to-Heat-Anlagen halten die Anzahl der notwendigen Akteure pro Gigawatt bereitgestellter Flexibilität und damit den technischen und prozessualen Aufwand gering.

Maßnahmen, damit diese Flexibilitäten noch umfangreicher in gangbare, system- und netzdienliche Geschäftsmodelle übersetzt werden könnten, sind die Nichtanrechnung systemdienlicher Lastspitzen auf Netzentgeltrabatte nach § 19 Abs. 2 StromNEV, die Dynamisierung der Netzentgelte/Reduzierung Leistungspreis für systemdienliche Lasten und eine Dynamisierung der Stromsteuer.

Das Heben des Potenzials großer flexibler Lasten ist (genau wie bei kleinen Lasten) zwingend notwendig, um auf dem für Deutschland angestrebten Dekarbonisierungspfad zu bleiben, da alle Klimaneutralitätsszenarien sowohl im Bereich Industrie als auch im Bereich der Wärmenetze auf einer starken Elektrifizierung basieren. Flexible Lasten nutzen die bereitstehenden Erneuerbaren-Leistungen und können auch bei (niedrigen) positiven Marktpreisen wirtschaftlich betrieben werden. Dies hilft, negative Erlöse der EEG-Vermarktung zu reduzieren.

Erhöhung der Planungssicherheit für Großbatteriespeicher

Alle potenziell relevanten Stromspeichertechnologien – betrachtet wurden (thermo-) mechanische, elektrische und elektrochemische (= Batterie-)Speicher – haben vergleichsweise hohe Investitionskosten und benötigen aufgrund des begrenzten mittleren Strompreis-Spreads eine hohe Zahl an Ladezyklen für einen wirtschaftlichen Betrieb, weshalb sie auf Stunden- bis Tagesspeicher begrenzt sind. Auch das Verhältnis von Leistung zu Speicherkapazität ist bei allen Technologien relativ ähnlich. Dadurch zielen alle betrachteten Speichertechnologien auf ähnliche Märkte und stehen so in direkter Konkurrenz zueinander. Dabei ist auch in Zukunft bei keiner anderen Stromspeichertechnologie eine ähnlich hohe Performance (Wirkungsgrad) wie bei Batteriespeichern in Sicht. Falls es wie in der Vergangenheit gelingt, bei Batteriezellen durch technologische Weiterentwicklung und Skalierung weitere Kosteneinsparungen zu erreichen, werden – abgesehen von vorhandenen Pumpspeicherkapazitäten – alle anderen Speichertechnologien kaum Marktanteile generieren können. Gelingt dies z. B. aufgrund von Rohstoffknappheiten nicht, könnten andere Technologien wie Druckluft- oder Flüssigluftspeicher allerdings durchaus Marktanteile erlangen.

Insbesondere Batterien werden folglich im zukünftigen Energiesystem für die Abfederung von Einspeisespitzen eine wichtige Rolle spielen. Allerdings wird bei allen Beteiligten eine höhere Planungssicherheit benötigt. Die zu August 2029 auslaufende für 20 Jahre garantierte Netzentgeltprivilegierung für Batteriespeicher führt derzeit zu einer enormen Flut von teilweise spekulativen oder mehrfachen Netzanschlussanträgen von Batterien, welche weit jenseits eines sinnvollen Bedarfs und einer plausiblen Entwicklung liegen. Aktuell liegen über 80 GW-Netzanschlussanträge (Stand September 2024) allein bei 50Hertz und ohne Berücksichtigung der Anträge in unterlagerten Netzen vor.

Fazit

Das Energiesystem steht derzeit einerseits mit Blick auf den „warmen Lichtsturm“ vor neuen Herausforderungen, andererseits steht eine Vielzahl an Instrumenten zur Verfügung, um diese mittel- bis langfristig in den Griff zu bekommen. Um den für die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung essenziellen Ausbau von PV-Anlagen zeitgemäß weiterzuentwickeln, bedarf es einer Anpassung der bisherigen Instrumente und Regularien. Erzeugerseitig ist insbesondere die flächendeckende Umsetzung von Direktvermarktung sowohl für große als auch für kleine PV-Erzeugungseinheiten geboten.

Für einen aktiven Beitrag der Erzeuger- als auch der Lastseite durch kleine Anlagen sollte ein erheblicher Fokus auf einem beschleunigten Rollout von Smart-Meter-Gateways liegen. Gegebenenfalls könnte dieser durch die Erhöhung von SMGW-Pflichteinbaufällen unterstützt werden. Auch die Erleichterung digitaler Marktrollenwechsel ist im Kontext der gegebenen Herausforderung durchweg positiv zu bewerten. Bei großen Lasten liegt – wie schon lange bekannt – ein Haupthebel in einer Überarbeitung des regulatorischen Rahmens, insbesondere der derzeitigen Netzentgelt-systematik. Für Großbatterien ist vor allem die gegenwärtige Planungsunsicherheit zu überwinden.

Übergangsweise sind die Möglichkeiten von dynamischen Einspeisetarifen und von zeitlich klar befristeten niederschweligen Alternativen zum SMGW-Rollout zu berücksichtigen, beides sollte aber wegen einer Reihe von Einschränkungen nur als Second-best-Lösung verstanden werden.

Kurzfristig wirksamer, aus Sicht des im Kontext der Energiewende so beliebten Prosumers aber sicher schmerzhafter, wäre eine übergangsweise Begrenzung der Einspeiseleistung bei neuen PV-Kleinanlagen, bis diese de facto steuerbar gemacht werden. Jedoch würde durch diese Übergangsmaßnahme das grundsätzliche Problem eines systematischen preisunelastischen Überangebots, das auf eine nicht ausreichend elastische Nachfrage trifft, nicht behoben werden.

Handlungsempfehlungen

Arbeitspaket 1 „Erzeugungsüberschuss – wann wird das Problem wie groß?“

- Wenn der PV-Zubau unter den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen (Stand November 2024) nach Ausbaupfad im EEG weiter voranschreitet (von 81 GW in 2024 auf 215 GW in 2030), kann bereits ab dem nächsten Jahr 2025 in einzelnen Situationen (bei geringem Verbrauch) die Systembilanz im Day-ahead-Markt gefährdet sein.
 - Wenn die Reaktionsfähigkeit von PV-Anlagen in der Direktvermarktung erhöht wird, aber Anlagen unter 100 kW weiterhin nicht auf Preissignale reagieren, drohen nach einem „Business as usual“-Szenario Erzeugungsüberschüsse von bis zu 14 GW im Jahr 2027.
 - Es werden mehrere Hundert Stunden pro Jahr mit Erzeugungsüberschuss und sehr niedrigen oder negativen Preise erwartet.
 - Im Extremfall können im „Business as usual“-Szenario (BAU) zusätzliche Kosten im Milliardenbereich für das EEG-Konto entstehen.
- Die Aktivierung von Anlagen, die sich bereits in der Direktvermarktung (DV) befinden, und die Aufnahme von Erzeugungsanlagen niedrigerer Größenklassen in die Direktvermarktung sind essenziell.
 - Aktuell reagieren Anlagen in der Direktvermarktung nur sehr eingeschränkt auf negative Preise.
 - Auch wenn ein Großteil der Anlagen in der Direktvermarktung auf negative Preise reagiert, ergeben sich trotzdem noch die oben genannten Folgen.
 - In einem „Optimistic DV“-Szenario für 2030 reagieren 95% der Anlagen > 100 kWp und 90% der Anlagen größer 25 bis 100 kWp – in diesem Fall lassen sich Erzeugungsüberschüsse gänzlich vermeiden.
- Auch Anlagen der Größenklassen 7 bis 25 kWp können und sollten einen Beitrag zur Lösung des Problems leisten.
 - Im „SAPB2024“-Szenario, in welchem von einem stärkeren Flexibilitätsbeitrag von Erzeugungseinheiten zwischen 7 und 25 kWp ausgegangen wird, kann der Erzeugungsüberschuss im Vergleich zum „BAU“-Szenario gesenkt werden, in 2030 um 6,33 GW (0,81 GW vs. 7,14 GW im „BAU“-Szenario).
 - Für die Aktivierung dieser kleineren Erzeugungseinheiten bedarf es regulatorischer Maßnahmen wie z. B. der Einführung eines dynamischen Einspeisetarifs.
 - Das „Optimistic DV“-Szenario und das „SAPB2024“-Szenario sind nicht als Entweder-oder-Optionen zu betrachten, sondern zeigen zwei mögliche Lösungsbeiträge, welche kombiniert werden können.

Arbeitspaket 2 „Dynamischer Einspeisetarif – Ausgestaltung und Bewertung eines variablen Einspeisetarifs für eine Reaktion von PV-Kleinanlagen auf negative Strompreise“

- Ein dynamischer Einspeisetarif stellt eine klare Verbesserung gegenüber dem Status quo dar und ist eine denkbare Lösungsoption.
 - Er korrigiert grundsätzliche ökonomische Fehlreize aus dem fixem Einspeisetarif.
 - Anreize können Innovationen wie die Verschiebung flexibler Lasten in Erzeugungsspitzen anregen.
- Ein dynamischer Einspeisetarif kann eine zeitlich begrenzte, aber keine langfristige Lösung sein.
 - Die steigende Anzahl an PV führt zu stark ansteigenden Vermarktungskosten und erschwert den Trade-off zwischen Wirtschaftlichkeit und Systemsicherheit.

- Langfristig ist eine echte Marktintegration auch für PV-Kleinstanlagen, d. h. die Direktvermarktung, die einzig tragbare Lösung.
- Es gibt starke Zweifel, ob die notwendigen technischen Voraussetzungen zur Einführung des dynamischen Einspeisetarifs erfüllt werden können.
- Falls eine viertelstundenscharfe Abrechnung durch die Verteilnetzbetreiber nicht vorgenommen werden kann, bleibt die Direktvermarktung eine Alternative für PV-Einspeisung.
- Falls eine viertelstundenscharfe Messung aufgrund nicht ausreichend zur Verfügung stehender Smart Meter nicht möglich ist, wäre eine Beschränkung lediglich auf den Eigenverbrauch denkbar.
- Die Wirksamkeit des Instruments hinsichtlich der Reduktion von Erzeugungsüberschüssen bleibt unklar.
 - Eine substantielle negative Pönale ist Voraussetzung für effektives Abregeln, solange die Anlagen über eine viertelstundenscharfe Messung verfügen, aber noch nicht durch Steuerboxen steuerbar sind – das Aussetzen der Förderung bei negativen Börsenpreisen reicht nicht aus.
 - Die notwendige Steuerung der PV-Anlagen wäre daher mithilfe von Home Energy Management Systemen möglich.
 - Die dafür notwendige Kommunikation der Botschaft „Abregeln ist sinnvoll“ ist eine große Aufgabe.
- (Stand 2022: 17,3 Mio. Messlokationen bei Verbraucher*innen mit Standard-Last-Profil (SLP) sind mit modernen Messeinrichtungen ausgestattet).
- Es fehlt insbesondere am Einbau von Smart-Meter-Gateways zur sicheren Kommunikation der Messdaten (Stand 2022: 272 Tsd. Messlokationen mit Smart Metern bei SLP-Verbraucher*innen).
- Bei der Beschleunigung des Rollouts von Kommunikationsmodulen stehen unterschiedliche Instrumente zur Prüfung zur Verfügung:
 - Übergangsweiser freiwilliger Einsatz niedrigschwelliger Alternativen zum SMGW-Rollout bei systemunkritischen Anwendungsfällen zur Übermittlung abrechnungsrelevanter Messdaten.
 - Anhebung der gesetzlichen Pflichtausbaufälle des SMGWs, um Druck auf den Rollout auszuüben.
 - Gezielte Anreize für eine Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts durch die regulatorische Einforderung effizienterer Abrechnungsprozesse.
- Eine Vereinfachung und weitere Digitalisierung der Marktkommunikation (MaKo) ist notwendig, um einen digitalen Marktrollen- sowie einen Lieferantenwechsel nahe Echtzeit zu ermöglichen und somit „Lock-in-Effekte“ zu reduzieren und die Wettbewerbsintensität zu erhöhen.

Arbeitspaket 3 „Erhöhung der Steuerbarkeit von Kleinstanlagen“

- Bestehende Anwendungsfälle der Flexibilitätsvermarktung sollten für flexible Kleinstanlagen weiter geöffnet werden.
- Größter Hemmschuh für die Realisierung möglicher Anwendungsfälle der Flexibilitätsvermarktung ist der schleppend verlaufende Smart-Meter-Rollout.
- Der Einbau von modernen Messeinrichtungen (bzw. digitaler Stromzähler) zur Messung von Einspeisung und Verbrauch schreitet voran

Arbeitspaket 4 „Neue große Lasten – wer kann kurzfristig und flexibel mehr verbrauchen?“

- Großbatterien haben ein großes Senkenpotenzial als Tagesspeicher. Für den umfangreichen zukünftigen Zubau dieser Flexibilitätsressource muss auch nach der zu August 2029 auslaufenden für Neuanlagen für 20 Jahre garantierten Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG für Betreiber Klarheit und eine langfristige Perspektive geschaffen werden.
- Zusammen mit Baukostenzuschüssen müssen Netzzugänge und -entgelte so geregelt werden,

dass keine geografischen Fehlanreize zum Bau gesetzt, sondern netzdienliche Standorte bevorzugt werden.

- Es muss außerdem ein Anreiz bestehen, die Anschlusskapazität der Projekte energiewirtschaftlich sinnvoll am tatsächlichen Bedarf und nicht an der Nennleistung der Batteriespeicher zu orientieren.
- Power-to-Heat-Anlagen als Wärmeerzeuger für Wärmenetze stellen ein bedeutendes sehr flexibles und niedriginvestives Lastpotenzial dar (Tages-/Wochen-Wärmespeicher im zwei- bis dreistelligen GW-Maßstab möglich).
 - Elektrokessel mit Strombezug aus öffentlichem Netz sind aufgrund hoher und statischer Netzentgelte aktuell allerdings nicht wirtschaftlich einsetzbar.
 - Wärmepumpen können mit bestehender Regulatorik nur bei günstigen technischen Voraussetzungen wirtschaftlich betrieben werden.
- Wärmespeicher können das Power-to-Heat-Potenzial vervielfachen. Dabei ist eine Speicherung in Großwärmespeichern auch über Wochen bis Monate bereits jetzt wirtschaftlich darstellbar. Power-to-Heat in Kombination mit Großwärmespeichern hat ein systemdienliches Alleinstellungsmerkmal hinsichtlich der Lastverschiebung über längere Zeiträume.
- Damit für Power-to-Heat mittelfristig ausreichend Anlagen und Wärmesenken zur Verfügung stehen, muss es zeitnah zu einem Rollout von Elektrokesseln, Großwärmepumpen und Wärmespeichern kommen. Dafür sind attraktive regulatorische Konditionen zu schaffen:
 - Keine Anrechnung systemdienlicher Lastspitzen auf Netzentgeltrabatte nach § 19 Abs. 2 StromNEV.
 - Dynamisierung der Netzentgelte/Reduzierung Leistungspreis für systemdienliche Lasten.
 - Dynamisierung der Stromsteuer.
 - Reduzierte Primärenergie- und Emissionsfaktoren für systemdienlichen Strombezug von Power-to-Heat-Anlagen (gemäß GEG).

SAPB