

ANREIZE ZUR SYSTEMDIENLICHEN AUSLEGUNG UND FAHRWEISE FÜR PV-HEIMSPEICHER

POLICY PAPER

Berlin, Oktober 2023

Für Enpal

Autoren: Michael Claußner und Juri Schwartz

Executive Summary

Die Dekarbonisierung des Energiesystems stellt das deutsche Stromnetz vor gewaltige Herausforderungen. So müssen in den nächsten Jahren strombasierte Wärmepumpen, Ladestationen für elektrische Fahrzeuge und PV-Anlagen zu Hunderttausenden integriert werden. Gerade im Bereich der PV stoßen Verteilnetzbetreiber vermehrt an die **Leistungsgrenzen ihrer Netze**, angesichts zunehmender Einspeisespitzen in der Mittagszeit. Die Folge sind **Abregelungen und Verzögerungen beim Netzanschluss** von PV-Anlagen. Der Zubau erneuerbarer Erzeugung könnte in den nächsten Jahren verlangsamt werden, wenn die betroffenen Verteilnetze die Kapazität nicht hergeben und die Geschwindigkeit des Netzausbaus hinter der des PV-Ausbaus zurückbleibt. Dabei müsste das Tempo bei der Netzintegration von PV-Anlagen schon ab 2025 verfünffacht werden, um die Ausbauziele der Bundesregierung zu erreichen (vgl. Kapitel 1.2).

Die vorliegende Studie zeigt, dass **wirksame Anreize für Anlagenbetreiber bisher fehlen**, um Einspeisespitzen von PV-Anlagen zu reduzieren und Netzkapazitäten für den von der Bundesregierung angestrebten Zubau weiterer erneuerbarer Erzeugung zu erschließen. Einerseits sind **regulatorische Anreize für flexibles Einspeiseverhalten kaum vorhanden**. Konsument:innen, die etwa die EEG-Einspeisevergütung beziehen, kann es egal sein, ob sie ihren PV-Strom morgens, mittags, oder abends einspeisen. Der Erlös bleibt gleich. Andererseits reichen auch die Anreize des Strommarktes zur marktwertoptimierten Einspeisung von PV-Strom im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung bisher nicht dafür aus, um Einspeisespitzen durch eine angepasste Fahrweise verlässlich und für Netzbetreiber planbar zu reduzieren (vgl. Kapitel 2.3).

Zugleich verfügen hunderttausende Verbraucher:innen mit PV-Hausdachanlagen bereits heute über einen **Heimspeicher**. Da dieser den PV-Strom in Zeiten von Einspeisespitzen einspeichern und zeitversetzt ins Netz einspeisen kann, gibt es Potentiale, einen entscheidenden Beitrag zur Entlastung der Netze zu leisten. Mehrere Studien deuten darauf hin, dass eine **netzdienliche Integration** von Last- und Speicherflexibilitäten **PV-Einspeisespitzen um bis zu 30 % senken könnte (vgl. Kapitel 2.1)**. Wie diese Studie zeigt, könnten jedoch besonders bei **größerer Dimensionierung** beziehungsweise „Überbauung“ **der Heimspeicherleistung und -kapazität** auch Werte von **bis zu 60 %** erreicht werden. Hierdurch könnten 30 bis 60 % mehr Leistung dezentraler Solaranlagen in die Verteilnetze integriert werden, ohne den Netzausbaubedarf vor Ort zusätzlich zu erhöhen.

Entsprechende wirtschaftliche Anreize für eine größere Dimensionierung fehlen bisher. Ein Beispiel hierfür wäre etwa eine Reform der Netzentgeltsystematik hin zu zeitvariablen Netzentgelten, die aufgrund ihrer Komplexität aber eher schrittweise als kurzfristig zu erwarten ist. Deshalb werden Speicher derzeit nicht so dimensioniert, dass sie auch signifikant netzentlastend eingesetzt werden könnten.

Bis zur grundlegenden Reform der Netzentgelte könnte ein übergangsweiser „**Speicher-Flexbonus**“ solche Anreize setzen. Als **einfach umsetzbarer Anreiz** würde dieser eine **netzdienliche Dimensionierung von Heimspeichern** ermöglichen und kurzfristig netzentlastende Wirkung entfalten. Dabei würde ein Bonus in Form einer jährlichen Zahlung an den Anlagenbetreiber in Euro pro Kilowatt (kW) Leistung etabliert, die die Modulleistung einer PV-Anlage in kW die tatsächliche gemessene jährliche Einspeisespitze in kW übersteigt. Die Differenz aus gemessener Einspeisespitze und eigentlicher Modulleistung der PV-Anlage – die Einspeisereduktion also – wird dabei ermöglicht durch Einspeicherung des Stroms

in einen entsprechend überdimensionierten Speicher. In Haushalten mit PV-Anlagen über 10 kW Leistung wären signifikant netzdienliche **Einspeisespitzenreduktionen von über 50 % durch Überbauung des Speichers mit einem jährlichen Speicher-Flexbonus in Höhe von 85 EUR pro kW** wirtschaftlich möglich. Voraussetzung für die Inanspruchnahme des Bonus sollten eine Anmeldung der PV-Anlage in die **förderfreie und haushaltentlastende sonstige Direktvermarktung** sowie das Vorhandensein eines intelligenten Messsystems (iMSys oder auch „Smart Meter“) und eines Energiemanagementsystems (EMS) sein. Um einen signifikant netzentlastenden Effekt zu erreichen und um Mitnahmeeffekte zu vermeiden, müsste die Einspeisespitzenreduktion bei mindestens 50 % liegen, während die PV-Modulleistung mindestens 7,5 kW betragen sollte. Die **Nachweisführung** der Einspeisereduktion könnte **unkompliziert auf Basis der Messdaten des iMSys mittels Lastgangdaten** geführt werden. Die Einführung des Flexbonus würde mittelfristig dafür sorgen, dass **bis zu 60 % mehr dezentrale PV-Leistung an betroffene Verteilnetze angeschlossen werden könnte**.

Ebenfalls Teil dieser Studie ist eine Untersuchung der **Auswirkung des vorgeschlagenen Bonus auf den Bundeshaushalt**. Da der Bonus ausschließlich Anlagen in der förderfreien sonstigen Direktvermarktung, nicht solchen in der mittelbar haushaltsfinanzierten festen Einspeisevergütung, offenstehen soll, kann der Speicher-Flexbonus voraussichtlich **haushaltsneutral** etabliert werden.

Abschließend werden zudem **weitere politische Ansätze zur Anreizbildung für eine Verbrauchsspitzenreduktion im Winter** gegeben, um das bestehende Flexibilitätspotential der Heimspeicher für die Verteilnetze auch im Winter nutzbar zu machen. Grundlage hierfür wäre jedoch eine **Reform der Netzentgelte hin zu mehr leistungsbezogener Netzentgeltbelastung** (vgl. Kapitel 6).

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangslage.....	5
1.1	Dezentrale PV-Anlagen und ihre Verteilnetzintegration.....	5
1.2	Politisch avisierte Geschwindigkeit des Zubaus dezentraler PV-Anlagen.....	7
2	Netzdienliche Integration dezentraler Flexibilitäten.....	8
2.1	Flexibilitätpotenziale und netzdienliches Lastverhalten.....	8
2.2	Derzeitige Anreize für netzdienliches Lastverhalten.....	9
2.3	Markt vs. Netz: Hilft die Marktwertoptimierung bei der Netzintegration?.....	10
3	Politikansätze zur Anreizbildung für systemdienliche Heimspeicher.....	12
3.1	Langfristige Ansätze: Anpassung der Netzentgeltsystematik.....	12
3.2	Ansätze als „Übergangslösung“: Beispiel Flexbonus	13
4	Vorschlag zur Ausgestaltung eines Flexbonus	15
4.1	Grundkonzept.....	15
4.2	Ermittlung einer geeigneten Vergütungshöhe	17
4.2.1	Netzentgelte im Niederspannungsnetz.....	17
4.2.2	Wirtschaftlichkeitsanalyse: Annahmen.....	18
4.2.3	Wirtschaftlichkeitsanalyse: Ergebnisse.....	21
4.2.4	Fazit.....	26
5	Einschränkende Rahmenbedingungen.....	27
5.1	Finanzierung & Auswirkung auf den Bundeshaushalt.....	27
5.2	Vorhandensein von Energiemanagementsystemen, Fernwirktechnik und Smart Metern	30
5.3	Verteilungs- und Belastungsgerechtigkeit.....	31
6	Diskussion weiterer Regulierungsvorschläge für systemdienliche Heimspeicher: Was passiert im Winter?.....	32
7	Quellen.....	34

1 Ausgangslage

1.1 Dezentrale PV-Anlagen und ihre Verteilnetzintegration

Der Zubau dezentraler Kraftwerke, insbesondere von Photovoltaik (PV)-Anlagen, erfolgt häufig auf den unteren Spannungsebenen. Dadurch treten lokal zeitweise hohe Stromüberschüsse auf, die eine Umkehr der Lastflüsse induzieren. In diesen Situationen werden Verteilnetzbetreiber zu Sammelnetzbetreibern, und es ergeben sich zahlreiche Veränderungen in den Aufgaben der Netzplanung und Netzführung.

Ein historisches, wenngleich hochaktuelles Beispiel hierfür sind die Messwerte eines Umspannwerks Mittel- /Hochspannung der Bayernwerk AG von 2009 bis Mitte 2013, wie in Abbildung 1 dargestellt. Im Jahr 2009 traten Spitzenlasten im Winter auf, deren Höhe eine zentrale Planungsgrundlage für die Netzplanung bildete. Eine Kernaufgabe für die Netzführung bestand darin, dem Spannungsabfall zu den Letztverbrauchern entgegenzuwirken. Im Jahr 2013 betrug die Spitzennachfrage einen ähnlichen Wert wie 2009, jedoch war die Spitzenlast mit einem negativen Wert im Sommer bereits doppelt so hoch. Diese Einspeisespitzen werden in immer mehr Verteil- und Sammelnetzen zur zentralen Planungsgröße. Eine Kernherausforderung besteht daher in der Begrenzung des lokalen Spannungsanstiegs, der als Barometer für die Netzauslastung dienen kann.

Die Aktualität dieses Beispiels, insbesondere in Bayern, zeigt sich anhand einer wachsenden Anzahl an Pressemeldungen und Zeitungsinterviews von Verteilnetzbetreibern, die von zunehmende Abregelungen und Netzanschlussstaus bei Solaranlagen berichten (BR, 2023; ZfK, 2023). Ebenso berichten die Thüringer Energienetze seit 2021 aufgrund des hohen Anfragenaufkommens von einem Netzanschlussstau bei PV-Anlagen aufgrund des Erreichens der Leistungsgrenze der Netze (Tagesspiegel Background, 2023).

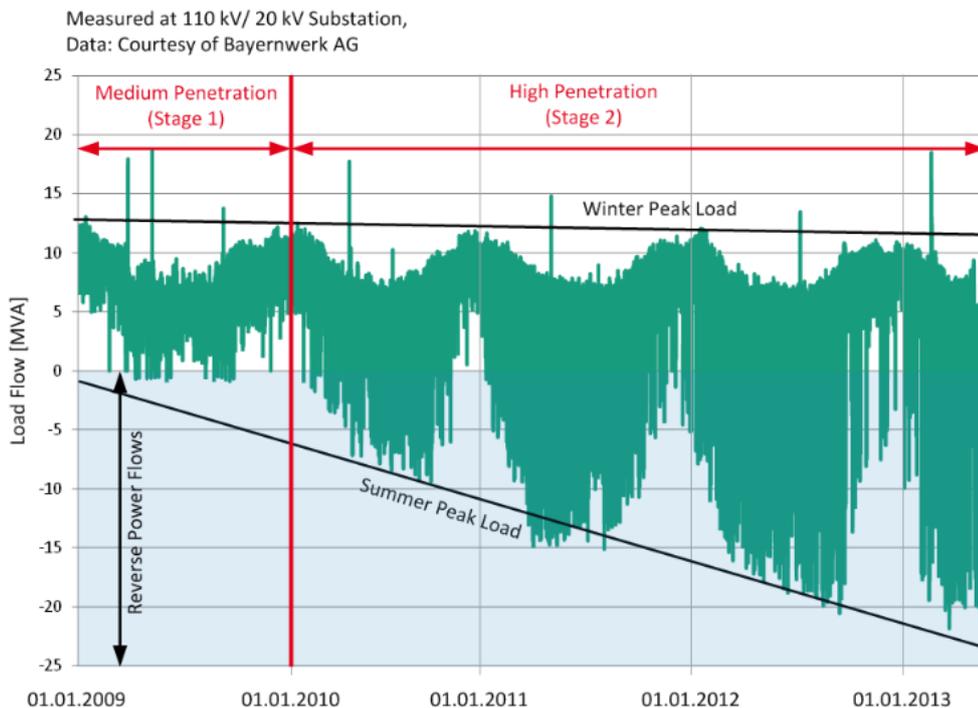


Abbildung 1: Lastfluss an einem Umspannwerk von Hoch- zu Mittelspannung mit positiven Werten, wenn Strom aus der Hochspannung zum Verbrauch in das Verteilnetz der Bayernwerk AG fließt und negativen Werten, wenn das Verteil- zum Sammelnetz wird. Quelle: F-IEE / PV-Integrated (2014)

Die wichtigste Maßnahme, um diesen Veränderungen planerisch zu begegnen, bleibt der dezentrale Netzausbau. Gemäß dem EEG 2023 verpflichtet § 8 die Netzbetreiber zum unverzüglichen und vorrangigen Netzanschluss von EE-Anlagen, während § 12 diese Pflicht um die Erweiterung der notwendigen Netzkapazität ergänzt. Der Netzausbau muss dabei in der gleichen Geschwindigkeit wie der PV-Ausbau erfolgen. Bis zu einer gewissen PV-Einspeisung kann die Blindleistungsbereitstellung durch die PV-Wechselrichter den Spannungsanstieg begrenzen. Falls diese Maßnahme bei viel Sonne nicht mehr ausreicht, erfolgt die Wirkleistungs-drosselung. Seit 2012 sieht das EEG gemäß §6 Abs. 2 vor, dass PV-Anlagen von bis zu 100 Kilowatt-Peak (kWp) in das vereinfachte Einspeisemanagement eingegliedert und vom Netzbetreiber abregelbar sein müssen. Für Bestandsanlagen zwischen 7 und 25 kWp mit Inbetriebnahmedatum vor 2023 besteht alternativ die Möglichkeit, die Wirkleistung der Anlage am Netzanschlusspunkt dauerhaft auf 70 % der Modulleistung zu reduzieren. Wenn zusätzliche Förderungen der KfW in Anspruch genommen werden, können weitere Wirkleistungsbegrenzungen erforderlich werden. Bis 2021 nahmen etwa 35 % aller PV-Anlagen eine solche Leistungsbegrenzung in Anspruch (vgl. Fraunhofer ISE, 2022). Trotz dieser Regelung häufen sich die bereits beschriebenen Netzintegrationsprobleme.

Falls der dezentrale Netzausbau nicht mit dem Tempo des PV-Ausbaus Schritt halten kann, droht damit die Reduktion der Betriebsstunden von PV-Anlagen bzw. die Verzögerung des Netzanschlusses. Große Teile des Stromerzeugungspotenzials blieben dann ungenutzt, um das Ziel der Bundesregierung zu erreichen, den deutschen Bruttostromverbrauch in 2030 zu 80 % aus Erneuerbaren zu decken.

1.2 Politisch avisierte Geschwindigkeit des Zubaus dezentraler PV-Anlagen

Die Netz- und Marktintegration von PV-Leistungen der letzten 22 Gigawatt (GW) Zubau dauerte fünf Jahre. Das Ziel der Bundesregierung, diese Anlagenleistung ab Mitte der 2020er Jahre jährlich in das Stromsystem zu integrieren, erfordert eine Verfünffachung der Geschwindigkeit beim Netzanschluss, beim Netzausbau, bei der Stromvermarktung und bei der Systemintegration. Neben der Dimension des für Erzeuger- und Verbraucherlastspitzen notwendigen Netzausbaus ist daher besonders dessen Geschwindigkeit eine zentrale Herausforderung. Wie in Abbildung 2 dargestellt, steigert sich die PV-Leistung je Netzbetreiber von 86 auf 247 MWp. Jeder der 869 Netzbetreiber muss im Schnitt täglich 69 kWp Erzeugungsleistung in sein Netz integrieren. Dadurch verdreifachen sich im Schnitt die Einspeisespitzen bis 2030.

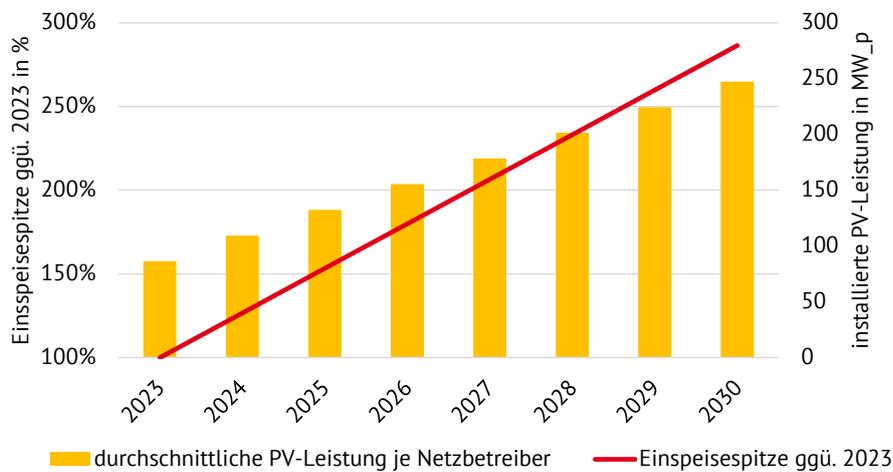


Abbildung 2: Durchschnittliche Entwicklung der PV-Leistung und Einspeisespitze je Netzbetreiber [Quelle: Ausbauziele gemäß EEG 2023, Einspeisespitzen gemäß Lastsimulationen Energy Brainpools]

2 Netzdienliche Integration dezentraler Flexibilitäten

2.1 Flexibilitätspotenziale und netzdienliches Lastverhalten

Die im Vorkapitel beschriebene Ausgangssituation begründet die physikalische Notwendigkeit der Aktivierung dezentraler Speicher- und Verbrauchsanlagen, da ein verlässlicher zeitgleicher lokaler Anstieg der Nachfrage lokal das Netz wieder entlasten kann, indem überschüssige Energie vor Ort verbraucht wird. Im Jahr 2023 zählen vor allem Batteriespeicher, Elektrofahrzeuge (E-Pkw) und zukünftig auch Wärmepumpen in Kombination mit Wärmespeichern zu den verschiebbaren Strommengen und Leistungen.

Verschiedene Studien legen nahe, dass eine netzdienliche Integration dieser Last- und Speicherflexibilitäten PV-Einspeisespitzen bei entsprechenden Anreizen insgesamt um bis zu 30 % reduzieren kann [pebbles (2021), F-CINEX (2023)]. Das bedeutet, dass bis zu 30 % mehr Leistung dezentraler Solaranlagen in die Verteilnetze integriert werden kann, ohne auf entsprechenden Netzausbau warten zu müssen. Während das mengen- und leistungsbezogene Flexibilitätspotenzial der E-Pkw (Aufladen während des Tages zu Hause) und Wärmepumpen bzw. Wärmespeichern (Raumwärmebedarf korreliert kaum mit PV-Erzeugung) jedoch durch saison- und nutzerabhängige Energiebedarfsprofile begrenzt ist, kann das Flexibilitätspotenzial von Batteriespeichern theoretisch vollständig zur Verbesserung der Stromnetzintegration genutzt werden.

Derzeit werden bereits rund drei von vier PV-Hausdachanlagen in Deutschland mit einer stationären Batterie installiert (und nahezu jeder Heimspeicher mit einer PV-Anlage). Tabelle 1 zeigt, dass von den Ende Juli 2023 installierten 8,6 GWh und 5,5 GW stationärer Batteriekapazität 7 GWh bzw. 4,2 GW auf dezentrale, erzeugungsnahe Heimspeichersysteme entfallen. Der Trend zur Kombination von PV-Anlagen und Batteriespeichern als Standardausführung bei Hausdachanlagen verstetigt sich aufgrund sinkender Systemkosten und technologische Weiterentwicklungen, insbesondere im Bereich der stationären Batterien. Dieser Trend wird sich voraussichtlich auch auf gewerbliche Betreiber und größere Batteriespeicher ausweiten.

Tabelle 1: Installierte Leistung und Kapazität verschiedener Stromspeicher in Deutschland [Datenquelle: RWTH Aachen 2023, Battery Charts, Stand 26.07.2023]

	Ladeleistung	Speicherkapazität	Anzahl
Heimspeicher < 30 kWh	4,2 GW	7 GWh	806.961
Alle Batteriespeicher	5,5 GW	8,6 GWh	812.301

Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 3 vereinfacht dargestellt: An einem sonnigen Wochenendtag übersteigt die Stromerzeugung die Stromnachfrage deutlich, und die Residuallast ist weitestgehend negativ. Die Batterieladung kann nun über zwei Pfade die Residuallast verschieben, um Überschüsse

für später nutzbar zu machen. Eigenverbrauchsanreize („Prosuming“) führen derzeit häufig zu Ladeverhalten (1), wünschenswert ist allerdings Ladeverhalten (2). Ladeverhalten (2) reduziert die Netzspannung im Nieder- und Mittelspannungsnetz und ermöglicht die Integration von mehr PV-Strom in das gleiche Netz, ohne die Eigenverbrauchsquote zu reduzieren. Voraussetzung ist ein Energiemanagementsystem, das das Ladeverhalten einer Batterie anhand einer Einspeise- und Bedarfsprognose plant (vgl. Kapitel 4).

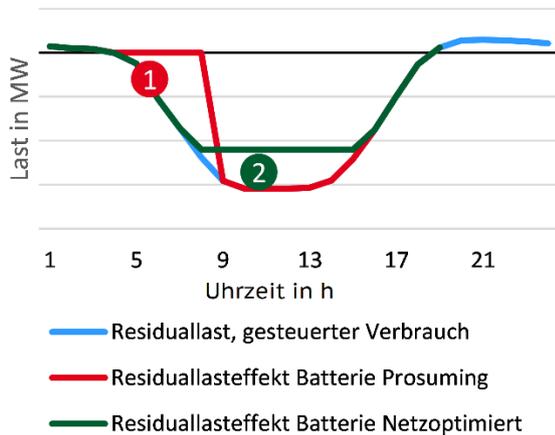


Abbildung 3: Residuallasteffekt einer Batterie mit / ohne Netzoptimierung

2.2 Derzeitige Anreize für netzdienliches Lastverhalten

Damit diese Speicher bei der Verteilnetzintegration von PV-Anlagen helfen können, müssen sie die Nachfrage nicht nur dezentral und zeitgleich erhöhen, sondern auch *verlässlich*. Erst dann können Netzbetreiber die gesunkenen Anforderungen der Netzplanung über Faktoren der Zeitgleichheit berücksichtigen. Bisher bestehen im Falle kleiner PV-Heimspeicher im Niederspannungsnetz kaum wirtschaftliche Anreize zur netzdienlichen Auslegung und Fahrweise. Das Potenzial zur Aufnahme regionaler Erzeugungsspitzen bleibt deshalb nahezu vollkommen ungenutzt. Dies führt zusätzlich dazu, dass technische Module zur Echtzeitsteuerung in der Regel nicht verbaut werden (vgl. Energy Brainpool / Fraunhofer ISE, 2022).

So sind die betrachteten PV-Heimspeichersysteme bzw. die entsprechenden PV-Anlagen dem Kleinanlagensegment zugeordnet und haben nach EEG 2023 einen Anspruch auf eine feste Einspeisevergütung sowie auf eine marktpreisunabhängige Pflichtvermarktung durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber. Aus diesem Grund wird der Großteil der nicht-regelbaren Solarleistung von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet, und ein Anreiz zur Ausrichtung der Fahrweise des Batteriespeichers an Netzsteuerungs- oder Preissignalen besteht im Falle der Pflichtvermarktung nicht.

Ein solcher Anreiz besteht derzeit lediglich für PV-Heimspeichersysteme, die freiwillig in der förderfreien „sonstigen Direktvermarktung“ gemeldet sind, durch private Akteure vermarktet werden und keine feste Einspeisevergütung in Anspruch nehmen. Aufgrund der marktpreisabhängigen Vergütung ihrer Überschusseinspeisung ergeben sich hier wirtschaftliche Vorteile, den Marktwert der Einspeisung

zu optimieren und das Ladeverhalten von Speichern an den Preissignalen des Stromgroßhandelsmarktes auszurichten. Nachfolgend wird die Wirkungsweise marktwertoptimierten Ladeverhaltens näher erläutert.

2.3 Markt vs. Netz: Hilft die Marktwertoptimierung bei der Netzintegration?

Netzdienliche Fahrweise eines Heimspeichers

Wird ein PV-Heimspeichersystem im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung marktwertoptimiert vermarktet, so kann das Ladeverhalten im Groben wie folgt typisiert werden:

Fall 1: An sonnigen Tagen mit PV-Überschussproduktion, wenn die Strompreise am Großhandelsmarkt in den sonnigen Stunden niedriger liegen als bspw. abends oder nachts, erfolgt die Einspeicherung der Solarüberschüsse vorrangig in Stunden mit vergleichsweise günstigen Marktpreisen, und die Ausspeicherung am jeweiligen Abend zu höheren Marktpreisen (Ladeverhalten abhängig von Preisstruktur). Dies ist derzeit in moderatem Umfang in den Sommermonaten der Fall.

Fall 2: An sonnigen Tagen mit PV-Überschussproduktion, wenn kein ausreichender Preisspread realisiert werden kann, besteht kein Anreiz zur Lastverschiebung, und der Speicher wird eher vormittags bereits vollgeladen (Ladeverhalten (1)).

Fall 3: An nicht-sonnigen Tagen ohne PV-Überschussproduktion bleibt der Speicher i.d.R. ungenutzt.

Aufgrund des zunehmenden PV-Ausbaus und dem damit einhergehenden Kannibalisierungseffekt der Marktwerte bei der PV-Einspeisung¹ ist grundsätzlich davon auszugehen, dass solarintensive Stunden in den nächsten Jahren zunehmend mit vergleichsweise niedrigen Strompreisen einhergehen werden. An immer mehr Tagen können somit ausreichende Preisspreads realisiert werden. Das bedeutet, dass der Anteil der Tage, an denen das Fahrverhalten wie in „Fall 2“ beschrieben ist, langfristig zunehmen wird. Die wirtschaftlichen Anreize hierfür sind schon heute gegeben. Die stundenscharfen, fundamentalen Strommarktmodellierungen von Energy Brainpool ergeben, dass sich für eine durchschnittliche PV-Speicherkombination² in den Jahren 2023 bis 2025 Marktwertverbesserungen von 11 bis 20 % erzielen lassen. Für den Zeitraum nach 2030 steigert sich dieser Wert auf deutlich über 30 %.

In Bezug auf die Netzintegration bedeutet das: Je stärker die lokalen Einspeisespitzen der PV-Einzelanlage mit den Einspeisespitzen der kumulierten deutschen Wind- und Solarstromerzeugung korrelieren, desto netzdienlicher ist marktwertoptimiertes Ladeverhalten (d.h. Ladeverhalten (2), es werden v.a. Einspeisespitzen eingespeichert).

Die stundenscharfen, fundamentalen Strommarktmodellierungen von Energy Brainpool zeigen jedoch ein uneindeutiges Bild. Die Korrelation beider ist zwar an vielen Tagen gegeben, jedoch besteht keine

¹ Aufgrund des Merit-Order-Effekts der EE-Stromerzeugung mit Grenzkosten von rund 0 EUR/MWh (Solar- und Windenergie) sinken die Strompreise in Stunden mit viel EE-Erzeugung und der deutsche Strombedarf kann kostengünstiger gedeckt werden. Da die günstigen EE-Stromerzeuger aufgrund hoher Gleichzeitigkeitseffekte parallel zueinander einspeisen, kannibalisieren sie sich gegenseitig den Marktwert ihrer Einspeisung (Marktwertkannibalisierung). Je stärker der PV-Zubau, desto stärker ceteris paribus auch die Marktwertkannibalisierung.

² Batteriespeicher mit 5 kW, 10 kWh und PV-Anlage mit 10 kWp in einem durchschnittlichen Haushalt ohne E-Pkw oder Wärmepumpe mit 4.000 kWh Jahresstromverbrauch

Verlässlichkeit auf eine Gleichzeitigkeit. Tabelle 2 zeigt, wie sich die monatlichen Einspeisespitzen verändern können, falls einer PV-Anlage ein marktwertoptimierter Speicher hinzugefügt wird. Die Einspeicherung im Rahmen der Marktwertoptimierung findet demnach nicht automatisch in den Einspeisespitzen statt, bzw. nicht vorhersehbar an jedem Tag eines Monats (oder gar Jahres). Die Zeitpunktwahl für die Einspeicherung ist bei dieser Fahrweise stark von der Struktur des Strompreises abhängig. Damit besteht keine reine Abhängigkeit vom Preiseffekt der Solareinspeisung, sondern es wirken auch andere Preiseffekte. Der wichtigste Einflussfaktor ist die wetterjahrabhängige Windenergieeinspeisung sowie tageszeitbedingte Nachfrageveränderungen und Kraftwerksausfälle. Für die Ergebnisse in Tabelle 2 wurde eine Simulation zugrunde gelegt, die lediglich den Wettereinfluss untersucht.

Wenn beispielsweise eine gesamtdeutsche „Windspitze“ während des Tages dazu führt, dass die Morgenstunden die vergleichsweise günstigsten Überschussstunden sind, ist der Speicher bereits vor Erreichen der lokalen „Solarspitze“ teilweise oder vollständig beladen und kann diese nicht oder kaum mehr reduzieren. Dieser Effekt kann sich an einzelnen Tagen auch dann einstellen, selbst wenn die PV-Einzelanlage sehr stark mit der gesamtdeutschen PV- bzw. EE-Erzeugung korreliert. Aus Sicht eines Netzbetreibers ist es jedoch zwingend notwendig, dass die Reduktion der Einspeisespitzen an *allen* Tagen verlässlich stattfindet. Insgesamt ergibt sich in keinem Monat mit Ausnahme des Julis eine wetterunabhängige, und für alle Tage vorhersehbare Reduktion der PV-Einspeisespitzen. Selbst im Juli beträgt die Reduktion der maximalen Spitze lediglich 1 bis 4 % und ist damit unwesentlich.

Im Falle einer geringen Korrelation der Einzelanlage mit der deutschen EE-Erzeugung kann es jedoch passieren, dass der Batteriespeicher bereits zu hohen Preisen am Nachmittag ausspeichert, obwohl lokal noch PV-Überschüsse produziert werden. Dadurch kann die maximale Einspeisespitze in Einzelstunden sogar oberhalb des ursprünglichen Wertes liegen. In Tabelle 2 zeigt sich dies in einem der drei Wetterjahre in den Monaten März und Oktober, in denen die Strompreise aufgrund einer geringeren PV- und höheren Windeinspeisung stärker der Windstromerzeugung folgen (**Werte in fett**).

Tabelle 2: Veränderung der monatlich maximalen PV-Überschusseinspeisung eines durchschnittlichen PV-Heimspeichers² durch rein marktwertoptimierte Fahrweise in % der Einspeisespitze ohne Speicher; simuliert für 3 Wetterjahre im Jahr 2024 [Quelle: Strompreise entsprechend Szenariorechnung Energy Brainpools für 2024 über 3 Wetterjahre]

	Wetterjahr 1	Wetterjahr 2	Wetterjahr 3
März	2%	-3%	-5%
April	-1%	-1%	0%
Mai	0%	0%	0%
Juni	-1%	-1%	0%
Juli	-4%	-3%	-1%
August	-9%	0%	-1%
September	0%	-3%	0%
Oktober	13%	-3%	0%

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die strommarkt- und dadurch stark wetterabhängige Marktwertoptimierung in den nächsten Jahren voraussichtlich keinen signifikanten Beitrag dazu leisten

kann, PV-Einspeisespitzen substanziell zu reduzieren und damit Verlässlichkeit und Vorhersehbarkeit für die Netzbetreiber zu schaffen.

Netzdienliche Auslegung eines Heimspeichers

Zusätzlich zeigt sich, dass die Marktwertoptimierung keine signifikanten wirtschaftlichen Anreize schafft, die Dimensionierung eines Batteriespeichers im Vergleich zur PV-Anlage derartig zu erhöhen, sodass mehr PV-Spitzen über längere Zeiträume eingespeichert werden können. So steigen die der Marktwertoptimierung zuzurechnenden Erlöse gemäß der stundenscharfen Modellierungen von Energy Brainpool bei einer Verdopplung der Speicherleistung und -kapazität lediglich um 5 bis 10 %. Die Investitionskosten erhöhen sich allerdings gleichzeitig um 87 bis 100 % und stehen damit im Missverhältnis zum Nutzen (vgl. Kapitel 4.1).

3 Politikansätze zur Anreizbildung für systemdienliche Heimspeicher

Politische Ansätze zur systemdienlichen Auslegung und Fahrweise von Heimspeichern lassen sich in langfristige Ansätze und Übergangslösungen unterteilen. Die langfristigen Ansätze erfordern eine grundlegende Änderung der Netzentgeltsystematik, um den Einfluss des Zeitpunkts des Verbrauchs einer Kilowattstunde auf die Stabilität und Integrationsfähigkeit der Sammel- und Verteilnetze angemessen zu berücksichtigen. Die Übergangslösungen ermöglichen eine zeitnahe Umsetzung innerhalb der bestehenden Systematik und dienen zur technischen Erprobung und Innovationsförderung. Sie haben jedoch nur einen begrenzten Anwendungsbereich.

3.1 Langfristige Ansätze: Anpassung der Netzentgeltsystematik

Die Netzentgeltsystematik ist ein offensichtlicher Ansatzpunkt, um Signale der Systemeffizienz an Netznutzer:innen zu senden. Die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) regelt diese Systematik seit 2005. Obwohl in den vergangenen 18 Jahren Regeln weiterentwickelt wurden, hat sich die grundlegende Systematik nicht geändert. Dabei sind einige Fehlanreize entstanden, die das Stromsystem seit Langem begleiten:

- Flexibler Stromverbrauch mit Verbrauchsspitzen zu Zeiten hoher Anteile erneuerbarer Energien führt bei (RLM-)Netznutzer:innen zu Mehrkosten bei den Leistungspreisen.
- Das Prinzip der vertikalen Kostenwälzung, bei dem Netznutzer:innen die Netzentgelte der jeweils darüberliegenden Netzebene zahlen, berücksichtigt keine Lastströme aus Nieder- und Mittelspannungsnetzen in Richtung Hoch- und Höchstspannung.
- Regelungen für reduzierte, individuelle Netzentgelte bei besonders gleichmäßigem Strombezug oder atypischer Netznutzung außerhalb der Hochlastzeitfenster begrenzen und bestrafen auch den erwünschten flexibilisierten Stromverbrauch von Großverbrauchern.

Um regulatorische Anpassungen der Netzentgeltsystematik vorzunehmen, könnte folgender Zielzustand als Orientierung dienen: Die Stromnachfrage innerhalb eines Verteilnetzgebietes oder einer Netzebene richtet sich dank eines entsprechenden Preissignals an den Einspeisespitzen der dortigen EE-Anlagen aus, und der daraus resultierende wirtschaftliche Vorteil steht allen Netznutzer:innen offen.

Eine mögliche Umsetzung könnte über zeitvariable Netzentgelte erfolgen, die sich in den Netzgebieten jeweils unterhalb der Netzebene 4 (110 kV / 20 kV) bzw. 6 (20 kV/ 0,4 kV) zeitgleich mit der Höhe der negativen Lastflüsse verringern. Die Mindereinnahmen der Netzbetreiber könnten über eine bundesweite Umlage nach dem Vorbild von §19 StromNEV umgelegt werden. Je mehr Zeit die Residuallast in einer Region negativ ist, desto mehr Netzentgelte können die Netznutzer:innen einer Region einsparen und bundesweit umlegen. Umgekehrt würden die Netzentgelte bei positiven Residuallastspitzen steigen. Dadurch würde die Verteilungs- und Belastungsgerechtigkeit mit zunehmender Anreizwirkung zum Abbau von Residuallastmaxima verbessert.

Die Bundesnetzagentur hat im Juni 2023 in ihrem Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG erstmals angekündigt, dass ab Januar 2024 die Möglichkeit zur Einführung von zeitvariablen Netzentgelten besteht (BNetzA, 2023). Zum Zeitpunkt der Redaktion läuft die zweite Konsultationsperiode. Da Reformen der Netzentgeltssystematik weitreichende wirtschaftliche Auswirkungen und hohen technischen Anforderungen für viele Interessengruppen haben, sind sie mit einem erheblichem Konsultationsaufwand verbunden.

Angesichts des unklaren Ergebnisses der Konsultation, besonders hinsichtlich des Zeithorizonts bis zur tatsächlichen Einführung zeitvariabler Netzentgelte in der Breite der deutschen Mittel- und Niederspannungsnetze, ist es sinnvoll, in der Zwischenzeit Übergangslösungen zur kurzfristigen Flexibilisierung des bestehenden Flexibilitätspotenzials zu diskutieren. Dies soll dazu beitragen, die politisch avisierte Geschwindigkeit bei der Systemintegration neuer PV-Dachanlagen zu erreichen und die Integration von erneuerbaren Energien weiter voranzutreiben.

3.2 Ansätze als „Übergangslösung“: Beispiel Flexbonus

Ein schneller umsetzbarer Ansatz zur Anreizbildung für die systemdienliche Flexibilisierung von Heimspeichern und anderen dezentralen Flexibilitäten könnte die vorübergehende Einführung eines Bonus sein, der so lange Bestand hat, bis eine umfassende Reform der Netzentgeltssystematik wirksam wird. Der Bonus kann anhand der reduzierten Einspeisespitzen der PV-Anlage ausgerichtet werden. Obwohl Heimspeicher derzeit ihre Fahrweise aufgrund fehlender (Preis-)Signale nicht optimiert auf den Netzzustand ausrichten können, so können sie dennoch bereits heute auf die Reduktion von Einspeisespitzen der eigenen PV-Anlage fokussieren (vgl. Abbildung 3). Aufgrund der geografischen Nähe ist anzunehmen, dass die Produktionsspitzen der PV-Anlagen im selben Niederspannungs- und ggf. auch Mittelspannungsnetz moderat bis stark korrelieren dürften. Die Einspeisung aus Windenergieanlagen hingegen spielt in den meisten Verteilnetzen mit hoher PV-Durchdringung, also vor allem in den unteren Spannungsebenen, nur eine geringe Rolle. Somit ist davon auszugehen, dass negative Residuallastspitzen in der Regel zeitgleich zu den Produktionsspitzen der dezentralen PV-Anlagen auftreten. Die verlässliche Reduktion der Einspeisespitzen dürfte in der Summe somit auch eine gewisse kumulierte Reduktion der negativen Residuallast in derselben Netzebene hervorrufen, selbst wenn diese aufgrund anderer Einflüsse nicht eins zu eins übertragbar ist (z.B. wegen unterschiedlicher Stromverbrauchsspitzen im Einzelhaushalt vs. kumuliert in der Netzebene).

Die Netzintegrationswirkung dürfte aber in jedem Fall deutlich besser ausfallen als die zur Marktoptimierung am Strommarkt (vgl. Kapitel 2.3), da die lokalen, negativen Residuallastspitzen mit lokalen PV-Einspeisespitzen stärker korrelieren als mit deutschlandweiten Strompreissignalen.

Der bisherige regulatorische Rahmen (insbesondere StromNEV, EnWG, EEG) setzt für die Reduktion der PV-Einspeisespitzen jedoch trotz der anzunehmenden, erhöhten PV-Netzintegrationswirkung noch keine wirtschaftlichen Anreize. Ein solcher Anreiz kann durch einen Flexbonus eingeführt werden.

4 Vorschlag zur Ausgestaltung eines Flexbonus

4.1 Grundkonzept

Ziel des Flexbonus ist es, sowohl die Auslegung (technische Ermöglichung) als auch die Fahrweise (Umsetzung) von Heimspeichern so anzureizen, dass sie zu einer signifikanten und für Netzbetreiber prognostizierbaren Reduktion von PV-Einspeisespitzen beitragen. Die Anpassung der Fahrweise kann sich dabei innerhalb des Rahmens der bisherigen Eigenverbrauchsoptimierung bewegen, sodass für Haushalte keine Erlöseinbußen entstehen. Das Lastverhalten (2), wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt, visualisiert dieses Konzept.

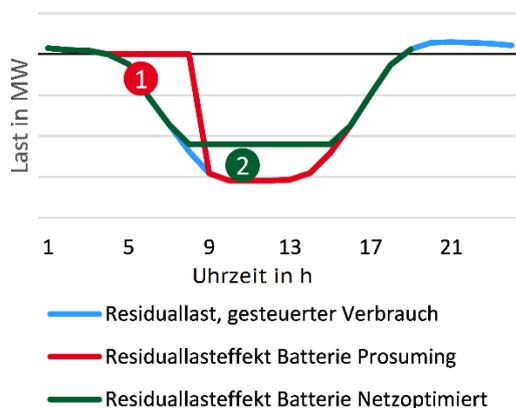


Abbildung 4: Residuallasteffekt einer Batterie mit / ohne Netzoptimierung

1. Steuerung, Messkonzept, Nachweis

Um die Reduktionsmaßnahmen umzusetzen, müssen bestimmte technische Voraussetzungen erfüllt werden. Dazu gehört die Implementierung eines intelligenten Messsystems (iMSys), das in der Lage ist, den Netzstrombezug in Viertelstundenintervallen zu messen. Ebenfalls erforderlich ist die Fähigkeit zur Steuerung des Heimspeichers (und gegebenenfalls anderer flexibler Ressourcen) mittels Fernwirktechnik sowie optional eines Energiemanagementsystems (HEMS). Ein Unternehmen, das sich mit der direkten Vermarktung von Energie befasst, kann auf dieser Grundlage das Energiemanagement und die Laststeuerung durchführen.

Die viertelstündliche Leistungsmessung mithilfe des iMSys ist auch für den Nachweis der durchgeführten Reduktion von essenzieller Bedeutung. In den meisten Fällen erfordert dies die Installation der genannten technischen Einrichtungen im Haushalt. In diesen Situationen stehen keine historischen Lastprofil-Daten als mögliche Vergleichsreferenzen zur Verfügung, was die Bestätigung der Einspeisespitzenreduktion erschwert.

2. Bemessungsgrundlage und Anspruchskriterien

Aufgrund mangelnder historischer Vergleichswerte kann als Bemessungsgrundlage für die Reduktion der Einspeisespitzen die Differenz aus:

- a) der installierten Modulleistung der PV-Anlage in kWp und
- b) der höchsten gemessenen Einspeisespitze („Jahreshöchsteinspeisung“) in kW innerhalb eines Abrechnungsjahres (Vorschlag: Kalenderjahr) herangezogen werden. Als Jahreshöchsteinspeisung gilt der höchste über eine Messperiode von 15 Minuten gemessene Mittelwert der eingespeisten Wirkleistung.

Für PV-Anlagen mit Leistungsbegrenzung (Großteil der Kleinanlagen mit Inbetriebnahme ab 2012) kann alternativ zu a) die umgesetzte Leistungsbegrenzung (i.d.R. 70 % der Modulleistung) als Benchmark für die Reduktion gelten.

Allerdings können PV-Einspeisespitzen zu einem geringen Maß auch durch den unflexiblen, "herkömmlichen" Stromverbrauch im Haushalt ohne aktives Lastmanagement verringert werden. Dies ist besonders relevant, wenn die Auslegung der PV-Anlage im Verhältnis zum Stromverbrauch im Haushalt klein ausfällt. Des Weiteren kann der höchste Jahreswert der Energieerzeugung in kW aufgrund von Wetterbedingungen oder technischen Problemen unter der installierten Leistung liegen, was ebenfalls ohne aktives Lastmanagement zu einer Reduktion führen kann. Um einen signifikanten Beitrag zur PV-Netzintegration durch Lastmanagement sicherzustellen, sind aus diesen Gründen zusätzliche Anspruchskriterien für den Erhalt eines Flexbonus durch den/die Besitzer:in zu erfüllen. Hierfür eignen sich folgende Kriterien:

- Einspeisespitzenreduktion gemäß Bemessungsgrundlage (PV-Modulleistung minus Jahreshöchsteinspeisung): **mindestens 50 %**
- Installierte Leistung der PV-Anlage: **mindestens 7,5 kWp** (Nachrüstung möglich)
- Jahreserzeugung der PV-Anlage: **mindestens 85 %** des im Mittel zu erwartenden Jahresertrags³

Um gleichzeitig eine Überförderung des eingespeisten Stroms zu vermeiden, sollte der Flexbonus lediglich Heimspeichern zur Verfügung stehen, deren zugehörige PV-Erzeugungsanlage im Betrachtungszeitraum EEG-förderfrei über die **sonstige Direktvermarktung** vermarktet wurde.

Darüber hinaus ist darauf zu achten, den Flexbonus vorrangig an seiner Netzintegrationswirkung auszurichten und deshalb **offen für bestehende bzw. nachzurüstende PV- und/oder Speicheranlagen** zu gestalten.

3. Vorhersehbarkeit der Reduktion, Nachweisführungs- und Vergütungsprozess

Um die Prognostizierbarkeit für die Netzbetreiber zu gewährleisten, sollte die geplante Reduktion (mind. 50 %) bereits im Herbst des Vorjahres (Bestandsanlagen) oder im Rahmen der Anmeldung einer Neuanlage per Antrag beim Netzbetreiber angezeigt werden. Die tatsächliche, abrechnungsrelevante Reduktion sollte mittels Lastgangdaten ex post nachgewiesen werden. Dies entspräche weitestgehend

³ Hierfür können Angaben des Herstellers oder Verkäufers genutzt werden.

dem bereits etablierten Prozess für die Nachweisführung für atypische Netznutzungsentgelte nach § 19 StromNEV.

Um den administrativen Aufwand für deutschlandweit operierende Aggregatoren⁴ vieler Haushalte zumutbar zu gestalten, ist auf eine Integration in bestehende Prozesslandschaften zu achten. Hier kommt insbesondere das über die Netzbetreiber abgewickelte EEG-Vergütungssystem infrage.

4. Ausgestaltung der Vergütung

Mithilfe des Flexbonus sollen lokale PV-Einspeisespitzen und hierdurch approximiert negative Spitzenlasten in den betroffenen Verteilnetzebenen reduziert werden, um letztendlich eine schnellere Netzintegration von mehr PV-Leistung zu erreichen.

Angesichts dieser Wirkungsweise des Flexbonus erscheint es grundsätzlich als sinnvoll, eine leistungsbezogene Vergütung in EUR pro kW reduzierte Einspeisespitze festzulegen.

Aufgrund der notwendigen Erlössicherheit für Investitionen in Messung, Steuerung und ausreichende Dimensionierung der Anlagen erscheint es zudem als zwingend notwendig, die Vergütungshöhe ex ante festzulegen, und nicht etwa auf jährliche Berechnungen der Netzbetreiber bspw. zu tatsächlich vermiedenen Netzkosten zu warten (wie dies u.a. für vermiedene Netznutzungsentgelte der Fall ist).

Idealerweise sollte sich die Vergütungshöhe an eingesparten Netzmanagement- und/oder -ausbaukosten orientieren. Aufgrund der im vorherigen Absatz beschriebenen Notwendigkeit der Investitionssicherheit erscheint dies jedoch in der Praxis ex ante nur über grobe Pauschalannahmen umsetzbar, und eine Orientierung der Vergütungshöhe an der Wirtschaftlichkeit als ebenso notwendig.

4.2 Ermittlung einer geeigneten Vergütungshöhe

4.2.1 Netzentgelte im Niederspannungsnetz

Netzbetreiber sind gemäß § 21 Abs. 3 EnWG verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netzentgelte auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen. Somit bestehen öffentlich verfügbare Anhaltspunkte zur Ableitung einer Vergütungshöhe für den Flexbonus. Allerdings schwanken die (potenziell ersparten) Netzkosten sehr stark regional bzw. über Verteilnetzgebiete hinweg. Da PV-Heimspeichersysteme vorrangig in Einfamilienhäusern außerhalb der Großstädte verbaut werden, erscheint ein Blick auf entsprechende Verteilnetzregionen als sinnvoll. So liegen die Jahresleistungspreise in EUR/kW für RLM-gemessene Niederspannungskunden mit < 2.500 Benutzungsstunden/Jahr im Jahr 2023 gemäß den Webseiten der jeweiligen Verteilnetzbetreiber bspw. bei

- Rund 11 EUR/kW in Südwestbayern (LEW Verteilnetz),
- Rund 12 EUR/kW im Saarland (Energis),
- Rund 25 EUR/kW in Niedersachsen (Avacon Netz),
- Rund 30 EUR/kW in Thüringen (Thüringer Energienetze)

⁴ Direktvermarktungsunternehmen, die mehrere dezentrale Stromerzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinrichtungen aggregiert vermarkten.

- Rund 34 EUR/kW in Nordwestbayern (N-Ergie Netz) und
- Rund 68 EUR/kW in Brandenburg (E.DIS).

Um ein ausreichendes Niveau an Planbarkeit und Investitionssicherheit zu gewährleisten - und in Anbetracht dessen, dass der Flexbonus lediglich als Übergangslösung bis zur Netzentgeltreform dient - erscheint die Einführung eines einheitlichen Flexbonus auf nationaler Ebene innerhalb des bereits erwähnten Bereichs der Netzentgelthöhen als sinnvoll. Dieser Schritt zielt darauf ab, die angestrebte Flexibilisierung mithilfe des Flexbonus zu erreichen. Im Anschluss werden Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt, wobei die zentrale Frage darin besteht, mit welcher Dimensionierung der Speicher signifikante Reduktionen der PV-Einspeisespitzen erzielt werden können.

4.2.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse: Annahmen

Hierfür wurde mit dem von Energy Brainpool eigens entwickelten „Prosuming Model“ eine Lastgang- und Cashflow-Simulation für ein durchschnittliches Einfamilienhaus durchgeführt. Die Simulation erfolgt stundenscharf für die Jahre 2024 bis 2026. Zunächst wird ein Basecase definiert, auf dessen Grundlage im zweiten Schritt Sensitivitätsrechnungen erfolgen.

Tabelle 3: Annahmen zum durchschnittlichen Einfamilienhaus (Basecase)

Parameter	Einheit	Wert
Jahresstromverbrauch	kWh/a	4.500
Stromverbrauchsprofil	-	H0-Standardlastprofil (DE)
Elektrische Heizanlage	-	Nein
Wallbox für E-Pkw	-	Nein
PV-Anlagenleistung	kWp	10
Heimspeicher: Ladeleistung	kW	5
Heimspeicher: Ladekapazität	kWh	10
Standort	-	Berlin
Arbeitspreis Netzstrombezug ⁵	EUR/kWh	2024: 0,30
		2025: 0,29
		2026: 0,26

⁵ Der Großhandelspreisanteil im Gesamtstrompreis ist u.a. wetterabhängig. Dargestellt sind die Werte für das mittlere Wetterjahr.

Tabelle 4: Annahmen zur Kostenstruktur des Heimspeichers (Basecase)

Parameter	Einheit	Wert
CAPEX ⁶ Kleinstspeicher mit 2,5 kW, 5 kWh	€/kWh	1.050
Degression der CAPEX je weitere 5 kWh	%	-13%
OPEX ⁷ Batteriespeicher	-	1% der CAPEX
Fremdkapitalanteil zur Finanzierung	%	100%
Zinssatz zur Finanzierung	% p.a.	4% p.a.
Laufzeit der Finanzierung ⁸	Jahre	20
Effizienz beim Be- und Entladen	%	95%
Depth of Discharge	%	100%

Die Annahmen zur Kostenstruktur wurden aus der Fachliteratur⁹ sowie im Austausch Energy Brainpools mit Marktteilnehmern abgeleitet.

Annahmen zum Wettereinfluss

Die Modellierung der PV-Einspeisung sowie der Strompreise erfolgt für fünf verschiedene Wetterjahre auf Basis der Wetterdatensätze „MERRA-2“ der NASA.

Annahmen zum Strommarkt bzw. zur Strompreisstruktur

Zur Simulation des Strommarktes sowie der stündlichen Strompreise wird das hauseigene Modell Power2Sim von Energy Brainpool herangezogen. Die Annahmen basieren auf dem Szenario „Central“. Die Entwicklung der Stromerzeugungskapazität für die Jahre 2024 bis 2026 orientiert sich an den politischen Zielen der Bundesregierung zum Kohleausstieg und zum Ausbau der Solar- und Offshore-Windenergie. Für den Ausbau der Onshore-Windenergie wurde angesichts weitestgehend unterzeichneter Ausschreibungen ein langsamerer Zubau unterstellt. Die im Modell berücksichtigten Commodity-Preise (Kohle, Erdgas, Öl, CO₂) entsprechen dem Durchschnitt der Terminmarktpreise im zweiten Quartal 2023.

Der Marktwert der PV-Überschusseinspeisung ergibt sich aus dem Lastverhalten des Batteriespeichers sowie der wetterjahrabhängigen Stundenpreisstruktur am Strommarkt.

⁶ Capital Expenditures (engl.), deutsch: Anschaffungs- bzw. Investitionskosten

⁷ Operational Expenditures (engl.), deutsch: Betriebskosten

⁸ Bei einer Finanzierungslaufzeit von 20 Jahren ist ein einmaliger Austausch des Speichers in der Kalkulation enthalten, um eine Betriebszeit von 20 Jahren zu ermöglichen. Die Finanzierung kann bspw. durch die Aufnahme eines Bankkredits oder durch ein Mietgeschäft für den Speicher erfolgen. Investitionen in Batteriespeicher können auch in Teilen oder vollständig aus Eigenkapital finanziert werden.

⁹ Fraunhofer ISE (2021), EU-Kommission (2021), Bailera et. al. (2020)

Annahmen zur Fahrweise des Batteriespeichers im „Prosuming Model“

Die Fahrweise des Heimspeichers wird sowohl a) in Bezug auf Eigenverbrauchsoptimierung als auch b) unter Berücksichtigung einer netzoptimierten Strategie modelliert.

Unter der Annahme der Eigenverbrauchsoptimierung wird der Speicher geladen, sobald ein Überschuss an PV-Strom vorhanden ist. Entsprechend wird der Speicher entladen, um Netzstrombezug zu vermeiden. Hierbei erfolgt keine spezifische Optimierung des Ladeverhaltens und es erfolgt keine Begrenzung von Einspeisespitzen.

Im Falle der netzoptimierten Fahrweise wird der Speicher analog zur Eigenverbrauchsoptimierung geladen. Allerdings wird sichergestellt, dass der Speicher einmal täglich vollständig entleert wird, um einen möglichst großen Anteil der Einspeisespitzen der Photovoltaik-Anlage aufnehmen zu können. Hierfür wird angenommen, dass eine Prognose der PV-Produktion für einen Zeitraum von 16 Stunden genutzt werden kann, um den Betrieb des Speichers zu optimieren. Die Beladezeitpunkte orientieren sich primär an den prognostizierten Einspeisespitzen, und nachgelagert an der Eigenverbrauchsoptimierung. Die Entladezeitpunkte werden in Abhängigkeit von den Strompreisen optimiert.

Abbildung 5 und Abbildung 6 illustrieren die Fahrweisen für einen Beispieltag im Mai.

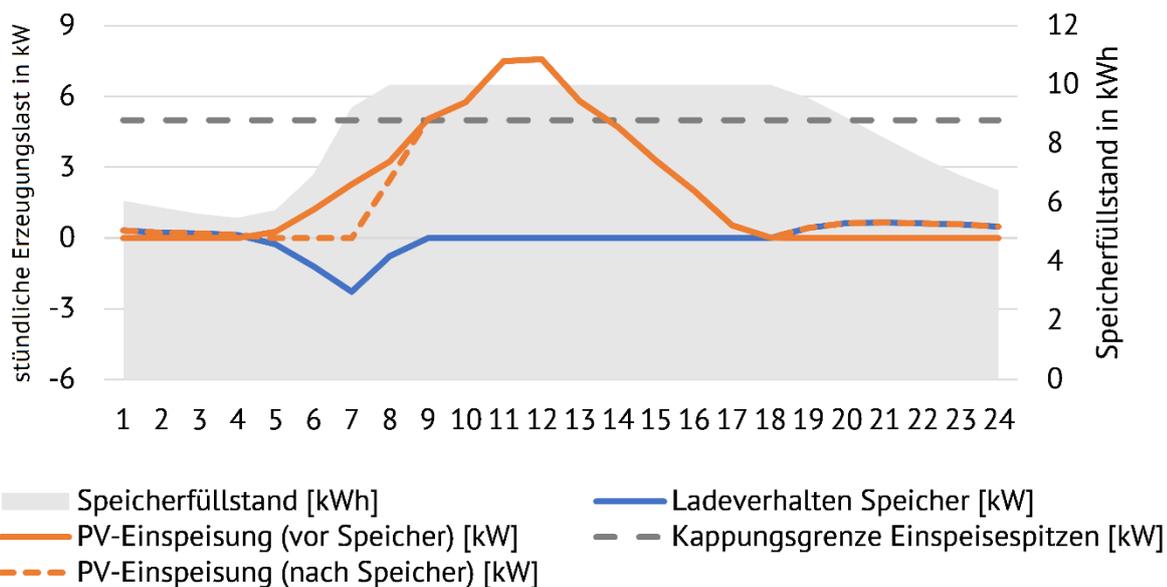


Abbildung 5: Eigenverbrauchsoptimiertes Ladeverhalten an einem Beispieltag im Mai

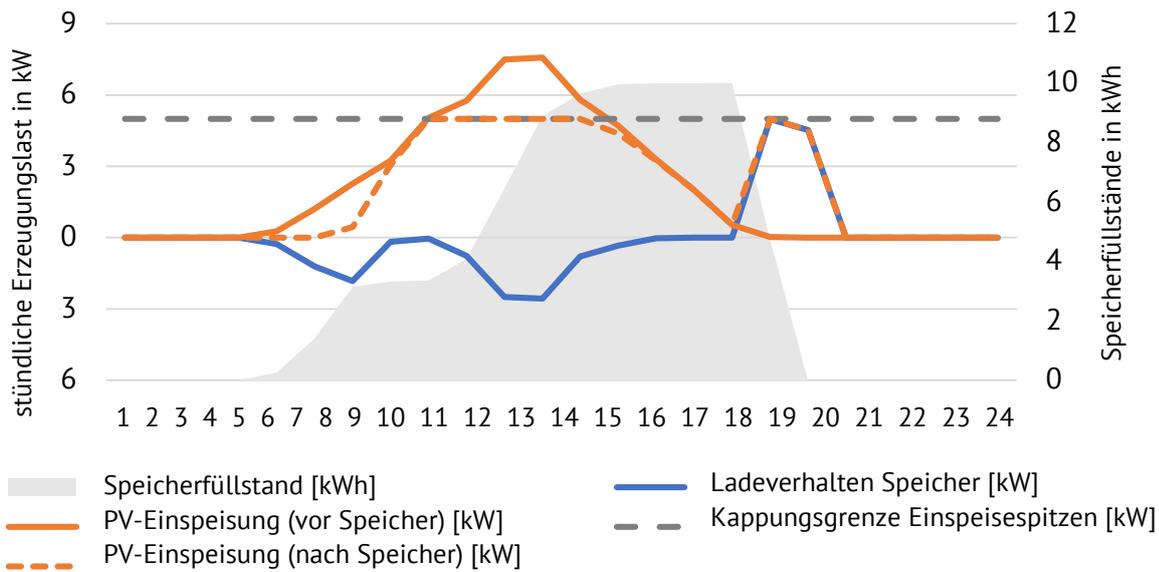


Abbildung 6: Netzoptimiertes Ladeverhalten an einem Beispieltag im Mai

4.2.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse: Ergebnisse

Untersucht wurde die Wirtschaftlichkeit einer Umstellung der Fahrweise des Heimspeichers von reiner Eigenverbrauchs- auf Netzoptimierung.

Ergebnisse für das durchschnittliche Einfamilienhaus

Durch den Wechsel zur netzoptimierten Fahrweise steigen die Betriebsstunden des Batteriespeichers, da dieser einmal täglich vollständig entladen wird, um ausreichende Speicherkapazität für die Vermeidung von Einspeisespitzen in den Mittagsstunden bereitzustellen. Dieses Vorgehen ist zwar auch bei reiner Eigenverbrauchsoptimierung möglich, jedoch nicht zwingend erforderlich aus ökonomischer Sicht. Die gesteigerten Betriebsstunden gehen mit einer geringfügigen Reduktion der Eigenverbrauchs- menge einher, da mehr Photovoltaik-Strom durch den Speicher geleitet wird und somit speicherbedingten Verlusten unterliegt.

Gleichzeitig erhöht die netzoptimierte Betriebsweise den Marktwert der überschüssigen Einspeisung, da der erzeugte Strom gezielt in den vergleichsweise teuren Abendstunden eingespeist wird. Somit steigt der Wert des eingespeisten Stroms. Die Kostenersparnisse durch den eigenverbrauchsbedingten

Einsatz des Speichers verringern sich um über 3 %, während die Erlöse aus der Vermarktung des überschüssigen Stroms um knapp 7 % steigern. Insgesamt ergibt sich eine zusätzliche Einnahme von etwa 2 % durch den Wechsel zur netzoptimierten Betriebsweise (vgl. Abbildung 7).

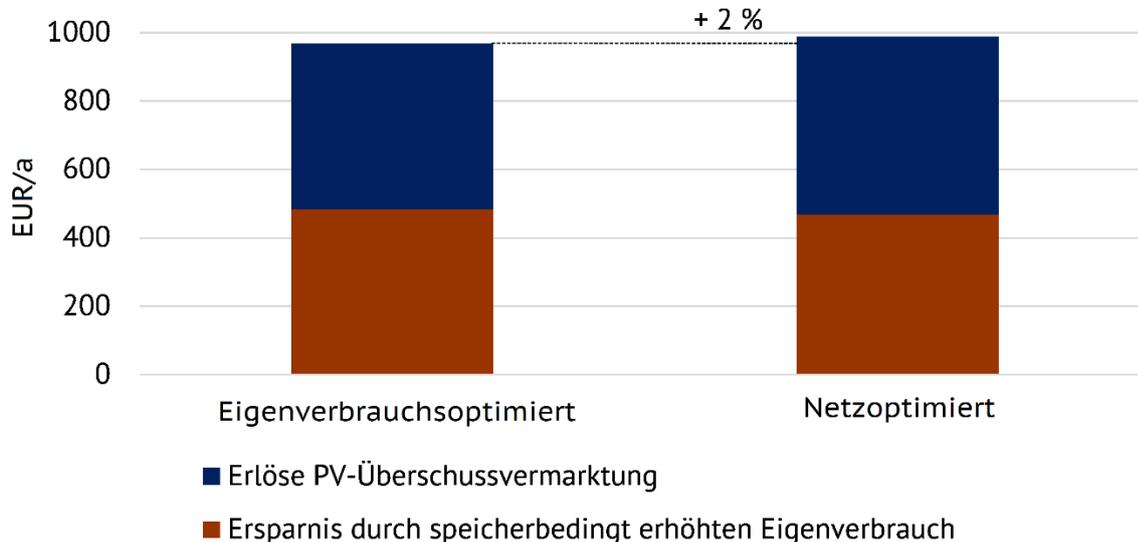


Abbildung 7: Mittlere Batteriespeichererlöse der Jahre 2024-2026 im Basecase

Als nächster Schritt wird die Netzintegrationswirkung dieser Umstellung durch die Simulation von 5 Wetterjahren mit unterschiedlichen Solareinspeisemengen und -profilen untersucht. Wie in Abbildung 8 dargestellt, erreicht die Kombination aus dem [5 kW; 10 kWh]-Speicher und der 10 kWp-PV-Anlage eine maximale Begrenzung der Einspeisespitzen auf 6 kW erreicht. In weniger sonnigen Wetterjahren gelingt sogar eine Reduktion auf bis zu 5,6 kW. In diesen Wetterjahren kommt es zu weniger Nachmittagen mit vielen zusammenhängenden Stunden hoher PV-Überschüsse.

Durch diese PV-Speicher-Kombination kann dem Netzbetreiber eine vorhersehbare Reduktion von mindestens 40 % für den Flexbonus angeboten werden, die trotz Wetterfluktuationen erreichbar ist. Jedoch wird mit dieser spezifischen Anlagenkombination die vorgeschlagene Signifikanzschwelle von 50 % nicht erreicht. Dies ist auf die zu knapp bemessene Speichertiefe zurückzuführen¹⁰. In Situationen mit hohen PV-Überschüssen über mehrere Stunden hinweg füllt sich der Speicher allein mit den Überschüssen oberhalb der avisierten Einspeisekappungsgrenze vollständig auf und kann gegen Ende der Überschussperiode nicht mehr alle Überschüsse einladen (vgl. Abbildung 9, rechts).

¹⁰ Ein weiterer Grund läge in mangelnder Verschiebung anderer Verbrauchslasten, soweit vorhanden. Im Basecase wird jedoch ein Haushalt ohne flexible Verbrauchseinrichtungen wie E-Pkw oder Wärmepumpen modelliert.

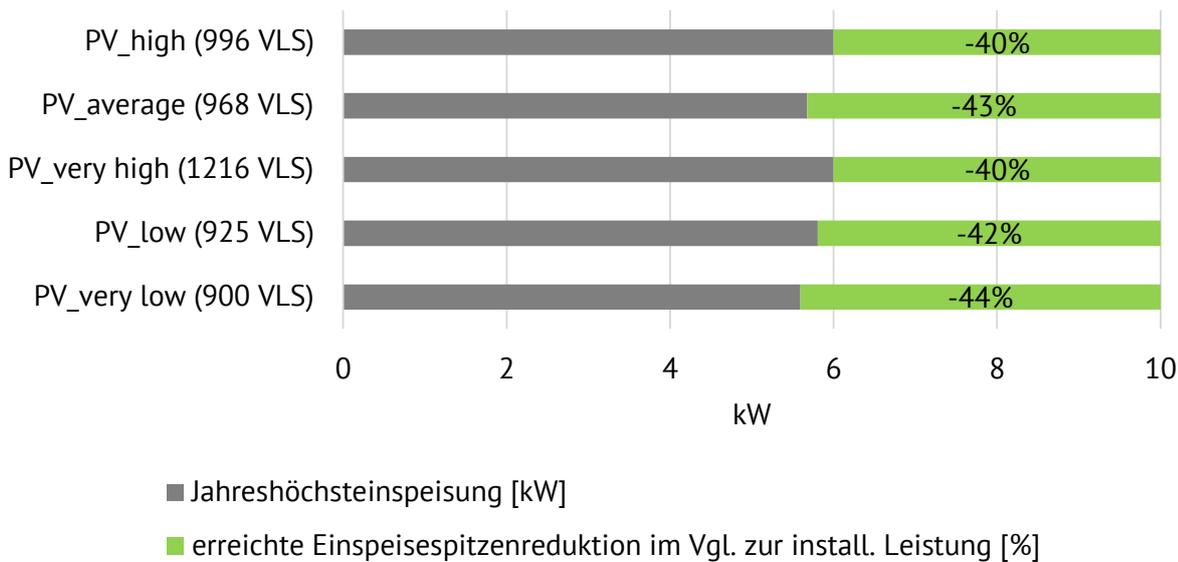


Abbildung 8: Über ein Kalenderjahr hinweg erreichte Reduktion der PV-Einspeisespitzen durch eine netzoptimierte Fahrweise des Batteriespeichers, im Basecase für 5 Wetterjahre

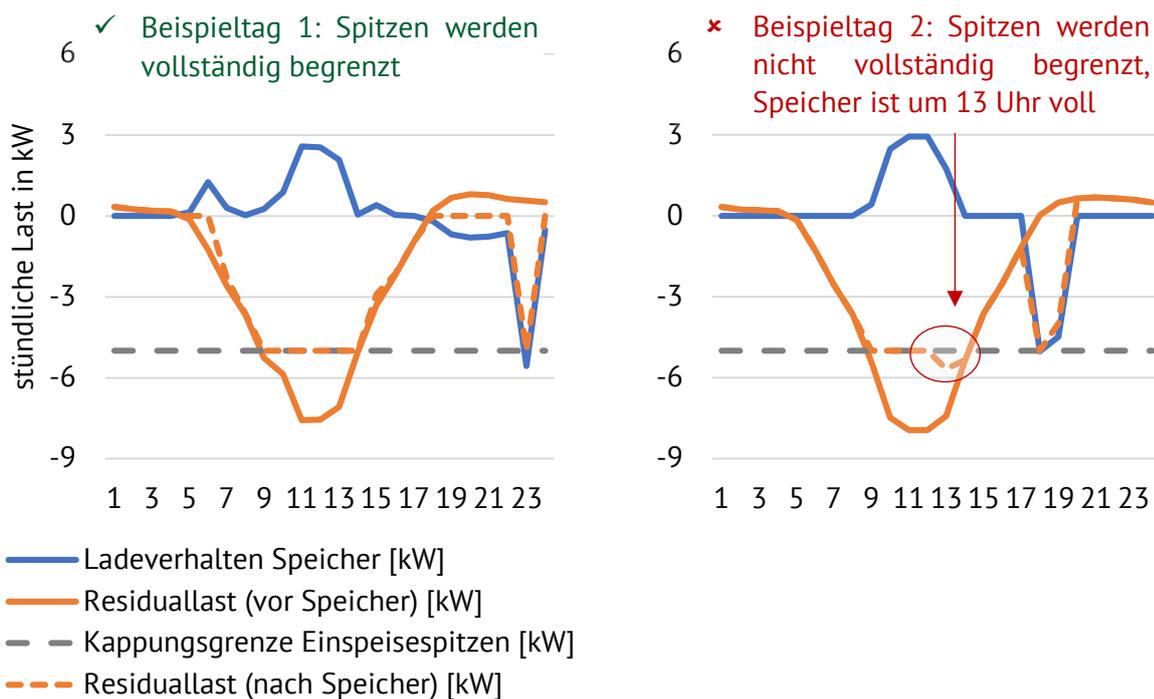


Abbildung 9: Residuallastverhalten an einem Beispieltag mit ausreichendem Speichervolumen (links) und ohne ausreichendes Speichervolumen (rechts), um PV-Einspeisespitzen in jeder Stunde bis zur Kappungsgrenze (hier: 5 kW) zu begrenzen

Zwischenfazit (Basecase)

In Anbetracht geringfügig gesteigerter Erlöse bei der Umstellung von eigenverbrauchs- auf netzoptimierte Fahrweise besteht im regulatorischen Rahmen zwar grundlegend kein Anreiz, der eine solche Umstellung negativ sanktioniert. Trotzdem ist aufgrund des vermutlich damit verbundenen leichten

Anstiegs der operativen Kosten unklar, ob der wirtschaftliche Anreiz ausreichend stark ist. Darüber hinaus erfordern weitreichende Reduktionen der Jahreshöchsteinspeisung größer dimensionierte Speicherkapazitäten, die wiederum mit erhöhten Kosten einhergehen.

Sensitivitätsanalyse zum Basecase

Die nachfolgende Matrix in Tabelle 5: Maximal erreichte Reduktion der Jahreshöchsteinspeisung im Sinne des Flexbonus im durchschnittlichen Wetterjahr (**in fett**: signifikante Reduktion von mind. 50 % wurde erreicht) illustriert die optimale Speicherauslegung in Abhängigkeit von der PV-Größe für eine effektive PV-Netzintegration. Hierfür wurden verschiedene Kombinationen von Anlagen in netzoptimaler Fahrweise simuliert. Für die Vereinfachung der Analyse wurde in allen Fällen von 2H-Speichern ausgegangen. Eine extreme Unter- oder Überbauung der PV-Leistung mit Speicherkapazität wurde dabei aus Gründen der wirtschaftlichen Plausibilität nicht berücksichtigt.

Die erzielten Ergebnisse deuten darauf hin, dass eine wesentliche Reduktion von Einspeisespitzen von mindestens 50 % erreicht wird, wenn die Speicherleistung mindestens 60 % der PV-Leistung beträgt und die Speicherkapazität mindestens 120 % der PV-Leistung aufweist. Eine Reduktion von über 50 % (bis zu 60 %) scheint möglich zu sein, wenn die Speicherleistung der PV-Leistung entspricht und die Speicherkapazität das Doppelte der PV-Leistung beträgt. Bei steigender PV-Leistung ist zunehmend überdimensionierte Speicherkapazität erforderlich, um die gleiche Reduktion der Einspeisespitzen zu erzielen.

Tabelle 5: Maximal erreichte Reduktion der Jahreshöchsteinspeisung im Sinne des Flexbonus im durchschnittlichen Wetterjahr (**in fett**: signifikante Reduktion von mind. 50 % wurde erreicht)

	PV-Anlagenleistung			
	7,5 kWp	10 kWp	12,5 kWp	15 kWp
2,5 kW; 5 kWh	28%	21%	-	-
5 kW; 10 kWh	50%	43%	24%	23%
7,5 kW; 15 kWh	61%	50%	50%	34%
10 kW; 20 kWh	61%	59%	50%	50%
12,5 kW; 25 kWh	-	60%	53%	50%
15 kW; 30 kWh	-	-	60%	52%

Gemäß der Auswertung des Marktstammdatenregisters der RWTH Aachen (Stand Ende Juli 2023) beträgt die durchschnittliche Leistung bzw. Kapazität der in Deutschland installierten Heimspeicher 5,2 kW bzw. 8,7 kWh, während die durchschnittliche PV-Leistung im Kleinanlagensegment (< 30 kWp) rund

10 kWp beträgt (Energy Brainpool / Fraunhofer ISE, 2022). Im Schnitt hat der Speicherbestand damit eine Speichertiefe von 1,66 Stunden und die Speicherleistung bzw. -kapazität beträgt 52 bzw. 87 % der PV-Leistung. Diese Werte bleiben deutlich hinter den oben beschriebenen Kennzahlen zurück, sodass davon auszugehen ist, dass der aktuelle Anlagenbestand im Durchschnitt keine signifikante Einspeisespitzenreduktion erreichen kann. Stattdessen müssten Speicher über Nachrüstungen sowie bei Neukauf größer ausgelegt werden, um eine signifikante PV-Netzintegrationswirkung zu erreichen.

In Übereinstimmung mit den statistischen Auswertungsdaten des Marktstammdatenregisters wurden exemplarisch vier PV-Speicherkombinationen simuliert. Dabei wurde die Speicherleistung bzw. -kapazität auf 50 bzw. 100 % der PV-Leistung festgelegt. Diese Kombinationen dienen als repräsentative Basisfälle, um zu ermitteln, wie sich eine größere Auslegung des Speichers hinsichtlich einer verbesserten PV-Netzintegrationswirkung auf die Wirtschaftlichkeit auswirken würde. Die erzielten Resultate sind in Tabelle 6: „Missing Money“ bzw. durchschnittliche Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit in EUR/a bei größerer Auslegung des Speichers verschiedener PV-Heimspeichersysteme, simuliert für die Jahre 2024-2026 zusammengefasst. Aufgrund der damit verbundenen höheren Investitionskosten zeigt sich grundsätzlich eine Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit, da gegenwärtig keine Anreize für eine umfangreichere Dimensionierung im aktuellen regulatorischen Rahmen bestehen.

Tabelle 6: „Missing Money“ bzw. durchschnittliche Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit in EUR/a bei größerer Auslegung des Speichers verschiedener PV-Heimspeichersysteme, simuliert für die Jahre 2024-2026

	PV-Anlagenleistung	7,5 kWp	10 kWp	12,5 kWp	15 kWp
	Ø verbauter 2h-Speicher (ohne Flexbonus)	7,5 kWh	10 kWh	12,5 kWh	15 kWh
„Missing Money“ in EUR/a, bei größerer Auslegung des 2h-Speichers auf...	10 kWh	-181	-	-	-
	15 kWh	-409	-264	-144	-
	20 kWh	-629	-472	-337	-184
	25 kWh	-	-718	-673	-440
	30 kWh	-	-982	-817	-632

Im anschließenden Schritt wird die Finanzierungslücke, auch als "Missing Money" bezeichnet, in EUR mit der durch die erweiterte Auslegung ermöglichten Reduktion der PV-Einspeisespitzen in kW in Beziehung gesetzt. Dies ergibt den Förderbedarf in EUR pro reduziertem kW der PV-Einspeisespitze. In Tabelle 7 sind sämtliche damit verbundene Resultate aufgeführt, die zu einer Reduktion von mindestens 50 % führen.

Tabelle 7: Durchschnittliches „Missing Money“ in EUR/kW/a, um durch größere Auslegung des Speichers mind. 50 % Einspeisespitzenreduktion zu erreichen, simuliert für die Jahre 2024-2026 (in **fett**: Reduktion von 60 % wird erreicht)

PV-Anlagenleistung	7,5 kWp	10 kWp	12,5 kWp	15 kWp
Ø verbauter 2h-Speicher (ohne Flexbonus)	7,5 kWh	10 kWh	12,5 kWh	15 kWh
„Missing Money“ in EUR/kW/a, um durch Größerauslegung mind. 50 % Einspeisespitzenreduktion zu erreichen				
10 kWh	-48	-	-	-
15 kWh	-83	-53	-23	-
20 kWh	-137	-80	-54	-25
25 kWh	-	-119	-102	-59
30 kWh	-	-162	-109	-81

Um eine Reduktion von mindestens 50 % zu erreichen, würde je nach Anlagengröße eine Vergütung zwischen 23 und 53 EUR/kW erforderlich sein. Diese Reduktion könnte bei Anlagen bis 10 kWp erreicht werden, indem die Speicherkapazität verdoppelt wird. Bei Anlagen mit 12,5 bzw. 15 kWp könnte sie bereits mit einer 1,6- bzw. 1,5-fachen Überbauung der Speicherkapazität erzielt werden.

Um eine Reduktion von 60 % zu erreichen, wäre im Falle der PV-Anlagen bis 10 kWp eine 2-fache Überbauung der PV-Leistung mit Speicherkapazität notwendig. Um diese Kosten auszugleichen, wäre ein Flexbonus von 80 bis 83 EUR/kW nötig. Im Falle größerer PV-Anlagen wäre eine stärkere Überbauung und entsprechend höhere Kosten jenseits der Marke von 100 EUR/kW notwendig.

4.2.4 Fazit

Basierend auf den Simulationsergebnissen erscheint ein signifikanter Beitrag der Heimspeicher zur PV-Netzintegration nur dann realisierbar, wenn die Speicherleistung und -kapazität ausreichend groß dimensioniert sind, um PV-Überschüsse über mehrere Stunden hinweg aufnehmen zu können. Die Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit legen nahe, dass gegenwärtig im bestehenden regulatorischen Rahmen nur begrenzte Anreize für eine solche erweiterte Speicherauslegung bestehen.

Ein Vergleich der Leistungspreise ausgewählter Verteilnetzentgelte im Niederspannungsbereich mit den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt, dass diese Preise mit Werten von 11 bis 68 EUR/kW nur in einigen Verteilnetzen ausreichend Anreiz bieten könnten, um größere Speicher wirtschaftlich zu gestalten. Wenn die Höhe des Flexbonus allein auf Grundlage dieser Netzentgelte festgelegt würde, könnte dies in vielen Fällen zu Unsicherheit bei Investitionen führen.

Die Einführung des Flexbonus würde nicht nur erstmals Anreize schaffen, PV-Heimspeichersysteme im Sommer netzdienlich einzusetzen, sondern mittelfristig dafür sorgen, dass rund 60 % mehr dezentrale PV-Leistung an betroffene Verteilnetze angeschlossen werden kann. Die finanziellen Aspekte und Auswirkungen auf den Bundeshaushalt werden in Kapitel 5.3 näher erörtert.

5 Einschränkende Rahmenbedingungen

5.1 Finanzierung & Auswirkung auf den Bundeshaushalt

Laut den Auswertungen des Marktstammdatenregisters durch das Fraunhofer ISE (2022) betrug der Marktanteil von Kleinstspeichern (≤ 5 kWh) Ende 2021 in Bezug auf die Anzahl der Anlagen etwa 18 %. Speicher mit Kapazitäten zwischen 5 und 10 kWh machten rund 59 % aus, während Speicher zwischen 10 und 20 kWh etwa 21 % des Gesamtbestandes ausmachten. Speicher mit einer Kapazität von über 20 kWh spielten bis Ende 2021 kaum eine Rolle (2 %). Unter Annahme, dass diese Marktanteile trotz des bis Ende Juli 2023 zusätzlich erfolgten Zubaus von über 486.000 (!) weiteren Speichern in etwa konstant bleiben, ergeben sich die geschätzten Werte für die Anzahl der förderfähigen Heimspeicher je nach Größenklasse in Spalte 3 der nachfolgenden Tabelle 8. Die maximal mögliche Flexbonus-Vergütung wird dann für diese Größenklassen berechnet, indem die Ergebnisse aus Kapitel 4.2 zu den höchstmöglichen Reduktionen der Jahreshöchsteinspeisung mit einem Flexbonus von 85 EUR/kW verrechnet werden.

Tabelle 8: Anzahl PV-Heimspeicher je Größenklasse [gemäß Fraunhofer ISE, 2022] und maximale Reduktion von Einspeisepitzen im Sinne des vorgeschlagenen Flexbonus [gemäß Simulationsergebnissen in Kapitel 4.2]

Größenklasse 2h-Speicher in kWh	Zugehörige PV-Leistung* in kWp	Anzahl PV-Heimspeicher (Schätzung auf Basis Fraunhofer ISE, 2022)	Max Reduktion** in % [in kW]	Max Flexbonuskosten in EUR/a/Anlage
≤ 5 kWh	-	146.000	Kein Flexbonus möglich***	
$5 < x \leq 10$ kWh	7,5 kWp	479.000	50% [3,25 kW], mit 10 kWh-Speicher	276
$10 < x \leq 20$ kWh	Bis 10 kWp	171.000	60% [6 kW]	510
$20 < x \leq 30$ kWh	Bis 15 kWp	16.200	60% [9 kW]	765

* Die Berechnungsergebnisse in Kapitel 4.2 deuten darauf hin, dass bei optimaler Speicherauslegung für einen netzoptimierten Betrieb (um den Flexbonus zu erhalten) die Speicherkapazität rund das Doppelte der installierten PV-Leistung beträgt.

**„Reduktion“ meint eine im Rahmen des Flexbonus vergütungsfähige Reduktion der Jahreshöchsteinspeisung

***Mindestreduktion $\geq 50\%$ wird nur erreicht bei PV-Leistungen < 7.5 kWp (Anspruchskriterium des Flexbonus)

Gleichzeitig würde der Flexbonus ausschließlich an PV-Heimspeichersysteme ausgezahlt, die den erzeugten Strom gemäß der sonstigen Direktvermarktung einspeisen und auf ihren Anspruch auf eine feste Einspeisevergütung verzichten. Es ist anzunehmen, dass der überwiegende Großteil der PV-Kleinanlagen unter 30 kWp und entsprechender PV-Heimspeichersysteme derzeit die feste Einspeisevergütung in Anspruch nimmt. Dies liegt daran, dass die Vergütungssätze insbesondere für Bestandsanlagen deutlich über den am Markt erzielbaren Marktwerten liegen (s. untenstehende Tabelle 9). In diesem Fall werden die Einspeisemengen nicht über den Direktvermarkter am Markt verkauft, sondern vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB; sogenannte „Pflichtvermarktung“).

Neuanlagen in diesem Segment erhalten derzeit 13 ct/kWh (< 10 kWp) bzw. 10,9 ct/kWh (\geq 10 kWp). Demgegenüber liegt der durchschnittliche Fördersatz aller in Deutschland installierten, Nicht-Freiflächensolaranlagen („sonstige Solaranlagen“) im Jahr 2024 gemäß Mittelfristprognose (MFP) der Übertragungsnetzbetreiber bei voraussichtlich 24,6 ct/kWh und sinkt bis 2026 auf 19,2 ct/kWh (RWTH Aachen, 2022). Da die anlagenspezifischen Fördersätze derjenigen PV-Anlagen, die in Kombination mit einem Batteriespeicher installiert sind, nicht bekannt sind, werden diese Durchschnittswerte im Folgenden herangezogen.

Zieht man die durchschnittlichen EEX-Terminmarktpreise des Juli 2023 für Grundlaststromlieferungen in den Jahren 2024 bis 2026 heran und multipliziert diese mit den drei Szenariowerten der Mittelfristprognose (MFP) für die Marktwertfaktoren¹¹ für ebenjene „sonstige Solaranlagen“, so erhält man eine aktuelle Prognose der zukünftigen Marktwertigkeit der Einspeisemengen. Tabelle 9 zeigt, dass diese von 2024 bis 2026 demnach von 10,4 bis 12,8 ct/kWh auf 5,8 bis 9,6 ct/kWh sinken werden.

Tabelle 9: Durchschnittliche EEX-Terminpreise im Juli 2023, daraus abgeleitete Solar-Marktwerte und Fördersätze [Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis EEX und RWTH Aachen (2022)]

	EEX DEBY* in ct/kWh	Solar-Marktwerte in ct/kWh, abgeleitet aus Marktwertfaktoren der MFP und EEX DEBY			Ø Fördersätze, gemäß MFP in ct/kWh
		Unteres Szenario	Trendszenario	Oberes Szenario	
2024	13,9	10,4	12,0	12,8	24,6
2025	12,7	8,8	10,9	11,8	21,9
2026	10,5	5,8	8,5	9,6	19,2

* Durchschnitt der täglichen Abrechnungspreise für Baseloadlieferungen aller Handelstage im Juli 2023, gemäß EEX

Im Rahmen der Pflichtvermarktung fließt die Differenz zwischen dem Fördersatz und dem Marktwert auf das EEG-Konto, welches seit der Abschaffung der EEG-Umlage für Letztverbraucher:innen (Anfang 2023) aus dem Bundeshaushalt finanziert wird. Ein positives Delta zwischen Fördersatz und Marktwert belastet das EEG-Konto mit Förderkosten, während bei einem negativen Delta (wie in einigen Monaten 2022) dem EEG-Konto ein Guthaben gutgeschrieben wird. Für das Jahr 2024 beträgt das gemäß MFP und EEX-Terminpreisen derzeit erwartbare Delta 11,8 bis 14,1 ct/kWh, für das 2026 beträgt es noch 9,6 bis 13,4 ct/kWh. Infolgedessen ist mit einer Belastung des EEG-Kontos und des Bundeshaushalts zu rechnen.

Wenn die Anlagen für die Nutzung des Flexbonus in die Direktvermarktung wechseln, entfällt diese Belastung. Bei etwa 1.000 Volllaststunden pro Jahr und einer mittleren Eigenverbrauchsquote von 40 % für PV-Heimspeichersysteme¹² beträgt die zu vermarktende Überschussmenge je Anlage im Schnitt 600 kWh/kW. Wenn man diese Menge mit der Entlastung des EEG-Kontos in ct/kWh multipliziert, die

¹¹ Je stärker die Marktwertkannibalisierung der PV-Anlagen, beispielsweise aufgrund von Wettereffekten, desto niedriger der Marktwertfaktor (Unteres Szenario in der MFP), und je schwächer, desto höher (Oberes Szenario MFP).

¹² Abgeleitet aus den Berechnungsergebnissen in Kapitel 4.2

sich aus der Differenz der oben genannten Fördersätze und Marktwerte ergibt, erhält man die Entlastung der Förderkosten in EUR/kWp je PV-Anlage, die in die sonstige Direktvermarktung wechselt. Diese beträgt im Mittel der Jahre 2024-2026 63 bis 81 EUR/kWp, wobei sich die niedrigste Entlastung im oberen Szenario mit hohen PV-Marktwertfaktoren ergibt (63 EUR/kWp). Bezieht man diese Werte nun auf die Anlagengrößenklassen aus Tabelle 8, so erhält man eine mittlere jährliche Entlastung von 473 EUR/a/Anlage für PV-Anlagen mit 7,5 kWp sowie 631 bzw. 946 EUR/a/Anlage bei PV-Anlagen mit 10 bzw. 15 kWp (vgl.

Tabelle 10).

Tabelle 10: Entlastung des EEG-Kontos im Falle eines Wechsel eines PV-Heimspeichersystems von der Festvergütung in die sonstige Direktvermarktung, dargestellt in EUR/kWp_PV und EUR/a/Anlage für beispielhafte Anlagengrößen

	Entlastung des EEG-Kontos in EUR/kWp_PV			Oberes Szenario: Mindestentlastung in EUR/a/Anlage je PV-Anlagenklasse		
	Unteres Szenario	Trendszenario	Oberes Szenario	7,5 kWp	10 kWp	15 kWp
2024	85	76	71	530	706	1.060
2025	79	66	61	455	607	911
2026	81	64	58	434	578	868
\emptyset	81	69	63	473	631	946

Vergleicht man die errechnete Mindestentlastung des EEG-Kontos mit den maximal möglichen Flexbonuskosten aus Tabelle 8, so wird deutlich, dass die durch den Flexbonus jährlich höchstens entstehenden Kosten pro Anlage in jeder PV-Heimspeichergößenklasse stets deutlich unterhalb der anlagenspezifischen Mindestentlastung liegen.

Tabelle 11: Kosten für den Flexbonus bei maximal möglicher Einspeisespitzenreduktion vs. Mindestentlastung des EEG-Kontos bei einem Wechsel in die sonstige Direktvermarktung, für versch. Größenklassen von PV-Heimspeichersystemen

Größenklasse 2h-Speicher in kWh	Zugehörige PV-Leistung* in kWp	Anzahl PV-Heimspeicher (Schätzung auf Basis Fraunhofer ISE, 2022)	Max. Flexbonuskosten in EUR/a/Anlage*	Mindestentlastung EEG-Konto in EUR/a/Anlage*	Quotient aus Flexbonuskosten und Mindestentlastung
5<x≤10 kWh	7,5 kWp	479.000	276	473	58%
10<x≤20 kWh	Bis 10 kWp	171.000	510	631	81%
20<x≤30 kWh	Bis 15 kWp	16.200	765	946	81%

*Mittelwert der Jahre 2024-2026

Erst wenn weniger als 58 bzw. 81 % der Anlagen, die den Flexbonus in Anspruch nehmen, dafür aus der EEG-Festvergütung herauswechseln, weil sie bereits vor Inanspruchnahme des Flexbonus in der sonstigen Direktvermarktung gemeldet waren, entstünden im Saldo Mehrkosten für die Auszahlungen des Flexbonus. Es ist wichtig anzumerken, dass für diese Darstellung zwar konservative Annahmen zur Berechnung der minimalen Entlastung und maximalen Kosten des Flexbonus verwendet wurden, jedoch die individuellen Fördersätze der PV-Anlage, die als Teil von PV-Heimspeichersystemen errichtet wurden, möglicherweise geringfügig niedriger sein könnten als die in Tabelle 9: Durchschnittliche EEX-Terminpreise im Juli 2023, daraus abgeleitete Solar-Marktwerte und Fördersätze [Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis EEX und RWTH Aachen (2022)] aufgeführten Durchschnittsfördersätze. Da wie oben erwähnt anzunehmen ist, dass der überwiegende Großteil der betroffenen PV-Anlagen die Festvergütung aktuell in Anspruch nimmt, können die Quotientenwerte genauso gut als Puffer für niedrigere Fördersätze herangezogen werden. Das bedeutet, erst wenn die individuellen Fördersätze der betroffenen Anlagen je Segment unterhalb von 58 bzw. 81 %, der hier verwendeten Durchschnittsfördersätze liegen, entstünden im Saldo Mehrkosten für den Flexbonus. Um in diesen Fällen die zusätzliche EEG-Konto- bzw. Haushaltsbelastung zu ermitteln, muss je Segment die Differenz gebildet werden aus dem Produkt der Anzahl der PV-Heimspeicher und der Flexbonuskosten sowie dem Produkt der Anzahl der PV-Heimspeicher, dem Quotienten und der EEG-Kontoentlastung.

Angesichts der getroffenen Annahmen und weiterer, nicht berücksichtigter Unsicherheiten bei der Inanspruchnahme, erscheint es insgesamt als wahrscheinlich, dass die Einführung des hier vorgeschlagenen Flexbonus auf den Bundeshaushalt weitestgehend kostenneutral erfolgen kann.

5.2 Vorhandensein von Energiemanagementsystemen, Fernwirktechnik und Smart Metern

Bislang ist in lediglich 2 bis 3 % der Marktlokationen im Niederspannungsnetz Fernwirktechnik installiert worden (Stand: BNetzA 2023). Der Smart-Meter-Rollout in Deutschland hinkt im europäischen Vergleich noch hinterher. Von den insgesamt 50 Millionen Messlokationen in Deutschland sind lediglich etwa 160.000 mit intelligenten Messsystemen (iMSys) ausgestattet, während viele unserer Nachbarländer bereits eine Marktdurchdringung von 100 % im Haushaltsbereich erreicht haben (Stand: BNetzA 2023). Obwohl die im April 2023 verabschiedete Gesetzesnovelle des Messstellen-Betriebsgesetzes die Hindernisse für den Rollout, darunter bürokratische Hürden, Unsicherheiten im Datenschutz und Kosten, überwinden soll, sind die genauen Auswirkungen dieser Novelle noch unklar. Der Fortschritt des Smart-Meter-Rollouts ist auch mit der Verbreitung von Energiemanagementsystemen (HEMS) verbunden. Hierbei stellt insbesondere die Gewährleistung der Interoperabilität der Systemkomponenten von Wärmepumpen, Pufferspeichern und Wallboxen bis hin zur "Smart-Grid-Readiness" eine Hürde dar. Obwohl die technische Machbarkeit für die Umsetzung der hier vorgeschlagenen netzoptimierten Fahrweise gegeben ist, erfordert dies zunächst beträchtliche Anstrengungen, um die erforderlichen technischen Voraussetzungen zu schaffen. Dabei wurden die damit verbundenen Mehrkosten in dieser Studie nicht explizit berücksichtigt und müssten möglicherweise aus anderen Quellen finanziert werden.

5.3 Verteilungs- und Belastungsgerechtigkeit

Wie im Kapitel 5.1 erläutert, könnte die Finanzierung des Flexbonus größtenteils haushaltsneutral erfolgen. Dennoch werfen Veränderungen im regulatorischen Rahmen für "Prosumer:innen" stets Fragen zur Verteilungsgerechtigkeit auf. Diese als "Entsolidarisierung" beschriebene Problematik betrachtet, welchen Personen und Unternehmen der ökonomische Nutzen aus Investitionen in erneuerbare Energien (EE) (Senkung der Stromkosten) und verhaltensbedingter Systemunterstützung (Reduzierung von Abregelungen, Steigerung der EE-Netzintegration) zugutekommt.

Auf individueller Ebene liegt der Kern der Kritik an Eigenverbrauchskonzepten im Ungleichgewicht zwischen Investitionsvermögen und Belastung durch Gemeinkosten. Personen, Gewerbe und Industriebetriebe mit Eigenstromerzeugung zahlen für den selbst verbrauchten Strom keine oder weniger Netzentgelte und weitere Stromnebenkosten als Personen und Unternehmen ohne Eigenstromerzeugung. Die Mindereinnahmen für die Zahlungsempfänger werden durch erhöhte Zahlungssätze für alle ausgeglichen. Da die Eigenstromerzeugung aber wiederum auch vom Investitionsvermögen abhängt, ergibt sich eine Umverteilung von Beiträgen zu Gemeinkosten von Akteuren mit hohem Investitionsvermögen oder durchsetzungsstarker politischer Interessensvertretung zu Akteuren mit niedrigem Investitionsvermögen. Unter der Maßgabe, dass Investoren auch ohne Flexbonus in ein (eigenverbrauchsoptimiertes) PV-Heimspeichersystem investieren, besteht in Bezug hierauf ein leicht positiver Effekt, da sich der Eigenverbrauch bei Umstellung auf netzoptimierte Speicherfahrweise leicht reduziert (vgl. Kapitel 4.2).

Allerdings hat das Thema der Belastungsgerechtigkeit auch eine regionale Dimension im Zusammenhang mit den Kosten der Netznutzung. So führt der Netzanschluss von EE-Anlagen zu Kosten beim Anschlussnetzbetreiber, die dieser auf die Netznutzer:innen umlegt. Daher sind die Netzentgelte in Regionen mit hohem EE-Anteil oft besonders hoch. Durch netzoptimierte Speicher würden Netzausbaukosten gesenkt, sodass mittelfristig zu erwarten ist, dass die Netzentgelte besonders in PV-intensiven Verteilnetzen ebenfalls sinken oder zumindest nicht weiter ansteigen. Dieser Effekt würde allen Nutzer:innen des Netzes vor Ort zugutekommen.

6 Diskussion weiterer Regulierungsvorschläge für systemdienliche Heimspeicher: Was passiert im Winter?

Der hier beschriebene Politikansatz des Flexbonus sorgt für eine verlässliche Reduktion von Einspeisespitzen dezentraler PV-Anlagen durch Heimspeichersysteme und erlaubt letztendlich den schnelleren Anschluss von mehr PV-Leistung in deutschen Verteilnetzen, insbesondere in PV-intensiven Netzgebieten. Dies stellt eine systemdienliche Weiterentwicklung des Ladeverhaltens der Heimspeicher im Vergleich zur reinen Eigenverbrauchsoptimierung dar.

Darüber hinaus weisen dieselben Heimspeicher weitere ungenutzte Potenziale zur Stromsystemstabilisierung auf, die über zusätzliche regulatorische Anpassungen gehoben werden könnten. Hierzu zählt der netzdienliche Einsatz in den Wintermonaten. Da sich die Nutzung der Heimspeicher sowohl im Rahmen der reinen Eigenverbrauchsoptimierung als auch des Flexbonus vorrangig auf die sonnenintensiven Sommermonate beschränkt, bleibt ihr Flexibilitätspotenzial im Winter weitestgehend ungenutzt.

Da in am Verteilnetz angeschlossenen Haushalten im Winter aufgrund sehr niedriger PV-Produktion vor allem verbrauchsseitige Lastspitzen entstehen, könnten Heimspeicher analog zu Großspeichern in der Industrie zum „Peak Shaving“, also zur Reduktion ebenjener Lastspitzen, eingesetzt werden. Der Wert dieser Flexibilität dürfte mit zunehmendem Ausbau von Wärmepumpen zukünftig weiter ansteigen. Um die Heimspeicher künftig zusammen mit anderen Flexibilitäten wie bspw. Heißwasserspeichern und ggf. E-Pkw hierfür einsetzen zu können, sind jedoch einige regulatorische Hürden zu überwinden.

Bisher regelt §19 StromNEV lediglich, inwiefern Netzentgelte für mit RLM-Zähler ausgestattete Gewerbe- und Industrieunternehmen sinken, wenn sie Verbrauchslastspitzen reduzieren. Die Netzentgeltbelastung für diese Kundengruppe hängt aufgrund der hohen Bezugsleistungen sehr stark vom Leistungspreis in EUR/kW und weniger vom Arbeitspreis in EUR/kWh ab. Mit einer Reduktion der 15-minütigen Jahreshöchstlast eines Kalenderjahres in kW lassen sich die leistungsbezogenen Netzentgelte durch entsprechende Lastverschiebung hier direkt senken.

Diese oder ähnliche Regelungen könnten grundsätzlich auch auf mit iMSys ausgestattete Haushalte im Niederspannungsnetz (i.d.R. mit weniger als 2.500 Benutzungsstunden/Jahr) erweitert werden. Eine praktische Hürde dürfte jedoch die Verfügbarkeit historischer Vergleichswerte bei Haushalten mit neu installierten iMSys darstellen, um eine Reduktion von Verbrauchslastspitzen nachweisen zu können. Die in 4.1 für den Flexbonus vorgeschlagene Regelung zur Nutzung der PV-Leistung als Bemessungsgrundlage lässt sich nicht auf diesen Fall übertragen, stattdessen müssten hier Alternativen gefunden werden.

Auch aus wirtschaftlicher Sicht bestehen jedoch Hürden bzw. fehlen Anreize für „Peak Shaving“. So stehen bei diesen Verbrauchern bisher, mitunter aufgrund ihrer historisch gesehen geringen Jahreshöchstlast, die arbeitspreisseitigen Kosten im Vordergrund der Netzentgeltbelastung. Da Leistungsspitzen im Niederspannungsnetz allerdings mit steigender Marktdurchdringung von Prosuming-Haushalten für das Stromsystem eine immer wichtigere Rolle spielen, erscheint eine Reform hin zu mehr leistungsbezogener Netzentgeltbelastung im ersten Schritt grundsätzlich sinnvoll. Dieser Schritt könnte zusätzlich für mehr Verteilungsgerechtigkeit im regulatorischen Umfeld des Prosuming sorgen (vgl. Kapitel 5.3). Durch eine stärkere Leistungsbeziehung entstünden verstärkte wirtschaftliche Anreize zum „Peak Shaving“ auch für Haushalte mit iMSys. Aufgrund des langfristigen Zeithorizonts einer Netzentgeltre-

form könnten jedoch auch hier für eine schnellere Nutzbarmachung der Speicherflexibilität Übergangsregelungen gefunden werden, bspw. die Einführung einer zwischenzeitlichen Vergütung in EUR/kW analog zum Flexbonus im Sommer.

Darüber hinaus hätte der Einsatz von Heimspeichern zum „Peak Shaving“ im Winter im aktuellen regulatorischen Rahmen auch Auswirkungen auf den energierechtlichen Status der Speicher. Da im Winter Graustrom in Niedriglastzeiten aus dem Netz bezogen und in Hochlastzeiten ausgespeichert würde, verlöre der Speicher für das gesamte Kalenderjahr seinen Status als EE-Speicher. Das heißt, auch für eine Netzeinspeisung des Speichers von PV-Strom in den Abendstunden im Sommer würde keine EEG-Vergütung ausgezahlt werden. „Peak Shaving“ im Winter ist dadurch allerdings kompatibel mit einer am Flexbonus orientierten Fahrweise im Sommer, da hierzu sowieso der Wechsel in die sonstige Direktvermarktung zur Vermeidung von Überförderung vorgeschlagen wird. Beide Ansätze führen also zu einer stärkeren Marktintegration von PV-Heimspeichersystemen.

7 Quellen

Bailera et. al. (2020): Energy Storage. [online] <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-030-46527-8> [letzter Zugriff am 31.07.2023].

Bayrischer Rundfunk (BR) (2023): Zu viel Photovoltaik: Bayerisches Stromnetz am Limit [online] <https://www.br.de/nachrichten/bayern/zu-viel-photovoltaik-bayerisches-stromnetz-am-limit.TVGNIvY> [letzter Zugriff am 24.07.2023].

Bundesnetzagentur (2023): § 14a EnWG - Steuerbare Verbrauchseinrichtungen. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netztengelte/68_%C2%A7%2014a%20EnWG/BK8_14a%20EnWG.html [letzter Zugriff am 24.07.2023].

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2023): Monitoringbericht 2022. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [letzter Zugriff am 20.07.2023].

Energy Brainpool / Fraunhofer ISE (2022): Potentiale und Rahmenbedingungen für den Ausbau des Prosumings. [online] https://www.bdew.de/media/documents/8000_EBP-ISE_Studie_Prosuming_BDEW.pdf [letzter Zugriff am 16.06.2023].

EU Kommission (2021): EU Reference Scenario 2020 (Technology Assumptions_Energy.xlsx). [online] <https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/96c2ca82-e85e-11eb-93a8-01aa75ed71a1/language-de> [letzter Zugriff am 31.07.2023].

F-IEE / PV-Integrated (2014): PV-Integrated - Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung – Neue Verfahren für die Planung und den Betrieb von Verteilnetzen [online] https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2014/PV-Integrated_%C3%B6ffentlicher_Abschlussbericht_V2.pdf [letzter Zugriff am 05.05.2023].

Fraunhofer ISE (2021): Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem. [online] <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html> [letzter Zugriff am 31.07.2023].

Fraunhofer ISE (2022): Kurzpapier Struktur des PV-Zubaus. [online] https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2022/Kurzpapier_Strukturelle_Entwicklungen_V14.pdf [letzter Zugriff am 31.07.2023].

F-CINES (2023): Vor-Ort-Systeme als flexibler Baustein im Energiesystem. [online] https://www.cines.fraunhofer.de/content/dam/zv/cines/dokumente/CINES_Kurzstudie_Vor_Ort_Systeme_2023.pdf [letzter Zugriff am 08.06.2023].

Pebbles (2021): Ein Plattform-Konzept für eine kostenoptimierte Energiewende mit Hilfe lokaler Energiemärkte. [online] https://pebbles-projekt.de/wp-content/uploads/2021/04/pebbles_Whitepaper.pdf [letzter Zugriff am 08.06.2023].

RWTH Aachen (2022): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen für die Kalenderjahre 2023 bis 2027, Im Auftrag der TenneT TSO GmbH. [online] <https://www.netztransparenz.de/EEG/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2023-2027> [letzter Zugriff am 31.07.2023].

RWTH Aachen / ISEA (2023): Battery Charts (auf Basis des Marktstammdatenregisters). [online] <https://battery-charts.rwth-aachen.de/> [letzter Zugriff am 31.07.2023].

Tagesspiegel Background (2023): Thüringer Stromnetz verzichtet auf Solarenergie [online] <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/thueringer-stromnetz-verzichtet-auf-solarenergie> [letzter Zugriff am 24.07.2023].

Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK) (2023): "An das Verteilnetz wird zu wenig gedacht" – Interview mit dem Geschäftsführer der N-Ergie Netz. [online] <https://www.zfk.de/energie/strom/an-das-verteilnetz-wird-zu-wenig-gedacht> [letzter Zugriff am 24.07.2023].

Impressum

Autoren:

Michael Claußner

Juri Schwartz

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Oktober 2023

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.