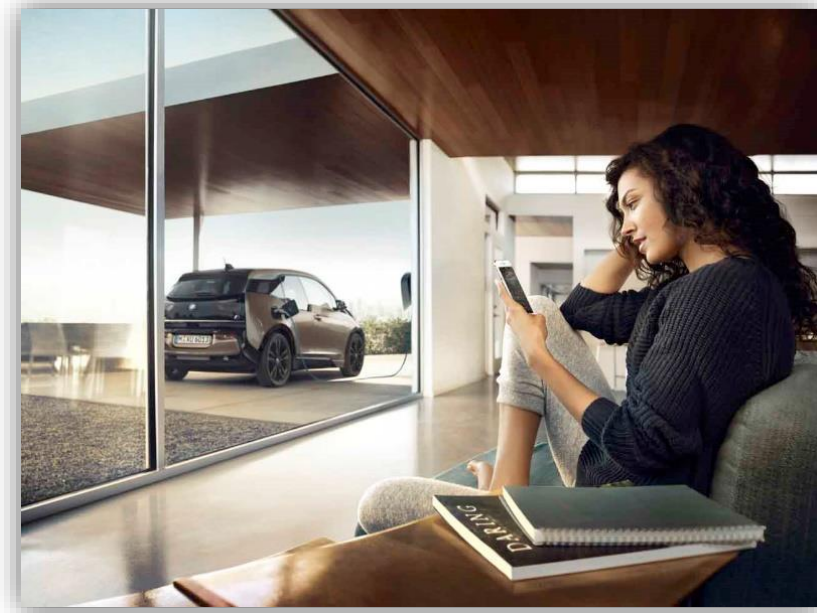


Herleitung eines skalierungsfähigen Zähler- und Messkonzepts für bidirektionales Laden in der Niederspannung



Diskussionspapier zur Schaffung einer essenziellen Grundlage, um die zu erwartende stark wachsende Menge an aktuell noch ungenutzter Kleinstflexibilität in der Niederspannung an den Marktbetrieb anzubinden.



Impressum

Herausgeber

**bayernwerk
netz**

Bayernwerk Netz GmbH
Lilienthalstraße 7
93049 Regensburg

Diskussionspapier aus dem Projekt BDL Next
Version 1.0

Veröffentlicht am:
11.04.2025

Redaktionsschluss:
31.01.2025

Autor:innen:

Wolfgang Duschl
Hendrik Schaldach
Wai-Yee Choi
Armin Voit

Fachberater:innen:

Nicholas Errington
Uwe-Rüdiger Urban
Kornelia Kastenberger
Christian Graf
Anika Winkler
Nicole Springer
Christian Hirsch
Ulrike Mayer
Christine Kölbl
Jana Kröge
Theresa Hartl
Volker Kroner
Michael Eichenseer
Nils Pennekamp
Christian Stephan
Stefanie Scheiffelen
Andreas Reichinger

Geschäftsführung:

Gudrun Alt
Dr. Joachim Kabs
Robert Pflügl

Bildnachweis:

© Copyright BMW AG, München (Deutschland)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: 01MV23013C



DLR Projektträger

Schaffung der Möglichkeit des Nachweises von zwischengespeichertem Netzstrom, als Grundlage für einen geeigneten Umgang mit arbeitsbezogenen Stromnebenkosten in Form von Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten, wenn zusätzlich die Netzdienlichkeit bei Rückspeisung des zwischengespeicherten Netzstroms sichergestellt wird.

Disclaimer: *Das Papier beschäftigt sich vordergründig mit der regulatorischen Betrachtung mit dem Stand 2024 und ergänzt diese mit den derzeit geplanten Änderungen in 2025. Da sich gerade im Jahr 2025 viele neue Herangehensweisen in der Ausgestaltung befinden, wird das Papier zu einem späteren Zeitpunkt noch einmal geschärft. Das Papier wurde mit bestem Wissen und Gewissen erstellt, es wird keine Haftung übernommen.*

Inhalt

Management-Summary	1
1. Einleitung.....	2
2. Definition von zwischengespeichertem Netzstrom – stationäre vs. mobile Speicher.....	3
2.1 Definition(en) zum Begriff Zwischenspeicherung	3
2.2 Mobile Speicher und externe Ladevorgänge	6
2.3 Regelungen zur Vermeidung von arbeitsbezogenen Stromnebenkosten bei zwischengespeichertem Netzstrom.....	8
3. Anforderungen und Prämissen an ein geeignetes Zähler- und Messkonzept in der Niederspannung.....	15
3.1 Anforderungen an Zähler- und Messkonzepte für einen praxistauglichen Einsatz	16
3.2 VDE-Messkonzept – Eine Orientierung	19
3.3 Ableitung von Prämissen für die technische Umsetzung von NetZRückspeisung via bidirektionalem Laden	20
3.4 Kurzfassung der Prämissen für die in diesem Papier vorgestellten Zähler- und Messkonzepte	27
4. Zähler und Messkonzepte für V2G Anwendungsfälle	28
4.1 Bidirektionale Ladeeinrichtung und Hausverbrauch	29
4.2 Bidirektionale Ladeeinrichtung, PV, Wärmepumpe und Hausverbrauch.....	30
4.3 Bidirektionale Ladeeinrichtung, PV mit Grünstromspeicher, Wärmepumpe und Hausverbrauch	31
4.4 Bidirektionale Ladeeinrichtung mit Graustromspeicher, PV mit Grünstromspeicher, Wärmepumpe und Hausverbrauch	32
4.5 Zusammenfassung der relevanten Leistungsflüsse sowie der Zähler- und Messkonzepte	33
4.5.1 Situation 1 – Keine Erzeugungsanlage vorhanden.....	34
4.5.2 Situation 2 – (PV) Erzeugungsanlage ist vorhanden	35
4.6 Erweiterte Betrachtung von möglichen Zähler- und Messkonzepten zur Strommarktintegration von Kleinstspeichern.....	36
5. Sonderfälle, Einschränkungen und Ausnahmen bei der Umsetzung von bidirektionalem Laden	46
6. Kosten der Messkonzepte für die Kunden	48
7. Fazit und nächste Schritte	49

Management-Summary

Der enorme Zubau an erneuerbaren Energien sowie flexiblen Verbrauchern und die damit verstärkte Netznutzung führt zu immer größer werdenden Herausforderungen für Markt, Netz und System. Der Ausbau der Stromnetze auf kurzzeitig auftretende Leistungsspitzen steht dem Ziel einer bezahlbaren Energiewende entgegen. Darüber hinaus bleibt ein Großteil der vorhandenen Flexibilität ungenutzt, da diese aktuell noch unzureichend in den Energiemarkt integriert ist.

Zur verbesserten Integration von erneuerbaren Energien sowie Markt-, Netz- und Systemdienstleistungen, ist es essenziell, auch für die Kleinstflexibilität sowie für flexible Haushalte als Ganzes, eine Marktintegration zu ermöglichen. Dies bedeutet jedoch u. a., dass Strom aus dem Netz bezogen, zwischengespeichert und wieder eingespeist werden muss, um ein zu erzielendes markt- und netzdienliches Verhalten zu erreichen und offene Potenziale zu nutzen.

Für eine flächendeckende Skalierung der Flexibilität, ist die Wirtschaftlichkeit für den Kunden eine wesentliche Grundvoraussetzung. Dafür ist es erforderlich, die zwischengespeicherte Energie messtechnisch zu erfassen und mit einer dem Zweck angemessenen Kostenstruktur zu versehen.

Dieses Papier beschreibt die Integration von Flexibilitäten aus der Niederspannung (Flexumer) ins Energiesystem und die Herleitung und Diskussion von dafür notwendigen Zähler- und Messkonzepten zur Erfassung von zwischengespeichertem Netzstrom. Dies umfasst u. a. folgende Punkte:

- Definition von zwischengespeichertem Netzstrom unter Gesichtspunkten des aktuellen Rechtsrahmens
- Anforderungen an geeignete Zähler- und Messkonzepte, u. a. für Vehicle-2-Grid, Heimspeicher bzw. für flexible Haushalte für die Teilnahme am Energiemarkt
- Hervorhebung eines geeigneten Zähler- und Messkonzepts durch Einsatz von maximal zwei Zählern (Komplexitätsreduktion)
- Ableitung relevanter Leistungsflüsse zur Bildung von notwendigen Marktlokationen für eine spätere Abrechnung
- Erweiterte Betrachtung von möglichen Zähler- und Messkonzepten zur Strommarktintegration von Kleinstspeichern
- Ableitung, welche regulatorischen Punkte noch zu diskutieren sind, damit V2G vollumfänglich genutzt werden kann

Im Zuge der Novellierung des EEG wurden auch Änderungen vorgenommen, um Hürden des Marktbetriebs von Speichern und Ladepunkten abzubauen. Dafür erfolgt im Jahr 2025 ein Festlegungsverfahren durch die BNetzA. Hierzu werden konkrete Ausgestaltungen zu Zähler- und Messkonzepten mit der zugehörigen Abrechnungslogik festgelegt.

Dieses Diskussionspapier soll frühzeitig auf die Folgen verschiedener möglicher Entscheidungen hinweisen und eine Diskussion anregen. Ziel ist es, Flexibilitäten optimal ins Energiesystem einzubinden, ohne die erforderlichen Zähler- und Messkonzepte unnötig kompliziert zu machen.

1. Einleitung

Bidirektionales Laden (bidi-laden) ermöglicht die Rückspeisung von Strom aus der Batterie eines elektrischen Fahrzeugs. Erfolgt die Rückspeisung ins Heimnetz für den Eigenverbrauch spricht man von Vehicle-to-Home (V2H). Fließt der Strom zurück in das Stromnetz spricht man von Vehicle-to-Grid (V2G). Der zunehmende Ausbau von Erzeugungsanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie die Integration von dezentralen und flexiblen Lasten, wie E-Fahrzeuge, Heimspeicher und Wärmepumpen erfordert in den nächsten Jahren zwingend passende IT-Systeme und IT-Prozesse sowie eine Flexibilisierung des Strommarktes, um die Volatilität von Bezug und Einspeisung besser aufeinander abzustimmen und dabei gleichzeitig Engpässe zu vermeiden. Bereits die bidirektionale Ladetechnologie in der Niederspannung bringt zusammen mit der in der Regel vergleichsweise hohen Leistung (11 bis 22 kW) sowie großen Batteriekapazität (60, 80, 100 kWh), die Strommarktsignale besser als jede andere Anwendung bis „nach Hause“ zu den Kunden und macht die Flexibilisierung erlebbar und gestaltbar!

Die zielgerichtete Koordination von bidirektionalem Laden kann somit nicht nur dazu beitragen, die Stromnetze in Zeiten zunehmender erneuerbarer Energien zu stabilisieren, sondern eröffnet insbesondere im V2G-Fall sowie im Bereich der Sektorenkopplung zahlreiche neue Geschäftsmodelle, von denen verschiedenste Stakeholder über die gesamte Wertschöpfungskette profitieren. Das Wertschöpfungsobjekt Fahrzeug wird weiterentwickelt und immer mehr zu einem Baustein für die Energiewirtschaft. Endkunden, Energieversorger, Verteilnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber, Vermarkter, Aggregatoren, Flottenkunden, Charge Point Operator und viele mehr, können diese Technik zukünftig für individuelle Optimierungszwecke einsetzen. Neben einem vorausschauenden Netzausbau sowie der Umsetzung einer Beobachtbarkeit, Steuerbarkeit sowie einem geeignetem Engpassmanagement durch Digitalisierung in den Niederspannungsnetzen, besteht der nächste große Schritt darin, die stark wachsende Menge an aktuell noch ungenutzter Kleinstflexibilität, vor allem Standardkunden, an die großen Märkte anzubinden, als weiterer Beitrag zur Energiewende.

Während V2H bereits heute wirtschaftlich anwendbar ist, ist dies bei V2G in der Breite noch nicht der Fall. Dies liegt daran, dass gegenwärtig bezogener Netzstrom, welcher zu einem späteren Zeitpunkt wieder in das Stromnetz zurückgespeist wird (zwischen gespeichertem Netzstrom), größtenteils mit der gleichen Menge an Stromnebenkosten wie Steuern, Abgaben, Umlagen (STAU) (ausgenommen § 21 EnFG) und Netzentgelten belastet wird, wie nicht zwischengespeicherter Netzstrom. Damit ist der kommerzielle Anwendungsfall von V2G aktuell nicht oder nur eingeschränkt gegeben, da diese Kosten die möglichen Erlöse, z. B. durch Vermarktung, i. d. R. vollständig neutralisieren. Möchte man die Flexibilität durch V2G an den Märkten nutzen, stellt sich die Frage, wie mit diesen Zusatzkosten/Stromnebenkosten bei zwischengespeichertem Netzstrom umgegangen werden kann, um markt-, netz- und systemdienliche Anwendungsfälle zu ermöglichen.

Dieses Papier befasst sich mit der Herleitung und Diskussion von geeigneten Zähler- und Messkonzepten zur Erfassung von zwischengespeichertem Netzstrom und weiteren Themen wie: Definition von zwischengespeichertem Netzstrom unter Gesichtspunkten des aktuellen Rechtsrahmens, Anforderungen an geeignete Zähler- und Messkonzepte für V2G sowie auch für die erweiterte Teilnahme von stationären Heimspeichern am Energiemarkt, Ableitung relevanter Leistungsflüsse zur Bildung von notwendigen Marktlokationen (MaLo) sowie mit einem Ausblick, welche regulatorischen Punkte noch zu adressieren sind, damit V2G vollumfänglich genutzt werden kann. **Das übergeordnete Ziel ist die marktliche Integration von flexiblen Haushalten.**

2. Definition von zwischengespeichertem Netzstrom – stationäre vs. mobile Speicher

Kapitel 2 beschäftigt sich mit den aktuell geltenden Definitionen zum Begriff der Zwischenspeicherung von Strom, erläutert die regulatorischen und physikalischen Gemeinsamkeiten sowie Unterschiede von stationären Heimspeichern und bidirektionalen Ladepunkten und geht darüber hinaus auf die gültigen Regelungen zur Vermeidung von arbeitsbezogenen Stromnebenkosten bei zwischengespeichertem Netzstrom ein.

2.1 Definition(en) zum Begriff Zwischenspeicherung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat im März 2021 ein Papier zu „**Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt**“ (welches im Zuge einer Überarbeitung vorübergehend offline genommen wurde) mit folgender Klarstellung veröffentlicht:

„Stromspeicher gleichen bei der Einspeicherung in jeder Hinsicht einem Stromverbraucher und bei der Ausspeicherung einer Stromerzeugungsanlage. Für eine davon abweichende Einstufung gibt es keinen Anhaltspunkt. Diese Einstufung entspricht dem geltenden Rechtsrahmen und der höchstrichterlichen Rechtsprechung“.

Zusätzlich werden die Klassifizierungen „Erzeuger“ und „Verbraucher“ auch in § 19 Absatz 3a ff. EEG und in § 21 EnFG bei Speichern und Ladepunkten verwendet. Die Bewertung des Stromverbrauchs bzw. des Letztverbrauchs in Form eines Speichers ergibt sich durch eine Umwandlung des Stroms durch einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Prozess. Die Stromerzeugung erfolgt in umgekehrter Richtung, so wird z. B. durch einen chemischen Prozess wieder Strom in dem Speicher erzeugt und über den Speicher abgegeben (siehe Abbildung 1). Der so abgegebene Strom kann dann entweder direkt im Haushalt verbraucht oder ins öffentliche Netz eingespeist werden.

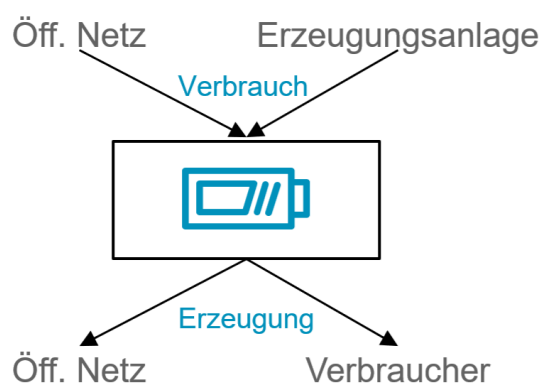


Abbildung 1: Doppelfunktion von Speichern als Verbraucher und Erzeuger.

Nach § 3 EnWG (25) gilt der Strombezug eines Ladepunktes für Elektrofahrzeuge als Letztverbrauch im Sinne des EnWG. Zusätzlich gilt dies voraussichtlich auch mit Inkrafttreten des Stromspitzenpakets im EEG und im EnFG ab Februar 2025. Der aktuell geltende Rechtsrahmen sieht somit die Vorgänge Verbrauch und Erzeugung als vollständig separate Prozesse an, wobei zu einem bestimmten Zeitpunkt entweder verbraucht oder erzeugt werden kann.

Mit der Einführung von Elektrofahrzeugen, sowie der zugehörigen, bidirektionalen Ladetechnologien, sind neben stationären Speichern auch mobile Speicher zu betrachten. Durch die Regelungen § 3 EnWG (25) gilt auch der Strombezug für Ladepunkte für Elektromobile als Letztverbrauch. Auf diese Weise wird der Betreiber der Wallbox nicht selbst zum Energieversorgungsunternehmen.

Darüber hinaus behandelt u. a. § 21 EnFG u. a. das Thema Umlagebefreiung von zwischengespeichertem Strom. Die Zwischenspeicherung bezieht sich dabei auf die Netzentnahme von Strom sowie der Rückspeisung ins Netz. Dieser zwischengespeicherte Strom kann dabei von Umlagen befreit werden, sofern die zugehörigen Mengen messtechnisch korrekt erfasst und gemeldet wurden. Darüber hinaus werden nach § 21 EnFG (3), die Ladepunkte (anstatt den mobilen Fahrzeugbatterien) den stationären Stromspeichern auf den zwischengespeicherten Strom gleichgesetzt. Hierbei sind die Ladepunkte Letztverbraucher und Erzeuger, obwohl im physikalischen Sinne die Fahrzeugbatterie am Ladepunkt angeschlossen ist und dort die jeweilige Umwandlung geschieht. Somit regelt der geltende Rechtsrahmen aktuell nicht die weitergehende Nutzung des Stroms über den Ladepunkt bzw. über den Speicher hinaus.

Dies bedeutet, dass es rechtlich zulässig ist, verschiedene Abläufe von Stromverbrauch und Stromerzeugung, durch Speichereinheiten (stationär oder mobil), gleichermaßen als Zwischenspeicherung anzusehen (siehe Abbildung 2). Eine Möglichkeit der Zwischenspeicherung wäre somit, wenn der Strom der z. B. aus dem Netz in einen stationären Speicher oder via Ladepunkt in einem Elektromobil verbraucht wurde (linke Seite (1)) und von dort aus eine Erzeugung mit Rückspeisung ins Netz stattfindet (linke Seite (2)). Ebenso als eine regulatorisch angesehene Zwischenspeicherung von Strom zu werten ist, wenn der Strom der z. B. aus dem Netz in einen stationären Speicher oder via Ladepunkt in einem Elektromobil verbraucht wurde (rechte Seite (1)), dort wieder erzeugt wird und dann im Haushalt oder durch Mobilität verbraucht wird (z. B. Wärmepumpe oder durch Mobilität) (rechte Seite (2)), anschließend Strom z. B. in einer PV-Anlage oder einer öffentlichen Ladestation erzeugt und dieser im stationären Speicher oder Ladepunkt mit Elektromobil verbraucht (rechte Seite (3)) und dann im stationären Speicher oder in der Fahrzeugbatterie erzeugt (rechte Seite (4)) und abschließend wieder ins öffentliche Netz zurückgespeist wird.

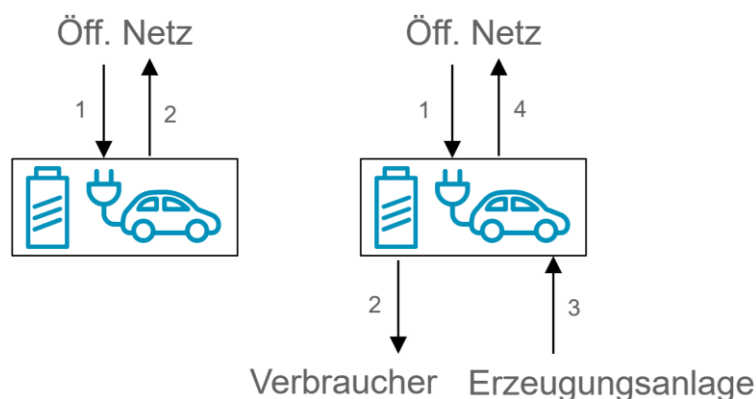


Abbildung 2: Beispiele von zwischengespeichertem Netzstrom nach aktuellem Rechtsrahmen, trotz verschiedener Abläufe von physikalischem Stromverbrauch und Stromerzeugung im klassischen Sinne.

Des Weiteren sind jedoch zwischen den stationären Speichern und Ladepunkten mehrere Unterschiede hervorzuheben. Zum einen sind Speicherverluste, welche ebenfalls nach § 21 EnFG (2) behandelt werden, bei Ladepunkten, im Gegensatz zu den stationären Speichern aufgrund ihrer möglichen Mobilität, messtechnisch nicht zu erfassen. Ein Beispiel: Ein E-Fahrzeug wird zuhause mit 10 kWh geladen. Anschließend werden bis zum Erreichen eines Ziels 10 kWh

verbraucht und dort extern 19 kWh geladen. Bei der Heimfahrt werden erneut 10 kWh benötigt. Zuhause liegt der Ladezustand der Fahrzeugbatterie bei 9 kWh. Beim Datenabruf des Fahrzeugs durch die Wallbox ist es unklar, ob die 1 kWh weniger durch Mobilität oder durch einen Speicherverlust entstanden ist. Aus diesem Grund können Speicherverluste bei Ladepunkten mit Elektromobilen nicht berücksichtigt werden. Dies beinhaltet auch eine Kopplung von einem Heimspeicher mit einer bidirektionalen Wallbox mit Elektrofahrzeug hinter einem Zähler, da nicht festgestellt werden kann, wie der Heimspeicher sowie die Wallbox mit Elektrofahrzeug miteinander interagieren und somit in diesem speziellen Szenario auch der Speicherverlust des Heimspeichers nicht mehr feststellbar wäre. Dies hat Auswirkungen auf die rechtliche Betrachtung der Ladepunkte, auf die nochmal in Kapitel 2.2 sowie 2.3 weiter eingegangen wird.

Ein weiterer Unterschied, der aus der Mobilität des Fahrzeugspeichers folgt, ist, dass nicht nachgewiesen werden kann, ob der mobile Speicher mit Grün- oder Graustrom geladen wurde, da Ladeprozesse geografisch ungebunden umgesetzt werden können. Während stationäre Speicher, abhängig von ihrer geladenen Stromart, eindeutig als Grün- oder Graustromspeicher klassifiziert werden können, sind Ladepunkte mit Elektromobilen (nach derzeitiger Rechtslage – Ende 2024) **ausschließlich** als Graustromspeicher anzusehen. Auch hier würde eine Kopplung eines Heimspeichers mit einer Wallbox mit zugehörigem Elektrofahrzeug hinter dem gleichen Zähler bedeuten, dass auch der Heimspeicher nur noch als Graustromspeicher angesehen werden kann, da die Interaktionen zwischen Heimspeicher und Wallbox mit Elektrofahrzeug nicht feststellbar sind. Nach § 21 EnFG ist jedoch weiterhin sicherzustellen, dass der Stromverbrauch aus dem Netz bzw. die Erzeugung in das Netz, über die verwendete Speichereinheit nachzuweisen ist.

Die Klassifizierung von Grünstrom im Sinne des EEG bedeutet dabei, dass der Strom in einer EEG förderfähigen Anlage erzeugt und ohne Nutzen des Netzes direkt in einen Speicher eingespeichert wird (§ 3 Nr. 1 EEG). Selbst bei Vorhandensein eines Grünstromlieferungsvertrags, wird der Netzbezug nicht als Grünstrom gewertet, da der netzbezogene Strom per Definition als grau zu werten ist.

2.2 Mobile Speicher und externe Ladevorgänge

Ein weiterer, bedeutender Unterschied von mobilen zu stationären Batteriespeichern ist, dass es durch das bidirektionale Laden ermöglicht wird, eine Fahrzeugbatterie extern zu laden und zu einem späteren Zeitpunkt im eigenen Haushalt zu entladen oder den Strom zu vermarkten (siehe Kapitel 2.1). Dies stellt einen interessanten Sonderfall dar, der erst durch diese neue Technologie entsteht. Eine vollständige Analyse kann erst durch Erfahrungswerte der Praxis erfolgen, dennoch soll hiermit eine erste Einordnung stattfinden.

Als voraussichtlich weniger interessant für den Kunden ist ein externer Ladevorgang an einem öffentlichen Ladepunkt, da der Strompreis dort in der Regel höher ist als der Bezug im Haushalt. Somit ist es in der Regel wirtschaftlich nicht sinnvoll, den öffentlichen Ladestrom anschließend zuhause zu nutzen oder zu vermarkten. Ein realistischerer Anwendungsfall hingegen ist vermutlich das kostenlose oder vergünstigte Laden beim Arbeitgeber oder bei öffentlichen Ladestationen z. B. im Zuge von Werbemaßnahmen und somit vergünstigten Tarifen und die anschließende Einspeisung im Haushalt für den Eigenverbrauch oder für das Vermarkten (siehe Abbildung 3).

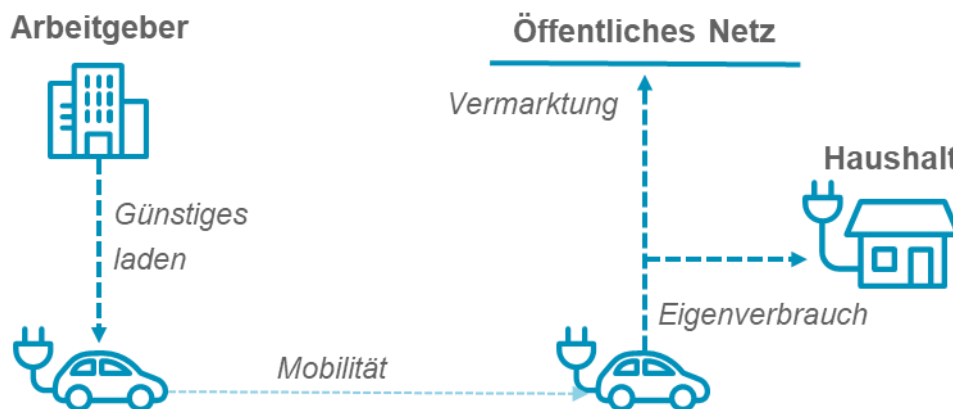


Abbildung 3: Möglichkeit, vergünstigten externen Ladestrom für den eigenen Hausverbrauch oder für V2G-Vermarktungsprozesse zu nutzen.

Ein vergünstigtes Laden wird u. a. durch das Einkommenssteuergesetz (EstG) §3 Nr. 46 ermöglicht, welches regelt, dass der „vom Arbeitgeber gewährte Vorteil für das elektrische Aufladen eines Elektrofahrzeuges oder Hybridelektrofahrzeuges an einer ortsfesten Einrichtung des Arbeitgebers oder eines verbundenen Unternehmens steuerfrei“ ist. Neben der für den geldwerten Vorteil gewährten Steuerbefreiung ist der kostenlose bereitgestellte Ladestrom für Arbeitnehmer sozialversicherungsfrei.

In der Praxis wäre es somit denkbar, vergünstigt Strom auf der Arbeit zu beziehen und diesen anschließend im eigenen Haushalt zu verwenden oder ggf. sogar via V2G zu verkaufen. Der subventionierte Strom wurde jedoch in jedem Fall vom Unternehmen gezahlt und abgerechnet, wodurch der Ablauf rechtlich nicht kritisch zu betrachten ist, auch wenn an dieser Stelle, keine endgültige rechtssichere Einschätzung getroffen werden kann. Darüber hinaus soll an dieser Stelle noch angemerkt werden, dass für die aktive Vermarktung von Strom, auch steuerrechtliche Bewertungen notwendig sind.

Luden viele Arbeitnehmer eines Unternehmens Strom in großem Maße kostenlos, um diesen zuhause zu nutzen oder zu vermarkten, obläge die Einführung steuernder Maßnahmen dem Unternehmen selbst. Auch wenn sich diese steuerrechtlichen Anreize zum kostenreduzierten Laden ändern sollten, ist Strom in der Regel für Unternehmen als Großabnehmer günstiger als für Privathaushalte. Aus diesem Grund wäre der Strom via Arbeitgeber somit auch ohne zusätzliche Anreize wirtschaftlicher als der Bezug zuhause. Der ökonomische Anreiz des Arbeitnehmerladens bleibt somit in jedem Fall langfristig zu berücksichtigen.

Volkswirtschaftlich kann hierin aber auch eine Chance liegen: Zu Zeiten von viel PV-Einspeisung (tagsüber, Arbeitszeit) könnten durch passende Ladevorgänge am Arbeitsplatz zahlreiche Flexibilitäten hinzugeschaltet werden, was ggf. ein Abregeln von sonst überschüssigem, lokalem PV-Strom reduziert. Zuhause kann dann dieser Strom wiederum genutzt werden, z. B. in den Abendstunden, in denen es wenig, bis keinen PV-Strom gibt. Durch den intelligenten Einsatz geeigneter Optimierungssysteme, welche mehrere geografische Lokationen berücksichtigen, ist denkbar, dass so ein weiterer vorteilhafter Mechanismus für die Optimierung des Energiesystems entsteht. Diese Hypothese sollte jedoch erst im Praxisbetrieb verifiziert werden.

Wie in Abschnitt 2.1 erwähnt, regelt § 21 EnFG den Umgang mit der Zwischenspeicherung von Strom. Auch wenn nach aktueller Rechtslage, die weitergehende Nutzung des Stroms über den Ladepunkt hinaus nicht betrachtet wird, soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass der Verbrauch von über einen Ladepunkt bezogenem Strom in einem Elektromobil wieder über diesen Ladepunkte zurückgespeist werden muss, sofern die weiterführenden Regelungen von § 21 EnFG zur Umlagebefreiung greifen sollen. Somit wäre es nach § 21 EnFG und der zugehörigen Umlagebefreiung ebenso erlaubt, Strom über Ladepunkte an verschiedenen geografischen Standorten zu beziehen und zuhause zurückzuspeisen oder umgekehrt. Dabei ist lediglich festgelegt, dass die über einen bestimmten Ladepunkt bezogene sowie die rückgespeiste Strommenge in Beziehung gesetzt werden, aber nicht die Lokation des Ladepunkts.

Unabhängig davon, ob es rechtlich unerheblich sein sollte (und messtechnisch auch nicht wirtschaftlich vertretbar erfasst werden kann), über welche Quellen der rückgespeiste Strom ursprünglich bezogen wurde, soll an dieser Stelle diskutiert werden, ob dieses Vorgehen auch so regulatorisch gewünscht ist. Falls man Strom von beliebigen Quellen laden und zurückspeisen kann, besteht die Möglichkeit/Motivation, dass man sämtliche Hausverbraucher über den Speicher versorgt und somit nachträglich auch der Haushaltsverbrauch von Umlagen befreit wird, da dieselbe Energiemenge von extern geladenen Strom ins Netz zurückgespeist wird. Diese Kopplung könnte wie eine Zwischenspeicherung wirken. Falls dies nicht gewünscht ist, müssten Energiemengen so erfasst werden, dass dies nicht möglich ist. Der Fall des externen Ladens muss hier als Diskussionspunkt, also für die Umlagebefreiung explizit berücksichtigt werden.

Unabhängig von den verschiedenen Möglichkeiten der externen Strombeschaffung, ist es zumindest aus heutiger Sicht für ein Energiemanagement nicht oder nur schwer nachzuvollziehen, zu welchen Kosten die zwischengespeicherte Energie beschafft wurde. Aus diesem Grund stellen auch Optimierungen mit externem Strom vorerst vermutlich lediglich Ausnahmefälle dar. Gleichzeitig bedeutet dies jedoch auch, dass aufgrund der in der Regel fehlenden Nachweismöglichkeit von externen Strombezugsquellen, eine Regulatorik, welche die Nutzung von externem Strom für Optimierungen zuhause oder V2G Prozesse einschränkt, kaum praktisch umsetzbar sein wird.

2.3 Regelungen zur Vermeidung von arbeitsbezogenen Stromnebenkosten bei zwischengespeichertem Netzstrom

In der Energiewirtschaft findet man immer wieder den Begriff der Doppelbesteuerung, wenn es um zwischengespeicherten Netzstrom geht. Die Begründung verfolgt dabei die Argumentation, dass auf eine Kilowattstunde, welche zwischengespeichert, wieder zurückgespeist und anschließend von einem anderen Stromkunden letztverbraucht wird, zweimal die Stromnebenkosten anfallen. Zu den Stromnebenkosten gehören Steuern, Abgaben und Umlagen (STAU). Konkret sind dies derzeit z. B. Stromsteuer, Mehrwertsteuer, Konzessionsabgabe, KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage und StromNEV-Umlage¹. Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn aus dem Netz bezogener Strom in einem Netzspeicher eingelagert (verbraucht) wird, der Speicher dieselbe Strommenge wieder erzeugt und via dem Verteilnetz einem anderen Verbraucher zur Verfügung stellt (z. B. einem anderen Haushalt).

Genaugenommen ist der Begriff der Doppelbesteuerung jedoch nicht korrekt, da erzeugter Strom, der ins Stromnetz gespeist wird, an anderer Stelle zum gleichen Zeitpunkt verbraucht wird. In diesem Fall unterscheidet sich der Netzanschlusspunkt, in dem der Strom aus dem Netz bezogen, zwischengespeichert und wieder in das Netz eingespeist wird von dem Netzanschlusspunkt, in dem der Letztverbrauch stattfindet, auch weil an einem Netzanschlusspunkt nicht gleichzeitig erzeugt und verbraucht werden kann. Zum anderen wurde der Strom durch einen Umwandlungsprozess, z. B. durch einen chemischen Prozess im Speicher, bereits letztverbraucht. Eine Kilowattstunde, welche in das Netz abgegeben wird, sodass diese anderswo letztverbraucht werden kann, z. B. in Form von Mobilität, ist genaugenommen eine neue Kilowattstunde (wurde z. B. via chemischen Prozess neu erzeugt).

Argumentativ könnte man jedoch davon sprechen, dass auch wenn der Strom regulatorisch letztverbraucht wurde, dieser keinem Mehrwert im Sinne von z. B. Mobilität, Kühlung, Wärme oder etwas Vergleichbarem unterliegt. Darüber hinaus könnte man auch argumentieren, dass der zwischengespeicherte, lokal erzeugte und in das Stromnetz zurückgespeiste Strom, ggf. in einem lokalen Umfeld wieder aufgenommen wird (in dieser Annahme wäre dies eine deutlich reduzierte Übertragungsstrecke gegenüber der primären Stromerzeugung und Übertragung zum Letztverbraucher und würde somit eine geringere anzunehmende Netznutzung darstellen). Der Begriff der Doppelbesteuerung greift jedoch auf keinen Fall bei Verlusten, welche in einer gewissen Höhe immer anfallen.

Unabhängig von der Nomenklatur des Sachverhalts, steht die Hürde im Raum, dass durch das Anfallen von arbeitsbezogenen Nebenkosten für die Zwischenspeicherung von Netzstrom, mit dem Ziel am Arbitragehandel teilzunehmen, die Wirtschaftlichkeit deutlich gesenkt wird. Sehr hohe marktliche Preisunterschiede wären erforderlich, die Stromnebenkosten sowie die Umwandlungsverluste zu kompensieren. Abbildung 4 zeigt dabei beispielhaft diesen Ablauf des Weitertransports von Strom, unter der Annahme, dass keine Steuern, Abgaben, Umlagen oder Netzentgelte erlassen werden (wenngleich die Umlagebefreiung nach § 21 EnFG bereits heute Anwendung finden würde).

Wichtig ist noch darauf hinzuweisen, dass der erzeugte Strom marktwirtschaftlich zuerst von einem Direktvermarkter abgenommen und am Strommarkt zur Verfügung gestellt wird und der zweite Haushalt aus diesem Markt wieder via Lieferanten beliefert wird. Marktwirtschaftlich findet

¹ [Bundesnetzagentur - Homepage - Preisbestandteile und Tarife](#)

somit **keine** Direktbelieferung von einem Haushalt zu einem anderen Haushalt statt, sondern es liegen offizielle marktwirtschaftliche Prozesse für die Stromweitergabe zu Grunde.

Die vereinfachte Darstellung wurde deshalb gewählt, um besser auf die Auswirkungen von arbeitsbezogenen Nebenkosten bei Zwischenspeicherung von Strom hinweisen zu können. In diesem Fall werden somit die STAU durch den Speicherbezug aus dem Verteilnetz, sowie durch den Haushaltsbezug rechts im Bild bezahlt. Hinzu kommen ebenso die Netzentgelte, welche in diesem Beispiel von beiden Haushalten zu bezahlen sind.

Hierbei liegt die Regulatorik zu Grunde, dass zwischengespeicherter Netzstrom als verbraucht und wieder erzeugt angesehen wird und es aktuell keine regulatorisch gültige, weiterführende Sichtweise gibt, in der Strom z. B. erst dann als verbraucht gilt, wenn dieser von dem Verbraucher nicht wieder selbst hergestellt werden kann (z. B. Ofen, Mixer, Sauna). Darüber hinaus ist es zusätzlich interessant zu berücksichtigen, dass in Form eines mobilen Speichers (bidirektionales Fahrzeug), eine gewisse Strommenge entweder von diesem Speicher in einen anderen Haushalt überführt werden kann (indem das öffentliche Verteilnetz genutzt wird (V2G)), aber gleichzeitig auch die Möglichkeit besteht, dass diese Strommenge verfahren wird und somit im gleichen mobilen Speicher nicht wieder hergestellt werden kann (es sei denn, es folgt ein neuer Ladeprozess).

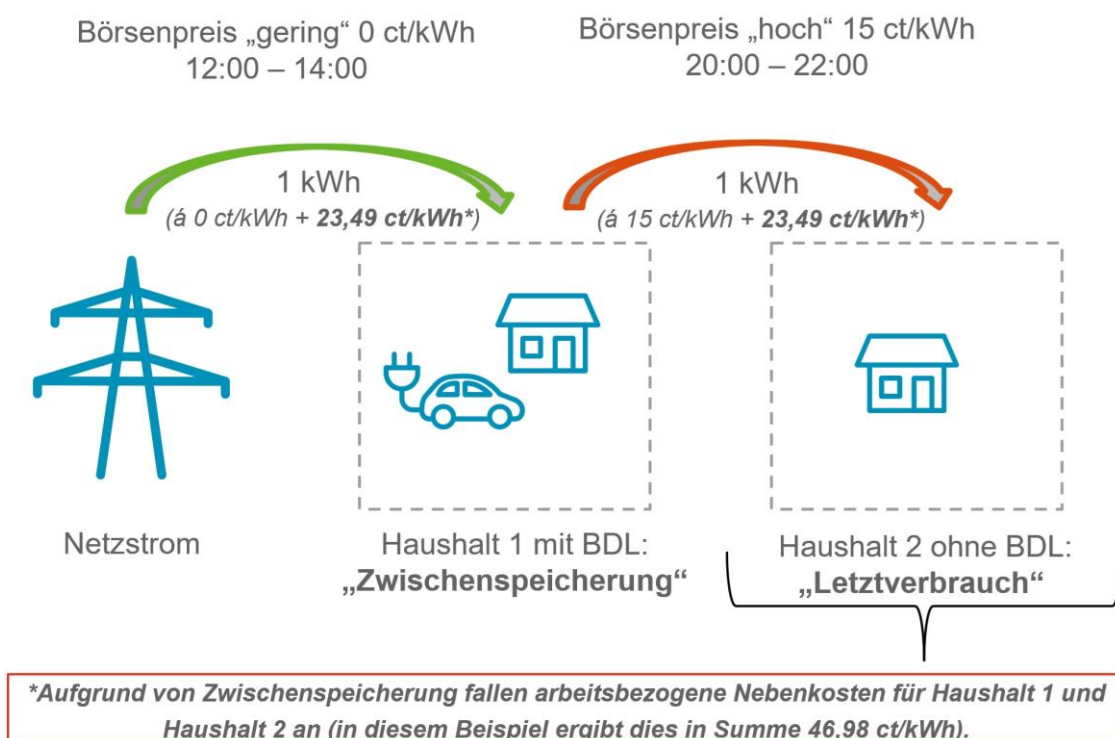


Abbildung 4: Beispiel von arbeitsbezogenen Nebenkosten bei der Zwischenspeicherung von Netzstrom.

Zu diskutieren wäre, in welcher Höhe Stromnebenkosten bei einem Weitertransport/erneuten Transport einer Kilowattstunde (ggf. auch unter der These einer geringeren Entfernung von Stromerzeugung zu Stromverbrauch) über das Verteilnetz zu erheben sind, dass auf der einen Seite die Kosten für den erneuten Stromtransport bzw. für die Netzbereitschaft gedeckt sind, aber gleichzeitig einen wirtschaftlichen Betrieb von Speichern, zur Zwischenspeicherung von Netzstrom für Markt-, Netz- und Systemanwendungsfälle gewährleistet werden kann. Da der zweite/regionale Weitertransport von Strom physikalisch nicht nachweisbar ist, stellt sich mehr die Frage, welche (pauschalen) sinnvollen Annahmen man für solch einen Sachverhalt treffen könnte. Gleichzeitig sollte bedacht werden, wie zu verfahren ist, wenn der Arbitragehandel mit

Kleinstflexibilität aufgrund der aktuellen Regulierungen wirtschaftlich nicht tragfähig ist, obwohl er dem Energiesystem erheblichen Nutzen bringen könnte.

Aus diesem Grund gibt es bereits einige gesetzliche Regelungen zur teilweisen Befreiung der Stromnebenkosten von zwischengespeichertem Netzstrom (siehe Tabelle 1), die allerdings bislang in der Niederspannung bei kleinen stationären und mobilen Speichern keine bzw. nur kaum praktische Anwendung finden.

Ein Grund ist z. B., dass bei Endkunden in der Niederspannung in der Regel bisher nur Konzepte mit Standardlastprofilen (SLP) Anwendung finden, welche auf Jahresenergiemengen sowie fehlenden Zeitinformationen (keine 15-min. Messwerterfassung) basieren. In diesen Fällen ist es nicht möglich, die zeitlich korrekte Abfolge von Bezug und Rückspeisung zu identifizieren, wenn der Speicher mit weiteren Verbrauchern und/oder Erzeugern innerhalb der Liegenschaft agiert. Auch sei erwähnt, dass der operative Aufwand für den Antrag einer Umlagebefreiung hoch ist und somit in der Regel nur Betreiber von Großspeichern davon Gebrauch machen. Eine Umlagebefreiung muss aktiv durch den Kunden beantragt werden. Ein weiterer Grund ist, dass im Fall von bidirektionalem Laden, die zugehörige Technik mit bidirektionalen Wallboxen sowie bidirektionalen Elektrofahrzeugen noch nicht serienreif zur Verfügung steht und die gesetzliche und technische Marktreife gerade erst erschlossen wird und somit die Anwendungsreife in Form eines Massenprozesses bislang noch nicht benötigt wurde.

Im Jahr 2024 betragen die Kosten für Steuern, Abgaben und Umlagen im Mittel 10,27 ct/kWh² was nahezu 30 % des Gesamtstrompreises ausmacht. Hinzu kamen Netzentgelte, welche im Jahr 2024 durchschnittlich 13,22 ct/kWh ausmachten³ (*Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien mengengewichtet*). Beides zusammengenommen bedeutet, dass die Energievermarktung in dem Beispiel (siehe Abbildung 4) mindestens 23,49 ct/kWh allein für die arbeitsbezogene Stromnebenkosten erbringen müsste, wobei darüber hinaus die Marge aufgrund der Umwandlungsverluste noch höher liegen müsste. Ausgenommen vom Jahr 2022 (Energiekrise), sind solche Gewinnmargen jedoch nicht üblich.

Da der Hochlauf von Speichertechnik für die Energiewende immer wichtiger wird, gibt es bereits umfassende Regelungen zur STAU-Befreiung von zwischengespeichertem Netzstrom, welche in Tabelle 1 aufgezeigt werden.

² [Bundesnetzagentur - Homepage - Preisbestandteile und Tarife](#)

³ [Bundesnetzagentur - Homepage - Preisbestandteile und Tarife](#)

Tabelle 1: Geltende Regelungen zur STAU-Befreiung von zwischengespeichertem Netzstrom (Stand 2024).

Steuern / Abgaben / Umlagen	Regelung zur STAU-Befreiung bei Zwischenspeicherung
Netzentgelte	§ 118 EnWG Absatz 6 <i>Befreiung Zwischenspeicherung und Speicherverluste; Voraussetzung: Speicheranschluss ausschließlich am Netz (kein Letztverbrauch, keine Konzessionsabgabe)</i>
Stromsteuer	Aktuell noch keine gesetzliche Grundlage <i>Befreiung erfolgt voraussichtlich mit: „Gesetz zur Modernisierung und zum Bürokratieabbau im Strom- und Energiesteuerrecht“</i>
Mehrwertsteuer/ Umsatzsteuer	Aktuell noch keine gesetzliche Grundlage <i>Befreiung erfolgt voraussichtlich mit: „Gesetz zur Modernisierung und zum Bürokratieabbau im Strom- und Energiesteuerrecht“</i>
Konzessionsabgabe nach § 2 KAV	Rechtl. Grundlage KAV, Auslegung Speicher nach BDEW Positionspapier „Konzessionsabgabenrechtliche Behandlung von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie im Stromversorgungssystem“ <i>Befreiung Zwischenspeicherung, nicht auf Speicherverluste; Voraussetzung: Speicheranschluss ausschließlich am Netz (kein Letztverbrauch, keine Konzessionsabgabe)</i>
KWKG-Umlage	§ 21 EnFG & § 2 EnFG Absatz 17 <i>Befreiung Zwischenspeicherung und Speicherverluste</i>
Offshore-Netzumlage nach § 17f Abs. 4 EnWG	§ 21 EnFG & § 2 EnFG Absatz 17 <i>Befreiung Zwischenspeicherung und Speicherverluste</i>
§19 StromNEV-Umlage	§19 StromNEV (2) <i>Befreiung Zwischenspeicherung und Speicherverluste</i>

Die bestehenden Regelungen zur STAU-Befreiung, beziehen sich bislang allerdings größtenteils nur auf Großspeicher, bzw. werden primär bei Großspeichern angewendet (aufgrund der praktischen Sinnhaftigkeit und Wirtschaftlichkeit einer 15-min. Messwerterfassung RLM). Durch die vermehrte Installation von stationären Heimspeichern (auch in Hinblick auf die immer größer werdenden Kapazitäten), welche sich prinzipiell auch für die Vermarktung eignen, aber vor allem im Zuge der kommenden bidirektionalen Elektrofahrzeuge mit zugehöriger Ladetechnologie mit den zu erwartenden, hohen Leistungen von 11 kW bis 22 kW zuhause, aber auch im Schnitt ca. 60 kWh Speicherkapazität, gewinnt das Thema STAU-Befreiung zunehmend an Bedeutung für die Niederspannung. Nur wenn arbeitsbezogene Stromnebenkosten bei Zwischenspeicherung einer kWh auf ein wirtschaftliches Niveau angepasst werden (können), ist der breite wirtschaftliche Einsatz der neuen stationären sowie mobilen Speicher für Markt-, Netz- und Systemanwendungsfälle gegeben. Dies setzt voraus, dass eine pragmatische und wirtschaftliche Identifikation von zwischengespeichertem Netzstrom in der Niederspannung, durch ein geeignetes Zähler- und Messkonzept, möglich ist. Welche Kosten, für die nachgewiesenen zwischengespeicherten Energiemengen am Schluss in welcher Höhe reduziert werden oder ggf. vollständig entfallen, kann davon unabhängig entschieden werden. § 21 EnFG mit der Umlagebefreiung für zwischengespeicherten Netzstrom (ca. 2 Cent/kWh)⁴ für sich allein genommen reicht hier somit nicht aus. Es sind zugehörige Anpassungen im § 9 StromStG, § 8 ff. StromStV, § 4 UstG (sofern die MwSt. isoliert betrachtet werden soll), § 19 StromNEV (zu klären, ob § 19 Absatz 2 Satz 16 StromNEV bereits ausreichend ist) und § 17f EnWG (Offshore-Netzumlage) erforderlich. Eine Ausnahme der Umlagen ist für Bidirektionales Laden bereits im § 21 EnFG verankert.

⁴ [241210-Speicher-Ende-des-Dornroeschenschlafs.pdf](#)

Außerdem ist anzumerken, dass insbesondere die Netzentgeltbefreiung nach § 118 EnWG eher für netzgekoppelte Speicher (i. d. R. Großspeicher) mit dem Einsatzzweck Arbitrage oder Regelenergie geeignet ist und eine pauschale Übertragung auf Kleinspeicher deshalb kritisch zu betrachten wäre. Der inhärente Systemnutzen von Großspeichern ist aktuell ein Hauptargument bei der (befristeten) Befreiung von Großspeichern (§ 118 EnWG). Ab wann der Einsatz von Vehicle-to-Grid einen Systemnutzen darstellt (abhängig von der Durchdringung der Fahrzeuge, der Menge an systemdienlichen zwischengespeichertem Netzstrom sowie der Weiterentwicklung von notwendigen Marktprozessen) ist aktuell noch nicht näher abschätzbar, weshalb eine pauschale Befreiung als Subventionierung der Betreiber durch andere (unflexible) Netzkunden gesehen werden könnte. Unter Berücksichtigung der Diskriminierungsfreiheit aller Netzkunden gibt es noch keine Begründung, die Kosten für die Netznutzung bei der Zwischenspeicherung von Netzstrom beim bidirektionalen Laden zu ignorieren und pauschal auf alle zu verteilen. Eine mögliche Reduzierung der lokalen Netzentgelte ist technologieneutral immer an eine nachweisliche Gegenleistung bzw. einem Beitrag zur Minderung der Netzkosten zu koppeln (vergleiche hierzu z. B. § 19 Absatz 2 Satz 16 StromNEV). Aus diesem Grund sollte eine Netzentgeltreduktion oder eine Netzentgeltbefreiung auch immer grundsätzlich mit einem netzdienlichen Verhalten verknüpft werden, um gleich auch ein netzverträgliches Verhalten zu fördern.

Wichtig ist an dieser Stelle generell anzumerken, dass zwischengespeicherter Netzstrom, welcher in das Stromnetz zurückgespeist wird, nicht per se netz- oder systemdienlich sein muss. Aufgrund des einheitlichen Strompreises in Deutschland und der dadurch zu erwartenden hohen Synchronität an Rückspeisungen, können Verteilnetze (punktuell) schnell Überlastungen erfahren oder auch auf höherer (Netz-)Ebene Redispatchmaßnahmen entstehen. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass im Gegenzug zu einer Eigenverbrauchsoptimierung mit PV-Anlage und Speicher, die Netze im Zuge von Zwischenspeicherung des Stroms (Netzbezug und die spätere Rückspeisung in das Versorgungsnetz), deutlich häufiger genutzt werden. Aus diesen Gründen sollte eine Netzentgeltbefreiung für zwischengespeichertem Netzstrom von stationären Heimspeichern sowie bidirektionalen Ladepunkten mit zugehörigem Elektrofahrzeug nur erfolgen, wenn der zurückgespeiste Strom netzdienlich ist.

Zum Begriff Netzdienlichkeit gibt es Stand Anfang 2025 noch keine allgemeingültige Definition, wenngleich bereits Bestrebungen vorgenommen wurden, diesen Begriff zu schärfen, wie z. B. im Beitrag⁵ dargestellt: *„Netzdienlich sind einzelne oder mehrere elektrische Anlagen (Erzeuger, Verbraucher oder Speicher), welche dazu beitragen Netzkosten (u. a. Reduktion von Netzengpässen, Netzausbaubedarf oder optimierte Netzbetriebsführung) zu verringern. Dies kann durch Kenntnis, Plan- oder Steuerbarkeit der Anlagen durch den Netzbetreiber und/oder einen Beitrag zur Vergleichmäßigung der Netzlast erreicht werden. Hierzu ist je nach Netzsituation ein kontextabhängiges Verhalten notwendig. Ferner darf kein zusätzlicher Netzausbau in derselben bzw. anderen Netzebenen verursacht werden. Generell muss die Anlage netzverträglich sein.“*

Somit erfolgt ein wichtiger erster Schritt in Richtung Netzdienlichkeit, wenn vorhandene Netzkapazitäten nicht überschritten werden und somit Netzengpässe reduziert werden können, da gerade Netzüberlastungen hauptverantwortlich für die beschleunigte Alterung von Netzbetriebsmitteln sind. So könnte z. B. eine Rückerstattung der Netzentgelte abhängig von einem vorgegebenen Leistungsband in Form einer Hüllkurve erfolgen (für Bezug und

⁵ [Was ist Netzdienlichkeit? \(ffe.de\)](https://www.ffe.de)

Rückspeisung). Die Hüllkurve entspricht dabei informativen Vorgaben freier Netzkapazitäten, um proaktiv Netzüberlastungen bei Bezug aber auch bei Einspeisung zu vermeiden.

Dies würde aktiv ein netzschädliches Verhalten unterbinden, da die Einhaltung von Vorgaben zur freien Netzkapazität, i. d. R. den Einsatz von Notfallmaßnahmen wie z. B. nach § 14a EnWG verhindert und so die geplanten Optimierungsmaßnahmen umgesetzt werden können, woraus sich auch für die Kunden Vorteile ergeben. Eine Möglichkeit könnte ebenso sein, dass nur ein Teil der Netzentgelte bei Einhaltung der vorgegebenen Netzrestriktionen wegfallen, sodass noch ein kleiner Teil für die weiterhin physikalisch notwendige Netznutzung verbleibt und somit mehr Kostengerechtigkeit herrscht. Da ein netzdienliches Verhalten erst im Nachhinein bewertbar ist, ist darüber zu diskutieren, ob man sich an § 21 EnFG anlehnt, indem die Erstattung von Netzentgelten erst nach einer Rückspeisung bzw. nach einer Zwischenspeicherung rückwirkend erfolgt.

In einem anderen Papier „Netzentgelte und bidirektionales Laden – Das Für und Wider weiterer Erleichterungen für mobile Speicher“⁶ hat man sich dieser Thematik ebenfalls gewidmet. Hier wird darauf hingewiesen, dass die Behandlung von zwischengespeichertem Netzstrom alternativ zu den bestehenden Entgeltmodulen zu bevorzugen ist, da sonst diverse Wechselwirkungen möglich sind, welche die Entgelte auf null reduzieren oder sogar zu negativen Entgelten führen könnten.


Unabhängig von zukünftigen proaktiven Mechanismen, sollte darüber hinaus nachgedacht werden, den § 14a EnWG zu erweitern, sodass in kritischen Netzsituationen vorzeichenunabhängige Leistungsvorgaben (für Bezug und Einspeisung von flexiblen Einheiten) verwendet werden können, um den Verteilnetzbetreibern auch eine kurative Maßnahme vorzeichenunabhängig bereitzustellen. Aktuell berücksichtigt § 14a EnWG nur steuerbare Verbrauchseinrichtungen und somit bei einem Graustromspeicher sowie bei einer bidirektionalen Wallbox nur die Bezugsseite. § 13a EnWG regelt, welche Anlagen vom Redispatch erfasst werden. Die Grundlage zur Steuerungsmöglichkeit liefert § 9 EEG. Da allerdings stationäre Graustromspeicher sowie bidirektionale Ladepunkte nicht von § 9 EEG berücksichtigt werden (bzw. keine Steuerung fordert), folgt daraus, dass auch § 13a EnWG nicht für eine Steuerungsumsetzung anwendbar ist. Hintergrund ist, dass § 13a EnWG nur für Anlagen > 100 kW oder steuerbare Anlagen im Allgemeinen gilt. Beides trifft im Falle von Graustromspeichern und/oder bidirektionalen Wallboxen i. d. R. nicht zu (da < 100 kW). Somit hat nach aktueller Rechtslage der VNB keine Möglichkeit, die Einspeiseleistung von Graustromspeichern/bidirektionalen Wallboxen zu regeln.

Zusätzlich dazu begann Ende 2023 ein durch Dr. Robert Habeck initiiertes europäisches Arbeitsprozess namens „Coalition of the Willing“, in dem Vertreter von Wirtschaft, Industrie und Politik in verschiedenen Arbeitsgruppen daran arbeiteten, das Thema bidirektionales Laden auf nationaler sowie EU-Ebene wirtschaftlich zu ermöglichen und zu standardisieren. Konkret wurden hierfür vier Arbeitsgruppen gebildet, um zu erarbeiten, wie ein Level-Playing-Field entstehen kann: Datenpunkte, Interfaces, EU-Recht und nationales Recht. In der Arbeitsgruppe 3a (nationales Recht), wurden dabei verschiedene Vorschläge erarbeitet, für einen wirtschaftlichen Hochlauf des bidirektionalen Ladens und zur Steigerung der verfügbaren Flexibilität im Energiesystem⁷. Die zentralen Forderungen werden dabei in Abbildung 5 gezeigt.


⁶ [Netzentgelte und bidirektionales Laden - das Für und Wider weiterer Erleichterungen für \(mobile\) Speicher - FfE](#)

⁷ [BMWK - European Coalition for bidirectional Charging - Report of the European Working Group 3a](#)


Vier zentrale Handlungsempfehlungen stehen dabei im Fokus:




1) Festlegung eines vom VDE erarbeiteten und veröffentlichten Messkonzeptes, das von den teilnehmenden Verteilnetzbetreibern bestätigt wurde. Dieses sieht den Einbau eines zweiten Zählers für den zwischengespeicherten Strom vor.



2) Befreiung von Steuern, Abgaben, Umlagen sowie Netzentgelten von zwischengespeichertem Strom, soweit dieser präventiv zur Gewährleistung der Netzdienstlichkeit genutzt wird für den Zeitraum einer Erprobungsphase bis Ende 2030, um einen zügigen Hochlauf von bidirektionalem Laden zu gewährleisten und Erfahrungswerte aus der Praxis sammeln zu können.



3) Anwendung des § 14a EnWG auch für die Einspeisung (Möglichkeit der vorzeichenunabhängigen Reduktion von Leistungen von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in kritischen Netzsituationen), um die Potentiale für den netzdienstlichen Einsatz umfänglich für kurative Maßnahmen zu heben.



4) Erprobung von Konzepten und damit verbundene Kostenanerkennung bei marktlicher Beschaffung von präventiven netzdienstlichen Leistungen für die Verteilnetzbetreiber (VNB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Rahmen einer Erprobungsphase bis Ende 2030 (Experimentierklausel im EnWG).

Abbildung 5: Auszug aus dem Abschlussbericht *Coalition of the Willing*, aus der Arbeitsgruppe 3a mit zentralen Handlungsforderungen.

Generell als relevant hervorzuheben ist, dass innerhalb von Erprobungsphasen verschiedene Ansätze praktisch genauer analysiert werden sollten, um sinnvolle, umsetzbare, aber auch kostengerechte Maßnahmen/Vorgaben mit fundierten Nachweisen abzuleiten.

3. Anforderungen und Prämissen an ein geeignetes Zähler- und Messkonzept in der Niederspannung

Nachdem die rechtlichen Definitionen von zwischengespeichertem Netzstrom betrachtet wurden, bedarf es einem zugehörigen Zähler- und Messkonzept, welches erlaubt, die Zwischenspeicherung von Netzstrom bzw. die hierzu relevanten Energiemengen mess- und eichrechtskonform voneinander abzugrenzen. Zur Erfassung des zwischengespeicherten Netzstroms wird der Begriff „**Saldierung**“ genutzt. Der Saldo wird einmal jährlich (basierend auf 15 Minutenintervallen) ermittelt. Saldierung stammt aus dem Rechnungswesen und errechnet den Differenzbetrag bei einer doppelten Buchführung (Soll und Haben)⁸ am Ende einer Periode. Im Fall der Betrachtung einer physikalischen Zwischenspeicherung (Bezug von Strom aus dem Netz und Rückspeisung in das Netz), muss die Differenzmenge zwischen aus dem Netz bezogenem und in der Speichereinheit verbrauchtem Strom sowie dem in der Speichereinheit erzeugtem und in das Stromnetz zurückgespeistem Strom bestimmt werden. Da i. d. R. keine Information darüber vorliegt, ob innerhalb einer 15 Min. Periode der Strom zuerst bezogen und dann verbraucht wurde oder umgekehrt, muss man sich der Frage stellen, ob die Saldierung von Bezug und Rückspeisung desselben 15 Min. Intervalls betrachtet werden soll oder ob erst ein Bezug vorliegen muss (Saldierung erhöht sich), auf welchen im darauffolgenden 15 Min. Intervall eine Rückspeisung folgt (Saldierung reduziert sich).

Nach § 21 EnFG hat die Saldierung zwar innerhalb eines Kalenderjahres zu erfolgen, dies jedoch auf 15 Minutenbasis, weshalb eine Zeitinformation erforderlich ist. Aus diesem Grund können SLP-Konzepte, mit Abrechnung auf Jahresenergiemengen, nicht angewendet werden. Es ist somit ein Einsatz einer 15-minütigen Messwerterfassung notwendig (z. B. via intelligentem Messsystem (iMSys) oder einer registrierenden Lastgangmessung (RLM)). Aufgrund der vergleichsweise hohen Kosten von RLM zu iMSys (> 1.000,-€ pro Zählpunkt im Vergleich zu Kapitel 6) sowie dem erhöhten Installationsaufwand wird im Folgenden die Nennung der Option zum Einsatz von RLM-Technik verzichtet.

Darüber hinaus ist es wichtig, dass das Zähler- und Messkonzept sicherstellt, dass möglichst viele bekannte/geplante Anwendungsfälle im Bereich V2H und V2G mit bidirektionalen Fahrzeugen angewendet werden können, sodass bei Wechselprozessen von Anwendungsfällen, keine physikalische Änderung des Zählerkonzepts mehr notwendig ist, bzw. lediglich Messkonzepte IT-basiert entsprechend angepasst werden können.

⁸ [▷ Saldierung » Definition, Erklärung & Beispiele + Übungsfragen \(bwl-lexikon.de\)](#)

3.1 Anforderungen an Zähler- und Messkonzepte für einen praxistauglichen Einsatz

Basierend auf vorausgegangenen Forschungsprojekten zur E-Mobilität (ELECTRIFIC, MerGE, BDL, BDL Next, unit-e²) sowie Untersuchungen von bisherigen Anwendungsfällen im Verteilnetz, wurden in einem ersten Schritt verschiedenste Voraussetzungen für ein vollumfängliches Zähler- und Messkonzept zusammengetragen.

- **Rechtssicheres Zähler- und Messkonzept**
 - Der Einsatz der Zähler sowie der Zähltechnik, der Datenversand sowie die Formeln zur Bestimmung der Mengen von MaLos für Bilanzierung und Abrechnung müssen gesetzliche Bestimmungen erfüllen, um Rechtssicherheit zu gewährleisten.
 - Hierunter fallen auch bereits geltende Regelungen wie z. B. zu § 14a EnWG.
- **Geringhaltung der Anzahl an Messlokationen (MeLo) bzw. notwendigen Zählern für Bezug und Einspeisung**
 - Aufgrund der oftmals begrenzten Platzverfügbarkeit bei Endkunden kann meist nur eine beschränkte Anzahl an Zählern (Messlokationen) verbaut werden.
 - Investitionen für neue Unterverteilungen bei den Endkunden sind zu vermeiden.
- **Möglichkeit der Trennung von Grün- und Graustrom bei Einsatz einer PV-Anlage**
 - Die EEG-Förderung (entweder Einspeisevergütung oder Marktprämienmodell) für den grün erzeugten Strom der PV-Anlage soll weitergenutzt werden können, bis die jeweilige 20 Jahresfrist ausgelaufen ist.
 - Die Einspeisevergütung gilt aktuell für einen Zeitraum von 20 Jahren. Unabhängig davon unterliegt der Grünstrom weiterhin dem EEG, bis der Betreiber explizit die Vermarktung in die sonstige Direktvermarktung erklärt.
- **Möglichkeit der Kopplung mehrerer PV-Anlagen ohne zusätzlichen Zähler**
 - Die Kundenfreundlichkeit wird erhöht, wenn weitere Erzeugungsanlagen installiert werden können, ohne das physikalische Zählerkonzept beim Kunden anpassen zu müssen (abhängig von der maximal zulässigen Anschlussleistung).
 - Ein Vorteil ergibt sich ebenso für den Netz-/Messstellenbetreiber im Sinne der Effizienz, da das Zählerkonzept bei unterschiedlichen Anschlusskonstellationen von Verbrauchern und Erzeugern identisch bleiben kann.
- **Eigenverbrauchsoptimierung (mit Nulllastregelung)**
 - Strom, der durch eine PV-Anlage erzeugt wurde, kann im Haushalt verbraucht oder durch das Elektromobil via Ladepunkt/Speicher für einen späteren Verbrauch im Haushalt zwischengespeichert werden.
 - Speichereinheiten sollen in der Lage sein, die Rückspeisung so zu kontrollieren, dass im Falle einer Eigenverbrauchsoptimierung Netzbezug vermieden wird, ohne jedoch Strom in das Verteilnetz abzugeben (IT-basierte Regelungsverfahren).
- **Integration weiterer Hausverbraucher ohne zusätzlichen Zähler möglich**
 - Die Kundenfreundlichkeit wird erhöht, wenn weitere Hausverbraucher (Bezugsanlagen, bei welchen es keine dedizierte Messung bedarf/gewünscht ist) installiert werden können, ohne das Zählerkonzept beim Kunden anpassen zu müssen (abhängig von der maximal zulässigen Anschlussleistung und keine weiteren unterschiedlichen Erzeugungseinheiten (Energieträger)).

- **Möglichkeit der Vermarktung bzw. Umsetzung von V2G-Anwendungsfällen via bidirektionalem Ladepunkt**
 - Day-Ahead-Handel (Handel von Strom für den Folgetag), Intraday-Handel (Handel von Strom innerhalb eines Tages) sowie zukünftig ggf. weitere Anwendungsfälle wie Redispatch (Vermeidung von regionalen Überlasten) oder Primärregelleistung (Frequenzkontrolle) sollten umsetzbar sein.
- **Möglichkeit der Nutzung einer kaufmännisch bilanziellen Weitergabe der Speichereinheit für V2G**
 - Eine kaufmännisch bilanzielle Weitergabe sollte zur Umsetzung einer leichteren Optimierung möglich sein, da lediglich die steuerbare Verbrauchseinrichtung (SteuVE) nach § 14a EnWG betrachtet werden muss und keine weiteren (statischen) Lasten innerhalb des Netzanschlusses, was mitunter die Prognosegüte negativ beeinflussen könnte.
- **Erweiterung der Graustrom-Speicherkapazität durch weitere Ladepunkte/Speicher ohne zusätzlichen Zähler**
 - Die Kundenfreundlichkeit wird erhöht, wenn weitere Flexibilitäten installiert werden können z. B. für V2G, ohne das Zählerkonzept beim Kunden anpassen zu müssen (abhängig von der maximal zulässigen Anschlussleistung).
 - Ein Vorteil ergibt sich ebenso für Netz-/Messstellenbetreiber im Sinne der Effizienz, da das Zählerkonzept bei unterschiedlichen Konstellationen gleichbleiben kann.
- **Zähler- und Messkonzept soll Wechselstrom (AC)-, sowie Gleichstrom (DC)-Verdrahtungen im Haushalt zulassen**
 - Bei Haushalten mit nur einem Ladepunkt und keinem weiteren Speicher und/oder PV-Anlage, wird der Strom via AC vom Netz bezogen und in dieses zurückgespeist. Bei Vorhandensein einer PV-Anlage und/oder weiterer Speichereinheiten ist es wichtig, dass eine DC-Kopplung (z. B. PV und Heimspeicher) der Anlagen möglich ist, um die Umwandlungsverluste innerhalb des Haushalts auf ein Minimum zu begrenzen.
- **Monatlicher Verbrauchsüberblick**
 - Eine monatliche Verbrauchsüberblick erhöht die Kundenfreundlichkeit und die Transparenz für den Kunden. Dieser ist aktuell rechtlich ohnehin vorgesehen (oft über Portalzugriffe einsehbar).
- **Dynamische Tarife für Ladepunkte/Speicher anwendbar**
 - Für marktliche Anwendungsfälle bzw. Integration der Kleinstflexibilität an große Märkte, muss das Zähler- und Messkonzept fähig sein, dynamische Tarife abzubilden.
 - Stromanbieter sind ab 01.01.2025 ohnehin verpflichtet dynamische Stromtarife anzubieten, somit müssen die zugehörigen Zähler- und Messkonzepte dies ermöglichen.
- **Aktive Netzdienstleistungen möglich**
 - Durch eine geeignete Ausgestaltung von § 14c EnWG soll die Möglichkeit weiterhin gegeben sein, Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber direkt beauftragen/abrufen zu können.

- **Ermittlung der Verlustenergie von Ladepunkt/Speicher**
 - Falls die Verlustenergie separat betrachtet werden soll, ist es notwendig, die jeweilige Verlustenergie einer Zwischenspeicherung bestimmen zu können (z. B. für eine etwaige Befreiung von Strom-/Stromnebenkosten). Wie zuvor erläutert, ist die Bestimmung der Verlustenergie nur bei Speichern möglich und nicht bei Ladepunkten.
- **Saldierungsermittlung der Speicherkapazität für zwischengespeicherten Netzstrom möglich**
 - Zwischengespeicherter Netzstrom soll zukünftig markt-, netz und systemdienlich eingesetzt werden, weshalb es wichtig wäre, Netzstrom für die Zwischenspeicherung sowie eigens erzeugten Strom individuell bestimmen zu können.
- **Beibehaltung des Zählerkonzepts, auch bei Kombination verschiedener Anwendungsfälle**
 - Das Zählerkonzept sollte sich idealerweise nicht ändern, auch wenn verschiedene Use Cases (parallel) umgesetzt werden, um flexibel verschiedene Use Cases bei den Kunden zu ermöglichen. Zu beachten ist, dass sich abhängig vom Use Case die Messkonzepte bzw. die zugehörigen Berechnungsformeln ändern können.
- **Nutzbarkeit des Zähler- und Messkonzepts auch dann, wenn bei einem bidi-Ladepunkt Fahrzeuge laden, welche nicht bidi-fähig sind:**
 - Dies ermöglicht die Weiternutzung vorhandenen Elektrofahrzeugen ohne Bidi-Fähigkeit an einem bidirektionalen Ladepunkt und erhöht die Kundenfreundlichkeit.

3.2 VDE-Messkonzept – Eine Orientierung

Zähler- und Messkonzepte erfüllen in der Regel bestimmte Anwendungsfälle und bieten somit in der Regel nicht die Möglichkeit, eine beliebige Variation unterschiedlichster Anwendungsfälle abzudecken. Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) hat im Januar 2024 ein Papier „**Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz**⁹“ veröffentlicht (mit einer Überarbeitung im Juli 2024), in welchem auf Seite 49 u. a. die Mehrfachanwendung von Speichern (Eigenverbrauch sowie aktiver Handel) betrachtet wird, bei denen die Anforderungen von § 21 EnFG erfüllt werden. Zusätzlich wurde ein hierfür geeignetes Zähler- und Messkonzept aufgeführt, was gleichzeitig als ideale Basis für den Anwendungsfall des bidirektionalen Ladens gesehen werden kann.

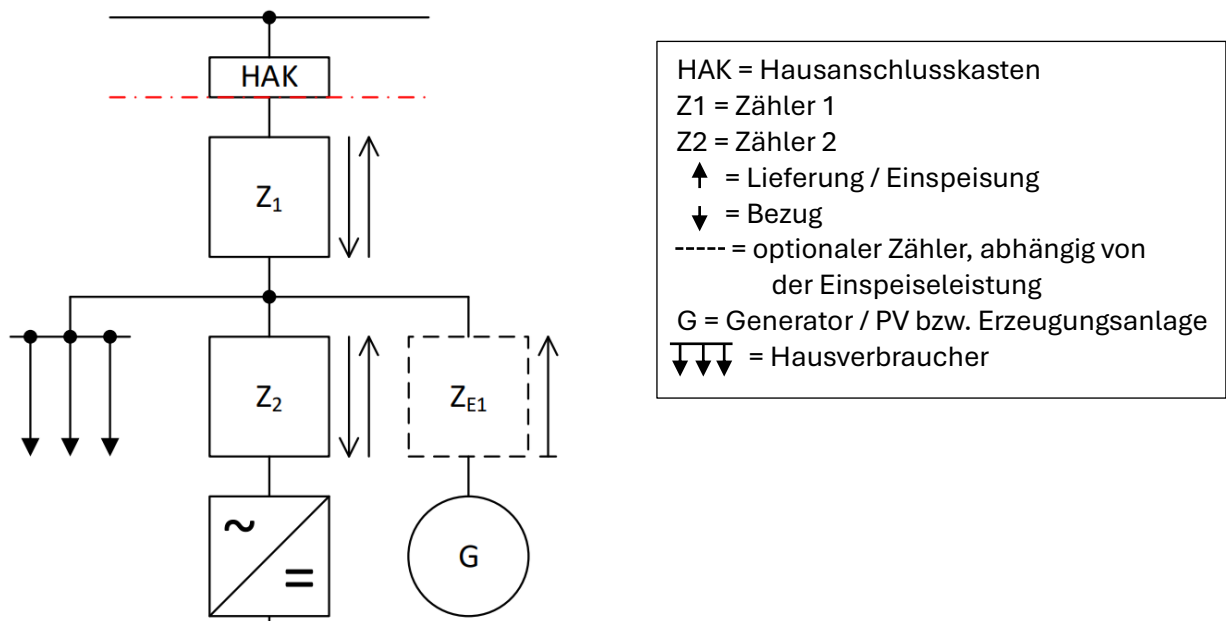


Abbildung 6: Mehrfachanwendung von Speichern mit gewillkürter Vorrangregelung⁹. Pfeile zeigen die Energieflussrichtung. Gestrichelte Zähler sind von speziellen Rechtsvorschriften abhängig, z. B. von der installierten Leistung.

Die gewählte Darstellung (siehe Abbildung 6) zeigt den Übergabepunkt zum Netz (Hausanschlusskasten (HAK)) sowie den zugehörigen Zähler Z1 am Netzverknüpfungspunkt sowie den Zähler Z2 vor dem Ladepunkt/Speicher. Konkret geht es darum, dass die bidirektionale Speichereinheit/der bidirektionale Ladepunkt (Symbol-Wechselrichter) separat zu messen ist, um eingespeicherte Energie aus dem Netz bzw. rückgespeiste Energie aus der Speichereinheit in das Netz, eindeutig nachzuweisen. Parallel kann die PV-Erzeugung (Symbol-Generator) mit allen Haushaltsverbrauchern zusammengeschaltet werden. Bei gleichzeitiger Anwendung von 15 min. Messwerten via des iMSys (TAF 7), sowie der gewillkürten Vorrangregelung in der Art, dass zuerst Grünstrom im Haus verbraucht und nur Überschussstrom ins Netz eingespeist wird, ist es möglich, zurückgespeisten Grün- und Graustrom ins Netz zu unterscheiden, ohne den Grünstrom separat zu messen. Dadurch wird kein weiterer Zähler benötigt. Der zusätzliche Generatorzähler Z_E1 ist nur in Konstellationen erforderlich, wo die direkte Messung der PV-Anlage notwendig ist.

⁹ [Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz \(vde.com\)](https://www.vde.com)

3.3 Ableitung von Prämissen für die technische Umsetzung von NetZRückspeisung via bidirektionalem Laden

Unter Berücksichtigung der zuvor erarbeiteten Anforderungen und Erkenntnisse für das Zähler- und Messkonzept für zwischengespeicherten Netzstrom, sind im Folgenden die Prämissen der messtechnischen Umsetzung für ein rechtssicheres bidirektionales Laden aufgelistet:

- Es wird mindestens ein 2-Zähler-Messkonzept benötigt, sofern die Netzbezugsmenge am Hausübergabepunkt sowie der zwischengespeicherte Netzstrom nach § 21 EnFG mess- und eichrechtskonform voneinander abzugrenzen sind. Bei einem 1-Zähler-Konzept (Zähler am Hausübergabepunkt) ist diese Abgrenzung nicht möglich, da der Netzbezug von z. B. Haushaltslasten verursacht werden könnte, sodass der Netzbezug nicht mehr eindeutig dem Speicher/dem bidirektionalen Ladepunkt zuzuordnen ist und somit § 21 EnFG nicht mehr anwendbar wäre.
- Verwendung eines intelligenten Messsystems mit mindestens zwei eichrechtskonformen Zählern. Die Rechtsgrundlage ist das Mess- und Eichgesetz (MessEG) und die daraus abgeleitete Verordnungen (MessEV). Diese definieren, dass eine Vergütung oder monetäre Bewertung nur dann erfolgen darf, wenn die Messeinrichtung den eichrechtlichen Randbedingungen entspricht. Als eichrechtliche Randbedingungen gelten im Allgemeinen die Umgebungsbedingungen, die die Messeinrichtung bei der Baumusterprüfung bzw. im realen Einsatz erfährt (z. B. Temperatur, EMV, Schwingungszahl, Lage). Es werden nur vom MSB zugelassene Zähler verwendet, die in normkonformer Anbringungsart installiert wurden (z. B. VDE-AR-4100). Hierzu gehören üblicherweise keine Zähler, die in einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung (z. B. einer Wallbox) verbaut sind. Darüber hinaus ist es auch als sinngebend anzusehen, eine einheitliche Zähler- und Messarchitektur mit standardisierten Protokollen zu verwenden, um Effizienzen zu steigern, die Sicherheit zu erhöhen aber auch Fehleranfälligkeiten zu minimieren.
- Zur rechtssicheren Nachweisführung nach § 21 EnFG der Saldierung werden Zeitinformationen benötigt. Dafür ist im Saldierungsverfahren sicherzustellen, dass keine negativen Mengen entstehen können (Saldo Positiv). Unter anderem ist aus diesem Grund eine 15-minütige Messwerterfassung notwendig sonst sind die erforderlichen Rechenoperationen nicht durchführbar. Aufgrund des primären Einsatzgebietes des Zähler- und Messkonzepts in der Niederspannung, zur Anbindung von V2G Anlagen, ist somit ein intelligentes Messsystem mit Tarifierungsfall (TAF 7 - Zählerstandgang) erforderlich.
- Zur Umsetzung einer Grün- und Graustromtrennung, unter Einsatz möglichst weniger Zähler, gibt es die Möglichkeit der Anwendung der gewillkürten Vorrangregelung. Die gewillkürte Vorrangregelung ist dabei ein Instrument in Messkonzepten, welche bei gleichzeitigen Stromflüssen einem Stromfluss einen Vorrang gibt¹⁰. In der Regel wird der Vorrang des Eigenverbrauchs von selbsterzeugtem Grünstrom bilanziell angenommen. Im Falle von Vorhandensein von PV- und Netzstrom bedeutet das, dass zuerst der selbsterzeugte PV-Strom im Haushalt verbraucht und nur der Reststrom (sofern die Grünstrommenge den Hausverbrauch übersteigt) ins Netz zurück geht. Ist der Hausstrom

¹⁰ dserver.bundestag.de/btd/19/310/1931009.pdf Seite 40

größer gleich dem erzeugten Grünstrom, wird angenommen, dass ausschließlich Graustrom ins Netz zurück geht. Dieser Vorrang wird pro 15 Minutenintervall geprüft und festgestellt.

- In dem Fall, in welchem ein bidirektionaler Ladepunkt separat gezählt wird und darüber hinaus eine PV-Anlage mit einem Grünstromheimspeicher gekoppelt wird, kann auch hier der Grünstrom weiterhin nachgewiesen werden, solange eine technische Regelung sicherstellt, dass der Heimspeicher ausschließlich mit grünem Strom geladen wird.
- Weitere Anlagen, für welche ein separater Liefervertrag und/oder eine separate Messung gewünscht ist bzw. benötigt wird (z. B. bei einem separaten Wärmepumpentarif) benötigen einen zusätzlichen Zähler.
- Bidirektionale Ladeinrichtungen/Heimspeicher, welche dem Zweck der Vermarktung unterliegen, werden in diesem Konzept als reine Graustromspeicher betrachtet, da sie mit dem Netz interagieren.
- Zur Vereinfachung wird angenommen, dass der bidirektionale Ladepunkt bzw. der verbaute Speicher mit einer Anschlussleistung von mehr als 4,2 kW vorhanden ist, sodass gleichzeitig auch § 14a EnWG stets Anwendung findet (also die Module 1 bis 3 der BNetzA für die Entschädigung für die steuernden Eingriffe durch den Netzbetreiber angewendet werden können).
- Im § 14a EnWG sind bei steuerbaren Verbrauchseinheiten aktuell noch keine bidirektionalen Ladepunkte explizit genannt. Da sich eine bidirektionale Ladeeinrichtung, ähnlich wie Heimspeicher, in Bezug und Einspeisung aufteilt, müsste noch geprüft werden, ob bidirektionale Ladepunkte separat im § 14a EnWG aufzuführen sind (auch in Bezug darauf, wenn zukünftig ein § 14a vorzeichenunabhängig eingesetzt werden können soll).
- Bei der Teilnahme an § 14a EnWG ist ebenso die Voraussetzung einer Steuerung sicherzustellen, z. B. über eine Steuerbox. Die Steuerungsfunktion kann auf Kundenwunsch direkt bei der jeweiligen Flexibilität vorliegen und/oder ein Steuersignal wird an ein Energiemanagementsystem geschickt, welches sich dann um die Einhaltung der vorgegebenen maximalen Leistung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen kümmert. Je nach konkreter Umsetzung der Steuerungsfunktionalität vor Ort, ist individuell zu prüfen, ob diese beim vorhandenen Zählerschrank bzw. der vorhandenen Unterverteilung ohne Anpassungen direkt integriert werden kann oder ob Anpassungen notwendig sind.
- Im Zuge der EEG-Novelle zum 01.01.2023 ist kein zusätzlicher Generatorzähler bei neuen PV-Anlagen mehr notwendig (aus Sicht des EEG), da die zu zahlende EEG-Umlage mittlerweile über den Bundeshaushalt abgedeckt wird.
- Bei Anwendung des § 9 EEG, kann auf einen zusätzlichen Zähler, in Fällen von einer kWp-Leistung von ≤ 25 kWp der verbauten PV-Anlage, verzichtet werden, da nach § 9 EEG lediglich die Möglichkeit des Abrufs der IST-Einspeiseleistung sichergestellt werden muss. Unter der IST-Einspeisung ist die tatsächliche Einspeiseleistung am Hausübergabepunkt

zu verstehen¹¹, welche über den Hausübergabezähler bzw. aus der Differenz der vorhandenen Zähler bestimmt werden kann. Darüber hinaus ist nach § 9 EEG die Steuerbarkeit der PV-Anlage sicherzustellen, wenn eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG zusammen mit einem iMSys vorhanden ist. Die Steuerbarkeit bezieht sich jedoch ebenso auf die Anpassung der IST-Einspeiseleistung am Netzübergabepunkt.

- Zusätzlich wurde im Zuge der EEG-Novelle von 2023 die 70 % Regel (Spitzenlastkappung) bei Neuanlagen bis einschließlich 25 kWp abgeschafft. Für größere Bestandsanlagen blieb die 70 %-Regel in Kraft, es sei denn, dass im Zuge eines verbauten iMSys, die PV-Anlage direkt gemessen wird. Solange die PV-Anlage ≤ 25 kWp Leistung hat, war somit kein separater Zähler notwendig. Im Zuge der Überarbeitung des EEG¹² wird voraussichtlich die Spitzenlastkappung wieder eingeführt. Neu angefügt werden soll in den Nummern 2 und 3 eine Verpflichtung für Anlagen von mehr als 2 und weniger als 100 Kilowatt installierter Leistung, bis zur Herstellung der Steuerbarkeit über intelligente Messsysteme und der erfolgreichen Testung der Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber eine Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 60 Prozent der installierten Leistung sicherzustellen. Die Begrenzung dieser Anlagen gilt für Betreiber von Anlagen aber nur, sofern die Anlage der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023 oder des Mieterstromzuschlags nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 zugeordnet ist. Wird hingegen der ins Netz eingespeiste Strom entweder der Marktprämie nach § 20 EEG 2023 oder der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a EEG 2023 zugeordnet und wird darüber hinaus kein Strom im Rahmen des Mieterstroms weitergegeben, besteht die Pflicht zur Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung nicht.
- Während im § 21 EnFG folgende Formulierung zur Zwischenspeicherung verwendet wird „... für die Netzentnahme von Strom, der in einem Kalenderjahr **zum Zweck der Zwischenspeicherung** in einem elektrischen, chemischen, mechanischen ...“ wird dagegen im § 118 EnWG folgende Formulierung verwendet „ ... wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie **zeitlich verzögert** wieder in dasselbe Netz eingespeist wird“. Aufgrund des gleichen zugrundeliegenden Zwecks, Zwischenspeicherung von Strom“, sollte geprüft werden, diese Regelung aus § 118 EnWG „zeitlich verzögert wieder ... eingespeist wird“ ebenso bei § 21 EnFG zu verwenden. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Bedingung eines zeitlichen Verzugs und die damit einhergehende notwendige Chronologie von Strombezug aus dem Netz zur Zwischenspeicherung und der zeitlich verzögerten Rückspeisung, ein verändertes Abrechnungsergebnis zur Folge haben kann, als wie, wenn die Chronologie nicht zur berücksichtigen ist.
- Da im Fall von bidirektionalem Laden und zwischengespeicherten Netzstrom gewünscht ist, Stromnebenkosten zu reduzieren, damit die Zwischenspeicherung/Rückspeisung ins

¹¹ [1608148 \(bundestag.de\)](https://www.bundestag.de) Seite 42

¹² [Deutscher Bundestag Drucksache 20/14235 Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen](#) (Seite 73)

Stromnetz wirtschaftlich ist, ist es wichtig einen geeigneten Rechtsrahmen hierfür bereitzustellen. Eine Möglichkeit wäre, ein zusätzliches Modul bei § 14a EnWG einzuführen, welches speziell für Kunden mit bidirektionaler Ladeeinrichtung gilt und/oder für Heimspeicher, wenn beabsichtigt wird Strom zwischenspeichern und wieder an das Verteilnetz abzugeben. Die Kopplung mit den bisherigen Modulen 1-3 aus § 14a EnWG wäre prinzipiell weiterhin gegeben. Bei Modul 1 handelt es sich ohnehin lediglich um eine pauschale Auszahlung. Bei Modul 2 erhält man eine 60 %ige Netzentgeltreduktion für bezogenen Strom, was ebenso mit vertretbarem Aufwand zu berücksichtigen wäre. Die Umsetzung für Modul 3 wird zum aktuellen Stand jedoch als deutlich aufwendiger angenommen, da die verschiedenen zeitvariablen Netzentgelte über das Jahr akribisch nachverfolgt werden müssten, um für die Menge des zwischengespeicherten Netzstroms, genau die 15 Min. Slots zu bestimmen, welche für die Zwischenspeicherung verwendet wurden, was unabhängig davon ohnehin zuerst noch juristisch zu klären wäre. D. h. die Herausforderung liegt darin, ein geeignetes Vorgehen zu bestimmen, wie mit ursprünglich gezahlten zeitvariablen Netzentgelten, rückwirkend beim Nachweis einer Zwischenspeicherung, konkret umzugehen ist, bzw. welche Kostenreduktionen wie angesetzt werden.

- **Vorschlag zu Kopplung von weiteren Kostenreduktionen und Modul 3:**
 - Es könnte darüber nachgedacht werden, die Verrechnung von zeitvariablen Netzentgelten mit einer nachträglichen Reduktion von Stromnebenkosten zu vereinfachen, indem ebenso eine jährliche Saldierung verwendet wird. Der Vorschlag bezieht sich darauf, dass innerhalb eines Kalenderjahres sämtliche gezahlte Netzentgelte aufaddiert und diese am Jahresende um das Verhältnis reduziert werden, wie Strom wieder in das Netz zurückgespeist wurde.
 - **Rechenbeispiel:** Innerhalb eines Kalenderjahres wurden z. B. 1.000 kWh aus dem Netz bezogen und in einem Speicher zwischengespeichert, wobei Netzentgelte in Höhe von 82,-€ angefallen sind. Zusätzlich wurde festgestellt, dass 800 kWh aus dem Speicher wieder in das Stromnetz zurückgespeist wurde. Daraus ergibt sich ein Verhältnis der Zwischenspeicherung von 80 %. Die gezahlten Netzentgelte könnten dann rückwirkend um diese 80 % reduziert werden, um weitergehende Einzelberechnungen zu vermeiden.
 - **Hinweis:** Der Praxisnutzen sollte durch Feldtests genauer untersucht werden.
- Bezug und Einspeisung von Strom müssen über das gesamte Kalenderjahr hinweg miteinander verrechnet werden, um zwischengespeicherten Netzstrom nachzuweisen. Falls Endkunden häufiger Abrechnungen erhalten, die nur Momentaufnahmen innerhalb des Jahres darstellen, muss am Jahresende eine abschließende Ausgleichsrechnung erfolgen, um die Gesamtmengen korrekt zu bestimmen.
 - **Wichtige Ergänzung:** Da die Saldierung nach § 21 EnFG auf Jahresbasis abgerechnet wird, ist es möglich, dass man zuerst über einen Zeitraum von mehreren Monaten einen gewissen Netzbezug im Speicher verbraucht (z. B. 1.000 kWh), bzw. den Netzbezug fortlaufend aus dem Speicher an Verbraucher im Haushalt weitergibt und anschließend, wie in Kapitel 2.2 erläutert, PV-/oder externen Strom (z. B. Arbeitgeberladen) fortlaufend in den Speicher lädt und den Strom von dort in das öffentliche Verteilnetz abgibt.

- Rein rechtlich, würde dies ebenso unter den Begriff „Zwischenspeicherung“ fallen, dies würde aber auch bedeuten, dass auf diese Weise ebenso der gesamte Haushaltsstrom (welcher über die Speichereinheit bedient wurde) ggf. rückwirkend von Stromnebenkosten befreit werden könnte bzw. eine Reduktion von Stromnebenkosten erfahren würde, sofern die Kostenreduktion der Stromnebenkosten attraktiv genug ist. Durch die Möglichkeit, die Saldierung zeitunabhängig zu nutzen, wird die wirtschaftliche Selbstoptimierung deutlich verbessert. Das bedeutet, dass Unternehmen ihre Energiekosten effizienter verwalten können, ohne sich an bestimmte Zeitfenster halten zu müssen. Dies kann aber gleichsam auch dazu führen, dass die Sinnhaftigkeit einer zeitlich beschränkten Zwischenspeicherung, um das Energiesystem zu unterstützen, reduziert wird, sofern dies genutzt wird.
- Um die Ausnutzung solcher saisonalen Optimierungsmöglichkeiten zu begrenzen, sollte auch darüber nachgedacht werden, ein Saldierungskonto einzuführen, welches innerhalb eines Kalenderjahres auf 15 Min. Basis **fortlaufend mitgeführt wird** (anstatt der einmaligen jährlichen Saldierung). Dieses Saldierungskonto könnte dann z. B. nach oben hin z. B. auf 100 kWh beschränken. Da aktuell davon auszugehen ist, dass Elektrofahrzeuge weniger als 100 kWh Speicherkapazität aufweisen, kann man physikalisch nicht mehr von einer „Zwischenspeicherung“ im klassischen Sinne sprechen, wenn diese Energiemenge überschritten wurde, da der Strom zwischenzeitlich entweder via Mobilität oder durch Abgabe an Hausverbraucher verbraucht sein muss. Ergänzend oder alternativ könnte man das Saldierungskonto auch nach gewissen Zeitschritten (z. B. pro Woche oder pro Monat) auf 0 zurücksetzen oder das Saldierungskonto rollierend betrachten (z. B. fortlaufend jeweils rückreichend für 7 Tage auf 15 Min. Basis). Wichtig ist an dieser Stelle anzumerken, dass die Nutzung der Optimierungsmöglichkeit voraussichtlich maßgeblich davon abhängt, wie wirtschaftlich die Reduktion von Stromnebenkosten bei zwischengespeichertem Netzstrom ausfällt.
- Hierbei ist anzumerken, dass das Thema der eben genannten Beschränkung des Saldierungskontos keinesfalls trivial ist, da es auch Konstellationen geben kann, wo Endkunden mehrere (bidirektionale) Elektrofahrzeuge besitzen und somit die theoretische Kapazität von zwischengespeichertem Netzstrom steigt. Es sei lediglich anzumerken, dass es ggf. sinnvoll ist, eine Höchstgrenze von gleichzeitig zwischengespeichertem Netzstrom einzuführen, um eine ungewollte Befreiung von Hausverbrauchern von Stromnebenkosten, durch die transitive Weitergabe von zwischengespeichertem Netzstrom, zu reduzieren/vermeiden.

Beispiel: Nutzer bezieht zwischen Januar und März z. B. 3.000 kWh, wobei der Strombezug aus dem öffentlichen Verteilnetz erst über den Ladepunkt oder den Heimspeicher erfolgt und davon dann erst in den Haushalt. Auf diese Weise würde sich das Saldierungskonto um 3.000 kWh erhöhen. Würde dann z. B. im April ausschließlich PV-Strom in den Ladepunkt oder den Heimspeicher eingespeist und von dort ins öffentliche Verteilnetz zurückgespeist werden, würde sich das Saldierungskonto wieder über 3.000 kWh reduzieren und der gesamte Mobilitätsbedarf sowie der gesamte Hausverbrauch, würde von der rückwirkenden Reduktion/Befreiung von Stromnebenkosten profitieren (siehe Abbildung 7).

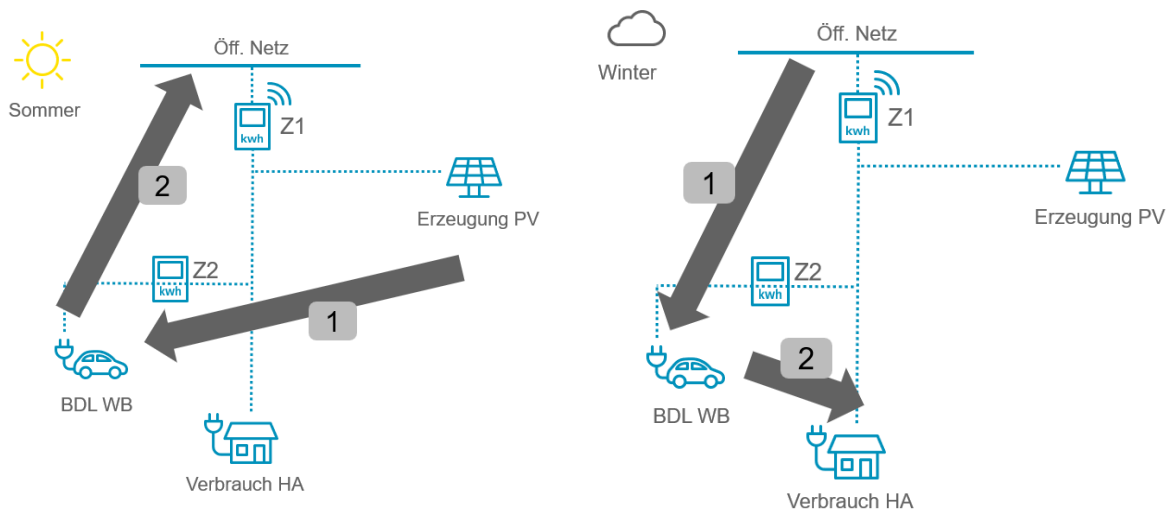


Abbildung 7: Darstellung der Möglichkeit den Strom aus dem öffentlichen Verteilnetz via Ladepunkt/Speicher an den Haushalt weiterzugeben und somit das Saldierungskonto zu erhöhen (Bild links) und anschließend PV-Strom zu nutzen und diesen via Ladepunkt zurück ins öffentliche Netz abzugeben, sodass auch der Haushaltsstrom von Stromnebenkosten befreit wird.

- Gleichzeitig sollte eine zukünftige Regelung so ausgelegt sein, dass diese Flexibilität nicht künstlich einschränkt, z. B. indem über ein Kalenderjahr gesehen z. B. nur max. 250 kWh von zwischengespeichertem Netzstrom nachträglich von Stromnebenkosten befreit werden können. Dies würde zu einer unnötigen künstlichen Limitierung der bereitstehenden Flexibilität führen. Dies gilt ebenso bei der Anwendung von Pauschaloptionen (siehe Kapitel 4.6), wo lediglich bis zu einer gewissen Strommenge, gewisse Gelder entrichtet werden, darüber hinaus aber nicht mehr.
- In jedem Fall ist zu empfehlen, basierend auf Praxiserfahrungen zu prüfen, inwieweit die beschriebenen Fälle tatsächlich eintreten und in welcher Höhe eine Beschränkung des Saldierungskontos zielführend ist. Hierbei ist zu empfehlen bestimmte Grenzen/Regelungen einzuführen und deren konkrete Auswirkungen zu untersuchen und ggf. zukünftig die Grenzen/Regelungen anzupassen, da praktische Ergebnisse in der Regel mit einer deutlich höheren Aussagekraft verbunden sind als simulative/theoretische Untersuchungen.

Darüber hinaus sind die verschiedenen Diskussionen rund um proaktive Netzengpassvermeidung, Bedingungen und Höhe einer sinngebenden STAU- sowie Netzentgeltreduktion, aber auch die Schaffung von vollumfänglichen kurativen Maßnahmen zu berücksichtigen, wie in Kapitel 2.3 beschrieben.

3.4 Kurzfassung der Prämissen für die in diesem Papier vorgestellten Zähler- und Messkonzepte

Im Folgenden werden die Erkenntnisse aus Kapitel 3.3 genutzt, um konkrete Voraussetzungen und/oder Einschränkungen für die in Kapitel 4 vorgestellten Zähler- und Messkonzepte überblicksmäßig noch einmal darzulegen, unter welchen Kriterien, die Zähler- und Messkonzepte ihre Gültigkeit nach aktuell geltendem Recht (Januar 2025) haben. Die Anwendbarkeit, der in Kapitel 4 vorgestellten Zähler- und Messkonzepte, bei davon abweichenden Konstellationen, sind stets separat zu prüfen.

- Vorhandensein einer Kundenanlage mit mindestens einer steuerbaren bidirektionalen Wallbox nach § 14a EnWG mit einer Leistung von $\geq 4,2$ kW bzw. mindestens einer oder mehrere **Speichereinrichtungen** (Heimspeicher oder bidirektionale Wallbox mit zugehörigem Elektrofahrzeug) sind hinter dem Abgrenzungszähler angebunden.
- Es ist eine Steuerungsfunktionalität nach § 14a EnWG vorhanden, sodass die Flexibilität vorgegebene Leistungslimitationen einhalten.
- Bei Vorhandensein von mehreren steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (weiteren Wallboxen, bidirektionalen Wallboxen, Heimspeichern, Kühlanlagen oder Wärmepumpen) nach § 14a EnWG wird angenommen, dass kein zusätzlicher/separater Liefervertrag abgeschlossen wird (da dies einen zusätzlichen Zähler notwendig macht)
- Einsatz eines SMGWs mit zwei modernen Messeinrichtungen (iMSys) (Messung am Hausübergabepunkt sowie an der bidirektionalen Wallbox) mit TAF 7 (aufgrund der Anwendung von § 14a EnWG) mit einer Erfassung von 15 Min. Werten.
- Anwendung von § 21 EnFG mit Saldierungskonzept zur Umlagebefreiung. Hierzu zählt ebenso die Verwendung von mindestens zwei Zählern, um die Netzbezugsmenge am Hausübergabepunkt sowie der zwischengespeicherte Netzstrom nach § 21 EnFG mess- und eichrechtskonform voneinander abzugrenzen zu können.
- Falls eine PV-Anlage in der jeweiligen Kundenanlage installiert ist, die eine Leistung von ≤ 25 kWp (Ausnahmeregelung der Balkonkraftwerke sind zu beachten) besitzt und als Eigenverbrauchs- bzw. Überschusseinspeiseanlage betrieben wird, sowie im Jahr 2014 oder später in Betrieb genommen wurde. Sofern für die PV-Bestandsanlagen im Rahmen des EEG eine gesonderte Messung erforderlich war, ist dies als Sonderfall zu betrachten, der hier nicht ausführlicher erläutert wird.
- Zur messtechnischen Trennung zwischen Grün- und Graustrom, findet die Regel „Gewillkürte Vorrangregelung“ Anwendung, mit der Annahme, dass der Vorrang dem Eigenverbrauch von selbsterzeugtem Grünstrom gilt, bevor Graustrom verwendet wird.
- Bidirektionale Ladeinrichtungen/Heimspeicher, welche dem Zweck der Vermarktung unterliegen, werden in diesem Konzept als reine Graustromspeicher betrachtet, da sie mit dem Netz interagieren.
- Heimspeicher, welche mit einer PV-Anlage DC gekoppelt sind sowie gegen Netzbezug gesperrt sind, können als reine Grünstromspeicher betrieben werden.
- Im Falle einer Verwendung von Heimspeicherung und bidirektionalen Wallboxen hinter dem gleichen Zählerpunkt (AC-Kopplung) ist der Stromfluss stets als rein grau anzunehmen.
- Es wird angenommen, dass Speichereinheiten (Heimspeicher und bidirektionale Ladestationen mit zugehörigem Elektrofahrzeug), softwarebasiert, jederzeit gegen Netzbezug oder Netzzurückspeisung gesperrt werden können (sofern dies in Spezialfällen notwendig ist).

4. Zähler und Messkonzepte für V2G Anwendungsfälle

Aus der jeweiligen gesetzlichen Grundlage ergeben sich unterschiedliche Abrechnungsanforderungen und aus diesen Abrechnungsanforderungen werden geeignete Zähler und Messkonzepte abgeleitet. Ein Messstellenbetreiber/Netzbetreiber empfiehlt in der Regel Messkonzepte, die umgesetzt und den Bedürfnissen der Kunden gerecht werden. Jedoch gilt *„Die Auswahl des Messkonzeptes liegt grundsätzlich beim Anlagenbetreiber und ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen¹³“*. Die Abstimmung ist notwendig, um zu prüfen, ob die Gesetzesvorgaben tatsächlich eingehalten werden.

Im Folgenden werden aufgrund der bisher in Erfahrung gebrachten Informationen, mögliche Zählerkonzepte für V2G Anwendungsfälle diskutiert und abgeleitet sowie die zugehörigen Messkonzepte dargelegt, um alle relevanten Stromflüsse zu bestimmen.

Anmerkung: Die im Folgenden aufgeführten Messkonzepte beziehen sich stets auf die Bestimmung der verschiedenen Lastfluss/Energieflussmengen, innerhalb einer 15 Min. Periode, welche über einen längeren Zeitraum (z. B. eine Jahresperiode) die konkrete abzurechnende Menge ergeben. Die Saldierung beinhaltet stets alle Energiemengen (Netzbezug und Netzzurückspeisung) bis zum aktuellen Zeitpunkt. Dies ist relevant, da die einzelnen Lastflüsse/Energieflussmengen über die Zeit, den aktuellen Zustand der Saldierung bestimmen. Die Zusammenfassung der Messkonzepte sowie die zugehörige Erläuterung in Textform, befindet sich in Kapitel 4.5.

¹³ [TAB 2023 v2.0](#) (Seite 35, Absatz 9)

4.1 Bidirektionale Ladeeinrichtung und Hausverbrauch

Der erste Anwendungsfall (siehe Abbildung 8) ist der Anwendungsfall mit der geringsten Komplexität, bei welchem neben dem Hausverbrauch lediglich eine bidirektionale Ladeeinrichtung mit zugehörigem Elektrofahrzeug integriert wird. Durch den Einsatz von zwei Zählern (minimales Zählerkonzept wie in Kapitel 3.3 identifiziert), ist es möglich den Netzbezug, welcher über den Ladepunkt im Elektrofahrzeug direkt verbraucht wird, sowie die Rückspeisung (durch Stromerzeugung über den Stromspeicher/Ladepunkt) ins Netz, eindeutig nachzuweisen. Weitere Hausverbraucher, welche keine zusätzliche Messung benötigen, sind integrierbar.

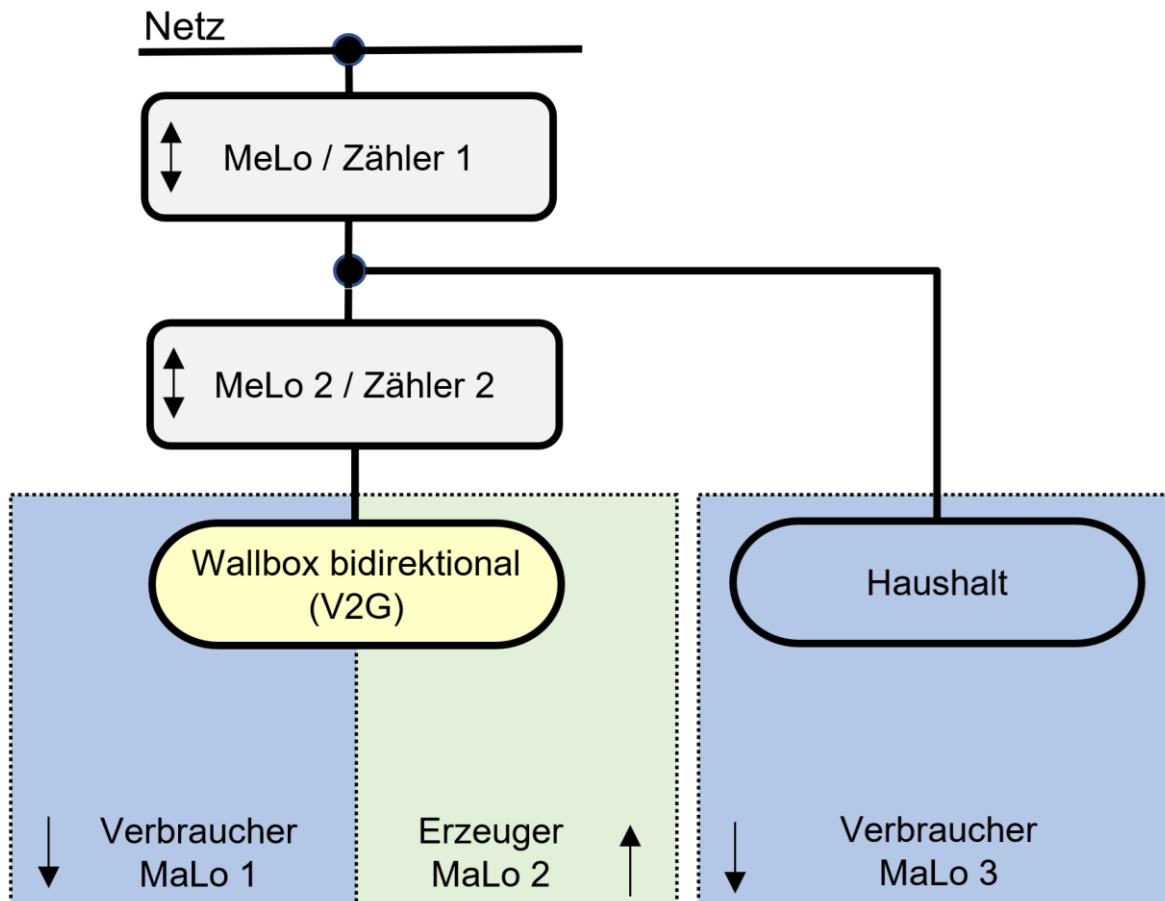


Abbildung 8: Bidirektionale Ladeeinrichtung mit Mehrfachanwendung und Hausverbrauchern.

Bestimmung der MaLo-Mengen auf 15 Min. Basis

- **MaLo 1:** Z_{2B} = Verbrauch Ladeeinrichtung/Speicher durch Netzbezug
- **MaLo 2:** Z_{1L} = Vermarktungsmenge Graustrom
- **MaLo 3:** $(Z_{1B} - Z_{2B})$ = Verbrauch Haushalt durch Netzbezug
- **Saldierung:** Differenzbildung der jeweiligen anfallenden Summen aus den Ergebnissen von Malo 1 und Malo 2, um die Saldierung zu ermitteln.

In dem Fall, wo keine weitere Erzeugungsanlage integriert ist, kann voraussichtlich eine Vereinfachung des Zähler- und Messkonzepts so angewendet werden, dass nur Z1 notwendig ist. Dies könnte sich aus dem § 21 EnFG Abs. 4 S. 4 (3) ergeben. In diesem Fall kann die Netzeinspeisung nur von den betriebenen Speichern erfolgen (Heimspeicher bzw. bidirektionale Wallbox), weil keine weitere Erzeugungsanlage vorhanden ist. Somit ist „anderweitig“ sichergestellt, dass keine weitere Mengenabgrenzung erfolgen muss und die erfassten Rückspeisemengen von Z1 für die Saldierung ausreichen.

4.2 Bidirektionale Ladeeinrichtung, PV, Wärmepumpe und Hausverbrauch

Der zweite Anwendungsfall (siehe Abbildung 9) integriert zusätzlich eine PV-Anlage sowie eine Wärmepumpe, wobei die Wärmepumpe als ungemessener Verbraucher hinzugenommen wird. In diesem Anwendungsfall ist eine Eigenverbrauchsoptimierung mit Nulllastregelung möglich. Durch den Einsatz von zwei Zählern ist es möglich, den Netzbezug, der über einen Ladepunkt bezogenem Strom in dem Elektromobil als in dem Ladepunkt verbraucht gilt, sowie die Rückspeisung daraus ins Netz, eindeutig nachzuweisen. Weitere Hausverbraucher, welche keine zusätzliche Messung benötigen (z. B. Wärmepumpe ohne separaten Liefervertrag), sind integrierbar.

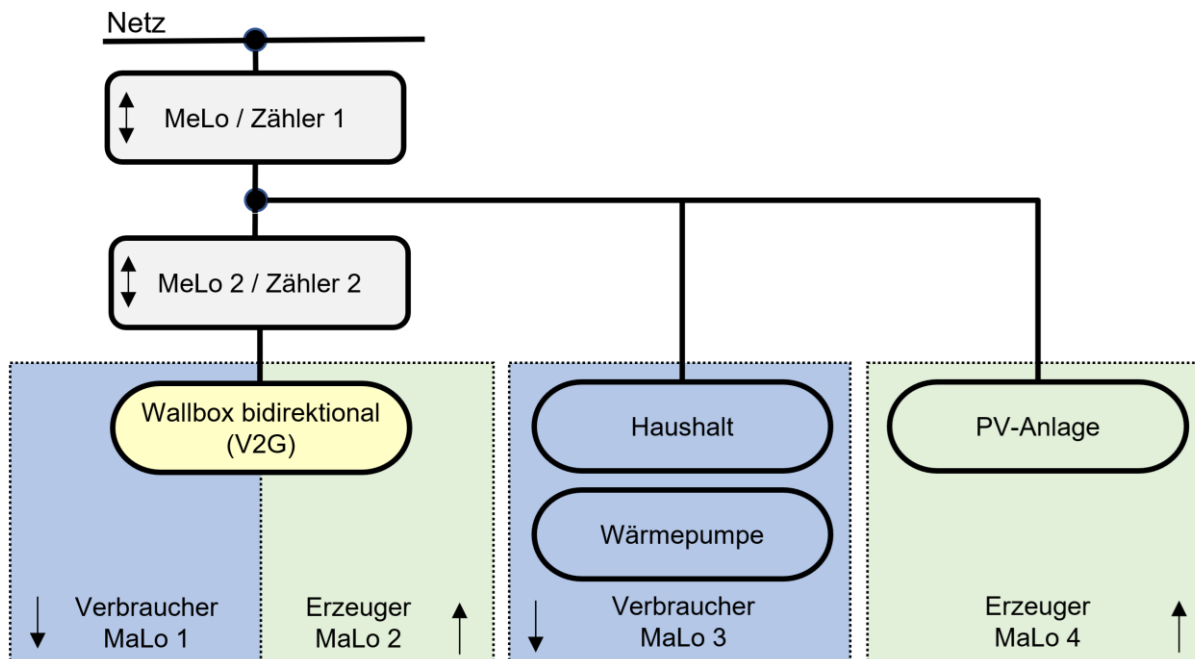


Abbildung 9: Bidirektionale Ladeeinrichtung mit Mehrfachanwendung, PV-Anlage sowie Hausverbrauchern (inklusive Wärmepumpe).

Bestimmung der MaLo-Mengen auf 15 Min. Basis

- **MaLo 1: Verbrauch Ladeeinrichtung/Speicher durch Netzbezug**
 - Falls $(Z_{1B} - Z_{2B}) \geq 0$, dann Z_{2B}
 - sonst Z_{1B}
- **MaLo 2: Vermarktungsmenge Graustrom**
 - Falls $(Z_{1L} - Z_{2L}) \leq 0$, dann Z_{1L}
 - sonst Z_{2L}
- **MaLo 3: Verbrauch Haushalt durch Netzbezug**
 - Falls $(Z_{1B} - Z_{2B}) \geq 0$, dann $(Z_{1B} - Z_{2B})$
 - sonst 0
- **MaLo 4: Vermarktungsmenge Grünstrom**
 - Falls $(Z_{1L} - Z_{2L}) \geq 0$, dann $(Z_{1L} - Z_{2L})$
 - sonst = 0
- **Saldierung:** Differenzbildung der jeweiligen anfallenden Summen aus den Ergebnissen von Malo 1 und Malo 2, um die Saldierung zu ermitteln.

4.3 Bidirektionale Ladeeinrichtung, PV mit Grünstromspeicher, Wärmepumpe und Hausverbrauch

Der dritte Anwendungsfall (siehe Abbildung 10) ergänzt neben der bidirektionalen Ladeeinrichtung, die PV-Anlage um einen Grünstromspeicher. Häufig wird die PV-Anlage mit einem Heimspeicher DC gekoppelt, um den Anteil an selbst verbrauchtem Strom so hoch wie möglich zu halten. Bei diesem Konzept muss sichergestellt sein, dass der Speicher nur mit Grünstrom beladen wird. Dies funktioniert entweder durch einen direkten PV-Bezug über den Hybridwechselrichter oder indem Messwerte vom Ladepunkt und vom Netzanschlusspunkt berücksichtigt werden. Ersteres Vorgehen bedeutet, dass zuerst der Speicher geladen wird und nur der danach noch verbleibende PV-Überschuss im Haus verbraucht wird. Letzteres Vorgehen hat den Vorteil, dass zuerst der Hausverbrauch mit grünem Strom versorgt wird und der Speicher nur dann geladen wird, wenn grüner Überschussstrom verbleibt. Weiter kann der Netzbezug über den Ladepunkt sowie die Rückspeisung ins Netz über den Ladepunkt mit dem Elektromobil eindeutig nachgewiesen werden.

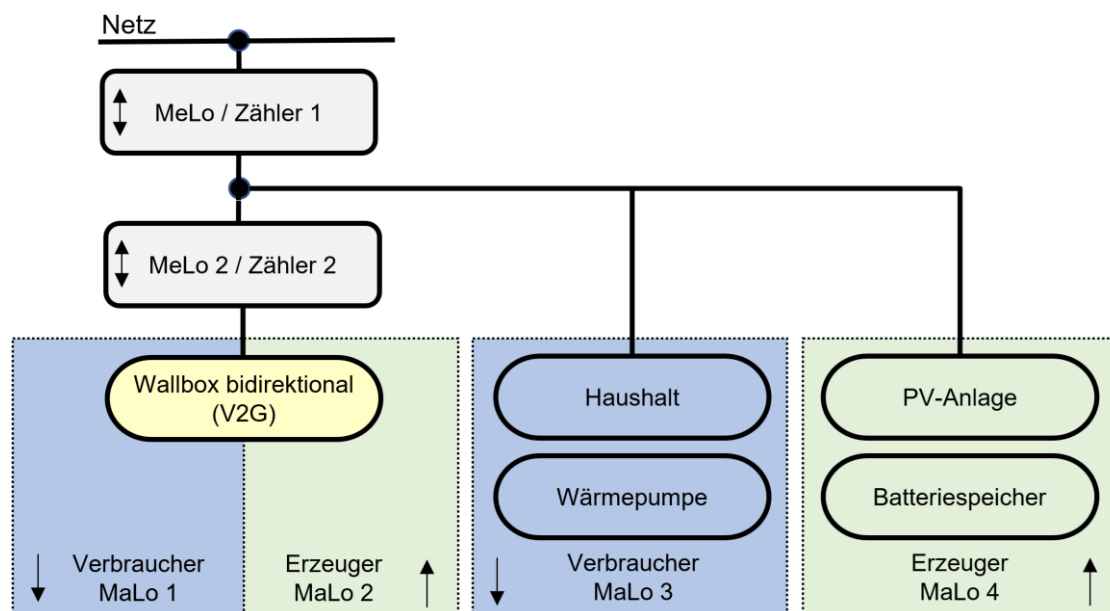


Abbildung 10: Bidirektionale Mehrfachanwendung zusammen mit Grünstromspeicher sowie Wärmepumpe und PV.

Bestimmung der MaLo-Mengen auf 15 Min. Basis

- **MaLo 1: Verbrauch Ladeeinrichtung/Speicher durch Netzbezug**
 - Falls $(Z_{1B} - Z_{2B}) \geq 0$, dann Z_{2B}
 - sonst Z_{1B}
- **MaLo 2: Vermarktungsmenge Graustrom**
 - Falls $(Z_{1L} - Z_{2L}) \leq 0$, dann Z_{1L}
 - sonst Z_{2L}
- **MaLo 3: Verbrauch Haushalt durch Netzbezug**
 - Falls $(Z_{1B} - Z_{2B}) \geq 0$, dann $(Z_{1B} - Z_{2B})$
 - sonst 0
- **MaLo 4: Vermarktungsmenge Grünstrom**
 - Falls $(Z_{1L} - Z_{2L}) \geq 0$, dann $(Z_{1L} - Z_{2L})$
 - sonst = 0
- **Saldierung:** Differenzbildung der jeweiligen anfallenden Summen aus den Ergebnissen von Malo 1 und Malo 2, um die Saldierung zu ermitteln.

4.4 Bidirektionale Ladeeinrichtung mit Graustromspeicher, PV mit Grünstromspeicher, Wärmepumpe und Hausverbrauch

Im letzten Zählerkonzept (siehe Abbildung 11), wird der bidirektionale Ladepunkt mit einem Graustromspeicher gekoppelt. Dieses Konzept kann eine beliebige Anzahl von Ladepunkten und/oder Heimspeichern hinter einem Zählpunkt darstellen (abhängig von der jeweiligen zulässigen Anschlussleistung). Eine eindeutige Rechtsgültigkeit ist aktuell noch offen. Da es sich jedoch ausschließlich um SteuVEs handelt, welche zum Zwecke der Zwischenspeicherung eingesetzt werden können und eine Regelung zur Zusammenfassung mehrerer Wärmepumpen oder zur Freistellung der Fahrzeuge hinter einem Ladepunkt bereits existiert, liegt die Möglichkeit dieses Anwendungsfalls nahe. Zusätzlich ist ein weiterer Zähler vor dem Speicher nicht notwendig, wenn der Kunde die Umlagebefreiung der Speicherverluste nach § 21 EnFG (2) nicht beantragt. Dies ist aktuell in der Niederspannung der Regelfall (siehe Ausführung in Kapitel 2).

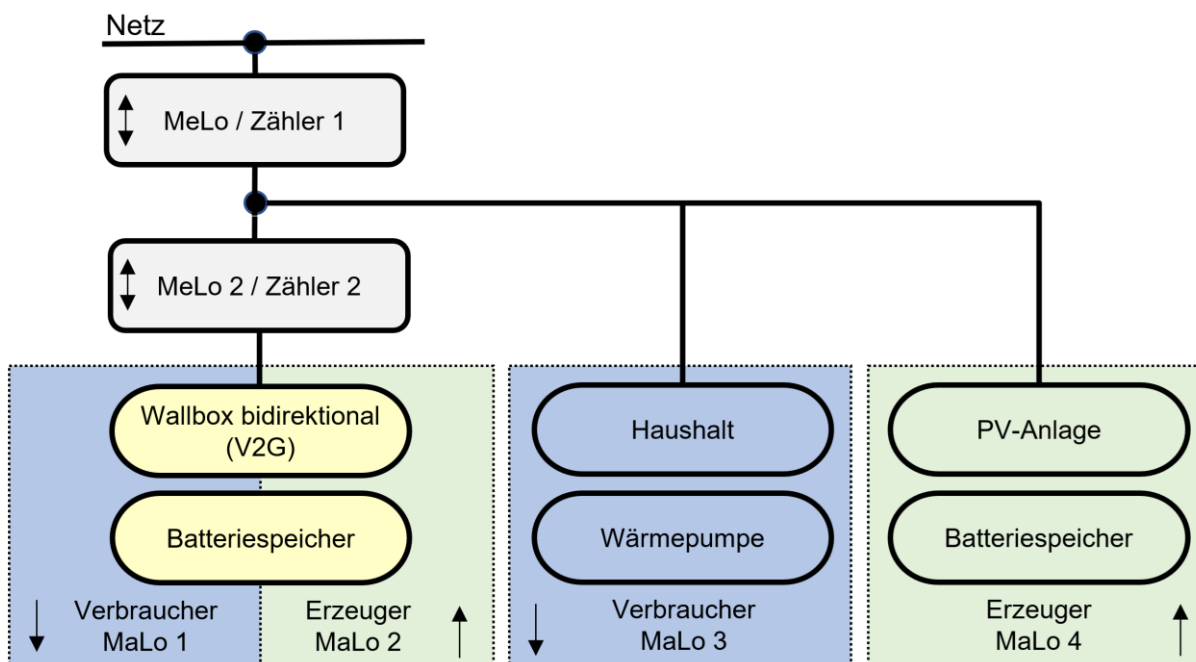


Abbildung 11: Bidirektionale Mehrfachanwendung zusammen Graustromspeicher, Grünstromspeicher sowie Wärmepumpe und PV.

Bestimmung der MaLo-Mengen auf 15 Min. Basis

- **MaLo 1: Verbrauch Ladeeinrichtung/Speicher durch Netzbezug**
 - Falls $(Z_{1B} - Z_{2B}) \geq 0$, dann Z_{2B}
 - sonst Z_{1B}
- **MaLo 2: Vermarktungsmenge Grau**
 - Falls $(Z_{1L} - Z_{2L}) \leq 0$, dann Z_{1L}
 - sonst Z_{2L}
- **MaLo 3: Verbrauch Haushalt durch Netzbezug**
 - Falls $(Z_{1B} - Z_{2B}) \geq 0$, dann $(Z_{1B} - Z_{2B})$
 - sonst 0
- **MaLo 4: Vermarktungsmenge Grün**
 - Falls $(Z_{1L} - Z_{2L}) \geq 0$, dann $(Z_{1L} - Z_{2L})$
 - sonst = 0
- **Saldierung:** Differenzbildung der jeweiligen anfallenden Summen aus den Ergebnissen von Malo 1 und Malo 2, um die Saldierung zu ermitteln.

4.5 Zusammenfassung der relevanten Leistungsflüsse sowie der Zähler- und Messkonzepte

Durch die vorausgegangenen Kapitel lässt sich erkennen, dass bei allen gezeigten Konstellationen von bidirektionalen Ladeeinrichtungen, PV-Anlagen, Grün- und/oder Graustromspeicher sowie Hausverbrauch, das Zählerkonzept identisch bleiben kann. Zwar benötigt das Zählerkonzept in 4.1 bei dem Ladepunkt nicht zwingend einen Zweirichtungszähler, um das Messkonzept nach § 21 EnFG zu erfüllen, aber wenn vorausschauend ein Zweirichtungszähler auch am Ladepunkt installiert wird und der Kunde zukünftig seine Liegenschaft um eine PV-Anlage erweitert, kann auf einen zusätzlichen Zählertausch verzichtet werden. In diesem Fall kann das Messkonzept direkt backendseitig angepasst werden, um § 21 EnFG zu erfüllen.

Hinzu kommt, dass trotz der unterschiedlichen ausgeprägten Szenarien mit PV-Anlage aus Abbildung 9, Abbildung 10 und Abbildung 11 die Bestimmung der zugehörigen Berechnungsformeln für die MaLos gleichbleiben. Bei der Bestimmung der Berechnungsformeln, sollte stets darauf geachtet werden, dass man für die Abrechnung eine einzelne MaLo erhält, welche für die jeweilige Abrechnungsperiode (i. d. R. 1 Jahr) gilt. Hintergrund ist, dass nach den „Festlegungen für einen beschleunigten werktäglichen Lieferantenwechsel in 24 Stunden“¹⁴ mit der Beschlussfassung vom 21.03.2024, bezüglich Anlage 2b, WiM Teil 2 – Fokus Übermittlung von Werten¹⁵, die 15 Min. Werte zwar für die Bilanzierung verwendet werden dürfen, aber nicht für die Abrechnung, auch wenn die 15 Min. Werte für den Lieferanten sowie für den Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen sind. Konkret bedeutet dies, dass der Netzbetreiber derzeit weiterhin nur eine MaLo-Menge für die Abrechnung nutzen darf. Im Zuge einer Entbürokratisierung, kann darüber diskutiert werden, dass zukünftig auch ein Lastgang abgerechnet werden darf, was ggf. auch die Transparenz erhöhen könnte, wenn z. B. die Abrechnung von dynamischen Tarifen besser nachvollzogen werden können.

Für einen besseren Überblick wird die Bestimmung der MaLos im Folgenden nochmal separat zusammengefasst sowie die Berechnungsformeln in Worten verschriftlicht, um die jeweilige Bedeutung klarer darzulegen. Wie bereits in den vorausgehenden Kapiteln beschrieben, werden die Energiemengen stets mit einer 15-minütigen Messwerterfassung bestimmt, unter Anwendung der gewillkürten Vorrangregelung sowie inklusive der benötigten Saldierung zur Bestimmung der arbeitsbezogenen Nebenkosten zur Erfüllung von § 21 EnFG.

¹⁴ [Bundesnetzagentur - Lieferantenwechsel 24h](#)

¹⁵ [WiM Teil 2 – Fokus Übermittlung von Werten, Anlage 2b zum Beschluss BK6-22-024 \(bundesnetzagentur.de\)](#)

4.5.1 Situation 1 – Keine Erzeugungsanlage vorhanden

Bezüglich der Szenarien aus 4.1, in welchem keine Erzeugungsanlage enthalten ist, ergeben sich folgende Formeln für die verschiedenen Mengen, die innerhalb des Haushalts fließen:

- **MaLo 1:** $Z_{2B} = \text{Verbrauch Ladeeinrichtung/Speicher durch Netzbezug}$
 - *In Worten: Da Strom ausschließlich aus dem Netz bezogen werden kann, bzw. es keine zweite Erzeugungsquelle gibt, ist jeder Strom, der über den Zähler 2 fließt, als Netzbezug zu werten.*
- **MaLo 2:** $Z_{1L} = \text{Vermarktungsmenge Graustrom}$
 - *In Worten: Da Strom ausschließlich über die Batterie des Elektrofahrzeugs erzeugt und über die Wallbox zurückgespeist werden kann, bzw. es keine zweite Erzeugungsquelle gibt, ist der zurückgespeiste Strom, welcher über Z1 zurück ins Netz fließt, grau.*
- **MaLo 3:** $(Z_{1B} - Z_{2B}) = \text{Verbrauch Haushalt durch Netzbezug}$
 - *In Worten: Die Differenz aus Strom, welcher über den Hausanschlusspunkt bezogen wird, sowie der Lademenge des Ladepunkts, identifiziert den Hausverbrauch.*
- **Saldierung:**
 - Falls $(\sum_0^n Z_{2B} - \sum_0^n Z_{1L}) \geq 0$, dann $\sum_0^n Z_{1L}$
 - *in Worten: Wird mehr über den Ladepunkt bezogen als über den Ladepunkt ins Netz zurückgespeist wird, ist die Rückspeisemenge ins Netz der anzusetzende Wert für die Saldierung, da nur für zwischengespeicherten Netzstrom, der auch wieder an das Netz abgegeben wird, eine Reduzierung/Befreiung von Stromnebenkosten angewendet werden kann.*
 - Ansonsten $\sum_0^n Z_{2B}$
 - *In Worten: Ansonsten ist die Bezugsmenge vom Ladepunkt für die Saldierung zu verwenden, da der gesamte zwischengespeicherte Netzstrom ins Netz zurückgespeist wurde.*

4.5.2 Situation 2 – (PV) Erzeugungsanlage ist vorhanden

Bezieht man eine Erzeugungsanlage mit ein, ergeben sich zusätzliche Formeln für die Grünstromnutzung, für Ladepunkt/Speicher, den Haushalt und die Rückspeisung von Grünstrom. Bei den Berechnungsformeln findet stets die gewillkürte Vorrangregelung Anwendung sowie eine 15 min. Messwertbetrachtung. Darüber hinaus verändern sich im Einzelnen die Messkonzepte, aufgrund des teils neuen Zusammenspiels der Anlagen wie folgt:

- **MaLo 1: Verbrauch Ladeeinrichtung/Speicher durch Netzbezug**
 - Falls $(Z_{1B} - Z_{2B}) \geq 0$, dann Z_{2B}
 - *In Worten: Wird über den Netzanschlusspunkt mehr Energie bezogen als am Ladepunkt, ist die Bezugsmenge vom Ladepunkt zu verwenden, da die restliche Bezugsmenge im Haushalt verbraucht wird. Der Eigenanteil der PV-Anlage reicht nicht aus, um den Haushaltsstrom vollständig zu decken.*
 - sonst Z_{1B}
 - *In Worten: ansonsten ist die Bezugsmenge vom Hausübergabepunkt anzuwenden, da der gesamte Strom aus dem Netz, über den Ladepunkt ins Fahrzeug geladen wurde. Der Eigenanteil der PV-Anlage deckt den gesamten Hausverbrauch, sowie einen gewissen Bedarf des Ladepunkts.*
- **MaLo 2: Vermarktungsmenge Graustrom**
 - Falls $(Z_{1L} - Z_{2L}) \leq 0$, dann Z_{1L}
 - *In Worten: Ist die Einspeisemenge am Hausübergabepunkt geringer als die Einspeisemenge vom Ladepunkt, dann ist die Einspeisemenge vom Hausübergabepunkt zu verwenden, da der restliche Strom im Haushalt verbraucht wird.*
 - sonst Z_{2L}
 - *In Worten: Ansonsten ist die Einspeisemenge vom Ladepunkt zu verwenden, da der rückgespeiste Strom vollständig ins Netz zurückgespeist wird und zusätzlich eine Grünstromrückspeisung vorliegt.*
- **MaLo 3: Verbrauch Haushalt durch Netzbezug**
 - Falls $(Z_{1B} - Z_{2B}) \geq 0$, dann $(Z_{1B} - Z_{2B})$
 - *In Worten: Wird über den Netzanschlusspunkt mehr Energie bezogen als am Ladepunkt, ist die Differenz vom Bezug vom Hausübergabepunkt und Bezug von dem Ladepunkt zu verwenden.*
 - sonst 0
 - *In Worten: Ansonsten ist die zu verwendende Energiemenge gleich 0, da aus dem Netz bezogener Strom, ausschließlich in der Wallbox verbraucht wurde.*
- **MaLo 4: Vermarktungsmenge Grünstrom**
 - Falls $(Z_{1L} - Z_{2L}) \geq 0$, dann $(Z_{1L} - Z_{2L})$
 - *In Worten: Wird über den Netzanschlusspunkt mehr Energie zurückgespeist, als über den Ladepunkt zurückgespeist wird, ist die Differenz aus Rückspeisemenge des Netzanschlusses und dem Ladepunkt zu verwenden, da diese Menge den Grünstrom der Eigenerzeugung darstellt.*
 - sonst 0
 - *In Worten: Ansonsten gibt es keinen Grünstromanteil*
- **Saldierung:**
 - Differenzbildung der jeweiligen anfallenden Summen aus den Ergebnissen, um die Saldierung zu ermitteln.

4.6 Erweiterte Betrachtung von möglichen Zähler- und Messkonzepten zur Strommarktintegration von Kleinstspeichern

In der Überarbeitung des EEG¹⁶ (31.01.2025 beschlossen) wurde das bisherige Gesetz angepasst und um weitere Rechtsvorschriften ergänzt, um u. a. die Hürden für Heimspeicher sowie bidirektionale Ladepunkte zur Marktintegration zu reduzieren. Auf Basis dieser Überarbeitung hat die BNetzA in einem ersten Entwurf Zähler- und Messkonzepte vorgestellt, die eine aktivere Rolle von Heimspeichern im Energiesystem ermöglichen sollen. In dem Dokument werden neben Heimspeichern auch ergänzend bidirektionale Ladepunkte mit einbezogen, weshalb auf den Entwurf der BNetzA, bzw. auf die vorgestellten Zähler- und Messkonzepte im Folgenden näher eingegangen wird (siehe BNetzA¹⁷). Gemeinsame Randbedingung ist, dass eine 15 Min. scharfe Bewertung der Energieflüsse vorgenommen wird.

Die **Ausschließlichkeitsoption** (siehe Abbildung 12) ist dabei in zwei Optionen aufgeteilt, die bereits nach bestehender Rechtslage möglich sind (in diesen Fällen wird das Thema Zwischenspeicherung ausgeklammert). Option 1 (links) behandelt Grünstromspeichersysteme wie bisher, bei welchen sicherzustellen ist, dass die Speicher auch weiterhin ausschließlich mit Grünstrom geladen werden. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn die PV-Anlage und der Heimspeicher mit einem Hybridwechselrichter verbunden sind und gleichzeitig der Heimspeicher gegen Netzbeladung gesperrt ist.

Option 2 (rechts) erlaubt es Speichersystemen, auch Netzstrom kostenoptimiert zu beziehen und somit z. B. von Modul 3 in § 14a EnWG zu profitieren (zeitvariable Netzentgelte). Parallel muss jedoch für das Speichersystem bzw. Ladepunkt mit E-Mobil sichergestellt sein, dass zu keinem Zeitpunkt eine Netzzurückspeisung erfolgt, da durch den Netzbezug fortan der Speicher als Graustromspeicher zu sehen ist. Während Option 1 sich zu bisherigen Grünstromspeicherregelungen nicht unterscheidet, erlaubt Option 2 den Speichersystemen beidseitig, auf sich verändernde Markt- und Netzsituationen zu reagieren.

¹⁶ [Deutscher Bundestag Drucksache 20/14235 Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen](#) (Seite 27)

¹⁷ [241210-Speicher-Ende-des-Dornroeschenschlafs.pdf](#)

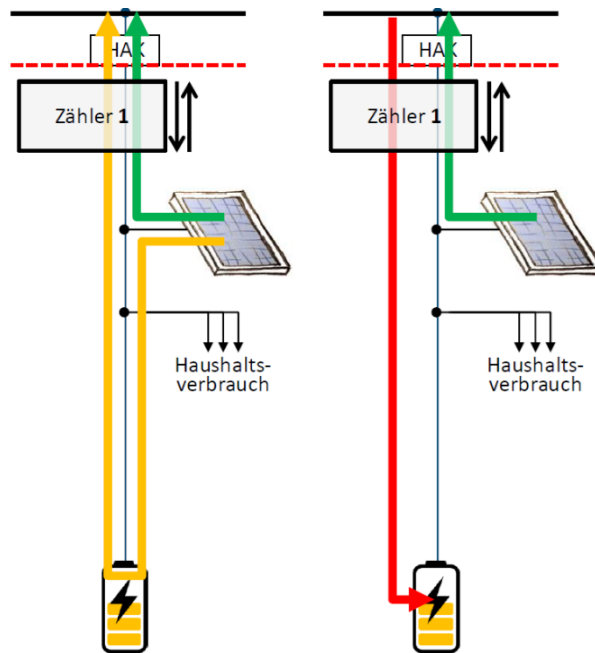


Abbildung 12: Ausschließlichkeitsoption nach BNetzA im Zuge der Überarbeitung des § 19 EEG. Quelle: Wie wecken wir Heimspeicher aus dem Dornröschenschlaf?

Die **Ausschließlichkeitsoptionen** befassen sich jedoch ausschließlich mit der Selbstoptimierung und nicht mit der Zwischenspeicherung von Netzstrom, weshalb diese Konzepte im Folgenden nicht weiter behandelt werden.

Eine Möglichkeit zur Marktintegration von Kleinstspeichern stellt die **Abgrenzungsoption** dar (siehe Abbildung 13), welche die Kernthematik aus diesem Dokument aufgreift (siehe Kapitel 4). Der Hauptunterschied zwischen der bisherigen Behandlung des Konzepts in diesem Dokument und dem neuen Vorschlag besteht darin, dass zusätzlich der Strom, welcher von der PV-Anlage erst über den Speicher bzw. die bidirektionale Wallbox in das E-Fahrzeug zwischengespeichert und von dort in das Netz zurückgespeist wird, ebenso als Grünstrom angesehen wird und somit förderfähig ist/bleibt.

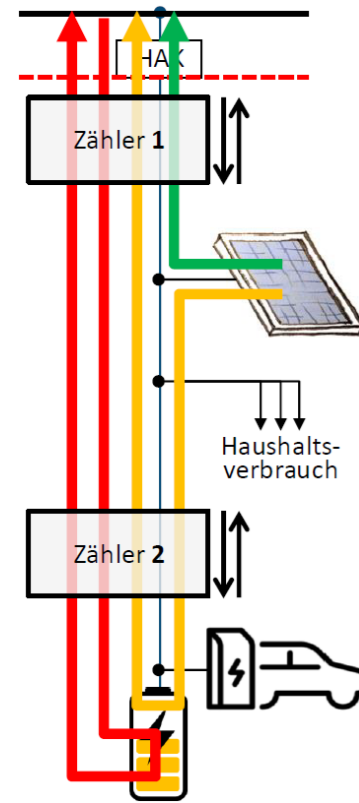


Abbildung 13: Abgrenzungsmodell nach BNetzA im Zuge der Überarbeitung des § 19 EEG. Quelle: Wie wecken wir Heimspeicher aus dem Dornröschenschlaf?

Durch diese Zusatzannahme kann zum einen der zwischengespeicherte Netzstrom (rot) identifiziert werden, während die restlichen Stromflüsse (grün und orange) die Differenzmenge aus der Gesamtmenge des zurückgespeisten Stroms in das Netz sowie die Rückspeisung von der Zwischenspeicherung in das Netz bilden.

Darüber hinaus erlaubt die Abgrenzungsoption mit 2 Zählern sogar Grünstrom, zwischengespeicherten Netzstrom und den zurückgespeisten Reststrom/Graustrom (Weg von PV-Anlage über Speicher und vom Speicher ins Netz) individuell nachzuvollziehen und abzurechnen, sofern zusätzlich das Konzept der gewillkürten Vorrangregelung Anwendung findet (siehe Kapitel 3). Auch wenn diese drei Stromflüsse voneinander unterscheidbar wären, sollte überlegt werden, ob die drei Stromflüsse in der Praxis auch individuell behandelt werden sollten oder ggf. die Stromflüsse (grün und gelb) mit der Marktprämie kombiniert werden (Komplexitätsreduktion des rückgespeisten förderfähigen Stroms). Unabhängig von der Festlegung ändert dies nichts an der Notwendigkeit und Sinnhaftigkeit der 2 Zähler in der Abgrenzungsoption.

Die Abgrenzungsoption wurde in Kapitel 4 bereits ausführlich beschrieben und diskutiert, weshalb im weiteren Verlauf vor allem auf die Pauschaloption genauer eingegangen wird.

Ergänzend soll bei den Zähler- und Messkonzepten auch die Wahl einer **Pauschaloption** (siehe Abbildung 14) möglich werden, welche die Idee verfolgt, pauschal anzunehmen, welche Energiemengen innerhalb eines Jahres durch die PV-Anlage bzw. durch Zwischenspeicherung von Strom in das Verteilnetz abgeben werden (anstatt diese messtechnisch eichrechtskonform zu erfassen). Solange eine pauschale Vergütung angestrebt ist, geht dies nur in Verbindung mit einer PV-Anlage (förderfähiger Grünstrom für Marktprämie).

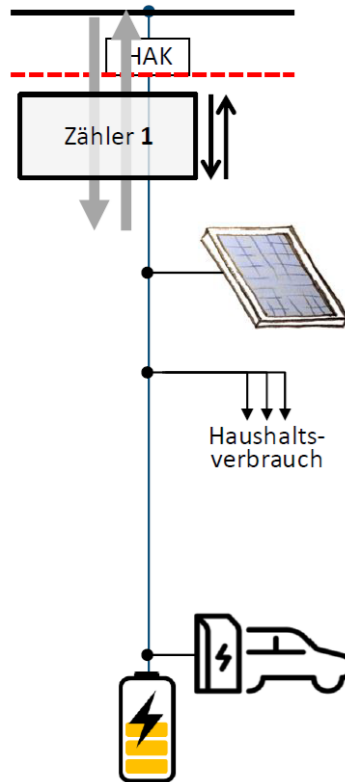


Abbildung 14: Pauschaloption nach BNetzA im Zuge der Überarbeitung des § 19 EEG. Quelle: *Wie wecken wir Heimspeicher aus dem Dornröschenschlaf?*

Die geplante Festlegung nach § 19 EEG besagt, dass pauschal angenommen wird, dass für 500 kWh/a pro installierter kWp der PV-Anlage (Anmerkung: in Ausarbeitung BNetzA¹⁸ noch 300 kWh/a abweichend angegeben), die aktuelle Marktprämie erhalten und dieser Strom via Direktvermarktung vermarktet wird. Überschreitet die Einspeisemenge die 500 kWh/a pro installierter kWp der PV-Anlage, greifen die Regelungen des § 21 EnFG zur Umlagebefreiung, bzw. die Festlegung der Nebenkostenbefreiung (hierbei wird pauschal angenommen, dass es sich dabei um zwischengespeicherten Netzstrom handelt) (siehe Abbildung 15). Die Höhe der Umlagebefreiung entspricht im Jahr 2024 ca. 2 ct/kWh was einer ähnlichen Größenordnung entspricht wie die Marktprämie.



Abbildung 15: Pauschalmodell - Pauschalvergütung für Grenzwertmenge und festgelegte Nebenkostenbefreiung bei Überschreitung der Grenzwertmenge.

¹⁸ [241210-Speicher-Ende-des-Dornroeschenschlafs.pdf](#)

Auch ohne Berücksichtigung von Arbitrage-Vorgängen, ist somit bereits die Flexibilisierung für die Integration erneuerbarer Energien hilfreich, z. B. durch Optimierung des Eigenverbrauchs, die verzögerte Rückspeisung von Grünstrom und/oder die Nutzung eines vergünstigten Netzbezugs. Darüber hinaus wird in diesem Papier für eine zukünftige wirtschaftlichere Anwendbarkeit in der Praxis ergänzend die breitflächige Nutzungsmöglichkeit von Arbitrage behandelt.

In diesem Dokument wurde in Kapitel 2.3 bereits das Thema behandelt, dass ein aktives, wirtschaftliches Zwischenspeichern und Rückspeisen von Netzstrom, vor allem eine weitere Reduktion von Stromnebenkosten, positive Auswirkungen hat. Je geringer die notwendigen am Markt zu erzielende Erlöse ausfallen, um die entstehenden Kosten, die bei der Zwischenspeicherung von Netzstrom anfallen zu kompensieren, desto höher die Wahrscheinlichkeit einer Zwischenspeicherung von Netzstrom und damit auch die Anreizwirkung zum Einsatz von zusätzlicher Flexibilität.

In den aktuellen Vorschlägen der Überarbeitung des § 19 EEG beläuft sich die Reduktion von Stromnebenkosten gegenwärtig auf ca. 2 ct/kWh, was grob auch der Größenordnung der Marktpremie entspricht. Interessant ist zu prüfen, inwieweit sich die Modelle in ihrer Anwendung unterscheiden, wenn zukünftig die Stromnebenkosten für zwischengespeicherten Netzstrom weiter reduziert werden, auch in Bezug auf dem Verhältnis des Eigenverbrauchs zur Menge der PV-Einspeisung.

Für die folgenden Fallunterscheidungen wird angenommen, dass eine PV-Anlage mit 10 kWp vorliegt, woraus ein Grenzwert von 5.000 kWh innerhalb eines Jahres resultiert. In den folgenden Darstellungen wird der eingespeiste PV-Strom betrachtet, um klarer hervorzuheben, in welchem Vergütungsbereich sich der zwischengespeicherte Netzstrom hauptsächlich befindet, bzw. unter welchen Randbedingungen der PV-Strom von einer Nebenkostenbefreiung profitieren würde, oder nicht.

- **Fall 1 – PV-Einspeisung liegt (deutlich) unterhalb der festgesetzten 500 kWh/a pro kWp der PV-Anlage:**



Abbildung 16: Pauschalmodell - Pauschalvergütung für Grenzwertmenge. Rückspeisung liegt mit 2.000 kWh deutlich unter dem Pauschalgrenzwert von 5.000 kWh.

- o Im Fall 1 (siehe Abbildung 16) wird beispielhaft angenommen, dass die PV-Einspeisung in einem Jahr in das Netz lediglich 2.000 kWh beträgt (z. B. aufgrund eines sehr hohen Eigenverbrauchs). Dies bedeutet, dass für die 2.000 kWh die Marktprämie gezahlt wird sowie der Strom zu den mit dem Direktvermarkter verhandelten Konditionen bzw. mit den gegenwärtig am Strommarkt zu erzielenden Preisen vergütet wird. Da die Grenze von 5.000 kWh nicht erreicht wird, erfolgt auch keine Reduktion der Stromnebenkosten auf Basis der Umlagebefreiung nach § 21 EnFG (Saldierung) oder eine weitere

Zahlung/Befreiung, um die Stromnebenkosten des Strombezugs im Falle einer Zwischenspeicherung zu kompensieren.

- Dadurch entsteht voraussichtlich kein oder nur ein sehr geringer Anreiz Strom aus dem Netz zwischenspeichern, da die Stromnebenkosten von den erwirtschafteten Erlösen am Markt überschritten werden müssten (was i. d. R. nur bei seltenen Extrempreisszenarien auftritt, da die Marktprämie lediglich ca. 2 ct/kWh beträgt), um die Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten (ebenso abhängig von der wirtschaftlichen Nutzung von Modul 3 nach § 14a). Umgekehrt ist anzunehmen, dass der PV-Strom bestmöglich lokal zwischengespeichert wird, um durch eine kontrollierte Rückspeisung möglichst attraktive Verkaufszeitpunkte für die Direktvermarktung zu adressieren. Die Nutzung des PV-Stroms für die Vermarktung hat den Vorteil, dass zuvor kein Strombezug aus dem Netz mit den damit verbundenen Stromnebenkosten anfällt, sodass eine deutlich bessere Erlösmöglichkeit zu erwarten ist als bei zwischengespeichertem Netzstrom.

- **Fall 2 – PV-Einspeisung liegt exakt bei der festgelegten Grenze von 500 kWh/a pro kWp der PV-Anlage:**

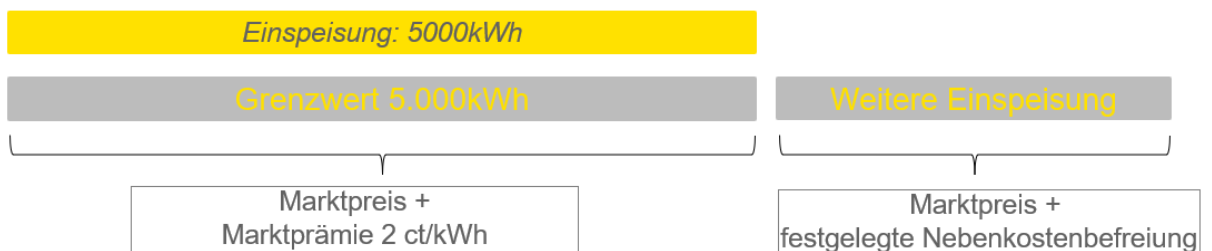


Abbildung 17: Pauschalvergütung für Grenzwertmenge. Rückspeisung liegt mit 5.000 kWh auf dem Niveau des Pauschalgrenzwerts von 5.000 kWh.

- Im Fall 2 (siehe Abbildung 17) wird beispielhaft angenommen, dass innerhalb eines Jahres (nahezu) exakt 5.000 kWh ins Netz von der PV-Anlage eingespeist werden, was exakt dem vorgegebenen Grenzwert entspricht. Es wird die Marktprämie gezahlt sowie die mit dem Direktvermarkter verhandelten Konditionen bzw. der gegenwärtige Strommarktpreis.
- Es wird die exakte Menge an PV-Strom mit der Marktprämie vergütet und alles an zwischengespeicherter Strommenge bekommt folglich die korrekte Vergütung in Form der Nebenkostenreduktion/Nebenkostenbefreiung.
- Wie in Kapitel 2.3 bezüglich der Wirtschaftlichkeit von Zwischenspeicherung dargestellt, steigt der Anreiz der Zwischenspeicherung von Netzstrom erst mit einer Anhebung der Nebenkostenreduktion. Ein erster Ansatz ist wie in Fall 1 beschrieben, die wirtschaftliche Nutzung von Modul 3 nach § 14a EnWG. Da in diesem Fall die Pauschalgrenze durch die Rückspeisung der PV-Anlage erreicht wird, liegt keine Einschränkung für den Einsatz von V2G vor, da die Mengen der echten Zwischenspeicherung durch den Heimspeicher bzw. bidirektionale Wallbox vollständig in die Saldierungslogik fallen. Die Wirtschaftlichkeit für V2G hängt dabei wieder an der Höhe der festgelegten Begünstigung.

- **Fall 3 – PV-Einspeisung liegt (deutlich) oberhalb der festgesetzten 500 kWh/a pro kWp der PV-Anlage:**



Abbildung 18: Pauschalvergütung für Grenzwertmenge. Rückspeisung liegt mit 8.000 kWh deutlich über dem Pauschalgrenzwert von 5.000 kWh.

- Im Fall 3 (siehe Abbildung 18) wird beispielhaft angenommen, dass innerhalb eines Jahres 8.000 kWh ins Netz zurückgespeist werden (z. B. aufgrund eines sehr geringen Eigenverbrauchs). Dabei wird wie in Fall 2 für die ersten 5.000 kWh die Marktprämie gezahlt sowie die marktliche Vergütung für die Rückspeisung via Direktvermarkter. Für die darüber hinaus liegende Menge von 3.000 kWh wird jetzt jedoch von der Zahlung der Marktprämie zur Umlagebefreiung nach § 21 EnFG gewechselt.
- Da die Marktprämie sowie die Umlagebefreiung gegenwärtig ähnlich hoch ausfallen (ca. 2 ct/kWh), ist kein verändertes Verhalten der Rückspeisung zu den Fällen 1 und 2 zu erwarten, da die Anreizwirkung vergleichbar ausfällt.
- Erweitert man im Folgenden jedoch das Vorgehen beim Pauschalmodell zukünftig, mit der Annahme, dass eine erhöhte Begünstigung gewährt wird (basierend auf Regelungen zu einer weiteren Reduktion/Befreiung von Stromnebenkosten für zwischengespeicherten Netzstrom (siehe Kapitel 2.3)) würden in diesem Szenario fälschlicherweise 3.000 kWh PV-Strom in der Höhe der festgelegten Nebenkostenbefreiung begünstigt (sofern in gleicher Höhe auch ein Netzbezug stattgefunden hat). Über die Pauschalgrenze hinaus steigt die Attraktivität Strom auch unkontrolliert ins Netz rückspeisen, da dieser Strom als zwischengespeicherter Netzstrom angenommen wird und somit die erhöhte Begünstigung (wie in dieser Annahme getroffen) die Wirtschaftlichkeit des PV-Stroms (durch direkte Einspeisung bei Erzeugung oder durch verzögerte Einspeisung via Speicher oder bidirektionaler Wallbox) steigert.
- **Beispiel:**
 - Unter der Annahme, dass Steuern, Abgaben und Umlagen zukünftig vollständig bei einer Zwischenspeicherung von Strom befreit werden und dies Stand 2024 ca. 10,27 ct/kWh beträgt, ergeben sich im Fall 3 voraussichtlich folgende Implikationen:
 - a) die Erlöse lassen sich durch gezielte Rückspeisung von PV-Strom ins Netz steigern (abhängig von den Verlusten für die Zwischenspeicherung von Strom), aufgrund der erhöhten Pauschalvergütung sowie der möglichen Erlöse, wie sie am Markt zum Zeitpunkt der Einspeisung vorliegen.
 - b) die Nutzung von PV-Strom für die **kontrollierte** Rückspeisung ins Netz verliert an Relevanz, da die höhere Begünstigung evtl. unpassende Rückspeisezeitpunkte in ihrer Wirtschaftlichkeit ausgleicht (bzw. Umwandlungsverluste für die Zwischenspeicherung nicht in Kauf genommen werden müssen).

- In einem Szenario, wo bei einer Zwischenspeicherung von Netzstrom zusätzlich noch die Netzentgelte reduziert oder abgeschafft werden und diese Begünstigung bei der Saldierung vorliegt (z. B. 23,49 ct/kWh Stand 2024 – siehe Kapitel 2.3), ist anzunehmen, dass sich der Effekt, PV-Strom wirtschaftlich attraktiver zu machen, signifikant verstärkt. Dadurch ist anzunehmen, dass sich der Anreiz erhöht, überdimensionierte PV-Anlagen einzusetzen, da nach Überschreitung der Pauschalgrenze voraussichtlich der angefallene Hausverbrauch mit der PV-Erzeugung saldiert werden kann. Zu Prüfen wäre darüber hinaus, ob in diesem Fall ggf. doch eine Volleinspeisevergütung attraktiver wäre.

Während beim Abgrenzungsmodell der zwischengespeicherter Netzstrom über die zwei Zähler direkt nachgewiesen wird, erhöht sich im Gegenzug beim Pauschalmodell der Netzbezug für eine spätere Saldierung auch mit allen Hausverbrauchern, da die Zwischenspeicherung von Strom nicht eichrechtskonform nachgewiesen werden kann, bzw. eine pauschale Annahme zu Grunde liegt. Damit ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass wenn die Pauschalgrenze überschritten wurde, bereits ausreichend Netzbezug vorliegt (z. B. mehrere tausend kWh durch Hausverbrauch) und durch eine weitere Rückspeisung (z. B. durch PV-Strom oder externen vergünstigen Ladestrom, z. B. durch Arbeitgeberladen) eine Begünstigung via Saldierung genutzt werden kann, ohne erst tatsächlich Netzstrom zwischenspeichern zu müssen.

Ein möglicher Ansatz, um die Nutzung vom Hausverbrauch für die Saldierung am Jahresende einzuschränken, um somit eine echte Zwischenspeicherung von Netzstrom mehr anzureizen, könnte sein, dass die Bezugsmengen z. B. erst ab Überschreiten der Pauschalgrenze (500 kWh pro kWp) gewertet werden. Beispiel: Am 27.07. des Jahres um 15:15 Uhr wurde die Pauschalgrenze überschritten. Somit wird die Saldierung in diesem Beispiel lediglich auf die Bezugs- und Einspeisemengen vom 27.07. des Jahres ab 15:30 Uhr bis zum Ende des Jahres angewendet (auch wenn dies aktuell nach § 21 EnFG nicht zulässig wäre, da hier die Mengensaldierung über ein Kalenderjahr zu erfolgen hat).

Aus den obigen dargestellten 3 Fällen ist auch deutlich erkennbar, dass ein Kunde lediglich berechnen müsste, ob er mit seinen Werten der PV-Erzeugung, abzüglich dem Eigenverbrauch seines PV-Stroms, über die Pauschalgrenze kommt und somit die Ungenauigkeit des Pauschalmodells für eine weitere Begünstigung nutzen könnte. In diesem Fall, wo die Pauschalgrenze durch die Einspeisung der PV-Anlage innerhalb eines Jahres überschritten wird, kann V2G über das gesamte Jahr angewendet werden, da sich diese Tradingmengen bis zum Jahresende immer oberhalb der Pauschalgrenze befinden würden, wodurch eine Begünstigung durch die Nebenkostenbefreiung stattfindet. Einzig müsste betrachtet werden, ob die Verluste durch die Zwischenspeicherung den Gesamtbezug stärker erhöhen als die mögliche Rückspeisung (über PV-Anlage oder Speicher bzw. Bidirektionale Wallbox) da auch hier das Optimierungsziel i. d. R. eine Saldierung auf null ist.

Es ist anzunehmen, dass Kunden, welche mit der PV-Rückspeisung, die die Pauschalgrenze nicht erreichen (Fall 1) primär Eigenverbrauchsoptimierung betreiben bzw. keinen, oder nur einen stark verringerten Anreiz haben V2G einzusetzen, da diese „echten“ zwischengespeicherten Mengen, bei der Rückspeisung lediglich die Marktprämie erhalten und nicht in die Saldierung mit der ggf. erhöhten Begünstigung fallen. Es ist in der Praxis zu prüfen, unter welchen Voraussetzungen das Pauschalmodell als Anreiz für V2G bzw. für echte Zwischenspeicherung von Netzstrom geeignet ist bzw. unter welchen Voraussetzungen die Fälle 2 und 3 als realistisch anzunehmen sind (wo V2G angereizt wird).

Für den Fall, dass das Pauschalmodell nicht gewünscht/gewählt wird (z. B. bei Nichtvorhandensein einer PV-Anlage), würde die Berechnungsgrundlage der Pauschalgrenze entfallen und man würde direkt annehmen, dass es sich bei rückgespeistem Strom um zwischengespeicherten Netzstrom handelt. Dies bedeutet, dass man mit der Saldierungslogik arbeitet (siehe § 21 EnFG). Da beim Pauschalmodell weiterhin ein Zähler ausreichend ist, bedeutet dies, dass sich der Netzbezug aus allen in diesem Haushalt befindenden Lasten ergibt (z. B. Hausverbraucher, Speicher, bidirektionale Wallbox, etc.), da nicht messtechnisch trennbar. Darüber hinaus ist anzunehmen, dass günstiger externer bezogener Ladestrom (z. B. kostenlose Strom beim Arbeitgeber) signifikant für Rückspeiseprozesse verwendet werden würde (sofern möglich), um eine Nebenkostenbefreiung für den gesamten vom Haushalt verursachten Bezug zu maximieren.

Fazit:

Die geplanten Erweiterungen im EEG von Anfang 2025, zur Ausweitung der Möglichkeiten Speichersysteme zukünftig mit dem Energiesystem zu koppeln, um verschiedenen Bedarfen entgegenzukommen, sind in jedem Fall zu begrüßen.

- Die Ausschließlichkeitsoptionen erlauben zum einen die Weiterführung von Grünstromspeichern wie bisher, aber auch die zukünftige Nutzung von Netzstrom und somit die wirtschaftliche Nutzung von Modul 3 § 14a EnWG. In beiden Fällen fördert dies eine Eigenverbrauchsoptimierung bei Einsatz von lediglich einem Zähler.
- Das Abgrenzungsmodell ermöglicht mit der Saldierungslogik eine Zwischenspeicherung von Netzstrom aber gleichzeitig auch die Speichernutzung, um selbst erzeugten Strom kontrolliert in das Netz abgeben zu können. Neben einer Eigenverbrauchsoptimierung fördert dies die kontrollierte Interaktion mit dem Markt, durch selbst erzeugten Strom, aber auch die Zwischenspeicherung von Netzstrom, bei einem Einsatz von lediglich zwei Zählern.
- Abgerundet wird dies mit der Einführung einer Pauschaloption mit Einsatz von lediglich einem Zähler, welche neben einer Eigenverbrauchsoptimierung und der Optimierung des Netzbezugs auch die Vermarktung von selbst erzeugtem Strom fördert, aber die physikalische Zwischenspeicherung von Strom weiterhin zulässt.

Bei genauerer Betrachtung der jeweiligen Konzepte fällt jedoch auf, dass die Attraktivität/Wirtschaftlichkeit mit dem Stromsystem zu interagieren, mitunter maßgeblich davon abhängt, welche Regelungen zukünftig getroffen werden, Stromnebenkosten für zwischengespeichertem Netzstrom zu reduzieren (dies inkludiert auch die Annahme zu zwischengespeichertem Netzstrom nach dem Pauschalmodell). Da bei der Pauschaloption nach Überschreitung der Pauschalgrenze nur angenommen wird, dass Strom zwischengespeichert wird, aber tatsächlich PV-Strom eingespeist werden könnte, welcher anschließend mit der Nebenkostenbefreiung begünstigt wird (Fall 3) (realistisch, da bis zur Überschreitung der Pauschalgrenze voraussichtlich bereits einiges an regulären Hausverbrauch angefallen ist und somit die Saldierung genutzt werden kann), muss man sich die Frage stellen, ob die Pauschaloption bei einer höheren Reduktion von Stromnebenkosten weiter genutzt werden sollte, wenn das Ziel darin besteht, echte Zwischenspeicherung von Netzstrom anzuregen bzw. in diesem Fall das Abgrenzungsmodell zu bevorzugen.

Unter Betrachtung der aktuellen Regulatorik zur Reduktion von Stromnebenkosten (direkt z. B. im Zuge der Umlagebefreiung oder indirekt durch Zahlung der Marktprämie) ist davon auszugehen, dass im Pauschalmodell voraussichtlich selbsterzeugter Strom kontrolliert an die Netze abgegeben wird. Hintergrund ist, dass auf diese Weise vollständig auf die Zahlung von

Stromnebenkosten verzichtet werden kann. Im Vergleich dazu hat das Abgrenzungsmodell den Vorteil, dass zwischengespeicherter Netzstrom nachgewiesen und somit auch eine höhere Nebenkostenbefreiung der korrekten, zwischengespeicherten Energiemenge zugeschrieben werden kann.

Zusammengefasst lassen sich somit folgende Aussagen ableiten.

Es ist anzunehmen, dass aufgrund der festgelegten Höhe von 500 kWh pro kWp und eines i. d. R. nicht auszuschließenden Eigenverbrauchs, viele Kunden beim Pauschalmodell unter Fall 1 fallen. Somit würde selbst bei einer höheren Begünstigung von arbeitsbezogenen Stromnebenkosten im Fall 1, die Begünstigung nicht oder nur anteilig greifen, sodass voraussichtlich eine vollständige Integration in den Marktbetrieb nicht oder nur marginal angereizt werden würde. Das Pauschalmodell scheint vor allem dann attraktiv zu sein, wenn vorgesehen ist, dass die Kundenanlage sich selbst optimieren soll, sowie auch via PV-Erzeugung ins Netz zurückspeist und dabei die Rückspeisemengen über die Direktvermarktung vermarktet werden. Zusätzlich scheint das Modell attraktiv, wenn größtenteils nicht beabsichtigt wird Strom aus dem Netz zwischenzuspeichern, sondern primär mit dem selbsterzeugten PV-Strom wirtschaftlich aktiv zu werden (außer Fall 2 und 3, wo die Pauschalhöhe erreicht bzw. überschritten wird). In Kombination mit einer höheren Nebenkostenbefreiung besteht jedoch die Möglichkeit, dass bei der Saldierung regulärer Hausverbrauch und PV-Strom verrechnet werden, anstatt tatsächlich zwischengespeicherter Strom, was kritisch zu bewerten wäre (siehe Ausarbeitung Fall 3).

Das Abgrenzungsmodell kann Grünstrom, zwischengespeicherten Netzstrom sowie die Restmengen von PV-Strom, welche via den Speichereinheiten zwischengespeichert wurden, bestimmen, und bietet somit die größte Flexibilität bzw. Präzision bei der Behandlung/Vergütung der einzelnen Strommengen. Auch adressiert dieses Zähler- und Messkonzept (abhängig von einer zukünftigen weiteren Begünstigung von zwischengespeichertem Netzstrom), am besten die tatsächliche Lastverschiebung bzw. Zwischenspeicherung von Strom, da nicht erst eine pauschale Hürde wie in der Pauschaloption überwunden werden muss. Darüber hinaus bietet dieses Modell ebenso eine Nachweismöglichkeit, zu welchen Zeiten Netzstrom über die flexiblen Speichersysteme bezogen und zurückgespeist wurde (keine Verfälschung durch Haushaltslast), was bezüglich eines Nachweises eines netzdienlichen Verhaltens sinngemäß wäre. Das Abgrenzungsmodell reizt somit voraussichtlich die vollständige Marktintegration am besten an.

Auch wäre die Nutzung durch kostenloses Mitarbeiterladen und der heimischen Rückspeisung deutlicher begrenzt, da die Saldierung auf dem Bezug an dem jeweiligen Netzanschlusspunkt arbeitet und somit nicht über die Höhe der Saldierung hinaus von weiteren Kostenreduktionen/Befreiungen profitiert werden kann (wie bereits in § 21 EnFG hinterlegt). Zwar kann auch bei der Pauschaloption die Saldierung nicht negativ werden, aber im Gegensatz zum Abgrenzungsmodell, haben alle Hauslasten für die Saldierung einen Effekt (da zwischengespeicherter Netzstrom mit einem Zähler nicht nachgewiesen werden kann). Hinzu kommt, dass die Saldierung bei einem Einsatz von zwei Zählern jederzeit erweitert werden könnte, z. B. in Bezug auf den Nachweis einer Chronologie oder eine Deckelung für eine gleichzeitige Zwischenspeicherung.

Als abschließende Anmerkung soll an dieser Stelle erwähnt werden, dass es stets möglich ist, bei einem Vorhandensein eines 2-Zähler-Messkonzepts, einen Zähler zu deaktivieren (sofern zukünftig auch ein 1-Zähler-Messkonzept an der jeweiligen Kundenanlage gewünscht wird/ausreichend ist), während der Wechsel von einem 1-Zähler-Messkonzept auf ein 2-Zähler-Messkonzept stets einen neuen Eingriff in die Kundenanlage mit Vororttermin nach sich zieht.

5. Sonderfälle, Einschränkungen und Ausnahmen bei der Umsetzung von bidirektionalem Laden

Bereits die Anwendung des Nachweises des zwischengespeicherten Netzstroms in Form einer Saldierungslogik sowie die Hinzunahme einer PV-Anlage erreicht eine hohe Flexibilität an möglichen Anwendungsfällen. Darüber hinaus sind jedoch Einschränkungen und Ausnahmen bei der Umsetzung von Anwendungsfällen vorhanden, auf welche im Folgenden Bezug genommen wird:

- Eine **Ermittlung der Verlustenergie bei V2G Ladepunkten**, ist aufgrund der möglichen Mobilität des Elektrofahrzeugs, welche nicht eichrechtskonform nachgewiesen werden kann, nicht möglich. Sollte lediglich ein Speicher mit einem separaten Zählpunkt versehen sein, ist die Verlustenergie weiterhin ermittelbar. Sollte hinter einem Zählpunkt ein Heimspeicher mit einer bidirektionalen Ladeeinrichtung gekoppelt werden, kann ebenfalls die Verlustenergie nicht bestimmt werden, da die Interaktionen zwischen Speicher und bidirektionaler Ladeeinrichtung hinter dem Zähler nicht bekannt sind.
- Die **gemeinsame DC-Kopplung von bidirektionalen Ladeeinrichtungen mit Heimspeicherung und PV-Anlage** kann durch das vorgestellte 2-Zähler- und Messkonzept nicht abgebildet werden, wenn Grün- und Graustrom weiterhin getrennt behandelt werden sollen. In dieser Konstellation ist bei der Rückspeisung nicht mehr eindeutig bestimmbar, ob der Strom von den Speicheranlagen stammt oder von der PV-Anlage, wodurch § 21 EnFG nicht mehr angewendet werden kann (da der Ladepunkt bzw. das E-Fahrzeug als Graustromspeicher angenommen wird (Mobilität)).
- Es besteht nicht die Möglichkeit der Nutzung einer kaufmännisch bilanziellen Weitergabe der Speichereinheit für V2G, da bezüglich § 21 EnFG gefordert wird, dass nur physisch ins Netz zurückgespeister Strom berücksichtigt wird. Zwar wäre es denkbar, die kaufmännisch bilanzielle Weitergabe sowie die physischen Stromflüsse aus dem Netz in den Speicher und vom Speicher ins Netz (mit den Zählern Z1 und Z2) separat zu bewerten. Jedoch geht dies voraussichtlich mit einem hohen Aufwand einher und verkompliziert Optimierungsmöglichkeiten für ein Energiemanagementsystem sowie für einen Vermarkter, da die Saldierung nicht in gleicher Art und Weise arbeitet, wie physisch tatsächlich Strom aus dem Netz bezogen bzw. Strom in das Netz zurückgespeist wird.

Im Folgenden wird ein Anwendungsfall beschrieben, welcher vermutlich durch den Einsatz des vorgestellten 2-Zähler- und Messkonzepts anzuwenden ist, aber aktuell noch nicht eindeutig bzw. rechtssicher geklärt ist (Stand Ende 2024):

Aktuell werden nur Wärmepumpen und Anlagen zur Raumkühlung stets als eine SteuVE zusammengefasst (gemäß Ziffer 2.4.2 in Anlage 1 der Feststellung BK6-22-300)¹⁹, während z. B. Ladeeinrichtungen oder Speicher jeweils als einzelne SteuVE gesehen werden. Es ist davon auszugehen, dass z. B. auch bidirektionale Ladeeinrichtungen sowie Speicher als eine Einheit gesehen werden und somit hinter einem Zähler zusammengefasst werden können (abhängig vom jeweiligen gewählten Modul von § 14a EnWG). Dies hätte den Vorteil, dass § 21 EnFG trotz Zusammenfassung von SteuVEs zu einer Einheit weiter angewendet werden kann. Obwohl physikalisch der bezogene Netzstrom vom Stromspeicher bzw. der bidirektionalen

¹⁹ [Anlage 1 zum Beschluss BK6-22-300 vom 27.11.2023 \(bundesnetzagentur.de\)](#)

Ladeeinrichtung nicht eindeutig zugeordnet werden kann (gleiches gilt für rückgespeisten Netzstrom), dienen beide SteuVE dem gleichen Zweck und zwar der Zwischenspeicherung von Strom. In den Gesetzesbegründungen lassen sich derzeit hierzu folgende Kommentare finden:

- a) *„Hemmnisse für eine notwendige Entwicklung von Speichern sollen beseitigt werden“* - BeckOK EEG/Böhme EnFG § 21 EnFG Rn. 1
- b) *„Für die Abwicklung muss nach diesem zusammenfassenden und pauschalisierenden Ansatz nicht danach unterschieden werden, ob der Ladepunkt von einem einzelnen oder von mehreren Elektromobilen genutzt wird“* - (BT-Drs. 20/1630, 222) sowie BeckOK EEG/Böhme EnFG § 21 Rn. 13-17
- c) *„Bezieht z. B. Elektromobil A 100 kWh am Ladepunkt und speist Elektromobil B an demselben Ladepunkt 50 kWh in demselben Kalenderjahr zurück, kann grundsätzlich die Netzeinspeisung im Umfang von 50 kWh angerechnet werden, wenn die Zeitgleichheit von Netzentnahme und Verbrauch an dem Ladepunkt zur Zeit des Ladens von Elektromobil A und die Zeitgleichheit von Stromerzeugung und Netzeinspeisung über den Ladepunkt mit Elektromobil B sichergestellt ist.“* (BT Drs. 20/1630, S. 222)

Da der oben beschriebene Ansatz, Speicher und/oder Ladepunkte hinter einem Zähler zu koppeln, ein Hemmnis zur Anwendung von § 21 EnFG abbauen würde und anhand der Beispiele nicht das Elektromobil, sondern der Ladepunkt ausschlaggebend ist, ob die Saldierungslogik Anwendung finden kann, sollte der Sinn des § 21 EnFG weiterhin gewahrt sein. Weiterhin können die entnommenen und zurückgespeisten Energiemengen für eine Umlagebefreiung saldiert werden, sodass weiterhin die Möglichkeit besteht, arbeitsbezogene Stromnebenkosten zu verhindern. Wichtig ist jedoch hier nochmal zu erwähnen, dass bei einer Kopplung von Speicher und Ladepunkt (Mobilität), die Verlustenergie nicht eindeutig bestimmt werden kann, weshalb man auf diesen Aspekt verzichten müsste, wenn die Kopplung Anwendung finden soll. Der Kunde könnte also lediglich einen Antrag für die Umlagebefreiung der Zwischenspeicherung beantragen. Da Wechselrichterverluste jedoch generell anfallen (bei Heimspeichern oder Ladepunkten), wäre eine Überlegung interessant, mit einer pauschalen Annahme arbeitsbezogene Stromnebenkosten zu reduzieren (z. B. um x %), wenn es sich um nachgewiesenen zwischengespeicherten Netzstrom handelt (Netzstrom gespeichert und in das Netz zurückgespeist). Diese Pauschale könnte für Heimspeicher und Ladepunkte gleichermaßen angewendet werden.

Darüber hinaus wäre noch eine weitere Konstellation zu diskutieren: Im Falle des Vorhandenseins eines Heimspeichers mit einer bidirektionalen Wallbox, ist es nach § 21 EnFG möglich, bei der bidirektionalen Wallbox mehrere Fahrzeuge zu laden (unidirektionale sowie bidirektionale Fahrzeuge) welche aufgrund ihres gemeinsamen Bezugs die Saldierungsmenge steigern können. Dies könnte z. B. in Kombination mit Vorhandensein einer PV-Anlage wirtschaftlich ausgenutzt werden (siehe Abbildung 7). Parallel dazu sind jedoch keine weiteren reinen Bezugseinheiten wie Hausverbraucher, Wärmepumpe oder Kühlanlagen hinter diesem Zähler erlaubt (nach § 21 EnFG Abs. 3 (1) sind lediglich Ladepunkte Stromspeichern gleichzusetzen), da sonst der Bezug für die Saldierung missbräuchlich gesteigert werden könnte. Anbei stellt sich die Frage, wie eine Situation zu werten ist, wo ein Heimspeicher mit einer unidirektionalen Wallbox hinter einem Zähler gekoppelt wird, da bei der unidirektionalen Wallbox ausschließlich Bezug anfallen kann, bzw. darüber keine Rückspeisung möglich ist. Nach § 21 EnFG wird lediglich von Ladepunkten mit einem Elektromobil gesprochen, weshalb dieser reine Bezug nicht von einem Bezug über eine bidirektionale Wallbox unterschieden wird.

6. Kosten der Messkonzepte für die Kunden

Unter Berücksichtigung der Teilnahme von Kleinstflexibilität an großen Märkten, zur Zwischenspeicherung von Netzstrom, unter der vereinfachten Annahme, dass die Flexibilität > 4,2 kW Anschlussleistung besitzt (siehe Kapitel 3.3), ist mindestens eine SteuVE notwendig (z. B. eine bidirektionale Ladeeinrichtung oder ein Heimspeicher), sodass die Regelungen von § 14a EnWG sowie auch der § 30 MsbG Abs. 5 gelten. Zusätzlich müssen die Anforderungen der gesetzlichen Grundlage nach § 21 EnFG zur Umlagebefreiung mit Saldierungsprinzip erfüllt werden, was mindestens eine zweite mME voraussetzt. Somit ergeben sich folgende Mindestanforderungen und Kosten (bezüglich der aktuellen Kostenregelungen nach dem MsbG Stand Januar 2025):

- Kosten von 50,-€ aufgrund von § 30 MsbG Abs. 5 für ein intelligentes Messsystem
- Aufgrund der Notwendigkeit eines zweiten Zählers, zur Erfüllung des § 21 EnFG (separate Messstelle beim bidirektionalen Ladepunkt/Speicher), fallen zusätzlich ab 40,-€ an
- Für den Einbau einer Steuerbox werden Kosten von 50,-€ fällig

Da i. d. R. davon auszugehen ist, dass es bei einem V2G-Anwendungsfall auch mindestens eine SteuVE installiert ist, können die Module 1 bis 3 nach § 14a EnWG gewählt werden. Für ein genaueres Bild der zu entstehenden Kosten sowie möglichen Einsparungen durch reduzierte Netzentgelte nach § 14a EnWG, müssen Kosten und Erlöse stets gegengerechnet werden. Unter Berücksichtigung dieser Anforderungen sind jährliche Kosten für den Endkunden von 70,-€ (1.iMSys aufgrund §14a EnWG = 50,-€/a, 2. iMSys <10.000kW Verbrauch = 20,-€/a) anzunehmen.

Zur Abrechnung dürfen nur geeichte Messeinrichtungen verwendet werden, auch wenn im VDE-Hinweis²⁰ angemerkt ist, dass sich diese im Gerät selbst befinden können. Da dies i. d. R. bei Einzelanlagen nicht gewährleistet wird, verbleibt die Umsetzung via iMSys.

Weitere Zähler sind ggf. notwendig, falls nach § 14a EnWG eine zusätzliche Zählvorrichtung notwendig wird (z. B. bei Wahl von Modul 2 bei separater Messung einer Wärmepumpe).

²⁰ [Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz](#)

7. Fazit und nächste Schritte

Das bidirektionale Laden bietet ein hohes Potenzial und viele Vorteile, da es die größte Batterie nutzt, welche Endkunden in der Niederspannung voraussichtlich besitzen werden. Die Einbindung der mobilen Speicher sowie eine automatisierte Nutzbarmachung flexibler Netzanschlusspunkte für das Energiesystem ist eine essenzielle Aufgabe für die Anwendung der verteilten Leistungen und Kapazitäten zur markt-, netz- und systemdienlichen Nutzung. Durch die gegenwärtigen arbeitsbezogenen Nebenkosten bei zwischengespeichertem Netzstrom (Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte) ist der kommerzielle Anwendungsfall von V2G aktuell in Breite noch nicht gegeben, da diese Kosten die möglichen Erlöse durch Vermarktung i. d. R. vollständig neutralisieren. Betrachtet man den aktuell gültigen Rechtsrahmen, gibt es bereits eine Möglichkeit, zwischengespeicherte Energie arbeitsbezogenen Nebenkosten, speziell um Umlagen, zu befreien (§ 21 EnFG), auf welchen zukünftig weitere Reduktionen von arbeitsbezogenen Nebenkosten aufsetzen können. Dagegen ist die Anwendung von V2H bereits heute wirtschaftlich möglich.

In diesem Papier wurde das grundlegende Prinzip der Umlagebefreiung auf zwischengespeicherter Energie mit Hilfe einer Saldierung weiter konzeptioniert, indem die jeweiligen Gesetze entsprechend anzupassen wären. Zum einen in Bezug auf die zusätzliche Reduzierung oder Befreiung von den arbeitsbezogenen Stromnebenkosten durch Steuern, Abgaben und Umlagen und zum anderen ggf. auf Netzentgelte sofern bei dem zurückgespeisten Strom eine Netzdienstlichkeit/Netzfremdlichkeit nachgewiesen wird. Aufbauend auf dem VDE-Konzept²¹, wurden weitere Konstellationen von möglichen V2G-Anwendungsfällen beleuchtet, die Zähler- und Messkonzepte sowie zugehörige Berechnungsformeln abgeleitet und die zugrundeliegende Rechtsgültigkeit geprüft.

Mit dem hier ausgearbeiteten Konzept zum bidirektionalen Laden bietet sich der Zukunftstechnologie BDL, welche ab Ende 2025 zu erwarten ist, eine marktreife Perspektive. Ein Großteil von potenziellen V2G-Anwendungsfällen kann praxistauglich ermöglicht werden, indem die Komplexität unter Einbeziehung des Rechtsrahmens auf ein Minimum reduziert wird. Hierzu zählt die Möglichkeit der V2G-Umsetzung mit einem Zähler- und Messkonzept (unter Berücksichtigung der festgelegten Voraussetzungen/Einschränkungen aus Kapitel 3.4) mit lediglich zwei Zählern, welches Endkunden viele Freiheiten lässt, diverse steuerbare Verbrauchseinrichtungen, Einspeiseanlagen sowie Hausverbraucher nachzurüsten, ohne dass das Zählerkonzept physikalisch vor Ort verändert werden muss. In gleicher Art und Weise entlastet dies Installateure sowie Messstellenbetreiber, da Kosteneinsparungen und effizientere Prozessabläufe zu erwarten sind. Das Zweizählermesskonzept wird im Zuge der Überarbeitung des EEG (Anfang 2025) mit den Ausschließlichkeitsoptionen sowie der Pauschaloption erweitert, bei welchen lediglich ein Zähler benötigt wird.

Neben zwei bisher bestehenden Welten, Standardkunde mit Standardlastprofilen sowie Kunde mit einer registrierten Leistungsmessung, erweitern sich die Möglichkeiten der Anbindung von Kleinstflexibilität durch den Einsatz des intelligenten Messsystems dahingehend, dass auch Kleinstflexibilität bzw. flexible Liegenschaften im Ganzen kostengünstig den Märkten zur Verfügung stehen können. Das dadurch deutlich gesteigerte Potenzial möglicher flexibler Anwendungsfälle, durch die vollumfängliche Verwendung von TAF 7 mit dem Konzept der gewillkürten Vorrangregelung, bietet eine pragmatische und kostengünstige Lösung, nicht nur für BDL im Allgemeinen, sondern für den gesamten zu erwartenden Massenmarkt von

²¹ [anschluss-und-betrieb-von-speichern-am-ns-data.pdf \(vde.com\)](#) (Seite 47)

Kleinstflexibilität. Hinzu kommt, dass keine separate Zählertechnik nachzurüsten wäre, da das intelligente Messsystem bei Vorhandensein eines V2G-Ladepunkts und der damit einhergehenden Anwendung von § 14a EnWG ohnehin verfügbar wäre.

Auf diese Weise wäre der Grundstein zur Teilnahme an dem Marktbetrieb (z. B. Energiemarkt oder Regelenergie) gelegt, welcher essenziell für das Gelingen der Energiewende ist, aber gleichzeitig auch das Thema nahbar und begreifbar bis „nach Hause“ zu den Kunden bringt. Trotz der Vielschichtigkeit, Markt-, Netz- sowie Systemanwendungsfälle umsetzen zu können, bleiben weiterhin bekannte Anwendungsfälle möglich wie Eigenverbrauchsoptimierung, Grün-/Graustromtrennung, vergünstigter Netzbezug, zeitliche Verschiebung von PV-Einspeisung sowie die Möglichkeit elektrotechnische Systeme innerhalb der Liegenschaft DC zu koppeln (siehe definierte Voraussetzungen/Einschränkungen in Kapitel 3.4). Auch wenn bereits ein passendes Zähler- und Messkonzept veröffentlicht wurde, die Anwendung von iMSys TAF 7 mit 15-minütigen Werten möglich ist und es einen bestehenden Rechtsrahmen zur Zwischenspeicherung von Strom sowie zur Betrachtung von Speichereinheiten/Ladeeinrichtungen als Letztverbraucher und/oder Erzeuger gibt, ist es wichtig, bereits heute die IT-Systeme für die kommenden Aufgaben zu ertüchtigen, damit ab Ende 2025 das bidirektionale Laden Einzug halten kann.

Unabhängig davon bedarf es zukünftig ggf. noch weiterer Anpassungen für einen vollumfänglichen Gesetzesrahmen, je nachdem welchen Einfluss auf das Energiesystem die zukünftige Zwischenspeicherung von Strom mit sich bringt. Hierzu könnten z. B. folgende Punkte zählen:

- *Im § 14a EnWG sind bei steuerbaren Verbrauchseinheiten aktuell keine bidirektionalen Ladepunkte explizit genannt. Da sich eine bidirektionale Ladeeinrichtung, ähnlich wie Heimspeicher, in Bezug und Einspeisung aufteilen, müsste noch geprüft werden, ob bidirektionale Ladepunkte separat im § 14a EnWG aufzuführen sind (auch in Bezug darauf, wenn zukünftig ein § 14a vorzeichenunabhängig eingesetzt werden können soll).*
- *Prüfung einer geeigneten Reduzierung/Befreiung von arbeitsbezogenen Nebenkosten bei zwischengespeichertem Netzstrom (unter bestimmten Voraussetzungen) durch jeweilige Gesetzesanpassungen.*
- *Explizite Nennung, sodass TAF 7 nicht nur vollumfänglich für die Bilanzierung, sondern auch für die Abrechnung verwendet werden darf, anstatt wie bisher lediglich für die Bestimmung einzelner MaLo-Mengen.*
- *Einführung einer vollumfänglichen, vorzeichenunabhängigen Regelung zu Verbrauchern und Erzeugern, als wirksames kuratives Notfallinstrument für Netzbetreiber. Stationäre Graustromspeicher sowie bidirektionale Ladepunkte sind nicht von § 9 EEG berücksichtigt (bzw. es wird keine Steuerung fordert), somit folgt daraus, dass auch § 13a EnWG hierfür nicht nutzbar ist.*
- *Prüfung einer weiterhin zukünftigen Notwendigkeit einer Grün- und Graustromtrennung, um Zähler- und Messkonzepte zu vereinfachen.*
- *Anpassung der Nutzbarkeit des Saldierungskontos, abhängig von verschiedenen Anwendungsfällen, wenn eine Chronologie (Bezug und Einspeisung) berücksichtigt werden soll.*
- *Beurteilung einer möglichen Deckelung des Saldierungskontos auf z. B. 100 kWh, um die Möglichkeit, auch Hausverbraucher nachträglich von Stromnebenkosten zu befreien (wie in Kapitel 3.3 beschrieben) einzugrenzen.*
- *Einführung eines weiteren Moduls zur Ergänzung zu § 14a EnWG für V2G, mit separater Prüfung, wie eine geeignete Kopplung mit den bisherigen Modulen möglich ist.*
- *Diskussion über die Begrenzung der Reduktion von Stromnebenkosten (STAU und Netzentgelte) auf ein verursachergerechtes Niveau bei nachgewiesenem zwischengespeichertem Netzstrom.*
- *Aufgrund des gleichen zugrundeliegenden Zwecks, Zwischenspeicherung von Strom“, sollte man prüfen, ob die Klarstellung aus § 118 EnWG „zeitlich verzögert wieder ... eingespeist wird“ ebenso bei § 21 EnFG verwendet werden soll.*

Die Verteilnetze, vor allem die Niederspannungsnetze, sind die zukünftige Quelle für Kleinstflexibilität bzw. flexible Netzanschlusspunkte zur vollumfänglichen Integration ins Energiesystem. Aus diesem Grund ist es wichtig, zu jedem Zeitpunkt Netzengpässe zu vermeiden und gleichzeitig die proaktiven Regelungen so zu gestalten, dass weiterhin ein maximaler Systemnutzen möglich ist. Dabei ist es essenziell, dass Sicherheitsmechanismen in der Niederspannung den restriktiven Einfluss auf markt- und systemdienliche Flexibilitätsnutzung minimal halten bzw. marktliche Optimierungen mit den Möglichkeiten der Verteilnetze harmonisiert werden.

Am Schluss geht es nicht nur darum, mit verschiedenen Konzepten einzelnen Kunden mehr Freiheiten zu ermöglichen, sondern die zukünftigen Flexibilitätspotentiale der Niederspannung in breiter Masse zeitnah, skalierungsfähig, wirtschaftlich und pragmatisch an die großen Märkte anzubinden.

Die Grundlagen für einen zukünftigen vollumfänglichen passenden Rechtsrahmen sind gelegt, deshalb sollte man bereits heute anfangen, die IT-Systeme für Morgen zu ertüchtigen.

