

Solarspitzengesetz: Potenziale zur Energieoptimierung von Multi-Use-Batteriespeichern

Gregor Conzelmann*, Joseph Bergner

HTW-Berlin, Wilhelminenhofstraße 75A, 12459 Berlin

<https://solar.htw-berlin.de>

*email: gregorconzelmann@posteo.de

1. Einleitung

Die fortschreitende Dezentralisierung des Energiesystems führt zunehmend zu Engpässen in den Verteilnetzen [1], [2], [3]. Dies hat in den vergangenen Jahren eine Reihe regulatorischer Maßnahmen ausgelöst, die Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen stärker in die Systemverantwortung einbinden sollen, beispielsweise §14a EnWG oder das Solarspitzengesetz.

Mit §14a EnWG adressiert der Gesetzgeber erstmals steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, Ladepunkte und Batteriespeicher. Netzbetreiber können deren Leistungsaufnahme im Bedarfsfall auf 4,2 kW begrenzen, um lokale Netzengpässe zu vermeiden [4]. Aufgrund hoher technischer und organisatorischer Anforderungen und auszugestaltender Standards ist jedoch offen, ob dieser Mechanismus kurzfristig genutzt werden kann [5]. Ergänzende Steuerungsansätze bleiben daher relevant.

Auf der Erzeugungsseite führt das Solarspitzengesetz u. a. eine Nullvergütung bei negativen Strompreisen ein [6], [7]. Dynamische Stromtarife sollen Preissignale an bislang überwiegend eigenverbrauchsoptimierte Photovoltaik (PV-)Speichersysteme weitergeben. Dadurch kann Solarstrom gezielt in Niedrigpreisphasen gespeichert werden und somit das EEG-Konto entlasten. Mit diesem Ziel erweitert §19 EEG die Marktintegration von Speichern und Ladeinfrastruktur, indem er deren aktive Teilnahme am Stromhandel ermöglicht. Die Bundesnetzagentur definiert hierfür die messtechnischen und abrechnungstechnischen Vorgaben. Nach ihrer Vorstellung sollen Speicher nachts vollständig laden, morgens zur Netzstützung entladen und erst anschließend in den Eigenverbrauchsmodus übergehen [8]. Eine Direktvermarktung ist dann obligatorisch.

Hierbei muss die Abrechnung auch weiterhin sicherstellen, dass zwischen gefördertem „grünem“ Strom, beispielsweise Solarstrom, und zwischengespeichertem „grauen“ Netzstrom unterschieden wird. Dieser könnte günstig eingekauft werden und durch zeitliche Verschiebung gewinnbringend verkauft werden (Arbitrage). Eine zentrale Voraussetzung ist dabei die Kompensation der Netzentgelte auf zwischengespeicherten Strom. Gleichzeitig soll die Abrechnung transparent und so einfach wie möglich sein. Beispielsweise durch Orientierung an jährlichen Abrechnungsintervallen, wie bei der Bestimmung der Marktprämie. War ein Speicher bislang ausschließlich für PV oder Netzstrom qualifiziert (§19 Abs. 3a EEG), schafft der Gesetzgeber mit der Abgrenzungsoption (§19 Abs. 3b EEG) und der Pauschaloption (§19 Abs. 3c EEG) gleich zwei neue Möglichkeiten zur Speicherbewirtschaftung, siehe Bild 1. Für die weitere Analyse ist es wichtig, die zentrale Bilanzierungslogik der beiden Konzepte zu verstehen. Daher sind sie hier der Bundesnetzagentur folgend skizziert.

Abgrenzungsoption [9]: Zwei vernetzte Zweirichtungszähler, am Netzanschluss und am Speicher, bilanzieren durch Verrechnung der 15-min-Werte alle Energieflüsse. Wird, beispielsweise, der Speicher geladen und im gleichen Zeitintervall Strom aus dem Netz bezogen, gilt dieser Strom regulatorisch als Netzstrom im Speicher. Zählt hingegen nur der Batteriezähler wird entsprechend PV-Strom geladen und erhöht somit den „Grünstromanteil“ an der Speichernutzung. Entsprechendes gilt für die Entladung des Speichers.

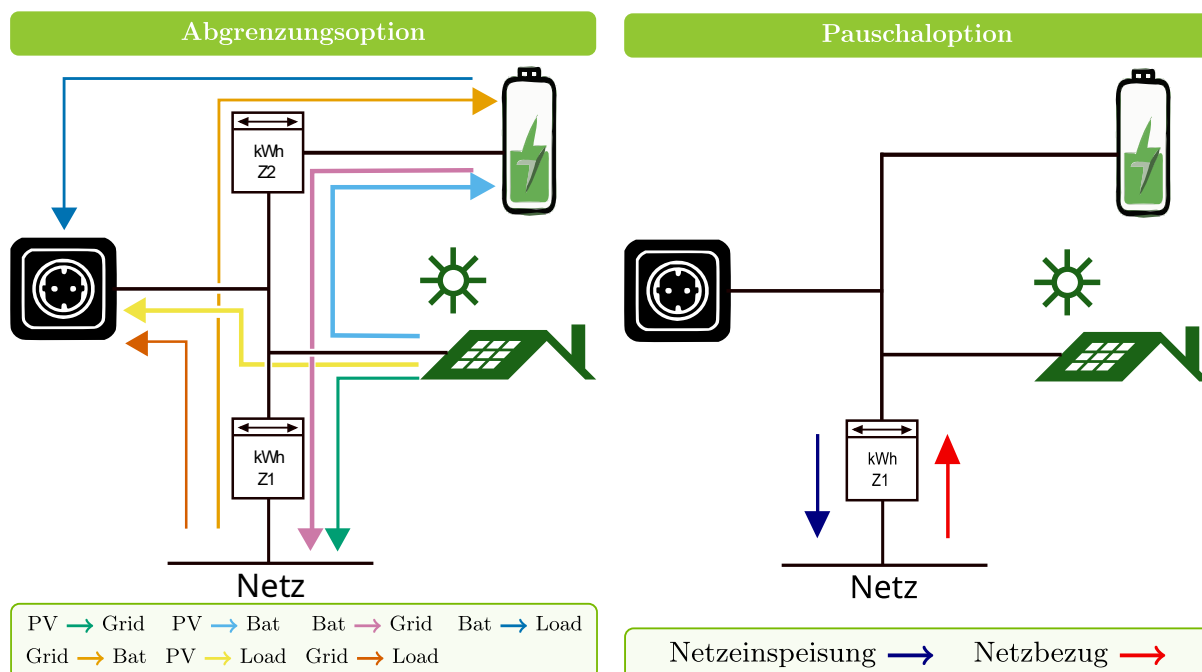


Bild 1 Schematischer Vergleich der messtechnischen Erfassung von Abgrenzung- und Pauschaloption. Eigene Darstellung.

Da auch zwischengespeicherter PV-Strom förderfähig ist, wird die Marktprämie entsprechend des „Grünstromanteils“ auch auf den in das Netz eingespeisten Speicherstrom gezahlt. Dies verhindert, dass günstig eingekaufter Netzstrom beim Wiederverkauf fälschlicherweise eine EEG-Förderung erhält. Bei der Bestimmung der Energie im Speicher, die von Netzumlagen befreit ist, wird abermals der Grünstromanteil berücksichtigt. Die Abgrenzungsoption ist für alle Anlagenleistungen aber nur mit AC-gekoppelten-Speicher anwendbar.

Beispiel: Wenn ein Speicher beispielsweise 2000 kWh aus dem Netz und 1000 kWh aus der PV-Anlage zwischenspeichert, dann ist der Grünstromanteil 30%. Netzeinspeisung aus dem Speicher ist dann zu 30% zur Marktprämie berechtigt. Netzbezug des Speichers zu 70% also 1400 kWh umlagebefreit.

Pauschaloption [10]: Für Anlagen bis 30 kWp kann auf den zweiten Zähler verzichtet werden. Pauschal werden sämtliche Einspeisungen bis zu 500 kWh pro kWp installierter Leistung als „grün“ und förderfähig mit der Marktprämie definiert. Darüberhinausgehende Energiemengen erhalten keine Marktprämie, führen jedoch zu einer Umlagebefreiung des Netzbezugs, dem eigentliche Filetstück der Pauschaloption. Reicht dieser Überschuss für eine bilanzielle Eigenversorgung erfolgt der Stromverbrauch zum Börsenstrompreis. Darüberhinausgehende eingespeiste Energiemengen erhalten die Vergütung in Höhe des Börsenstrompreises.

Beispiel: Werden beispielsweise in einem Haushalt mit einer 5-kW-PV-Speicheranlage 5000 kWh eingespeist und 5000 kWh bezogen, wird davon ausgegangen, dass 2500 kWh förderfähig sind und 2500 kWh als Arbitragehandel von den Netzumlagen befreit sind. Da die Umlagen meist höher sind als die Einspeisevergütung eine lukrative Annahme.

Vor diesem regulatorischen Hintergrund untersucht dieser Beitrag die Auswirkungen der MiSpeL-Festlegung (Stand 10/2025) auf typische PV-Speichersysteme im Einfamilienhaussegment. Daraus ergeben sich zwei zentrale Fragestellungen:

1. Wie beeinflusst die MiSpeL-Festlegung den Betrieb von Solarstromspeichern?
2. Welchen ökonomischen Mehrwert bieten Pauschal- und Abgrenzungsoption?

2. Modellbeschreibung

Im Folgenden wird die Modellierung für einen Haushalt beschrieben, der sein PV-Speichersystem sowohl zur Eigenversorgung nutzt als auch am Börsenstromhandel teilnimmt. Ziel der Modellierung ist eine möglichst optimale Lösung für die Arbitragevermarktung aufzustellen, um die Grenzen der MiSpeL-Festlegung abzustecken. Die mathematische Modellierung basiert auf dem Vorschlag zur Festlegung [8](Stand 10/2025). Für die Simulation in dieser Untersuchung wurden [9], [10] in ein Mixed-Integer Linear Programming (MILP)-Optimierungsproblem überführt. Der Matlab-Simulationscode ist auf Github veröffentlicht [11]. Für weitere Details sei auf die zugrunde liegende Abschlussarbeit [12] verwiesen.

Die Abgrenzungsoption wird aufgrund der Nicht-Linearität der Zielfunktion iterativ optimiert. Durch sukzessive Parametrisierung des Grünstromanteil in multiplen Optimierungsläufen wird das globale Ertragsmaximum unter Nebenbedingungen approximiert. Die Abbildung der Pauschaloption erfolgt über die Linearisierung von Min-Max-Operatoren. Diese werden mittels Hilfsvariablen in ein System von Teilbedingungen (Disjunktionen) überführt, um die Konvexität des Lösungsraums innerhalb der MILP-Umgebung zu wahren. Die Lösung erfolgt auf der Basis stündlicher Day-Ahead-Preise [13] aus 2024 unter Verwendung des Gurobi-Solvers. Nach der stündlichen linearen Optimierung erfolgt die Simulation in minütlicher Auflösung zur Einhaltung technischer Grenzen.

Als Eingangsdaten dieses Beitrags werden die Wetterdaten der Wetterstation Lindenberg aus dem Jahre 2024 verwendet [14]. Als Last wird das Profil 46 mit 7900 kWh/a aus [15] ausgewählt. Vereinfachend werden die Netzentgelte und Umlagen mit 19 ct/kWh und eine Marktprämie von 2,1 ct/kWh angenommen. Kosten für die Direktvermarktung werden in erster Näherung vernachlässigt. Sofern nicht anders angegeben, wird ein PV-Speichersystem mit einer 10-kW-PV-Anlage, einem 10-kWh-Speicher und einem Round-Trip-Wirkungsgrad von 83 % zugrunde gelegt. Die Lade und Entladeleistung wird mit 0,5 C angenommen. Die Annahmen sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Zusammenfassung der Annahmen und Rahmenbedingungen der Simulation

Parameter	Wert
Umlagen und Netzentgelte	19 cent/kWh
Marktprämie (Jährlich)	2,1 cent/kWh
Installierte PV-Leistung	10 kW
Speicherkapazität	10 kWh
Lade- und Entladeleistung	5 kW
Round-Trip-Wirkungsgrad des Speichersystems	83%

3. Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Optimierung der Abgrenzungsoption und der Pauschaloption dargestellt. Hierzu werden vorerst Unterschiede in der Speichernutzung im Zeitverlauf und im zweiten Schritt der ökonomischen Jahresbilanz betrachtet.

3.1. Zeitreihenanalyse

In der Abgrenzungsoption werden die Verluste im Speicher von den Netzzulagen befreit, daher kommt es bei Anwendung dieser Option im Vergleich zur Pauschaloption zu einem erhöhten Handelsvolumen mit dem Netz. Bild 2 zeigt das Ergebnis der Optimierung für die Leistung des PV-Speichersystems und stellt sie dem Börsenstrompreis für drei beispielhafte Tage gegenüber. Der Strompreis ist von zwei Preisspitzen geprägt: morgens und abends. Während der Mittagszeit sinkt der Strompreis regelmäßig auf sein Tagesminimum. Eine regelbasierte Regelung würde diese Preisspreizung für Arbitrage nutzen.

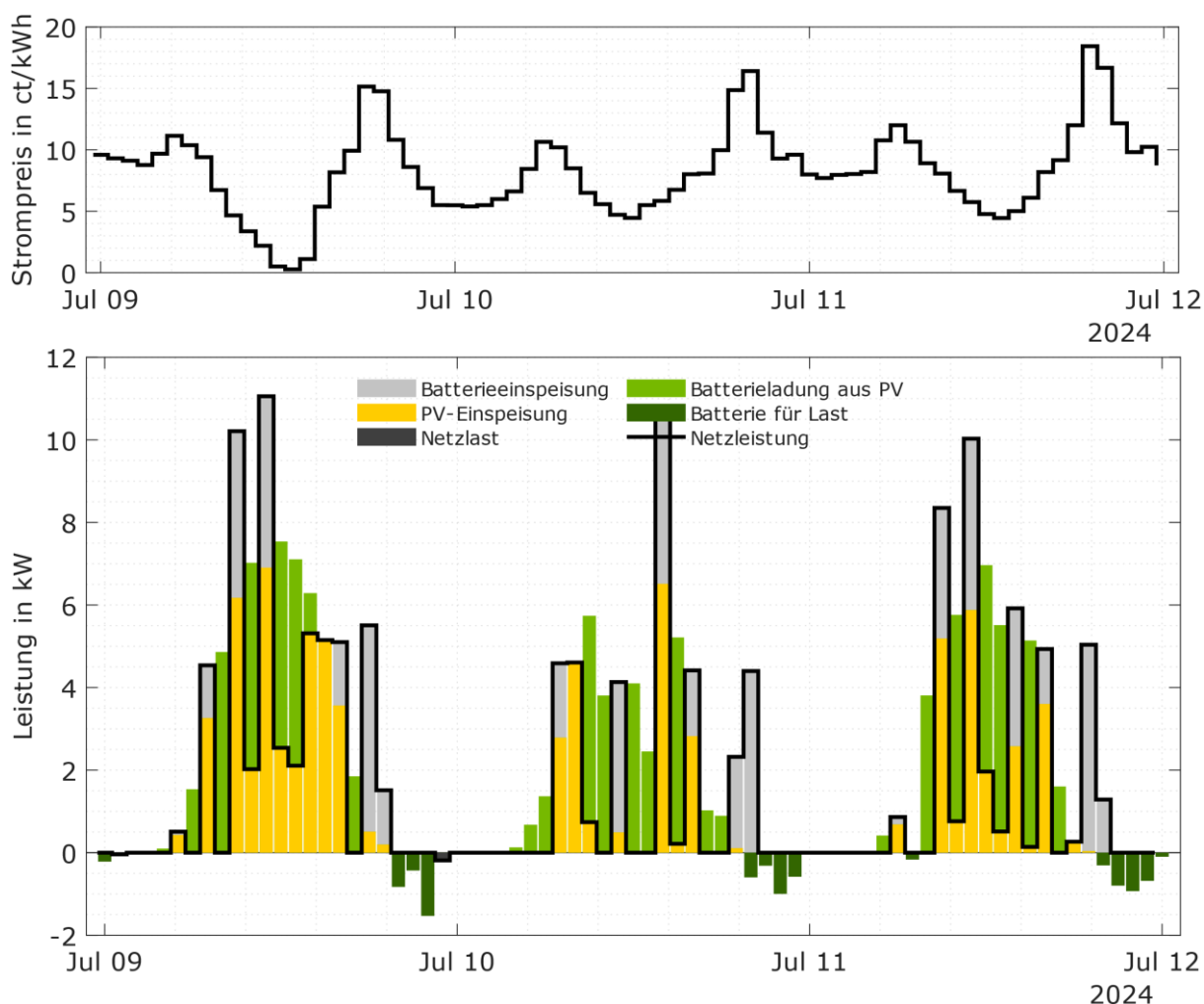


Bild 2 Optimierungsergebnis der Abgrenzungsoption. Oben Verlauf des Day-Ahead-Preises, unten optimierte Leistung des PV-Speichersystems und sich ergebende Netzleistung. Eigene Darstellung.

Durch die Anrechnung des Grünstromanteils im Speicher ergibt sich jedoch ein abweichender optimaler Fahrplan, der auf regulatorisch bedingte Fehlanreize hinweist. Bei nur geringfügigen Preisänderungen kommt es zu einem ineffizienten Verhalten: Der Speicher lädt in einem Zeitschritt mit PV-Strom und entlädt im nächsten wieder, statt den PV-Strom direkt einzuspeisen. So steigt die Netzeinspeisung des Speichers. Dies führt jedoch zu deutlich sichtbaren Einspeisespitzen gefolgt von Zeitschritten komplett ohne Einspeisung. Das Optimierungsergebnis überrascht, da sowohl die Ladung als auch Entladung verlustbehaftet sind und diese Betriebsweise somit ineffizienter ist als eine direkte Einspeisung. Über den Saldierungsmechanismus müssen so jedoch weniger Umlagen auf den Bezug gezahlt werden, so dass ein ökonomischer Anreiz besteht. Die regulatorische Dynamik wird detailliert in [12] beschrieben. Im günstigsten Fall bleiben die Folgen – abgesehen von den Speicherverlusten – gering, da sich die Speicher stochastisch laden und entladen. Es kann jedoch auch zu einem Aufschwüngen im Takt der Handelsintervalle auf lokaler Netzebene kommen.

In Bild 3 ist derselbe Zeitverlauf jedoch für die Optimierung mit der Pauschaloption zu sehen. Zu erkennen ist, dass der Speicher weitestgehend unabhängig von der PV-Leistung und Last lediglich auf den Börsenstrompreis reagiert. Ist der Preis hoch, wird der Speicher mit maximaler Leistung entladen. Ist der Preis relativ gering wird der Speicher mit maximaler Leistung geladen. Eine wichtige Voraussetzung für eine Speichernutzung ist jedoch, dass mit dem Preisspreizung die Speicherverluste kompensiert werden. Da diese, im Gegensatz zur Abgrenzungsoption, nicht explizit von den Netzumlagen befreit werden. Der Grund für diese Speichernutzung ist plausibel und kann in [12] im Detail nachvollzogen werden: Je mehr Energie eingespeist wird, desto mehr Bezug ist Umlagen befreit.

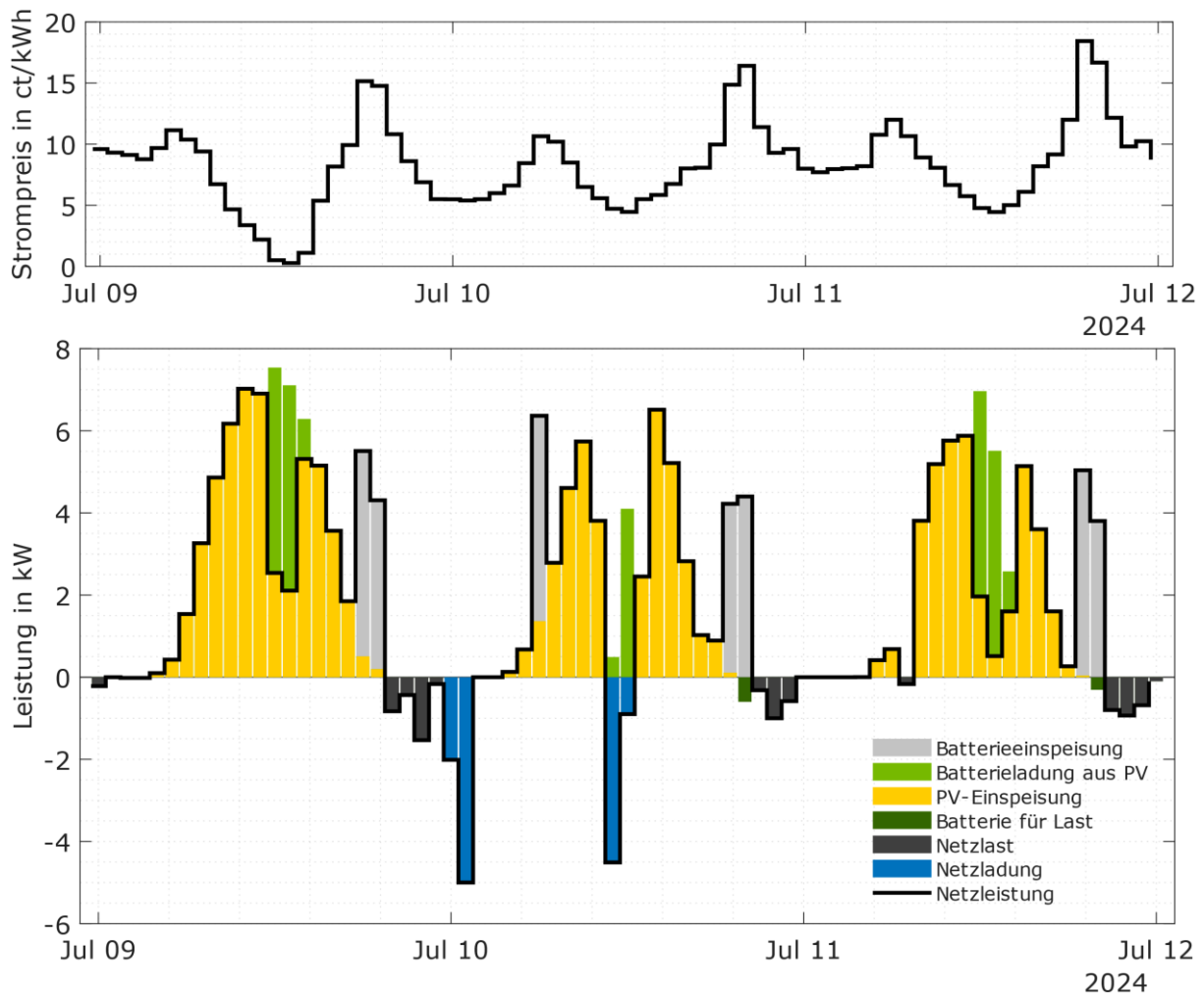


Bild 3 Optimierungsergebnis der Pauschaloption. Oben Verlauf des Day-Ahead-Preises, unten optimierte Leistung des PV-Speichersystems und sich ergebende Netzleistung. Eigene Darstellung

Analysiert man die Zeitreihen weitergehend, zeigt sich, dass der Speicher in der Pauschaloption bei geringen Preisschwankungen an der Börse nicht verwendet wird, da Umlagen auf die Speicherverluste gezahlt werden müssten und die Spreizung dann nicht ausreicht die Verluste zu kompensieren. Es zeigt sich somit, dass die Pauschaloption zu einem Fehlanreiz führen kann, da das lokale Energieangebot nicht in der Speichernutzung berücksichtigt wird. Die Synchronisierung auf ein zentrales bundesweites Signal kann jedoch lokale Netzengpässe begünstigen [16], [17].

3.2. Jahresbilanz und Speichervariation

Im Folgenden wird die ökonomische Jahresbilanz für 2024 dargestellt. Diese ergibt sich wenn der Einsatz des PV-Speichersystems über ein Jahr optimiert und alle Kosten und Einnahmen summiert werden. Sie beinhaltet Gewinne durch den Verkauf an der Börse und die ausgezahlte Marktprämie, Verluste durch den Zukauf von Strom und das bezahlen von Netzumlagen. Tabelle 2 stellt die Jahresbilanz für die Ausschließlichkeitsoption, Tabelle 3 für die Abgrenzungsoption und Tabelle 4 für die Pauschaloption dar. In den Spalten wurden die Ergebnisse für eine Änderung der Speicherkapazität dargestellt. In der zweiten Zeile sind jeweils die Jahresbilanzen dargestellt, die sich bei minutlicher Simulation ergeben. Ein negativer Wert deutet auf bilanzielle Kosten hin, ein positiver Wert auf Einnahmen. Es zeigen sich leichte Unterschiede von bis zu 25 €/a zur stündlichen Optimierung. Im unteren Teil der Tabelle ist der Unterschied zwischen Simulation mit und ohne Speicher dargestellt.

In allen Tabellen sinken die jährlichen Kosten des Haushaltes mit steigender Speicherkapazität – jedoch unterschiedlich stark und ausgehend von verschiedenen Ausgangsniveaus. Im Beispielhaushalt liegen die jährlichen Kosten eines direktvermarkteten PV-Systems (Abgrenzungsoption) bei 1 094 €/a. Damit ist diese Option zwar rund 145 € günstiger als die Ausschließlichkeitsoption, jedoch etwa 376 €/a teurer als die Pauschaloption ohne Speicher. Der Grund: Das System speist mehr Strom ein, als es bezieht. Da dieser bilanzielle Überschuss deutlich über der Pauschalgrenze von 500 kWh/kWp liegt, greift die Saldierung der Umlagen, was die Gesamtkosten spürbar reduziert.

Die Installation eines 10-kWh-Speichers senkt die jährlichen Kosten um etwa 570 €/a bis 616 €/a in der Ausschließlichkeits- bzw. Abgrenzungsoption, was rund 62 €/kWh entspricht. In der Pauschaloption fällt die spezifische Einsparung mit etwa 36 €/kWh geringer aus; absolut ergibt sich jedoch immer noch eine Kostenreduktion von 116 €/a bis 200 €/a gegenüber den beiden anderen Optionen.

Im Beispielhaushalt wird die Abgrenzungsoption erst bei deutlich größeren Speichern wirtschaftlich attraktiv. Erst dann übersteigen die zusätzlichen Arbitrageerlöse die Speicherverluste, die – anders als in der Pauschaloption – vollständig kompensiert werden. Bei kleinen Speichern dominiert hingegen die Eigenverbrauchsoptimierung, sodass die Pauschaloption wirtschaftlich im Vorteil bleibt.

Ein kleinerer Speicher kann in der Abgrenzungsoption mehr Gewinn normiert auf die Speicherkapazität erwirtschaften als ein großer Speicher. Das liegt daran, dass für einem kleinen Speicher der Effekt der Eigenverbrauchsoptimierung dominiert und mit einem großen Speicher direkt an der Börse gehandelt wird.

Tabelle 2: Jahresbilanz Ausschließlichkeitsoption. Annahmen: Bezugspreis: 32 ct/kWh, Nullvergütung negative Börsenstrompreis pauschal 10%, Eispeisevergütung 0,08 ct/kWh.

Speicherkapazität in kWh	0	5	10	20	50
Jahresbilanz (Zeitschrittssimulation) in €/a	-1240	-860	-670	-481	-386
Einsparung durch Speicher in €	-	379	569	758	853
Spez. Einsparung durch Speicher in €/kWh	-	76	57	38	17

Tabelle 3: Jahresbilanz Abgrenzungsoption.

Speicherkapazität in kWh	0	5	10	20	50
Jahresbilanz (Zeitschrittssimulation) in €/a	-1094	-734	-478	-71	946
Einsparung durch Speicher in €	-	360	616	1023	2040
Spez. Einsparung durch Speicher in €/kWh	-	72	62	51	41

Tabelle 4: Jahresbilanz Pauschaloption.

Speicherkapazität in kWh	0	5	10	20	50
Jahresbilanz (Zeitschrittssimulation) in €/a	-718	-538	-362	-39	753
Einsparung durch Speicher in €	-	180	356	679	1477
Spez. Einsparung durch den Speicher in €/kWh	-	36	36	34	30

4. Zusammenfassung

Die simulationsbasierte Untersuchung der MiSpeL-Verordnung (Stand 10/2025) zeigt, dass eine Änderung der Regulatorik mit einer Änderung der Bewirtschaftung des Speichers einhergeht. Insbesondere die Vorgaben zur Saldierung der Netzumlagen bieten einen großen ökonomischen Anreiz, den Speicher anders zu nutzen als bisher üblich.

In der Abgrenzungsoption resultiert die Befreiung der Speicherverluste von Umlagen in einem erhöhten Handelsvolumen mit dem Netz. Die Pauschaloption entkoppelt den Speicherbetrieb weitgehend von Erzeugung und Last. Der Speicher reagiert primär auf Preissignale des Strommarktes, was zu einer Vernachlässigung lokaler Netzsituationen führen kann. Aber auch einzelne Wirkmechanismen der Abgrenzungsoptionen erscheinen nicht zielführend. Es ist zu erwarten, dass die Bundesnetzagentur hier noch einmal nachsteuern muss. Simulationsbasierte Werkzeuge, wie das hier vorgestellte können dabei eine sinnvolle Ergänzung zur Erstellung der Regulatorik darstellen.

Ökonomisch konnte ein starker Anreiz für die Marktintegration über die Pauschaloption identifiziert werden. In der Beispielsimulation wurde ein finanzieller Vorteil von 300 €/a bis 500 €/a gegenüber der festen Einspeisevergütung identifiziert werden. Es ist wahrscheinlich, dass man hierfür gewinnbringend mit einem Direktvermarkter zusammenarbeiten kann. Dies ist für die Abgrenzungsoption bei geringen Speichergrößen nicht gewiss. Da der Speicher wenig Arbitrage durchführen kann, überwiegt die Eigenversorgung bei der Speichernutzung. Dennoch könnte die Abgrenzungsoption für sehr große Speicher attraktiver werden als die Pauschaloption, da die Verluste beim Arbitragehandel kompensiert werden.

Insgesamt zeigt die Untersuchung, dass die MiSpeL-Festlegung das Betriebsverhalten von Speichern substantiell verändert und neue wirtschaftliche Anreize setzt. Insbesondere die Pauschaloption scheint in ihrer aktuellen Ausgestaltung jedoch noch unausgewogen, da bereits die Installation einer Wallbox zu deutlicher stärkerer Förderung als bisher führen würde.

Ziel der weiteren Arbeit ist es, Änderungsvorschläge simulationsbasiert zu prüfen und zu validieren sowie eigene Ansätze zur gezielten Anpassung des regulatorischen Rahmens zu entwickeln.

Danksagung und Förderhinweis:

Wir danken der Forschungsnachwuchskommission (FNK) und der Research School (FB1) der HTW Berlin für die Ermöglichung dieses Beitrages. Darüber hinaus wurde die Untersuchung mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen 01MV23027B gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Änderungshinweis zur eBook-Version:

In der eBook-Version dieses Beitrages ist von der MiSpeL-Verordnung die Sprache. Dies ist falsch, es handelt sich um eine Festlegung der Bundesnetzagentur. Dies wurde im Text korrigiert. Darüber hinaus sei darauf hingewiesen, dass im Rahmen des Vollbeitrages weitere Untersuchungen erfolgt sind, die z. T. von den hier dargestellten Ergebnissen abweichen.

Referenzen

- [1] Ecofys und Fraunhofer IWES, Hrsg., „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen“, Berlin, Studie im Auftrag von Agora Energiewende., 2017.
- [2] M. Buchmann, „How decentralization drives a change of the institutional framework on the distribution grid level in the electricity sector – The case of local congestion markets“, *Energy Policy*, Bd. 145, S. 111725, Okt. 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111725.
- [3] F. Wenderoth, „Navigating Uncertainty. Active Power Curtailment Approaches for Planning of Medium Voltage Distribution Grids“, 2025, doi: 10.17170/KOBRA-2025040111009.

- [4] „Bundesnetzagentur - Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen“. Zugegriffen: 6. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/SteuerbareVBE/start.html>
- [5] J. Heidl u. a., „Die Zukunft von § 14a EnWG – Ein Wegweiser zum aktiven Betrieb von Niederspannungsnetzen - Whitepaper“, Fraunhofer-Exzellenzcluster Integrierte Energiesysteme (CINES), Berlin, Kurzbericht, 2025. doi: <https://doi.org/10.24406/publica-4288>.
- [6] Susanne Jung, „Nullvergütung bei negativen Strompreisen“, sfv.de. Zugegriffen: 8. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sfv.de/nullverguetung>
- [7] Sascha Bentke, Florian Valentin, Felix Ekardt, „Stromspeicher im Energiesystem der Zukunft – Zeit für einen passenden Rechtsrahmen“, *Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER)*, Nr. 27/3 2023, Juli 2023, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sustainability-justice-climate.eu/files/texts/Stromspeicher-ZNER.pdf>
- [8] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur - Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL)“, Bundesnetzagentur Referat Erneuerbare Energien. Zugegriffen: 14. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/start.html
- [9] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur - Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) Abgrenzungsoption“. 17. September 2025. Zugegriffen: 22. September 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/start.html
- [10] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur - Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) Pauschaloption“. 17. September 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/DL/Anlage2.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [11] Gregor Conzelmann, *Solarspitzenengesetz: Git Repository der Optimierungsoftware*. (Januar 2026). MATLAB. Zugegriffen: 30. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://github.com/GreggoryC/Solarspitzenengesetz>
- [12] Gregor Conzelmann, „Solar spitzenengesetz: Potenziale zur Energieoptimierung von Multi-Use-Batteriespeichern“. 2026.
- [13] Fraunhofer ISE, „Börsenstrompreise | Energy-Charts“, Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland 2024. Zugegriffen: 13. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE&year=2024&interval=year
- [14] S. Wacker und K. Behrens, „Basic measurements of radiation at station Lindenberg (1994-10 et seq)“. PANGAEA / Meteorologisches Observatorium Lindenberg - Richard-Aßmann-Observatorium, 2022. doi: [10.1594/PANGAEA.946382](https://doi.org/10.1594/PANGAEA.946382).
- [15] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, und V. Quaschnig, „Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“, 2015, *Unpublished*. doi: [10.13140/RG.2.1.5112.0080/1](https://doi.org/10.13140/RG.2.1.5112.0080/1).
- [16] J. Knorr, M. Bichler, und T. Dobos, „Zonal vs. Nodal Pricing: An Analysis of Different Pricing Rules in the German Day-Ahead Market“, *Papers*, Art. Nr. 2403.09265, Juni 2025, Zugegriffen: 8. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://ideas.repec.org/p/arx/papers/2403.09265.html>
- [17] A. Lilienkamp, N. Namockel, und O. Ruhnau, „Flexibility in electricity wholesale markets and distribution grids: An integrated model and its application to electric vehicles in

Germany", Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Köln, Paper 25/08, Aug. 2025.