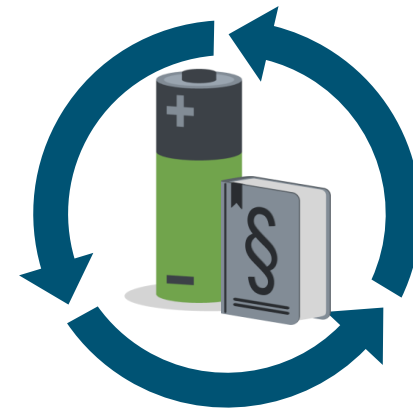


Heimspeicher nach dem Solarspitzenengesetz 2025: Bewertung des techno-ökonomischen Potenzials der MiSpeL-Festlegung

Agenda

1. Motivation und Zielsetzung
2. Rechtlicher Rahmen
3. MiSpeL-Szenarien und Berechnungsvorgaben
4. Techno-ökonomische Bewertung
5. Fazit

Heimspeicher nach dem Solarstromeinspeisungsgesetz 2025:
Bewertung des techno-ökonomischen Potenzials
der MiSpeL-Festlegung



1 Motivation

Motivation und Zielsetzung

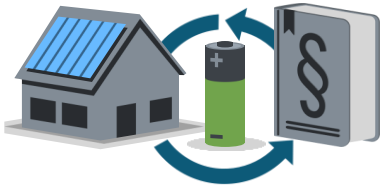
Ungenutztes Potential der Heimspeicher durch Marktaktivierung und Mehrfachnutzung heben

Heimspeicher dominieren BESS Tsunami



- Heimspeicher < 30 kW(h) dominiert Welle des BESS-Tsunamis in Deutschland: 19,6 von 24,5 GWh installierter BESS-Kapazität
- Übliche Betriebsweise der Eigenverbrauchserhöhung schöpft techno-ökonomisches Potential nicht vollständig aus

Deutscher Gesetzgeber erkennt Potential an



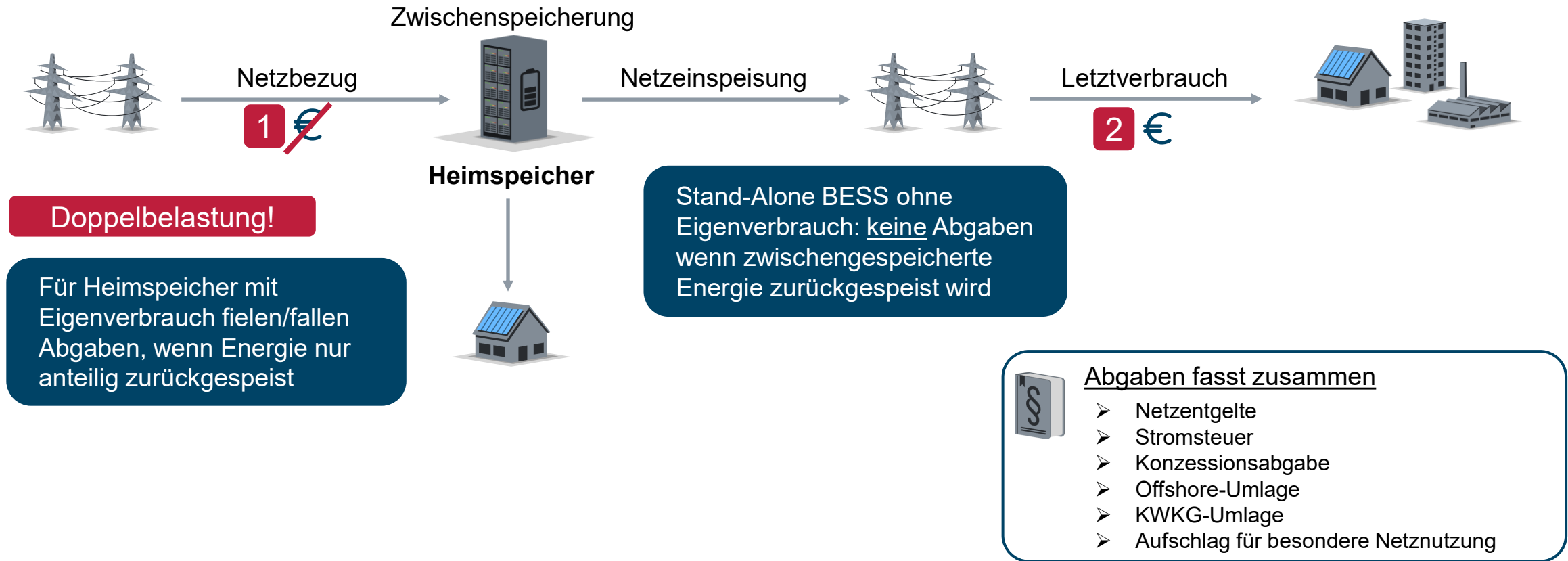
- Novellierung von **§19 EEG** und **§21 EnFG** durch Solarspitzenengesetz 2025 zur „Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Teilnahme am Strommarkt...“ [BT-Drs. 20/14235]
- BNetzA konkretisiert diese Anpassungen in **MiSpeL-Festlegung** „zur Marktintegration von Stromspeichern und Ladepunkten“ – u.a. Messanforderungen und Berechnungsvorgaben [BNetzA-MiSpeL]
- Novellierung von § 118 Abs. 6. S. 3 **EnWG** für anteilige Netzentgeltbefreiung zwischengespeicherter Energie

Wie beeinflussen die aktuellen Anpassungen des rechtlichen Rahmens und die MiSpeL-Festlegung das techno-ökonomischen Potential von mehrfachgenutzten Heimspeichern?

2 Rechtlicher Rahmen

Rechtlicher Rahmen: Anpassungen zur Marktaktivierung der Heimspeicher

Problematik der Doppelbelastung bei Heimspeichern



Rechtlicher Rahmen: Anpassungen zur Marktaktivierung der Heimspeicher

Gesetzgeber will Doppelbelastung reduzieren

- **Umlagensaldierung** – §21 EnFG: Solarspitzenengesetz und MiSpeL
 - KWKG- und Offshore-Netzumlage
 - Aufschlag besondere Netznutzung
 } saldierungsfähig
 (Regelungen gültig über Verweis in §19 Abs. 2 S. 16 StromNEV)



- **Netzentgelte** – § 118 Abs. 6 S. 1,3 EnWG: anteilige Befreiung für zwischengespeicherte Energie möglich



- **Stromsteuer** – § 5 Abs. 4 StromStG: Stromspeicher, in denen Strom durch Versorger zwischengespeichert wird, sind Teil des Versorgungsnetzes – dadurch Zwischenspeicherung keine Netzentnahme und auch kein Anfall der Stromsteuer

⚠ Betreiber von Heimspeichern haben kein Versorgerstatus – keine Stromsteuerbefreiung

- Was verbleibt für die zwischengespeicherte bzw. saldierungsfähige Energiemenge?
 - Konzessionsabgabe und Stromsteuer (und Umsatzsteuer)

... aus Netz entnommene und zwischengespeicherte Energiemengen sind bei Rückspeisung in das gleiche Netz saldierungsfähig



3 MiSpeL-Szenarien und Berechnungsvorgaben

MiSpeL-Szenarien

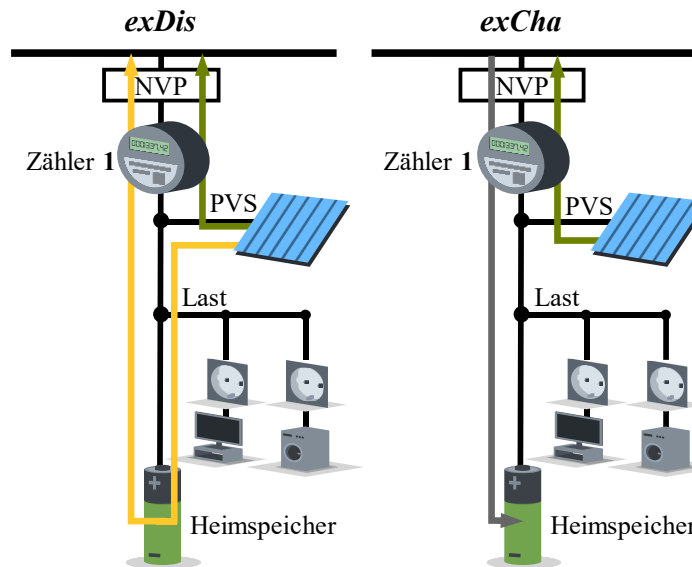
- **Solarspitzengesetz:** Novellierung des EEG-Förderanspruchs in **§ 19 Abs. 3-3c EEG**
 - EEG-Förderung steht Betreiber von Stromspeicher auch bei vorheriger Zwischenspeicherung zu
 - Insgesamt **drei** (zwei neu) Optionen zur Realisierung des EEG-Förderanspruches



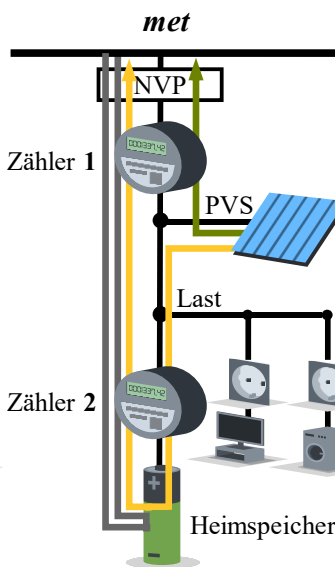
exDis: BESS speichert ausschließlich **EE-Strom**; ist gegen Netzbezug gesperrt; MP und EiV

exCha: BESS speichert **Netzstrom** ein; ist gegen Netzeinspeisung gesperrt; MP und EiV

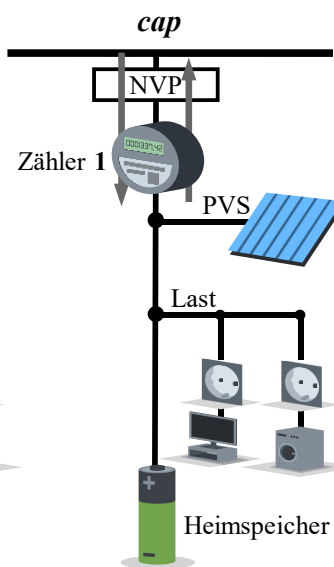
§ 19 Abs. 3a EEG
Ausschließlichkeitsoption



§ 19 Abs. 3b EEG
Abgrenzungsoption



§ 19 Abs. 3c EEG
Pauschalooption



met (neu): Zwischenspeicherung von Graustrom möglich; zweiter Zähler benötigt; MP

cap (neu): pauschale Förderung mit 500 kWh/kW_p für max. 30 kW_p; MP

[Eigene Darstellung in Anlehnung an BNetzA]

Nur Netzbezug und Netzeinspeisung dargestellt; MP: Marktprämie | EiV: Einspeisevergütung

Berechnungsvorgaben

Ziel: Maximierung des Prosumer Gesamtertrages unter Anwendung der MiSpeL-Berechnungsvorgaben

1 Mathematisches Optimierungsmodell für die profitoptimierte Mehrfachnutzung von Heimspeichern

Ziel ist Maximierung der Erträge der Anwendungen

$$\max z = \sum_t \mathbb{P}_{SCI}^t + \mathbb{P}_{FCR}^t + \mathbb{P}_{IDC}^t - \mathbb{C}_{Netzeinspeisung}^t$$

Kostenterm für zwischengespeicherte / saldierte Energiemengen

SCI Self-Consumption Increase | FCR Frequency Containment Reserve | IDC Intraday Continuous Handel

2 MiSpeL-Berechnungsvorgaben zur Bestimmung relevanter Energiemengen für Gesamtertrag

$$\mathbb{P}_{Prosumer} = \sum_t \mathbb{P}_{EEG}^t - \mathbb{C}_{Netzbezug}^t + \mathbb{P}_{FCR}^t + \mathbb{P}_{IDC}^t - \mathbb{C}_{Netzeinspeisung}^t - \mathbb{C}_{Metering}^t$$

EEG-Förderanspruch = Förderfähige Netzeinspeisung

Endverbrauch = Abgabenbelasteten Netzbezug

Zwischengespeicherte Energiemenge = saldierungsfähige Netzeinspeisung

= MAX [Gesamter Netzbezug – saldierungsfähige Netzeinspeisung; 0]


[BNetzA Entwurf Anlage 1 Pauschaloption]

4 Techno-ökonomische Bewertung

Techno-ökonomische Bewertung

		Abgrenzungsoption	Pauschaloption
2024		<i>met</i>	<i>cap</i>
EEG-Vergütung AW < 0		MP Ja	MP Ja
10 kW _P / 10 kW(h)	Ertrag Δ _{abs.} Δ _{rel.}	<ul style="list-style-type: none"> Variation Dimensionierung PV und Heimspeicher des Prosumers Marktprämie (MP) 	
10 kW _P / 7,5 kW(h)	Ertrag Δ _{abs.} Δ _{rel.}	<ul style="list-style-type: none"> AW < 0: Ja → Berücksichtigung negativer Spotmarktpreise Δ absolut bzw. Δ relativ: Veränderung ggü. Einfachnutzung mit Eigenverbrauchserhöhung 	
10 kW _P / 5 kW(h)	Ertrag Δ _{abs.} Δ _{rel.}	<ul style="list-style-type: none"> Betrachtung nur Erträge ohne Wartungs- oder Investitionskosten 	
7,5 kW _P / 5 kW(h)	Ertrag Δ _{abs.} Δ _{rel.}		

Beispielhafter Prosumer Haushalt



$P_{BSS,n} = 1 \text{ C}$
 $E_{\text{Prosumer}} = 6595 \text{ kWh}$
 $c_{\text{Stromtarif}} = 33,88 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
 $c_{\text{Grundpreis}} = 50 \text{ €/a}$

Techno-ökonomische Bewertung

Abgrenzungs- (*met*) und Pauschaloption (*cap*): Optimierte Fahrpläne identisch; Energiemengenberechnung unterschiedlich

2024		<i>met</i>	<i>cap</i>
EEG-Vergütung AW < 0		MP Ja	MP Ja
10 kW _P / 10 kW(h)	Ertrag	215 € 165 €	223 €
	Δ _{abs.}	+871 €	+929 €
	Δ _{rel.}	+123 %	+131 %
10 kW _P / 7,5 kW(h)	Ertrag	-69 € -119 €	-48 €
	Δ _{abs.}	+652 €	+722 €
	Δ _{rel.}	+85 %	+94 %
10 kW _P / 5 kW(h)	Ertrag	-364 € -414 €	-325 €
	Δ _{abs.}	+449 €	+538 €
	Δ _{rel.}	+52 %	+62 %
7,5 kW _P / 5 kW(h)	Ertrag	-573 € -623 €	-589 €
	Δ _{abs.}	+453 €	+487 €
	Δ _{rel.}	+42 %	+45 %

Abgrenzungsoption *met* x Pauschaloption *cap*

- *cap* liefert unabhängig von Dimensionierung die höchsten Gesamterträge
- Bei größter Dimensionierung ist in *met* und *cap* ein positiver Jahresertrag möglich
- Kosten für zweiten Zähler i.H.v. 50€ in *met* entscheidend, vgl. [Kostenbereinigung](#)

Techno-ökonomische Bewertung

Abgrenzungs- (*met*) und Pauschaloption (*cap*): Optimierte Fahrpläne identisch; Energiemengenberechnung unterschiedlich

2024		<i>met</i>	<i>cap</i>
EEG-Vergütung AW < 0		MP Ja	MP Ja
10 kW _P / 10 kW(h)	Ertrag	165 €	223 €
	Δ _{abs.}	+871 €	+929 €
	Δ _{rel.}	+123 %	+131 %
10 kW _P / 7,5 kW(h)	Ertrag	-119 €	-48 €
	Δ _{abs.}	+652 €	+722 €
	Δ _{rel.}	+85 %	+94 %
10 kW _P / 5 kW(h)	Ertrag	-414 €	-325 €
	Δ _{abs.}	+449 €	+538 €
	Δ _{rel.}	+52 %	+62 %
7,5 kW _P / 5 kW(h)	Ertrag	-623 €	-589 €
	Δ _{abs.}	+453 €	+487 €
	Δ _{rel.}	+42 %	+45 %

Betrachtung Energiemengen

- *met* führt zu höherer förderfähigen Netzeinspeisung
- Nachteil wird in *cap* trotz zusätzlicher höherer Kosten für saldierungsfähige Netzeinspeisung aufgewogen von geringem abgabenbelasteten Netzbezug
- Kostenvorteil sald. Netzeinsp. ggü. abgabenbel. Netzbez. von 8,8 ct/kWh !

<i>met</i>	<i>cap</i>	Δ _{cap-met}
3960 kWh	3609 kWh	-351 kWh
682 kWh	1348 kWh	666 kWh
3458 kWh	3107 kWh	-351 kWh
4204 kWh	3706 kWh	-498 kWh
549 kWh	1330 kWh	781 kWh
3540 kWh	3031 kWh	-509 kWh
4503 kWh	3804 kWh	-699 kWh
420 kWh	1392 kWh	972 kWh
3684 kWh	2942 kWh	-742 kWh
2920 kWh	2786 kWh	-134 kWh
395 kWh	641 kWh	246 kWh
3945 kWh	3939 kWh	-6 kWh

Techno-ökonomische Bewertung

Abgrenzungs- (*met*) und Pauschaloption (*cap*): Optimierte Fahrpläne identisch; Energiemengenberechnung unterschiedlich

2024		<i>met</i>	<i>cap</i>
EEG-Vergütung AW < 0		MP Ja	MP Ja
10 kW _P / 10 kW(h)	Ertrag	165 €	223 €
	Δ _{abs.}	+871 €	+929 €
	Δ _{rel.}	+123 %	+131 % Δ8%
10 kW _P / 7,5 kW(h)	Ertrag	-119 €	-48 €
	Δ _{abs.}	+652 €	+722 €
	Δ _{rel.}	+85 %	+94 % Δ9%
10 kW _P / 5 kW(h)	Ertrag	-414 €	-325 €
	Δ _{abs.}	+449 €	+538 €
	Δ _{rel.}	+52 %	+62 % Δ10%

Punktuelle Sensitivitätsanalyse

- 10 kWp PV und **Variation Heimspeicher**: je kleiner Heimspeicher desto **größer weichen Energiemengen** ab;
 - **Förderfähige Netzeinspeisung** steigt je kleiner Heimspeicher
 - In *met* vergrößert sich abgabenbelasteter Netzbezug, in *cap* sinkt er – da Anstieg **saldierungsfähige Netzeinspeisung**
 - **Vorteil** von *cap* steigt mit Diskrepanz von PV und Heimspeicher

<i>met</i>	<i>cap</i>	Δ _{cap-met}
3960 kWh	3609 kWh	-351 kWh
682 kWh	1348 kWh	666 kWh
3458 kWh	3107 kWh	-351 kWh
4204 kWh	3706 kWh	-498 kWh
549 kWh	1330 kWh	781 kWh
3540 kWh	3031 kWh	-509 kWh
4503 kWh	3804 kWh	-699 kWh
420 kWh	1392 kWh	972 kWh
3684 kWh	2942 kWh	-742 kWh

$$\text{Pauschaloption } \underset{\text{cap}}{\text{Abgabenbelasteter Netzbezug}} = \text{MAX}[\text{Gesamter Netzbezug} - \text{saldierungsfähige Netzeinspeisung}; 0]$$

$$\text{Saldierungsfähige Netzeinspeisung} = \text{MAX}[\text{Gesamte Netzeinspeisung} - \text{Pauschalgrenze}; 0]$$

↑ steigt
↑ steigt

Techno-ökonomische Bewertung

Abgrenzungs- (*met*) und Pauschaloption (*cap*): Optimierte Fahrpläne identisch; Energiemengenberechnung unterschiedlich

2024		<i>met</i>	<i>cap</i>
EEG-Vergütung AW < 0		MP Ja	MP Ja
10 kW _P / 5 kW(h)	Ertrag	-414 €	-325 €
	Δ _{abs.}	+449 €	+538 €
	Δ _{rel.}	+52 %	+62 %
7,5 kW _P / 5 kW(h)	Ertrag	-623 €	-589 €
	Δ _{abs.}	+453 €	+487 €
	Δ _{rel.}	+42 %	+45 %

Punktuelle Sensitivitätsanalyse

- 10 kWp PV und Variation Heimspeicher: je kleiner Heimspeicher desto **größer weichen Energiemengen** ab;
 - Förderfähige Netzeinspeisung steigt je kleiner Heimspeicher
 - In *met* vergrößert sich abgabenbelasteter Netzbezug, in *cap* sinkt er – da Anstieg **saldierungsfähige Netzeinspeisung**
 - **Vorteil** von *cap* steigt mit Diskrepanz von PV und Heimspeicher
- 5 kW(h) Heimspeicher und **Variation PV**: je größer PV, desto größer **Abweichung**
 - **Vorteil** von *cap* steigt mit Diskrepanz von PV und Heimspeicher: deutlich weniger abgabenbelasteter Netzbezug

met *cap* Δ_{cap-met}

4503 kWh	3804 kWh	-699 kWh
420 kWh	1392 kWh	972 kWh
3684 kWh	2942 kWh	-742 kWh
2920 kWh	2786 kWh	-134 kWh
395 kWh	641 kWh	246 kWh
3945 kWh	3939 kWh	-6 kWh

Detaillierte Analyse der Best-Case-Konfiguration

10 kWp PV und 10 kW(h) Heimspeicher in 2024 detailliert für Abgrenzungs- (*met*) und Pauschaloption (*cap*)

Szenario	<i>met</i>	<i>cap</i>
EEG-Vergütung	MP	MP
AW < 0	Ja	Ja
$C_{\text{Netzbezug}}$	816 €	762 €
$C_{\text{Netzeinspeisung}}$	32 €	65 €
P_{EEG}	157 €	144 €
P_{FCR}	702 €	702 €
P_{IDC}	204 €	204 €
P_{Prosumer}	165 €	223 €
EFC	478	478
EVQ	38 %	38 %

Ökonomische Auswirkungen:

- Geringere **förderfähige Netzeinspeisung** bei Nutzung der pauschalen in *flat* ggü. exakter Messung in *met*
- Kostenvorteil **sald. Netzeinsp.** ggü. abgabenbel. Netzbez. (8,8 ct/kWh) ersichtlich
- Zählerkosten in *met* (verrechnet in P_{Prosumer}) maßgeblich
- Hohe Erträge aus Marktteilnahme Primärregelleistung (**FCR**) und kontinuierlicher Intraday Handel (**IDC**)

Technische Auswirkungen:

- Steigerung Zyklenzahl (**EFC**) ggü. Einfachnutzung (211) ist im Rahmen bei 15 Jahren Lebensdauer
- Keine signifikant niedrigere Eigenverbrauchsquote (**EVQ**) ggü. Einfachnutzung (40%): Vereinbarkeit von Eigenverbrauchserhöhung und Marktteilnahme

5 Fazit

Fazit

Wie beeinflussen die aktuellen Anpassungen des rechtlichen Rahmens und die MiSpeL-Festlegung das techno-ökonomische Potential von mehrfachgenutzten Heimspeichern?

Rechtlicher Rahmen & MiSpeL-Festlegung

- §19 Abs. 3-3c EEG
Einführung Abgrenzungs- und Pauschaloption
- §21 EnFG, §118 Abs. 6 EnWG
Saldierung der zwischengespeicherten Energie
- MiSpeL-Festlegung
u.a. algorithmisierbare Berechnungsvorgaben

Techno-ökonomische Analyse der Mehrfachnutzung

- Verwendung von Pauschalen führt zu ökonomischen Vorteilen gegenüber exakter Messung
- Vorteil verstärkt sich mit Diskrepanz von PV und Heimspeicher und insb. für große PV-Anlagen
- Pauschaloption erweist sich ökonomisch und wegen der reduzierten Messanforderungen als vorteilhaft für Heimspeicher

Die Anpassungen des rechtlichen Rahmens und die **MiSpeL-Festlegung** schaffen geeignete Voraussetzungen und wirksame Anreize – insbesondere mit der **Pauschaloption** – für eine ökonomisch attraktive **Marktaktivierung von Heimspeichern durch Mehrfachnutzung**.

Ausblick: Klarstellung §5 Abs. 4 StromStG für Heimspeicher und Quantifizierung der erweiterten Saldierung



Kontakt

Diese Forschungsarbeit wurde finanziert durch die Forschungsprojekte C2T (03EN3105B) und TEN.efzn (ZN4462)



HENRIK WAGNER, M. SC.

Wissenschaftlicher Mitarbeiter & Doktorand

Untersuchung der Marktintegration
und folgender Netzauswirkungen der
Mehrfachnutzung von Heimspeichern

henrik.wagner@tu-braunschweig.de



**JAN SCHLÜPMANN,
RECHTSANWALT**

 TU Clausthal



**PROF. DR.-ING.
BERND ENGEL**



**PROF. DR. JUR.
HARTMUT WEYER**



**elenia Institut für Hochspannungstechnik u.
Energiesysteme**

Technische Universität Braunschweig

Schleinitzstraße 23
38106 Braunschweig
Germany



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



VolkswagenStiftung
zukunft.
niedersachsen

Quellen

- [BT-Drs. 20/14235] Deutscher Bundestag: Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen, BT-Drs. 20/14235, 17.12.2024.
- [BNetzA-MiSpeL] Bundesnetzagentur (BNetzA): Konsultation von Eckpunkten: Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) – Az. 618-25-02, online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/DL/Konsultation.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (abgerufen am 26.01.2026)
- [BNetzA – Darstellung EEG-Optionen] Peter Stratmann (BNetzA), "Wie wecken wir Heimspeicher aus dem Dornröschenschlaf?," Dec. 2024. Accessed: Jan. 26 2025. [Online]. Available: <https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/241210-Speicher-Ende-des-Dornroeschenschlafs.pdf>

Zusätzliche relevante Informationen:

- Bundesnetzagentur: Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) – Eckpunkte zur Konsultation, **Entwurf der Anlage 1: Abgrenzungsoption**, Stand vom 17.09.2025, online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/DL/Anlage1.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (abgerufen am 26.01.2026)
- Bundesnetzagentur: Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) – Eckpunkte zur Konsultation, **Entwurf der Anlage 2: Pauschaloption**, Stand vom 17.09.2025, online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/DL/Anlage2.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (abgerufen am 26.01.2026)

X

Anhang

Simulationsparameter

- Anzulegender Wert für 2023 und 2024 (da Januar): 8,6 ct/kWh

Tabelle 1: Simulationsparameter des privaten Prosumer Haushaltes

Parameter	Wert
Gesamtenergiebedarf inkl. Elektrofahrzeug	6595 kWh
Leistung des PVS	[7,5; 10] kWp
Leistung des BESS	[5; 7,5; 10] kW
Verhältnis Leistung zu Kapazität BESS	1:1
Gesamtwirkungsgrad BESS	87,6 %
Selbstentladung	4 %/(kWh·d)
Statischer Stromtarif (inkl. Abgaben und USt)	33,88 ct/kWh; Grundpreis 50,40 €/a
Davon (ct/kWh): Besch. 15,58; Netzentg. 7,48; Stromst. 2,05; Konz. 1,99; Offshore 0,59; StromNEV 0,42; KWK 0,36	

Techno-ökonomische Bewertung

Ausschließlichkeitsoption | exDis: Sperre Netzbezug, lädt nur EE-Strom | exCha: Sperre Netzeinspeisung, lädt Netzstrom

2024		<i>exCha</i> ₁	<i>exCha</i> ₂	<i>exCha</i> ₃	<i>exDis</i> ₁	<i>exDis</i> ₂	<i>exDis</i> ₃
EEG-Vergütung AW<0		EiV Ja	EiV Nein	MP Ja	EiV Ja	EiV Nein	MP Ja
10 kW _P / 10 kW(h)	Ertrag	-431 €	-367 €	-392 €	-571 €	-518 €	-496 €
	Δ _{abs.}	+275 €	+340 €	+315 €	+136 €	+189 €	+211 €
	Δ _{rel.}	+39 %	+48 %	+45 %	+19 %	+27 %	+30 %
10 kW _P / 7,5 kW(h)	Ertrag	-520 €	-450 €	-486 €	-662 €	-597 €	-604 €
	Δ _{abs.}	+250 €	+321 €	+285 €	+109 €	+173 €	+166 €
	Δ _{rel.}	+32 %	+42 %	+37 %	+14 %	+22 %	+22 %
10 kW _P / 5 kW(h)	Ertrag	-639 €	-559 €	-614 €	-781 €	-704 €	-745 €
	Δ _{abs.}	+224 €	+304 €	+249 €	+82 €	+159 €	+119 €
	Δ _{rel.}	+26 %	+35 %	+29 %	+10 %	+18 %	+14 %
7,5 kW _P / 5 kW(h)	Ertrag	-848 €	-797 €	-827 €	-1009 €	-961 €	-976 €
	Δ _{abs.}	+228 €	+279 €	+249 €	+68 €	+116 €	+100 €
	Δ _{rel.}	+21 %	+26 %	+23 %	+6 %	+11 %	+9 %

exDis

- BESS lädt nur EE-Strom, gegen Netzbezug gesperrt
- Marktpreisunabhängige Vergütung (AW<0: Nein) führt zu besseren Ergebnissen (auch *exCha*)
- MP-Modell erzielt bessere Ergebnisse als EiV mit AW<0: Ja (auch *exCha*)

exCha

- BESS lädt Netzstrom, gegen Netzeinspeisung gesperrt
- Energie wird mittels IDC-Handel beschafft anstatt über statischen Stromtarif

Fazit Ausschließlichkeitsoption

- IDC in *exCha* bietet größeren Mehrwert
- Für Neuanlagen Direktvermarktung bzw. MP interessant
- Nutzung dieser Option für Vermarktung fraglich

MiSpeL-Berechnungsvorgaben: Abgrenzungsoption

(26) = (25) • (24) **Förderfähige Netzeinspeisung in AW>0-Zeiten aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt** im Kalenderjahr – förderfähiger Anteil an der Summe der zeitgleichen Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt (24), der dem EE-Stromanteil (25) entspricht

(22) = $\sum_J (20)_J$ **Förderfähige Netzeinspeisung in AW>0-Zeiten direkt aus der EE-Anlage** im Kalenderjahr – Summe der zeitgleichen Netzeinspeisung in AW>0-Zeiten aus der EE-Anlage (20)_J

Bestimmung der förderfähigen Netzeinspeisung:

$$(27) = (22) + (26)$$

Förderfähige Netzeinspeisung in AW>0-Zeiten im Kalenderjahr – Summe aus der *förderfähigen Netzeinspeisung direkt aus der EE-Anlage (22)* und der *förderfähigen Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt (26)*

$$(11) = (10) \cdot (7)$$

Saldierungsfähige Netzeinspeisung im Kalenderjahr – Saldierungsfähiger Anteil an der Summe der zeitgleichen Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher und/oder Ladepunkt (7), der dem Netzstromanteil (10) entspricht.

$$(16)_{A1} = \text{MAX} [(3) - (11) - (13)_{A1}; 0]$$

Umlagebelasteter Netzbezug in Fallkonstellation A1 im Kalenderjahr nach Saldierung und Anrechnung der privilegierungsfähigen Stromspeicherverluste – *Gesamter Netzbezug an der Entnahmestelle (3)* abzüglich der *saldierungsfähigen Netzeinspeisung (11)* und der *privilegierungsfähigen Stromspeicherverluste (13)_{A1}*.

MiSpeL-Berechnungsvorgaben: Abgrenzungsoption

$$(P3) = P_{\text{inst}} \cdot 500 \text{ kWh/kW}$$

Pauschal-Grenze der Förderfähigkeit im Kalenderjahr – Maximalhöhe, bis zu der die Netzeinspeisung für die Bestimmung des Basiswertes (P8) grundsätzlich als förderfähig gilt (bis zu 500 Kilowattstunden je Kilowatt installierter Leistung der Solaranlage)

Die auf den Netzbezug an der Entnahmestelle (= „Netzentnahme“ i.S.d. EnFG) zu zahlenden Umlagen verringern sich im Umfang dieser *saldierungsfähigen Netzeinspeisung* auf null. Als vollumlagebelasteter Netzbezug verbleibt nach der Saldierung:

$$(P4) = \text{MAX} [(P2) - (P3) ; 0]$$

Saldierungsfähige Netzeinspeisung im Kalenderjahr – *gesamte Netzeinspeisung (P2) abzüglich der Pauschal-Grenze der Förderfähigkeit (P3)*; liegt die tatsächliche Netzeinspeisung unter der Pauschal-Grenze, beträgt die *saldierungsfähige Netzeinspeisung* null.

$$(P5) = \text{MAX} [(P1) - (P4) ; 0]$$

Umlagebelasteter Netzbezug im Kalenderjahr nach Saldierung – *gesamter Netzbezug an der Entnahmestelle (P1) abzüglich der *saldierungsfähigen Netzeinspeisung (P4)**; der Wert darf auch bei hoher Netzeinspeisung nicht negativ werden, sondern niedrigstenfalls null (MAX-Funktion)