

SAPB

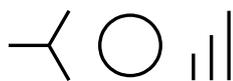
50Hertz Scientific Advisory and
Project Board – Kurzstudie

Warmer Lichtsturm

Umgang mit Erzeugungsspitzen aus PV und Wind

Ausführlicher Ergebnisbericht

b.tu Brandenburgische
Technische Universität
Cottbus - Senftenberg



 **Fraunhofer**
FIT

 **Fraunhofer**
IEG

 **Fraunhofer**
IEE

 **TU**
WIEN TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

 **TECHNISCHE**
UNIVERSITÄT
DRESDEN

 **TU**
berlin

 **TECHNISCHE**
UNIVERSITÄT
ILMENAU

 **TU Clausthal**

Inhalt

3	Impressum
4	Autorenschaft
6	Kernbotschaften
8	Executive Summary
10	Zielsetzung der Kurzstudie
12	Herangehensweise & Struktur
13	Arbeitspaket 1 – Erzeugungsüberschuss – wann wird das Problem wie groß?
31	Arbeitspaket 2 – Dynamischer Einspeisetarif – Ausgestaltung und Bewertung eines variablen Einspeisetarifs für eine Reaktion von PV-Kleinstanlagen auf negative Strompreise
43	Arbeitspaket 3 – Erhöhung der Steuerbarkeit von Kleinstanlagen
52	Arbeitspaket 4 – Neue große Lasten – wer kann kurzfristig und flexibel mehr verbrauchen?
66	Glossar
72	Quellenverzeichnis
76	Abkürzungsverzeichnis

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 – Ergebnisbericht“

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 mangelnden ökonomischen Anreizen 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.

Executive Summary

Für die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung hat die Bundesregierung sich zum Ziel gesetzt, den Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) bis 2030 auf mindestens 80% des Bruttostromverbrauchs zu steigern. Besonders der Ausbau von Photovoltaikanlagen (PV) zeigt große Erfolge: 2023 wurde ein Rekord von 15,1 GW neuer Leistung installiert. Der Nettozubau 2024 beträgt nach vorläufigen Zahlen 13,1 GW, sodass das gesetzte Ziel von 13 GW ebenfalls erreicht wurde. Einen signifikanten Beitrag zu diesem Erfolg leistet die bislang bestehende gesetzliche Grundlage (Stand Oktober 2024), nach welcher eine feste Einspeisevergütung für PV-Anlagen bis zu 100 kWp ausgezahlt wird. Diese berücksichtigt jedoch nicht die Situation auf der Nachfrageseite, wodurch ein hoher Anteil an preisunelastischer Erzeugung entsteht. Trifft Letztere auf eine geringe und unflexible Stromnachfrage, kann dies zu negativen Preisen an den Strombörsen führen.

Der „Warme Lichtsturm“ (d.h. Situationen mit PV-Einspeisespitzen, also der PV-getriebene Gegenpol zur „Kalten Dunkelflaute“) stellt eine reale und kurzfristige Herausforderung für die Systemsicherheit dar. Wenn der PV-Zubau nach Ausbaupfad im EEG weiter voranschreitet (von 13 GW/a in 2024 bis 22 GW/a in 2030) und zu erheblichen Teilen weiterhin nicht-steuerbar ist, kann die Systembilanz bereits ab dem Jahr 2025 in einzelnen Zeiträumen mit geringem Verbrauch gefährdet sein, es droht ein Systemungleichgewicht. Eile ist geboten, um systemgefährdenden PV-Einspeisespitzen entgegenzuwirken und PV-Anlagen auf negative Preissignale reagieren zu lassen. Ansonsten drohen Konsequenzen wie regional begrenzte, zeitweise Stromunterbrechungen/Stromabschaltungen und erhebliche volkswirtschaftliche Kostensteigerungen.

Die im Rahmen des 50Hertz Scientific Advisory and Project Board erstellte Kurzstudie „Warmer Lichtsturm – Umgang mit Erzeugungsspitzen aus PV und Wind“ untersucht den erwartbaren Umfang des Problems und identifiziert eine Reihe von erzeugungs- und lastseitigen Maßnahmen, um Erzeugungsspitzen, insbesondere aus PV, abfangen zu können. Es handelt sich um eine konzeptionelle Kurzstudie, die verschiedene mögliche Lösungsansätze beleuchtet. An der Kurz-

studie waren folgende Institute beteiligt: als Arbeitspaket-Leitende: Brandenburgisch Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Neon Neue Energieökonomik, Fraunhofer FIT, Fraunhofer IEG; als weitere Beitragende: Fraunhofer IEE, Technische Universität Berlin, Technische Universität Clausthal, Technische Universität Dresden, Technische Universität Ilmenau, Technische Universität Wien.

Die Kurzstudie berechnet für drei Szenarien mögliche Entwicklungen der Erzeugungsüberschüsse aus Solar- und Windkraft. Das sogenannte „Business as usual“-Szenario zeigt, dass erhebliche Erzeugungsüberschüsse in den kommenden Jahren auftreten können, auch wenn die bereits heute direkt vermarkteten PV-Erzeugungsanlagen schrittweise eine – derzeit stark eingeschränkte – steigende Reaktion auf Marktpreise vorweisen. Durch den starken Ausbau der installierten Erzeugungskapazitäten aus Wind und Solar drohen in Zukunft Erzeugungsüberschüsse von bis zu 14 GW. In diesem Szenario ist in mehreren Hundert Stunden mit Erzeugungsüberschuss zu rechnen.

Die beiden Alternativszenarien „SAPB2024“ und „Optimistic DV“ beleuchten zwei unterschiedliche zukünftige Entwicklungspfade. Das „Optimistic DV“-Szenario beschreibt eine Zukunft, in der die direktvermarkteten Anlagen bereits ab einer Leistungsklasse von 25 kWp aufwärts nahezu vollständig auf negative Preise reagieren und damit das System entlasten. In diesem Szenario treten die prognostizierten Systembilanzprobleme nicht auf. Allerdings ist – aus technischen, prozessualen, vertraglichen und wirtschaftlichen Gründen – davon auszugehen, dass kurzfristig nicht alle neuen Anlagen größer 25 kW vollumfänglich an der DV teilnehmen können.

Das „SAPB2024“-Szenario stellt eine Zukunft dar, in der aufgrund der Einführung eines dynamischen Einspeisetarifs kleine Solaranlagen (zwischen 7 und 25 kWp) auf Marktsignale reagieren. 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

1 Situationen, in denen wegen wenig Sonneneinstrahlung und Windaufkommen kaum Erzeugung durch PV- oder Windenergieanlagen stattfindet.

Day-ahead-Preis negativ ist, wird die Vergütung ausgesetzt und eine Pönale für das Einspeisen veranschlagt.

Ein dynamischer Einspeisetarif bietet damit eine klare Verbesserung gegenüber dem Status quo, indem er ökonomische Fehlanreize eines festen Einspeisetarifs korrigiert. Im Vergleich zum „Business as usual“-Szenario würden die Erzeugungsüberschüsse durch die Einführung eines dynamischen Einspeisetarifs reduziert.

Allerdings bestehen erhebliche Zweifel, ob die technischen Voraussetzungen für die Einführung eines dynamischen Einspeisetarifs, insbesondere viertelstundenscharfes Messen und Abrechnen, rechtzeitig erfüllt werden können. Zudem bleibt unklar, ob die hiermit geschaffenen Anreize kurzfristig zu der intendierten Reaktion bei Betreibern führen, sodass diese bei Negativpreisen ihre Anlagen effektiv abregeln.

Das „Optimistic DV“-Szenario und das „SAPB2024“-Szenario sollten daher nicht als Entweder-oder-Optionen betrachtet werden, sondern zeigen mit den dahinterstehenden Instrumenten zwei mögliche Lösungen der Problematik, welche kombiniert werden könnten.

Flexible Kleinanlagen wie Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeicher bieten ein erhebliches, bislang weitestgehend ungenutztes Lastpotenzial, um Erzeugungsspitzen aus Erneuerbaren Energien auszugleichen. Um dieses Potenzial zu erschließen, ist eine verstärkte digitale Integration dieser kleinen Verbraucher notwendig. Der flächendeckende Rollout von Smart Metern spielt dabei eine zentrale Rolle, um Echtzeitdaten zur Flexibilitätserbringung zu erfassen und zu kommunizieren. Aufgrund des schleppend verlaufenden Smart-Meter-Rollouts könnten übergangsweise – bei systemunkritischen Anwendungsfällen und unter Einhaltung zu definierender Sicherheitsanforderungen – niederschwellige Alternativen zur Kommunikation von Messdaten genutzt werden. Auch eine Erhöhung der gesetzlichen Pflichtausbaufälle von SMGWs kann beschleunigend wirkend.

Falls kurzfristig keine ausreichende Steuerbarkeit von PV-Kleinanlagen hergestellt werden kann, wäre eine Begrenzung der Einspeiseleistung bis zur Erfüllung der technischen Voraussetzungen denkbar. 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) preisunelastisches Überangebot lediglich zeitlich verzögert werden könnte.

Lastseitige große Flexibilitäten sind technisch, aber 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 mit vergleichsweise geringem Investitionsbedarf an, die bei Erzeugungsüberschüssen entlasten könnten. Es ist seit Langem bekannt, aber nach wie vor nicht gelöst, dass das regulatorische Umfeld nicht den erforderlichen Rahmen setzt, damit diese Flexibilitäten in praktikable, netzdienliche Geschäftsmodelle übersetzt werden könnten.

Insbesondere der Leistungspreis des Netzentgelts verhindert den wirtschaftlichen Einsatz von Flexibilitäten, die nur eine geringe Anzahl von Vollbenutzungsstunden haben, und wird als generelle methodische Hürde angesehen. Darüber hinaus verhindert der Netzentgeltrabatt für Großverbraucher mit mehr als 7.000 Vollbenutzungsstunden eine Flexibilisierung des Verbrauchs hinsichtlich eines marktpreisorientierten Verhaltens.

Batteriespeicher sind eine naheliegende Flexibilitätsoption, die bereits jetzt wirtschaftlich ist. Die zu August 2029 auslaufende für 20 Jahre garantierte Netzentgeltprivilegierung für Batteriespeicher führt allerdings zu Planungsunsicherheit, die aktuell zu einer enormen Flut von mutmaßlich spekulativen Netzanschlussanträgen von Batterien führt.

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 PV-Anlagen 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 GW², 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 Einspeisevergütung³. Tatsächlich entfallen rund 70% der neu installierten PV-Leistung auf entsprechende PV-Dachanlagen⁴. Betrachtet man den Bestand aller PV-Anlagen zum Jahresende 2023, liegt der Anteil der installierten Leistung, auf die eine feste Einspeisevergütung entfällt, bei 60%⁵. 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 es 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)⁶. 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)⁷.

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

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

3 § 21 Abs. 1 i. V. m. § 53 Abs. 1 EEG.

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

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

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

7 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.

Herangehensweise & Struktur

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. Die Professorinnen und Professoren des SAPB forschen und lehren in den Bereichen Elektrotechnik, Netzplanung, Systemführung, Energiemarkt und -systemmodellierung, Energiewirtschaft und Ressourcenökonomie, Energierecht und Digitalisierung.

Mit Blick auf die hohe Dynamik und Aufmerksamkeit, die das Studienthema derzeit hervorruft, wurde entschieden, zunächst mittels einer konzeptionellen Analyse die verschiedenen möglichen Lösungsansätze jeweils für sich zu beleuchten und auf dieser Basis einen Diskussionsbeitrag zu leisten.

Die Kurzstudie gliedert sich hierzu in vier Arbeitspakete (AP):

AP 1 „Erzeugungsüberschuss – wann wird das Problem wie groß?“ untersucht, wie viel preisunelastische Erzeugung unter Berücksichtigung dreier Szenarien in den kommenden Jahren im Stromsystem erwartet wird. Hierzu erfolgt eine Analyse der Entwicklung und Reaktivität der installierten PV-Leistung nach Größenklassen, Netzebenen und Vermarktungsformen.

AP 2 „Dynamischer Einspeisetarif – Ausgestaltung und Bewertung eines variablen Einspeisetarifs für eine Reaktion von PV-Kleinstanlagen auf negative Strompreise“ befasst sich mit der Frage, wie ein Konzept für einen dynamischen Einspeisetarif für PV-Neuanlagen unterhalb der Direktvermarktungspflicht als Alternative zu der aktuell gewährten festen Einspeisevergütung gestaltet werden kann. Neben dem potenziellen Lösungsbeitrag dieser Option werden auch Herausforderungen adressiert.

AP 3 „Erhöhung der Steuerbarkeit von Kleinstanlagen“ hat zum Ziel, digitale Lösungen und Prozesse zur Steuerbarkeit und Integration von neuen kleinen Verbrauchern (beispielsweise Wärmepumpen, Elektromobilen, Batteriespeichern), aber auch kleinen Erzeugern (wie kleinen PV-Anlagen), in das Energiesystem zu analysieren.

AP 4 „Neue große Lasten – wer kann kurzfristig und flexibel mehr verbrauchen?“ analysiert systematisch technische Lösungen und große, typischerweise zentrale Lasten, die mit niedrigem Capital Expenditure (CAPEX) kurzfristig verfügbar sein und hohe Erzeugungsspitzen abfangen könnten. Im Arbeitspaket werden außerdem marktlich-regulatorische Fragestellungen, die dem betriebswirtschaftlichen Einsatz identifizierter Kandidaten im Wege stehen, benannt und diskutiert.

Die einzelnen Arbeitspakete behandeln die jeweiligen Fragestellungen weitestgehend autark. Kernbotschaften und Handlungsempfehlungen wurden je AP entwickelt und im Kreise des Konsortiums diskutiert. Die Kurzstudie beinhaltet keine Modellierung, um die Wechselwirkungen von lastseitiger Flexibilität (AP 3 und AP 4) und PV-Einspeisespitzen zu untersuchen. Vielmehr ist es Ziel dieser Kurzstudie, die Wirkzusammenhänge und Maßnahmen konzeptuell aufzuzeigen.

Der Fokus dieser Kurzstudie liegt auf marktdienlicher – und im erweiterten Sinne systemdienlicher – Flexibilität. Netzdienliche Flexibilität, wie sie beispielsweise zur Behebung von Netzengpässen eingesetzt werden kann, ist nicht Schwerpunkt dieser Kurzstudie.

— Arbeitspaket 1

Lead

BTU Cottbus – Silvan Radke, Prof. Dr. Felix Müsgens

Beitragende

Fraunhofer IEE – Dr. Rafael Fritz
TU Wien – Prof. Dr. Bernd Klöckl

Erzeugungsüberschuss – wann wird das Problem wie groß?

Einleitung

Das folgende Kapitel umfasst die Arbeiten und Ergebnisse des Arbeitspaketes 1 „Erzeugungsüberschuss – wann wird das Problem wie groß?“ der SAPB-Studie 2024. Das Arbeitspaket wurde geleitet von Prof. Dr. Felix Müsgens (BTU). Die Arbeiten an AP 1 wurden von Prof. Dr. Müsgens (BTU), Silvan Radke (BTU) und Dr. Rafael Fritz (mit Kollegen des Fraunhofer IEE) durchgeführt und von Univ.-Prof. Bernd Klöckl (TU Wien) kritisch begleitet.

Dieses Kapitel beginnt mit einer kurzen Beschreibung der aktuellen Situation und erläutert, warum die grundsätzlich begrüßenswerte Einspeisung von Solar- und Windstrom bei fehlender Flexibilität im System zeitweise auch zum Problem werden kann („Überschüsse“). Ziel des Kapitels ist die Schätzung der Überschüsse, die sich in den nächsten Jahren einstellen. Dabei definieren wir drei Szenarien, die für klar definierte und transparent dargestellte Annahmen die jeweils resultierenden Überschüsse berechnen.

Wo stehen wir?

Im Rahmen des Ausbaus der Stromerzeugungskapazitäten aus Wind und Sonne können Erneuerbare Energien in Stunden mit viel Sonne und Wind bereits heute die Nachfrage in Deutschland vollständig decken. In naher Zukunft und immer häufiger werden sie mehr Leistung bereitstellen, als benötigt wird. Einerseits ist dies positiv, da elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen Kernbestandteil eines klimaneutralen Energiesystems ist, andererseits erweist sich der zeitweise Überschuss als zunehmend problematisch. Auch wenn erneuerbare Erzeuger variable Kosten nahe 0 Euro/MWh aufweisen, lassen sich am Spotmarkt regelmäßig negative Preise beobachten. Negative Preise treten auf, wenn die Stromerzeugung den Stromverbrauch überschreitet. Es ergibt sich ein Überschuss⁸ an Stromerzeugung. Zeiträume mit negativen Spotpreisen fallen insbesondere in Zeiten mit viel Erzeugung aus Wind und Sonne und einer niedrigen Stromnachfrage (beispielsweise an Wochenenden oder Feiertagen) an.

Ökonomisch betrachtet kann auch ein negativer Preis ein effizientes Marktereignis sein. Im Fall einer fixen Einspeisevergütung werden die Kosten der Vermarktung aber zu einem volkswirtschaftlichen Verteilungsproblem. Denn für einen großen Teil der Besitzer und Betreiber solcher erneuerbaren Anlagen fallen auch bei negativen Preisen keine Kosten der Einspeisung an, da diese unabhängig vom Wert des eingespeisten Stroms Anspruch auf die Einspeisevergütung haben. Die Kosten der Vermarktung werden bei Anlagen in der Einspeisevergütung vom EEG-Konto und damit letztlich über den Bundeshaushalt vom Steuerzahler getragen. Dadurch fehlt den Anlagen das Marktsignal, dass weitere Einspeisung nicht mehr nützlich ist. Im Extremfall kann es zu einer Situation kommen, in der auch beim an der EPEX-Strombörse minimal zulässigen Preis von -500 Euro/MWh kein Marktgleichgewicht erreicht wird und eine Rationierung der Einspeisung vorgenommen werden muss. Sollte es dann immer noch mehr Einspeisung als Nachfrage geben und diese Situation auch am Intraday-Markt nicht ausgeglichen werden können, droht ein Systemungleichgewicht.

Dieses Systemungleichgewicht, eine Überspeisung in einer Regelzone, äußert sich darin, dass die Frequenz der Synchronzone (also aller miteinander synchronisierten Regelzonen) ansteigt. Infolgedessen müssen Maßnahmen ergriffen werden, um der Überspeisung entgegenzuwirken und möglicherweise entstehende Netzüberlastungen zu vermeiden. Diese Überspeisung wird nachfolgend als Überschuss bezeichnet.

⁸ Wir sprechen von Überschüssen, wenn die angebotene Stromerzeugung im Markt die Stromnachfrage übersteigt.

Motivation

Die inzwischen regelmäßig auftretenden negativen Preise führen kurzfristig zu hohen Kosten bei der Vermarktung von Strommengen aus der festen Einspeisevergütung. Ein eindrückliches Beispiel stellt der 2. Juli 2023 dar. 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 der Erzeugung aus Solaranlagen mit fester Einspeisevergütung in dieser

Stunde ca. 10 Mio. Euro (für alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)). Am ganzen Tag beliefen sich die Kosten auf ca. 28,5 Mio. Euro. Abbildung 1.1 zeigt die Erträge aus der Vermarktung der Solarerzeugung in Blau und die Day-ahead-Preise in Grün (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2024) (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2024).

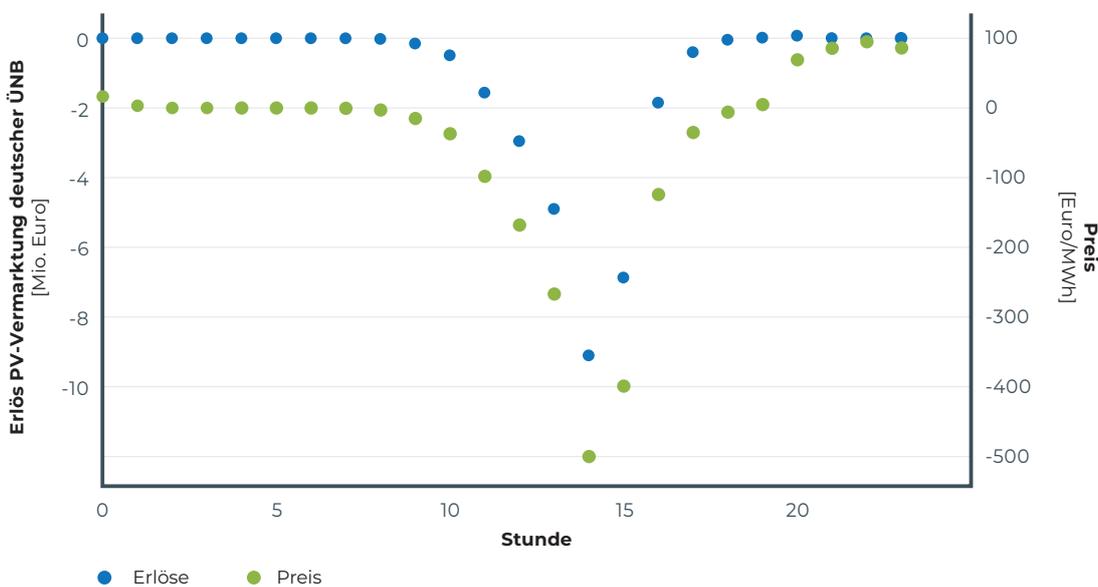


Abbildung 1.1: Erlöse der Solarvermarktung am 2. Juli 2023

Historische Betrachtung

Negative Preise sind am deutschen Strommarkt kein neues Phänomen. Abbildung 1.2 zeigt die Entwicklung der Stunden mit negativem Preis in den Jahren 2020 bis 2024 (die Daten für 2024 wurden bis Ende Oktober berücksichtigt). Dabei zeigt sich, dass sich die Anzahl der Stunden mit negativem Börsenstrompreis im Jahr 2024 deutlich erhöht hat. In den Jahren 2021 und 2022 kam es in vergleichsweise wenigen Stunden zu negativen Preisen, während es im Jahr 2020 bereits sehr viele gegeben hatte. Diese Unterschiede lassen sich historisch gut erklären. Im Jahr 2020 war die deutsche Stromnachfrage aufgrund der Covid-19-Pandemie besonders niedrig und in der Folge ergaben sich viele Stunden mit negativem Preis. Im Jahr 2022 war die Situation entgegengesetzt, durch die Gasmangellage

war Strom insgesamt besonders wertvoll. Bereits Ende Oktober traten im Jahr 2024 rund 130 Stunden mehr mit negativem Preis auf als in den Jahren zuvor.

Quantifizierung der Überschüsse

In diesem Arbeitspaket wird die zu erwartende Situation im deutschen Stromsystem in den Jahren 2025 bis 2030 unter transparenten Annahmen hergeleitet. Im Fokus der Analyse steht dabei der Einfluss der Photovoltaik auf die Erzeugungsüberschüsse, d. h. Situationen, in denen das Stromangebot die Stromnachfrage übersteigt. Hierbei unterscheiden wir zwischen potenziellen und realisierten Überschüssen. Die **potenziellen Überschüsse** (im Folgenden auch als Überschusspotenzial bezeichnet) sind die Mengen, die

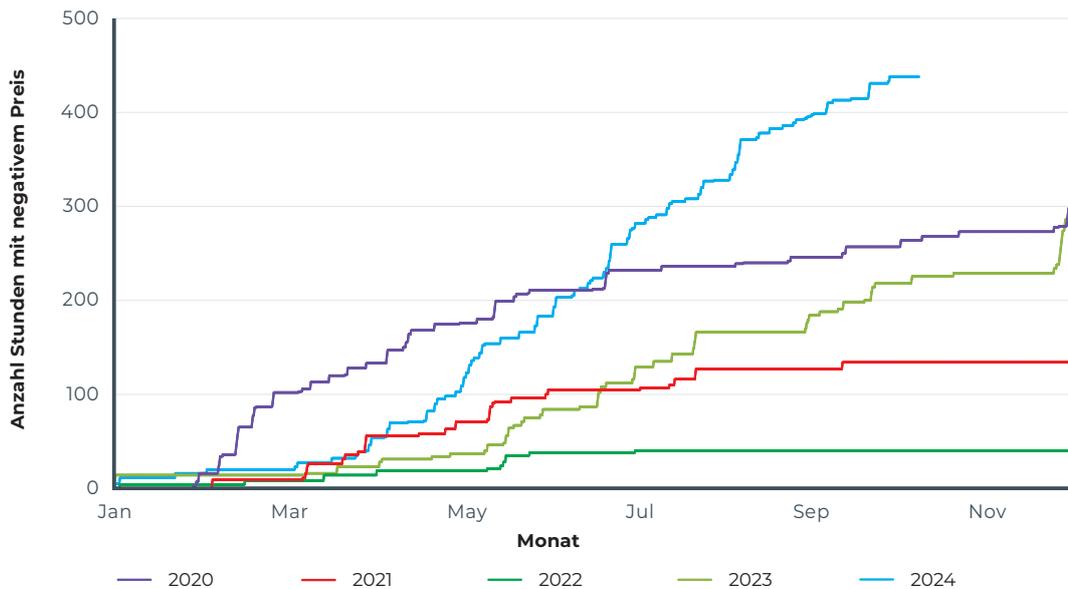


Abbildung 1.2: Anzahl der Stunden mit negativen Day-ahead-Preisen in den Jahren 2020 bis Oktober 2024

sich ergeben würden, wenn die Einspeisung von Wind und Sonne nicht gedrosselt, sondern eins zu eins dem verfügbaren Einspeisepotenzial in Abhängigkeit von Sonnenstand und Windstärke in der jeweiligen Stunde folgen würde. Die lastseitige Flexibilität aus Verbrauchern und Exporten wird dabei berücksichtigt. Der **realisierte Überschuss** beruht dagegen auf der Einspeisung, die sich nach einer Reaktion von Wind- und Solarerzeugung auf negative Preise im Day-ahead-Markt ergeben würde.⁹ Faktisch liegt der Unterschied zwischen dem potenziellen und dem realisierten Überschuss also in der Abregelung der Erneuerbaren Energien als Reaktion auf negative Preise im Day-ahead-Markt: Je höher die Reduktion der Erzeugung (sogenannte Abregelung) ausfällt, desto weniger von der potenziellen Erneuerbare-Energien-(EE-)Einspeisung wird realisiert und desto niedriger fällt dann auch der realisierte Überschuss aus.

Es ist an dieser Stelle wichtig, darauf hinzuweisen, dass sich die Analysen auf die wirtschaftliche Vermarktung im Day-ahead-Markt konzentrieren. Die Maßnahmen zum weiteren Ausgleich der realisierten Überschüsse im Echtzeitbetrieb, um eine stabile Netzfrequenz von 50 Hz zu gewährleisten, sind nicht Bestandteil dieses Gutachtens.

Im Folgenden werden die zukünftig zu erwartenden Überschüsse hergeleitet. Der Fokus der Studie liegt dabei auf der Solarerzeugung. Dies hat den Hintergrund,

dass sich ca. 60% der installierten Solaranlagenleistung in der festen Einspeisevergütung befinden und damit kein Anreiz besteht, auf negative Preise zu reagieren. Für die zukünftigen Jahre von 2025 bis 2030 werden unter transparenten Annahmen für Last, installierte Kapazitäten, Außenhandel und Flexibilitäten auf Last- und Erzeugungsseite Überschüsse hergeleitet. Auf der Lastseite sind hier Flexibilitätspotenziale aus Elektromobilität, Batteriespeichern und Wärmepumpen zu nennen. Auf der Erzeugungsseite wird die Flexibilität aus Wind- und Solaranlagen betrachtet. Die getroffenen Annahmen werden dabei zunächst mit den historischen Gegebenheiten am 2. Juli 2023 gespiegelt, da an diesem Tag bereits das zulässige Preisminimum von -500 Euro/MWh erreicht wurde. Soweit nicht anders angegeben, sind die verwendeten Daten der Vergangenheit auf der Plattform smard.de öffentlich verfügbar (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2024).

Annahmen und historischer Vergleich

Für die Abschätzung der Dauer und Größe in Zukunft zu erwartender, im Day-ahead-Markt realisierter Überschüsse werden insbesondere zwei Angaben benötigt: erstens die potenziellen Überschüsse, die vor allem von der Nachfrage, den installierten Kapazitäten und dem

⁹ Im Day-ahead-Markt kann es zu Situationen kommen, in denen das Angebot die Nachfrage übersteigt. Diese Überschüsse müssen in der Folge im Intraday-Markt, in den Regelleistungsmärkten und durch weitere Zusatzmaßnahmen der Netzbetreiber ausgeglichen werden, um im System eine konstante Frequenz von 50 Hertz zu gewährleisten.

Wetter abhängen, und zweitens die zu erwartende Reaktion auf negative Preise, d. h. in welchem Umfang EE-Anlagen bei negativen Preisen im Day-ahead-Markt abregeln und flexible Lasten wie Wärmepumpen, Elektroautos etc. ihren Verbrauch erhöhen können.

Zur Ableitung plausibler Annahmen hinsichtlich zu erwartender Reaktionen für die Zukunft beginnen wir mit einem Blick in die Vergangenheit und analysieren die Situation am 2. Juli 2023 im Detail (vgl. Tabelle 1.1).

Fundamentale Faktoren	Spezifizierung	Einheit	2023
Lastprognose	Netzbezug	GW	47,90
Must-run	Einspeisung	GW	7,18
Biomasse und Wasser	Einspeisung	GW	5,16
PV	Installierte Kapazität	GW	70,99
	Potenzial	GW	29,81
	Anteil flexibel	%	5,21
	Einspeisung	GW	28,26
Wind	Installierte Kapazität	GW	84,94
	Potenzial	GW	30,10
	Anteil flexibel	%	45,97
	Einspeisung	GW	16,26
Last Flex	Realisiert	GW	-3,02
Außenhandelsaldo	Nettoexporte	GW	10,44

Tabelle 1.1: Einspeisung in der relevanten Stunde – Beispiel 2. Juli 2023, 14 Uhr

Die Tabelle zeigt zunächst die day-ahead prognostizierte Last, die Einspeisung konventioneller Kraftwerke (es wird davon ausgegangen, dass bei einem Preis von -500 Euro/MWh nur noch die Must-run-Kapazität am Netz war) und die Einspeisung aus Biomasse und aus Wasserkraft. Danach werden die installierten Kapazitäten für Solar- und Windenergieanlagen sowie deren prognostizierte Einspeisung (Potenzial) dargestellt. Letztere entspricht der am Vortag prognostizierten, aufgrund von Wetterbedingungen maximal möglichen Produktionsmenge. Zusätzlich wird die realisierte Einspeisung dargestellt. Ein für die Analyse zentraler Parameter ist der flexible Anteil der Erzeugung, berechnet als die relative Abweichung der eingespeisten Menge zur prognostizierten Einspeisung.

$$\text{Anteil flexibel} = \frac{\text{prognostizierte Einspeisung} - \text{realisierte Einspeisung}}{\text{prognostizierte Einspeisung}}$$

Es fällt auf, dass die Reaktion der Solaranlagen nur gut 5% betrug, d. h., trotz des negativen Preises von -500 Euro/MWh entsprach die Einspeisung fast der Prognose vom Vortag.

Zuletzt wird die am 2. Juli 2023 beobachtete Lastreaktion dargestellt, berechnet als Abweichung zwischen der Lastprognose und der realisierten Last. Erwartet würde hier eine positive Reaktion der Last auf den niedrigen Day-ahead-Preis von -500 Euro/MWh, d. h., die realisierte Last sollte höher ausfallen als die Prognose. Tatsächlich beobachtet wurde in dieser Stunde jedoch eine negative Lastreaktion, die eine mangelnde Flexibilität der Nachfrageseite nahelegt, da die realisierte Last sogar niedriger war als die prognostizierte Last. Aus diesem Grund ist die realisierte Last mit einem negativen Vorzeichen versehen. Die Tabelle enthält außerdem das Außenhandelsaldo, also die Summe aus deutschen Stromexporten abzüglich der Stromimporte in der entsprechenden Stunde. Das Außenhandelsaldo ist für die Analyse von Überschüssen von großer Bedeutung, da deutsche EE-Überschüsse in der Vergangenheit oft ins Ausland exportiert werden konnten. Aufgrund von stetig fortschreitendem Ausbau der installierten Solarleistung auch außerhalb Deutschlands ist jedoch davon auszugehen, dass das Potenzial zum Export von Überschüssen im Untersuchungszeitraum rückläufig sein wird.¹⁰

Konventionelle Must-run-Leistung

Die konventionelle Must-run-Leistung beschreibt die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken, die aus verschiedenen Gründen im Day-ahead-Markt vermarktet werden muss, beispielsweise um Regelleistung bereitstellen zu können. Hier sind die Erzeugung aus Erdgas, Braun- und Steinkohle sowie den sonstigen Konventionellen zu nennen. Der Vergleich der realisierten Einspeisung aus diesen Quellen mit den Jahresdauerlinien in Abbildung 1.3 zeigt, dass die Einspeisung am 2. Juli 2023 nicht auf den niedrigsten beobachteten Stand gefallen, aber auf ein sehr niedriges Niveau gesunken ist (8.650 h ~ 99 %). Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die konventionelle Must-run-Erzeugung in Zukunft moderat rückläufig sein wird, da zunehmend Flexibilität (z. B. für Regelleistung) aus anderen Quellen bereitgestellt werden kann (siehe Anhang Tabelle A.1 am Ende dieses Kapitels).

¹⁰ Die Herleitung des angenommenen, stündlichen Außenhandelsaldos für die Zukunft wird im Abschnitt „Außenhandel“ dargestellt.

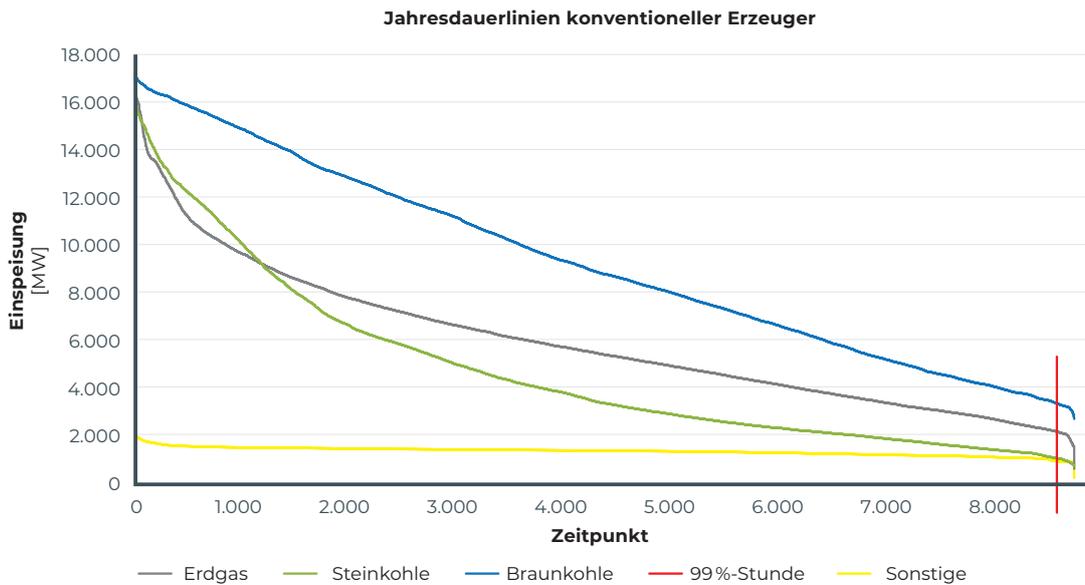


Abbildung 1.3: Jahresdauerlinien konventioneller Erzeuger im Jahr 2023

Biomasse und Wasser

Abbildung 1.4 zeigt die Einspeisung aus Biomasse (in Grün) und Wasserkraft (in Blau) sowie den Börsenpreis (in Orange) an zwei verschiedenen Tagen des Jahres 2023 – links den 2. Juli 2023 und rechts den 11. September 2023. Der erste Tag ist gekennzeichnet durch den sehr niedrigen Strompreis von -500 Euro/MWh. Der zweite Tag, der 11. September 2023, wies dagegen sehr hohe Preise auf. Wie man in der Abbildung erkennt, haben beide Technologien nicht erkennbar auf die extremen Preise reagiert.

Für die weiteren Berechnungen wird deshalb die vereinfachende Annahme getroffen, dass sich dieses Verhalten auch in Zukunft nicht nennenswert ändert. Die Einspeisung aus Biomasse und Wasserkraft wird also als unelastisch angenommen. Außerdem wird angenommen, dass sich die installierten Kapazitäten nicht signifikant ändern und damit die Einspeisung aus Biomasse und Wasserkraft im Jahr 2023 eine plausible Abschätzung für die Einspeisung aus diesen Quellen in den folgenden Jahren ist.

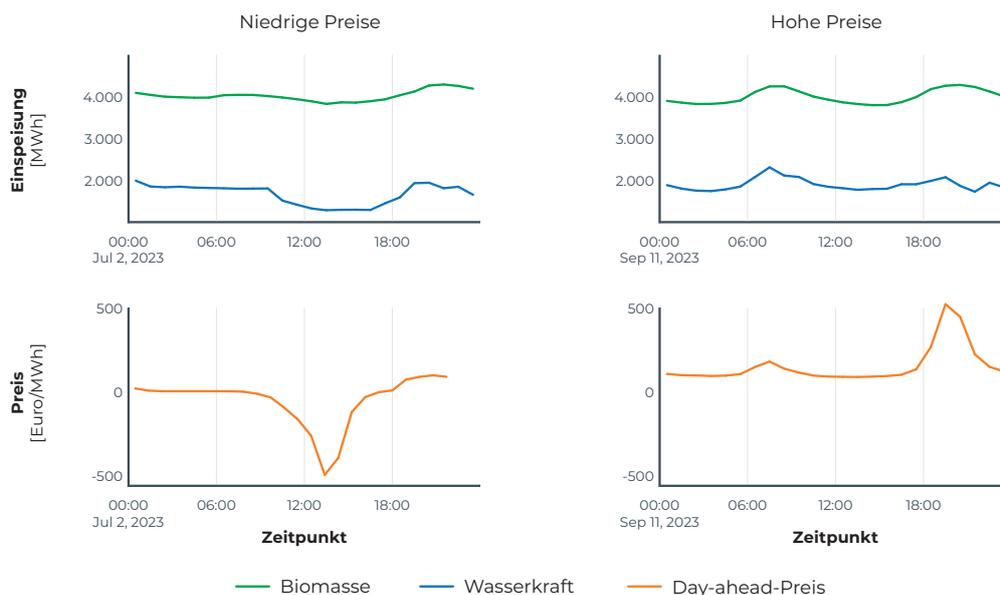


Abbildung 1.4: Verhalten der Biomasse- und Wasserkraft-Einspeiser an einem Tag mit sehr niedrigen und einem Tag mit sehr hohen Strompreisen

Wind und Solar

Annahmen zum Ausbau

Bei der Entwicklung der installierten Leistung für Wind und Solar im Zeitraum 2025 bis 2030 gehen wir davon aus, dass die installierte Leistung für Solar bis zum Jahr 2030 auf insgesamt 215 GW ansteigt. Für die Windkraft steigt die installierte Leistung bis zum Jahr 2030 auf insgesamt 137 GW. Damit folgen die Annahmen dem Ausbaupfad im EEG. Die installierte Leistung der einzelnen Jahre wird in Tabelle 1.4 dargestellt.

Wetterjahr

Die Stromerzeugung aus Solar- und Windkraft wird basierend auf dem Wetterjahr 2012 und den angenommenen installierten Leistungen in den jeweiligen Jahren berechnet (Stefan Pfenninger, 2024). Zusätzlich wird im Rahmen eines Exkurses auch das Jahr 2022 als Wetterjahr untersucht. Dieses ist nicht repräsentativ, sondern stellt ein besonders sonnenstrahlungsreiches Jahr dar (Deutscher Wetterdienst, 2022). Damit bietet es für die Problematik der Überschüsse aus Solareinspeisung relevante Erkenntnisse.

Preisreaktion

Die in Tabelle 1.1 dargestellte geringe Reaktion der Wind- und Solaranlagen auf den negativen Preis ist neben dem weiteren Zubau einer der wichtigsten Treiber für die im Day-ahead-Markt realisierten Überschüsse. So reduzierten die Windkraftanlagen ihre Einspeisung gegenüber der prognostizierten Einspeisemenge um 46%, die Solaranlagen jedoch nur um 5%. Dies ist überraschend, da für jede Megawattstunde, die am 2. Juli 2023 um 14 Uhr eingespeist wurde, 500 Euro bezahlt werden mussten – genau dies bedeutet ja ein Preis von -500 Euro/MWh. Es besteht also die Erwartung, dass alle Anlagen, die über die technische Voraussetzung zur Steuerung verfügen, auch auf diesen stark negativen Preis reagieren würden.

Aus zwei Gründen speisen EE-Anlagen jedoch weiter ein: erstens wegen bestehender Hürden in der Direktvermarktung (beispielsweise fehlender technischer Möglichkeiten zur Steuerung oder vertraglicher/prozessualer Hürden) und zweitens wegen fehlender

marktlicher Anreize zur Abregelung. Insbesondere bei EE-Anlagen, die eine feste Einspeisevergütung erhalten, fehlen finanzielle Anreize zur Abregelung, da die Kosten der Vermarktung bei negativen Preisen, zusätzlich zur Einspeisevergütung, aus dem EEG-Konto beglichen werden. Im Gegensatz dazu haben Anlagen im Marktprämienmodell deutlich stärkere Anreize, da hier negative Preise zunehmend durchgereicht werden.¹¹

Hierdurch wird auch erklärt, warum Wind und PV am 2. Juli 2023 so unterschiedlich reagiert haben: Es werden fast alle Windanlagen über das Marktprämienmodell direktvermarktet. Insofern ist die beobachtete Reaktion von 46% zwar weit größer als bei der PV, aber immer noch überraschend gering für die Windkraft.

Von den Solaranlagen werden ungefähr 40% direkt vermarktet, während die restlichen 60% die feste Einspeisevergütung erhalten. Bisher müssen Solaranlagen ab einer installierten Leistung von 100 kW direkt vermarktet werden. Diese Grenze soll bis 2027 auf 25 kW abgesenkt werden [Wachstumsinitiative der Bundesregierung, 2024].

Für Anlagen im Leistungssegment von 25 bis 100 kW und für alle Anlagen, die hinter dem Netzverknüpfungspunkt mit einer „steuerbaren Verbrauchseinrichtung“ im Sinne des § 14a EnWG verbunden sind, ist die Steuerbarkeit durch den Anschlussnetzbetreiber vorgeschrieben und diese muss spätestens mit der Installation der technischen Geräte im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes sichergestellt werden.¹² Für das Segment von mehr als 7 bis höchstens 25 kW ist eine Steuerbarkeit nach § 9 EEG bislang nur dann verpflichtend, wenn am selben Netzanschlusspunkt auch eine steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne des § 14a EnWG installiert ist. Darüber hinaus muss die Abrufung der Ist-Einspeisung auch ohne steuerbare Verbrauchseinrichtung jedenfalls spätestens mit der Installation der technischen Geräte im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes sichergestellt werden.

Dass diese geringen Reaktionen keine Einzelfälle sind, bestätigen die folgenden Abbildungen 1.5 und 1.6, die im oberen Teil jeweils die prozentuale Preisreaktion, also die relative Abweichung der Einspeisung von der

¹¹ Für Anlagen im Marktprämienmodell wurde schon 2016 eine Vergütungsaussetzung bei negativem Preis eingeführt, die jedoch zunächst nur bei sechs negativen Preisstunden in Folge griff. Diese Schwelle wurde stetig verringert. Ab dem 1. Januar 2027 erhalten Neuanlagen > 400 kW bei negativen Preisen gar keine Vergütung mehr.

¹² Die Rechtsgrundlagen finden sich im EnWG, im EEG und im MsBG. § 14a EnWG definiert den Begriff „steuerbare Verbrauchseinrichtung“, § 9 EEG definiert die für diese Einrichtungen geltenden Anforderungen und verweist auf das Messstellenbetriebsgesetz, dessen Vorgaben ebenfalls zu beachten sind.

Einspeiseprognose, zeigen und im unteren Teil den Day-ahead-Preis der jeweiligen Stunde¹³.

Für die Windkraft lässt sich eine Preisreaktion von ca. 50% beobachten und für die Solaranlagen von ca. 10%. Bei der PV ist weiterhin zu beachten, dass die maximale Reduktion der Einspeisung (ca. 10%) zeitlich vor dem Auftreten des minimalen Preises stattgefunden hat. Das könnte an der zunehmenden Verbreitung privater Batteriespeicher liegen. Diese werden üblicherweise als Erstes geladen und erst danach wird die volle Leistung ins Netz eingespeist. Bei einem Börsenpreis von -500 Euro/MWh lag die Abweichung „nur“ noch bei 5%.

Da die Reaktion der Windanlagen auf negative Preise schwächer ausgefallen ist als erwartet, wurde die Abweichung für alle Tage im Jahr 2023 analysiert, in

denen der Day-ahead-Preis in mindestens einer Stunde unter -100 Euro/MWh gefallen ist. Dabei zeigt sich, dass die Reaktion am 2. Juli 2023 bei der Windkraft schwächer war als an anderen vergleichbaren Tagen.

Die Abbildung 1.7 zeigt die relative Abweichung in Abhängigkeit vom Börsenstrompreis für Wind in Blau und für Solar in Orange. Dabei lässt sich erkennen, dass die Solaranlagen nahezu keine Reaktion auf negative Börsenpreise zeigen. Die Einspeisung aus Windkraft hingegen zeigt eine deutliche Reaktion, die die Abweichung von ca. 50% am 2. Juli 2023 als untypisch schwach erscheinen lässt.

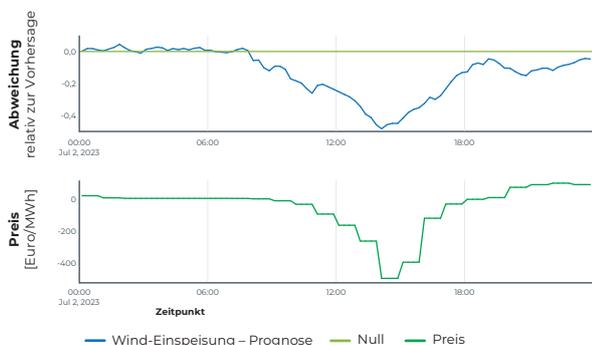


Abbildung 1.5: Abweichung der Windeinspeisung von der Prognose am 2. Juli 2023

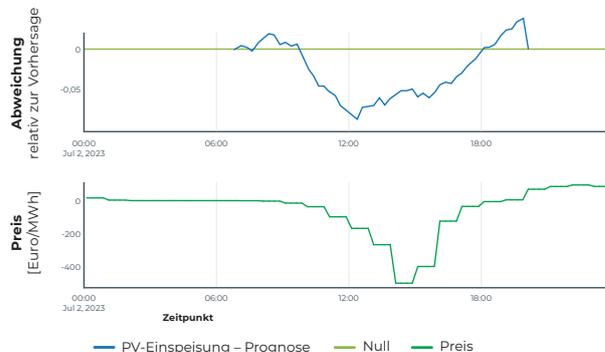


Abbildung 1.6: Abweichung der Solareinspeisung von der Prognose am 2. Juli 2023

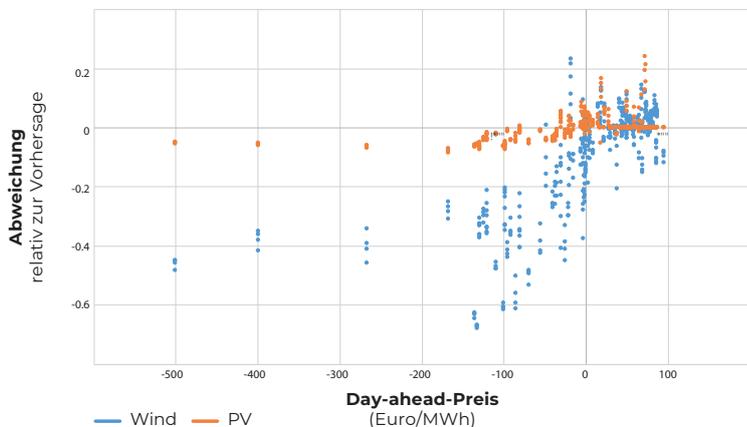


Abbildung 1.7: Relative Abweichungen der Einspeisung von der Vorhersage bei verschiedenen Preisen

13 Für die Solareinspeisung ist die relative Abweichung in den Stunden mit niedriger Einspeiseprognose nachträglich auf null gesetzt worden, um eine sehr hohe Abweichung resultierend aus kleinen Abweichungen von einer sehr viel kleineren Prognose zu vermeiden.

Bei den Solaranlagen hängt der Anteil der Anlagen, die als direktvermarktete Anlagen zumindest grundsätzlich einen hohen Anreiz zur Einspeisereduktion bei negativen Preisen haben, insbesondere von der Anlagengröße ab. Für die weiteren Berechnungen

werden die Solaranlagen deshalb in fünf verschiedene Leistungsklassen unterteilt. Diese orientieren sich an den verschiedenen regulatorischen Vorgaben abhängig von der installierten Leistung. Die Tabelle 1.2 stellt die verschiedenen Klassen dar.

Leistungsklasse	Steuerbarkeit	Direktvermarktung	Beispiel
≤ 2 kWp	Müssen nach § 9 EEG nie steuerbar sein	Keine DV-Pflicht	Balkon Solaranlage
> 2 bis ≤ 7 kWp		Keine DV-Pflicht	Kleine Dachsolaranlage
> 7 bis ≤ 25 kWp	Heute: Müssen steuerbar sein, wenn hinter dem Netzanschluss noch mindestens eine steuerbare Verbrauchseinrichtung (§ 14a EnWG) ist	Keine DV-Pflicht	Große Dachsolaranlage
> 25 bis ≤ 100 kWp	Heute: Müssen steuerbar sein, wenn hinter dem Netzanschluss noch mindestens eine steuerbare Verbrauchseinrichtung (§ 14a EnWG) ist oder eine Messstelle nach MsbG eingerichtet ist	DV-Pflicht in der Zukunft nach Wachstumsinitiative	Einzelhandel, Gewerbe
> 100 kWp	Ausstattung mit technischer Einrichtung zur Abrufung Ist-Einspeisung und Fernsteuerbarkeit (bis zum Einbau von iMSys) (§ 9 Abs. 2 Nr. 1 EEG)	DV-Pflicht heute	Industrielle Dachflächen, Freiflächen

Tabelle 1.2: Leistungsklassen der Solaranlagen

Für Solaranlagen wurde vom Fraunhofer IEE ein nach Leistungsklassen differenzierter Zubaupfad bis 2030 berechnet. Daraus ergibt sich für jede Leistungsklasse für jedes der untersuchten Jahre eine installierte Leistung.

Einschränkend ist erneut darauf hinzuweisen, dass auch Anlagen in der Direktvermarktung nicht immer einen Anreiz haben, bei negativen Preisen sofort abzuregulieren. Solange die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien über die Marktprämie auch in Stunden mit negativem Börsenpreis gefördert wird, haben die Betreiber dieser Anlagen erst dann ein finanzielles Interesse, auf diese Preise zu reagieren, wenn ihr Nettoerlös aus Markterlös und -prämie negativ wird. Allerdings ist die Förderung in keinem Fall so hoch, dass es für Akteure lohnend wäre, bei Preisen weit unter -200 Euro/MWh einzuspeisen. Zudem sinkt ab 2027 die Förderung in Stunden mit negativem Preis auf null Euro (§ 51 Abs. 1 EEG).¹⁴

Außenhandelsaldo

Das Potenzial für die zukünftigen Exporte wird vom Fraunhofer IEE berechnet. Dazu wird mit dem Strommarktmodell SCOPE¹⁵ eine Marktmodellierung durchgeführt, welche Exportzeitreihen generiert. Diese werden in aggregierter Form für alle Nachbarländer Deutschlands in der Analyse berücksichtigt.

Methodik

Definition der Szenarien

Es werden drei verschiedene Szenarien untersucht. Die drei Szenarien unterscheiden sich im Hinblick auf die angenommene Reaktion der Solaranlagen auf negative Preise. Alle anderen Annahmen (Last, Windeinspeisung, zusätzliche Last durch Flexibilitäten etc.) sind in allen drei Szenarien identisch, beinhalten keine signi-

¹⁴ Diese Regelung hat 2016 mit einer Absenkung auf null Euro bei einer Dauer von sechs aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Preisen begonnen und wurde stetig verringert (2024/25 drei aufeinander folgende Stunden, 2026 nur noch zwei aufeinanderfolgende Stunden).

¹⁵ <https://www.iee.fraunhofer.de/de/anwendungsfelder/energiewirtschaft/zukuenftiges-energiesystem/scope.html>

fikanten Änderungen des regulatorischen Umfeldes und orientieren sich an den Annahmen des Netzentwicklungsplans.

Als Referenz dient das „**Business as usual**“-Szenario (BAU). In diesem wird von einer stetigen Verbesserung der marktlichen Reaktion der Windenergieanlagen ausgegangen, welche eigentlich heute schon gegeben sein sollte. Es unterliegt die Annahme, dass die Akteure für die Thematik sensibilisiert werden und sich bei zunehmender Häufigkeit negativer Preise der Anreiz zur Reaktion durch die Betreiber, insbesondere in der Direktvermarktung, erhöht. In der Folge wird sich die marktliche Reaktionsfähigkeit der Anlagen erhöhen. Da nahezu alle Windanlagen in der Direktvermarktung (DV) sind, ist hierfür keine Änderung des regulatorischen Rahmens erforderlich. Zusätzlich zeigen die historischen Daten, dass für die Windkraft zukünftig eine ausgeprägtere Reaktion als am 2. Juli 2023 plausibel ist. Bei den Solaranlagen hingegen variiert die Annahme abhängig von der Größe der Anlagen, wobei größere Anlagen annahmegemäß stärker reagieren als kleinere Anlagen (vgl. die Übersicht in Tabelle 1.3). Die Verbesserung der Reaktion der direkt vermarkteten Solaranlagen soll vornehmlich durch die direkte Ansprache durch die Übertragungsnetzbetreiber angestoßen werden.

Im „**SAPB2024**“-Szenario fließen soweit möglich die Ergebnisse der anderen Arbeitspakete der vorliegenden SAPB-Studie ein. Hierbei ist insbesondere eine stärkere Reaktion der kleineren Solaranlagen zu nennen, welche durch die Einführung eines dynamischen Einspeisetarifs deutlicher ausfällt. In Zusammenarbeit von AP 1 (BTU und IEE) mit AP 2 (Neon Neue Energieökonomik) wurde für jede Leistungsklasse festgelegt, welcher Anteil der steuerbaren Anlagen in welchem Umfang auf Marktsignale reagiert. Das Szenario reflektiert also die Annahme, dass ein dynamischer Einspeisetarif (siehe AP 2) zu einer messbaren Flexibilisierung der kleinen Solaranlagen (Leistungen > 2 bis 25 kW) führt. Die resultierenden Annahmen zum Anteil der preissensitiven Solaranlagen werden in Tabelle 1.3 dargestellt.

Im „**Optimistic DV**“-Szenario wird eine sehr stark zunehmende „reale“ Reaktion der Solaranlagen in der Direktvermarktung angenommen, unter der Annahme der schrittweisen Absenkung der DV-Schwelle auf 25 kW für Neuanlagen, wie in der Wachstumsinitiative vorgeschlagen. Die Annahmen zur lastseitigen Flexibilität und zur Flexibilität der Solaranlagen in der festen Einspeisevergütung bleiben unverändert.

Die folgende Tabelle 1.3 stellt den Anteil der preiselastischen Solaranlagen in jedem der Szenarien dar.

	BAU	SAPB2024	Optimistic DV
Beschreibung	<ul style="list-style-type: none"> — Anlagen ≤ 25 kWp reagieren kaum — Anlagen > 25 kWp reagieren bis 2030 zunehmend 	<ul style="list-style-type: none"> — Anlagen zwischen 7 und 25 kWp reagieren deutlich — Anlagen > 25 kWp reagieren wie im „BAU“-Szenario 	<ul style="list-style-type: none"> — Anlagen ≤ 25 kWp reagieren kaum — Anlagen > 25 kWp reagieren deutlich stärker als im „BAU“-Szenario
≤ 2 kWp	reagieren nicht		
> 2 – ≤ 7 kWp	reagieren geringfügig: — 2024 0,26 % — 2030 1,00 %	reagieren stärker: — 2024 0,26 % — 2030 40,00 %	reagieren geringfügig: — 2024 0,26 % — 2030 1,00 %
> 7 – ≤ 25 kWp	reagieren geringfügig: — 2024 0,39 % — 2030 1,80 %	reagieren erheblich: — 2024 0,39 % — 2030 72,00 %	reagieren geringfügig: — 2024 0,39 % — 2030 1,80 %
> 25 – ≤ 100 kWp	reagieren stärker: — 2024 0,00 % — 2030 36,00 %	reagieren stärker: — 2024 0,00 % — 2030 36,00 %	reagieren erheblich: — 2024 0,00 % — 2030 90,00 %
> 100 kWp	reagieren erheblich: — 2024 5,00 % — 2030 76,00 %	reagieren erheblich: — 2024 5,00 % — 2030 76,00 %	reagieren erheblich: — 2024 5,00 % — 2030 95,00 %

Tabelle 1.3: Anteil der preissensitiven Solaranlagen je Klasse in den Szenarien¹⁶

¹⁶ Die prozentualen Angaben zur Steuerbarkeit der Anlagen resultieren aus der Studie des Fraunhofer IEE (Hein, Becker, Bergsträßer & Fritz, 2024).

Algorithmus zur Berechnung der Überschüsse

Für die Jahre 2025–2030 werden nach Jahren getrennt jeweils Überschusspotenziale berechnet. Die Analysen beginnen mit den stündlichen Zeitreihen des jeweiligen Jahres in chronologischer Sortierung. Für die Berechnung der zukünftigen Überschüsse wird die angenommene Nachfrage schrittweise durch die Einspeisung aus verschiedenen Quellen gedeckt, indem die jeweilige Erzeugung von der Last abgezogen wird. Zunächst werden von der Last die preisunelastischen Einspeiser, also die Must-run-Leistung und die Einspeisung aus Biomasse und Wasserkraft, abgezogen. Im nächsten Schritt werden die Solaranlagen und danach die Windkraft berücksichtigt. Hierbei wird wie im obigen Abschnitt „Quantifizierung der Überschüsse“ bereits eingeführt zwischen der potenziellen Einspeisung und der realisierten Einspeisung unterschieden. Die potenzielle Einspeisung dieser Technologien berechnet sich aus der installierten Leistung (Stefan Pfenninger, 2024), (Pfenninger & Staffell, 2016), (Staffell & Pfenninger, 2016) und der Verfügbarkeit der Technologie in jeder Stunde. Wie beschrieben sind Wind- und Solaranlagen, abhängig von ihrer Größe, flexibel und können ihre Einspeisung reduzieren. Dies wird in der Berechnung über einen flexiblen Anteil am Potenzial dargestellt. Die nach Nutzung dieser Flexibilität verbleibende Einspeisung wird als im Day-ahead-Markt realisierte Einspeisung bezeichnet. Nach den Erzeugungstechnologien wird auch die lastseitige Flexibilität als nachfrageerhöhende Maßnahmen berücksichtigt. Als Letztes wird das Außenhandels saldo (Nettoexporte) berücksichtigt.

Die Betrachtung ganzer Jahre in stündlicher Auflösung hat zwei Vorteile: erstens können die Überschüsse eines Jahres als Summe der stündlichen Überschüsse berechnet werden. So ergibt sich eine jährliche Überschussenergiemenge, die in TWh dargestellt wird. Zweitens können die Ergebnisse belastbarer gegen Schwankungen in den Annahmen gemacht werden, indem nicht die schlechteste Stunde eines Jahres dargestellt wird, sondern die „95%-schlechteste“ Stunde. Zur Herleitung stündlicher Überschüsse, d. h. der Überschüsse in einer Stunde mit hohen Überschüssen, wird dabei nicht der höchste über die 8.760 Stunden des Jahres beobachtete Überschuss ausgewiesen, sondern der Überschuss, der in 95 % der Stunden nicht überschritten wird.¹⁷ Insofern sind die für Einzelstunden ausgewiesenen Ergebnisse im Folgenden konservativ berechnet – in 5 % der Stunden eines Jahres würden sich unter den gewählten Annahmen sogar höhere

Überschüsse ergeben.¹⁸ Die so identifizierte Stunde wird im Folgenden als „95 %-Stunde“ bezeichnet. Abbildung 1.8 veranschaulicht das hier beschriebene Vorgehen als Jahresdauerlinie. Außerdem stellt Abbildung 1.9 die Methodik für die einzelne „95 %-Stunde“ im „BAU“-Szenario dar.

Retrospektive Analyse für das Jahr 2023

Zur Validierung der Methodik wird die Berechnung für das Jahr 2023 durchgeführt. Dabei werden die installierten Kapazitäten an Solaranlagen entsprechend den Angaben im Marktstammdatenregister (MaStR) der BNetzA angenommen. Für das Jahr 2023 werden mit vorliegender Methodik 479 Stunden mit negativer Residuallast berechnet. In solchen Stunden ergibt sich dann durch das Überangebot ein negativer Preis an der Strombörse. Damit können die berechneten Überschussstunden mit den Stunden des Jahres 2023 verglichen werden, in denen es einen negativen Börsenpreis gab. Das waren im Jahr 2023 insgesamt 301 Stunden (3,4 % der Stunden des Jahres). Unsere Methodik hat 479 Stunden berechnet (5,5 % der Stunden). Das entspricht einer Überschätzung um ca. 2 Prozentpunkte. Diese Überschätzung lässt sich in den Annahmen begründen: zum einen die jährliche Auflösung, wodurch die installierte Kapazität der Solaranlagen potenziell überschätzt wird; zum anderen die Systemperspektive. Durch die Annahme der „Kupferplatte“ (Vorgabe der Studie) werden keinerlei Netzengpässe berücksichtigt. Damit gibt es in unserer Methodik auch keinen Redispatch, der besonders auf die Erzeugung aus Windkraft einen signifikanten Einfluss hat. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass das verwendete Wetterjahr einen Einfluss auf die Ergebnisse der Berechnung hat. Für die Studie wurde das Jahr 2012 als repräsentatives Wetterjahr herangezogen. Bei der Verwendung eines anderen Wetterjahres ist mit einer Änderung der Ergebnisse zu rechnen.

In Summe zeigt die Validierung, dass die Methodik im Rahmen der Möglichkeiten der Studie eine plausible Abschätzung der Erzeugungsüberschüsse erlaubt.

¹⁷ Auf die 8.760 Stunden des Jahres bezogen ist die hierfür relevante Stunde die 8.322. Stunde ($8.760 \cdot 0,95$).

¹⁸ Ein solches Vorgehen ist z. B. in der Finanzwirtschaft (Value-at-Risk-Analysen) und Statistik (95%-Konfidenzintervall) etabliert.

Ergebnisse

Dieser Abschnitt beschreibt die Ergebnisse der Berechnungen. Zunächst werden die Dauerlinien¹⁹ für das Jahr 2030 betrachtet. Danach folgt die Analyse der relevanten Stunde im Jahr 2030, dann die Entwicklung im Zeitverlauf. Zuletzt findet sich im Exkurs die Betrachtung des Wetterjahres 2022.

Detaillierte Analyse 2030

Die Abbildung 1.8 zeigt die berechneten Dauerlinien für das „BAU“-Szenario und das Wetterjahr 2012. In Hellgrün ist die Last dargestellt und in Hellblau darunter die resultierende Residuallast²⁰ nach Abzug der dargebotsabhängigen Einspeisung aus Wasserkraft, Biomasse und Must-run. Die darunterliegende Dauerlinie in Rot ergibt sich, wenn zusätzlich auch die Solareinspeisung abgezogen wurde, analog die darunter liegende violette Dauerlinie (zusätzlich Abzug der Windeinspeisung).²¹

Die Abbildung zeigt einen starken Abfall der Residuallast nach Abzug der Solareinspeisung bei 6.000

Stunden und dass die Residuallast, nachdem zusätzlich die Einspeisung aus Windkraft abgezogen wurde, bei ungefähr 4.000 Stunden auf null fällt. Die violette Dauerlinie wird allerdings in weiten Abschnitten durch die folgenden Dauerlinien verdeckt. Es folgen die Berücksichtigung der kleinen und großen flexiblen Lasten und der Exporte. Diese Dauerlinien liegen alle übereinander und über der Dauerlinie nach Abzug der Windkraft. Erst in dem Bereich ab ungefähr 7.000 Stunden lassen sich die Dauerlinien der flexiblen Lasten unterscheiden. Ab diesem Bereich ergibt sich aus der Erzeugung eine negative Residuallast. Diese wird durch die verschiedenen lastseitigen Flexibilitäten bis ungefähr 8.000 Stunden ausgeglichen. Daraus ergeben sich für das Jahr 2030 unter den Annahmen des „BAU“-Szenarios ungefähr 690 Stunden mit einem Erzeugungsüberschuss. Die Höhe dieser berechneten Überschüsse von ungefähr 10GW beruht zu einem erheblichen Teil auf den Annahmen des „BAU“-Szenarios, dass sich die Preissensitivität der direkt vermarkteten Solaranlagen im Zeitverlauf verbessert. Sollte dies nicht erfolgen, muss mit größeren Überschüssen gerechnet werden.

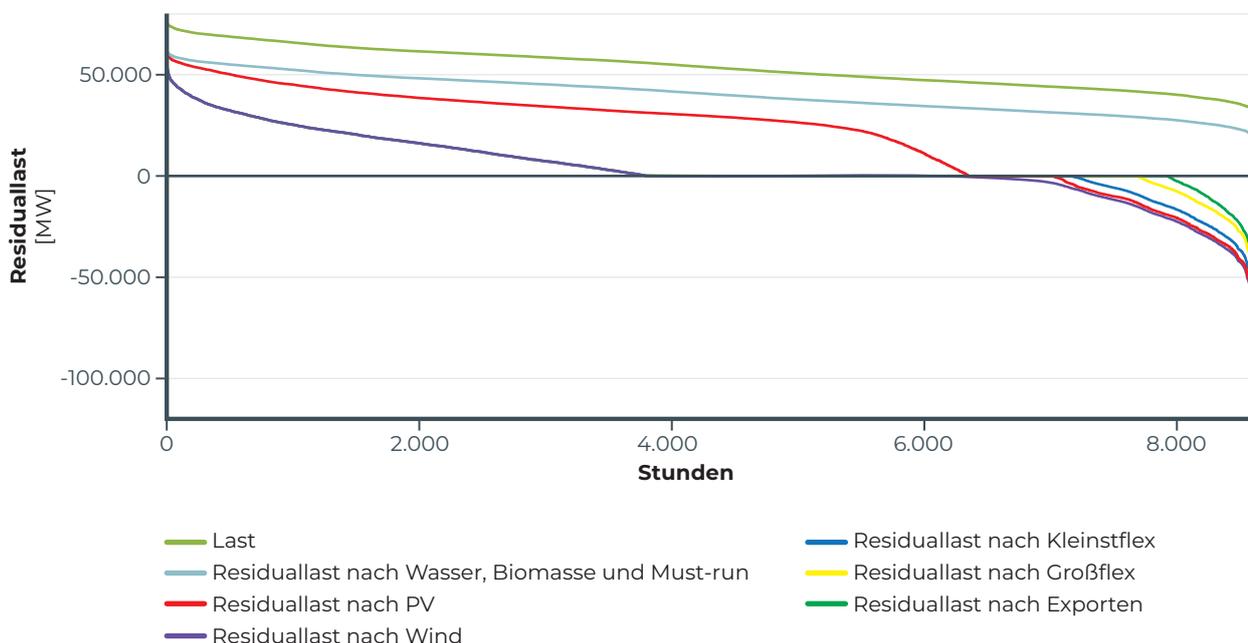


Abbildung 1.8: Dauerlinien verschiedener Residuallasten für das „BAU“-Szenario für das Jahr 2030

- 19 Eine Dauerlinie ist in diesem Fall eine jährliche Zeitreihe in stündlicher Auflösung, die nicht chronologisch, sondern vom höchsten Wert (links in der Abbildung) bis zum niedrigsten Wert (rechts) sortiert ist.
- 20 Die Residuallast bezeichnet die Last nach Abzug von unterschiedlichen Arten nicht disponibler Erzeugung (üblicherweise Erneuerbare Energien wie z.B. Windkraft, Solaranlagen, Biomasse oder auch Laufwasser). Wir verwenden den Begriff in diesem Gutachten für alle Zeitreihen, bei denen mindestens eine Erzeugungsganglinie abgezogen wurde.
- 21 Zum besseren Verständnis ist darauf hinzuweisen, dass jeweils zunächst mit den chronologischen Daten die Differenzen gebildet werden und die Sortierung der jeweiligen Residuallastdauerlinie erst im letzten Schritt erfolgt.

Analyse der relevanten Stunde

Als Vergleich mit dem historischen Extremfall am 2. Juli 2023 (vgl. Diskussion im Abschnitt „Motivation“) wird basierend auf den Dauerlinien die „95%-Stunde“²² betrachtet. Die folgende Abbildung 1.9 zeigt die „95%-Stunde“ im Jahr 2030 für das „Business-as-usual“ Szenario dargestellt als Wasserfall, der auch noch mal den Unterschied zwischen Überschusspotenzial und realisiertem Überschuss visuell verdeutlicht.

Das Diagramm beginnt links mit der potenziellen Erzeugung aus verschiedenen Technologien. Im zweiten Balken werden die prognostizierte sowie die zusätzlich aktivierte Last durch kleine und große Anlagen abgetragen sowie der Außenhandel. In der betrachteten Stunde besteht keine Möglichkeit eines Stromexports, weswegen der Wert bei null liegt. Das sich ergebende Delta entspricht dem Überschusspotenzial. Im Weiteren wird die Reduktion der Erzeugung durch PV und Wind dank des jeweils flexiblen Anteils an Erzeugung beider Technologien abgetragen. Es ergibt sich der realisierte Überschuss von 7,14 GW.

Die folgende Tabelle 1.4 zeigt die relevante „95%-Stunde“ in den betrachteten Jahren 2025 bis 2030, im „BAU“-Szenario für das Wetterjahr 2012 im Detail. Die Identifikation der „95%-Stunde“ (vgl. zur Definition dieser Stunde die Ausführungen im Abschnitt „Methodik“) erfolgt dabei

auf Basis der realisierten Überschüsse, d. h. der nach Nutzung von Flexibilität verbleibenden Überschüsse. Eine Tabelle, die einen Überblick über die Ergebnisse aller untersuchten Szenarien gibt, befindet sich in Anhang Tabelle A.2 am Ende dieses Kapitels. Weitere Tabellen mit allen Szenarien („BAU“, „SAPB2024“ und „Optimistic DV“) sowie für beide Wetterjahre (2012 und 2022) finden sich im digitalen Anhang.²³

Tabelle 1.4 ist dabei folgendermaßen aufgebaut: Die Spalten entsprechen den jeweiligen Jahren (von 2025 bis 2030). Die Zeilen beginnen mit der Darstellung der Last in der jeweils gewählten Stunde des Jahres, gefolgt von der Must-run-Einspeisung und der Einspeisung von Biomasse und Wasser. Danach wird die Einspeisung der Solaranlagen dargestellt, jeweils unterschieden nach Größenklassen. Innerhalb jeder Größenklasse wird zunächst die installierte Kapazität dargestellt, dann die in der „95%-Stunde“ aufgrund des Wetters potenziell mögliche maximale Einspeisung („Potenzial“), gefolgt vom Anteil der flexiblen Erzeugung, also dem Teil der potenziellen Erzeugung, der infolge von negativen Strompreisen die Einspeisung reduziert, und dann die verbleibende, d. h. im Day-ahead-Markt voraussichtlich realisierte Einspeisung der Solaranlagen. Die Angaben zur in den nächsten Zeilen folgenden Windkraft sind analog zum Solarstrom aufgebaut. Beim

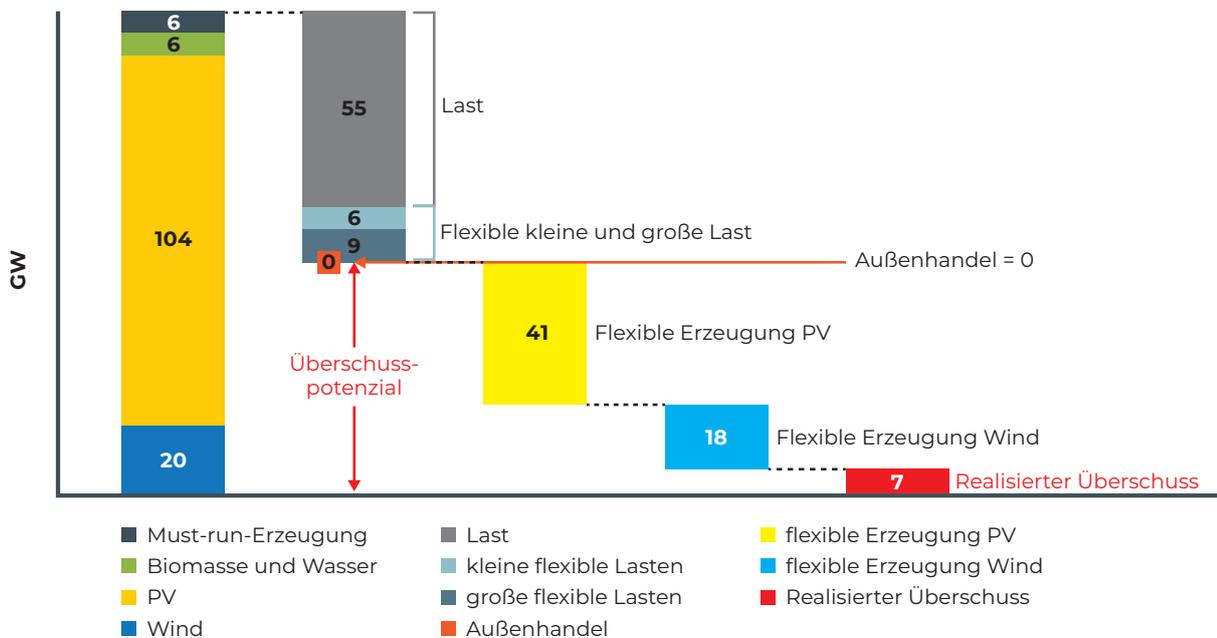


Abbildung 1.9: „95%-Stunde“ im Jahr 2030 für das „BAU“-Szenario

²² Das entspricht der 8.322. Stunde des Jahres.

²³ Digital verfügbar unter <https://www.50hertz.com/de/Unternehmen/Partnerschaften/ScientificAdvisoryProjectBoardSAPB/Warmer-Lichtsturm>.

Fundamentale Faktoren	Spezifizierung	Einheit	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Last	Netzbezug	GW	46,07	55,11	60,44	51,72	58,60	55,24
Must-run	Einspeisung	GW	6,88	6,74	6,60	6,46	6,32	6,18
Biomasse und Wasser	Einspeisung	GW	6,20	6,02	5,90	5,95	5,70	6,19
Solar ≤ 2 kWp	Installierte Kapazität	GW	0,98	1,48	1,98	2,48	2,99	3,49
	Potenzial	GW	0,47	0,74	1,27	1,29	1,49	1,69
	Anteil flexibel	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Einspeisung	GW	0,47	0,74	1,27	1,29	1,49	1,69
Solar > 2 ≤ 7 kWp	Installierte Kapazität	GW	6,79	8,02	9,26	10,49	11,72	12,96
	Potenzial	GW	3,22	4,00	5,91	5,45	5,84	6,27
	Anteil flexibel	%	0,46	0,60	0,70	0,78	0,85	1,00
	Einspeisung	GW	3,22	4,00	5,91	5,45	5,84	6,27
Solar > 7 ≤ 25 kW	Installierte Kapazität	GW	35,21	43,94	52,68	61,41	70,14	78,87
	Potenzial	GW	16,73	21,93	33,66	31,93	34,93	38,17
	Anteil flexibel	%	0,65	0,80	0,90	0,98	1,04	1,80
	Einspeisung	GW	16,73	21,93	33,66	31,93	34,93	37,49
Solar > 25 ≤ 100 kW	Installierte Kapazität	GW	14,70	16,11	17,53	18,94	20,36	21,78
	Potenzial	GW	6,98	8,04	11,20	9,85	10,14	10,54
	Anteil flexibel	%	3,00	8,00	15,00	24,00	31,50	36,00
	Einspeisung	GW	6,98	8,04	9,52	7,49	6,95	6,75
Solar > 100 kW	Installierte Kapazität	GW	54,80	63,59	72,37	81,16	89,95	98,74
	Potenzial	GW	26,03	31,73	46,25	42,20	44,80	47,79
	Anteil flexibel	%	12,00	21,00	32,00	54,00	63,00	76,00
	Einspeisung	GW	22,90	25,07	31,45	19,41	16,57	11,47
Wind	Installierte Kapazität	GW	80,94	92,25	104,71	112,38	129,00	137,00
	Potenzial	GW	11,16	15,48	3,69	21,22	42,37	19,66
	Anteil flexibel	%	70,00	90,77	91,79	92,61	93,30	93,87
	Einspeisung	GW	3,35	1,43	0,30	1,57	2,84	1,20
Flex_klein	Potenzial	GW	0,32	0,84	1,57	2,50	3,66	5,92
	Realisierte Last Flex	GW	0,32	0,84	1,57	2,50	3,66	5,92
Flex_groß	Potenzial	GW	2,08	3,04	4,14	5,41	6,84	8,93
	Realisierte Last Flex	GW	2,08	3,04	4,14	5,41	6,84	8,93
Außenhandel	Potenzial	GW	9,04	4,76	14,39	9,10	0,20	0,00
	Realisiert	GW	9,04	4,76	14,39	9,10	0,20	0,00
Überschuss	Potenzial (95 %-Stunde)	GW	20,14	30,93	33,93	55,63	82,28	66,39
	Realisiert (95 %-Stunde)	GW	9,21	10,21	14,07	10,82	11,33	7,14
	Energie (Jahressumme)	TWh	9,72	10,66	13,93	11,41	11,80	8,75

Tabelle 1.4: Einspeisung und Last in der 95 %-Stunde im „BAU“-Szenario in den untersuchten Jahren

Wind wird jedoch nicht nach den Größenklassen der Anlagen differenziert, da die Windkraft stärker auf Preissignale reagiert als die Solaranlagen.

In den nächsten Zeilen der Tabelle wird die lastseitige Flexibilität, also eine Lasterhöhung als Reaktion auf negative Preise, dargestellt. Hierbei wird das Potenzial zur Reaktion dargestellt und die in der „95%-Stunde“ tatsächlich in Anspruch genommene Reaktion (realisierte Last Flexibilität) dargestellt. Unterschieden wird die Flexibilität von kleinen und großen Anlagen (vgl. auch die Beschreibung der Annahmen im Kapitel Annahmen). Der folgende Außenhandelssaldo ist erneut analog aufgebaut, wobei eine positive Zahl den Nettoexport von Deutschland in die Nachbarstaaten darstellt.

Danach („Überschuss“) finden sich die aus diesen Annahmen resultierenden Ergebnisse der Studie. Zunächst das Überschusspotenzial für die „95%-Stunde“, also der Überschuss, der sich ergeben würde, wenn die Solar- und Windanlagen die Einspeisung nicht reduzieren würden. Dann folgt die realisierte Überschussleistung, die im Day-ahead-Markt in der jeweiligen Stunde realisiert würde, wenn das im Szenario angenommene Flexibilitätspotenzial ausgeschöpft würde. Auch hier ist die Leistung angegeben, die in der „95%-Stunde“ realisiert würde. Die im Day-ahead-

Markt realisierte Überschussleistung ist ein Kernergebnis der Arbeit, die in folgenden Abbildungen noch vertiefend dargestellt wird. Der berechnete Erzeugungüberschuss in der nächsten Zeile enthält die summierte Energiemenge aller Stunden des jeweiligen Jahres, die Überschüsse aufweisen. Dargestellt wird also das Integral über die Zeit für Einspeiseüberschüsse des jeweiligen Jahres.

Entwicklung im Zeitverlauf

Der folgende Abschnitt stellt die Entwicklung der berechneten Überschüsse und der Anzahl an Stunden mit Überschuss dar.

Die folgende Abbildung 1.10 zeigt die berechnete Überschussleistung, also die Überschüsse, die im Day-ahead-Markt realisiert würden, in allen drei Szenarien. Sowohl das „SAPB2024“-Szenario als auch das „Optimistic DV“-Szenario zeigen, dass stärkere Reaktionen der Erzeugungsseite einen großen Einfluss auf die Entwicklung der Überschüsse haben. Es zeigt sich insbesondere, dass die Reaktionsfähigkeit der Solaranlagen in der Direktvermarktung einen stärkeren Hebel bietet. Zusätzlich sind hier weniger Akteure betroffen als bei den kleinen Anlagen.

Berechneter Überschuss

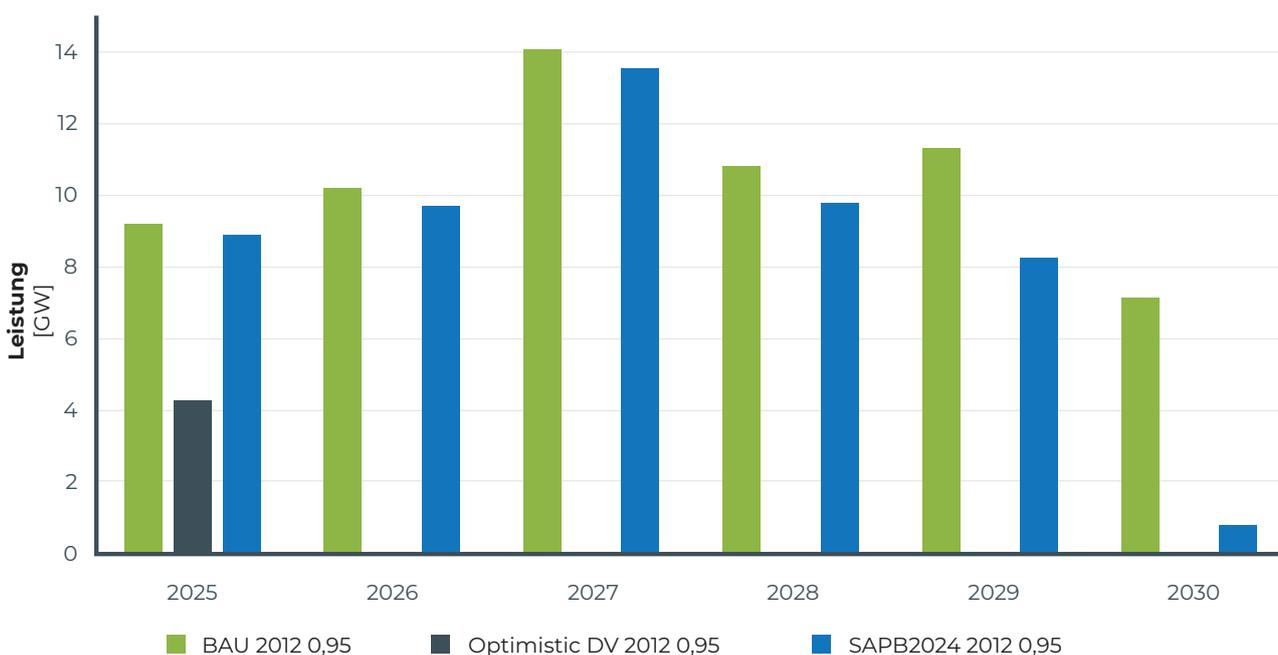


Abbildung 1.10: Überschüsse in allen betrachteten Szenarien für das Wetterjahr 2012 im 95%-Quantil

Die folgende Abbildung 1.11 fasst die Kernergebnisse aus Tabelle 1.4 noch einmal zusammen: den potenziellen Überschuss (d.h. die Überschüsse bei unflexibler Einspeisung von Solar und Wind, graue Balken) und die realisierten Überschüsse (grüne Balken) im „BAU“-

Szenario in der „95%-Stunde“. Unter den Annahmen des „BAU“-Szenarios reicht die im System vorhandene Flexibilität auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite also nicht aus, um Überschüsse im Day-ahead-Markt komplett zu vermeiden.

Vergleich berechnete Überschüsse und potenzielle Überschüsse BAU_2012_0,95

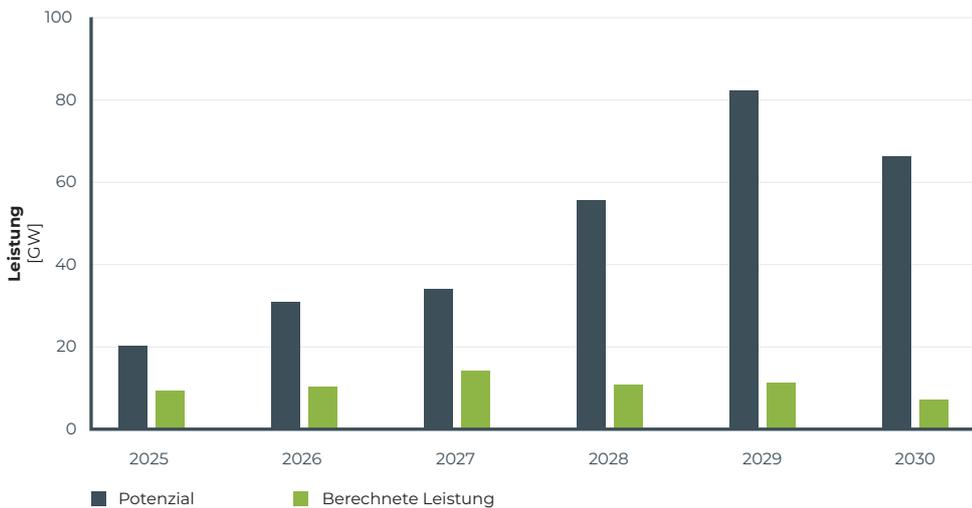


Abbildung 1.11: Vergleich der berechneten realisierten Überschüsse und potenziellen Überschüsse im „BAU“-Szenario für das Wetterjahr 2012

Die beiden folgenden Abbildungen 1.12 und 1.13 stellen die Entwicklung der Stunden mit Überschuss im Verlauf der betrachteten Jahre im „BAU“- und im „Optimistic DV“-Szenario dar. Es lässt sich der große Einfluss einer stärkeren Reaktion der Solarerzeugung erkennen. Im „BAU“-Szenario steigt die Anzahl der Stunden mit Überschuss im Jahr 2027 auf fast 1.000 Stunden, während es im „Optimistic DV“-Szenario

stetig weniger Stunden mit Überschuss werden. Zudem sieht man, dass der größte Teil der Stunden mit Überschuss im Zeitraum Mai bis September anfällt.

Die Tabelle A.2 im Anhang am Ende dieses Kapitels zeigt die berechneten Überschüsse und die berechneten Überschussenergien für alle untersuchten Jahre, Szenarien und Wetterjahre.

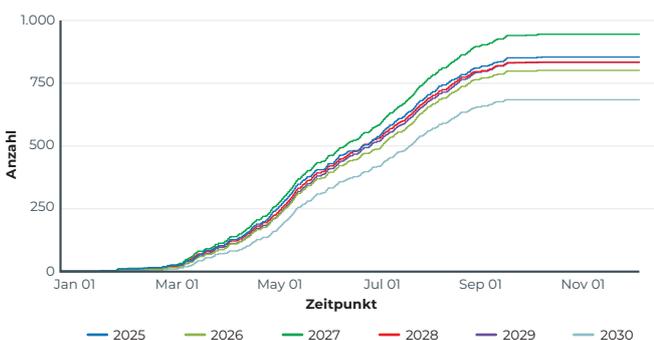


Abbildung 1.12: Anzahl der Stunden mit Überschuss im „BAU“-Szenario

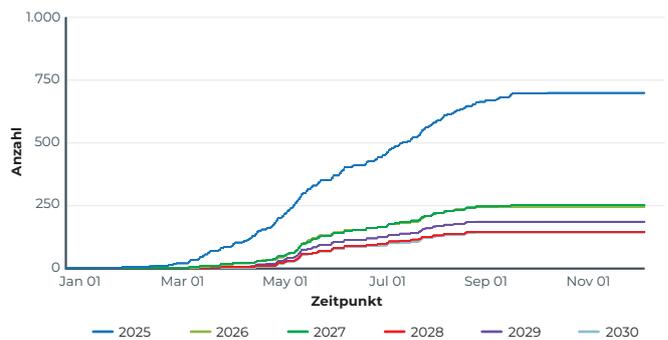


Abbildung 1.13: Anzahl der Stunden mit Überschuss im „Optimistic DV“-Szenario

Exkurs Wetterjahr 2022

Das Wetterjahr 2022 ist für die Stromerzeugung aus Wind und Solar in Deutschland und Europa nicht repräsentativ, sondern stellt ein Beispiel für ein Jahr mit besonders hoher Solareinstrahlung dar (Deutscher Wetterdienst, 2022). Da die Studie mögliche Entwicklungen der Überschüsse besonders aus Solarein-

speisung beschreiben soll, wird das Wetterjahr 2022 mit untersucht. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der berechneten Überschüsse für das „BAU“-Szenario mit den beiden Wetterjahren 2012 und 2022. Es ist zu erkennen, dass die größere Einspeisung aufgrund der höheren Solarstrahlung das Problem signifikant verschärft.

Berechneter Überschuss

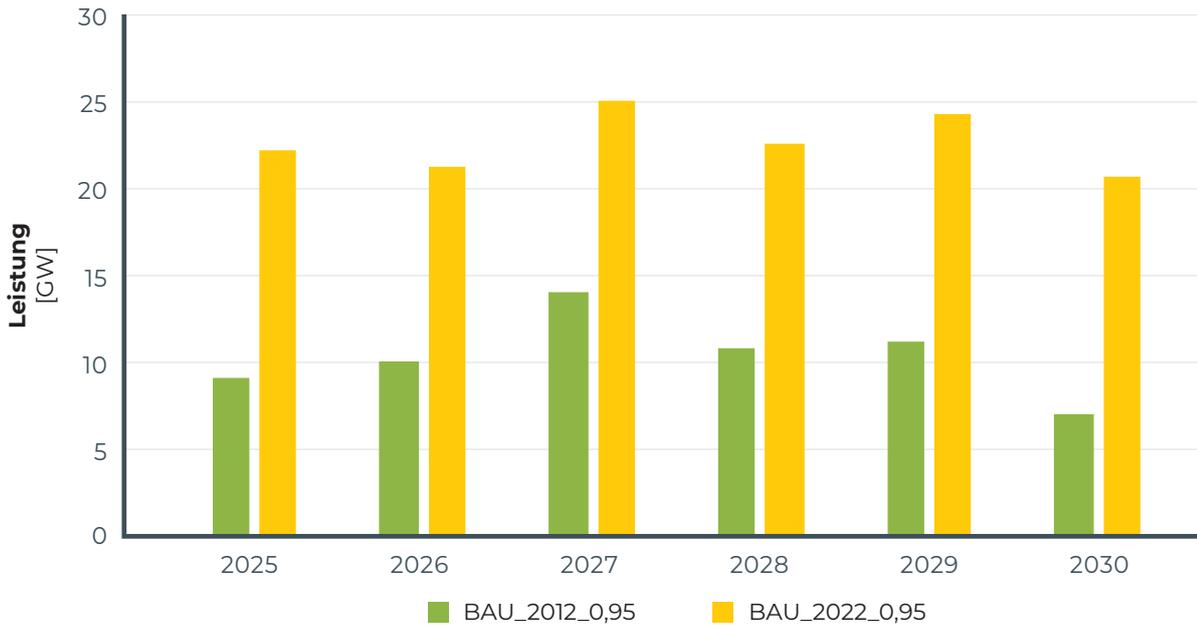


Abbildung 1.14: Überschüsse im „BAU“-Szenario in beiden betrachteten Wetterjahren

Summary

Das Arbeitspaket 1 „Erzeugungsüberschuss – wann wird das Problem wie groß?“ der SAPB-Studie 2024 berechnet basierend auf den beschriebenen Annahmen mögliche Entwicklungen der Erzeugungsüberschüsse aus Solar- und Windkraft. Das „BAU“-Szenario zeigt, dass in den kommenden Jahren Erzeugungsüberschüsse zu erwarten sind. Durch den starken Ausbau der installierten Erzeugungskapazitäten aus Wind und Solar drohen in Zukunft in einzelnen Stunden Erzeugungsüberschüsse von bis 14 GW. Zudem steigt die Anzahl der Stunden mit Erzeugungsüberschuss auf mehrere Hundert pro Jahr, wenn keine weiteren Maßnahmen ergriffen werden. Diese Ergebnisse zeigen, dass hier dringender Handlungsbedarf besteht.

Die beiden Alternativszenarien „SAPB2024“ und „Optimistic DV“ zeigen mögliche Lösungen zur Eindämmung dieser Problematik auf.

Das „Optimistic DV“-Szenario beschreibt eine Zukunft, in der die direkt vermarkteten Anlagen bereits ab einer Leistungsklasse von 25 kW aufwärts nahezu vollständig auf negative Preise reagieren und damit das System entlasten. Demgegenüber stellt das „SAPB2024“-Szenario eine Zukunft dar, in der zusätzlich zu den großen Anlagen im „BAU“-Szenario auch kleine Solaranlagen (< 25 kW) auf Marktsignale reagieren. Diese beiden Szenarien sind dabei nicht als Entweder-oder-Optionen zu betrachten, sondern zeigen zwei mögliche Lösungen der Problematik, welche kombiniert werden sollten. Im Idealfall sollten alle Erzeuger und auch viele Verbraucher flexibel auf die Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen reagieren.

Anhang

Jahr	Must-run-Leistung
2023	7.161,25
2024	7.020,89
2025	6.880,53
2026	6.740,17
2027	6.599,81
2028	6.459,45
2029	6.318,37
2030	6.176,58

Tabelle A.1: Entwicklung der konventionellen Must-run-Leistung in MW

Szenario	Wert	Einheit	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BAU_2012_0,95	Potenzial	GW	20,14	30,93	33,93	55,63	82,28	66,39
	Berechnete Leistung	GW	9,21	10,21	14,07	10,82	11,33	7,14
	Berechnete Energie	TWh	9,72	10,66	13,93	11,41	11,80	8,75
Optimistic-DV_2012_0,95	Potenzial	GW	23,06	41,08	36,68	84,06	101,71	92,75
	Berechnete Leistung	GW	4,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Berechnete Energie	TWh	5,71	1,43	1,35	0,75	1,11	0,85
SAPB2024_2012_0,95	Potenzial	GW	36,73	29,43	50,32	80,40	50,19	81,43
	Berechnete Leistung	GW	8,91	9,69	13,54	9,80	8,27	0,81
	Berechnete Energie	TWh	9,44	10,19	12,87	9,34	7,78	2,40
BAU_2022_0,95	Potenzial	GW	51,05	46,29	59,46	101,82	110,42	164,81
	Berechnete Leistung	GW	22,40	21,28	25,26	22,78	24,44	20,75
	Berechnete Energie	TWh	23,80	21,77	26,54	23,00	24,26	20,36
Optimistic-DV_2022_0,95	Potenzial	GW	37,49	67,42	60,29	86,77	64,88	134,14
	Berechnete Leistung	GW	15,71	1,55	0,74	0,00	0,41	0,00
	Berechnete Energie	TWh	16,94	4,86	4,88	3,60	5,10	4,70
SAPB2024_2022_0,95	Potenzial	GW	50,70	51,43	60,54	96,53	115,23	164,10
	Berechnete Leistung	GW	22,05	20,80	24,20	19,22	15,90	6,60
	Berechnete Energie	TWh	23,34	20,81	24,17	17,98	15,40	6,29
BAU_2012_0,99	Potenzial	GW	29,17	41,38	49,52	120,12	104,61	115,25
	Berechnete Leistung	GW	23,71	26,15	30,94	28,16	28,70	24,30
	Berechnete Energie	TWh	9,72	10,66	13,93	11,41	11,80	8,75
Optimistic-DV_2012_0,99	Potenzial	GW	32,46	42,91	58,09	105,95	74,09	99,07
	Berechnete Leistung	GW	17,29	6,28	6,66	2,91	5,46	3,70
	Berechnete Energie	TWh	5,71	1,43	1,35	0,75	1,11	0,85
SAPB2024_2012_0,99	Potenzial	GW	28,82	38,84	61,30	58,21	94,33	120,24
	Berechnete Leistung	GW	23,36	25,73	28,58	21,96	17,96	8,25
	Berechnete Energie	TWh	9,44	10,19	12,87	9,34	7,78	2,40
BAU_2022_0,99	Potenzial	GW	80,80	110,74	125,61	105,38	169,78	119,62
	Berechnete Leistung	GW	42,02	42,54	48,62	45,01	47,34	42,75
	Berechnete Energie	TWh	23,80	21,77	26,54	23,00	24,26	20,36
Optimistic-DV_2022_0,99	Potenzial	GW	67,45	60,52	92,66	130,78	167,57	124,81
	Berechnete Leistung	GW	34,11	18,39	18,42	15,07	19,02	17,62
	Berechnete Energie	TWh	16,94	4,86	4,88	3,60	5,10	4,70
SAPB2024_2022_0,99	Potenzial	GW	80,45	85,74	134,82	107,72	155,33	210,63
	Berechnete Leistung	GW	41,67	40,24	41,00	31,72	27,73	15,04
	Berechnete Energie	TWh	23,34	20,81	24,17	17,98	15,40	6,29

Tabelle A.2: Potenzielle Überschüsse in den verschiedenen Szenarien

— Arbeitspaket 2

Lead

Neon Neue Energieökonomik – Prof. Dr. Lion Hirth,
Dr. Clemens Lohr, Jonathan Mühlenpfordt

Dynamischer Einspeisetarif – Ausgestaltung und Bewertung eines variablen Einspeisetarifs für eine Reaktion von PV-Kleinstanla- gen auf negative Strompreise

1 Dynamischer Einspeisetarif

Der Kern der vorliegenden Kurzstudie ist die Entwicklung eines dynamischen Einspeisetarifs, mit dem Ziel, einen Beitrag zur Senkung von Erzeugungsspitzen durch PV-Kleinstanlagen zu leisten. Im folgenden Abschnitt beschreiben wir das Instrument und beleuchten die Anreizwirkungen gegenüber der aktuell gängigen fixen Einspeisevergütung. Abschließend analysieren wir eine Implementierung am Markt aus theoretischer Perspektive. In diesem Abschnitt unterstellen wir dafür zunächst, dass nicht nur technische Lösungen für die Umsetzung vorliegen, sondern die Anreize bei allen Beteiligten auch verstanden werden.

1.1 Das Instrument eines dynamischen Einspeisetarifs

Instrument. Die Zielgruppe des vorgeschlagenen Instruments, des dynamischen Einspeisetarifs, sind wie bei fixen Einspeisetarifen Haushalte mit PV-Dachanlagen. Entsprechend sichert der dynamische Einspeisetarif Anlagenbetreibern ebenfalls eine fixe, 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, nimmt auch die Einspeisevergütung einen negativen Wert an. Die Höhe des negativen Wertes kann dabei dem positiven entsprechen (Abbildung 2.1), kann aber grundsätzlich auch unabhängig sein und auf Basis anderer Kriterien entschieden werden (siehe Abschnitt 2.2). Wichtig ist allerdings, dass die Vergütung nicht lediglich auf null herabgesetzt wird. In diesem Fall hätten Haushalte keinen Anreiz, sich um die Steuerbarkeit ihrer Anlagen zu bemühen, und könnten das Aussetzen der Vergütung einfach in Kauf nehmen. Entsprechend würden sie bei negativen Preisen nicht abregeln, was es jedoch im Kontext dieser Studie und der Wirksamkeit des Instruments zu verhindern gilt.

Marktorientierung. Im Unterschied zur fixen Einspeisevergütung, bei der lokale Überschüsse unabhängig vom Börsenpreis eingespeist werden, besteht bei dem dynamischen Einspeisetarif eine Kopplung an den Börsenstrompreis. Ein positiver Börsenpreis signalisiert, dass eine zusätzliche marginale Einspeisung wohlfahrtssteigernd ist. Im Gegensatz dazu signalisieren negative Börsenpreise ein Überangebot, welches bisher mit den Anreizen einer fixen Einspeisevergütung zusätzlich erhöht wird.

Abregeln. Bei einer dynamischen Einspeisevergütung sollten Betreiber Einspeisungen im Zweifelsfall durch Abregelung verhindern, um die drohende Pönale bei negativen Preisen abzuwenden. Die Anreize zum Betrieb bzw. konkret zur Abregelung von PV-Anlagen variieren dabei je nach Rahmenbedingungen und Ausstattung des Haushalts sowie in Abhängigkeit vom Marktpreis, was wir in Abschnitt 1.2 näher erläutern. Anders als bei fixen Einspeisetarifen hängen daher die Einnahmen von PV-Anlagenbetreibern nicht nur an der weitestgehend nicht beeinflussbaren Einstrahlung und dem Eigenverbrauch, sondern auch vom Marktgeschehen ab.

Preise und Mengen. Das lediglich binäre Preissignal im dynamischen Einspeisetarif ist weniger differenziert als für Anlagen in der Direktvermarktung und setzt in der Regel aus volkswirtschaftlicher Perspektive dennoch die richtigen Anreize für PV-Anlagen, die entweder produzieren oder abgeregelt werden können. Einen wesentlichen Unterschied stellt jedoch dar, dass Betreiber im dynamischen Einspeisetarif im Gegensatz zu direktvermarkteten Anlagen vorab festgelegte Preise ohne Mengenbeschränkung erhalten. Die Verantwortung für die Lieferung tragen die Übertragungsnetzbetreiber, die die Anlagen vermarkten und mit der Verzerrung durch außerhalb des Marktgleichgewichts agierende Betreiber mit hohem Gleichzeitigkeitsfaktor umgehen müssen (siehe Abschnitt 1.3).

Beispielhafter Tagesablauf

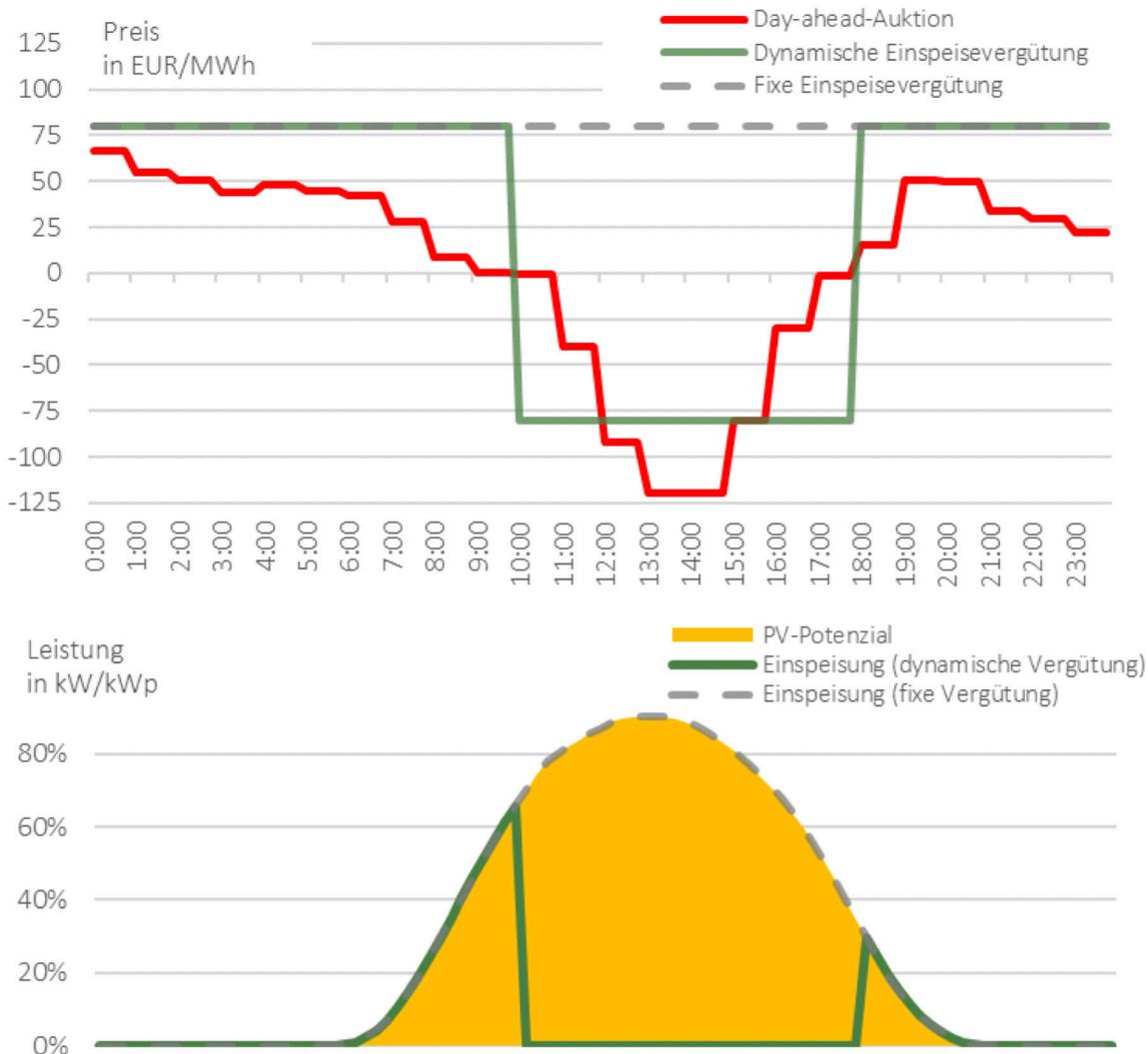


Abbildung 2.1: Zusammenhang von Börsenstrompreis und fixer sowie dynamischer Einspeisevergütung

1.2 Anreize aus der Betriebsperspektive

Betriebsperspektive. Die Anreize für das Einspeisen oder Nicht-Einspeisen im dynamischen Einspeisetarif sind klar definiert. Allerdings hängt der Betrieb einer PV-Anlage hinter dem Netzanschlusspunkt stark von den individuellen Rahmenbedingungen der Betreiber ab. Tabelle 2.1 erläutert die verschiedenen Fälle, wobei insbesondere der Eigenverbrauch von Strom von Bedeutung ist. Wichtige weitere Faktoren sind die Nutzung flexibler Verbraucher wie Batteriespeicher,

Wärmepumpen oder Elektroautos sowie die Opportunitätskosten für den Strombezug, die vom gewählten Stromtarif abhängen. Besonders starke finanzielle Auswirkungen drohen Haushalten, die in Zeiten negativer Börsenpreise einen hohen Überschuss an PV-Strom haben und somit Abregelungen vornehmen sollten. Der Einfluss von Speichern oder Stromtarifen darauf ist heute jedoch eher gering, da Speicher oft schon vor den kritischen Mittagsstunden im Sommer voll geladen sind – genau dann, wenn auch im System ein Stromüberschuss vorliegt und die Börsenpreise am häufigsten negativ sind.

Verhalten bei negativen Preisen

Eigenverbrauch	Stromtarif	Speicher	Fixe Einspeisevergütung	Dynamische Einspeisevergütung
Nein	–	–	PV-Strom wird ingespeist	PV wird komplett abgeregelt
Ja	Festpreis	Nein	PV deckt aktuellen Eigenverbrauch, darüber hinausgehende Erzeugung wird ingespeist	PV deckt aktuellen Eigenverbrauch, darüber hinausgehende Erzeugung wird abgeregelt
Ja	Festpreis	Ja	PV deckt aktuellen Eigenverbrauch und lädt den Speicher so lange, bis er voll ist, darüber hinausgehende Erzeugung wird ingespeist	PV deckt aktuellen Eigenverbrauch und lädt den Speicher so lange, bis er voll ist, darüber hinausgehende Erzeugung wird abgeregelt
Ja	Dynamischer Tarif	Nein	<p>1) Negative Börsenpreise schwächer negativ als Netzentgelte + Steuern: PV deckt aktuellen Eigenverbrauch, darüber hinausgehende Erzeugung wird ingespeist</p> <p>2) Negative Börsenpreise stärker negativ als Netzentgelte + Steuern und lokaler Verbrauch > PV-Erzeugung: PV wird komplett abgeregelt und Verbrauch durch Netzbezug gedeckt</p> <p>3) PV-Erzeugung > Verbrauch: PV wird komplett abgeregelt, wenn negativer Börsenpreis zusätzlich die entgangene EEG-Vergütung der Einspeisung kompensiert (Einnahmen durch Stromverbrauch > Einnahmen durch Einspeisung)</p>	<p>1) Negative Börsenpreise schwächer negativ als Netzentgelte + Steuern: PV deckt aktuellen Eigenverbrauch, darüber hinausgehende Erzeugung wird abgeregelt</p> <p>2) Negative Börsenpreise stärker negativ als Netzentgelte + Steuern: PV wird komplett abgeregelt, Verbrauch durch Netzbezug gedeckt</p>
Ja	Dynamischer Tarif	Ja	<p>1) Negative Börsenpreise schwächer negativ als Netzentgelte + Steuern: PV deckt aktuellen Eigenverbrauch und lädt den Speicher so lange, bis er voll ist, darüber hinausgehende Erzeugung wird ingespeist</p> <p>2) Negative Börsenpreise stärker negativ als Netzentgelte + Steuern und lokaler Verbrauch + verfügbare Einspeicherleistung > PV-Erzeugung: PV wird komplett abgeregelt, Verbrauch durch Netzbezug gedeckt, Speicher aus dem Netz geladen</p> <p>3) PV-Erzeugung > Verbrauch + verfügbare Einspeicherleistung: PV wird komplett abgeregelt, wenn negativer Börsenpreis zusätzlich die entgangene EEG-Vergütung der Einspeisung kompensiert</p>	<p>1) Negative Börsenpreise schwächer negativ als Netzentgelte + Steuern: PV deckt aktuellen Eigenverbrauch und lädt den Speicher so lange, bis er voll ist, darüber hinausgehende Erzeugung wird abgeregelt</p> <p>2) Negative Börsenpreise stärker negativ als Netzentgelte + Steuern: PV wird komplett abgeregelt, Verbrauch durch Netzbezug gedeckt, Speicher aus dem Netz geladen</p>

Tabelle 2.1: Vergleich von Verhalten bei negativen Preisen zwischen fixer und dynamischer Einspeisevergütung. Die konkreten Anreize, PV-Anlagen abzuregeln, hängen dabei neben den negativen Börsenpreisen davon ab, ob die Haushalte den erzeugten Strom zum Eigenverbrauch nutzen, welchen Stromtarif sie haben und ob ein Speicher (oder eine andere Flexibilität) vorhanden ist.

Eigenverbrauch. Für Haushalte ist es heute attraktiv, möglichst viel selbst erzeugten PV-Strom zu verbrauchen – selbst bei negativen Börsenpreisen. Ein wesentlicher Anreiz für den Eigenverbrauch von PV-Strom ergibt sich aus dem hohen zeitvariablen Anteil der Strombezugskosten, der sich aus Steuern, Abgaben und Umlagen zusammensetzt. Diese Verzerrung bleibt auch im dynamischen Einspeisetarif bestehen, indem Haushalte weiterhin das Ziel verfolgen, die höheren Kosten für den Strombezug aus dem Netz zu vermeiden.

Dynamischer Stromtarif. Die Verzerrung führt dazu, dass flexible Verbraucher sich tendenziell am lokalen PV-Stromüberschuss und weniger am Zustand des Gesamtsystems orientieren. So hat auch ein dynamischer Stromtarif nur begrenzte Auswirkungen auf den Betrieb der PV-Anlagen, da die Börsenpreise extrem negativ sein müssten, um den zeitvariablen Anteil der Strombezugskosten auszugleichen. Aus der Systemperspektive optimal wäre es jedoch, wenn PV-Anlagen in Zeiten negativer Börsenpreise tatsächlich vollständig abregeln und nicht nur von Einspeisung auf Eigenverbrauch um-

stellen. Dann würden Haushalte Netzstrom beziehen und damit den Überschuss im System aktiv reduzieren, wohingegen eine Nichteinspeisung lediglich den Überschuss im System nicht zusätzlich verstärkt.

Vorausschauender Verbrauch. Obwohl bei positiven Börsenpreisen die gleiche Einspeisevergütung beibehalten wird, verändern sich die Anreize für Haushalte im dynamischen Einspeisetarif auch in diesen Zeiträumen. Während bei einem fixen Einspeisetarif Speicher möglichst früh geladen werden, zielt der dynamische Tarif darauf ab, den Verbrauch in Zeiten mit negativen Preisen zu maximieren. So könnte etwa ein PV-Überschuss des Haushalts am Vormittag (mit positiven Börsenpreisen) 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. Aus Sicht des Systems bleibt die Nettoerzeugung des Haushalts während negativer Börsenpreise bei null (jedoch besser als mit fixem Einspeisetarif), doch durch die Einspeisung bei positiven Preisen am Vormittag wird insgesamt mehr Solarstrom genutzt. Allerdings ist unklar, inwieweit Haushalte tatsächlich in der Lage sind, ihre flexiblen Verbraucher auf Basis von Börsenpreisen und PV-Prognosen vorausschauend zu steuern.

1.3 Marktungleichgewicht

Vorab festgelegte Preise. Die Anreize für den Betrieb der PV-Anlagen im dynamischen Einspeisetarif ergeben sich aus der Vergütung und stehen am Vortag fest. Grundlage für die Vergütung (positiv oder negativ) ist der Gleichgewichtspreis der Day-ahead-Auktion, der sich aus dem Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve ergibt und bei dem die Mengen von Angebot und Nachfrage übereinstimmen. Durch die dynamische Einspeisevergütung unterscheiden sich die teilnehmenden PV-Anlagen jedoch in zwei Punkten von anderen Marktteilnehmern: Zum einen gilt für sie de facto ein anderer Preis als der Gleichgewichtspreis, zum anderen unterliegen sie keiner Verpflichtung zur Erfüllung einer bestimmten Mengenerfüllung. Die PV-Anlagen sind dabei jedoch bereits als Teil der Angebotskurve (mit Grenzkosten von typischerweise 0 Euro/MWh) vermarktet. Dies kann in der Folge zu einer Abweichung zwischen der tatsächlich von ihnen erzeugten Menge und der im Marktgleichgewicht erwarteten führen.

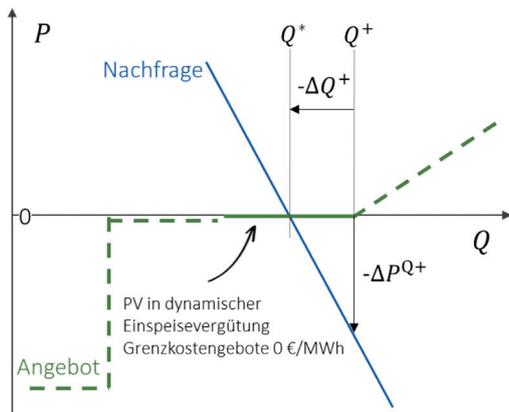
Beispiel. Die Erzeugungsmöglichkeit der PV-Anlagen im dynamischen Einspeisetarif beträgt zu einem Zeitpunkt 10 GW. Dabei werden die PV-Anlagen einheitlich mit 0 Euro/MWh angeboten, was zu einer Preisschwelle in der Angebotskurve führt. Schneidet die Nachfragekurve nun diese Preisschwelle, kann das Marktgleichgewicht z. B. ergeben, dass lediglich 5 GW einspeisen und die anderen 5 GW abregeln. Als Gleichgewichtspreis stellt sich jedoch 0 Euro/MWh heraus, zu dem allerdings die gesamte unter den dynamischen Einspeisetarif fallende Erzeugung von 10 GW zu erwarten ist. Da bei negativen Preisen keine Erzeugung zu erwarten ist, fehlt es an einem Preissignal, das lediglich zu 5 GW Erzeugung führt. Die Gleichgewichtsmenge kann in dieser Konstellation also durch das Preissignal nicht zielgenau erreicht werden.

Marktungleichgewicht. Abbildung 2.2 zeigt das Fehlen eines Marktgleichgewichts im Allgemeinen. Schneidet die Nachfrage- die Angebotskurve in einer Preisschwelle, so lässt sich aus dem dazugehörigen Preis kein Marktgleichgewicht mehr schließen. Produzieren alle Anbieter mit gleichen Grenzkosten (Gebot bei 0 Euro/MWh), so ergibt sich ein Angebot (Q^*), das die Nachfrage (Q^*) übersteigt (Abbildung 2.2 links). Eine Erhöhung der Nachfrage zur Deckung des Überangebots würde hingegen einen geringeren Marktpreis ($-\Delta P^{Q^*}$) erfordern, für den sich wiederum kein ausreichendes Angebot fände. Das System ist entsprechend überdeckt.

Negative Gebote. Statt bei 0 Euro/MWh könnte der Vermarkter die PV-Anlagen auch zu negativen Grenzkosten (beispielsweise -1 Euro/MWh) anbieten. Unter der Annahme, dass dieselben Anlagen weiterhin preissetzend sind, wäre dies dann der Gleichgewichtspreis. Dies hat die Konsequenz, dass besagte PV-Anlagen abregeln, um die Einspeisepläne zu vermeiden, wodurch nun ein Nachfrageüberhang besteht (Abbildung 2.2 unten). Unter dem Gesichtspunkt von nicht oder nur schwer regelbaren Erzeugungsüberschüssen stellt dies eine effektive (wenn auch konservative) Methode dar, diese zu senken. Dadurch würden die betroffenen PV-Anlagen jedoch immer vollständig abregeln, auch wenn im Marktgleichgewicht zumindest ein Teil von ihnen produzieren sollte. Sie würden gewissermaßen in der Merit-Order übersprungen. Bei positiven Börsenpreisen tragen die PV-Anlagen allerdings weiterhin mit Einspeisungen zum System bei.

Lösung am Strommarkt. Preisschwellen am Strommarkt sind nicht ungewöhnlich. Eine Vielzahl von erneuerbaren Stromerzeugern ohne Förderung hat Grenzkosten von 0 Euro/MWh und wird entsprechend an der Börse vermarktet. Liegt dort bei einem ver-

Angebotsüberschuss



Angebotsmangel

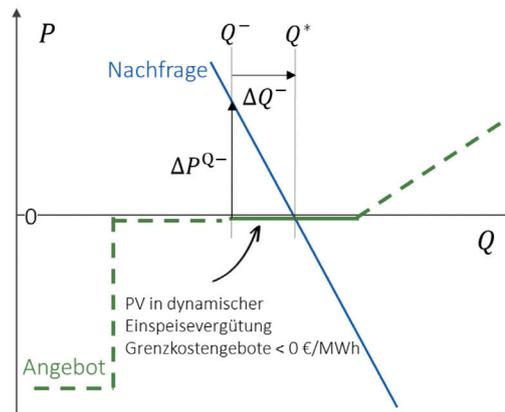


Abbildung 2.2: Preisschwellen durch den dynamischen Einspeisetarif und das durch abweichende Angebotsmengen nicht vorhandene Marktgleichgewicht. Eine Vermarktung mit Grenzkostengebotes von 0 €/MWh (links) führt strukturell zu einem Angebotsüberschuss, wohingegen negative Grenzkostengebotes (rechts) zu einer Unterdeckung führen.

meintlichen Gleichgewichtspreis ein Überangebot vor, kann dieses durch eine pro-rata Zuteilung aufgelöst werden. Da die Betreiber von PV-Anlagen im dynamischen Einspeisetarif jedoch nicht unmittelbar am Strommarkt agieren und keine Bilanzkreisverantwortung tragen, fehlt ein administrativer Hebel, um die Einspeisung koordiniert zu rationieren. Der vorab festgelegte Preis für die Betreiber ist ohne Mengenbeschränkung und berücksichtigt ihr daraus resultierendes Verhalten nicht.

Lösung durch Vermarkter. Eine etwaige Über- bzw. Unterdeckung durch (Nicht-)Einspeisungen von PV-Anlagen im dynamischen Einspeisetarif sorgt für eine offene Position im EEG-Bilanzkreis. Da das Ungleichgewicht jedoch nach der Day-ahead-Auktion vorhersehbar ist, kann dieses durch den Vermarkter bis zum Erfüllungszeitpunkt durch Intraday-Geschäfte ausgeglichen werden. Im Überangebotsfall (linke Seite in Abbildung 2.3) müsste die erwartete Menge am Intraday-Markt zu negativen Preisen angeboten werden, damit diese abgenommen würden. Als Abnehmer kommen dabei einerseits Verbraucher infrage, die zuvor bei höheren Preisen noch nicht bereit waren, Strom abzunehmen. Andererseits können auch zuvor bezuschlagte Erzeuger für das Herunterregeln ihrer Anlagen bezahlt werden. Das notwendige Nachsteuern sorgt dafür, dass der EEG-Bilanzkreis wieder ausgeglichen ist, führt aber auch zu zusätzlichen Kosten beim Vermarkter.

Das Ergebnis ist eine volkswirtschaftlich ineffiziente Nutzung des Angebots, weil Anlagen, die eigentlich zu niedrigeren Grenzkosten produzieren könnten, abregelt werden, während teurere Anlagen produzieren.

Wirtschaftliche Optimierung. Ein anderes Ziel als die Reduktion von Erzeugungsspitzen ist die Minimierung der entstehenden Kosten für das Ausgleichen der offenen Position des EEG-Bilanzkreises. Eine Möglichkeit dafür stellt die Staffelung der Grenzkostengebotes am Day-ahead-Markt dar. Werden beispielsweise für die eine Hälfte der Anlagen leicht negative und für die andere Hälfte Preise von 0 Euro/MWh in den Markt geboten, so halbiert sich mit der Breite der Preisschwelle auch die maximale offene Intraday-Position (Abbildung 2.3). Aus wirtschaftlicher Perspektive sind für den Vermarkter jedoch die (erwarteten) Kosten für das Schließen der Position entscheidend, weshalb die Staffelung nicht unbedingt symmetrisch sein muss. Gibt es z.B. viele andere erneuerbare Erzeuger, die abregeln können, und sonst lediglich teure Back-up-Kraftwerke, dann bietet es sich an, eher mehr PV-Anlagen einzusetzen und entsprechend am Day-ahead-Markt mit 0 Euro/MWh anzubieten. Ist ein Großteil der anderen Erzeugungsanlagen mit niedrigeren Grenzkosten jedoch unelastisch, dann sollten nicht nur zur Erhöhung der Systemsicherheit, sondern auch aus wirtschaftlichen Überlegungen mehr Anlagen mit negativen Grenzkosten angeboten werden.

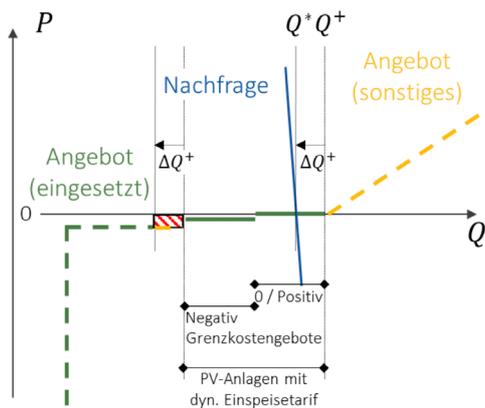
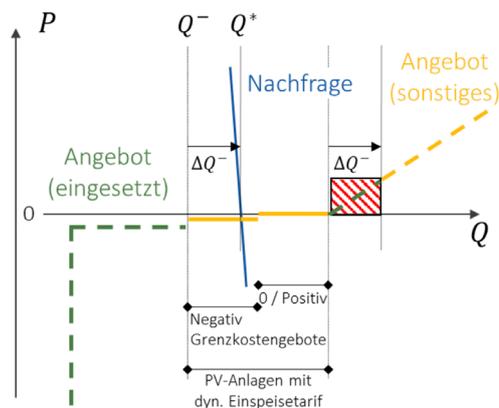
PV-Anlagen speisen ein ($P^*=0$)PV-Anlagen speisen nicht ein ($P^* < 0$)

Abbildung 2.3: Einsatz der PV-Anlagen im dynamischen Einspeisetarif mit geteilter Preisschwelle in Abhängigkeit vom Vorzeichen des Gleichgewichtspreises sowie die resultierenden volkswirtschaftlichen Kosten (rot-weiß schraffiert) unter der Annahme einer unelastischen Nachfrage. Links schneidet die Nachfrage das Angebot bei 0 Euro/MWh, sodass alle PV-Anlagen einspeisen (Überdeckung). Rechts gibt es einen negativen Börsenpreis, sodass alle PV-Anlagen abgeregelt und in der Merit-Order übersprungen werden.

Staffelung. Ein alternativer Ansatz zur Staffelung ist es, sämtlichen PV-Anlagen in einem dynamischen Einspeisetarif unterschiedliche Preisschwellen zuzuweisen, z. B. auf Basis der jeweiligen Anlagengröße. Bei diesem Ansatz sollte allerdings bedacht werden, dass damit Betreiber ohne weitere Maßnahmen zur Kompensation ungleich behandelt würden und die klare Signalwirkung von positiven und negativen Börsenpreisen zur Steuerung darunter leiden könnte.

Preisschwelle durch dynamischen Stromtarif. Eine weitere Preisschwelle existiert, wenn sich aufgrund stark negativer Börsenpreise Haushalte mit dynamischen Stromtarifen dafür entscheiden, ihre Anlage abzuregeln und stattdessen Netzstrom zu beziehen und dabei Geld verdienen (siehe Tabelle 2.1). Aufgrund der örtlich heterogenen Netzentgelte in Deutschland ist diese Preisschwelle jedoch verschmiert und daher weniger kritisch. Da es sich weiterhin aus der Stromnetzperspektive um eine Erhöhung des Verbrauchs handelt, liegt die Verantwortung entsprechend bei den Stromversorgern der Haushalte, die die Mengen prognostizieren und am Markt beschaffen müssen. Für diese stellt die Abregelung wie auch der flexible auf Börsenpreis reagierende Verbrauch durch Wärmepumpen oder Batterieelektromobilität eine Herausforderung dar. Dies ist jedoch kein originäres Problem des dynamischen Einspeisetarifs (dieses kann theoretisch auch bei fixer Einspeisevergütung auftreten), sondern

von Verbrauchern mit dynamischem Stromtarif, die außerhalb des Marktgleichgewichts agieren.

Bewertung. PV-Anlagen im dynamischen Einspeisetarif agieren durch das einheitliche Börsenpreissignal gleichzeitig und im Verbund. Diese mangelnde Flexibilität ist unvorteilhaft, da sie zu ineffizienten Ergebnissen und damit volkswirtschaftlichen Kosten führen kann. Trotzdem bietet der dynamische im Vergleich zum fixen Einspeisetarif, in dem alle Anlagen vollkommen unelastisch sind, verbesserte Anreize. Dabei muss jedoch der Trade-off zwischen dem Vermeiden von Erzeugungsüberschüssen und zusätzlichen Kosten für die Beschaffung des Ausgleichs größerer Fehlmengen berücksichtigt werden. Zwar kann die Systemsicherheit theoretisch durch negative Gebote gewährleistet werden, aber die zusätzlichen Kosten steigen mit der Anzahl der Anlagen im dynamischen Einspeisetarif. Daher kann der dynamische Einspeisetarif vorübergehend ein sinnvolles Instrument darstellen. Für das Energiesystem der Zukunft ist es jedoch notwendig, sowohl Erzeuger als auch Verbraucher noch differenzierteren Anreizen (beispielsweise einer schrittweisen Ausweitung der Direktvermarktung) auszusetzen, um die Systemkosten nicht unnötig zu erhöhen.

2 Praktische Voraussetzungen für effektive Abregelung

In Abschnitt 1 sind wir davon ausgegangen, dass PV-Anlagen vollständig auf die Preissignale im dynamischen Einspeisetarif reagieren können und den Anreizen entsprechend in Zeiträumen negativer Börsenpreise nicht einspeisen. Damit PV-Anlagen aber effektiv abgeregelt werden können und Erzeugungsüberschüsse wirksam reduziert werden, müssen verschiedene Voraussetzungen erfüllt sein. In diesem Abschnitt benennen wir zunächst technische Voraussetzungen, wie viertelstundenscharfes Messen und Abrechnen, die für die Einführung eines dynamischen Einspeisetarifs notwendig sind. Abschließend analysieren wir die Anreize für das Aufbauen einer Reaktionsfähigkeit der PV-Anlagen.

2.1 Technische Voraussetzungen

Viertelstundenscharfe Messung. Eine zentrale Rolle spielt die viertelstundengenaue Messung der Einspeisung, die mit dem Einbau von Smart Metern realisiert werden kann. Die Installation von Smart Metern wurde in der Vergangenheit aber nur bei wenigen PV-Anlagen vorgenommen, ist aber ab 2025 für einen Großteil der PV-Anlagen (≥ 7 kWp) und flexiblen Verbraucher ($\geq 4,2$ kW) verpflichtend. Es bleibt fraglich, inwieweit diese kurzfristig hochgefahren werden kann.

Fernsteuerbarkeit. Fernsteuerbarkeit stellt eine Möglichkeit für Netzbetreiber und Vermarkter dar, die Einspeisung von Anlagen abzulesen und zu regeln. Die dafür benötigte technische Einrichtung sind Smart-Meter-Gateways und FNN-Steuerboxen, deren gemeinsame verpflichtende Installation mit Smart Metern ab 2025 beschlossen ist. Fernsteuerbarkeit ist für die Einführung eines dynamischen Einspeisetarifs nicht zwingend notwendig, erleichtert aber zu einem späteren Zeitpunkt den Übergang in die Direktvermarktung. Allerdings könnte die Knappheit der Steuerboxen den gemeinsam beschlossenen Rollout mit Smart Metern unterschiedlichen Einschätzungen zufolge zeitlich gefährden.

Viertelstundenscharfe Abrechnung. Eine weitere Herausforderung liegt in der Abrechnung der Einspeisevergütung durch die Verteilnetzbetreiber. Es darf bezweifelt werden, dass die heterogenen Verteilnetzbetreiber flächendeckend rechtzeitig Prozesse entwickeln und umstellen können, um die Abrechnung viertelstündlicher Messungen für eine hohe Anzahl an betroffenen Betreibern bewerkstelligen zu können. Diese Bedenken gelten ebenfalls für die Ansteuerung von Steuerboxen, die im Bestand zum Teil bereits

existieren, aber nicht in den Prozessen der Leitwarten integriert sind.

Steuerung. Eine Abregelung der PV-Anlagen setzt voraus, dass die Marktsignale den Betreiber erreichen und dieser die Möglichkeit besitzt, die Anlage entsprechend zu steuern. Ein zuverlässiges Abregeln erfordert jedoch Skalierbarkeit und einen hohen Automatisierungsgrad, welche durch Home Energy Management Systeme bereitgestellt werden können. Diese steuern einzelne intelligente Verbraucher an, benötigen für einen optimalen PV-Anlagenbetrieb aber zukünftig neben Marktdaten auch Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen.

Sicherheitsrisiko. Eine Vielzahl von PV-Anlagen ist mit ihren dazugehörigen Wechselrichtern an das lokale WLAN angeschlossen und kann über die von Herstellern angebotenen Apps in Echtzeit ausgelesen und unabhängig von eingebauter Fernsteuertechnik angesteuert werden. Dies bietet eine potenzielle Chance für Netzbetreiber zur Kooperation mit den Herstellern, um beispielsweise auch Anlagen im Bestand zu regeln. Durch den stark konzentrierten Herstellermarkt ist der Hebel zwar besonders groß, da aber noch darüber hinaus große Anbieter im Ausland sitzen, stellt dieser Hebel aus unserer Perspektive grundsätzlich ein großes Sicherheitsrisiko dar.

2.2 Höhe der negativen Einspeisevergütung

Reaktionsfähigkeit. Die mikroökonomischen Anreize aus der Betriebsperspektive haben wir in Abschnitt 1.2 diskutiert. Ob jedoch effektiv bei negativen Börsenpreisen abgeregelt wird, hängt von der tatsächlichen Reaktionsfähigkeit der Betreiber und ihrer PV-Anlagen ab. Der Aufbau einer solchen erfordert neben dem Vorhandensein von zusätzlicher Hard- und Software auch Verständnis bei Installateuren und Betreibern, welches bei der fixen Einspeisevergütung nicht notwendig ist. Der dafür aufzubringende Aufwand kann als Transaktionskosten angesehen werden und entspricht einer Investition, welche jedoch von Haushalten nur getätigt wird, wenn die Opportunitätskosten geringer sind, als die Mindereinnahmen nicht abzuregeln (bzw. zu reagieren). Die Mindereinnahmen ergeben sich aus den Strafzahlungen für das Einspeisen zu Zeiten negativer Börsenstrompreise und hängen daher unmittelbar von der Höhe der Pönale für den eingespeisten Strom (in ct/kWh) ab.

Beispielrechnung. Die sich ergebenden Mindereinnahmen veranschaulichen wir anhand einer Beispielrechnung für einen Haushalt in einem dynamischen Stromtarif mit PV-Anlage und Speicher und der folgenden dazugehörigen Annahmen:

- Stromverbrauch von 3.000 kWh
- Installierte Leistung der PV-Anlage: 10 kWp
- Speicherkapazität und -leistung: 10 kWh/7 kW mit 90 % Wirkungsgrad
- Strombezugspreis: fixer Anteil (28 ct/kWh) + stündlicher Börsenpreis für das Jahr 2023 (10 ct/kWh durchschnittlich)
- Einspeisevergütung: 8 ct/kWh (zunächst symmetrisch mit -8 ct/kWh im dynamischen Einspeisetarif)

Zum Vergleich unterscheiden wir drei Fälle:

- Fall 1: Als Referenz dient der Status quo mit fixer Einspeisevergütung, in dem jeglicher lokaler Überschuss eingespeist und (positiv) vergütet wird.
- Fall 2: Im zweiten Fall wird dagegen im dynamischen Einspeisetarif abgerechnet, aber weiterhin unterstellt, dass jeglicher lokaler Überschuss eingespeist wird – also entgegen den Anreizen keine Reaktion gezeigt wird und Strafzahlungen fällig werden.
- Fall 3: Der dritte Fall berücksichtigt eine Reaktion (keine Einspeisung bei negativen Börsenpreisen), sodass Strafzahlungen verhindert werden.

Für den Speicher nehmen wir den heute gängigen eigenverbrauchsmaximierenden Betrieb an, also sofortiges Laden bei Überschuss und sofortiges Entladen bei einem Defizit.

Finanzielle Auswirkungen. Die Abregelung reduziert die Stromerzeugung um 7% und die Einspeisung um 11%. Lediglich in zwei Stunden sind die Börsenstrompreise so stark negativ, dass die PV-Anlage abgeregelt wird, um zusätzlichen Strom aus dem Netz zu beziehen, und Haushalte dafür Nettzahlungen erhalten. Entsprechend liegen die Strombezugskosten in allen Fällen nah beieinander (Abbildung 2.4). Wer im dynamischen Einspeisetarif abregelt und damit Strafzahlungen verhindert, erhält dabei rund 50 Euro jährlich mehr an Einspeisevergütung, muss dafür aber in die Reaktionsfähigkeit investieren. Im Vergleich zum Status quo fällt das Ergebnis für den Beispielhaushalt abhängig vom Reagieren auf negative Börsenpreise ebenfalls um etwa 50 bis 100 Euro geringer aus, was die gesunkene Attraktivität einer Investition in PV-Anlage und Speicher bei Einführung eines dynamischen Einspeisetarifs widerspiegelt. Ein vorausschauender Speicherbetrieb (hier nicht betrachtet) in Form von bevorzugtem Laden zu Zeiten negativer Börsenpreise bietet jedoch das Potenzial, die Mindereinnahmen mit und ohne Abregelung gegenüber dem Status quo noch weiter zu senken.

Robustheit. Die finanziellen Auswirkungen im dynamischen Einspeisetarif nicht abzuregeln gelten für den Beispielhaushalt und sind nicht allgemeingültig. Die Ergebnisse sind wesentlich geprägt durch die getroffenen Annahmen und insbesondere das Verhalten in Zeiten negativer Börsenpreise. Das Vorhandensein eines Speichers mit konventioneller eigenverbrauchsoptimierter Betriebsweise hat jedoch kaum einen Einfluss, da dieser in den jeweiligen Zeiträumen typischerweise bereits vollständig geladen ist. Grundsätzlich gilt jedoch, dass je flexibler der Verbrauch

Finanzielle Auswirkungen

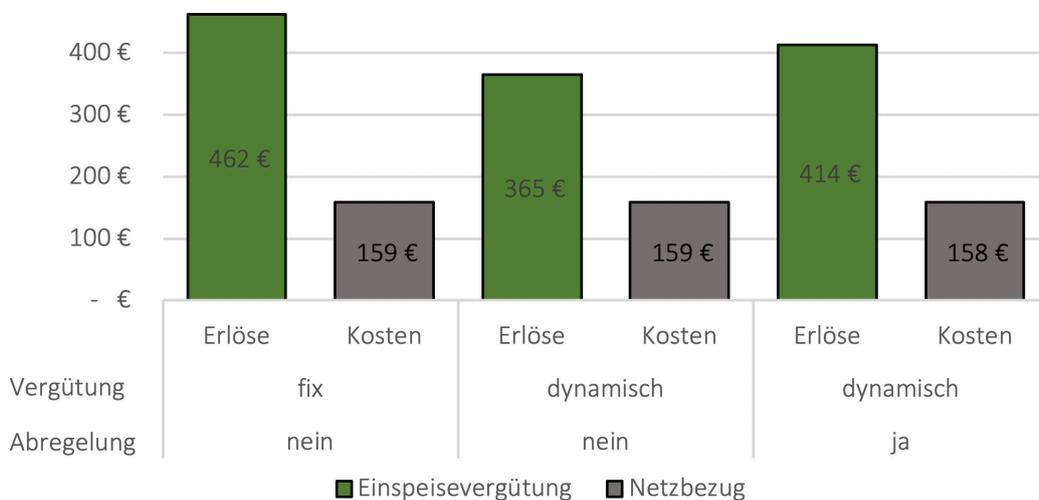


Abbildung 2.4: Gegenüberstellung der finanziellen Ströme in Form von Einspeisevergütung und Strombezugskosten für die drei Fälle

von Betreibern in Zeiten mit negativen Börsenpreisen verschoben werden kann, desto weniger attraktiv ist die Reaktionsfähigkeit. Diese lohnt sich also als Flexibilisierungsmaßnahme besonders für Haushalte, die einen geringen Eigenverbrauchsanteil in Zeiträumen mit negativen Börsenpreisen haben (bis zu 20% höhere Mindereinnahmen bei Nicht-Abregelung). Im Extremfall der Volleinspeisung (auch mit einer erhöhten Vergütung von 12,7 ct/kWh) können die Mindereinnahmen um 80% höher liegen. Weitere Faktoren, die eine Investition in die Reaktionsfähigkeit zum Abregeln begünstigen, sind größere PV-Anlagen (Verdoppelung der installierten Leistung führt zu 120% höheren Mindereinnahmen) und mehr Zeiträume mit negativen Börsenpreisen (hier 2023 als Basisjahr).

Höhe der Pönale. Der Anreiz, in die Reaktionsfähigkeit zu investieren, ist unmittelbar mit den abzuwendenden Mindereinnahmen infolge von Strafzahlungen verknüpft. Liegt die Pönale für das Einspeisen bei negativen Börsenpreisen bei 0 ct/kWh, entsteht zwar ein Anreiz dafür, flexiblen Verbrauch in diesen Zeiträumen zu verschieben. Ein aktives Abregeln und „Nichtstun“ bleiben aber indifferente Lösungen aus der Betriebsperspektive, sodass keine Investition in die Reaktionsfähigkeit zu erwarten ist. Abbildung 2.5 zeigt die steigenden Mindereinnahmen der Nicht-Abregelung bei zunehmender Pönale.

Beispiel. Veranschlagt man Kosten für die Reaktionsfähigkeit von 1.000 Euro und unterstellt eine Nutzungsdauer von 10 Jahren bei konservativ gewähltem Zinssatz von 2,5%, beträgt die Annuität rund 110 Euro. Damit sich eine Investition lohnt, bedarf es dafür einer Pönale bei -18 ct/kWh (oder stärker negativ). Ab -42 ct/

kWh lohnt es sich, ohne Abregelung bereits auf eine Förderung zu verzichten, da die Strafzahlungen für die Einspeisung bei negativen Preisen die Vergütung bei positiven Preisen übersteigen. Insgesamt befürchten wir jedoch, dass die erwarteten Mindereinnahmen nicht ausreichen werden, um einen signifikanten Anreiz für die zeitnahe Investition in die Reaktionsfähigkeit der PV-Anlagen und deren Umsetzung zu schaffen. Dies wird zusätzlich durch die Trägheit bei den Installationsprozessen und die große kommunikative Herausforderung, das Abregeln als wirtschaftlich sinnvoll zu vermitteln, erschwert.

2.3 Bestand

Bestandsverträge. Ein großer Hebel für die Reduktion von Erzeugungsüberschüssen liegt angesichts der fix vergüteten rund 60 GW in PV-Bestandsanlagen. Ein wesentliches Hindernis sind jedoch die bestehenden, oft noch langfristig laufenden Einspeiseverträge, die keine Anreize für Flexibilität setzen, und die oft für eine flexible Abregelung fehlende Ausstattung der Anlagen. Grundsätzlich ist eine Nachrüstung der Bestandsanlagen möglich, jedoch bleibt diese ohne geeignete Anreize unattraktiv. Eine pragmatische Möglichkeit könnte hierfür die Einbindung der Wechselrichterhersteller sein, über deren Portale die Ansteuerung der Anlagen durch die Benutzer möglich ist (vgl. Abschnitt 2.1).

Freiwilliger Wechsel. Ein denkbare Modell wäre ein Angebot zum freiwilligen Wechsel in einen dynamischen Einspeisetarif. Damit dies jedoch für die Betreiber wirtschaftlich interessant ist, müsste bereits nur für die Kompensation der Einspeisevergütung bei negativen Preisen die Einspeisevergütung in Phasen

Jährlicher Saldo aus Vergütung und Strombezugskosten

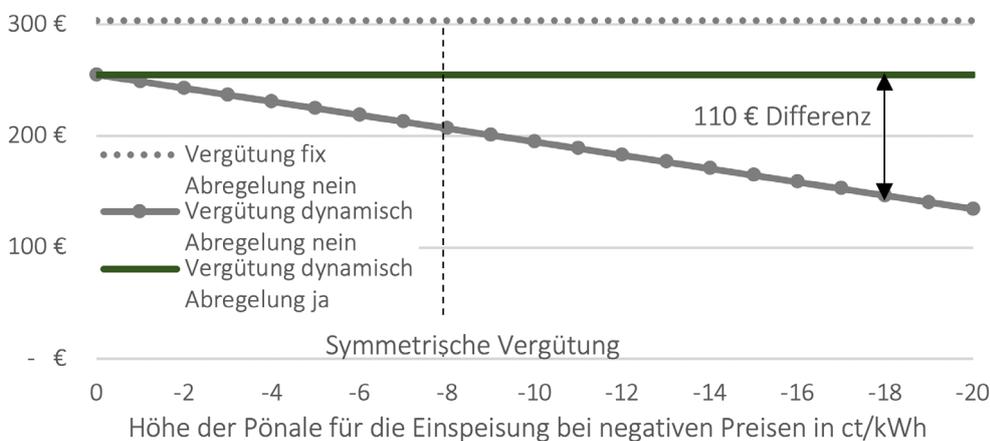


Abbildung 2.5: Jährlicher Saldo aus Vergütung und Strombezugskosten in Abhängigkeit der Höhe der Pönale für die Einspeisung bei negativen Börsenpreisen für die drei Fälle

positiver Börsenstrompreise erhöht werden (ohne Berücksichtigung der Kosten für eine Nachrüstung). Hierfür wäre eine durchschnittliche Einspeisevergütung von mindestens 9 ct/kWh erforderlich, um das Abregeln wirtschaftlich lohnenswert zu machen. Für bereits flexible Haushalte mit überdurchschnittlichem Eigenverbrauch könnte dies allerdings die Förderkosten erhöhen, wohingegen Haushalte ohne flexible Verbraucher wie z. B. Elektroautos mit hohen lokalen Überschüssen noch eine stärkere Erhöhung bräuchten, um freiwillig in einen dynamischen Einspeisetarif zu wechseln.

3 Alternativen

Status quo. Die große Mehrheit an PV-Kleinstanlagen wird heute im Rahmen von fixen Einspeisetarifen gefördert. Diese speisen ihre Überschüsse grundsätzlich ein und sind blind für Marktpreise. Unter diesem Gesichtspunkt stellen die Anreize des dynamischen Einspeisetarifs eine Weiterentwicklung dar (siehe Tabelle 2.2). Allerdings gibt es noch weitere Möglichkeiten, Erzeugungsüberschüsse zu reduzieren, die sich grob in marktorientierte und direkt eingreifende Alternativen unterscheiden lassen.

Marktorientiert. Alternativen zur Einspeisevergütung, die sich an Marktpreisen orientieren, ermöglichen finanzielle Abwägungen hinsichtlich der Zahlungsbereitschaft der Betreiber und sind ökonomisch effizient. Zu diesen gehört die Direktvermarktung, in der neben der unmittelbaren Marktpreisorientierung auch die Mengen im Marktgleichgewicht durch die Direktvermarkter hinterlegt sind. Obwohl damit die Anreize zum Abregeln vorliegen und die Verantwor-

tung der Vermarktung und die der Steuerung näher beieinander liegen, bedeutet dies jedoch keinesfalls, dass die Anlagen auch faktisch abgeregelt würden. Für ein effektives Abregeln durch die Direktvermarkter ist eine Fernsteuerbarkeit erforderlich, die allerdings aktuell nicht verpflichtend ist und deren Verfügbarkeit trotz der gesetzlichen Verpflichtung für einen Großteil der Aufdachanlagen nach § 9 EEG bzw. § 14a EnWG ab 2025 bezweifelt werden darf. Eine Direktvermarktung von PV-Kleinstanlagen belastet zwar auf den ersten Blick nicht das EEG-Konto und reduziert somit die Förderkosten. Sollten die Anlagen aber nicht abregeln (können), würde sich dies in den ohnehin schon hohen Vermarktungsgebühren niederschlagen und das Instrument sowohl für Betreiber als auch Direktvermarkter unattraktiv machen. Weitere marktorientierte Maßnahmen können auf das Heben der Flexibilisierung des Verbrauchs (wie z. B. dynamische Netzentgelte) abzielen, stehen aber nicht in Konkurrenz mit der PV-Vermarktung und werden an dieser Stelle nicht weiter beleuchtet. Sämtliche marktorientierte Alternativen setzen ökonomische Anreize, können aber keine Systemsicherheit garantieren.

Eingriff. Im Gegensatz zu den marktorientierten gibt es weitere Alternativen, die nicht auf Freiwilligkeit und Abwägungen bei den Betreibern setzen. Zu diesen gehört eine fixe Spitzenkappung am Wechselrichter der PV-Anlage (z. B. bei X % der Nennleistung). Diese greift jedoch auch in Zeiten ohne Erzeugungsüberschuss und mindert die Attraktivität von PV-Anlagen auch für Haushalte mit hohem Eigenverbrauch und wenig Einspeisung. Obwohl damit Erzeugungsüberschüsse gesenkt werden können, wird das grundsätzliche Problem damit nicht gelöst und ein systematisches

	Fixer Einspeisetarif	Dynamischer Einspeisetarif	Direktvermarktung
Vergütung	Fix	Fix, Ausnahme: negativ in Stunden negativer Day-ahead-Preise	Gleitende Marktprämie
Abrechnung	VNB	VNB	Direktvermarkter
Vermarktung	ÜNB	ÜNB	Direktvermarkter
Abregelung	Keine	Durch Betreiber bei negativen Preisen	Durch Direktvermarkter bei negativen Preisen/im Portfolio
Notwendige Hardware	Zweirichtungszähler	iMSys für viertelstundenscharfe Messung und Abrechnung	iMSys für viertelstundenscharfe Messung und Abrechnung; Fernsteuerbarkeit
Einsatz von flexiblen Verbrauchern	Eigenverbrauchsoptimierung	Eigenverbrauchsoptimierung (bei negativen Preisen)	Marktpreisorientierung

Tabelle 2.2: Der dynamische Einspeisetarif lässt sich zwischen den Alternativen des fixen Einspeisetarifs und der Direktvermarktung einordnen. Administrativ ähnelt er dem fixen Einspeisetarif (Vergütungskonzept, Abrechnung und Vermarktung), die Anreize und die notwendige Ausstattung hingegen haben stärkere Gemeinsamkeiten mit der Direktvermarktung.

(zu hohes) preisunelastisches Überangebot lediglich zeitlich verzögert. Eine weitere Option stellt der direkte Eingriff durch einen Netzbetreiber dar. Ähnlich wie beim Redispatch bei lokalen Netzengpässen könnten Netzbetreiber bei einem Erzeugungsüberschuss Anlagen aktiv abregeln. Dies setzt jedoch eine effektive Fernsteuerbarkeit voraus, auf die auf Signal von Übertragungsnetzbetreibern durch den Verteilnetzbetreiber zugegriffen werden können muss. Ungeachtet der zu klärenden Kompensation für Vergütungsausfälle reduzieren sich durch den Eingriff auch die Anreize für Haushalte, ihre Flexibilitäten einzusetzen.

Sonstige. Noch radikalere Maßnahmen sind ein Stopp der Förderung oder eine (temporäre) Einspeisebeschränkung, bis eine vollständige und effektive Steuerung möglich ist (z. B. für wenige Jahre). Es ist zu erwarten, dass diese Maßnahmen zwar Erzeugungsüberschüsse verhindern, aber auch den Ausbau von PV-Kleinanlagen unattraktiv machen. Gleichzeitig geben sie keine Antwort, wie dezentrale Erzeugungsanlagen in einem erneuerbaren Energiesystem integriert werden können.

4 Fazit

Verbesserung. Um die Probleme durch unregelmäßige Solarerzeugung von Kleinanlagen unterhalb der Direktvermarktungspflicht zu adressieren, ist ein dynamischer Einspeisetarif eine klare Verbesserung gegenüber dem Status quo. Er korrigiert grundsätzliche ökonomische Fehlanreize aus dem fixen Einspeisetarif. Dafür ist eine substantielle Zahlungsverpflichtung in Zeiten negativer Börsenpreise notwendig, das reine Aussetzen der Förderung reicht nicht.

Technische Voraussetzungen. Jedoch sind technische Voraussetzungen notwendig, damit ein dynamischer Einspeisetarif eingeführt werden kann. Dazu gehört einerseits die Ausstattung mit einem Smart Meter sowie andererseits die Abrechnung als viertelstündiges Profil durch den Verteilnetzbetreiber. Es ist zweifelhaft, ob beides in ausreichender Stückzahl und Verlässlichkeit bereits im Jahr 2025 zur Verfügung steht. Sollte eine zeitnahe Abrechnung durch die Verteilnetzbetreiber nicht gewährleistet werden können, verbleibt die Alternative der Direktvermarktung. Falls weiterhin nicht ausreichend Smart Meter beschafft werden können, wäre noch ein Betrieb mit einem – bis zur Erfüllung der technischen Voraussetzungen durchgängigen – Einspeiseverbot denkbar.

Begrenzte Wirksamkeit. Selbst wenn die Anreize prinzipiell vorhanden und die technischen Voraussetzungen formal erfüllt sind, ist jedoch nicht völlig klar, in welchem Maße Betreiber die Erzeugung abregeln werden. Wegen der großen kommunikativen Hürden bei Haushalten und Elektroinstallateuren sowie der Investitionskosten in die effektive Steuerung ist zu befürchten, dass eine signifikante Menge von Anlagen negative Einspeisevergütung einfach bezahlt, anstatt abzuregeln. Damit würden zwar Förderkosten gesenkt, Systembilanzprobleme durch Stromüberschuss jedoch nicht verhindert.

Notfälle. Angesichts der Unsicherheiten über die Wirksamkeit des dynamischen Einspeisetarifs sollten weitere Maßnahmen evaluiert werden. Ein direkter koordinierter Eingriff durch Verteil- oder Übertragungsnetzbetreiber könnte als Notfalloption dienen, darf jedoch kein Regelfall sein. Ein intensiver Dialog unter den Netzbetreibern scheint daher geboten, um klare Eingriffsrechte und Prozesse für Notsituationen zu definieren, um das grobe Abschalten größerer Gebiete zu verhindern.

Fazit. Vor diesem Hintergrund scheint ein dynamischer Einspeisetarif eine denkbare kurz- bis mittelfristige Lösung. Jedoch ist nicht offensichtlich, dass dieser kurzfristig Erzeugungsspitzen ausreichend reduziert und beispielsweise einer pauschalen, aber effektiveren Spitzenkappung überlegen ist. Langfristig scheint jedoch eine echte Marktintegration, d. h. die Direktvermarktung, die einzig tragbare Lösung auch für PV-Kleinanlagen zu sein.

— Arbeitspaket 3

Lead

Fraunhofer FIT – Prof. Dr. Jens Strüker,
Michael Schneider, Paula Heeß

Beitragende

TU Berlin – Prof. Dr. Kai Strunz
TU Dresden – Prof. Dr. Peter Schegner
TU Ilmenau – Prof. Dr. Dirk Westermann

Erhöhung der Steuerbarkeit von Kleinstanlagen

Flexible Kleinstanlagen können einen Beitrag zum Abbau von Erzeugungsspitzen aus Erneuerbaren Energien leisten

Mit Voranschreiten der Energiewende wird der Anteil Erneuerbarer Energien am Gesamtstromverbrauch in ganz Europa weiter steigen. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien schwankt jedoch aufgrund wechselnder Wetterbedingungen erheblich. Um mit dieser Volatilität umzugehen und den sicheren Betrieb der Stromnetze zu gewährleisten, muss unser Stromsystem immer flexibler werden (Connect Energy Economics 2024).

Die wachsende Anzahl von Kleinstanlagen bzw. kleinen Verbrauchern 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. Aufgrund ihrer Fähigkeit, den Stromverbrauch und/oder die Einspeisung kurzfristig anzupassen, können flexible Kleinstanlagen einen wirksamen Beitrag zur ökologisch und ökonomisch effizienten Integration von Erneuerbaren Energien in das Stromsystem leisten. Die Nutzung der Flexibilität dieser Anlagen kann zum zuverlässigen Netz- und Systembetrieb beitragen und gleichzeitig CO₂-Emissionen sowie die Kosten des Redispatches und die Notwendigkeit eines kostspieligen Netzausbaus signifikant reduzieren. Darüber hinaus kann die

netz- und systemseitige Integration von Millionen von flexiblen Kleinstanlagen nicht nur dem Stromsystem zugutekommen, sondern auch die Marktliquidität bestehender und neuer Formen der Energievermarktung erhöhen.

Das Potenzial des lastseitigen Abbaus von Erzeugungsspitzen mittels flexibler Kleinstanlagen droht unerschlossen zu bleiben

Flexible Kleinstanlagen bieten ein bisher weitgehend ungenutztes Potenzial, um Erzeugungsspitzen im Stromnetz zu reduzieren (Körner et al. 2024). Diese Anlagen sind bereits in vielen Haushalten vorhanden oder werden aufgrund des aktuellen Trends zur Elektrifizierung und Dekarbonisierung zunehmend eingesetzt. Es bedarf also größtenteils keiner zusätzlichen Anschaffungen zu den ohnehin steigenden Investitionen in Kleinstanlagen wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, dafür aber einer verbesserten Integration dieser Anlagen in das Stromsystem, um ihre bereits heute vorhandene Flexibilität für Netz- und Systemstabilisierungen zu erschließen. Insbesondere durch die fortschreitende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors steigt die Anzahl der Wärmepumpen und Elektroautos in Deutschland beständig. Abbildung 3.1 verdeutlicht diese Entwicklung: Sie zeigt die prognostizierte Zunahme dieser potenziell steuerbaren Kleinverbraucher in Deutschland bis 2030.

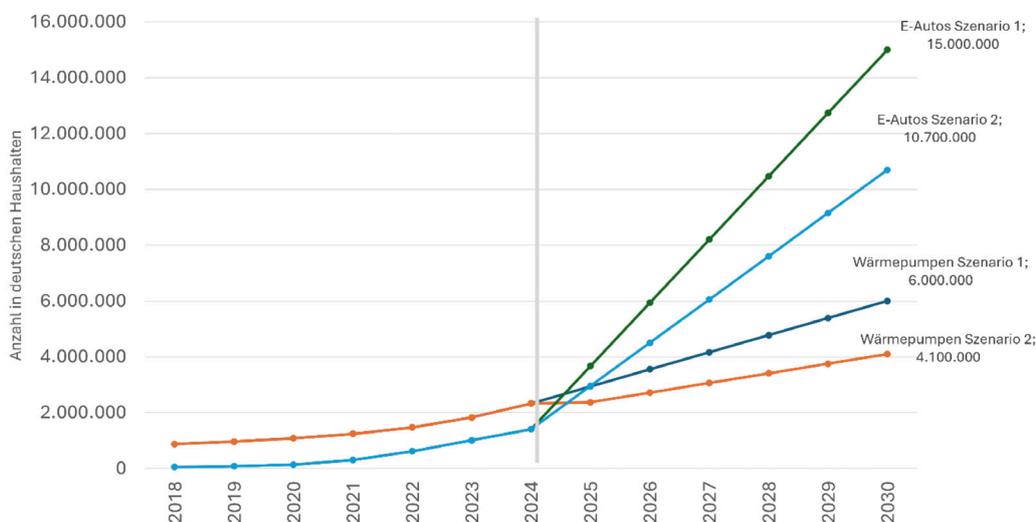


Abbildung 3.1: Entwicklung der Anzahl von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in Deutschland bis 2030; Quelle: ADAC 2024; dena 2021

Die im Zuge der Energiewende und der Dekarbonisierungsstrategie der Bundesregierung erwarteten Zuwächse sind enorm. Laut Bundesregierung sollen bis 2030 rund 15 Mio. Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen fahren, während die Anzahl der Wärmepumpen im gleichen Zeitraum auf 6 Mio. Anlagen ansteigen soll. Diese Wachstumsprognosen sind unter Betrachtung der aktuellen Entwicklungen allerdings als ambitioniert einzustufen. So fehlen derzeit beispielsweise noch rund 6 Mio. Elektrofahrzeuge zur Erreichung der Zielsetzung für das Jahr 2030 (Agora Verkehrswende 2024) und auch der Absatz von Wärmepumpen ist – nicht zuletzt infolge der Debatte um das Gebäudeenergiegesetz – deutlich eingebrochen (Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie 2024). Vor diesem Hintergrund erscheint es, trotz kontinuierlicher Zunahme potenziell flexibler Kleinanlagen, nach Einschätzung von Expert*innen unrealistisch, ohne zusätzliche konsequente Maßnahmen diese Zielwerte zu erreichen (dena 2021; ADAC 2024). Demgegenüber schreitet der Zubau volatiler Erneuerbarer Energien wie beispielsweise Windkraft- und Solaranlagen weiter voran. Die dadurch entstehende „Flexibilitätslücke“ wird somit 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. Flexible Kleinanlagen können in einem solchen Szenario nicht nur dazu beitragen, Lastspitzen durch Erneuerbare Energien abzufangen und somit die Gesamtkosten unseres Stromsystems (beispielsweise durch reduzierte EEG-Vermarktungs- oder Regenergiekosten) sowie die CO₂-Intensität des Strommixes zu reduzieren, sondern bieten für die Prosumenten auch die Möglichkeit, aktiv in das Energiesystem eingebunden zu werden und entsprechend auch finanziell von der Flexibilitätserbringung ihrer Kleinanlagen zu profitieren. Dies könnte nicht zuletzt einen entscheidenden Anreiz für die Investition

in weitere flexible Kleinanlagen darstellen und somit den aktuell gedämpften Wachstumsprognosen entgegenwirken.

Insbesondere der Einsatz bestehender flexibler Kleinanlagen für die Netz- und Systemstabilisierung bietet dabei einen weiteren entscheidenden Vorteil: Die entsprechenden Kleinanlagen und das zugrunde liegende Flexibilitätspotenzial sind bereits heute in signifikanter Anzahl vorhanden. Das Heben dieses Potenzials ist für Eigentümer solcher Anlagen daher mit verhältnismäßig geringem Investitionsbedarf verbunden und stellt somit vor dem Hintergrund der erwartbar zunehmenden Systemkosten aufgrund der Volatilität Erneuerbarer Energien in den kommenden Jahren eine „No-regret-Maßnahme“ dar. Dies bedeutet, dass die flexible Anlage selbst bereits angeschafft wurde und zum Heben des Flexibilitätspotenzials lediglich die dazu notwendige zusätzliche Kommunikations- und Steuerungstechnologie angeschafft werden muss. Gelingt es hingegen nicht, die Volatilität Erneuerbarer Energien ökonomisch und ökologisch effizient auszugleichen und sind so teure Eingriffe durch Netzbetreiber notwendig, so führt dies insbesondere bei Gewerben und Privathaushalten zu steigenden Stromkosten beispielsweise durch erhöhte Netzentgelte in den kommenden Jahren.

Flexibilitätspotenzial flexibler Kleinanlagen

Die insgesamt zur Verfügung stehende Flexibilität hängt von verschiedenen Faktoren ab. Elektrotechnisch gesehen entspricht das Flexibilitätspotenzial der installierten Leistung der kleinen Verbraucher. Wie viel von der eingebauten Leistung letztendlich für Flexibilitätserbringung tatsächlich genutzt werden kann, hängt allerdings von verschiedenen technologischen sowie sozioökonomischen Rahmenbedingungen ab.

Tabelle 3.1 gibt einen Überblick über das Flexibilitätspotenzial einzelner Anlagentypen und die entsprechen-

Kleinanlage	Flexibilitätsrichtung	Ramp-up-Zeit	Übliche Leistung	Beispielhafte sozioökonomische Rahmenbedingungen
Wärmepumpe (Privathaushalt)	Lastverschiebung (Verbrauch)	Wenige Minuten	1–5 kW	Komfortbedürfnisse, Energiepreise, gesetzliche Vorgaben zur Raumtemperatur
E-Auto (an Wallbox)	Laden/Entladen (Batterie)	Sekunden bis Minuten	11/22kW	Reichweitenanforderungen, Fahrpläne, Batterielebensdauer
Heimspeicher	Laden/Entladen (Batterie)	Sekunden bis Minuten	5–10 kW	Eigenverbrauchsoptimierung, Strompreise, Investitionskosten

Tabelle 3.1: Flexibilitätspotenzial in Abhängigkeit der Kleinanlage; Quelle: 1KOMMA5° 2024; co2online 2024; High Performance Battery 2024

den sozioökonomischen Rahmenbedingungen, die ausschlaggebend für die tatsächlich zur Reduzierung von Erzeugungsspitzen nutzbare Flexibilität sind.

Wärmepumpen in Privathaushalten können durch Lastverschiebung flexibel betrieben werden, indem ihr Betrieb auf Zeiten mit niedrigen Strompreisen oder einer hohen Verfügbarkeit Erneuerbarer Energie verlagert wird. Aufgrund ihrer Integration in thermische Trägheitssysteme erfolgt die Anpassung typischerweise in einem Zeitraum von einigen Minuten. Die Flexibilitätmenge variiert dabei je nach Größe der Wärmepumpe und des Heizbedarfs ungefähr zwischen 1 und 5 kW. Allerdings beeinflussen auch soziale und wirtschaftliche Rahmenbedingungen wie der Komfortanspruch der Nutzer*innen und gesetzliche Vorgaben zur Raumtemperatur die Bereitschaft, diese Flexibilität anzubieten.

Elektroautos bieten Flexibilität durch die Möglichkeit, den Ladevorgang zeitlich zu verschieben. In weiterer Zukunft könnte auch die Fähigkeit des bidirektionalen Ladens für Flexibilitätserbringung genutzt werden, indem Fahrzeuge nicht nur zu einem bestimmten Zeitpunkt ge-, sondern auch entladen werden. E-Autos können innerhalb von wenigen Sekunden bis Minuten auf Netzanforderungen flexibel reagieren. In Abhängigkeit von Wallbox und Fahrzeugtyp liegt die Lade- bzw. Entladeleistung meist zwischen 11 und 22 kW. Allerdings sind Nutzer*innen oft nur bereit, diese Flexibilität anzubieten, wenn die Reichweite des Fahrzeugs für geplante Fahrten gewährleistet bleibt. Auch die Batterielebensdauer und persönliche Fahrgewohnheiten spielen eine Rolle bei der Hebung des vorhandenen Flexibilitätspotenzials.

Heimspeicher können Flexibilität innerhalb von Sekunden bis Minuten durch Laden und Entladen bereitstellen. Die Leistung liegt hierbei typischerweise zwischen 3 und 10 kW. Eigentümer von Heimspeichern legen in der Regel großen Wert auf die Optimierung ihres Eigenverbrauchs, um Stromkosten zu minimieren. Dies führt oft zu Situationen, in welchen die Heimspeicher schon früh voll beladen werden und damit zu Zeiten hoher Stromerzeugung durch PV meist nur noch begrenzt Flexibilität bereitstellen können. Investitionskosten und die Entwicklung der Strompreise beeinflussen ebenfalls, inwieweit sie bereit sind, ihr Flexibilitätspotenzial zu heben.

Die Flexibilität dieser Kleinanlagen ist ein wichtiger Baustein für die Integration von Erneuerbaren Energien in das Stromsystem. Ihre Fähigkeit, schnell auf unterschiedliche Anforderungen zu reagieren, variiert je nach Technologie. Ebenso spielen individuelle sozioökonomische Faktoren eine entscheidende Rolle bei der Frage, ob und in welchem Umfang diese Flexibilität tatsächlich zur Verfügung gestellt wird. Um dies festzustellen, benötigt es (marktliche) Anreizsysteme, welche den Anbietern von Flexibilität finanzielle Anreize zur Erbringung ihrer Flexibilität aus Kleinanlagen setzen. Die zentrale Hürde bei der Erschließung des bereits heute vorhandenen Flexibilitätspotenzials von Kleinanlagen liegt jedoch in der derzeit unzureichenden digitalen Infrastruktur als Voraussetzung zum Heben des Potenzials.

Es existieren empfindliche Lücken in der digitalen Ende-zu-Ende System-Integration von Anlagen hinter dem Zähler

Die Integration von flexiblen Kleinanlagen in das Stromsystem stellt hohe Anforderungen an die digitale Infrastruktur, insbesondere im Hinblick auf Mess- und Steuerungstechnologien. Während die angesprochenen sozioökonomischen Rahmenbedingungen in Übereinstimmung mit dem vorhandenen elektrotechnischen Flexibilitätspotenzial von Kleinanlagen zu bringen sind und gewissermaßen die Leitplanken für das Heben ihrer Flexibilität darstellen, hemmt derzeit die mangelnde digitale Infrastruktur ihre flächendeckende Integration in das Stromsystem. Damit das volle Potenzial flexibler Kleinanlagen ausgeschöpft werden kann, ist eine Ende-zu-Ende-Digitalisierung erforderlich, die bislang noch nicht flächendeckend realisiert ist. 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 Anwendungsfalls – zur (Fern-)Steuerung der flexiblen Kleinanlagen benötigt.

Exkurs: Digitale Identitäten und Verifizierbarkeit als Grundlage der Flexibilitätsbereitstellung im Energiesystem

Neben der Erfassung und Übermittlung feingranularer Verbrauchs- und Einspeisedaten durch Smart Meter sollten diese zusätzlich präzise einer flexiblen Kleinstanlage zugeordnet und die zugehörigen Stamm- und Bewegungsdaten manipulationssicher entlang der gesamten (Strom-)Lieferkette kommuniziert werden können. Dies ermöglicht es, sowohl Nachfragern als auch Anbietern u. a. die Herkunft des eingespeisten oder verbrauchten Stroms nachzuweisen. Aktuell endet die Digitalisierung der (Strom-)Lieferkette jedoch am Smart Meter, was die präzise Identifikation flexibler Kleinstanlagen hinter dem Stromzähler erschwert. Durch den Einsatz manipulationssicherer digitaler Personen- und Maschinenidentitäten als Erweiterung des Smart Meters kann diese Digitalisierungslücke geschlossen werden (DEER 2024; dena 2024a; ID-Ideal 2024).

Digitale Identitäten können als Vertrauensanker im digitalen Energiesystem der Zukunft dienen

Digitale Identitäten sind vergleichbar mit einem digitalen Personalausweis und ermöglichen es, Anlagen eindeutig zu identifizieren und ihre Eigenschaften wie Standort, Leistung und Verfügbarkeit zu verifizieren. Dies ist entscheidend, um sicherzustellen, dass eine bestimmte Anlage zu einem bestimmten Zeitpunkt

für die Bereitstellung von Flexibilität genutzt werden kann. Zudem wird sichergestellt, dass keine Doppelbuchungen stattfinden, d. h., eine Anlage kann nicht gleichzeitig für mehrere Anwendungen eingeplant werden (dena 2022). Die digitale Identität vereinfacht auch den Lieferantenwechsel nahe Echtzeit, z. B. bei Ladesäulen für Elektrofahrzeuge, indem sie die Verifizierbarkeit und Transparenz über alle Prozessschritte hinweg sicherstellt. Dadurch können Anlagenbesitzer von verschiedenen Tarifen der Lieferanten profitieren. Eine digitale Identität dient somit als Vertrauensanker und ermöglicht den sicheren, automatisierten Wechsel zwischen Eigenverbrauch, Netzeinspeisung oder anderen Flexibilitätsoptionen. **Selbstsouveräne digitale Identitäten könnten den Schlüssel zu skalierbaren, verifizierbaren und manipulationssicheren digitalen Identitäten darstellen** (Leinauer et al. 2024).

Selbstsouveräne digitale Identitäten (SSI) bieten ein geeignetes Konzept zur skalierbaren Umsetzung digitaler Personen- und Maschinenidentitäten für flexible Kleinstanlagen. Dabei können Nutzer*innen ihre Identität und erforderlichen Nachweise eigenständig in einem dezentralen Identitätsmanagementsystem verwalten. SSI sorgt dafür, dass die Prüfung und Nutzung dieser Nachweise nicht von einer zentralen Instanz, wie etwa einem Betreiber einer Internetplattform, abhängig ist. Auf diese Weise wird eine transparente und sichere Identifikation sowie Vermarktung der flexiblen Kleinstanlagen ermöglicht.

Im aktuellen politischen Diskurs werden die hierfür jeweils eingesetzten Komponenten für Messung, Kommunikation und Steuerung oftmals als Synonyme zueinander verwendet. Tabelle 3.2 stellt daher das Zusammenspiel aus moderner Messeinrichtung (mME), Smart-Meter-Gateway (SMGW) und Steuerbox sowie die entsprechenden Synonyme differenziert dar.

Nur durch die Kombination aus moderner Messeinrichtung (bzw. digitalem Stromzähler) und SMGW wird aus der modernen Messeinrichtung ein Smart Meter (BNetzA 2024). Derzeit bleibt jedoch der Smart-Meter-Rollout in Deutschland deutlich hinter den Erwartungen zurück und kann mit der Zunahme flexibler Kleinstanlagen nicht Schritt halten. Somit bildet der Smart-Meter-Rollout das digitale Nadelöhr zur Hebung der vorhandenen Flexibilität.

Zwar werden zunehmend in Haushalten moderne Messeinrichtungen bzw. digitale Stromzähler zur feingranularen Messung von Einspeise- und Verbrauchsdaten verbaut, jedoch fehlt oft ein entscheidendes Element: das Kommunikationsmodul in Form eines SMGWs. Der gesetzliche Rolloutplan für Verbraucher unter 100.000 kWh p. a. und Erzeuger unterhalb einer installierten Leistung von 100 kW sieht vor, bis 2030 rund 95% aller betroffenen Messlokationen mit Smart Metern auszustatten, allerdings erscheint das Erreichen dieses Zielwerts im Hinblick auf den aktuellen Stand des Smart-Meter-Rollouts fraglich (FfE 2023a). So waren beispielsweise im Jahr 2022 nur rund 272 Tsd. Messlokationen von Standardlast-(SLP-)Verbraucher*innen mit Smart Metern ausgestattet, wohingegen die Anzahl der Messlokationen mit modernen Messeinrichtungen bei SLP-Verbraucher*innen bereits 17,3 Mio. betrug (BNetzA 2023).

	1) Ferraris-Zähler	2) Moderne Messeinrichtung	3) Smart-Meter-Gateway	4) Smart Meter/ Intelligentes Messsystem	5) FNN-Steuerbox
Modultyp	Analoger Zähler	Digitaler Zähler (ohne Kommunikations-einheit)	Kommunikations-einheit	Digitaler Zähler MIT Kommunikations-einheit	Steuerungseinrichtung
Funktion	<ul style="list-style-type: none"> — Messung des aktuellen Zählerstands — Jährlich mithilfe von Standard-Last-Profilen ausgewertet 	<ul style="list-style-type: none"> — Messung des aktuellen Zählerstands — Abrufbar in Viertelstundenwerten — Gespeicherte Werte: tages-, wochen-, monats-, jahresgenau 	<ul style="list-style-type: none"> — Schnittstelle zwischen Zähler und Kommunikationsnetz — Kann einen oder mehrere Zähler anbinden — Automatische Datenübertragung zum Messstellenbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> — Auslesen des aktuellen Zählerstands — Abrufbar in Viertelstundenwerten: Tages-, Wochen-, Monats-, Jahresanzeige 	<ul style="list-style-type: none"> — Fernsteuerung der Anlage
Zuständig für Einbau, Messung und technischen Betrieb	Örtlicher Netzbetreiber	Grundzuständiger Messstellenbetreiber (i. d. R. örtlicher Netzbetreiber) oder ein vom Verbraucher beauftragter Messstellenbetreiber	Smart-Meter-Gateway-Administrator (entweder der grundzuständige Messstellenbetreiber oder ein wettbewerbles Unternehmen)	Siehe 2) und 3)	Grundzuständiger Messstellenbetreiber (i. d. R. örtlicher Netzbetreiber) oder ein vom Verbraucher beauftragter Messstellenbetreiber

Tabelle 3.2: Komponenten für digitale Integration von steuerbaren Kleinanlagen; Quelle: eigene Darstellung; BNetzA (2024)

Das bedeutet, dass lediglich 1,6 % der Haushalte mit mME auch mit einem SMGW ausgestattet sind. Das SMGW ist notwendig, um die von den digitalen Zählern erfassten Daten in Echtzeit bzw. in kurzen Zeitintervallen sicher zu übertragen und weiterzuarbeiten.

Der flächendeckende Smart-Meter-Rollout wird u. a. aufgrund hoher IT-Sicherheitsanforderungen an das SMGW, wie etwa die „Sichere Lieferkette“ (SiLKe), des bestehenden Fachkräftemangels in Deutschland sowie ungeklärter Fragen zur Wirtschaftlichkeit des Smart-Meter-Rollouts bei bestimmten Preisobergrenzen²⁴ für Messstellenbetreiber noch Jahre dauern (PWC 2024). Diese Vorgaben sorgen dafür, dass SMGWs nur unter strengen Bedingungen, beispielsweise in speziellen Hochsicherheitsboxen und durch geschultes Fachpersonal, installiert werden dürfen. Dies bedeutet entsprechende Zeitaufwände und somit Zusatzkosten, die einen schnellen, flächendeckenden Einbau von SMGWs verhindern. Obwohl es in Deutschland seit 2023 mit dem Gesetz zum Neustart zur Digitalisierung der Energiewende eine gesetzliche Anpassung zur Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) gibt, reichen diese Maßnahmen bislang nicht aus, um mit der Zunahme flexibler Kleinanlagen Schritt zu halten.

Begründet werden die hohen Sicherheitsanforderungen für die (Fern-)Steuerung flexibler Kleinanlagen mit der zu gewährleistenden Cybersicherheit der Anlagensteuerung. Bei systemkritischen Anwendungsfällen der Flexibilitätserbringung, wie beispielsweise bei der Aggregation und Integration der Kleinanlagen in Regelleistungsmärkte oder in einen perspektivischen Redispatch 3.0, sind die entsprechend hohen Sicherheitsanforderungen an das SMGW als Kommunikationsmodul nachvollziehbar und berechtigt, dies gilt jedoch nur bedingt bei systemunkritischen Anwendungsfällen.

Zur Beschleunigung des Zubaus fehlender Kommunikationsmodule stehen dem Gesetzgeber eine Reihe möglicher Instrumente zur Verfügung. Diese unterscheiden sich sowohl in der benötigten Zeit bis zur Entfaltung der gewünschten (Anreiz-)Wirkung als auch im Grad der Freiwilligkeit der Partizipation. Die Bandbreite der zur Verfügung stehenden Maßnahmen reicht von der Erlaubnis des freiwilligen Einsatzes niederschwelliger Alternativen zum SMGW für bestimmte Anwendungsfälle bis hin zu einer verpflichtenden Erhöhung der Pflichtausbaufälle des SMGW. Kombinationen sowie abgeschwächte Varianten dieser sind in beliebiger Variation möglich. Im Folgenden sollen beide Extremfälle skizziert werden.

²⁴ Für moderne Messeinrichtungen gibt es eine gesetzliche Preisobergrenze, so dürfen Einbau und Betrieb nicht mehr als 20 Euro im Jahr kosten (BNetzA 2024).

Niederschwellige Alternativen zum SMGW könnten bei systemunkritischen Anwendungsfällen Übergangsweise eingesetzt werden

Bei systemunkritischen Anwendungsfällen (beispielsweise dynamische Strompreise und zeitvariable Netzentgelte) könnte in bestimmten Situationen auf die direkte Steuerung der Kleinanlagen über eine Steuerbox verzichtet und beispielsweise indirekt über Preissignale Anreize zur freiwilligen Flexibilitätserbringung gesetzt werden. Die Abrechnung der erbrachten Flexibilität erfolgt dann – analog zu systemkritischen Anwendungsfällen – auf Basis feingranularer Messdaten der modernen Messeinrichtungen, welche jedoch nicht zwingend in Echtzeit übertragen werden müssten.

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 mit geringeren Sicherheitsanforderungen an Hardware, Inbetriebnahme und Wartung zur Überbrückung des Smart-Meter-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 Kleinanlagen und dynamische Einspeisevergütung flächendeckend nutzbar zu machen, und damit insbesondere der Teilnahme von Privathaushalten an dynamischen Stromtarifen oder zeitvariablen Netzentgelten den Weg freimachen. Teile des bereits heute vorhandenen Flexibilitätspotenzials zur markt- und netzseitigen Integration der Kleinanlagen könnten entsprechend kurzfristig nutzbar gemacht 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 (z. B. Simplify Smart Metering 2024). Zum einen schlagen sie vor, bei Anwendungsfällen, in denen es lediglich um die Erfassung von Verrechnungswerten oder den digitalen Zugang zu Verbrauchswerten geht, eine moderne Messeinrichtung (digitaler Stromzähler) in ein Low Power Wide Area Network (LPWAN)²⁵ zu integrieren und eine Fernauslese der Stromzähler über diese LPWAN-Schnittstelle

zuzulassen, bis der Smart-Meter-Rollout entsprechend fortgeschritten ist. Diese zweistufige Rolloutstrategie bietet eine einfache Umsetzung, Kosteneinsparungen und ermöglicht es Endverbrauchern, zeitnah vom Flexibilitätspotenzial ihrer Anlagen zu profitieren. Zum anderen kooperieren junge Unternehmen mit großen Netzbetreibern, um skalierbare Prozesse für den Einbau von modernen Messeinrichtungen inklusive Kommunikationsmodul zu entwickeln (pv magazine 2024). Die Kunden dieser Anbieter können sich bereits vor dem offiziellen Smart-Meter-Rollout für einen Zählertausch registrieren, was das Interesse und die Nachfrage nach Smart Metern verdeutlicht. Wichtig im Zusammenhang mit der Einführung niederschwelliger Alternativen zum SMGW sind jedoch zwei Grundsätze: (1) Die Maßnahme ist nur als Übergangslösung gedacht, die niederschwelligen Alternativen mit spezifischen, jedoch eingeschränkten Funktionalitäten sollen schrittweise durch SMGWs ersetzt bzw. ausgetauscht werden können, (2) gewisse Mindestsicherheitsanforderungen an die Datenübertragung müssen auch durch die niederschwelligen Alternativen gewährleistet werden. Es gilt herauszufinden, welche Mindestsicherheitsanforderungen benötigt werden und wie diese durch den Rollout niederschwelliger Alternativen zum SMGW sichergestellt werden können.

Um das Potenzial dieser Initiativen voll auszuschöpfen, müssen jedoch weitere Maßnahmen ergriffen werden. Dazu gehören 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.

Eine Erhöhung der gesetzlichen Pflichtausbaufälle des SMGWs könnte mangelnde Anreize zum freiwilligen Ausbau überkompensieren

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. Dieser Ansatz könnte auch mit der Einführung niederschwelliger Alternativen zum SMGW kombiniert und parallel umgesetzt werden.

²⁵ Ein LPWAN ist ein drahtloses Kommunikationsnetzwerk, das speziell für die energieeffiziente Übertragung geringer Datenmengen über große Entfernungen konzipiert ist. Es findet insbesondere Anwendung im Kontext des Internets der Dinge (IoT), wo es die langfristige, batterieoptimierte Kommunikation zwischen vernetzten Geräten wie etwa Sensoren ermöglicht (Telekom 2024).

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 Messung ausgelegt, so könnten die mit der Abrechnung einhergehenden Effizienzgewinne weitere Anreize für den freiwilligen Zubau von SMGWs setzen. Um qualitative Prozessverbesserungen bei der Abrechnung von Messdaten durch den Einsatz von Smart Metern sowie damit einhergehende Kosteneffizienzen beziffern und anschließend kommunizieren zu können, sind jedoch weitere Untersuchungen notwendig. 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.

Ein digitaler Markttrollenwechsel sowie ein Lieferantenwechsel nahe Echtzeit beschleunigen die Erschließung des vorhandenen Flexibilitätspotenzials von Kleinanlagen und erhöhen gleichzeitig die Wettbewerbsintensität

Wie in den vorherigen Kapiteln dargestellt, sind Prosumenten 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, da sie kurzfristig – beispielsweise in Abhängigkeit von Preissignalen – Strom einspeisen oder verbrauchen können. Damit Prosumenten sich jedoch tatsächlich entsprechend flexibel verhalten können, bedarf es der Digitalisierung und Vernetzung verschiedener für die Vermarktung von Energie(flexibilität) relevanter Datenregister.

Datenregister, wie das Marktstammdaten- oder das Herkunftsnachweisregister, 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 veralteten Einträgen führen kann. Außerdem sind die verschiedenen Register nicht miteinander digital vernetzt, resultierende Medienbrüche mindern die Datenqualität und verursachen zusätzli-

chen Aufwand, beispielsweise für Korrekturen – oft einhergehend mit vermeidbaren Mehrkosten. Angesichts der zu erwartenden Zunahme flexibler Kleinanlagen in den kommenden Jahren stoßen manuelle Systeme zunehmend an ihre Grenzen. Eine automatisierte Erfassung von Stamm- und Bewegungsdaten für diese flexiblen Kleinanlagen wird daher dringend benötigt (dena 2022).

Es sind skalierbare Lösungen erforderlich, die auf einer gemeinsamen digitalen Infrastruktur basieren, um den Datenaustausch zu automatisieren und die Interoperabilität zwischen den verschiedenen IT-Systemen zu gewährleisten. Diese Register dienen außerdem als Grundlage für einen reibungslosen Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern und Anbietern flexibler Kleinanlagen und erleichtern u. a. den digitalen Markttrollen- sowie den Lieferantenwechsel nahe Echtzeit bei der Vermarktung von Flexibilitäten (dena 2022). Zum einen müssen Anbieter – wie beispielsweise Prosumenten – in der Lage sein, rasch in die Rolle des Stromnachfragers zu schlüpfen, um von schwankenden Strompreisen profitieren und das Flexibilitätspotenzial ihrer Anlagen optimal ausschöpfen zu können. Zum anderen müssen Prosumenten auch in die Lage versetzt werden, ihren Stromlieferanten bei entsprechend kurzfristig verbesserten Konditionen aufgrund dynamischer Stromtarife schnell wechseln zu können. Dies fördert eine Vermarktung von Flexibilität nahe Echtzeit und schafft zusätzliche Anreize für Investitionen in flexible Kleinanlagen.

Aufgrund der mangelnden digitalen Infrastruktur zur Vernetzung und automatisierten Aktualisierung bestehender Datenregister – wie beispielsweise des Marktstammdaten- und des Herkunftsnachweisregisters – sind gegenwärtig diese Wechselprozesse jedoch oft mit erheblichem bürokratischem Aufwand verbunden (FfE 2023b). 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 (dena 2024b). Zudem werden im Marktstammdatenregister (MaStR) insbesondere kleinere Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Heimspeicher oder Wärmepumpen nicht verpflichtend gemäß § 3 MaStR registriert. Aufgrund der fehlenden Registrierung im Marktstammdatenregister sowie mangelnder Vernetzung mit anderen Registern bleiben die erheblichen Potenziale dieser Anlagen zur Flexibilitätsbereitstellung für Systemdienstleistungen weitgehend unerkannt und damit ungenutzt. Eine digitale Anmeldung von Kleinanlagen im MaStR

und die Möglichkeit eines digitalen Marktrollen- sowie eines Lieferantenwechsels nahe Echtzeit mittels Digitalisierung und Vernetzung bestehender Datenregister würden jedoch nicht nur mit Erschließung des Flexibilitätspotenzials dieser Kleinanlagen beschleunigen, da für die Vermarktung relevante Informationen mit berechtigten Akteuren schneller, transparenter und weniger fehleranfällig geteilt werden können. Sie würden auch die Wettbewerbsintensität erhöhen, indem „Lock-in-Effekte“ abgebaut werden.

Für eine effiziente Integration von flexiblen Kleinanlagen bedarf es der vollumfänglichen Digitalisierung unseres Stromsystems

Insgesamt zeigt sich, dass eine vollumfängliche Integration von flexiblen Kleinanlagen in das Stromsystem durch Lücken in der digitalen Ende-zu-Ende-Systemintegration, insbesondere beim Smart-Meter-Rollout, stark behindert wird. Während systemkritische Anwendungsfälle die derzeitigen hohen (IT-)

Sicherheitsanforderungen an das SMWG rechtfertigen, könnten für systemunkritische Anwendungsfälle niederschwellige Alternativen zur Übertragung von Messdaten bereits heute die kurzfristige Erschließung der Flexibilitätspotenziale von Kleinanlagen ermöglichen. Alternativ bzw. in Kombination mit dieser Maßnahme könnte über die Erhöhung der Pflichtausbaufälle Druck ausgeübt und der schleppend voranschreitende Smart-Meter-Rollout beschleunigt werden.

Zudem erfordert die Nutzung des Flexibilitätspotenzials von Kleinanlagen eine Digitalisierung und Vernetzung relevanter Datenregister. Manuelle Register und fehlende digitale Verknüpfungen führen zu Medienbrüchen, Fehlern und hohen Bürokratiekosten, was den digitalen Marktrollenwechsel sowie den Lieferantenwechsel nahe Echtzeit verlangsamt und somit die Flexibilitätsvermarktung hemmt. Automatisierte, digitale Lösungen sind nötig, um den Informationsaustausch zu beschleunigen, Lock-in-Effekte zu vermeiden und den Wettbewerb zu fördern.

Exkurs: Turbo einschalten – beschleunigter Ausbau von Wärmepumpen als Schlüssel zur Reduzierung von Erzeugungsspitzen

Vorausgesetzt, die Geschwindigkeit des Smart-Meter-Rollouts kann erhöht und/oder niederschwellige Alternativen können zum SMGW für bestimmte, systemunkritische Anwendungsfälle auf freiwilliger Basis eingeführt werden, so birgt ein beschleunigter Ausbau von Wärmepumpen ein enormes Flexibilitätspotenzial zum Ausgleich von Erzeugungsspitzen durch Erneuerbare Energien. Bereits heute sind 19 GW Leistung (UBA 2024) durch Wärmepumpen installiert. Die Flexibilität bereitstellung ist allerdings aufgrund technischer sowie sozioökonomischer Restriktionen begrenzt und zudem von saisonalen Schwankungen abhängig. Insbesondere in Kombination mit dezentraler Photovoltaik (PV) können Wärmepumpen jedoch dazu bei-

tragen, die Eigenverbrauchsquote deutlich zu erhöhen und Netzbelastungen durch überschüssigen Strom zu reduzieren. Doch der schnelle Ausbau dieser Technologie stößt auf Hürden – von hohen Installationskosten bis hin zu einem Mangel an Fachkräften. Innovative Ansätze könnten jedoch genau die Beschleunigung ermöglichen, die erforderlich ist, um diese Potenziale schon zeitnah auszuschöpfen.

Ein zentraler Ansatzpunkt ist die **serielle Vorfertigung**. Diese Methode setzt auf vorgefertigte Module, die den Installationsaufwand vor Ort drastisch reduzieren.

Darüber hinaus können auch **Kooperationen** zwischen Unternehmen, die PV-Anlagen und Wärmepumpen anbieten, den Ausbau beschleunigen. Es zeigt sich, dass Kunden, die bereits an einer PV-Anlage interessiert sind, häufig auch für den Einbau einer Wärmepumpe offen sind.

— Arbeitspaket 4

Lead

Fraunhofer IEG – Dr. Felix Panitz, Daniel Scholz,
Prof. Dr. Mario Ragwitz, Dr. Clemens Schneider

Beitragende

TU Clausthal – Prof. Dr. Ines Hauer

Neue große Lasten – wer kann kurzfristig und flexibel mehr verbrauchen?

Analyse

Einführung

Das Arbeitspaket fokussiert auf das Potenzial zur Bereitstellung von Flexibilität von zusätzlichen Einzellasten, die größer als 1 MW_{el} sind, um hohe Erzeugungsspitzen abfangen zu können. Diese zusätzlichen Lasten werden im Folgenden unterteilt in

- Stromspeicher und
- Sonstige große Lasten.

Die Eignung einzelner „neuer großen Lasten“ wird mithilfe einer Kurzcharakteristik im Sinne des kurzfristig realisierbaren Flexibilitätspotenzials und mithilfe eines Ampelsystems (grün, gelb, rot) bewertet. Die Auflistung der Lasten hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern beschränkt sich auf wesentliche, potenziell zeitnah verfügbare Lasten.

Daraus können grundsätzliche und vergleichende Aussagen zu Eignung, Verfügbarkeit und Umsetzungswahrscheinlichkeit gemacht werden. Vorteile und Alleinstellungsmerkmale einzelner Lasten werden herausgearbeitet und deren Relevanz bis 2030 auch über das vorhandene Senkenpotenzial eingeordnet. Die zukünftig tatsächlich realisierten Leistungen hängen jedoch von vielen Faktoren ab und können nur schwer prognostiziert werden.

Wenn perspektivisch „neue große Lasten“ in systemrelevanter Größenordnung zugebaut werden, wird diese Nachfrage den Strommarkt selbst signifikant beeinflussen und somit Großhandelspreise und möglicherweise auch Netzentgelte verändern. Das kann wiederum Wirtschaftlichkeit und Betriebsweise einzelner neuer Lasten grundlegend modifizieren. Insbesondere aufgrund der besonderen Flexibilität der neuen Lasten sind die gegenseitige Beeinflussung und das Wechselspiel untereinander zu beachten. Es können sowohl Synergien als auch Kannibalisierungseffekte auftreten. Diese systemischen Einflüsse sind nicht Bestandteil dieser Studie, sondern müssen durch Szenarienbetrachtungen in einem globalen Energiesystemmodellansatz analysiert werden.

Longlist – Stromspeicher

Tabelle 4.1 gibt eine Übersicht über relevante Stromspeichertechnologien, die einen Flexibilitätsbeitrag liefern können, und deren Kurzcharakterisierung zur Bewertung des kurzfristig realisierbaren Flexibilitätspotenzials. Betrachtete Eigenschaften sind Speichereffizienz, Speicherdauer, technologische Reife, Wirtschaftlichkeit, Ortsabhängigkeit, zeitliche Dynamik, Realisierungszeiträume und die Größe von Einzelprojekten.

Geologische Druckluftspeicher stehen am Rande der Wirtschaftlichkeit. Hier ist jedoch der vergleichsweise niedrige Wirkungsgrad – bis 65% für diabate und bis 78% für diabate Pumpspeicher – ein Nachteil gegenüber Batterien. Geologische Druckluftspeicher sind an den Standort der Kaverne gebunden und können daher nur begrenzt netzdienlich positioniert werden. Nachteilig ist, dass mittelfristig die Kavernennutzung als Druckluftspeicher in Konkurrenz zur Nutzung als Wasserstoffspeicher steht und die Solung neuer Kavernen kostenintensiv und langwierig ist.

Unterwasser-Druckluftspeicher haben einen geringen Technologiereifegrad, ähnliche Wirkungsgrade wie Kavernendruckluftspeicher und sind für den wirtschaftlichen Betrieb voraussichtlich an Gewässertiefen von mindestens 200 Metern gebunden.

Flüssigluftspeicher sind hingegen ortsunabhängig installierbar, in der Größe beliebig skalierbar und bieten niedrige Investitionskosten, aber haben mit 50 bis 65% vergleichsweise niedrige Wirkungsgrade.

Schwungradspeicher werden vor allem als Momentanreserve genutzt. Über Zeiträume länger als 20 Minuten sind diese aufgrund ihrer geringen Kapazität und hohen Standverluste nicht einsatzfähig. Auch wegen der hohen Kosten entfallen sie als Flexibilitätsoption.

Strom-Wärme-Strom-Speicher (Wärme-Kraftwerke, Thermopotenzialspeicher und Thermovoltaikspeicher) sind alle auf einem niedrigen Techno-

logiereifegrad. Wirkungsgrade erreichen nur bei Thermopotenzialspeichern die Größenordnung von Druckluftspeichern. Aussagefähige Investitionskosten konnten nicht recherchiert werden. Interessant ist eine Nutzung dort, wo auch die anfallende Wärme ebenso genutzt werden kann. Jedoch ist die Technologie damit an Standorte mit relevanten Wärmesenken gebunden. Da jedoch für den nicht ins Netz rückgespeisten Strombezug, der als Wärme genutzt werden kann, gegebenenfalls Netzentgelte gezahlt werden müssen, bestehen für die Wirtschaftlichkeit der Wärmeseite gleiche Hürden wie für Power-to-Heat-Anlagen.

Vorhandene Pumpspeicherkapazitäten von 9,7 GW (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2024) werden bereits intensiv genutzt und stehen nicht als „neue Last“ zur Verfügung. Das Ausbaupotenzial in Deutschland ist stark beschränkt. Im Neubau wären Pumpspeicher zudem aufgrund der Investitionskosten eher nicht konkurrenzfähig zu Großbatteriespeichern. Das Ausweiten auf Offshore-Anlagen (künstliche **Pumpspeicher-Inseln**) wird in Belgien diskutiert. Jedoch existieren international zu diesem Konzept bisher keine realisierten Anlagen. Das theoretische Pumpspeicherpotenzial in inaktiven Bergbau-Grubengebäuden, d. h. **unterirdische Pumpspeicher**, wird in Deutschland im ein- bis zweistelligen GW-Bereich gesehen. Allerdings sind die aktuellen genehmigungsrechtlichen Hürden so hoch, dass ein Großteil des Potenzials nicht erschlossen werden kann. Gegenwärtig geschätzte Investitionskosten sind mit den zwei- bis sechsfachen Kosten von Batteriespeichern inakzeptabel hoch. **Unterwasserpumpspeicher** (Kugelspeicher) befinden sich in der Entwicklung, sind aber an große Wassertiefen gebunden und werden deshalb in Deutschland nur beschränkt einsetzbar sein.

Hubspeicherkraftwerke haben ähnlich wie Pumpspeicherkraftwerke mit bis zu 85% relativ hohe Wirkungsgrade. Umgesetzt wurde bisher lediglich eine Großanlage in China, deren Kosten mit 500 US-Dollar/kWh angegeben werden. Aufgrund des spezifischen Platzbedarfs scheint auch das Potenzial dieser Technologie für Deutschland stark begrenzt.

Kondensatoren und Spulen sind aufgrund der Kosten, geringer Speicherkapazität und Speicherdauer sowie hoher Standverluste als Flexibilitätsoption nicht geeignet.

Non-Flow-Großbatterien wie Lithium-Ionen-Batterien haben die beste Performance aller Stromspeichertechnologien bei vergleichsweise niedrigen Kosten und sind mit einer installierten Leistung von 1,4 GW und in-

stallierten Kapazität von 1,8 GWh (Batterien, mit mehr als 1.000 kWh Kapazität) eine etablierte Technologie mit hohen Zubauzahlen (Battery Charts RWTH Aachen, 15.10.2024). In Einzelprojekten installierte Leistung und Kapazität steigen stetig an und liegen aktuell bereits im hohen dreistelligen MW-Bereich. In der Diskussion befindliche zukünftige Baukostenzuschüsse für den Netzanschluss von Großbatterien könnten jedoch den Ausbau bremsen. Die zukünftige Rohstoffverfügbarkeit ist bei Batterien ein gewisses Risiko für die schnelle Skalierung der Produktion. **Redox-Flow-Batterien** sind aktuell noch signifikant teurer, aber es wird von einem hohen Kostensenkungspotenzial ausgegangen. Diese bieten durch die Entkopplung von Leistung und Kapazität technologische Vorteile gegenüber Non-Flow-Batterien. Ebenso wie bei Flow-Batterien sind Projekte mit hohen Leistungen bzw. Kapazitäten zu erwarten.

Chemische Stromspeicher, d. h. Wasserstoff-Elektrolyseure mit Einspeicherung des Wasserstoffs und anschließender Rückverstromung, sind bis dato die einzige aussichtsreiche Technologie, die auf eine langfristige bis saisonale Stromspeicherung abzielt. Jedoch ist bis 2030 aufgrund der Konkurrenz zu fossilem Erdgas keine Rückverstromung im GW-Maßstab zu erwarten, auch wenn gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie entsprechende Kapazitäten bereits zugebaut werden. Daher wird Wasserstoff als Stromspeicher hier als Flexibilitätspotenzial nicht aufgelistet. Wasserstoff-Elektrolyse zur Wasserstoffbereitstellung für Wasserstoffderivate und Industrieprozesse wird hingegen bis 2030 bereits eine wichtige Rolle spielen und im Abschnitt „Sonstige große Lasten“ erfasst.

Auftriebsenergiespeicher (Buoyancy Energy Storages) werden nicht aufgelistet, da diese nur bei großen Meerestiefen wirtschaftlich sind, die in Nord- und Ostsee nicht vorhanden sind.

Fazit Stromspeicher

Unter allen Stromspeichertechnologien spielen bisher nur Pumpspeicher und Batterien eine relevante Rolle im öffentlichen Stromnetz, wobei sich der aktuelle Zubau gänzlich auf Letztere beschränkt. Pumpspeicher und Großbatterien sind zurzeit die einzige relevante Flexibilität im Stromsystem auf der Nachfrageseite und gleichzeitig eine wichtige Flexibilität auf der Erzeugerseite. Sowohl auf der Nachfrageseite als auch der Erzeugungsseite kann diese Flexibilität zwischen 0 und 100% der jeweiligen Nennleistung geregelt werden. Wie in Abbildung 4.1 zu sehen, dominieren gegenwärtig noch Pumpspeicher die installierte Speicherkapazität. Aufgrund des starken Zubaus der Batteriespeicher

aller Größen könnte sich dies bereits in wenigen Jahren ändern. Großbatterien nehmen unter den Batterien bisher nur eine untergeordnete Rolle ein. Die installierte Kapazität von Großbatterien ist jedoch innerhalb eines Jahres (September 2023 – September 2024) um 34% gewachsen (Battery Charts RWTH Aachen, kein Datum). Dass Großbatterien ein hohes Ausbaupotenzial haben, zeigt die hohe Menge an Ausbauforderungen von 80 GW allein im Übertragungsnetz von 50Hertz Transmission (Stand September 2024).

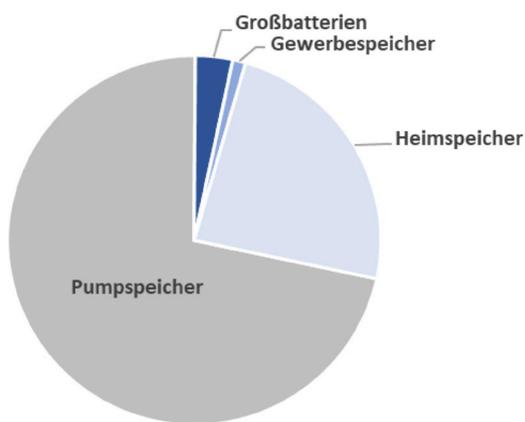


Abbildung 4.1: Vorhandene Stromspeicherkapazitäten in Deutschland; September 2024

Alle für „große neue Lasten“ bis 2030 potenziell relevanten Stromspeichertechnologien haben vergleichsweise hohe Investitionskosten und benötigen aufgrund des begrenzten mittleren Strompreis-Spreads eine hohe Zahl an Ladezyklen für einen wirtschaftlichen Betrieb. Auch das Verhältnis von Leistung zu Speicherkapazität ist bei allen Technologien relativ ähnlich. Dadurch zielen alle diese Speichertechnologien auf ähnliche Märkte und stehen so in direkter Konkurrenz zueinander. Eine ähnlich hohe Performance (Wirkungsgrad) wie bei Batteriespeichern ist jedoch auch in Zukunft bei keiner anderen Stromspeichertechnologie 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.

Longlist – Sonstige große Lasten

Sonstige, potenziell „neue große Lasten“, also Einzellasten größer als 1 MW, die keine Stromspeicher darstellen, sind in Tabelle 4.2 aufgelistet. Einzelne Kriterien sowie eine Gesamtbewertung sind auch hier mithilfe eines Ampelsystems (grün, gelb, rot) bewertet.

Power-to-Heat-Anlagen als Wärmeerzeuger für Wärmenetze stellen ein bedeutendes Lastpotenzial dar. Elektrokessel und Großwärmepumpen sind für den Temperaturbereich der Fernwärme (bis 130 °C) marktverfügbar. Elektrokessel sind in Einzelprojekten bis 120 MW_{th} (Berlin Reuter-West) realisiert. Eine Großwärmepumpe von 130 MW_{th} befindet sich in konkreter Umsetzung in Köln-Niehl. Elektrokessel haben geringe Investitionskosten von 100 bis 250 Euro/kW_{th}, während Großwärmepumpen je nach Wärmequelle zwischen 800 und 2.000 Euro/kW_{th} kosten²⁶. Elektrokessel werden aktuell meist an Standorten von KWK-Anlagen errichtet, wo bereits ein Mittel- oder Hochspannungsanschluss sowie ein Wärmenetzanschluss besteht. Der Standort von Großwärmepumpen richtet sich hingegen vor allem nach der eingesetzten Wärmequelle. Hier ist nach der Genehmigung der Wärmequellennutzung die Bereitstellung des elektrischen Anschlusses erfahrungsgemäß eines der größten Realisierungshindernisse. Insbesondere in Fernwärmenetzen ist die Korrelation zwischen hoher Wärmenachfrage und Erzeugungsspitzen aus der Photovoltaik gegenläufig.

Das Potenzial von **Power-to-Cold** beschränkt sich im Wesentlichen auf zu erwartende neue Kältebedarfe und den damit verbundenen Zubau von Kältemaschinen. Das Elektrifizierungspotenzial vorhandener thermischer Kältemaschinen (Sorptionsanlagen) ist hingegen vernachlässigbar gering. Da sich der Zubau im Wesentlichen auf Klimakälteanlagen beschränkt, ist eine hohe Korrelation der Lastspitzen mit der Photovoltaikstromproduktion zu erwarten. Der Bestand an Kältemaschinen kann auf eine elektrische Anschlussleistung von 35 GW_{el} abgeschätzt werden (aufgrund der Datenlage hier auch inklusive aller Anlagen kleiner 1 MW_{el})²⁷. Gelingt es, die vorhandenen Leistungsreserven der installierten Kältemaschinen zur Lastverschiebung zu nutzen, ließe sich eine signifikante zusätzliche Last generieren. Dafür müssten Anlagen regelungstechnisch ertüchtigt und neben der Aktivierung der Gebäudemasse als Speicher zusätzliche Kältespeicher nachgerüstet und wirtschaftliche Anreize geschaffen werden.

²⁶ Erfahrungswerte Fraunhofer IEG aus unterschiedlichen Projekten.

²⁷ Eigene Abschätzungen Fraunhofer IEG (auf Basis von VDMA, 2017).

	Gesamtbewertung	Speicherwirkungsgrad	Einspeicherdauer	Standverluste (a) Speicherdauer (b)		Technologiereife	Kosten (a) Senkungspotenzial (b)		Netzanchluss / Standort Restriktionen	Last-Größe / Potenzial Dtd	Anfahrdynamik	Realisierungszeitraum	Größe Einzelprojekte		
				(a)	(b)		(a)	(b)					€kWh	Energie	Leistung
Stromspeicher (thermo)-mechanisch															
Adiabate Druckluftspeicher (A-CAES)	●	60...78 %	4...12 h	w	w	●	250...500	●	●	min	●	5a	1 GWh	bis 300 MW	
Diabate Druckluftspeicher (D-CAES)	●	bis 65 %	4...12 h	w	w	●	<< A-CAES	●	●	min	●				
Unterwasser-Druckluftspeicher (UCAES)	●	< 50 – 70 %	4...7 h	d...w	d...w	●	k. A.	●	●	min	●	k. A.	bis GWh	10 MW	
Adiabate Flüssiglufspeicher (A-LAES)	●	50...65 %	4...10 h	d	d	●	200...500	●	●	min	●	5a	10 GWh	10... 300 MW	
Schwungradspeicher	●	80...95 %	20 s.. 20 min	min	min	●	900...1300	●	●	s	●	2a	bis 5 MWh	bis 20 MW	
Wärmeerkraftwerk	●	35...45 %	–	d...w	d...w	●	k. A.	●	●	min	●	k. A.	bis GWh	10 bis 150 MW	
Thermopotenzialspeicher (PHES)	●	50...70 %	–	d...w	d...w	●	k. A.	●	●	min	●	k. A.	bis GWh	10 bis 150 MW	
Thermovoltspeicher	●	35...45 %	–	d...w	d...w	●	k. A.	●	●	min	●	k. A.	k. A.	k. A.	
Pumpspeicherkraftwerke	●	80 %	3 .. 12 h	d...w	d...w	●	500...2000	●	●	s ... min	●	5a	bis 8,5 GWh	bis 1 GW	
Pumpspeicherinsel	●	80 %	4 h	d...w	d...w	●	k. A.	●	●	s ... min	●	k. A.	2 GWh	500 MW ¹⁾	
Unterirdische Pumpspeicher	●	80 %	k. A.	d...w	d...w	●	200 ... 1000	●	●	s ... min	●	k. A.	1 GWh	–	
Unterwasser-Pumpspeicher (Kugelspeicher)	●	75...80 %	4 h	d...w	d...w	●	k. A.	●	●	s ... min	●	k. A.	k. A.	–	
Hubspeicherkraftwerk	●	75...85 %	4 h	d...w	d...w	●	500 (CHN)	●	●	min	●	k. A.	100 MWh	25 MW	
Stromspeicher (Elektrisch)															
Kondensatoren (SupraCaps)	●	90...95 %	Sekunden	s...min	s...min	●	10T...20T	●	●	s	●	1a	–	–	
Supraleitende Spulen	●	90...95 %	Sekunden	s...min	s...min	●	30T...200T	●	●	s	●	1a	–	–	
Stromspeicher (elektrochemisch)															
Non-Flow-Batterien „Großbatterien“	●	98 %	1 ... 6 (10) h	d	d	●	350	●	●	s	●	2a	bis 1 GWh	bis 500 MW	
Redox-Flow-Batterien	●	90 %	>1 h	d	d	●	600...700	●	●	s	●	2a	k. A.	bis 500 MW	

Tabelle 4.1: Longlist – Stromspeicher

	Gesamtbewertung	Technologiereife	Investition ¹⁾ (a) Senkungspotenzial (b)		Mindest-VBH ⁷⁾		Potenzial der Senke		Standortrestriktionen	Lastdynamik	Realisierungszeitraum	Größe Einzelprojekte	Netzanchluss	
			(a)	(b)	(a)	(b)	Jahresmenge	Menge Sommertag						
Power-to-Heat (Fernwärme)														
Elektrokessel	●	●	100 ... 250 €/kW _{el}	100...200	200...400	●			●	s	●	3...5a	bis 120 MW _{el} (3x40)	●
Wärmepumpen	●	●	2000 ... 4000 €/kW _{el}	800...1000	1000...1900	●	130 TWh _{th}	140 GWh _{th}	●	min	●	3...5a	bis 120 MWe _l	●
Power-to-Cold														
Neue Kältemaschinen	●	●	–	–	–	●	1...4 TWh _{th} ³⁾	k. A.	●	min	●	1a	bis 10 MW _{el}	●
Verschiebbare Lasten (Bestand)	●	●	–	–	–	●	k. A.	k. A.	●	min	●	1a	k. A.	●
Power-to-Gas/Liquid														
Elektrolyse	●	●	1000 ... 2000 €/kW _{el} (-30 % bis 2030)	800...1500	1800...3600	●	40 TWh _{el} ³⁾	100 GWh	●	min ... h	●	3...5a	bis 100 MW _{el}	●
Industrielle Lasten														
Elektrifizierbare Lasten / Power-to-Heat	●	●	100 ... 4000 kW _{el}	140...1500	290...3250	●	230 TWh _{th}	600 GWh _{th} ⁴⁾	●	s ... h	●	2...5a	k. A.	●
Verschiebbare Lasten	●	●	–	k. A.	–	●	k. A.	k. A.	●	min	●	1...3a	k. A.	●
Substitution Industriekraftwerke	●	●	ggf. Netzanchluss	0	0	●	53 TWh _{el} ⁵⁾	150 GWh _{el} ⁴⁾	●	h	●	< 1a	k. A.	●
Sonstiges														
Batteriezüge	●	●	–	–	–	●	0,2 TWh _{el} ²⁾	0,5 GWh _{el} ²⁾	●	min	●	3...5a	k. A.	●
LKW-Schnelladesäulen MCS	●	●	–	–	–	●	k. A.	k. A.	●	k. A.	●	2...4a	1 .. 15 MW _{el}	●
Neue Rechenzentren	●	●	–	–	–	●	10...50 TWh _{th} ³⁾	k. A.	●	-	●	2...3a	–	●

Tabelle 4.2: Longlist – Sonstige große Lasten

1) im Jahr 2024; 2) Annahme: 10% Elektrifizierung des DB-Diesel-Schienenverkehrs; 3) im Jahr 2030; 4) vereinfachte Annahme konstanter Verbrauch pro Tag; 5) industrielle Erzeugung hier noch inkl. Netzeinspeisung; 6) mittlerer Strom-Endkundenpreis; 7) verwendete Substitutionspreise 2030: Wärme: 8,5 ct/kWh, Wasserstoff: 12 ct/kWh

Wasserstoff-Elektrolyse ist in Deutschland aktuell in Einzelprojekten bis 100 MW_{el} geplant. Entsprechend der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung ist mit 10 GW_{el} Elektrolyseleistung bis 2030 zu rechnen (BMWK 2023). Bei einem mittleren Stromendkundenpreis von 50 Euro/MWh sind für einen wirtschaftlichen Betrieb mindestens 3.000 bis 5.000 Vollbenutzungsstunden notwendig. Demnach ist Wasserstoff-Elektrolyse nur bedingt als Flexibilität im Stundenmaßstab geeignet, trotzdem wird der Betrieb der Anlagen sich nach Strompreisen richten, somit vorwiegend im Sommer stattfinden und dort als neue Last den Strompreisverfall dämpfen. Durch Skalierung und höhere Stückzahlen ist mittel- bis langfristig auch die Wirtschaftlichkeit bei niedrigeren Vollbenutzungsstunden zu erwarten. Dann sind diese Elektrolyseanlagen in Kombination mit Wasserstoffspeichern auch stärker flexibel einsetzbar. Soll die Abwärme der Elektrolyseanlagen (15 bis 25 %) genutzt werden, sind die Anlagen an Standorte von Wärmeabnehmern, meistens Wärmenetze, gebunden. Das Lastpotenzial von Power-to-Heat-Anlagen kann durch Elektrolyseabwärmennutzung demnach etwas kleiner sein.

Elektrifizierbare Lasten der Industrie bieten theoretisch ein großes Potenzial von 230 TWh (Agentur für Erneuerbare Energien). Aufgrund der wetterunabhängigen Prozesswärmelasten mit hoher Vollbenutzungsstundenanzahl ergäbe sich auch im Sommer ein hoher Strombedarf und demnach eine deutlich höhere Korrelation der Last mit der Photovoltaikproduktion als bei Wärmenetzen. Die elektrisierbaren Lasten sind in ihrer Charakteristik sehr heterogen. Wärmebedarfe in wasserbasierten Heizungssystemen mit Temperaturen wie in der Fernwärme können analog der Power-to-Heat-Technologie in der Fernwärme vergleichsweise einfach mit Elektrokesseln und Widerstandsheizungen sowie marktverfügbaren Großwärmepumpen elektrifiziert werden. Komplexer, teurer und weniger marktreif ist die Elektrifizierung bei höheren Temperaturen (z. B. Dampferzeugung) oder technologisch anderer Wärmenutzung wie z. B. für Guss- und Warmhalteöfen. Das Potenzial der Flexibilisierung vorhandener Lasten der Industrie und insbesondere die temporäre **Lasterrhöhung** sind zumindest mittelfristig niedrig.

Industriekraftwerke werden häufig eigenverbrauchs-optimiert statt strommarktpreisgeführt betrieben. Die **Substitution der Industriekraftwerke** durch Netzbezug ist – Netzanschluss in entsprechender Leistung vorausgesetzt – ohne Investitionen möglich, jedoch unter den aktuellen Konditionen der Stromnebenkosten und vergleichsweise günstigen Gasbezugspreise unwirtschaftlich.

Neue Rechenzentren und **E-LKW-Ladestationen** sind erwartbare große Lasten und es ist ein Zubau bis 2030 im zweistelligen GW-Bereich zu erwarten. Jedoch sind diese Lasten wenig flexibel. Der Betrieb von Rechenzentren ist bisher vor allem auf das Ziel hoher Rechenauslastung optimiert worden und benötigt daher einen vergleichsweise konstanten Strombezug. Die Nachfrageseite des Strommarkts erhält also einen zusätzlichen Sockelbetrag, der bei solaren Erzeugungsspitzen preiserhöhend wirkt, jedoch ebenso in allen anderen Stunden des Jahres. Inwiefern Rechenzentren bei geänderten regulatorischen Rahmenbedingungen auch Flexibilität bereitstellen können, ist eine wichtige Fragestellung, die hier nicht untersucht wird. Da jedoch wirtschaftliches Hauptkriterium weiterhin die Rechenauslastung sein wird, werden sich Flexibilitäten vor allem auf Lastreduzierung beschränken.

Für öffentliche E-LKW-Ladestationen gehen Modellierungen für 2030 (Speth et al. 2024) von einem Lastpeak in der Mittagszeit und damit einer guten Korrelation mit PV-Lastspitzen aus. Aufgrund der beschränkten Pausenzeiten der Fahrer ist jedoch tagsüber keine Flexibilität der Nachfrage möglich. Lediglich in den Stillstandszeiten der LKW, d. h. vor allem nachts, kann perspektivisch über das Batterielademanagement die Nachfrage flexibilisiert werden. Jedoch wird davon ausgegangen, dass ein Großteil der Nachtladevorgänge mit nicht öffentlichen Ladestationen mit begrenzter Anschlussleistung stattfinden wird, was die Flexibilität wiederum einschränkt.

Meerwasserentsalzung, Batteriezüge und Batterie-wechselstationen sind bisher nicht etabliert und bis 2030 eher nicht in relevanter Größenordnung als neue große Lasten verfügbar.

Fazit und Shortlist

In Tabelle 4.3 sind die Last-Optionen, die bis 2030 theoretisch im Gigawatt-Maßstab verfügbar sein können, aufgelistet. Das Gesamtpotenzial bis 2030 wird auf einen hohen zweistelligen Gigawatt-Bereich geschätzt.

In Tabelle 4.3 wird eingeschätzt, inwiefern die Technologie bereits wirtschaftlich einsatzfähig ist (a) und inwiefern regulatorische Änderungen die Wirtschaftlichkeit der Technologie herstellen können (b). Weiterhin wird deren Vermögen, auf (Markt-)Signale zu reagieren (Flexibilität), bzw. bei unflexibler Last die Gleichzeitigkeit von Last und Solarspitzen bewertet. Der Anteil der potenziellen Lasten, die unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen kaum bzw. nicht wirtschaftlich sind, kann auf etwa 30 bis 40% des gesamten Lastpotenzials geschätzt werden. Um dieses zu heben, sind zwingend regulatorische Rahmenbedingungen zu ändern.

Der Strombezug von Stromspeichern und Elektrolyseuren genießt aktuell regulatorische Vergünstigungen wie die Befreiung von der Stromsteuer²⁸ und Netzentgelten²⁹. Die Netzentgeltbefreiung gilt für Anlagen, die vor dem 4. August 2029 in Betrieb genommen worden sind. Nach diesem Stichtag in Betrieb genommene Elektrolyseure unterliegen der „normalen“ Netzentgeltssystematik. Für Batteriespeicher, die nach diesem Stichtag in Betrieb genommen werden, entfällt die

20-Jahresgarantie der Netzentgeltbefreiung und muss gemäß § 19 Abs. 4 StromNEV für Speicherverluste ein leistungspreisbezogenes Netzentgelt gezahlt werden. Dies führt zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeicher- und Elektrolyseprojekten ab 2029.

Der Zubau neuer Kältemaschinen, von LKW-Schnell-ladesäulen und Rechenzentren wird eher nicht von der regulatorischen Ausgestaltung der Netzentgelte beeinflusst. Diese Lasten wirken unabhängig von der Systembilanz preissteigernd und stellen keine Flexibilität zur Verfügung.

Power-to-Heat-Anlagen in Wärmenetzen, insbesondere Elektrokessel, sind unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich. Wärmepumpen können mit Investitionsförderung immerhin bei günstigen technischen Voraussetzungen (d. h. einfach erschließbaren Wärmequellen mit hoher Quellentemperatur und vergleichsweise niedrigem Wärmebereitstellungstemperaturniveau) an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit betrieben werden.

Der Zubau dieser Anlagen in den letzten Jahren ist also vorwiegend nicht auf wirtschaftliche Einsatzfälle in der Gegenwart bzw. unter den aktuellen regulatorischen Konditionen zurückzuführen. Die bestehenden Elektrokesselanlagen sind aktuell nicht in Betrieb

	"NEUE LASTEN" Last-Typ	Business-Case ohne (a)/ mit (b) regulatorischen Anpassungen		Flexibilität oder Korrelation mit Solarspitzen
		(a)	(b)	
Speicher	Batterien "Großspeicher"	●	●	●
	Druckluftspeicher (CAES)	●	●	●
	Adiabate Flüssiglufspeicher	●	●	●
Neue Lasten	Power-to-Heat (Fernwärme)			
	Elektrokessel	●	●	●
	Wärmepumpen	●	●	●
	Power-to-Cold			
	Verschiebbare Lasten (Bestand)	●	●	●
	Neue Kältemaschinen	●	●	●
	Power-to-Gas			
	Elektrolyse	●	●	●
	Industrielle el. Lasten			
	Elektrifizierbare Lasten / Power-to-Heat	●	●	●
	Verschiebbare Lasten	●	●	●
	Substitution Industriekraftwerke	●	●	●
	Sonstige			
LKW-Schnelladesäulen MCS	●	●	●	
Neue Rechenzentren	●	●	●	

Tabelle 4.3: Short-List – Große neue Lasten

28 Stationäre Stromspeicher, die in das Stromnetz einspeisen, sind gemäß § 5 Abs. 4 StromStG Teil des Versorgungsnetzes und sind damit von der Stromsteuer befreit. Der Strombezug von Elektrolyseuren ist nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG von der Stromsteuer befreit.

29 Nach § 118 EnWG ist der Strombezug von Speichern und Elektrolyseuren, die bis zum 4. August 2029 in Betrieb genommen werden, für eine Dauer von 20 Jahren von den Netzentgelten befreit.

oder zumindest nicht im Sinne des hier angestrebten Flexibilitätspotenzials, das strommarktpreisbasiert eingesetzt wird. Beweggründe des bisherigen Zubaus an Power-to-Heat-Anlagen sind im Wesentlichen: Ausbauverpflichtungen in Förderprogrammen (z. B. iKWK), preiswerter Back-up-Wärmeerzeuger, Kenntniskgewinne 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 (Risikomanagement).

In der Industrie wird die Bereitstellung zusätzlicher flexibler Lasten durch Power-to-Heat, Elektrifizierung und Lastverschiebung durch die Netzentgelttrabatt-Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV gehemmt, welcher einen möglichst gleichmäßigen Stromverbrauch, d. h. hohe Vollbenutzungsstunden, begünstigt.

Am Beispiel Power-to-Heat werden die regulatorischen Rahmenbedingungen im Folgenden diskutiert.

Fallbeispiel: Power-to-Heat in Wärmenetzen

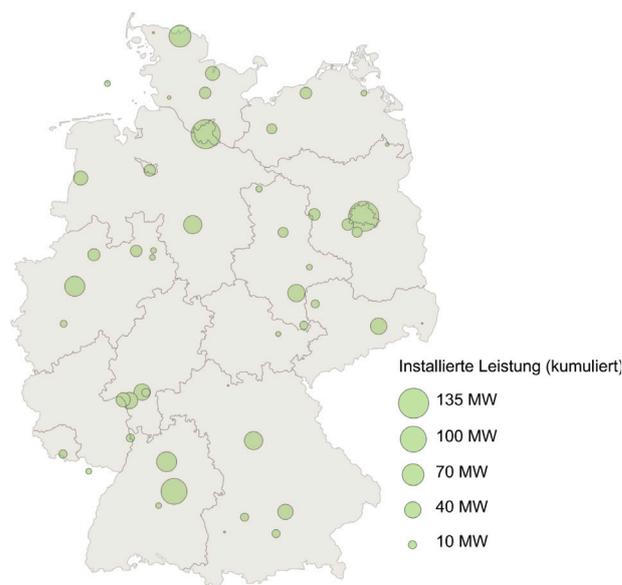
Installierte Leistungen und Potenzial

Es konnten ca. 60 Elektrokesselanlagen in Deutschland recherchiert werden. Die Anlagengröße variiert zwischen 1 und 120 MW_{el}. Insgesamt sind ca. 1,4 GW_{el} in Deutschland installiert, siehe Abbildung 4.2. Fast alle Anlagen sind in den letzten zehn Jahren zugebaut worden.

Großwärmepumpen sind in Deutschland aktuell ungefähr 0,5 GW_{el} installiert. Der Fernwärmebedarf beträgt zurzeit 130 TWh_{th}. Zusätzlich wird von einem Zuwachs des Fernwärmebedarfs von 10 bis 20 % bis 2030 ausgegangen.

Die mittlere Fernwärmelast beträgt im Sommer ca. 5 bis 6 GW_{th}. Damit liegt die aktuell installierte thermische Leistung von Elektrokesseln und Wärmepumpen noch deutlich unter der minimalen Wärmelast.

Mit Sommertageswärmespeichern lässt sich das Lastpotenzial der Fernwärme bereits deutlich erhöhen. Beispielsweise kann mit Tageswärmespeichern, die in der Mittagszeit 4 Stunden beladen und in den nächsten 20 Stunden entladen werden, das Lastpotenzial in der Beladephase auf 30 bis 35 GW erhöht werden. Dafür werden Tageswärmespeicherkapazitäten von 100 bis 120 GWh benötigt. Aktuell sind in Deutschland bereits mehr als 35 GWh Wärmespeicherkapazität in Wärmenetzen installiert.



Kumulierte installierte Leistung	1,4 GW
Anzahl Anlagen	60
Größe der Projekte	1 ... 120 MW _{el}

Abbildung 4.2: Power-to-Heat – vorhandene Elektrokessel im MW-Bereich in Deutschland

Wirtschaftlichkeit und regulatorische Rahmenbedingungen

Für Elektrokessel und Großwärmepumpen ergeben sich aufgrund der unterschiedlichen elektrischen Effizienzen – Wirkungsgrad 0,99 bis 1 für Elektrokessel, Leistungszahl (COP) 1,5 bis 5 für Großwärmepumpen – und der unterschiedlichen Investitionskosten aufgrund variierender Einbindebedingungen (strom- und wärme-seitig) (Ahrendts et al. 2023) sehr unterschiedliche Einsatzfälle.

In Abbildung 4.3 ist dargestellt, welche Mindestvollbenutzungsstunden in Abhängigkeit vom Endkundenstrompreis notwendig sind, um jeweils gegenüber einem Gaskessel zu konkurrieren. Als Großhandelspreis des Gases wurden hier 40 Euro/MWh und als CO₂-Preis 100 Euro/t CO₂ angenommen. Damit ergibt sich etwa ein Wärmepreis von 8,5 ct/kWh.

Der Elektrokessel weist sehr niedrige Mindestvollbenutzungsstunden auf. Für einen Endkundenpreis von 0 Euro/MWh ergeben sich etwa 100 h, für 50 Euro/MWh etwa 250 h. Die Großwärmepumpe ist bei einem Preis von 50 Euro/MWh erst bei etwa 1.500 h wirtschaftlich. Günstiger als der Elektrokessel ist die Wärmepumpe für die gewählten Annahmen erst ab 1.800 Vollbenutzungsstunden.

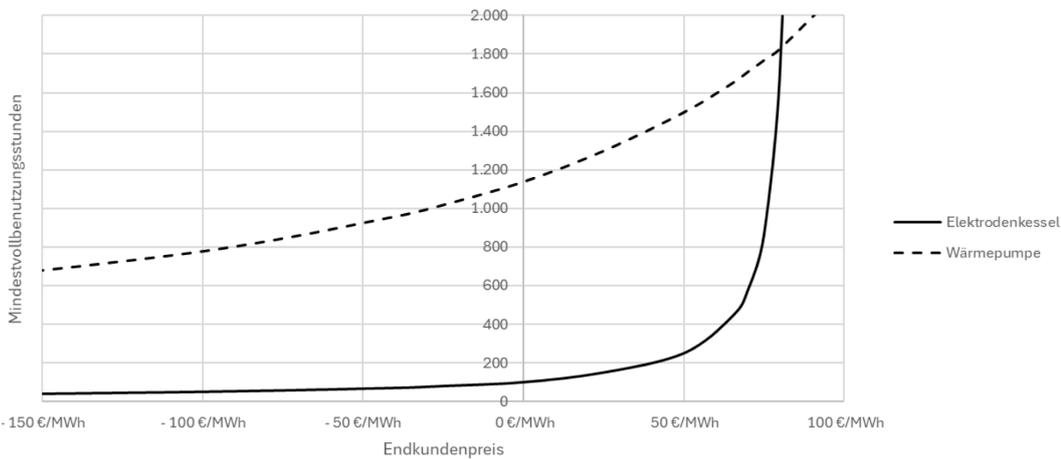


Abbildung 4.3: Mindestvollbenutzungsstunden von Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen im Vergleich für Endkundenpreise

Annahme: Wärmepreis: 8,5 ct/kWh; Investitionskosten Wärmepumpe: 1.000 Euro/kW_{th}; Elektrokessel: 100 Euro/kW_{th}; COP_{Wärmepumpe} = 2,5; Zinsfuß: 3 %; Nutzungsdauer: 20 a

In der Abbildung 4.4 sind die Mindestvollbenutzungsstunden nun nicht mehr in Abhängigkeit vom Endkundenpreis, sondern vom mittleren Großhandelspreis dargestellt. Das heißt, hier sind leistungs- und mengenabhängige Netzentgelte, Stromsteuer sowie alle anderen Stromnebenkosten in der Kalkulation für die Annahme eines 1-MW-Elektrokessels im Mittelspannungsnetz berücksichtigt.

So zeigt sich ein deutlich anderes Bild: Mit der aktuellen Regulierung wären selbst bei einem Großhandelspreis von -100 Euro/MWh mindestens 600 Vollbenutzungsstunden notwendig. Zum Vergleich ist für das Jahr 2023 die Kurve des mittleren Strompreises, der sich jeweils für die y Stunden (Ordinate) mit dem niedrigsten Strompreis ergibt, eingezeichnet. Es wird deutlich, dass Elektrokessel unter diesen Bedingungen weit weg von einem wirtschaftlichen Betrieb sind.

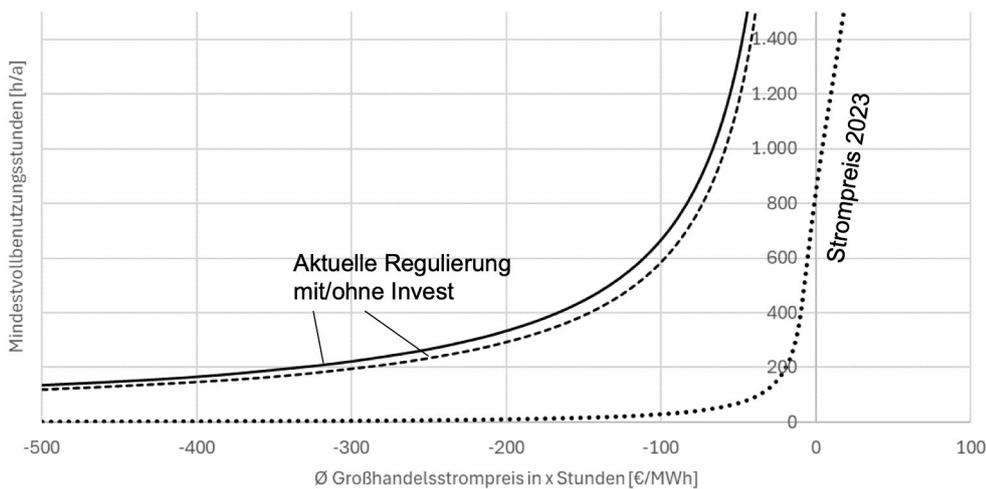


Abbildung 4.4: Mindestvollbenutzungsstunden von E-Kesseln für Großhandelspreise

Abbildung 4.5 zeigt nun auf, wie sich die Mindestvollbenutzungsstunden ohne Leistungspreis, ohne Netzentgelt und ohne Nebenkosten reduzieren. Unter 1.000 Vollbenutzungsstunden dominiert der Leistungspreis die Stromnebenkosten und macht den Betrieb unwirtschaftlich. Jedoch wäre 2023 auch ohne Leistungspreis noch kein wirtschaftlicher Betrieb möglich gewesen.

Ohne Netzentgelte hätte ein wirtschaftlicher Betrieb ab etwa 100 Vollbenutzungsstunden möglich sein können. Hier entsteht ein Fehlanreiz für nicht öffentliche Direktleitungen. Es gibt in Deutschland bereits erste Beispiele, wo zwischen Windparks oder PV-Parks und Heizhäusern Direktleitungen gebaut werden, um Stromnebenkosten einzusparen.

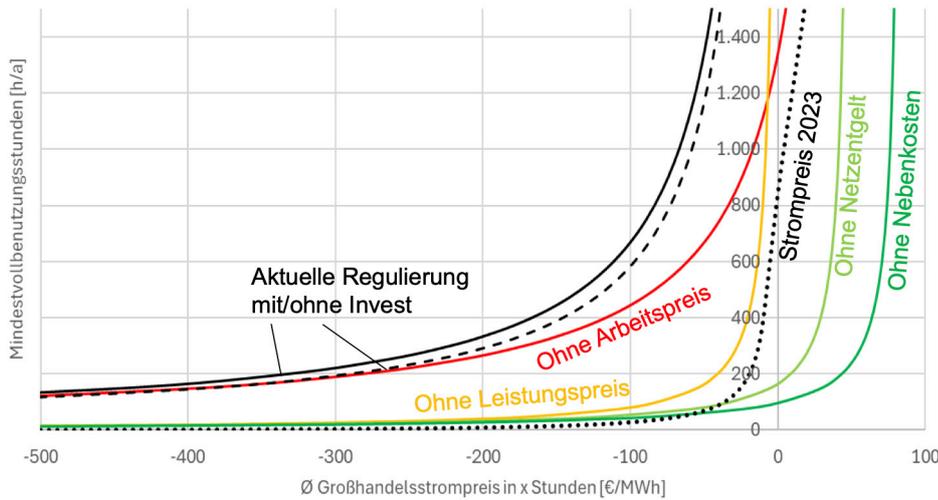


Abbildung 4.5: Mindestvollbenutzungsstunden von E-Kesseln – Preisbestandteile

Gerade wenn Elektrokessel an Standorten von KWK-Anlagen gebaut werden, ist zu vermuten, dass tatsächliche Anschluss- und Betriebskosten unter dem Leistungsnetzentgelt bleiben und eine Reduzierung bzw. eine Streichung desselben gerechtfertigt ist.

Elektrokessel umgelegt werden. Die Mindestvollbenutzungsstunden steigen dann teilweise noch mal um ein Vielfaches gegenüber dem bereits nicht wirtschaftlich einsetzbaren Elektrokessel ohne Wegfall des Netzentgelttrabatts.

Abbildung 4.6 zeigt die Wirkung des Wegfalls des Netzentgelttrabatts nach § 19 Abs. 2 StromNEV für einen Industriebetrieb, wenn diese Kosten auf den

2 MW_{el} Industrie-Grundlast, 1 MW Elektrokessel

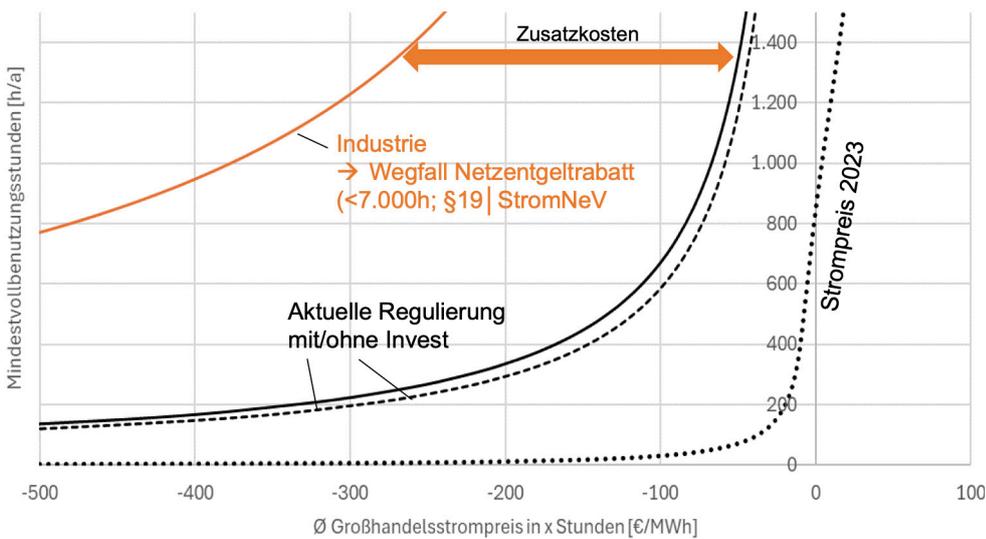


Abbildung 4.6: Mindestvollbenutzungsstunden von E-Kesseln nach Wegfall § 19 Abs. 2

Bedeutung von Wärmespeichern

In Abbildung 4.7 ist zu sehen, dass die Speicherkapazitäten in der Fernwärme gegenüber den Stromspeicherkapazitäten nicht unerheblich sind und in gleicher Größenordnung wie die Summe aller Pumpspeicher liegen. Mit nur einem Erdbeckenspeicher von 500.000 m³, wie er beispielsweise in Rostock geplant ist, ließe sich die vorhandene Wärmespeicherkapazität Deutschlands etwa verdoppeln. Das zeigt anschaulich das enorme Senkenpotenzial von Wärmespeichern.

Investitionskosten für Batteriespeicher sind mit 350 Euro/kWh deutlich höher als für (wasserbasierte) Wärmespeichersysteme für die Fernwärme mit 1 bis 10 Euro/kWh.

Dadurch, dass Batteriespeicher als Stunden- bis Tagespeicher eingesetzt werden müssen, um wirtschaftlich zu sein, ist das Senkenpotenzial zwar groß, aber beschränkt durch die Stromverbrauchsmenge, die innerhalb der nächsten Stunden und Tage gedeckt werden kann. Im Gegensatz dazu können Wärmespeicher Wärme kostengünstig auch über Wochen speichern.

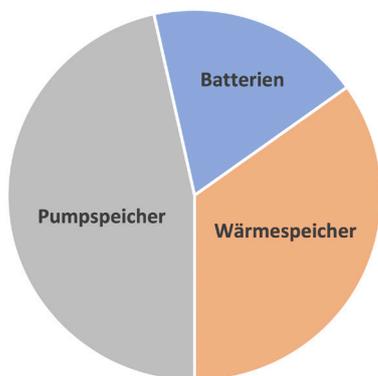


Abbildung 4.7: Installierte Speicherkapazitäten im Strom- und Fernwärmesektor; in Summe ca. 90 GWh

Wärmekostenbeiträge für häufig in der Fernwärme eingesetzte drucklose Tankspeicher betragen als Wochenspeicher (50 Ladezyklen) 0,5 bis 1 ct/kWh bezogen auf die ausgespeicherte Wärmemenge. Für Tagesspeicher ergeben sich entsprechend noch deutlich niedrigere Kosten. Bei einem Wärmepreis von 8,5 ct/kWh sind Wärmespeicher daher kein bedeutendes Hemmnis zur Durchsetzung von Power-to-Heat. Sobald also Power-to-Heat konkurrenzfähig zum Gaskessel wird, ist mit einem hohen Zubau von Wärmespeichern zu rechnen, um Power-to-Heat mit großer Leistung in Niedrigpreisphasen betreiben zu können.

Große saisonale Erdbeckenspeicher (< 3 Ladezyklen) haben zwar volumenspezifisch um den Faktor 5 bis 10 niedrigere Investitionskosten, sind aber aktuell im Temperaturniveau auf ca. 85°C begrenzt und werden zur Nacherhitzung und auch zur besseren Auskühlung des Wasservolumens typischerweise mit einer Entladewärmepumpe betrieben, die jedoch zusätzliche Investitionskosten bedeutet. Aufgrund der geringen Ladezyklen sind hier Wärmekostenbeiträge etwa zehnmal so hoch wie bei Wochenspeichern. Insofern können Saisonalspeicher gegenüber Gaskesseln bis 2030 nur schwer konkurrieren. Interessant ist jedoch die Nutzung von großen Erdbeckenspeichern mit einer höheren Zahl an Ladezyklen. Dies ist insbesondere für große Fernwärmenetze eine interessante Option, da dort auch für große Wärmespeicher mit entsprechend geringen spezifischen Kosten aufgrund der großen Wärmelasten eine mehrfache Entladung im Jahr möglich ist. Der geplante Wärmespeicher von 500.000 m³ für Rostock hätte beispielsweise etwa ein Wärmespeichervermögen von 2% des Jahreswärmebedarfs des Netzes.

Das thermische Lastverschiebepotenzial mittels Wärmespeicher in Wärmenetzen und damit auch das elektrische Flexibilitätspotenzial unterscheidet sich grundsätzlich vom dezentralen Lastverschiebepotenzial im Gebäudebereich (Wärmepumpen und Heizstäbe). Im Gebäudebereich sind Lastverschiebepotenziale durch Aktivierung der Gebäudemasse physikalisch auf Stunden bis maximal wenige Tage Lastverschiebung beschränkt. Warmwasserspeicher im Gebäude sind ebenso einerseits aus Platzgründen und andererseits aus Kostengründen zumeist auf Lastverschiebung um maximal 1–3 Sommertage beschränkt. In Wärmenetzen hingegen sind Wochenspeicher oder eine Speicherung über noch deutlich längere Zeiträume aufgrund der Skaleneffekte bei den Kosten für sehr große Wärmespeicher und niedrigerer spezifischer Wärmeverluste durch das günstigere Volumen-Oberflächen-Verhältnis durchaus wirtschaftlich und technisch realisierbar.

Handlungsempfehlungen

Die bestehende Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher ist wichtig, um den Photovoltaik-Zubau und die stetig wachsenden Tagesspitzen der Erzeugung einerseits durch zeitliche Pufferung nutzbar zu machen, statt abzuregeln, und andererseits die Systemstabilität trotz nicht abregelbarer Erzeugung zu gewährleisten. Um mit Blick auf den notwendigen Planungsvorlauf den weiteren Ausbau von Speichern nicht zu gefährden, benötigen diese eine klare Perspektive, die auch

nach Auslaufen der temporären Netzentgeltbefreiung im August 2029 für Betreiber Klarheit schafft. Gegebenenfalls bedarf es einer frühzeitig festgelegten Übergangslösung, bis eine neue und dauerhafte Netzentgeltsystematik verabschiedet wird. Zusammen mit den Baukostenzuschüssen müssen Netzzugänge und -entgelte jedoch so geregelt werden, dass erstens keine geografischen Fehlanreize zum Bau gesetzt sondern netzdienliche Standorte bevorzugt werden und zweitens ein Anreiz besteht, die Anschlusskapazität der Projekte energiewirtschaftlich sinnvoll am tatsächlichen Bedarf und nicht an der Nennleistung der Batteriespeicher zu orientieren.

Ebenso ist die Befristung der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG für Elektrolyseure in eine langfristige Lösung zu überführen, da Elektrolyseurprojekte aufgrund der nachgelagerten Wasserstoffinfrastruktur lange Realisierungszeiträume haben und Marktetablierung sowie Skaleneffekte eher längerfristig als bis 2029 zu erwarten sind.

Die Installation von Elektrokesseln birgt für Industriebetriebe die Gefahr des Wegfalls der Netzentgeltabatte nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV und stellt damit ein erhebliches finanzielles Risiko dar. Daher sollten Lastspitzen in Zeiten von Stromüberschüssen/Niedrigpreisphasen keinen Einfluss auf die Berechnung der anlegbaren Vollbenutzungsstunden haben. Begrüßenswert ist in diesem Zusammenhang, dass die BNetzA in 2024 einen Prozess gestartet hat, um das Bandlastprivileg zugunsten einer Flexibilitätsförderung abzulösen.

Eine Dynamisierung der Netzentgelte in Abhängigkeit des Marktzustands bzw. -preises scheint eine sinnvolle Strategie, um die Reaktion auf Marktpreise zu verstärken und für Power-to-Heat-Anlagen überhaupt erst zu ermöglichen. Der Leistungspreis für azyklische, systemdienliche, abschaltbare oder auch nach festgelegtem Fahrplan des Netzbetreibers betriebene Lasten sollte entweder entfallen oder zumindest deutlich gesenkt werden bzw. es sollten systemdienliche Lastspitzen bei Ermittlung der Höchstlast nicht berücksichtigt werden.

Die Stromsteuer wurde ursprünglich aus ökologischen Gründen eingeführt, um den Stromverbrauch zu reduzieren. Aufgrund des fixen Beitrags der Stromsteuer pro Kilowattstunde „steuert“ bzw. reduziert sie also auch den Anreiz, selbst bei negativen Preisen, also bei vorhandenen Überschüssen, Strom zu beziehen, statt den Verbrauch in diesen Zeiten anzureizen. Dies scheint weder ökonomisch noch ökologisch sinnvoll. Daher scheint eine Dynamisierung der Stromsteuer bzw. Verknüpfung mit Marktpreisen oder mit Über-

schüssen aus Erneuerbaren Energien eine gute Option. Als Alternative zu einer Absenkung der Stromsteuer auf das Mindestniveau sollte solch eine Dynamisierung angegangen werden, deren praktische und zeitliche Umsetzbarkeit bezüglich der technischen Machbarkeit ähnlich wie bei den Netzentgelten gut vorbereitet werden muss. Der deutsche Regelsteuersatz von 20,50 Euro/MWh liegt deutlich über dem EU-weit geltenden Mindeststeuersatz von 0,5 bzw. 1 Euro/MWh (nach Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG) und es verbleibt daher genügend Spielraum für die Dynamisierung der Stromsteuer in Deutschland.

Damit für Power-to-Heat im hohen zweistelligen GW-Bereich mittelfristig ausreichend Anlagen und Wärmesenken zur Verfügung stehen, muss es zeitnah zu einem Rollout von Elektrokesseln, Großwärmepumpen und Wärmespeichern kommen, da Realisierungszeiträume von aktuell bis zu fünf Jahren relativ lang sind. Dafür sind spätestens ab Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlagen eines Rollouts geltende, aber bereits jetzt definierte und kommunizierte, attraktive regulatorische Konditionen zu schaffen.

Zu beachten ist, dass Strom-Wärme-Strom-Speicher bzw. Hochtemperaturwärmespeicher mit einer gewissen Stromauskopplung als Technologie zwischen Stromspeichern und Power-to-Heat einzuordnen sind. Diese stellen bei hohen Gesamtnutzungsgraden eine interessante und effiziente Kombination aus Stromspeichern und Power-to-Heat dar. Falls man Vergünstigungen für Power-to-Heat-Anlagen einführt, sollten diese so gewählt werden, dass auch diese Technologien nicht benachteiligt werden.

Für den Netzbezug von Power-to-Heat-Anlagen wird aktuell nach Gebäudeenergiegesetz (GEG) – wie bei allen anderen Stromverbrauchern auch – der nicht erneuerbare Primärenergiefaktor des Strommixes von 1,8 (GEG Anlage 4) und Emissionsfaktor des Strommixes von 560 g CO₂/kWhel (GEG Anlage 9) verwendet werden. In der Konsequenz hat ein Elektrokessel rein rechnerisch eine deutlich schlechtere Bilanz als ein Gaskessel bzw. erdgasbasierte KWK-Anlagen und verschlechtert damit den Primärenergie- und Emissionsfaktor des Wärmenetzes insgesamt. Gerade wenn der Betrieb von Power-to-Heat-Anlagen aber an Phasen von Stromüberschüssen aus Erneuerbaren Energien gekoppelt ist, wäre es gerechtfertigt, deutlich niedrigere Werte bzw. jeweils einen Faktor von null für den Strombezug anzusetzen.

Wichtigste Möglichkeit aus Sicht der Autoren, das Potenzial von Power-to-Heat zu erschließen, stellt die Reduktion der Netzentgelte dar. Dies könnte unmittel-

bar den Bestand an Elektrokesseln von ca. 1,4 GW_{el} als Flexibilität aktivieren und zudem unmittelbar einen starken Zubau hervorrufen. Neben der generellen Empfehlung einer grundlegenden Dynamisierung von Netzentgelten und Stromsteuer sind im Folgenden hypothetische Möglichkeiten der gegebenenfalls kurzfristigeren gesetzgeberischen Umsetzung einer Netzentgeltreduktion für Power-to-Heat im Sinne einer Ergänzung bestehender bzw. in Erarbeitung befindlicher Gesetzestexte genannt, die jedoch einer kritischen Auswirkungsanalyse unterzogen werden müssen:

- § 17 Abs. 2 StromNEV: Leistungsspitzen der Flexibilitätsbereitstellung sollten zur Ermittlung der Jahreshöchstleistung unberücksichtigt bleiben.
- § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV (atypische Netznutzung): Zur Ermittlung der Maximalkurve (Höchstlast im Hochlastzeitfenster) des Verbrauchers sollten Viertelstundenscheiben mit Leistungsspitzen der Flexibilitätsbereitstellung nicht herangezogen werden.
- § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV: Zur Ermittlung der Benutzungsstunden sollten Viertelstundenscheiben mit Leistungsspitzen der Flexibilitätsbereitstellung nicht herangezogen werden.
- § 14a EnWG: Ausweitung der Netzentgeltreduzierungen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen auch für Power-to-Heat in Mittel- und Hochspannung. Zusätzlich zum bisherigen Fahrplan Einführung eines Flexibilitätsfahrplans, der dann nicht entsprechend der Netzauslastung, sondern der Stromüberschüsse festgelegt wird.
- § 118 Abs. 6 EnWG: Erweiterung der Netzentgelt-Freistellung auf Power-to-Heat, da „... offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht“. Eine pauschale Netzentgeltbefreiung würde gegebenenfalls auch Verbrauch in nicht systemdienlichen Zeitpunkten anreizen und ist nicht sinnvoll.
- § 12 Abs. 3 EnWG: Möglichkeit der Übertragungsnetzbetreiber, „... geeignete technische Anlagen etwa zur Bereitstellung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen zu nutzen ...“, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Gegebenenfalls ist dieser Absatz auch anwendbar für den Fall, dass keine Marktträumung erfolgt. Jedoch hat „... eine Abwägung mit einer marktgestützten Beschaffung nach § 12h zu erfolgen“.

- Energy-Sharing: Hierdurch kann lokal ein starker Anreiz zur Flexibilitätsbereitstellung geschaffen werden, da Strombezug in Zeiten von lokalen Produktionsüberschüssen durch reduzierte Netzentgelte günstig wird und lokalen, flexiblen Verbrauch z. B. mit Power-to-Heat-Anlagen in lokalen Wärmenetzen anreizt. Vorteilhaft an dieser Art der Netzentgelt- oder/und Nebenkostenreduktion gegenüber den obigen Varianten ohne Ortskriterien ist das Vermeiden von Fehlanreizen der kostenfreien Lastdurchleitung von Stromüberschüssen über lange Distanzen, z. B. Nord-Süd bei Windüberschuss (Vermeidung von Redispatch). Energy Sharing oder eine anderweitige entfernungsabhängige Netzentgeltregelung müsste aber so gestaltet sein, dass auch Anlagen, die ins Mittel- und Hochspannungsnetz einspeisen oder daraus entnehmen, teilnehmen können. Gerade auch zur Vermeidung von nicht öffentlichen Stromdirektleitungen zu Power-to-Heat-Anlagen könnte Energy-Sharing dann eine Lösung sein, da es die Transportweite zwischen Überschüssen und Verbrauch adressiert.

Zusätzlich dazu ist es gegebenenfalls sinnvoll, aus netzdienlichen Gründen geblockte Power-to-Heat-Anlagen für den systemdienlichen Betrieb freizugeben, jedoch in diesen Stunden dann mit der für alle anderen Power-to-Heat-Anlagen geltenden Netzentgeltssystematik:

- § 13 Abs. 6a EnWG: Erweiterung der Betriebserlaubnis netzdienlicher Power-to-Heat-Anlagen um die Flexibilitätsbereitstellung im Strommarkt.
- § 13k EnWG: Erweiterung der Betriebserlaubnis der „zusätzlich zuschaltbaren Lasten“ um Flexibilitätsbereitstellung im Strommarkt.

Wenn alle Power-to-Heat-Anlagen zuerst auch im Strommarkt agieren, kann gegebenenfalls das notwendige Volumen zusätzlich zuschaltbarer Lasten nach § 13k bereits deutlich reduziert werden. Mitnahmeeffekte der vergünstigten Konditionen der zusätzlich zuschaltbaren Lasten müssen in jedem Fall verhindert werden.

Glossar

Begriff

Ansteuerbarkeit	Erklärung/Definition
	<p>Ansteuerbarkeit beschreibt die technische und organisatorische Fähigkeit, Verbraucher und Erzeugungsanlagen flexibel zu steuern, um deren Verbrauchs- oder Einspeiseverhalten an externe Signale oder Vorgaben anzupassen. Dies kann sowohl durch direkte als auch indirekte Steuerungsmechanismen erfolgen.</p> <p><i>Direkte Steuerung:</i> Die Steuerung erfolgt direkt durch einen externen Akteur, beispielsweise einen Netzbetreiber oder Aggregator, der Verbrauchs- und Einspeiseänderungen remote (also „von außerhalb“ der flexiblen Anlage) durch Steuersignale beispielsweise mittels einer Steuerbox vornimmt. Der Anlagenbetreiber hat in Echtzeit keine Kontrolle darüber, wie sehr der externe Akteur (im Rahmen der gesetzlichen oder sonstigen vertraglichen Vereinbarungen) die flexible Anlage steuert.</p> <p><i>Indirekte Steuerung:</i> Die Steuerung erfolgt nicht durch einen direkten Eingriff durch externe Akteure, sondern durch die Reaktion der Anlagenbetreiber oder automatisierter Systeme (z. B. Heim-Energiemanagementsysteme – HEMS) auf externe Signale, wie z. B. dynamische Strompreise. Der Anlagenbetreiber behält dabei die Kontrolle darüber, wie stark die flexible Anlage auf das externe Signal reagiert.</p>
digitale Ende-zu-Ende-Systemintegration	<p>Digitale Ende-zu-Ende-Systemintegration beschreibt die vollständige Digitalisierung aller Prozesse entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Stromsystem, von der Stromerzeugung über die Verteilung und Speicherung bis hin zum Handel, Verbrauch und zur Abrechnung. Dabei werden sämtliche Prozesse durchgängig und nahtlos digital abgebildet und miteinander vernetzt.</p>
Druckluftspeicher	<p>Speicherkraftwerke, in denen Luft als Energiespeicher verwendet wird. Mittels elektrischer Energie wird Luft komprimiert (Beladung), als Druckluft gespeichert und anschließend unter Erzeugung von elektrischer Energie wieder expandiert (Entladung).</p> <p><i>Diabate Druckluftspeicher:</i> Druckluftspeicher, die im Entladevorgang (Entspannungsprozess) Wärmeenergie (aus bis dato fossilen Quellen) zuführen müssen.</p> <p><i>Adiabate Druckluftspeicher:</i> Druckluftspeicher, die im Beladevorgang (Verdichtungsprozess) frei werdende Wärmeenergie speichern und im Entladevorgang (Entspannungsprozess) rekuperieren und somit keine fossile Wärmeenergie zuführen müssen.</p>
dynamischer Einspeisetarif	<p>Ein dynamischer Einspeisetarif ist wie ein fester Einspeisetarif eine staatlich festgelegte Förderung von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Im Gegensatz zum „klassischen“ festen Einspeisetarif gibt es jedoch keine garantierte Vergütung zu jedem Zeitpunkt. So kann beispielsweise in Stunden mit negativen Börsenpreisen die Vergütung ausgesetzt oder gar eine Pönale für das Einspeisen veranschlagt werden. Durch die Kopplung an den Börsenpreis induziert ein dynamischer Einspeisetarif einen Anreiz, auf den Börsenpreis zu reagieren und damit die Stromerzeugung entsprechend anzupassen. 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.</p>
Einspeisetarif	<p>Der Einspeisetarif ist eine staatlich festgelegte Vergütung, die insbesondere zur Förderung von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien an Anlagenbetreiber bezahlt wird. Dabei wird die Förderung in einer festgelegten Höhe [ct/kWh] über einen festgelegten Zeitraum (z. B. 20 Jahre oder eine Anzahl von Volllaststunden) gezahlt. Es gibt unterschiedliche Varianten der Ausgestaltung eines Einspeisetarifs (Technologiedifferenzierung, Degression des Vergütungssatzes über die Zeit etc.). In Deutschland diente der Einspeisetarif zur Förderung des Hochlaufs Erneuerbarer Energien und war bzw. ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verankert. Früher wurde der Einspeisetarif über die sogenannte EEG-Umlage als Bestandteil des Strompreises finanziert, bis diese gesetzlich zum 1. Januar 2023 vollständig abgeschafft wurde; seitdem wird die EE-Förderung über den Bundeshaushalt finanziert.</p>
Elektrokessel	<p>Kessel zur Herstellung von Heißwasser oder Dampf mittels elektrischer Energie mit einem Wirkungsgrad von ca. 99 bis 100%.</p>
(Heim-)Energiemanagementsystem	<p>Ein (Heim-)Energiemanagementsystem (HEMS) ist ein digitales System, das z. B. in einem Haushalt stromerzeugende Anlagen (etwa Aufdachsolaranlagen) und steuerbare Verbraucher (beispielsweise Wärmepumpe, E-Ladestation) miteinander vernetzt, dabei den Strombezug und die Stromerzeugung erfasst, analysiert und optimiert. Während der Begriff HEMS sich auf (private) Haushalte bezieht, ist der Begriff EMS (Energiemanagementsystem) allgemeiner und kann auch Industrie und Gewerbe einschließen.</p>

Erneuerbare-Energien-Gesetz	Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat das Ziel einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung, die auf Erneuerbaren Energien (EE) beruht. Im Jahr 2000 wurde es erstmalig verabschiedet und ersetzte seinen Vorläufer „Stromeinspeisegesetz“, das seit 1991 gültig war. Im EEG finden sich die Ziele für den EE-Ausbau sowie die Festlegungen zur EE-Förderung, dabei auch der Einspeisetarif (und Marktprämie). Das aktuelle EEG 2023 beinhaltet zudem die technologiespezifischen Vorgaben für Ausschreibungen und Weitergabe sowie Vermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energien.
Erzeugungspotenzial	Die technisch mögliche Stromerzeugung aus Solar- und Windanlagen. Berechnet als das Produkt aus installierter Leistung und der Verfügbarkeit des erneuerbaren Energieträgers. Durch die Flexibilität der Erzeugungsanlagen wird nur ein Teil dieses Potenzials tatsächlich eingespeist.
Energiewirtschaftsgesetz	Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) beinhaltet die grundlegenden Regelungen für die leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff. Darin enthalten sind u.a. Regelungen zu Entflechtung, Regulierung des Netzbetriebs, Energielieferung an Letztverbraucher, Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung, Behörden und Transparenz.
Flexibilität	„Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen“ (BNetzA). Flexibilität im Stromsystem ist grundsätzlich die Fähigkeit, auf veränderte Bedingungen zu reagieren. Dies kann sowohl eine Reaktion auf systemseitige Schwankungen bei Stromerzeugung und -nachfrage beinhalten als auch eine Reaktion auf netzseitige Veränderungen wie z. B. die Behebung von Netzengpässen. Die Erbringung von Flexibilität hat eine zeitliche Dimension (wann, wie schnell und wie lange) und eine örtliche Dimension (wo). So kann Flexibilität nachfrageseitig durch flexible, steuerbare Lasten, durch Speicher sowie erzeugungsseitig durch Anpassung der Stromproduktion bereitgestellt werden. Um Flexibilitätspotenziale zu heben, bedarf es – je nach Art der Flexibilitätsnutzung – markt- oder netzseitiger Anreize, um ein entsprechendes Verhalten der Anlagenbetreiber, Stromverbraucher und/oder weiterer relevanter Akteure zu induzieren, sowie die entsprechende technische Ausstattung.
Flexibilitätsoptionen	Flexibilitätsoptionen sind Elemente wie Lasten, Erzeugung und Speicher, die die Fähigkeit besitzen, auf veränderte Bedingungen im Stromsystem zu reagieren. Diese Elemente können bei entsprechenden Anreizen und/oder Signalen (Steuerung) sowohl auf markt-, system- und netzseitige Änderungen reagieren.
Flüssigluftspeicher	Ein Flüssigluftspeicher ist ein Speicherkraftwerk, das ebenso wie ein Druckluftspeicher im Einspeichervorgang Luft komprimiert bzw. im Ausspeichervorgang expandiert. Die Speicherung der Luft erfolgt hier nicht unter Umgebungstemperatur und hohem Druck, sondern verflüssigt unter -190 °C und nahe Umgebungsdruck.
gleitende Marktprämie	Bei der gleitenden Marktprämie (gMP) vermarkten die relevanten Anlagenbetreiber – anders als beim „klassischen“ Einspeisetarif – den EE-Strom selbst am Strommarkt. In Abhängigkeit von der Differenz zwischen dem Referenzmarktpreis und der festgelegten Höhe der Förderung erhalten die EE-Anlagenbetreiber eine Marktprämie [ct/kWh], die diese Differenz ausgleicht. Je nach Ausgestaltung im EEG gab bzw. gibt es Jahre, in denen in Zeiten negativer Preise in mehreren aufeinanderfolgenden Stunden keine Förderung ausgezahlt wurde, wie z. B. in 2024 und 2025 bei drei aufeinanderfolgenden Stunden (vgl. BMWK), damit für die Anlagenbetreiber kein Anreiz besteht, in negativen Stunden Strom einzuspeisen. Die Stunden mit negativen Preisen werden an die Gesamtförderdauer angehängt.
Gebäudeenergiegesetz	Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung Erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden.
Hubspeicherkraftwerk	Ein Hubspeicherkraftwerk ist ein Speicherkraftwerk, das die potenzielle Energie eines Hubkörpers (z. B. Gestein/Beton) zur Speicherung nutzt.
intelligentes Messsystem	Ein intelligentes Messsystem (iMSys) ist eine moderne Messeinrichtung (mME), die über ein Smart-Meter-Gateway (SMGW) in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist – also die Kombination aus mME und SMGW (oder vereinfacht ausgedrückt: mME + SMGW = iMSys). Im allgemeinen Sprachgebrauch wird ein iMSys zuweilen auch als „Smart Meter“ bezeichnet. Entscheidend ist, dass die Daten aus der mME erfasst, verarbeitet und durch das Kommunikationsmodul an relevante Akteure wie in erster Linie den Messstellenbetreiber sowie an Stromverbraucher, Netzbetreiber und Energieunternehmen versandt und nach außen kommuniziert werden können. Dabei gelten die unter der Definition des „Smart-Meter-Gateway“ erwähnten Schutzprofile und Technischen Richtlinien, um Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität zu gewährleisten. Außerdem umfasst der Begriff iMSys eine Messeinrichtung zur registrierenden Leistungsmessung (RLM), die über ein SMGW in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist.

kleine Verbraucher	Kleine Verbraucher sind für den Zweck dieser Analyse steuerbare Verbrauchseinrichtungen, welche sich auf den unteren Netzebenen im Bereich der Nieder- und Mittelspannung hinter einem Netzanschlusspunkt befinden und zeitlich flexibel Energiemengen aufnehmen können (beispielsweise Wärmepumpen, Elektromobile, Batteriespeicher, Anlagen zur Erzeugung von Kälte und Nachtstromspeicherheizungen).
Kleinst-Photovoltaik	Kleinst-Photovoltaik sind Solaranlagen mit weniger als 2 kW installierte Leistung. Diese müssen nach § 9 EEG in keinem Fall steuerbar ausgeführt sein.
marktdienlich	<p>Der Begriff „marktdienlich“ umfasst alle Belange der Elektrizitätsbeschaffung und beschreibt die aktive und uneingeschränkte Teilnahme von Anlagen an den Strommärkten mit dem primären Ziel einer gewinnorientierten und ressourceneffizienten Elektrizitätsbeschaffung bzw. -vermarktung.</p> <p>Eine marktdienliche Betriebsweise richtet sich an Signalen insbesondere des Day-ahead- und Intraday-Markts aus und schafft jederzeit (innerhalb eines Portfolios von Bilanzkreisen) einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage.</p> <p>Hinweis: Der Fokus dieser Analyse liegt auf marktdienlicher – und im erweiterten Sinne systemdienlicher – Flexibilität. Netzdienliche Flexibilität, wie sie beispielsweise zur Behebung von Netzengpässen eingesetzt werden kann, ist nicht Schwerpunkt dieses Projekts.</p>
Marktprämie	Beim Erhalt der Marktprämie (MP) vermarkten die relevanten Anlagenbetreiber den Strom am Strommarkt. Die Marktprämie ist eine Zahlung, die die Anlagenbetreiber zusätzlich zum Börsenpreis erhalten. Dabei kann die Marktprämie als Förderinstrument unterschiedlich ausgestaltet sein: Bei einer fixen Marktprämie erhalten die Anlagenbetreiber einen festen Betrag zusätzlich zum Strompreis, während sie bei einer gleitenden Marktprämie (siehe → gleitende Marktprämie) je nach Referenzmarktpreis einen entsprechenden variablen Ausgleich zur Erreichung einer festgelegten Förderhöhe bekommen.
Marktkommunikation	Die Marktkommunikation (MaKo) beschreibt das „administrative Zusammenspiel“ von Marktteilnehmern (in der Marktkommunikation „Rollen“ bzw. „Marktpartner“ genannt) im elektronischen Datenaustausch. Der Fokus der Marktkommunikation liegt auf Geschäftsabläufen, die standardisiert in einer hohen Anzahl und wiederkehrend durchgeführt werden. Dabei werden Verantwortungen und Aufgaben in der Marktkommunikation sogenannte „Rollen“ zugewiesen, um über die Nutzung eines in der Energiebranche abgestimmten Rollenmodells die präzise Definition sowie Anwendung von Marktprozessen und Datenformaten sowie Prozessidentitäten für verschiedene Anwendungsfälle zu ermöglichen (BDEW).
Marktstammdatenregister	Das Marktstammdatenregister (MaStR) enthält als „zentrales Register Daten zu sämtlichen Erzeugungsanlagen, die über Strom- und Gasnetze miteinander verbunden sind“ (BNetzA). Es wird von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt und ist öffentlich zugänglich. Die Daten umfassen alle neuen und alle bestehenden Anlagen, erneuerbare und konventionelle Energieerzeugungsanlagen, Strom- und Gasanlagen. Zu den registrierungspflichtigen Marktakteuren gehören: Anlagenbetreiber, Strom- und Gasnetzbetreiber, Akteure im Strommarkt (z. B. Stromlieferant bei Nutzung des Stromnetzes zur allgemeinen Versorgung, Direktvermarkter, Bilanzkreisverantwortlicher, Messstellenbetreiber), Akteure im Gasmarkt, organisierte Marktplätze, Behörden, Verbände und Institutionen.
Medienbrüche	Medienbrüche sind Wechsel von einem auf ein anderes Medium in der Übertragungskette eines Informationsprozesses.
Messstelle	Eine Messstelle ist „die Gesamtheit aller Mess-, Steuerungs- und Kommunikationseinrichtungen zur sicheren Verarbeitung von Messdaten und Steuerungsinformationen und zur sicheren Anbindung von Erzeugungsanlagen und steuerbaren Lasten an Zählpunkten eines Anschlussnutzers“ (MsbG).
Messstellenbetriebsgesetz	Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) hat die Beschleunigung der Digitalisierung der Energiewende zum Zweck und enthält u. a. Regelungen zur Ausstattung von Messstellen, zur Ausgestaltung des Messstellenbetriebs, zur Aufgabentrennung von Messstellen- und Netzbetrieb sowie zu Anforderungen an Datenschutz und Smart-Meter-Gateways (vgl. MsbG). Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende erfolgte im Jahr 2023 die letzte umfassende Novellierung des MsbG.
moderne Messeinrichtung	Eine moderne Messeinrichtung (mME) ist ein elektronischer Stromzähler mit Digitalanzeige, der „Elektrizitätsverbrauch und Nutzungszeit sowie spätestens, wenn eine Messung der eingespeisten Strommengen erforderlich ist, auch die Elektrizitätserzeugung widerspiegelt“ (MsbG). Die mME ersetzt den elektromechanischen Ferraris-Zähler, der noch in vielen Haushalten verbaut ist. Über ein Smart-Meter-Gateway (SMGW) kann eine mME sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden, sodass die Daten auch an externe relevante beteiligte Akteure – über ein integriertes Sicherheitsmodul und den Vorgaben entsprechend – kommuniziert werden können. Ohne den Einbau eines SMGW erfolgt über die mME keine Kommunikation der Daten nach außen und es bedarf weiterhin der lokalen Ablesung.

netzdienlich oder netzorientiert	„Netzdienliche“ Flexibilität bezieht sich auf den Einsatz von Flexibilität, um zur Beherrschung, Reduktion oder Vermeidung kritischer Netzsituationen beizutragen, wie z. B. zur Behebung von Netzengpässen oder zur Spannungshaltung.
preisunelastisch	Die Preiselastizität des Angebots oder der Nachfrage drückt die Mengenänderung des Angebots oder der Nachfrage auf eine Preisänderung aus. Bei einer hohen Preiselastizität fällt die Änderung der Menge auf eine Änderung des Preises entsprechend stark aus. Ist das Angebot oder die Nachfrage hingegen preisunelastisch, erfolgt keine oder nur eine geringe Änderung der angebotenen oder nachgefragten Menge auf eine Preisänderung. Das Angebot oder die Nachfrage ist vollkommen unelastisch, wenn der Wert der Preiselastizität null ist.
pro-rata-Zuteilung (am Strommarkt)	Die pro-rata-Zuteilung am Strommarkt bezeichnet eine Methode, bei der verfügbare Erzeugungskapazitäten proportional zu den eingereichten Geboten der Marktteilnehmer aufgeteilt werden. Sie wird beispielsweise angewendet, wenn das Angebot die Nachfrage übersteigt. Jeder Teilnehmer erhält einen Anteil der Kapazität, der seinem Gebot im Verhältnis zur Gesamtnachfrage entspricht. Die pro-rata-Zuteilung soll sicherstellen, dass alle Teilnehmer zumindest teilweise bedient werden und keine Bevorzugung einzelner Akteure stattfindet.
Prosument	Der Begriff „Prosument“ stammt von dem englischen Begriff „Prosumer“ ab, der die Begriffe „consumer“ und „producer“ kombiniert. Ein „Prosument“ ist ein Akteur, der elektrischen Strom sowohl konsumiert als auch erzeugt. So kann ein Haushalt, der Strom bezieht, beispielsweise mit einer Solaranlage auf dem Dach Strom erzeugen. Dieser selbst erzeugte Strom kann entweder selbst konsumiert (Eigenverbrauch) oder in das Stromnetz gespeist werden. Mit neuen kleinen Verbrauchern wie Elektroautos und Wärmepumpen sowie Batteriespeichern nimmt – insbesondere in Kombination mit Aufdachsolaranlagen – die Bedeutung von Prosumern weiter zu.
registrierende Leistungsmessung (auch: registrierende Lastgangmessung)	Bei der registrierenden Leistungsmessung (RLM) im Strombereich handelt es sich um einen Messvorgang, bei welchem die Messeinrichtung pro Messperiode (15 Minuten) einen Leistungsmittelwert erfasst. Der Lastgang ergibt sich als Gesamtheit aller Leistungsmittelwerte, die über eine ganzzahlige Anzahl von Messperioden gemessen werden. RLM wird ab einer Jahresabnahme bzw. ab einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh elektrischer Energie verwendet. Bei einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh werden hingegen vereinfachte Methoden (standardisierte Lastprofile) angewandt, soweit es im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) keine anderen Maßgaben gibt (vgl. StromNZV).
Schwungradspeicher	Ein Schwungradspeicher ist ein Speicherkraftwerk, das die Rotationsenergie einer Schwungradmasse (Schwungrad) bei hoher Drehzahl als Speicher nutzt. Die Beladung erfolgt mit elektrischem Motor, die Entladung mittels Generator.
Sichere Lieferkette	Ziel der Sicheren Lieferkette (SiLKe) ist es, bei der Logistik von Smart-Meter-Gateways (SMGW) Datenschutz, Datensicherheit sowie den Schutz vor Manipulation und vor dem Austausch von Geräten sicherzustellen. Die SiLKe erfüllt daher Anforderungen, um einen BSI-konformen Transport (BSI = Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik) der zertifizierten SMGW von ihrer Produktionsstätte bis zu ihrer Auslieferung und Montage beim Endkunden zu garantieren. Unter anderem betrifft dies die Ausgestaltung einer manipulationsverhindernden Verpackung mit technischer Unterstützung (z. B. elektronischer Chip an Verpackung oder elektronisches Schloss) und Zugriffskontrolle (vgl. VDE FNN-Hinweis). Im Rahmen der letzten Novellierung des MsbG (BMWK 2023) wurde die SiLKe vereinfacht.
Smart-Meter-Gateway	Ein Smart-Meter-Gateway (SMGW) ist eine Kommunikationseinheit, mittels der eine oder mehrere moderne Messeinrichtungen (mME) sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden können. Die Funktionalitäten des SMGW ermöglichen die sichere Erfassung, Verarbeitung und Versendung von Daten an relevante Akteure wie in erster Linie den Messstellenbetreiber sowie an Stromverbraucher, Netzbetreiber und Energieunternehmen. Zudem kann darüber die kommunikative Einbindung weiterer technischer Einrichtungen wie z. B. von EEG-Erzeugungsanlagen erfolgen. Um Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität zu gewährleisten, bestehen bei SMGW besondere Anforderungen in Form von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien nach MsbG . Der aktuelle Stand zum Schutzprofil Smart-Meter-Gateway und zur Technischen Richtlinie TR-03109-1 ist auf der Webseite des zuständigen Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) verfügbar.
Solung	Solung ist die Herstellung von Salzkavernen, häufig zur Salzgewinnung, durch Lösung des Salzes in eingeleitetem Wasser und Förderung als gesättigtes Wasser über Tage.
Steuerbarkeit	Siehe → Ansteuerbarkeit.

Steuerbox	<p>Eine Steuerbox dient der Steuerung von betroffenen Anlagen wie PV-Anlagen, Batterie-speichern, Wärmepumpen, Ladeinfrastrukturen für E-Autos und Energiemanagementsys-temen. So können über eine Steuerbox beispielsweise Wirkleistungsvorgaben für Anlagen gemacht werden, wenn die Netzsituation (oder die Systemsituation) das erfordert.</p> <p>Hinweis: Der VDE FNN hat für die Umsetzung der netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG das bestehende Lastenheft der FNN-Steuerbox weiterentwickelt (VDE FNN), welches neben den BSI-konformen Anforderungen für § 9-EEG-Anlagen nun auch § 14a-EnWG-Anlagen, also steuerbare Verbrauchseinrichtungen, beinhaltet.</p>
steuerbare Verbrauchseinrichtung (nach § 14a EnWG)	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sind <u>für den Zweck dieser Analyse</u> eine Teilmenge von „kleinen Verbrauchern“ (siehe → kleine Verbraucher). Sie beinhalten ex-klusiv am Niederspannungsnetz angeschlossene Verbrauchseinrichtungen, insbesondere Wärmepumpen, nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektromobile, Anlagen zur Erzeugung von Kälte oder zur Speicherung elektrischer Energie und Nachtstromspeicher-heizungen.
Strom-Wärme-Strom-Speicher	Strom-Wärme-Strom-Speicher sind Speicherkraftwerke, die mittels elektrischer Energie Hochtemperaturspeicher beladen und im Entladeprozess thermische Energie rückverstro-men.
systemdienlich oder systemorientiert	Elektrische Anlagen sind systemdienlich, wenn sie aktiv zum stabilen Betrieb des Strom-systems und dadurch zur Bewältigung der Herausforderungen in der Systemführung bei-tragen. Die Systemverantwortung obliegt gemäß EnWG den Übertragungsnetzbetreibern und stellt eine regelzonen übergreifende Koordinierungsaufgabe dar. Es ist hierbei das Ziel, Anlagen nicht nur anhand netzdienlicher Parameter (Strom, Spannung) zu betreiben, sondern auch zusätzliche Systemparameter (Frequenz, Systembilanz) in den zulässigen Grenzen für einen stabilen und sicheren Betrieb zu halten.
Überschussenergie	Die Summe der Überschussleistungen aller Stunden mit Überschuss.
Überschussleistung	Die im Rahmen dieser Studie berechnete verbleibende (negative) Last, nachdem die Ein-speisung aus verschiedenen Erzeugungstechnologien und mögliche lastseitige Flexibilität berücksichtigt wurden.
Überschuss: potenzieller Überschuss	Potenzieller Überschuss sind die Mengen, die sich ergeben würden, wenn die Einspeisung von Wind und Sonne nicht gedrosselt würde, sondern eins zu eins dem verfügbaren Ein-speisepotenzial in Abhängigkeit von Sonnenstand und Windstärke in der jeweiligen Stunde folgen würde. Die lastseitige Flexibilität aus Verbrauchern und Exporten wird dabei berück-sichtigt.
Überschuss: realisierter Überschuss	Realisierter Überschuss beruht dagegen auf der Einspeisung, die sich nach einer Reaktion von Wind und Solarerzeugung auf negative Preise im Day-ahead-Markt ergeben würde. Faktisch liegt der Unterschied zwischen dem potenziellen und dem realisierten Über-schuss also in der Abregelung der Erneuerbaren Energien als Reaktion auf negative Preise im Day-ahead-Markt.
Verifizierbarkeit	Verifizierbarkeit ist die Nachweisbarkeit oder (Nach-)Prüfbarkeit, dass eine Aussage – oder für die Zwecke dieser Analyse: Daten – bezüglich ihrer Korrektheit belegt und bestätigt werden können. Eine Verifizierbarkeit von Daten schützt vor Manipulation.
Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung)	Die <u>Stromnetzentgeltverordnung</u> regelt den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen über die Ermittlung der Netznutzungsentgelte für die Durchleitung von Strom durch die Netze der Stromnetzbetreiber zu den Verbrauchern.
Volllaststunden	Die Anzahl der Volllaststunden gibt an, wie hoch der Nutzungsgrad einer elektrischen Anlage mit maximaler Leistung ist. Da sich die Angabe der Volllaststunden auf ein Jahr bezieht, muss die Volllaststundenzahl zwischen 0 und 8.760 Stunden liegen (bei Schalt-jahren: maximal 8.784 Stunden). Wird eine elektrische Anlage mit halber Leistung über ein Jahr betrieben, würde dies in einem normalen Jahr 4.380 Volllaststunden entsprechen (vgl. enArgus).

Quellenverzeichnis

Quellen AP 1

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. (2023). Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs 2024 nach § 4 EnFG.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. (2024). @Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025.pdf abgerufen.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. (2024). Vermarktung 1-Stunden-Auktion Solarenergie. Von <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/%C3%9CNB-Vermarktung/Vermarktung-1-Stunden-Auktion-Solarenergie> abgerufen.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. (2024). Vermarktung 1-Stunden-Auktion Windenergie. Von <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/%C3%9CNB-Vermarktung/Vermarktung-1-Stunden-Auktion-Windenergie> abgerufen.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2024). SMARD. Von <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/> abgerufen.

Bundesregierung. (2024). Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland. Von <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/976020/2297962/ab6633b012bf78494426012fd616e828/2024-07-08-wachstumsinitiative-data.pdf?download=1> abgerufen.

Deutscher Wetterdienst. (2022). Deutschlandwetter im Jahr 2022. Offenbach.

Hein, Becker, Bergsträßer & Fritz. (2024). Analyse der Ansteuerbarkeit von elektrischen Erzeugern und Verbrauchern. Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/analyse-der-ansteuerbarkeit-von-elektrischen-erzeugern-und-verbrauchern.pdf?__blob=publicationFile&v=2#Studie abgerufen.

Stefan Pfenninger, I. S. (2024). Renewables.ninja. Von <https://www.renewables.ninja/> abgerufen.

Pfenninger, S., & Staffell, I. (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. Energy.

Staffell, I., & Pfenninger, S. (2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. Energy.

Quellen AP 2

Keine Quellen für AP 2.

Quellen AP 3

1KOMMA5° (2024): Was ist der Unterschied zwischen einer 11kW und einer 22kW Wallbox? Online verfügbar unter <https://1komma5grad.com/de/magazin/wallbox/11kW-oder-22kW-wallbox>, zuletzt geprüft am 02.10.2024.

ADAC (2024): Elektromobilität: Sind die Ziele bis 2030 noch erreichbar? Hg. v. Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V. (ADAC). Online verfügbar unter <https://www.adac.de/news/e-monitoring/>, zuletzt geprüft am 02.10.2024.

Agora Verkehrswende (2024): Letzte Chance für 15 Millionen E-Autos bis 2030. Wie eine schnelle Transformation zur Elektromobilität in Deutschland noch gelingen kann und warum die Einbindung chinesischer Automobilhersteller dabei eine wichtige Rolle spielt. Online verfügbar unter <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/letzte-chance-fuer-15-millionen-e-autos-bis-2030/>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

BNetzA (2022): Monitoringbericht 2022. Online verfügbar unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

BNetzA (2023): Monitoringbericht 2023. Hg. v. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt.

BNetzA (2024): Messeinrichtungen/Intelligente Messsysteme. Hg. v. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/start.html>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (2024): Wärmewende: Markt für Heizungen weiterhin rückläufig. Online verfügbar unter <https://www.bdh-industrie.de/presse/pressemitteilungen/artikel/waermewende-markt-fuer-heizungen-weiterhin-rueckklaeufig>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

co2online (2024): Wärmepumpe: Kosten, Funktion & Förderung 2024. Online verfügbar unter <https://www.co2online.de/modernisieren-und-bauen/waermepumpe/>, zuletzt geprüft am 02.10.2024.

Connect Energy Economics (2024): Die Ordnung der Transformation. Versorgungssicherheit im Strommarkt. Online verfügbar unter <https://www.connect-ee.com/2024/07/11/studie-die-ordnung-der-transformation-versorgungssicherheit-im-strommarkt/>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

DEER (2024): DEER – dezentraler Redispatch. Online verfügbar unter <https://deer-projekt.de/>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

dena (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

dena (2022): Digitale Maschinen-Identitäten als Grundbaustein für ein automatisiertes Energiesystem. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

dena (2024a): DIVE – digitale Identitäten als Vertrauensanker im Energiesystem. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Online verfügbar unter <https://future-energy-lab.de/projects/dive-de/>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

dena (2024b): Working Paper: Ein Zielbild für eine digitale Dateninfrastruktur im Energiesektor: Der Beitrag Digitaler Identitäten.

FfE (2023a): Der Smart-Meter-Rollout in Deutschland und Europa. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/smart-meter-rollout-in-deutschland-und-europa/>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

FfE (2023b): Energiegemeinschaften und die Rolle des Prosumers. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/energiegemeinschaften-und-die-rolle-des-prosumers-oekonomische-und-regulatorische-ueberlegungen-zu-verschiedenen-umsetzungsmoeglichkeiten/>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

High Performance Battery (2024): Heimspeicher. Online verfügbar unter <https://www.highperformancebattery.ch/de/anwendungen/heimspeicher.php>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

ID-Ideal (2024): ID-Ideal – sicheres Management Digitaler Identitäten. Online verfügbar unter <https://id-ideal.de/>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

Körner, Marc-Fabian; Nolting, Lars; Babel, Matthias; Ehaus, Marvin; Heeß, Paula; Lautenschlager, Jonathan et al. (2024): A Digital Infrastructure for Integrating Decentralized Assets Into Redispatch: Decentralized redispatch (DEER): Interfaces for providing flexibility.

Leinauer, Christina; Wagon, Felix; Strüker, Jens (2024): Leveraging Twin Transformation: Digital Infrastructures to Advance Decarbonisation at the Nexus of Energy and Mobility.

pv magazine (2024): Tibber, Octopus Energy und Rabot Charge wollen zusammen Smart-Meter-Rollout voranbringen. Unter Mitarbeit von Ralph Diermann. Hg. v. pv magazine. Online verfügbar unter <https://www.pv-magazine.de/2024/01/17/tibber-octopus-energy-und-rabot-charge-wollen-zusammen-smart-meter-rollout-voranbringen/>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

PwC (2024): PwC-Studie 2024: Smart-Meter-Rollout. Online verfügbar unter <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/smart-metering.html>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

Simplify Smart Metering (2024): Simplify Smart Metering – Ein Positionspapier zur Beschleunigung der Digitalisierung der Energiewende.

Telekom (2024): LPWAN: What the smart Wireless IoT Technologies can do. Online verfügbar unter <https://iot.telekom.com/en/blog/lpwan-what-the-smart-wireless-iot-technologies-can-do>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

UBA (2024): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2023. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/erneuerbare-energien-in-deutschland-uba-2023_02-2024.pdf, zuletzt geprüft am 26.09.2024.

Quellen AP 4

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. (2024). Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025.pdf abgerufen.

Agentur für Erneuerbare Energien. (kein Datum). Grafik-Dossier: Power-to-Heat-Potenzial der deutschen Industrie. Von <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/grafik-dossier-power-to-heat-potenzial-der-deutschen-industrie> abgerufen.

Ahrendts, F. et al., Fraunhofer IEG. (2023). Rollout von Großwärmepumpen in Deutschland. Von <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/roll-out-von-grosswaermepumpen-in-deutschland> abgerufen.

Battery Charts RWTH Aachen. (kein Datum). Von www.battery-charts.rwth-aachen.de abgerufen am 15.10.2024.

BMWK. (2023). Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=9 abgerufen.

Daniel Speth, Patrick Plötz, Fraunhofer ISI. (2024). Depot Slow charging is sufficient for most electric trucks in Germany. Transportation Research Part D: Transport and Environment, Volume 128, 2024, 104078. ISSN 1361-9209. Online verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2024.104078>.

VDMA. (2017). Energiebedarf für Kältetechnik in Deutschland. Herausgeber: Forschungsrat Kältetechnik e.V. Online verfügbar unter https://www.vdma.org/c/document_library/get_file?uuid=a76d057d-3366-0c15-4ed5-455ba6fb6497&groupId=34570.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Begriff
Abs.	Absatz
AP	Arbeitspaket
BAU	Business-as-usual
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BTU	Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
CAPEX	Capital Expenditure
ct	Cent
DV	Direktvermarktung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
E-Kessel	Elektrokessel
el	elektrische Leistung
EMS	siehe HEMS
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FIT	Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik
Flex	Flexibilität
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GW	Gigawatt
GW/a	Gigawatt pro Jahr
gMP	gleitende Marktprämie
h	Stunde
HEMS	Heim-Energiemanagementsystem
Hz	Hertz
IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
IEG	Fraunhofer-Institut für Energieinfrastrukturen und Geothermie
iKWK	innovative Kraft-Wärme-Kopplung

iMSys	intelligentes Messsystem
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt peak
LPWAN	Low Power Wide Area Network
MaKo	Marktkommunikation
MaStR	Marktstammdatenregister
mME	moderne Messeinrichtung
MP	Marktprämie
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MWh	Megawattstunden
p.a.	per annum bzw. pro Jahr
PMO	Project Management Office
PV	Photovoltaik
RLM	registrierende Leistungsmessung (auch: registrierende Lastgangmessung)
SAPB	Scientific Advisory and Project Board
SiLKe	Sichere Lieferkette
SLP	Standardlastprofil
SMGW	Smart-Meter-Gateway
SSI	Selbstsouveräne digitale Identitäten
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung)
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
th	thermische Leistung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber

SAPB