

Stellungnahme zum Diskussionspapier der Bundesnetzagentur im Rahmen des Festlegungsverfahrens zur allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes)

Mit der Pressemitteilung vom 12.05.2025 hat die Bundesnetzagentur ein Diskussionspapier veröffentlicht, das Vorschläge zur künftigen Gestaltung der Netzentgelte unterbreitet und zur Einreichung von Stellungnahmen aufgefordert. Der Bundesverband Steckersolar e.V. (BVSS) erkennt die Bemühungen der Bundesnetzagentur um eine zukunftsfähige Finanzierungsgrundlage des Stromnetzes an und unterstützt selbige ausdrücklich. Dennoch ist ein Großteil der im Diskussionspapier angedachten Lösungen für diese Herausforderung weder wirtschaftlich noch in Hinsicht auf die tatsächlichen Herausforderungen des Stromnetzes zielführend, was eine entsprechende Stellungnahme notwendig macht.

I - PRÄMISSEN

Vorab sind aus unserer Sicht zwei Gesichtspunkte als gegeben festzuhalten:

1. Nicht nur die Herausforderungen des Stromnetzes werden mit steigender Anzahl dezentraler Akteure mehr, sondern auch die Möglichkeiten, diesen Herausforderungen zu begegnen. Ein wirklich dezentrales Stromnetz bietet riesige Potenziale für bislang nie gekannte Resilienz und Stabilität bei gleichzeitig minimalen Investitionen. Wo bislang große Kraftwerke den Bau massiver Netzinfrastruktur wie Netzanschlusspunkte, Transformatorstationen, Trassen, Sicherheitsredundanzen u.v.m. notwendig machten, können dezentrale Prosumen flexibler auf lokale Anforderungen im Netz reagieren, ohne dass hierzu in größerem Umfang physische Infrastruktur zugebaut werden muss.
2. Die notwendigen Ausbauziele für erneuerbare Energien zu erreichen und dabei auch ohne unverhältnismäßigen Einsatz von Steuergeldern wettbewerbsfähige Energiepreise zu erhalten, ist nur möglich, wenn die Energiewende insgesamt als soziales Gemeinschaftsprojekt erkannt wird. Private Prosumen sind ebenso für ihren Anteil an der Nutzung des Netzes in Verantwortung zu nehmen wie die energieintensive Industrie. Netzdienliches Verhalten muss sich dabei für alle Akteure mehr lohnen als netzbelastendes Verhalten. Es ist am Gesetzgeber, die entsprechenden Voraussetzungen hierfür schnellstmöglich zu schaffen. Der Reformstau in dieser Hinsicht wurde über Jahrzehnte aufgebaut und muss nun umgehend gelöst werden.

Unter diesen gut belegten Prämissen sind die Gesichtspunkte und Vorschläge des Diskussionspapiers bewertbar.

II - KRITISCHE BETRACHTUNG DER ANALYTISCHEN GRUNDLAGEN

Das Diskussionspapier geht von einigen im Schlaglicht dieser Prämissen klar zu kritisierenden Vorbedingungen bzw. gravierenden Unterlassungen aus.

- So etwa findet zwar die kontinuierliche Steigerung der dezentralen Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie der Zuwachs an Heimspeichern Erwähnung, nicht aber der dadurch stattfindende enorme Ausbau dezentraler Flexibilitätspotenziale.
- Bei der Erwähnung der industriellen Eigenerzeugung bleibt es bei der Betrachtung des gegenwärtigen Zustands, in dem fossile Energieträger noch überwiegen, ohne die deutliche Entwicklung in diesem Bereich aufzuzeigen. Das KfW Klimabarometer 2024 stellt etwa fest, dass gerade bei energieintensiven Unternehmen Erwägungen des Klimaschutzes und damit auch der Nutzung erneuerbarer Energien extrem hohe Relevanz haben. CO₂-Bepreisung, weiterhin fallende Preise bei Solar- und Speichertechnologie sowie Konjunkturreffekte werden hier in Zukunft klar absehbar massive Veränderungen bewirken. Dies muss auch bei heutigen Überlegungen zur Gestaltung der Netzentgelte bereits Berücksichtigung finden.
- Sodann erwähnt das Diskussionspapier die geographisch und zeitlich ungleichmäßige Verteilung der Einspeisung, ohne jedoch darauf einzugehen, dass auf Basis der weiteren Ausbauziele und der damit verbundenen Nutzung eines Großteils der geeigneten Flächen und Energiearten eine ansteigende Homogenisierung zwischen den und innerhalb der Regionen, Tages- und Jahreszeiten zu verzeichnen sein wird. Dies zeichnet sich bereits heute ab. Die Gründe, aus denen in einigen Regionen diese Homogenisierungseffekte weniger ausgeprägt sind, sind in weiten Teilen politischer Natur, und die dadurch entstehenden Zusatzbedarfe an Engpassmanagement und damit verbundenen höheren Netzkosten in diesen Regionen sind daher auch nur dort politisch zu verantworten.
- Sehr richtig weist das Diskussionspapier darauf hin, dass eine Netzentgeltoptimierung höchst lukrativ sein kann. Die Einschätzung, dass Eigenversorger jederzeit mit voller Leistung aus dem Netz versorgt werden können müssen, teilen wir hingegen nicht - zumindest nicht auf lange Sicht. Ein gesundes Maß an Eigenverantwortung ist bei der Nutzung etablierter Technologien auch Prosumenten zuzugestehen.

Der im Diskussionspapier konstatierte deutliche Unterschied bei Kostenzuordnung und Kostentragung in Hinsicht auf den reinen Verbraucher wird daher von uns nicht in dieser Vehemenz bestätigt.

- Der zudem durch das Papier vorausgesetzte erhöhte Strombedarf auf Niederspannungsebene durch die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität relativiert sich ebenfalls, wenn der zeitgleiche weitere Ausbau netzdienlich nutzbarer dezentraler Erzeugungs- und Flexibilitäts-Kapazitäten zugelassen und mit Anreizen verstärkt wird. Dies reduziert damit zusätzlich den Druck auf das schnelle Hochfahren von Wasserstoffnetzen und die entsprechenden Erzeugungskapazitäten. Industrielle Anwendungen stehen daher auch beim Wasserstoff weiterhin im Vordergrund, was auch die Zuordnung der damit verbundenen Netzausbaukosten vereinfacht.
- Nicht nachvollziehbar bleibt die Annahme der Bundesnetzagentur, dass "systemisch richtiges" Verhalten für die Netze mit höherer Auslastung einhergehen soll. Bei einer netzorientierten Ausrichtung des Systems ist das Gegenteil der Fall.

III - Einspeiseentgelte

Erstmals bringt das Diskussionspapier das Konzept der Einspeiseentgelte prägend in die Debatte ein. Dabei wird der dadurch entstehende finanzielle Anreiz zum schnelleren Anschluss von erneuerbaren Energien hervorgehoben. Das darf verwundern. Fragt man Netzbetreiber nach den z.T. enormen Rückstaus bei Anschlussbegehren für dezentrale Erzeugungsanlagen, dann hört man eher selten Wirtschaftlichkeits-Argumente. Netzkapazität und vor allem Mangel an geeignetem Personal zur Bearbeitung sind hier hingegen häufiger vertreten. Dem kann man mit Einspeiseentgelten nicht direkt beikommen. Die negativen Folgen solcher Entgelte hingegen werden nicht einmal in einem Halbsatz angesprochen. Schon der mit dem Solarspitzenengesetz eingeführte Wegfall der Vergütung bei negativen Börsenstrompreisen führt unter den Prosumenten zusehends zu einer Orientierung auf maximalen Eigenverbrauch. In einem Netz, das noch immer in weiten Teilen auf Basis von Standardlastprofilen gefahren wird, bedeutet das keine relevante Verbesserung für die Netzlast. Es ist deutlich absehbar, dass Einspeiseentgelte diesen Effekt massiv verstärken. Die negativen Folgen davon:

- Der reale Strombedarf und die Prognosen passen immer weniger zusammen und der Bedarf an preisintensiver Regelenergie steigt enorm an.
- Dezentrale Flexibilitäten bleiben massiv ungenutzt.
- Die Einspeisung geht insgesamt zurück, und das auch zu Zeitpunkten der Unterversorgung im Netz.

- Anreize für netzdienliche Innovationen wie netzbildende Wechselrichter, flexible Verbraucher und effiziente Datenwege zwischen Netz und Haushalt bleiben aus.

Es versteht sich von selbst, dass das keine legitimen Ziele von Netzentgeltsystematiken sein können. Auch die Form des Einspeiseentgeltes, sei es nun ein Arbeits-, Leistungs-, Kapazitäts- oder Grund-/Pauschalpreis, spielt bei dieser Betrachtung keine Rolle. Diese Kategorien verschieben die Last und damit die Vehemenz der negativen Folgen nur auf jeweils unterschiedliche Akteure:

- ein Arbeitspreis auf die mit dem höchsten Commitment fürs Klima (große PV Anlage und gleichzeitig sparsamer Energieverbrauch),
- ein Leistungspreis auf die mit den höchsten Peaks (etwa durch große, gut laufende Anlagen, bei denen aber mal der Akku gewartet werden muss weshalb für kurze Zeit alles ins Netz geht),
- ein Kapazitätspreis auf diejenigen, die sich netzdienlich verhalten (weil egal ist, wie der Strom tatsächlich genutzt wird. Nur die Kapazität der Anlage zählt.)
- und ein einheitlicher Grundpreis besonders auf die privaten Einspeiser (denn alle zahlen dieselbe Pauschale, egal ob große oder kleine Anlage).

Dass die kleinen Einspeiser bei den Betrachtungen ohnehin keine große Rolle spielen, bezeugt auch der Satz *“Durch die Kostenbeteiligung könnte [...] eine netzdienliche Ansiedlung von Einspeisern gefördert werden.”* Also ob man das Haus verkauft und sich anderswo ein neues baut, nur um geringere Einspeiseentgelte für die dann neu zu errichtende Aufdach PV-Anlage zu entrichten...

Berechnungen von Experten belegen, dass Einspeisenentgelte in diesen Formen Einbußen von bis zu 30% für PV-Anlagen bedeuten würden. Diese würden die Anlagen in großem Stil unrentabel machen. **Daher lehnen wir Einspeisenentgelte in den vorgeschlagenen Formen ab.**

Das im Dokument vorgenommene Framing, das die gesetzlich festgeschriebene Verantwortlichkeit der Netzbetreiber für die Finanzierung des Ausbaus ihres eigenen Netzes - also ihres Kapitals - als “überkommene Betrachtungsweise” darzustellen versucht, betrachten wir als haltlosen Versuch, den Investoren in neue erneuerbare Energie-Anlagen einen Baukostenzuschuss aufzubürden. Dies lehnen wir vom Grundsatz her ab. Die wirtschaftliche Verantwortung für das Netz liegt auch weiterhin voll bei der Netzwirtschaft.

Die **einzig sinnvolle Alternative**, Einspeiseentgelte zu erheben und dennoch die negativen Folgen in weiten Teilen zu vermeiden, wäre in unseren Augen eine *Entgeltwippe*, welche Positivanreize für netzdienliches Verhalten und Negativanreize für netzschädliches Verhalten setzt.

IV - Netzentgeltkomponenten

Ebenso wie bei den Einspeiseentgelten verschieben die drei Modelle für Netzentgelte im Diskussionspapier - Grundpreis, Kapazitätspreis und dynamische Netzentgelte - die Lasten einfach zwischen den Akteursgruppen.

- Ein pauschaler (pro Netzebene einheitlicher) **Grundpreis** belastet kleine Anlagen übermäßig und schont gewerbliche Erzeuger. Im Papier heißt es dazu lapidar: *“Eine Einzelfallbetrachtung ist nicht leistbar und daher nicht vorgesehen.”* Man macht es sich also einfach. Der Zusatz hat angesichts der auch künftig nicht absehbar zunehmenden Verfügbarkeit von Case Managern bei den Netzbetreibern das rechte Maß an Unkonkretheit: *“Um Verteilungseffekte abzuschwächen, könnte jedoch bei der weiteren Ausgestaltung über eine Staffelung in Abhängigkeit der Entnahmemenge, Leistung oder Kapazität nachgedacht werden.”* Darauf tatsächlich zu bauen wäre nämlich schlicht unglaubwürdig.

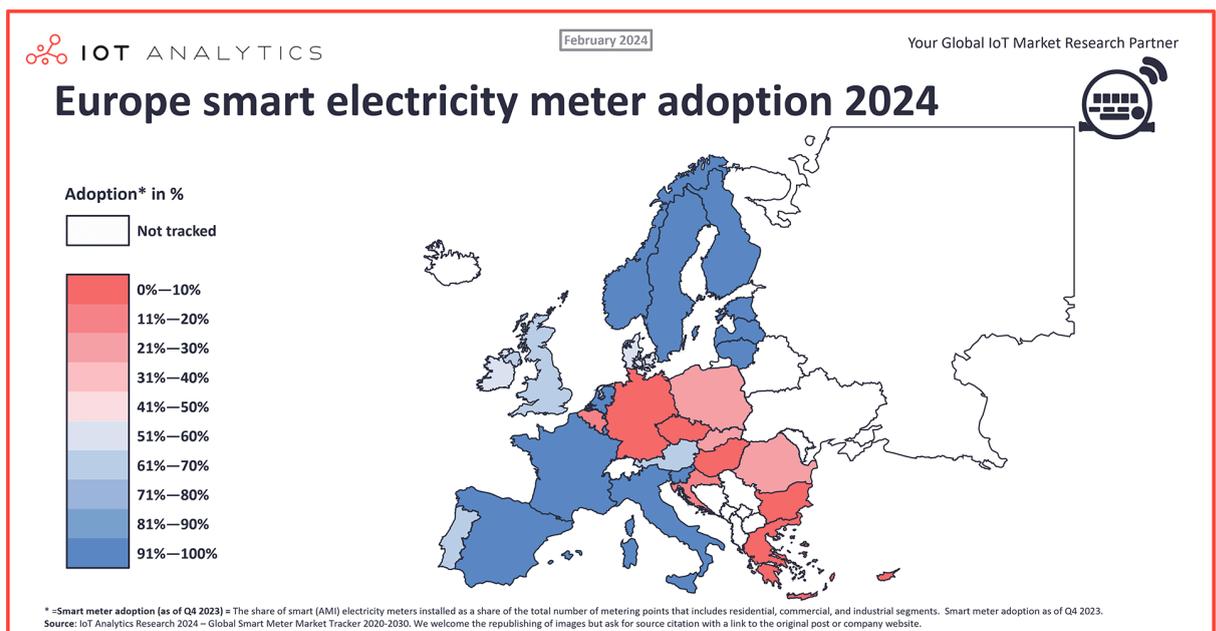
Bei der Betrachtung der Anreizfunktion eines Grundpreises auf netzdienliches Verhalten scheint die Verunsicherung der Verfasser deutlich durch.

Im Original: *“Da durch die zusätzlichen Einnahmen entnahmeabhängige Komponenten wie der Leistungspreis reduziert werden, sinkt das Flexibilitätshemmnis für marktdienliches Verhalten, das aus Leistungsspitzen bei der Nutzung niedriger Strompreise entstehen kann.”*

Übersetzt: Wir geben Großverbrauchern (Industrie) nicht genug Geld dafür, dass sie unser Stromnetz nicht überlasten. Wenn alle Verbraucher, ob Bürger oder Unternehmen, jetzt aber dieselbe Pauschale bezahlen, haben wir genug Geld, um es an die Großverbraucher weiterzugeben.

Es ist also auch den Verfassern klar, dass eine Pauschale in keinem Fall direkt zu netzdienlichem Verhalten anregt. Weil sich das aber schlecht liest, werden stattdessen hypothetische indirekte Optionen, netzdienliches Verhalten anzuregen, angeführt, die man mit dem Geld aus der Grundpreisregelung finanzieren könnte. Dass tatsächliche Mehreinnahmen aber unwahrscheinlich sind, kann man der Feststellung im selben Teil des Papiers entnehmen, die besagt, dass die Komplexität bei der Abrechnung eines Grundpreismodells nun dadurch gesenkt werden kann, dass bei den Netzentgelten *“eine andere Komponente entfallen”* muss. Ein Nullsummenspiel also.

- Ein **Kapazitätspreis** krankt an derselben Stelle, wenn auch in geringerem Ausmaß. Wer seinen Gesamtverbrauch bereits im Vorhinein einschätzen kann, der ist hier im Vorteil. Wer sich aber im Bemessungszeitraum (ggf. mehrere Jahre) ein E-Auto anschafft und es am Haus lädt, oder wer es schafft, in der Zeit bei seinem Unternehmen eine neue Produktionslinie aufzubauen, der muss mit Pönalen rechnen. Das sorgt zwar für bessere Planbarkeit für den Netzbetreiber, geht aber an der Lebensrealität vorbei.
- Die Einführung **dynamischer Netzentgelte** schließlich ist kein neuer Vorschlag. Sie schaffen alles, was die anderen Optionen nicht können, denn sie belasten ausschließlich diejenigen, die dem Netz schaden und entlasten diejenigen, die sich netzdienlich verhalten. Das Argument, dass *“Verbraucher ohne Flexibilitätpotenzial”* durch sie stärker benachteiligt werden, ist nicht von der Hand zu weisen. Dem kann man jedoch durch gezielte Förderungen, etwa für einkommensschwache Haushalte, beikommen. Für einen Großteil der Verbraucher und Prosumenten entsteht hingegen ein attraktiver Anreiz, entweder das *“gewöhnliche Verbrauchsschema”* anzupassen, oder in Speicher oder andere Flexibilitäten zu investieren. Die Position, dass flexible Netzentgelte die Kostendeckung verschlechtern, weisen wir zurück. Bei entsprechender Gestaltung und Höhe und dank ihrer starken kostensenkenden Wirkung (verringertes Netzausbau) sind sie mehr als lohnend. Die Studie hält zurecht fest: *“Je stärker eine Dynamisierung ausgestaltet wird, desto höher sind die Anforderungen an Digitalisierung, Kommunikation und Prognosefähigkeit der Netzbetreiber.”* Hier hinkt Deutschland bekanntlich hinterher.



Quelle: <https://iot-analytics.com/smart-meter-adoption/>

Folgerichtig wird diese Lösung bisher als *“große Herausforderung”* begriffen - und das bereits in der Schmalspur-Variante des Moduls 3 des §14a ENWG. Drei Preisfenster über den Tagesverlauf bilden die Anforderungen eines kontinuierlich variierenden Netzes mit zunehmender Volatilität nicht ausreichend ab. Vielmehr müsste das Netzentgelt höher aufgelöste Anreize setzen, um netzschädliches Verhalten wie Verbrauch in Zeiten der Unterversorgung aber auch um Einspeisung zu Zeiten von Überversorgung zu treffen und netzdienliches Verhalten zu fördern. Mögliche Lösungen hierfür bespricht Teil V unserer Stellungnahme.

- In Hinsicht auf die Fragen nach **einheitlichen Netzentgelten** trifft das Diskussionspapier mit dem Satz *“Mit einem bundesweiten Ausgleichmechanismus wird den Netzbetreibern aber die Verantwortung gegenüber der lokalen Wirtschaft und den Verbrauchern in ihren Versorgungsgebieten genommen”* den Nagel auf den Kopf. Netzbetreiber, die ihre Aufgabe ernst nehmen, würden hiermit bestraft. Wir lehnen dies vom Grundsatz her ab.
- Die Frage nach der **Einbindung von Speichern** in die Netzentgeltsystematik beantwortet Teil V der Stellungnahme abschließend.
- Eine **Zusammenfassung der Netzebenen** ist nach unserer Überzeugung nicht mit den Strukturen der Netzwirtschaft vereinbar.

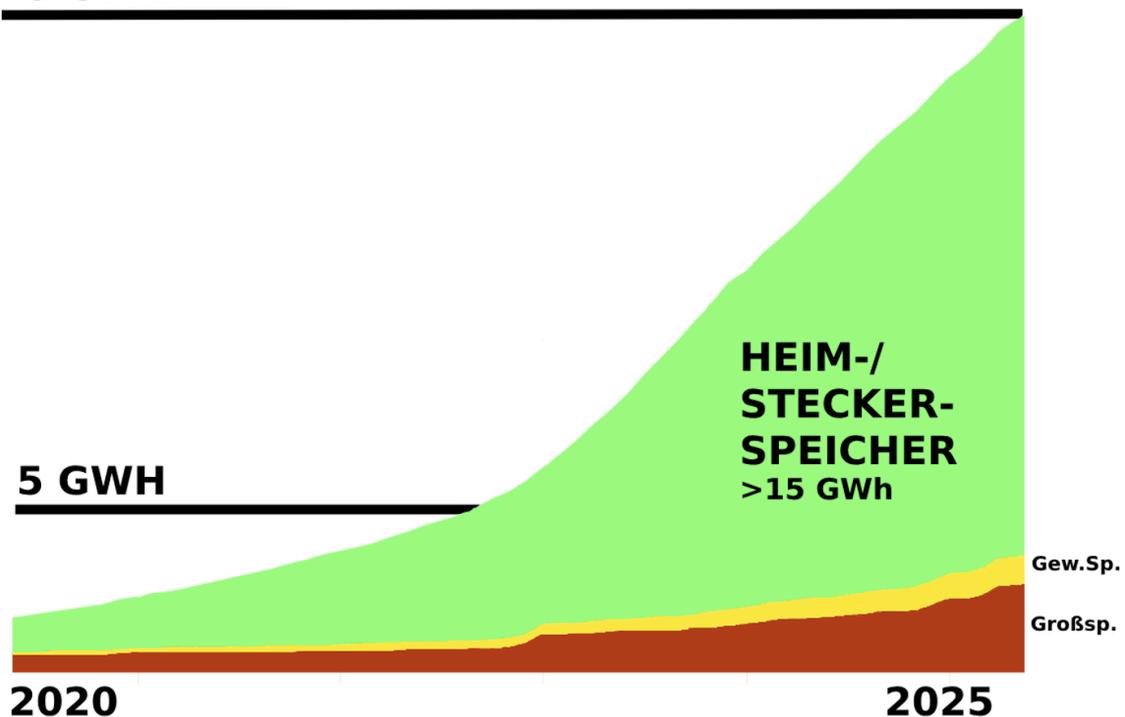
V - PROSUMER SMART GRID LIGHT

Status Quo und Potenzial

Bis zum signifikanten Rollout von Smart Metern werden noch einige Jahre vergehen. Selbst wenn dieser für sämtliche Pflichteinbaufälle abgeschlossen ist, bleiben noch Millionen von Klein- und Kleinstprosumenten, welche in der Summe bereits heute einen guten Anteil der Gesamtkapazität der größeren Marktakteure bereitstellen werden - in Hinblick auf Speicherkapazität aktuell sogar ein Vielfaches:

BATTERIEKAPAZITÄT (MaStR)

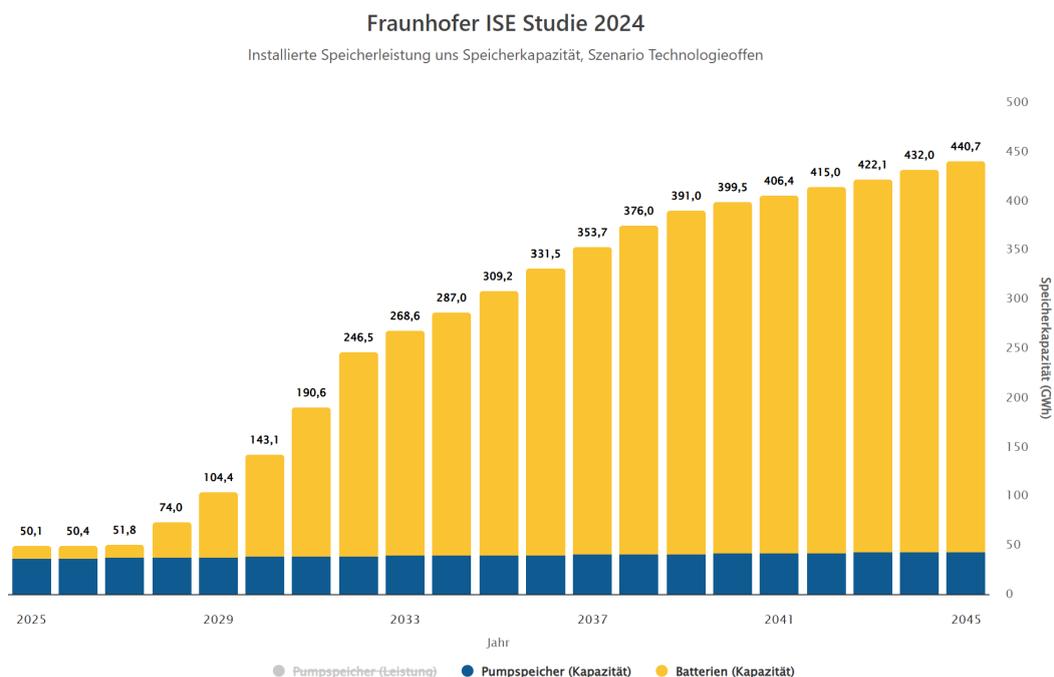
20 GWh



Quelle: Bundesverband Steckersolar e.V. auf Basis des Marktstammdatenregisters

Wie etwa [eine aktuelle Studie](#) bestätigt, verfügt bereits die Hälfte aller Steckerkraftwerke über einen Batteriespeicher. Da die Anzahl registrierter Steckersolargeräte (1 Million) etwa 25% der tatsächlich am Netz befindlichen Geräte ausmacht und die Größe der gängigen Systeme im Durchschnitt etwa 2 kWh beträgt, entspricht das in Summe 8 GWh Gesamtkapazität. Potenziell sind 20 Millionen Haushalte geeignet für die Nutzung einer solchen Anlage. **Die Anschaffung eines Speichersystems ohne PV Komponente kann aber bei entsprechendem Anreiz ebenso attraktiv sein wie die Erweiterung eines bestehenden Speichers.** Gängige Systeme sind allesamt auf >10 kWh erweiterbar. Zudem verfügen sie in weiten Teilen über Inselfähigkeit und wären auch bei Netzausfällen für basale Haushaltsfunktionen nutzbar. Hunderttausende von Speichern bei PV-Anlagen unterhalb der Grenzen für den iMSys-Pflichteinbau kommen hier noch dazu.

Eine hypothetische Betrachtung, die aber in Teilen aus den realen Marktzahlen der letzten Jahre und Effekte der unten vorgeschlagenen Anpassungen abgeleitet werden kann: Wenn bis 2045 die Hälfte der deutschen Haushalte ein Speichersystem mit im Durchschnitt mindestens 5 kWh hätte, wären das über 100 GWh Kapazität. Das Fraunhofer ISE beziffert den Gesamtbedarf an Speicherkapazität zu diesem Zeitpunkt mit 440 GWh.



Quelle:

https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2022/1022_ISE_d_PI_Grossspeicher.pdf

Kleinspeicher (spez. Heim- und Steckerspeicher) allein könnten also bereits rund ein Viertel der bis 2045 erforderlichen Kapazität bereitstellen.

Problemstellungen

Im folgenden sind die Grunderkenntnisse aus den vorigen Erwägungen zusammengefasst:

1. Eine Dynamisierung der Netzentgelte stellt deren bestmögliche Gestaltungsform dar.
2. Deren Einführung scheitert an der **mangelnden Digitalisierung**.
3. Dies gilt nicht nur für Pflicht-, sondern insbesondere für optionale Einbaufälle.
4. Das führt mit dazu, dass ein signifikanter Anteil der Flexibilitäten im Netz nicht netzdienlich eingesetzt werden.

Dazu kommt, dass die **Preisobergrenzen von iMSys und Steuerbox** für Klein-Prosumenten und Haushalte mit Stecker- und Heimspeicher zur Unwirtschaftlichkeit führen und sie allein dadurch schon von der Nutzung der Möglichkeiten des §14a und potenzieller alternativer Anreizsysteme ausgeschlossen sind - vom bürokratischen Aufwand und der **psychologischen Hürde der Fremdsteuerung** der ohnehin recht kleinen Speicherkapazität ganz zu schweigen.

Lösung

Um die **Digitalisierung** (und damit auch die Netztransparenz) im Bereich der Kleinprosumenten mit optionalen Einbaufällen zu ermöglichen, ist kein Smart Meter Gateway erforderlich. Es genügt eine moderne Messeinrichtung, deren Daten an den Messstellenbetreiber geleitet werden können ("Smart Meter Light"). Mit Infrarot- und HAN-Schnittstelle sowie Modellen mit Kommunikationsfähigkeit über bestehende LPWAN und wM-Bus Netzwerke kann bereits verbaute oder schnell verfügbare Technologie genutzt werden, um viertelstündliche Daten zu erhalten. Die **Preisobergrenzen** für mME haben keine relevanten Auswirkungen auf die Rentabilität. Diese Lösung kann auch als Übergangslösung bis zur Verfügbarkeit von iMSys bei Pflichteinbaufällen genutzt werden.

Über marktübliche sichere Netzprotokolle können die so erhobenen Daten dann weitergeleitet werden. Da einerseits kein Rückkanal zur Steuerung vorgesehen ist und andererseits die Weiterleitung der Daten in der Hand der Nutzer liegt - der netzdienliche Betrieb bliebe optional - sind Sicherheitsfragen einfacher zu beantworten. Damit erübrigt sich auch die **Sorge vor Fremdsteuerung**. Auf technischer Seite ist die autonome Steuerung der Lade- und Entladeleistung von Speichern heute im Übrigen kein Problem mehr. Aktuelle Systeme sind bereits häufig auf die Orientierung an dynamischen Stromtarifen ausgelegt und verwenden z.T. künstliche Intelligenz, um selbige sowie Verbrauchs- und Wetterdaten für eine ökonomisch optimale Nutzung einzubinden. Durch zeitvariable Netzentgelte würde auch eine äquivalente Nachrüstung (und der Ausbau) bestehender Systeme attraktiv.

Bedingung

Eine **Verpflichtung zur Annahme der so bereitgestellten Zählerdaten** trotz Latenz- und Eichfragen sowie zur entsprechenden **Anpassung der Abrechnungssysteme auf Netzseite** und **Bereitstellung von Schnittstellen/APIs** für dynamische Entgelte ist jedoch unumgänglich. Im Gegenzug können die Daten um weitere Komponenten wie Netzspannung und -Frequenz ergänzt werden, sodass eine enorm feinkörnige Netztransparenz möglich wird, was den Netzbetrieb enorm erleichtern würde. Es ist dabei möglich, auch dynamische, vom konkreten momentanen Netzzustand abhängige Einspeiseentgelte zum Bestandteil einer entsprechenden Lösung zu machen. Ebenso wären negative Netzentgelte denkbar, wenn besonders starke Anreize zur Senkung von Überschüssen benötigt werden.

VI - Fazit

Eine künftige Strukturierung von Netzentgelten muss die Realität eines zunehmend dezentral gestalteten Stromnetzes abbilden und die Kosten hierfür angemessen verteilen. Zugleich muss sie auch dafür Sorge tragen, dass die weitere Entwicklung des Netzes in Kongruenz mit den Zielen der Netzsicherheit und Netzstabilität erfolgt. Entgeltformen, die keinen Unterschied zwischen netzdienlichem und netzbelastendem Verhalten machen oder gar netzdienliches Verhalten pönalisieren, sind daher grundsätzlich abzulehnen.

Einzig dynamische Netzentgelte bieten die Möglichkeit, auch auf die Zukunft gerichtete Anreize für netzdienliches Verhalten zu setzen. Dies ist mit sehr geringem legislativem Aufwand zu erreichen. Dessen Nutzen jedoch wäre vielfältig. Mit [Petition 177835](#) wird der Bundesverband Steckersolar die entsprechenden Forderungen hierzu in einigen Wochen vor den Petitionsausschuss des Deutschen Bundestages bringen. Wir fordern die Bundesnetzagentur sowie die Netzwirtschaft dazu auf, uns in diesen Forderungen zu unterstützen.