

Wie kommen wir zu netz- und systemdienlich betriebenen Kleinspeichern (insbesondere Steckerspeicher)

Eigenständiger Teilbericht im Rahmen des Projektes des Balkonsolar e.V. „Netzdienliche Kleinspeicher“



- gefördert mit Mitteln der Deutschen Bundesstiftung Umwelt –
(Projekt AZ 91024/61, Förderzeitraum 11.12.2024 - 11.06.2025)

Bearbeitung durch Jörg Lange, Klimaschutz im Bundestag e.V.

Stand 20.02.25

Ziel und Aufgabenstellung

- Ein netz- und systemdienlicher Betrieb von kleinen Batteriespeicher („Steckerspeicher“) mit und ohne PV-Anlage.
- Welche rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen ermöglichen ein kostengünstiges autonomes Energiemanagement von Kleinspeicher unter Nutzung lokaler dynamischer Strompreise und weiterentwickelter variabler Netzentgelte auch ohne intelligentes Messsystem (iMSys)?

1 Einführung

Nach eigenen Schätzungen sind aktuell in Deutschland mehr als zwei Millionen Steckersolargeräte in Betrieb. Die Stromerzeugung über Steckersolargeräte liegt bei etwa einer Milliarde Kilowattstunden. Der Anteil mit Batteriespeichern liegt bei weit unter 5%.

Mit der gesetzlichen Privilegierung der Steckersolargeräte kann Mietenden ein Balkonkraftwerk in der Regel nicht mehr verwehrt werden.

Bisher werden nur wenige Steckersolargeräte mit einem Kleinspeicher kombiniert betrieben (<5%). Mit einem Kleinspeicher wird es möglich den Eigenstromanteil von 20-30% auf 70% und mehr zu steigern.

Damit wird ist es für viele Haushalte (auch für viele Mietende) technisch möglich, einen immer größeren Teil ihrer Energieversorgung selbst in die Hand zu nehmen.

Die Leistung und Kapazität von kleinen Stromspeichern, hat sich seit 2020 mehr als verzehnfacht, vgl. Abbildung 1)

Batteriekapazität in Deutschland (Alle Batterietechnologien, MaStR)

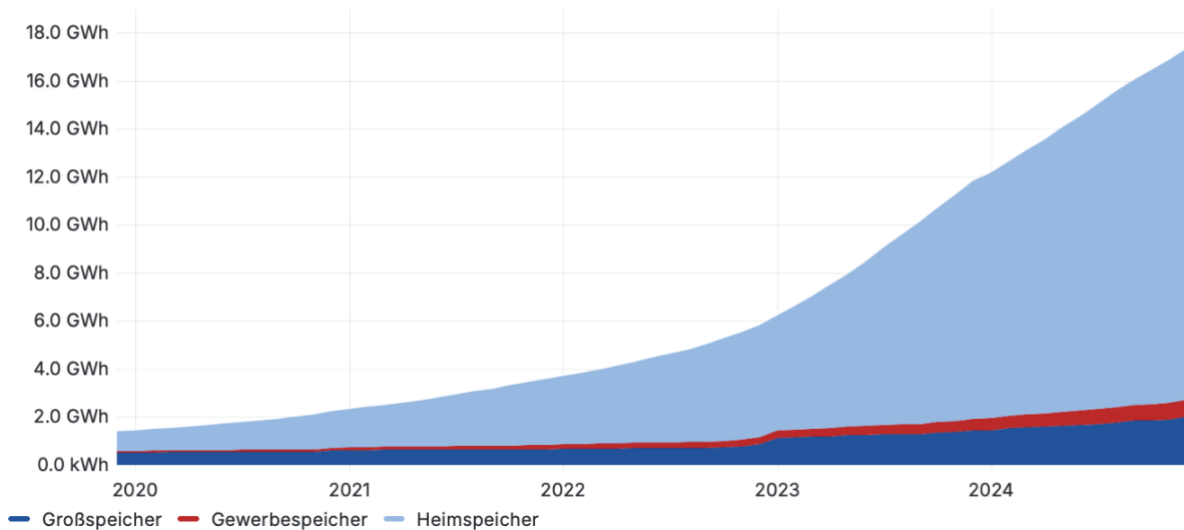


Abbildung 1: *Entwicklung der Speicherleistung in Deutschland. (Quelle: [Battery Charts RWTH Aachen auf Grundlage Meldungen MaStR](#).)*

Die Frage, wieviel Haushalte ihre Energieversorgung mit Photovoltaik, Batteriespeicher (und ggf. auch Klimakompaktgeräten zur anteiligen Wärmeversorgung) teilweise selbst in die Hand nehmen, könnte zukünftig mit darüber entscheiden, wieviel Ausbau des Stromnetzes im Niederspannungsnetz noch notwendig ist und wie sich die Höhe der Netzentgelte entwickelt und welche Kosten bei denen verbleiben, die am Ende sich kein steckerfertiger Speicher leisten können oder wollen.

Batteriespeicher können mit den neuen Regelungen des im Januar verabschiedeten „Solarspitzengesetzes“ flexibler betrieben werden. Sie dürfen Netzstrom zwischenspeichern und gezielt wieder ins Netz einspeisen. Diese Neuerung soll helfen, Stromspitzen zu glätten und Netzauslastungen besser zu managen.

Bezüglich der Vergütung gibt es für Kleinspeicher **eine Pauschaloption**, während größere Speicher über eine **Abgrenzungsoption** vergütet werden können, die zwischen gefördertem Solarstrom und Netzstrom unterscheidet (vgl. [Stratmann 2024](#)).

Einige Hersteller werben damit, Kleinspeicher in jeden Haushalt zu bringen.

Thesen

- Bei Steckergeräten beginnt der Boom der Kleinspeicher erst.
- AC-gekoppelte Speicher gehört die Zukunft, da es mit Ihnen möglich ist dynamische Strompreise zu nutzen.
- Sollte sich der abzeichnende Trend zu Kleinspeichern fortsetzen, wird der Gesetzgeber mit lokalen Preissignalen und einer Netzentgeltreform reagieren müssen, damit die Nutzenden einen Anreiz bekommen, die vielen Speicher auch netz- und systemdienlich zu betreiben.

1.1 Was können Steckersolargeräte mit Speicher aktuell?

Steckerspeicher können heute über eine einzelne Schuko-Steckverbindung mit dem 230-Volt-Haus- oder Wohnungsnetz (Haushaltsstromkreis) bidirektional be- und entladen werden. Bidirektional meint dabei den Speicher über angeschlossene Solar-Panels oder aus dem Stromnetz beladen zu können. Letzteres macht erst Sinn, seitdem es dynamische Strompreise gibt.

Seit Mitte 2024 bietet der Markt solche AC (Wechselstrom)-gekoppelten Kleinspeicher als Steckergeräte an. Tendenz steigend. Mit Ihnen wird es möglich damit auch dynamische Stromtarife zu nutzen und den Strom nicht nur aus Solarmodulen, sondern auch aus dem Stromnetz bei niedrigen Tarifen zwischenzuspeichern und zu Zeiten zu nutzen, wenn der Preis hoch ist. Darüber hinaus können sie mit einem Smart-Meter (zeitlich hochauflösende Verbrauchsmessung) oder einem Messgerät im Sicherungskasten verbunden werden, der den Stromverbrauch des Haushaltes misst, und so eingestellt werden kann, dass jeweils nur so viel aus dem Batteriespeicher in den Stromkreis des Haushaltes eingespeist wird, wie dieser verbraucht (vgl. Abbildung 2).

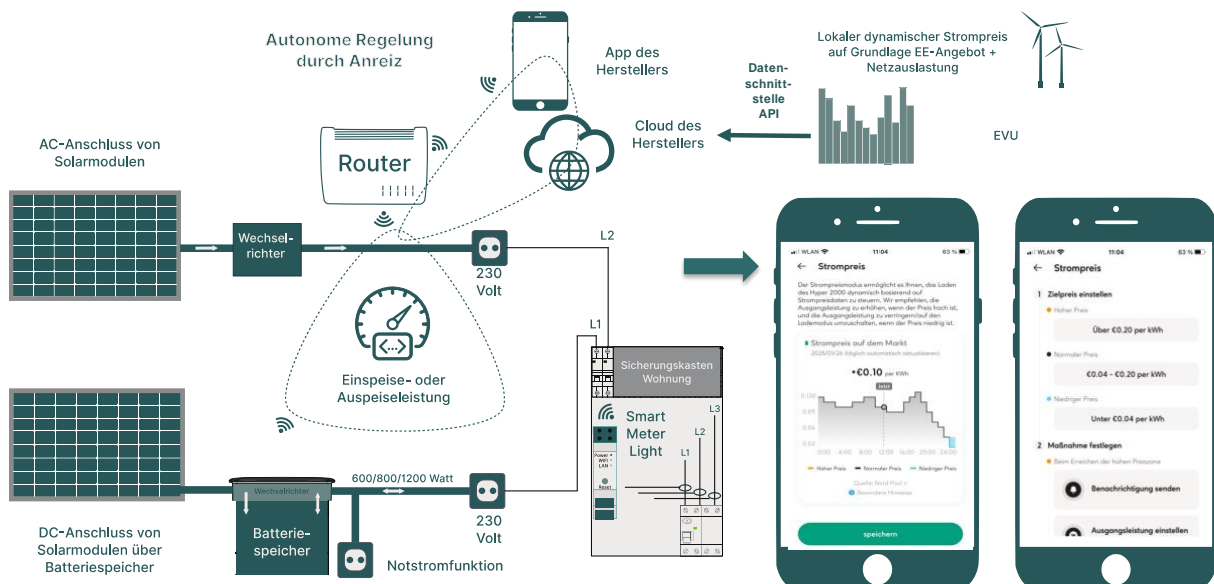


Abbildung 2: Schematische Darstellung der heutigen Möglichkeiten von Steckersolaranlagen mit AC-gekoppelten Batteriespeichern.

Bei den heutigen von den Herstellern angebotenen Geräten wird zur Steuerung des Batteriespeichers in der Regel ein vom Hersteller mitgelieferte meist über eine Cloud des Herstellers zur Verfügung gestellte API genutzt. Die dafür von den Intelligenten Messsystemen dafür vorgesehene Home-Area-Network Schnittstelle findet bislang keine Verwendung. Selbst eine lokale API fehlt häufig.

2 Stichwortartige Problembeschreibung: Aktuelle regulatorische und technische Randbedingungen

1. Es werden mit dem Hochlauf von Wärmepumpen, Batteriespeichern und Wallboxen (aber auch festen Dach-Solaranlagen) vor allem im Niederspannungsnetz Überlastungen erwartet. (Entweder zu wenig Trafoleistung oder zu viel Einspeisung)

2. Mit dem Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben ist die Verlängerung der Netzentgeltenbefreiung für Speicher für jeweils 20 Jahre nach Inbetriebnahme, um weitere drei Jahre bis 2029 beschlossen (§118 EnWG) worden.
3. §14a EnWG ist eine Eingriffsregelung, die iMSys mit Steuerbox voraussetzt und den Netzbetreibern ermöglicht steuerbare Einrichtungen bis auf eine elektrische Leistung von 4,2 kW, um übermäßige Netzbelastungen zu verhindern.
4. Gleichzeitig verpflichtet §14a EnWG die Netzbetreiber mittel- bis langfristig bei Netzengpässen das Netz auszubauen.
5. Für das flexible netz- und systemdienliche Betreiben der zunehmend AC-gekoppelten Kleinspeicher, um Netzausbau einsparen zu können (netzdienlich), gibt es bislang keinerlei geeignete (finanzielle) Anreize.
6. Dynamische Strommarktpreise bedingen zahlreiche Redispatchmaßnahmen an vielen Stunden im Jahr und sind deshalb kein geeignetes Signal, um Kleinspeicher (und auch andere Erzeuger und Verbraucher) systemdienlich (treibhausgasarm) zu betreiben.
7. Der Rollout der iMSys hängt in Deutschland den Anforderungen und Erwartungen hinterher. In Dänemark und Schweden waren bereits 2021 in 100% der Haushalte intelligente Messsysteme verbaut. Bislang verfügen wenige Prozent der Zählpunkte in Deutschland über ein iMSys. Moderne Messeinrichtungen sind jedoch in vielen Fällen vorhanden und werden für die Nutzung dynamischer Stromtarife über eigene entwickelte Protokolle und Lösungen genutzt.
8. Grundsätzlich ist ein Home Energie Management System (HEMS) in der Lage, netz- und/oder systemdienliche Preiszeitreihen bei der Optimierung zu berücksichtigen. Die Steuerung dieser HEMS ist derzeit allerdings aufgrund der fehlenden Smart Meter Infrastruktur überwiegend eigenverbrauchsoptimiert.
9. Selbst bei Vorhandensein eines iMSys (z.B. im Keller eines Mehrfamilienhauses oder hinter einem iMSys als Sammelzähler) ist es bislang zu aufwendig und zu teuer über eine Steuerbox, HEMS den Kleinspeicher auf dem eigenen Balkon oder in der eigenen Wohnung netz- und systemdienlich zu betreiben.
10. Rechtlich ist die Nutzung eines bestimmten Stromtarifs nicht an ein iMSys gekoppelt, viele Stromanbieter koppeln aber die Nutzung eines dynamischen Stromtarifs an ein iMSys.
11. Für Haushalte mit einer modernen Messeinrichtung ist eine vereinfachte Datenkommunikation ohne Rückkanal effizienter, günstiger und würde deutlich schneller einen netz- und systemdienlichen Betrieb von Kleinspeichern erlauben.
12. Viele Hersteller von AC-gekoppelten Kleinspeichern bieten über Ihre Cloud gekoppelten Speicher (meist ohne transparente APIs) bereits weitreichende Funktionen zur Energiemanagement der Speicher, bis hin zur Nutzung von dynamischen Strompreisen. Die Nutzer können bei vielen Geräten nicht lokal auf das Gerät zugreifen, Steuersignale werden in der Regel über die Cloud der Hersteller geleitet und setzen einen Internetanschluss voraus.
13. Bei Vorhandensein eines iMSys und Nutzung eines dynamischen Stromtarifs können diese bisher nicht über die APPs der Hersteller genutzt, werden weil sie bislang nur zwischen einem oder wenigen zulassen.
14. Durch die Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, Solarpaket I) wurde die bisherige Leistungsgrenze für Steckersolargeräte von 600 auf 800 Watt angehoben. Zudem

darf die installierte Gesamtleistung der Solarmodule bis zu 2.000 Watt betragen. Gleichzeitig verweist das BMWK in seiner [Kurzinformation zu Steckersolargeräten](#), darauf, dass bis zur Überarbeitung der technischen Normung nur Wechselrichter mit einer Leistung bis zu 600 Watt normgerecht von Endkundinnen und Endkunden selbst in Betrieb genommen werden dürfen.

15. Die bestehende VDE-Norm zu Steckersolargeräten ist immer noch nicht überarbeitet. Das Normungskomitee streitet sich noch immer über maximale anzuschließende DC-Leistung zwischen 960 und 2.000 Wp oder die max. AC-Einspeiseleistung und viele weitere Themen. So dass frühestens mit der Veröffentlichung der Norm im Herbst 2025 gerechnet werden kann, Normen für Kleinspeicher fehlen.
16. Der Markt überlässt mit vielen seiner Produkte den Nutzenden selbst unter welcher Gesetzgebung oder Normung sie ihre Anlagen betreiben. So sind auf dem Markt heute Lösungen von AC-gekoppelten Kleinspeichern mit Schuko-Stecker bis zu 1.200 Watt Ein- und Ausspeiseleistung.
17. Viele Wechselrichter, Steckersolargeräte und Steckerspeicher sind sinnvollerweise mit dem Internet verbunden, um Software-Updates von der Ferne empfangen und installieren zu können. Allerdings lassen sich viele dieser Geräte auch nur über Cloudbasierte APIs abhängig vom Anschluss an ein Internet einstellen/regeln. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik hat im Januar 2025 erneut auf diese seit vielen Jahren bekannte Tatsache erinnert, dass Hersteller über ständig ans Internet angebundene Geräte technisch in der Lage sind, das Verhalten der Geräte zu ändern oder sie abzuschalten. Im Fall einer politischen Auseinandersetzung mit entsprechend agierenden Staaten könnten Wechselrichter und Batteriespeicher von Herstellern im Einflussbereich dieser Staaten als Druckmittel für potenzielle Maßnahmen eingesetzt werden, die zu einem erhöhten Blackoutrisiko in Europa führen könnten.
18. Für Steckerspeicher gibt es bislang noch keine eigene VDE-Norm. Eine entsprechende Arbeitsgruppe bildet sich gerade.
19. Um Kleinspeicher und intelligente Verbraucher netzdienlich nutzen zu können, ist eine zeitgenaue Erfassung des Verbrauchs notwendig (Smart Meter).
20. Bis 2032 sollen alle Haushalte über ein Smart Meter verfügen, das dem Standard eines Intelligenten Messsystems mit Smart-Meter-Gateway und ggf. Steuerbox entspricht.
21. Moderne Messeinrichtung, Smart-Meter-Gateway und Steuerbox verbleiben im Eigentum des Messstellenbetreibers. Im Messstellenbetriebsgesetz (§19 Absatz 2 MsbG) ist definiert, dass Steuerungshandlungen abseits der Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur erfolgen können. Verpflichtend ist die Nutzung der Steuerbox-Infrastruktur nur für Netzbetreiber für die im §34 MsbG definierten Standardleistungen wie bspw. der Steuerung im Rahmen des §14a EnWG.
22. Anbieter von dynamischen Stromtarifen oder zeitvariablen Netzentgelten haben bei Abschluss eines entsprechenden Vertrages über die Marktkommunikation Zugriff auf die Viertelstundendaten des iMSys zur Abrechnung der entsprechenden Tarife.
23. Stromkunden haben Anspruch auf die Verbrauchs- und Tarifdaten über die Marktrolle des Energieserviceanbieter (ESA), ggf. in Identität mit einem Energieversorgungsunternehmen.

Anspruch auf Prognosedaten zur Regelung von Anlagen hat er nicht, wird aber ggf., gegen Entgelt vom ESA angeboten.

24. Das Messstellenbetriebsgesetz schreibt die europaweite definierte Home Area Network (HAN) Schnittstelle¹ für die Übertragung von Mess-, Prognose und Tarifdaten zwar verbindlich vor, sie wird allerdings bislang kaum genutzt. Dies gilt im Besonderen für die virtuellen cloudbasierten Energiemanagementsysteme der Batteriespeicher. Für die HAN-Schnittstelle gibt es bislang in Deutschland noch gar keine praktische Anwendung bzw. ein geeignetes Software-Paket, um es kosteneffizient anwenden zu können. Insofern bleibt dieser Standard derzeit in Deutschland weitgehend ungenutzt.
25. Für das Energiemanagement vieler Haushalte insbesondere die Apps von Steckerspeichern ist damit ein Smart-Meter-Gateway derzeit nicht nutzbar, um kosteneffizient für die Regelung eigener Geräte, wie z.B. Steckerspeicher, eingesetzt werden zu können. Der Markt reagiert daher mit Wildwuchs, eigenen Protokollen und proprietären statt Open-Source Lösungen.

3 Welche regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen braucht es um Steckerspeicher (Kleinspeicher) mit und ohne Solaranlagen netz- und systemdienlich betreiben zu können.

1. Sicherheit: Zukünftig sollten Kleinspeicher in Deutschland nur noch zugelassen werden, wenn die Funktionen, wie z.B. das Be- und Entladen des Speichers auch unabhängig von der Cloud des Herstellers eingestellt werden kann und die Daten eines dynamischen Stromtarifs oder anderer für die Ausregelung der Geräte notwendigen Signale auch unabhängig von der Cloud des Herstellers genutzt werden können. Dies kann z.B. über ein Bedienfeld am Speicher erfolgen oder über eine Softwarelösung, die über ein Heimnetzwerk die Steuerung des Steckerspeichers ermöglicht. Die Einbindung der Mess-, Prognose und Tarifdaten sollte nur übergangsweise über die Cloud eines Herstellers erfolgen.
2. Öffentliche Ausschreibung und Entwicklung einer Open-Source Pakets „Home Area Network (HAN) Schnittstelle“ zur einfachen Implementierung von Mess-, Prognose und Tarifdaten in Energiemanagementsystemen (auch über virtuelle, wie z.B. die cloudbasierten APPs der Hersteller), um die HAN-Schnittstelle in der Praxis nutzen zu können.
3. Mittelfristige Verpflichtung der Hersteller von AC-gekoppelten Steckergeräten, die auch dynamische Stromtarife nutzen können, Mess-, Prognose und Tarifdaten aller Energieserviceanbieter über eine HAN-Schnittstelle zum netz- und systemdienlichen Betrieb anzubieten.
4. BSI und BNetzA sollten die Nutzung solcher in Kapitel 2 Punkt 11 beschriebenen “Smartmeter Light” Lösungen für diese Anwendungen bis zum Vorhandensein eines IMSys und Open Source HAN Software-Pakets regulatorisch zulassen.

¹ https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/EN/BSI/Publications/BSZ/BSZ-AIS/AIS-B8.pdf?__blob=publicationFile&v=6

5. Die Nutzer von AC-gekoppelten Speichern sollten kurzfristig über eine zentrale Plattform Zugang zu allen dynamischen Tarifdaten (incl. variablen Netzentgelten) über entsprechend definierte APIs und mittelfristig über die Datenprotokolle der HAN-Schnittstellen bekommen, um diese auswählen zu können.

4 Hintergrundinfos

Die auf Eigenstromerzeugung optimierten Anlagen (kleine Batteriespeicher, PV-Anlagen etc.) boomen. Die Leistung und Kapazität von kleinen Stromspeichern hat sich seit 2020 mehr als verzehnfacht. Und die Preise für Speicher sind in den letzten Jahren um 90% gesunken. Die Preise fallen weiter.

Flexible Verbraucher, Erzeuger und Speicher, wie Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Batterien, übernehmen den Ausgleich von Tagesschwankungen der Erzeugung erneuerbarer Energien.

Lokale Strompreise, z.B. heute schon orientiert am [Grünstromindex](#), und zeitnah einzuführende lokale zeitvariable Netzentgelte (nach tatsächlicher Netzbelastung) können für Haushalte und Unternehmen Anreize schaffen, ein systemdienliches und wirtschaftliches Energiemanagement vor Ort zu betreiben. Damit helfen sie teuren, von der Allgemeinheit zu tragenden Stromnetz- und Kapazitätsausbau zu minimieren.

4.1 Was bedeutet die netzdienliche Nutzung eines Speichers?

Mit einem netzdienlichen Betrieb eines Batteriespeichers ist gemeint ihn dann zu be- oder entladen, wenn keine Engpässe oder Netzüberlastungen im Stromnetz drohen. Wenn Sie das systematisch erfolgt, lässt sich mit einem netzdienlichen Betrieb Netzausbau auch mittel- bis langfristig vermeiden oder zumindest minimieren.

TopDown durch Eingriff: Der Gesetzgeber meint mit netzdienlicher Steuerung nach §14a EnWG, dass der Netzbetreiber im Bedarfsfall die Möglichkeit hat, den Stromverbrauch von bestimmten Anlagen vorübergehend zu drosseln. So kann er zum Beispiel die Ladeleistung von Wallboxen oder Wärmepumpen für einen bestimmten Zeitraum auf bis zu 4,2 kW reduzieren, um einen Engpass zu vermeiden. Mit dem §14a geht aber auch die Verpflichtung der Netzbetreiber einher, neue Anlagen ohne Verzögerung ans Netz zu nehmen und bei Bedarf das Netz auch auszubauen. Ein Anreiz zu einer dauerhaften Flexibilisierung ist damit nicht verbunden, die mittel- bis langfristig helfen würde den Netzausbau zu vermeiden.

BottomUp durch Anreize: Damit sind Preissignale gemeint, die einen Anreiz setzen, die Verbrauchende in die Lage versetzen ihren Strombedarf in Zeiten geringer Netzauslastung zu verschieben (Lastverschiebung) oder eigene Erzeugung durch Batteriespeicher zwischenspeichern, um sie von Zeiten mit hoher Netzauslastung in Zeiten niedriger Netzlast (Netzauslastung) zu verlagern. So lassen sich Netzausbau mittel- bis langfristig auch ohne Eingriffe minimieren.

4.2 Welche Systemdienstleistungen können Speicher übernehmen?

Batteriespeicher können eine ganze Reihe von Systemdienstleistung im Stromnetz übernehmen (vgl. Abbildung 3)

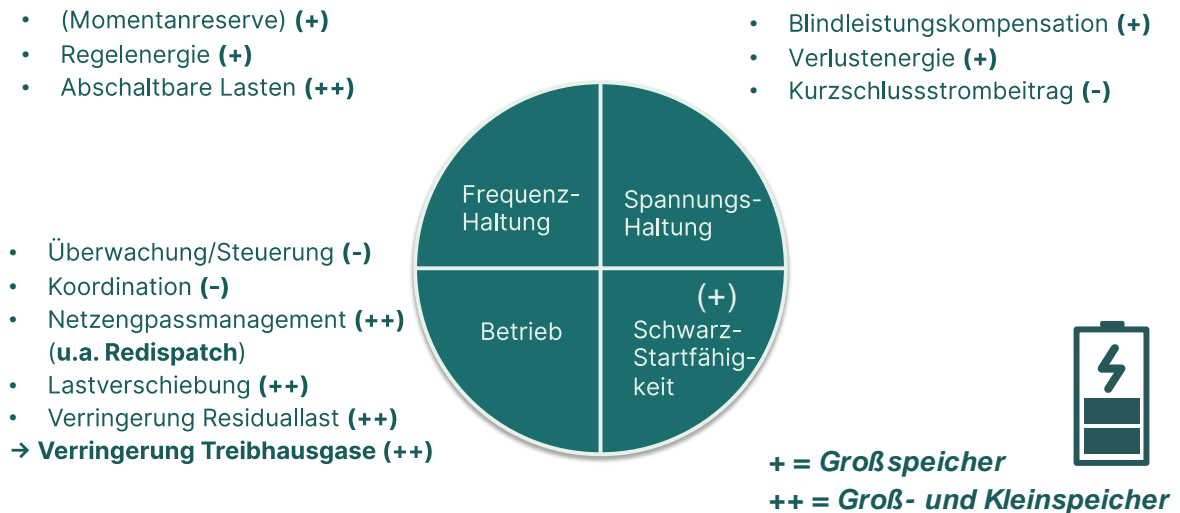


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Systemdienstleistungen die nur von Großspeichern (+) und solchen, die von Groß- und Kleinspeichern (++) übernommen werden können.

4.3 Warum Spotmarktpreise einer einheitlichen Strompreiszone in Deutschland für den Klimaschutz selten ein geeignetes Signal sind?

Niedrige und negative Strompreise entstehen in einem Grenzkostenmarkt am Kurzfristmarkt Spotmarkt (day ahead, intraday), wenn die Dampfkessel fossiler Kraftwerke keine schnellen Temperaturgradienten (also nicht schnell auf wechselndes Angebot reagieren können) vertragen, und daher „angeheizt“ bleiben müssen, auch wenn der Strombedarf gleichzeitig durch Erneuerbare gedeckt werden könnte. Statt Flexibilität anzuregen, führt der Grenzkostenmarkt deshalb bei hohen Anteilen an erneuerbaren Energien zu geringen und negativen Strompreisen.

Je höher die erneuerbaren Stromanteile steigen, um so weniger werden sich die Investitionskosten in einem Grenzkostenmarkt refinanzieren können. Im Gegensatz zu vielen konventionellen Kraftwerken kann man Solar- und Windkraftwerke nahezu ohne Aufwand und Kosten schadlos herunterfahren (bei PV „aus dem Arbeitspunkt regeln“, bei Wind „aus dem Wind drehen“ bzw. Blattwinkel verstellen). Daher müssen andere Wege als ein bundeseinheitlicher Grenzkostenmarkt mit negativen Strompreisen gefunden werden, um den Ausbau und die Finanzierung der Erneuerbaren langfristig abzusichern.

Der Spotmarktpreis der einheitlichen Strompreiszone setzt in vielen Fällen aus Sicht des Klimaschutzes ein falsches Signal.

Fallbeispiel 1: Wenn Betreiber von hochflexiblen KWK-Anlagen in Süddeutschland ihre Anlagen aufgrund niedriger oder gar negativer Erlöse am Spotmarkt (z.B. bei hoher Winderzeugung im Norden oder Osten Deutschlands) für den eingespeisten Strom abregeln, müssen dort stattdessen Wärme und Strom getrennt und mit höheren Emissionen erzeugt werden (z.B. Wärme über Gas- und Strom über Kohlekraftwerke).

Fallbeispiel 2: Bei niedrigen oder negativen Strombörsenpreisen können Nutzende eines dynamischen Strompreises innerhalb von Sekunden ihren Batteriespeicher auf Laden setzen. Tun das in einer Region, in der das Netz bereits ausgelastet ist, gleichzeitig Viele, dann kann es zu Netzüberlastungen und im Extremfall zu Netzausfällen kommen.

Fallbeispiel 3: In einer Region, in der gerade weder Wind weht noch die Sonne scheint werden dennoch aufgrund niedriger oder negativer Strompreise, Batterien geladen werden. Der Redispatch sorgt dafür, dass ein fossiles Kraftwerk hochgefahren werden muss, mit entsprechend höheren Treibhausgasemissionen. In diesem Fall wird das Netz weder entlastet noch überschüssiger erneuerbarer Strom gespeichert, um zu anderen Tageszeiten fossilen Strom zu ersetzen.

4.3.1 Was bedeutet Redispatch

Die der aktuellen Strommarkt-Regulierung zugrunde liegende Annahme, dass es gleichgültig ist, wann, wo und wieviel Strom ins Netz eingespeist oder entnommen wird, entspricht nicht der physikalischen Realität. Weder das europäische noch das deutsche Stromnetz sind so ausgebaut, dass es egal wäre wann und wo Strom eingespeist und wo entnommen wird. Hohe Kosten für Engpassmanagement, für Netzausbau und Reservekapazitäten sind die Folge.

Die Kosten werden über die Netzentgelte vergemeinschaftet und nicht verursachergerecht zugeordnet.

Als Redispatch (abgeleitet als Gegenteil von der geplanten Lieferung, dispatch) werden Maßnahmen zum Ausgleich von Engpässen im Stromnetz bezeichnet. Ein klassischer Fall. Im Norden oder Osten wird viel Strom durch Wind erzeugt, kann aber wegen eines Engpasses im Stromnetz nicht bis zum Verbrauch geliefert werden. Dafür muss an anderer Stelle zeitgleich ein anderes Kraftwerk hinter dem Netzengpass Strom liefern, um den Verbrauch zu decken. Beim Redispatch überwiegen diese strombedingten Maßnahmen. Darüberhinaus werden Kraftwerke auch für einen spannungsbedingten Redispatch gedrosselt oder hochgefahren, um die Einspeisung von Wirkleistung so anzupassen, dass eine Einspeisung von Blindleistung erfolgen kann.

Inzwischen können in den Redispatch alle Kraftwerke, Speicher und große Verbraucher einbezogen werden, die fernsteuerbar sind.

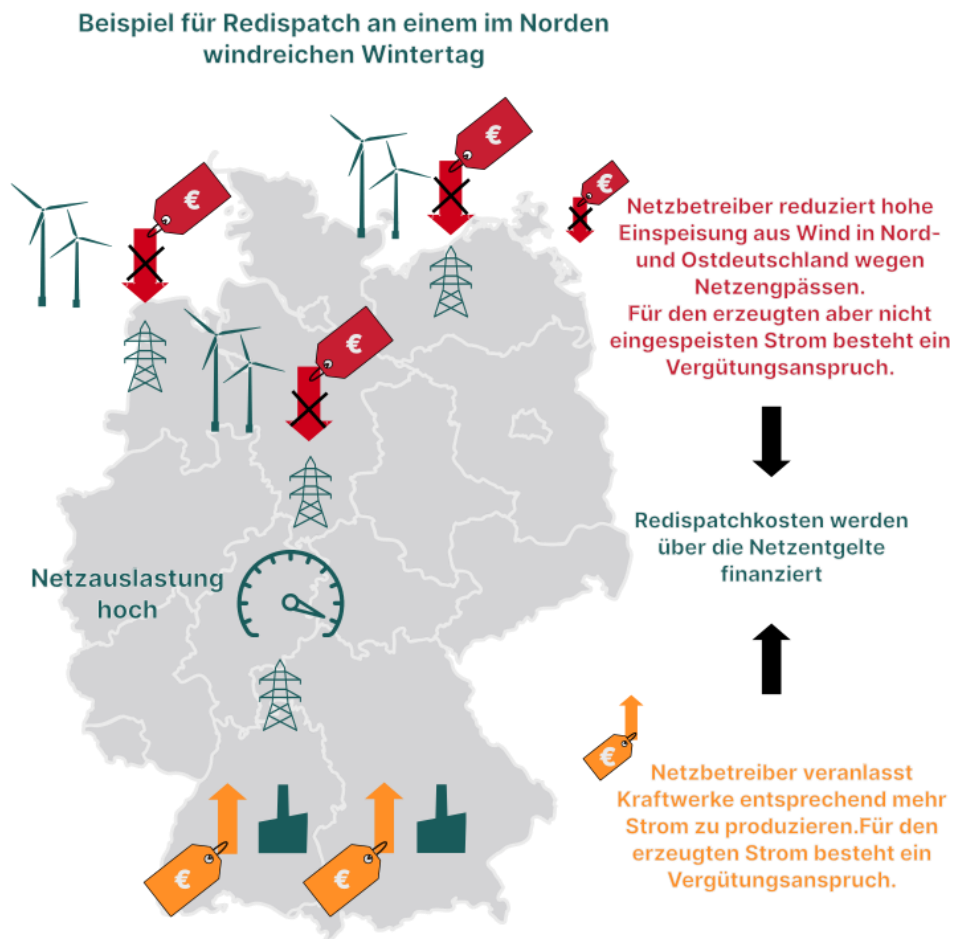


Abbildung 4: Schematische Darstellung zum Redispatch

4.4 Bilanzkreisverantwortliche, Frequenzhaltung und Regellenergie: Ausgleich zwischen Physik und Markt

In Deutschland muss jeder Lieferant über die Bilanzkreisverantwortlichen für die eigenen Kunden und Erzeugungsanlagen einen oder mehrere Fahrpläne bei den zuständigen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) einreichen. Die Fahrpläne prognostizieren Stromerzeugung und -verbrauch. Sowohl der tatsächliche Stromverbrauch (Last) als auch die tatsächliche Erzeugung kann jedoch von der prognostizierten Last bzw. Erzeugung abweichen.

Die Übertragungsnetzbetreiber (Bilanzkreiskoordinatoren) koordinieren die Fahrpläne und sind für den Ausgleich der Prognoseabweichungen (z.B. durch Wettereinflüsse, Kraftwerksausfällen oder Netzengpässen) zuständig, um zu jedem Zeitpunkt die Frequenz von 50 Hz zu gewährleisten.

Danach erfolgt eine kaufmännische Bilanzierung der für den Ausgleich fehlenden oder überschüssigen Strommengen.

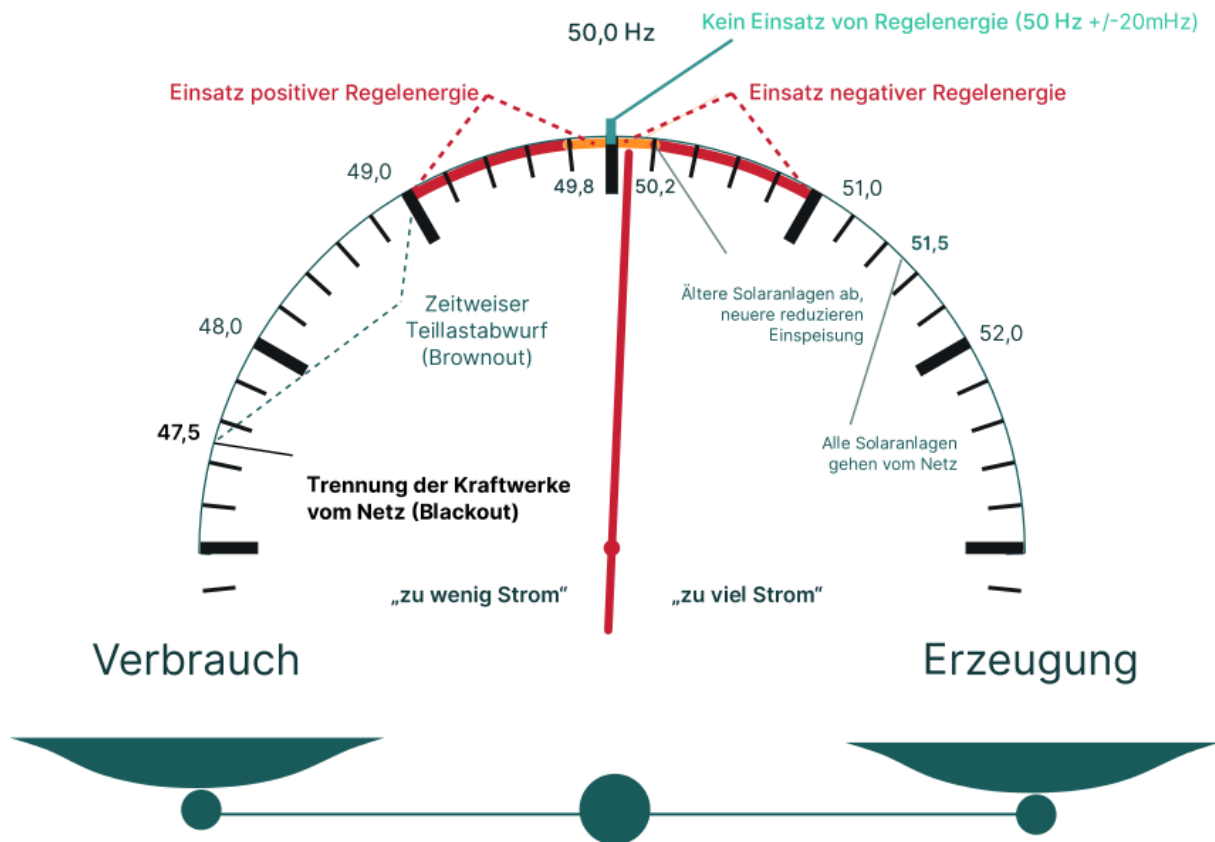


Abbildung 5: Grafik zeigt, ab welcher Netzfrequenz Regelleistung zum Einsatz kommt und weitere Schritte erfolgen, siehe auch <https://www.netzfrequenzmessung.de> (verändert nach netzfrequenz.info)

Die mehr als 800 Bilanzkreisverantwortlichen sind verpflichtet, auf Basis des zu prognostizierten Strombedarfs in jeder Viertelstunde des Folgetages immer ebenso viel Strom an den Energiemärkten zu beschaffen oder in eigenen (dem Bilanzkreis zugeordneten) Kraftwerken zu erzeugen, wie sie an die Kunden (bzw. an die im Bilanzkreis zugeordneten Zählpunkte) liefern oder an den Energiemärkten verkauft haben. Auch prognostizierte Übertragungsverluste sind so auf den Energiemärkten zu beschaffen.

Wenn die Erzeugung über dem Verbrauch liegt, steigt die Frequenz und erfordert einen Ausgleich durch negative Regelleistung. Bei einem gegenüber dem Verbrauch zu niedrigen Erzeugung wird von positiver Regelleistung gesprochen. Für kurzfristige Schwankungen der Frequenz innerhalb von wenigen Sekunden, die über den Toleranzbereich von +/-20mHz hinaus gehen, wird Primärregelleistung (PRL) eingesetzt. Bei Regelleistungen, die zusätzlich zur primären Regelleistung notwendig werden, gibt es noch die sekundäre Regelleistung (SRL) und die Minutenreserve (MRL, auch „tertiäre Regelleistung“)

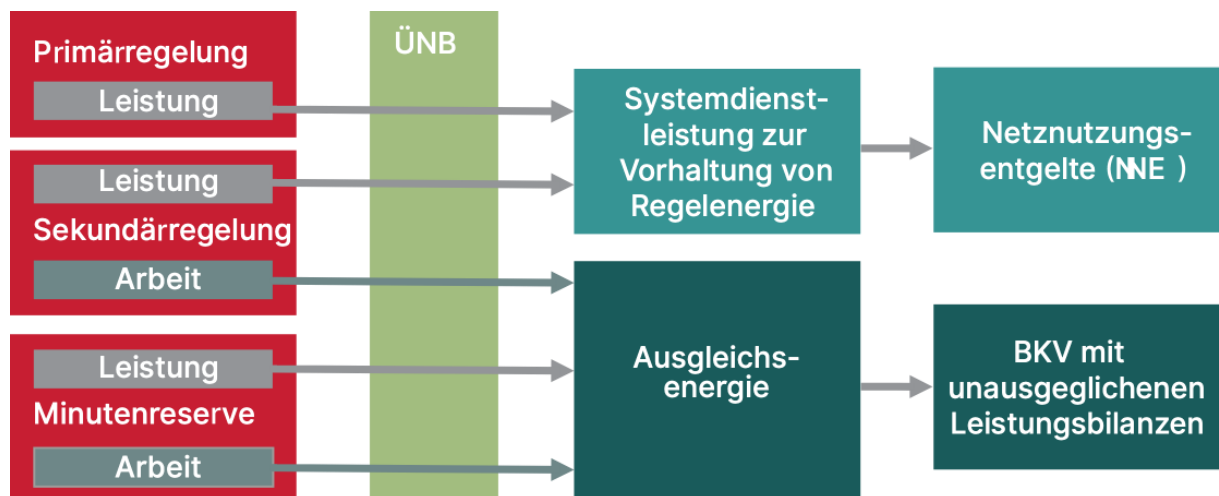


Abbildung 6: verändert nach Linnemann 2021

Während sich die Kosten für die Vorhalt der Leistung aus der Primär- und Sekundärregelung über die Netzentgelte finanzieren, werden die Kosten für Arbeit und Leistung aus der übrigen Regenergie als Ausgleichsenergie den Bilanzkreisverantwortlichen mit (zum Zeitpunkt) unausgeglichenen Leistungsbilanzen in Rechnung gestellt.

Im normalen Netzbetrieb ist eine maximale Abweichung der Netzfrequenz von +/-180mHz erlaubt. Kurzfristig darf die Abweichung bis zu +/-200mHz betragen. Eine Abweichung in dieser Größenordnung entspricht etwa der Leistung von 2-3 großen Kraftwerken mit einer Leistung von 2-3 GW.

Zusätzliche Infos sind zu finden in der [Präsentation zum Vortrag „Netzdienliche Kleinspeicher“ vom 4.2.2025.](#)

Kontakt Daten des Bearbeiters

Dr. Jörg Lange

Wissenschaftlicher Referent

Klimaschutz im Bundestag (KiB) e.V. [bis 21.5.2022 CO2 Abgabe e.V.]

Lobbyregister des Deutschen Bundestages R001260

Eingetragen beim Amtsgericht Freiburg unter VR 701860

Alfred-Döblin-Platz 1 | 79100 Freiburg im Breisgau

Telefon: +49 (0)761 45 89 32 77

E-Mail: joerg.lange@klimaschutz-im-bundestag.de |

Web: klimaschutz-im-bundestag.de

Mitglied werden: <https://klimaschutz-im-bundestag.de/mitglied-werden/>

Spenden: <https://klimaschutz-im-bundestag.de/spenden/>

Newsletter abonnieren: <https://klimaschutz-im-bundestag.de/newsletter/>

Im Netzwerk des Klimaschutz im Bundestag (KiB) e.V. haben sich unter den etwa 900 Mitgliedern, zahlreiche Praktiker aus Unternehmen, Verbänden, Kommunen und Einzelpersonen zusammengeschlossen, um u.a. die bundespolitischen Rahmenbedingungen so zu ändern, dass die Energiewende vor Ort und damit der Klimaschutz schneller, unbürokratischer und systemdienlicher umgesetzt werden kann. Der KiB e.V. versteht sich als Netzwerk zwischen Praktikern und Politik.