

Kopernikus-übergreifende AG Regulierung

AUSGESTALTUNG DER NETZENTGELTSYSTEMATIK: PERSPEKTIVEN FÜR DIE ENERGIEWENDE

Kurzpapier 2025



Gefördert durch:

KOPERNIKUS
»PROJEKTE
Die Zukunft unserer Energie

 Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt

Das vorliegende Papier ist das Ergebnis eines Diskussionsprozesses der Kopernikus-übergreifenden Arbeitsgruppe (AG) Regulierung und wurde von den nachfolgend aufgelisteten Autorinnen und Autoren erstellt:

- Ariadne:** Anna Billerbeck (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung),
Alexander Burkhardt (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung),
Anke Bekk (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung),
Elias Dörre (Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik),
Frank Sensfuß (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung),
Jan Frederick George (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung),
Johanna Kamm (Stiftung Umweltenergierecht),
Johannes Hilpert (Stiftung Umweltenergierecht),
Marian Klobasa (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung),
Markus Kahles (Stiftung Umweltenergierecht),
Michael Stecher (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung),
Norman Gerhardt (Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik),
Patrick Selzam (Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik),
Ulrich Fahl (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart)
- SynErgie:** Hans Ulrich Buhl (FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT),
Dominik Eble (FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT),
Markus Pichlmeier (FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT),
Theresa Magdalena Sophie Heinrich (FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT)
- ENSURE:** Stefan Niessen (Siemens AG und TU Darmstadt),
Albert Moser (Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen),
Henri Schmitz (Germanwatch),
Nicole Niesler (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, EWI),
Philipp Artur Kienscherf (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, EWI),
Ricarda Dubbert (Deutsche Umwelthilfe e.V.)
- P2X:** Alexander Zschocke (CENA Hessen),
Maximilian Much (DECHEMA e.V.)
- Ort:** Karlsruhe, Berlin
Datum: 05.09.2025

Die vier Kopernikus Projekte:

Perspektive Energiesystem: Das Projekt **Ariadne** analysiert in einem gemeinsamen Lernprozess zwischen Wissenschaft und Gesellschaft, wie politische Maßnahmen wirken – von einzelnen Sektoren bis hin zum großen Ganzen.

Perspektive Industrie: Das Projekt **SynErgie** untersucht, wie energieintensive Industrieprozesse flexibilisiert und so an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien angepasst werden können.

Perspektive Stromnetz: Das Projekt **ENSURE** entwickelt das Stromnetz der Zukunft.

Perspektive Synthetische Energieträger und -stoffe: Das Projekt **P2X** erforscht die Umwandlung von CO₂, Wasser und erneuerbarem Strom in Gase, Kraftstoffe, Chemikalien und Kunststoffe.

Überblick und Kernaussagen

- 1** Im Zuge der Transformation des Energiesystems steigen die absoluten Netzkosten.
 - 2** Systemdienliches Verhalten kann durch einen geringeren Netzausbaubedarf und niedrigere Betriebskosten die Netzkosten senken.
 - 3** Die neue Netzentgeltsystematik sollte systemdienliches Verhalten anreizen.
 - 4** Eine Dynamisierung der Netzentgelte reizt systemdienliches Verhalten an und ist damit eine zentrale Ausgestaltungsoption für eine neue Netzentgeltsystematik.
 - 5** Die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik hat Verteilungseffekte.
-



Die Kosten für den Aufbau und den Betrieb der Stromnetze werden heute vollständig von den Letztverbrauchern getragen.¹ Zur Refinanzierung der Kosten für die Stromnetzinfrastruktur (Netzkosten) werden auf den Strombezug Netzentgelte erhoben.² Hierzu werden die Netzkosten nach einem bestimmten System (Netzentgeltsystematik) auf einzelne Endkundengruppen verteilt.

Im Jahr 2024 belief sich der Anteil der Netzentgelte an den Strombezugskosten für Haushaltskunden mit einem jährlichen Stromverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh auf 26,9%.³ Da die Transformation des Energiesystems mit einem hohen Netzinvestitionsbedarf und steigenden Netzbetriebskosten verbunden ist⁴, werden derzeit Vorschläge zur zukünftigen Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik diskutiert. Die kontrovers geführte Debatte adressiert Aspekte wie die verursachungsgerechte Verteilung von Netzkosten genauso wie Flexibilitätsanreize, zum Beispiel zum Ausgleich volatiler Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die aktuell diskutierten Optionen zur Weiterentwicklung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik für Strom in einem Diskussionspapier⁵ zusammengefasst und ein Festlegungsverfahren⁶ eröffnet.

Auch die Kopernikus-Projekte eint die Überzeugung, dass ein dringender Bedarf besteht, die aktuelle Netzentgeltsystematik zu reformieren. Mit diesem Papier zeigen die Kopernikus-Projekte auf, in welchen Aspekten einer Netzentgeltreform ein fachlicher Konsens besteht. Sie verfolgen damit das Ziel, einen Beitrag zur Entwicklung einer Netzentgeltsystematik zu leisten, die den Netzkostenanstieg auf das erforderliche Maß begrenzt.

¹ Der Koalitionsvertrag sieht eine Senkung der Netzentgelte vor. Ein Teil der Kosten für die Senkung der Netzentgelte könnte dabei durch staatliche Mittel gedeckt werden. Vgl. CDU, CSU und SPD. 2025. Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD und Agora Energiewende. 2025. Netzentgeltreform: Welche Maßnahmen die Kosten für das Stromnetz senken. https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf und <https://www.agora-energie-wende.de/aktuelles/netzentgeltreform-welche-massnahmen-die-kosten-fuer-das-stromnetz-senken>.

² Daneben dienen Baukostenzuschüsse (BKZ) zur Refinanzierung der Stromnetze. BKZ sind einmalige Zahlungen, die Netzbetreiber von Anschlussnehmern für den Ausbau oder die Verstärkung des Stromnetzes verlangen können.

³ Vgl. BNetzA 2024. Zusammenhang von Strompreis und Netzentgelt. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/BK8_NetzE.html.

⁴ Vgl. Luderer G., Bartels, F., Brown, T., Aulich, C., Benke, F., et al. 2025. Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Kopernikus-Projekt Ariadne. <https://doi.org/10.48485/pik.2025.003>.

⁵ Vgl. BNetzA. Mai 2025. Diskussionspapier. Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233_AgNes/Downloads/Diskussionspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

⁶ Vgl. BNetzA. Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) [GBK-25-01-1#3]. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Rahmen_Ebene1/AgNes/start.html.

1. Im Zuge der Transformation des Energiesystems steigen die absoluten Netzkosten.

- Die erforderliche Transformation des Energiesystems mit einer Reduktion der Treibhausgasemissionen und dem Übergang hin zu einem klimaneutralen Energiesystem erfordert **erhebliche Investitionen** in die Stromnetzinfrasturktur. Die Höhe der notwendigen Investitionen für den Ausbau der Stromnetzinfrasturktur ist vom Transformationspfad abhängig. Unterschiedliche Transformationspfade umfassen z. B. die direkte Elektrifizierung oder höhere Anteile von Wasserstoff. Alle Transformationspfade bedingen einen Anstieg der Netzkosten.⁷ Laut Analysen belaufen sich die Investitionen für die deutschen Stromnetze bis zum Jahr 2045 auf 520 bis 600 Mrd. Euro.⁸
- Zusätzlich führt die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz zu **steigenden Betriebskosten**. Die Gründe umfassen die wetterabhängige Stromerzeugung an vielen dezentralen Standorten und die Notwendigkeit, diese Erzeugung auszugleichen. Auch eine geringere Netzauslastung kann kostensteigernd wirken, wenn dem nicht durch eine effiziente Nutzung von Flexibilitäten entgegengewirkt wird. Daneben ändert sich das Netznutzungsverhalten der Letztverbraucher (bspw. Haushalte und Industrie), zum Beispiel aufgrund einer höheren Eigenenerzeugung von Strom sowie der Nutzung von Speichern, Wärmepumpen und batterieelektrischen Fahrzeugen. Zudem führen Netzengpässe bei den Übertragungsnetzbetreibern zu steigenden Redispatch-Kosten.
- Diese veränderten Rahmenbedingungen auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite erfordern eine Optimierung, Verstärkung und einen Ausbau der Stromnetze. Die notwendigen Investitionen sowie steigende Betriebskosten führen erwartbar zu einem Anstieg der absoluten Netzkosten. Ob und in welchem Ausmaß die steigenden absoluten Netzkosten zu einer **Erhöhung der Netzentgelte** führen, **hängt von der Netzentgeltsystematik, der Mitfinanzierung aus staatlichen Mitteln** und der Entwicklung des Netznutzungsverhaltens ab.
- Indem die Netzautomatisierung⁹ vorangetrieben und eine verbesserte Abstimmung zwischen Netznutzung und Netzbetrieb durch Digitalisierung und Datennutzung gefördert wird, kann der Netzkostenanstieg begrenzt werden. Dies sollte durch eine Umgestaltung der Netzentgeltsystematik unterstützt werden.

⁷ Vgl. z.B. Langfristszenarien. <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>; Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Kopernikus-Projekt Ariadne. <https://doi.org/10.48485/pik.2025.003>.

⁸ Vgl. BNetzA. Mai 2025. Diskussionspapier. Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233_AgNes/Downloads/Diskussionspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=6 und Brown, T., Luderer, G., Bartels, F., Schenk, A. 2025. Ariadne kompakt: Eine kosteneffiziente Energiewende – Wo liegen entscheidende Hebel? <https://ariadneprojekt.de/publikation/ariadne-kompakt-eine-kosteneffiziente-energiewende-wo-liegen-entscheidende-hebel/>.

⁹ Die Netzautomatisierung bezieht sich auf den Einsatz von Technologien und digitalen Systemen zur Steuerung und Überwachung von Stromnetzen. Dadurch sollen deren Effizienz, Zuverlässigkeit und Stabilität verbessert werden. Sie umfasst bspw. die Automatisierung von Prozessen wie Netzüberwachung, Fehlererkennung und Lastverteilung.

2. Systemdienliches Verhalten kann durch einen geringeren Netzausbaubedarf und niedrigere Betriebskosten die Netzkosten senken.

- Systemdienliches Verhalten bedeutet, dass Akteure beim Strombezug über das öffentliche Versorgungsnetz sowohl die aktuelle Einspeisung aus erneuerbaren Energien (**marktdienliches Verhalten**) als auch die lokalen Netzkapazitäten (**netzdienliches Verhalten**) berücksichtigen.¹⁰ Ziel eines systemdienlichen Verhaltens ist es, die Stabilität und Effizienz des Stromsystems zu erhöhen.
- Zentral ist dabei die **effiziente Integration volatiler Einspeisung aus erneuerbaren Energien**, die zukünftig den **Einsatz aller Flexibilitätsoptionen** im deutschen Stromsystem erfordert. Diese umfassen neben steuerbaren Kraftwerkskapazitäten und Energiespeichern (batterieelektrisch, thermisch und chemisch) auch die Flexibilisierung der privaten, gewerblichen und industriellen Stromnachfrage. Diese **nachfrageseitige Flexibilität** bedeutet, dass Letztverbraucher in Situationen mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien ihren Strombezug erhöhen. Umgekehrt reduzieren sie ihren Strombezug, wenn das Stromangebot gering oder die Netzauslastung hoch ist.
- Systemdienliches Verhalten unterstützt (1) eine effizientere Nutzung der verfügbaren Netzkapazitäten und minimiert (2) den notwendigen Ausbau des Netzes. **Systemdienliches Verhalten** kann somit sowohl die Investitionsbedarfe als auch die Betriebskosten (z. B. infolge eines reduzierten Bedarfs an Netzengpassmanagement) und damit die **Gesamtsystemkosten des zukünftigen Energiesystems reduzieren**.

¹⁰ Beispiele für systemdienliches Verhalten sind unter anderem Lastverlagerung, speicheroptimierte Nutzung oder netzdienliche Einspeisung.

3. Die neue Netzentgeltsystematik sollte systemdienliches Verhalten anreizen.

- Netzentgelte sollten die **Engpasssituationen im Stromnetz** widerspiegeln, während die marktlichen Komponenten der Endkundenpreise die **Knappheit auf dem Strommarkt** abbilden sollten. Ist dies der Fall, kann die **Kombination beider Signale** ein systemdienliches Verhalten aller Akteure fördern. Dabei ist nicht zwingend von einem Gleichlauf beider Preissignale auszugehen. Insbesondere in laststarken Netzgebieten können marktliche Komponenten und Netzentgelte gegenläufige Anreize zeigen.
- Zu den Akteuren mit Potenzial für systemdienliches Verhalten zählen nicht nur **Verbraucher**, sondern auch **Erzeuger und Speicher** (vgl. Kernaussage 2). Als Netznutzende können auch sie mittels entsprechend ausgestalteter Netzentgeltkomponenten zu systemdienlichem Verhalten angereizt werden. Maßgeblich für alle Akteure sind dabei die Anzeizeffekte des kombinierten Signals aus (zeitvariablen) Netzentgelten und marktlichen Komponenten.
- Die Basis für Anreize aus Netzentgelten sollte in einer differenzierten Berücksichtigung der lokalen Netzbelastung (Erzeugung und Nachfrage) im **Verteilnetz** sowie übergeordneter Netzbelastungen und Engpasssituationen im **Übertragungsnetz** liegen.
- Die **derzeitige Netzentgeltsystematik** mit pauschalen und statischen Arbeits- und Leistungspreisen berücksichtigt die konkrete Netzsituation beim Strombezug nicht.¹¹ Ferner schafft sie **keine Anreize für systemdienliche Flexibilität**. Im Gegenteil: Die gegenwärtige Ausgestaltung des Leistungspreises hemmt deren Bereitstellung sogar. Ähnliches gilt für die im Diskussionspapier¹² der BNetzA behandelten verbrauchsunabhängigen Preisbestandteile (**Grundpreis**¹³ bzw. **Kapazitätspreis**¹⁴). Diese eignen sich zur Refinanzierung der Netzinfrastruktur. Auf Endkundenseite haben sie zum Teil Einfluss auf die Dimensionierung des Netzanschlusses. Im täglichen Betrieb haben sie jedoch keinen Einfluss auf Einsatzentscheidungen von Verbrauchern, Speichern oder die Netzeinspeisung aus Eigenerzeugungsanlagen. In ihrer statischen Form setzen sie damit keine oder kaum Anreize für systemdienliches Verhalten im laufenden Netzbetrieb.

¹¹ Eine Ausnahme bildet Modul 3 aus der Festlegung BK8-22-0010-A (NSAVER) der BNetzA zu § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das eine zeitvariable Reduzierung der Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen, wie beispielsweise Wärmepumpen, ermöglicht.

¹² Vgl. BNetzA, Mai 2025. Diskussionspapier. Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%20233_AgNes/Downloads/Diskussionspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

¹³ Der Grundpreis (€/a) ist ein pauschaler Betrag der pro Jahr je Netzanschluss und differenziert nach Netzanschlussebene erhoben wird. Er spiegelt die durchschnittlichen, strukturell bedingten Netzkosten wider. Allerdings bietet er keine Anreize für eine netzdienliche Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten. Zudem fehlt eine kostenreflexive Differenzierung nach tatsächlicher Netznutzung.

¹⁴ Kapazitätspreise (€/MW) erlauben eine differenziertere Kostenverteilung entsprechend der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität und können mitunter langfristige Standortentscheidungen beeinflussen. In ihrer statischen Form fördern sie jedoch keine systemdienliche Flexibilität im laufenden Netzbetrieb.

4. Eine Dynamisierung der Netzentgelte reizt systemdienliches Verhalten an und ist damit eine zentrale Ausgestaltungsoption für eine neue Netzentgeltsystematik.

- Die grundsätzliche Idee einer Dynamisierung der Netzentgelte besteht darin, Netzknappheiten in ein **zeitlich differenziertes, lokales und Spannungsebenen-spezifisches Preissignal** zu überführen. Da die **Netzauslastung** je nach Netzgebiet und Zeitpunkt variiert und Netzengpässe lokal auftreten, ist eine zeitliche und räumliche Differenzierung erforderlich, um effiziente Anreize für eine netzdienliche Nutzung zu setzen. Eine Dynamisierung könnte auf alle Netzentgeltkomponenten angewendet werden. Es sind **verschiedene Ausgestaltungsvarianten** denkbar, beispielsweise zeitvariable Netzentgelte, die mit längerem Vorlauf an die Marktteilnehmenden kommuniziert werden und sich seltener ändern, oder vollständig dynamische Netzentgelte, deren Bemessung sich an der aktuellen Auslastung des Netzes orientiert.
- Eine Einführung dynamischer Netzentgelte ist im Hinblick auf die noch nicht ausreichend fortgeschrittene Digitalisierung (bspw. bei den Smart Metern) nicht unmittelbar umsetzbar. Perspektivisch könnten die **Tarifstufen eines zeitvariablen Netzentgeltes** auf Grundlage von Modul 3 der BNetzA-Festlegung¹⁵ zu § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und der atypischen Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV **definiert und weiterentwickelt werden**. Diese Tarifstufen sollten zunächst **harmonisiert** und in den Folgejahren schrittweise **ausgeweitet, flexibilisiert und verkürzt** werden. In Kombination mit einer Anpassung der Netzentgeltkomponenten (z. B. dem Ersetzen des Leistungspreises nach der Jahresspitzenlast durch einen Kapazitätspreis) und einer veränderten Gewichtung zwischen Arbeits- und Leistungs- bzw. Kapazitätspreis könnte zunehmend ein systemdienlicher Flexibilitätseinsatz angereizt werden.
- Mit fortschreitender Digitalisierung könnten die dynamischen Tarifstufen perspektivisch in ein System **vollständig dynamischer, zeitlich und örtlich differenzierter Netzentgelte** überführt werden. Durch dieses lässt sich ein systemdienliches Verhalten der Letztverbraucher anreizen.¹⁶

¹⁵ Vgl. BNetzA. 2022. BK8-22-0010-A (NSAVER). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0010/BK8-22-0010-A_Festlegung.html.

¹⁶ Ein weiteres beispielhaftes Konzept, welches Anreize für ein systemdienliches Verhalten bietet, stellen sogenannte Hüllkurven dar. Hüllkurven beschreiben den maximal zulässigen Leistungsbezug oder die maximale Einspeisung für einen Netzanschlusspunkt über einen definierten Zeitraum hinweg. Eine Einführung wäre als Alternative oder in Kombination mit dynamischen Netzentgelten denkbar. Vgl. https://www.transnetbw.de/_Resources/Persis-tent/1/f/7/6/1f76f3b163788f99a6e03d95e26e1526fdbd7a67/20240514_PKME_Abschlussbericht_final.pdf. Alternativen zu dynamischen Netzentgelten (z. B. Hüllkurven) werden im vorliegenden Kurzpapier nicht weiter diskutiert.

5. Die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik hat Verteilungseffekte.

- Infolge des Anstiegs der Netzkosten (vgl. Kernaussage 1) führen Entscheidungen über die Finanzierungsbeteiligung einzelner Netznutzenden zu immer deutlicheren **Verteilungseffekten**. Denn Netzentgelte machen einen zunehmenden Anteil der Strombezugskosten aus. Sinkt der Finanzierungsbeitrag einzelner Netznutzenden, beispielsweise aufgrund von Sondernetzentgelten, steigen die Entgelte für die übrigen Netznutzenden, sofern die Netzentgeltreduktionen nicht aus öffentlichen Mitteln getragen werden.
- Beispiele für **Sondernetzentgelte** sind Privilegierungen von energieintensiven Unternehmen, Speichern und Elektrolyseuren im Mittel- und Hochspannungsnetz. Mit einer Verschiebung der Finanzierungsbeteiligung einzelner Netznutzungsgruppen geht auch eine Verlagerung von **Elektrifizierungsanreizen** einher. Zahlen zum Beispiel Haushalte zugunsten der oben genannten Verbräucher höhere Netzentgelte, steigen für sie die Betriebskosten strombasierter Technologien. Dies kann den Hochlauf von Wärmepumpen und batterieelektrischen Fahrzeugen in privaten Haushalten hemmen, wenn diese nicht als steuerbare Verbrauchseinrichtungen gleichermaßen netzentgeltreduziert werden.
- Zwar können Sondernetzentgelte politisch wünschenswert sein, beispielsweise um die oben genannten Elektrifizierungen zu fördern oder die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie zu erhalten. Soweit Vergünstigungen jedoch nicht die **verursachten und zurechenbaren Netzkosten widerspiegeln** und kein spezieller Rechtfertigungsgrund greift, liegt regelmäßig ein Verstoß gegen die Vorgaben der EU-Netzentgeltsystematik vor. Zudem stehen sie unter dem Vorbehalt des EU-Beihilferechts.
- Auch der zunehmende **Eigenverbrauch** hat in der aktuellen Netzentgeltsystematik Verteilungsimplicationen. Sogenannte „Prosumer“ und „Prosumager“¹⁷ zahlen für die selbst verbrauchten Strommengen keine Netzentgelte. Weil jedoch ein Großteil der tatsächlichen Netzkosten unabhängig vom Verbrauch anfällt, entsteht eine Finanzierungslücke, welche andere Netznutzende in Form höherer Netzentgelte schließen.¹⁸
- Ansatzpunkte für eine **verursachungsgerechte Finanzierungsbeteiligung** bei zunehmendem Eigenverbrauch können **dynamische Netzentgelte** liefern, da sie die Grenzkosten des verbleibenden Netzbezugs besser abbilden. Gleiches gilt für Kapazitätsentgelte, welche die Fixkosten des Netzanschlusses reflektieren und unabhängig von der bezogenen Arbeit erhoben werden.

¹⁷ Prosumer sind Verbraucher, die einen Teil oder den Großteil ihres Strombedarfs selbst decken. Durch den Einbau eines Speichers werden Prosumer zu Prosumagern. Vgl. The Electricity Journal. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.07.009>.

¹⁸ Vgl. Schill, W., Zerrahn, A., Kunz, F. 2017. Prosumage of solar electricity: pros, cons, and the system perspective. http://wolfpeterschill.de/wp-content/uploads/Schill_Zerrahn_Kunz_2017_EEEP.pdf und Fraunhofer CINES. 2024. Vor-Ort-Systeme im Fokus. https://www.cines.fraunhofer.de/content/dam/zv/cines/dokumente/20240805_CINES_Thesenpapier_Vor-Ort-Systeme_Web.pdf.

- Grundsätzlich ist bei einer Neugestaltung der Netzentgeltsystematik zu beachten, dass die Kostentragfähigkeit der Energieversorgung für alle gewährleistet ist.¹⁹ Die **Netzentgeltsystematik** muss so weiterentwickelt und regelmäßig überprüft werden, dass **systemdienliches Verhalten** von Anlagen und Nutzenden angereizt wird und sie eine insgesamt **kostensenkende Wirkung entfalten** kann.²⁰ Benötigen einzelne Netznutzende dennoch Unterstützung, können Förderprogramme oder soziale Ausgleichsmechanismen außerhalb der Netzentgelte sinnvoll sein.

¹⁹ Vgl. BNetzA, Mai 2025, Diskussionspapier, Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes), https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233_AgNes/Downloads/Diskussionspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

²⁰ Eine (Teil-)Finanzierung der Netzkosten aus dem Bundeshaushalt könnte die Kostentragfähigkeit ebenfalls erhöhen. Dies wird in diesem Papier jedoch nicht weiter diskutiert.