

STELLUNGNAHME

---

# Allgemeine Netzentgelt- systematik Strom (AgNeS)

---

Stellungnahme zur Rahmenfestlegung der Bundesnetzagentur

---

---

# Inhalt

---

<b>Vorwort</b>	<b>3</b>
<b>1 Geänderte Rahmenbedingungen durch die Energiewende</b>	<b>3</b>
<b>2 Zielbild für die Netzentgeltsystematik</b>	<b>3</b>
2.1 Kriterien	3
2.2 Prozessschritte	6
2.3 Zielbild einer kostenreflexiven Netzentgeltsystematik	7
2.4 Beteiligungsmöglichkeiten und Datentransparenz	10
<b>3 Status quo der Netzentgeltbildung Strom in Deutschland</b>	<b>10</b>
<b>4 Abgleich des Status quo mit dem Zielbild</b>	<b>10</b>
<b>5 Welche Anpassungsoptionen könnten sich aus der Analyse des Status quo ergeben?</b>	<b>11</b>

---

---

## Vorwort

---

Wir begrüßen, dass die Bundesnetzagentur im Rahmen des NEST-Prozesses (Netze effizient sicher transformieren) die Netzregulierung fit für das neue Energiesystem machen möchte. Eine wichtige Säule dessen ist die Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik „AgNeS“. Mit Bezugnahme auf den vorliegenden Vorschlag gibt Agora Energiewende gemeinsam mit dem Regulatory Assistance Project (RAP) nachfolgende Stellungnahme ab, wobei die von der Bundesnetzagentur verwendete Gliederung verwendet wird:

---

## 1 Geänderte Rahmenbedingungen durch die Energiewende

---

– keine Anmerkungen –

---

## 2 Zielbild für die Netzentgeltsystematik

---

### 2.1 Kriterien

Es ist von großer Bedeutung, sich bei einer so weitreichenden Reform, die mindestens 52,5 Millionen Stromentnahme- beziehungsweise Stromeinspeisestellen<sup>1</sup> in ganz Deutschland betrifft, zunächst über die Ziele der Reform klar zu werden. Es ist daher richtig, dass die Bundesnetzagentur ihr Zielbild an den Anfang stellt. Dabei adressiert das Diskussionspapier bereits ein inhärentes Problem bei mehreren Zielen: die Zielkonflikte. Die vorgenommene ungewichtete Vierteilung in Kostenorientierung, Finanzierungsbeteiligung, Anreizfunktion und Umsetzbarkeit – jeweils mit Unterzielen – macht eine Zielfindung unter Berücksichtigung aller Ziele sehr schwierig. So wird beispielsweise eine Änderung der Kostenverteilung bei einzelnen Verbraucher:innen die Kostentragfähigkeit berühren. Wie beschrieben überlappen sich einige der vorgeschlagenen Ziele oder führen zu Interdependenzen. So führt beispielsweise eine kostenreflexive Verteilung der Netzkosten direkt zu Netzentlastungsanreizen. Es ist daher richtig, dass diese Ziele untereinander abgewogen werden müssen.

---

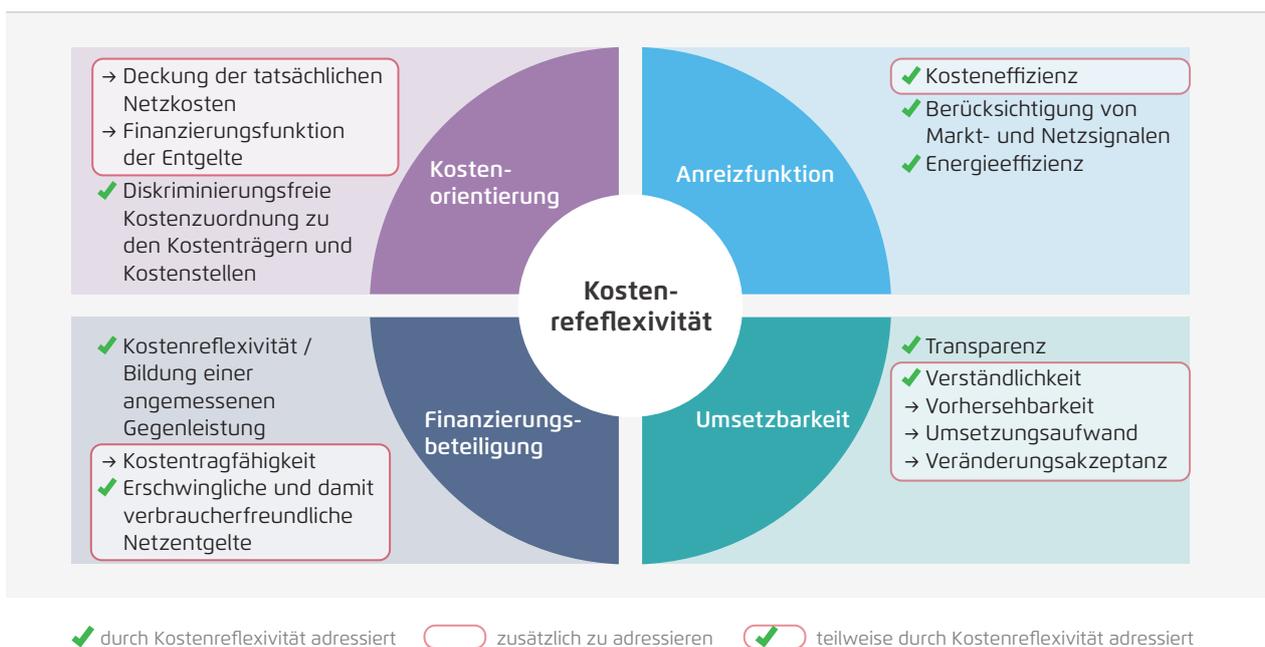
<sup>1</sup> Stand 2023, Statista, Anzahl Marktlokationen Strom

Dabei kommt der Bundesnetzagentur die wichtige Rolle zu, am Ende der Konsultation die festgelegten Schwerpunkte konsequent umzusetzen. Aufgrund des gegebenen Fokus des EU-Rechtsrahmens<sup>2</sup> auf Kostenreflexivität und der erheblichen derzeit berechneten Netzausbaukosten<sup>3</sup> muss aus politischen und praktischen Erwägungen die **Kostenreflexivität an erster Stelle** stehen.<sup>4</sup> Diese stellt sicher, dass übergreifende ökonomische Anreize gesetzt werden und somit dort Kosten vermieden werden, wo diese nicht wohlfahrtsmaximierend sind.

Die Bundesnetzagentur hat die Kostenreflexivität dem Bereich der Finanzierungsbeteiligung (Bildung der Netzentgelte je Einzelfall oder Nutzergruppe) und dem Bereich der Kostenorientierung (Finanzierungsfunktion der Netzentgelte) zugeordnet. Doch die Kostenreflexivität hat darüber hinaus Strahlkraft.

Werden die Netzentgelte konsequent an der Kostenreflexivität ausgerichtet, entstehen die richtigen Preissignale für Netznutzer:innen in Bezug auf Netzentlastung, auf Energieeffizienz und auch in Wechselwirkung mit den Stromgroßhandelspreisen. Da hiermit auch die Kosten entsprechend der Netzbelastung verteilt werden und Netzausbau vermieden werden kann, birgt dieser Ansatz das Potenzial, gleichzeitig die Akzeptanz zu steigern.

## Die Strahlkraft der Kostenreflexivität auf die Reformziele der Bundesnetzagentur → Abb. 1



Agora Energiewende und RAP (2025)

2 EU-Strommarktverordnung <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943> bzw. Auswertung durch SUER <https://stiftung-umweltenergierecht.de/e-letter/oktober-2024/netzentgelte-nl-oktober-2024/>

3 ACER [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER\\_2024\\_Monitoring\\_Electricity\\_Infrastructure.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_Monitoring_Electricity_Infrastructure.pdf); EWI [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024\\_04\\_Abschlussbericht\\_Netzentgelte\\_BW\\_DE.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf); Übertragungsnetzbetreiber (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2034; Verteilnetzbetreiber (2024): Netzausbaupläne <https://www.vnbdigital.de/>

4 Agora/RAP (2019) *Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen*

Bei konsequentem Befolgen des Leitprinzips der Kostenreflexivität werden weitere Ziele ebenfalls erfüllt (siehe Abbildung 1):

- Die Kosten werden sachgerecht verteilt und so ergibt sich eine diskriminierungsfreie Kostenzuordnung, in dem Sinne, dass keine Gruppe finanziell benachteiligt wird. Andere Aspekte, wie mögliche Eintrittsbarrieren (beispielsweise Smart Meter) als Voraussetzung zu bestimmten Preisen müssen separat adressiert werden.
- Die Netzentgelte sind in diesem Sinne verbraucherfreundlich, da die Netzkosten insgesamt minimiert beziehungsweise optimiert werden. Die kostenreflexive Verteilung führt zu geringeren Netzkosten für netzfreundliche Verbraucher:innen.<sup>5</sup>
- Werden die Netzentgelte konsequent an der Kostenreflexivität ausgerichtet, entstehen die richtigen Verbrauchs- oder Einspeiseanreize um das Netz – soweit volkswirtschaftlich effizient – zu entlasten. Netzausbau kann vermieden und die Kosteneffizienz gesteigert werden.<sup>6</sup>
- Aus dem Zusammenspiel von Börsenstrompreisen und kostenreflexiven Netzentgelten entstehen systemdienliche Anreize für die Netznutzer:innen. Netzentgelte stellen damit notwendige regionale Signale dar, solange eine umfassendere Börsenstrompreisgestaltung auf Übertragungsebene in Bezug auf Netzrestriktionen und -kosten blind ist, beziehungsweise wo auch perspektivisch eine granulare regionale Differenzierung der Börsenstrompreise nicht realisierbar ist.
- Auch die Energieeffizienz in einem zunehmend aus Erneuerbaren Energien gespeistem Stromversorgungssystem kann durch kostenreflexive Netzentgelte volkswirtschaftlich adäquat adressiert werden.
- Die Transparenz und Verständlichkeit müssen mitbedacht werden, können aber mit entsprechenden Maßnahmen erhöht oder mindestens gegenüber dem Status quo erhalten werden. Denn das heutige historisch gewachsene System weist widersprüchliche Verhaltensanreize auf.<sup>7</sup> Diese Widersprüche müssen durch eine reformierte Netzentgeltsystematik behoben werden. Aufgrund der notwendigen zeitlich und geographisch erhöhten Granularität der Entgelte wird andererseits neue Komplexität hinzugefügt. Die höhere Komplexität der Netzentgelte aber ist – bei richtiger Ausgestaltung – systemdienlich und damit bei guter Ausgestaltung für die Netznutzer:innen nachvollziehbarer.

Einige im Diskussionspapier aufgeführten Ziele müssen separat adressiert werden:

- Die Kostendeckung und Finanzierung der Netzkosten durch die Netznutzer muss ein Grundprinzip bleiben. Konsequente Kostenreflexivität kann jedoch nicht eine zielgenaue Kostendeckung gewährleisten. Daher spricht die Wissenschaft hier von residualen Kosten, deren Kosten anderweitig verteilt werden müssten und können.<sup>8</sup>
- Ein vorgelagerter Schritt der Kostenverteilung ist ein möglichst kosteneffizienter Netzbetrieb und Netzausbau. So muss insbesondere der Netzausbau – in Zusammenspiel mit netzentlastenden Anreizen – so kosteneffizient wie möglich erfolgen. In Bezug auf staatliche Unterstützung muss geprüft werden, wo und wie diskutierte Zuschüsse Eingang finden, ohne die notwendigen Netzpreissignale zu stören oder zu eliminieren. Eine pauschale Netzausbaufinanzierung durch die öffentliche Hand ist daher nicht empfehlenswert. Stattdessen sind nachhaltige, kostensenkende Maßnahmen vorzuziehen, die den Staatshaushalt nicht dauerhaft belasten.<sup>9</sup>

5 Agora Energiewende (2025): "Stromnetzentgelte – gut und günstig. Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen"

6 Beispielsweise mit dynamischen Netzentgelten; Agora Energiewende und FfE (2024) "Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen"

7 Agora Energiewende (2025): Stromnetzentgelte – gut und günstig. Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen" RAP, Agora Energiewende, Agora Verkehr (2021) Ladeblockade Netzentgelte; Agora, RAP (2021) Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation

8 RAP/THI (2025) Netzentgelte: Langfristige Grenzkosten als Grundlage für Bepreisung

9 Agora Energiewende (2025): "Stromnetzentgelte – gut und günstig. Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen"

- Eines der Kernziele der Reform ist, dass Netznutzer:innen die Kosten auch tragen können, beziehungsweise dass die Netzentgelte möglichst günstig sind. Eine kostenreflexive Verteilung gewährleistet das nicht zwangsläufig, wenngleich sie insgesamt Kostensenkungspotentiale hebt und damit unmittelbar Raum für Entgeltreduktionen schafft.<sup>10</sup> Bei der Reform der Verteilung darf jedoch nicht von vornerein eine Schlechterstellung bestimmter Gruppen ausgeschlossen werden. Da bei einer Reform der Netzentgeltsystematik zwangsläufig Verteilungseffekte auftreten, wird es immer Gewinner:innen und Verlierer:innen geben. Diese Auswirkungen sind wichtig und müssen adressiert werden, dennoch sollten sie nachgelagert betrachtet werden. Sollten sich hierbei inakzeptable Verhältnisse ergeben, sollte ein politischer Ausgleich und Übergang erwogen werden. Ein Abrücken von den ökonomischen Prinzipien kann daraus jedoch kaum abgeleitet werden, da die Volkswirtschaft und damit auch die Steuerzahler beziehungsweise die Netzkund:innen langfristig stärker belastet würden als notwendig. Als Beispiel können hier die Niederlande dienen: Die Prinzipien der niederländischen Netzentgeltmethodik fokussieren beispielsweise auf Kostenreflexivität und Effizienz.<sup>11</sup> Nachdem die Methode ausformuliert wurde, sind auch die Umverteilungen untersucht worden.<sup>12</sup>
- Verständlichkeit und Planbarkeit stehen zunächst in Kontrast zu örtlich und zeitlichen kostenreflexiven Netzentgelten; eine höhere Stringenz (durch Systemdienlichkeit, siehe oben) und dadurch bedingte durchschnittliche Entgeltreduktion der Netzentgelte kann aber zu höherer Akzeptanz führen. Zusätzlich könnten hier Limits bezüglich Zeitfenster, Höhen und Vorlauf diskutiert werden. So können beispielsweise die Höhen begrenzt werden, dafür müssten die Zeitfenster ausgedehnt werden, um damit die gesetzten Kosten über die erzielten Erlöse zu ermöglichen.

## 2.2 Prozessschritte

Für die Umsetzung einer stringenten Netzentgeltsystematik empfehlen wir ein Vorgehen entlang folgender Prozessschritte:

1. Methode der Kostenallokation
2. Zu bepreisende Netznutzer:innen
3. Regionale/zeitliche Differenzierung („Dynamisierung“)
4. Ausgestaltung Netzentgeltkomponenten
5. Verteilungsfragen adressieren

Geht es um die Verteilung der Kosten, sollte die Methode der Kostenallokation an erste Stelle stehen. Dazu gehört die unseres Erachtens notwendige Entscheidung vom bisherigen Durchschnittskostenansatz (average costs) auf einen ökonomischen Langfrist-Grenzkosten-Ansatz (incremental costs, forward looking costs)<sup>13</sup> zu wechseln, der die Wohlfahrtsgewinne in den Fokus stellt. So sollte anhand der Wohlfahrtsgewinne entschieden werden, welche Netznutzer:innen zu bepreisen oder auch zu vergüten sind. Anschließend sollten die regionale und zeitliche Dynamik der Bepreisung Schritt für Schritt hin zum Zielbild der regional und zeitlich differenzierten kostenreflexiven Netzentgelte entwickelt werden. Die Ausgestaltung der Entgeltkomponenten und mögliche Differenzierung für die einzelnen Nutzergruppen (durch die Wechselwirkungen mit Baukostenzuschüssen oder flexiblen Netzanschlussverträgen) und die Verortung der anzustrebenden zeitlichen

<sup>10</sup> RAP (2024) [Flex-ability for all](#)

<sup>11</sup> ACM Präsentation, 3. Juni.2025 Agnes Workshop [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK\\_Termine/Downloads/2025/06\\_2025/02-03.06\\_2025/2\\_ACM.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2025/06_2025/02-03.06_2025/2_ACM.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

<sup>12</sup> Berenschot, 2024, [Verkenning alternatief nettarietstelsel kleinverbruik](#)

<sup>13</sup> ACER Electricity network tariff methodologies <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>

Granularität – als zeitlich variable Arbeits- oder Leistungspreise – sollten im Anschluss betrachtet werden. Im letzten Schritt müssen offene Verteilungsfragen geklärt werden, um soziale Härten abzufedern, ohne die bis dahin getroffenen Entscheidungen zu unterminieren.

An dieser Stelle sei noch einmal hervorzuheben, dass der letzte Punkt des Prozesses nicht abschließend von der Bundesnetzagentur geklärt werden kann. Im aktuellen Verteilungssystem gibt es begünstigte Akteure oder Technologien, die einen Rabatt oder Erlass der Netzentgelte erhalten, wenngleich sie keinen entsprechenden systemischen Nutzen für das Netz erbringen. Hierbei handelt es sich um politische Entscheidungen, die getroffen wurden, um eine bestimmte Lenkungsfunktion zu entfalten. Konsequenterweise finden solche Einflussnahmen künftig außerhalb des Netzentgeltsystems statt, ohne dabei zu einer Verzerrung der Netznutzungsanreize zu führen. Unter dem Strich kann damit dieselbe, wenn nicht sogar eine bessere, Lenkungswirkung entfaltet werden und die Transparenz wird deutlich erhöht, weil politisch motivierte Rabatte nicht einfach nur zu einer verminderten Einnahme führen, sondern vielmehr nachvollziehbare Geldflüsse entstehen. Wichtig ist, dass politisch motivierte Verteilungsaspekte an das Ende des Prozesses gestellt und dort adressiert werden, da andernfalls die Gefahr besteht, die Entgeltreform von vornerein an den falschen Stellen einzuschränken.

## 2.3 Zielbild einer kostenreflexiven Netzentgeltsystematik

Abgeleitet aus den oben genannten Kriterien entwickeln wir ein skizzenhaftes Zielbild für die Netzentgeltsystematik in Deutschland.

### Minimierung der Gesamtkosten

Vor der Verteilung der Kosten gilt es, den Netzausbau so kosteneffizient wie möglich zu gestalten. Dieser Aspekt ist in anderen Verfahren im NEST-Prozess bereits adressiert. Wichtig an dieser Stelle ist die Bedeutung der Gesamtkostenminderung, die durch intelligente Verteilungsansätze erreicht werden kann.

Bei der Netzausbauplanung sollten künftig netzentlastende Flexibilitätspotenziale berücksichtigt werden, und das auf allen Spannungsebenen. Um diese Flexibilitätspotenziale zu heben und die Erzeugungs- und Nachfragestruktur gut abzustimmen, sind entsprechende Anreize im Netzentgeltsystem zwingend notwendig.

Lokale Preissignale sind entscheidend, um geringe Netzkosten zu erreichen: Eine Kopernikus-Studie zeigt, dass über 90 Milliarden Netzausbaukosten durch lokale Preise, insbesondere durch intelligente Positionierung neuer Verbraucher (Elektrolyseure), eingespart werden können.<sup>14</sup> Dafür müssen effizientere Prozesse etabliert werden. In UK beispielsweise ermöglicht netzübergreifende Netztransparenz, dass Akteur:innen, die einen Anlagenstandort suchen, zielgerichteter Netzanfragen stellen können.<sup>15</sup>

<sup>14</sup> Luderer, G., Bartels, F., Brown, T., & al., e. (2025): Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam; <https://doi.org/10.48485/pik.2025.003>

<sup>15</sup> UK Power networks map <https://ukpowernetworks.opendatasoft.com/pages/network-infrastructure-usage-map/>

Durch kostenreflexive Anreize im Netzbetrieb, beispielsweise mit dynamischen Netzentgelten, können ebenfalls erhebliche Ausbaurkosten eingespart werden. So können beispielsweise in der Niederspannung durch das Aktivieren von Flexibilitäten von Verbrauchern, wie Wärmepumpen und E-Autos, die Netzausbaurkosten bis zum Jahr 2035 mit minus 45 Prozent fast halbiert werden.<sup>16</sup>

## Zielbild für ein neues Netzentgeltsystem

Wie oben bereits geschildert sollte bei der Gestaltung der Netzkosten ein größerer Schwerpunkt auf die Kostenreflexivität gelegt werden und der bisherige Ansatz, in dem Kosten solidarisiert wurden, erst nachgelagert adressiert werden.

Die ökonomischen Modelle und praktischen Umsetzungen kostenreflexiver Netzentgelte sehen eine Bepreisung der (lokalen und zeitlichen) Netznutzung nach kurz- bzw. langfristigen Grenzkosten vor. Die kurzfristigen Grenzkosten decken dabei die Betriebskosten ab, inklusive des Netzengpassmanagements. Die langfristigen Grenzkosten beziehen auch die Netzausbaurkosten mit ein und decken diese damit (oder vermeiden sie, wenn andere Optionen günstiger sind). Die ökonomischen Prinzipien ermöglichen es jedoch nicht, die gesamten Netzkosten (exakt) zu decken.

Die Deckung der sogenannten Residualkosten sollte über Netzentgeltkomponenten erfolgen, die weder die Preissignale des Strommarktes noch der Netzentgelte beeinträchtigt, weder den Bezug, die Einspeisung noch die Speicherung oder die Energieeffizienz. Sie sollten keine Preissignale verfälschen oder Verteilungsfragen verursachen und deshalb weder lokal noch von einzelnen Gruppen getragen werden müssen. Dafür sind Grundpreise am besten geeignet. Diese müssen jedoch nach Verbrauchsklassen abgestimmt werden, da ein Industrie- und ein Haushaltskunde diesbezüglich nicht gleichbehandelt werden können.<sup>17</sup> Dabei gilt: Je mehr Festsetzungen in Richtung der Sozialisierung (beispielsweise über Grundpreise) getroffen werden, desto schwieriger wird es, Kostenreflexivität auszugestalten und die Gesamtnetz- bzw. Stromsystemkosten zu minimieren.<sup>18</sup>

Um kostenreflexive Netzentgelte umzusetzen, eignen sich dynamische Netzentgelte sehr gut. Hiermit kann zeitlich und örtlich differenziert für Zeiten möglicher Netzüberlastung ein hohes Entgelt festgelegt werden. Die Finanzierung der Netzausbaurkosten mit sehr hohen Überlastungspreisen halten wir jedoch für nicht umsetzbar. In Näherung an das theoretische volkswirtschaftliche Optimum sollten die Tarifniveaus aber eine große Spreizung aufweisen, um entsprechende Wirkung erzielen zu können. Netzdienliches Verhalten kann angereizt werden, indem die dynamischen Netzentgelte geographisch differenziert sind. Dabei sollte der regionale Fokus eher auf netztechnischen Gebieten liegen statt an Netzregionen nach Eigentum. Bundesweite verbindliche und einheitliche Strukturen und Berechnungswege sind dabei wichtig, um Eintrittsbarrieren für Lieferanten und Aggregatoren gering zu halten und Transparenz zu schaffen.

16 Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen: Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können

17 <https://www.raonline.org/knowledge-center/netzentgelte-langfristige-grenzkosten-als-grundlage-der-bepreisung/>

18 RAP (2015) Grundgebühren verteuern Netz und Energiewende

In den Verteilnetzen kann auf den bereits eingeführten zeitvariablen Netzentgelten aufgebaut werden, welche dann zunehmend dynamisiert, also mit kürzeren Vorlaufzeiten festgelegt, und geographisch differenziert werden sollten.

Auf Übertragungsnetzebene können dynamische Netzentgelte aus den vortägigen Redispatch-Prognosen berechnet werden.<sup>19</sup> Damit können Redispatchkosten reduziert und – solange die gesamtdeutsche Strompreiszone Bestand hat – effiziente lokale Einsatzsignale gesetzt werden.

Die Umsetzung dieser Grundstruktur über alle Spannungsebenen wäre ein Ansatz, um zumindest die kurzfristigen Grenzkosten in Netzpreise zu überführen. Damit die Information über die Netzsituation auch über die Spannungsebenen transportiert werden kann, muss der Wälzungsmechanismus von Grund auf überarbeitet werden.<sup>20</sup> Ebenso sollten die Netzentgelte bundesweit ausgeglichen werden, sodass lokale Kostenunterschiede ausschließlich durch die lokale Netzbelastungssituation entstehen. So könnte der oben erwähnte Grundpreis zur Abdeckung der residualen Kosten in Deutschland je Verbrauchsgruppe identisch sein, die Tarifstufen des dynamischen Netzentgelts gegebenenfalls je Spannungsebenen ebenso. Allein die Zeitpunkte, wann die Netzentgelte hoch oder niedrig sind, müssen lokal differenziert werden.

Um etwaige verbleibende zeitliche Kostenunterdeckungen oder Kostenüberdeckungen der Netzbetreiber auszugleichen, kann zudem weiterhin auf das bestehende Regulierungskonto als Umsetzungshilfe zurückgegriffen werden.

## Netzfinanzierende Umlagen

Durch die Erweiterung der Offshore-Umlage im Jahr 2019 sowie die Einführung und die Dynamik des Aufschlags für besondere Netznutzung werden zunehmend mehr Netzkosten über Umlagen finanziert.<sup>21</sup> Wird dieses System fortgeführt, könnten im Jahr 2045 mehr als ein Drittel der Netzkosten über Umlagen finanziert werden. Da die Umlagen im Gesetz einheitlich pro Verbrauchsgruppe festgelegt werden, ist hier eine stark differenzierte oder gar kostenreflexive Verteilung der Kosten unmöglich. Da die Umlagen die Komplexität insgesamt erhöhen, indem sie weitere Verteilungsregeln und Ausnahmen mit sich bringen und in ihrer starren Wirkungsweise flexible Preissignale konterkarieren, sollten diese Umlagen zurück ins Netzentgeltsystem überführt werden. Die Zielsetzung, die Netzausbaukosten, die durch die Anbindung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen entstehen, zu solidarisieren und damit mehr Gerechtigkeit zwischen ausbaustarken und schwachen Regionen zu schaffen, ist nachvollziehbar. Sie lenkt jedoch davon ab, dass das aktuelle System diesbezüglich Ungerechtigkeiten beinhaltet, die an ihrer Wurzel behoben werden sollten. In einem Entgeltsystem, in dem regionale Ungleichgewichte vermieden werden sollen, müssten bundeseinheitliche Netzentgelte gewählt werden.

<sup>19</sup> <https://neon.energy/Neon-Netzentgelte-Gro%C3%9Fbatterien.pdf>

<sup>20</sup> Fritz, Jahn, Tagesspiegel (2025) [Reformbedarf bei der Wälzung der Stromnetzkosten](#)

<sup>21</sup> Agora/RAP (2024) [Reaktion auf Eckpunkte zur gerechten Verteilung der Netzkosten](#); Agora Energiewende (2025): "Stromnetzentgelte – gut und günstig. Ausbauskosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen"

---

## 2.4 Beteiligungsmöglichkeiten und Datentransparenz

Die Bundesnetzagentur hat mit dem Aufsetzen des NEST-Prozesses, mit dem dazugehörigen Internetauftritt, mit den begleitenden Veranstaltungen und mit den angemessenen Fristen für die Konsultationsverfahren unter Beweis gestellt, wie die Einbindung von Stakeholder:innen und Akteur:innen gelingen kann.

In einem Punkt ist das Vorgehen der Bundesnetzagentur jedoch unzureichend: Bei der Datentransparenz. Für die notwendige Diskussion der Kostenverteilung fehlen auch der Fachöffentlichkeit die Informationen.

Eine Diskussion über die Entgeltverteilung lässt sich nur auf Augenhöhe führen, wenn alle Beteiligten zumindest zu den wesentlichen Fragestellungen über die annähernd gleiche Datengrundlage verfügen. Das ist zum jetzigen Stand nicht gegeben.<sup>22</sup>

So verfügt die Bundesnetzagentur beispielsweise von allen Netzbetreibern über die Netzentgelterlöse je Nutzergruppe und Spannungsebene, um die Mehr- und Minderlöse für das Regulierungskonto zu erheben.<sup>23</sup> Es wäre wünschenswert, wenn diese Daten, selbstverständlich anonymisiert und wenn nötig aggregiert, zur Verfügung gestellt werden würden. Die Wissenschaft kann mit einer besseren Datengrundlage genauere Vorschläge unterbreiten. Zudem hilft mehr Datentransparenz auch anderen Akteuren, bei der Abwägung von Zielkonflikten bessere Entscheidungen zu treffen.

---

## 3 Status quo der Netzentgeltbildung Strom in Deutschland

---

Ergänzend zu den Ausführungen der Bundesnetzagentur sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass derzeit ein Großteil der Netzkosten von den Verbrauchern in der Niederspannung gedeckt werden. Sie tragen über die Netzentgelte 80 Prozent der Netzkosten, während sie nur etwa 60 Prozent der Gesamtstrommenge beziehen.<sup>24</sup>

---

## 4 Abgleich des Status quo mit dem Zielbild

---

– keine Anmerkungen –

---

<sup>22</sup> Agora/RAP (2019) *Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen*

<sup>23</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8\\_02\\_FormErhB/BK8\\_FormEhB.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_02_FormErhB/BK8_FormEhB.html)

<sup>24</sup> Agora Energiewende (2025): "Stromnetzentgelte – gut und günstig. Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen"

## 5 Welche Anpassungsoptionen könnten sich aus der Analyse des Status quo ergeben?

Im Folgenden wird auf die von der Bundesnetzagentur zur Diskussion gestellten Punkte Bezug genommen.

### 1. Einspeiseentgelte

Einspeiseentgelte sollten diskutiert werden. Doch die im Diskussionspapier aufgeführten Fragen führen in eine politische Diskussion, ohne die ökonomischen Grundlagen fixiert zu haben.<sup>25</sup>

Da Netzausbaukosten in ländlichen Netzen maßgeblich durch die Ausbauverpflichtung für Einspeisung entstehen, sollte dies in Ergänzung zum Wert des eingespeisten Stroms betrachtet werden. Ein ökonomisch effizientes Stromsystem lässt sich nur dann umsetzen, wenn die Einspeisung auch die Netzkosten berücksichtigen kann. Dabei ist wichtig, dass der systemische Mehrwert die Kosten der Integration übersteigt und ein diskriminierungsfreier Netzzugang gewährleistet bleibt. Die Erzeugung ist heute jedoch blind für die Netzkosten, da diese von den Verbraucher:innen getragen werden. Selbst wenn Netzrestriktionen zu Abregelungen führen, werden diese heute kompensiert und somit irrelevant für die Einspeiser. Für ein effizientes Gesamtsystem wären Maßnahmen nötig, die die Wertigkeit der Einspeisung (auch von Speichern) mit den örtlichen und zeitlichen Netzkosten zusammenzubringen. Hier bietet sich ein dynamische Arbeitspreis an, da er sich unmittelbar auf den Betrieb auswirkt (siehe auch 3. Dynamische Netzentgelte).

Ein Ansatz, die Netzkosten an Erzeuger weiterzugeben, sind kostenreflexive Netznutzungssignale, die sowohl die Form einer Belastung als auch einer Entlastung (Gutschrift, Auszahlung) annehmen können. Diese gelten für Erzeugung und Verbrauch und richten sich primär an den Betrieb, strahlen dabei aber auch auf die Investition aus. Das heißt, derart ausgestaltete Einspeiseentgelte sind geeignet den Betrieb, also die Einspeisung (und damit auch für gemeinsam genutzte Einspeisepunkte und Speicher) systemeffizient zu adressieren, wenn sie örtlich (bezogen auf die Physik, nicht das Verteilnetzgebiet) und zeitlich differenziert sind.

Baukostenzuschüsse bieten die Option der regionalen oder lokalen Investitionssteuerung. Diese lässt sich aus hoheitlicher Perspektive nicht überblicken, da sie stark von der Betriebsweise des Einspeisers abhängt. Das gilt insbesondere für Speicher, für die an jedem Standort ein mehr oder weniger systemdienlicher Betrieb möglich ist. Baukostenzuschüsse, die nur für Neuanlagen gelten, sollten daher nur die tatsächlichen örtlichen Netzananschlusskosten umfassen. Wenn damit auch die Netzausbaukosten adressiert werden sollen, so empfiehlt ACER, sollten diese auch für die vorhandenen Nutzer gelten.<sup>26</sup> Bis konsistente Betriebssignale aus Großhandel und Netz etabliert sind, können Baukostenzuschüsse und (standardisierte und regulierte) flexible Netzanschlussverträge (FCA) auch eine Brücke bilden, die jedoch zu einem Ufer in Form von lokalen Strompreissignalen führen muss. Denn durch die richtige Platzierung, insbesondere neuer Verbrauchsanlagen wie Elektrolyseuren und Speichern, können erhebliche Netzausbaukosten eingespart werden.<sup>27</sup>

<sup>25</sup> RAP/THI (2025) *Netzentgelte: Langfristige Grenzkosten als Grundlage für Bepreisung*

<sup>26</sup> ACER, Getting the Price Signals Right <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Net-work-Tariff-Practices.pdf>

<sup>27</sup> Luderer, G., Bartels, F., Brown, T., & al., e. (2025): Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam; <https://doi.org/10.48485/pik.2025.003>

Weder Baukostenzuschüsse noch flexible Netzanschlussverträge sind in der betrachteten Pauschalität jedoch dazu geeignet, um Verbraucher im bedeutenden Umfang von Netzkosten zu entlasten. Dafür wären sehr hohe Umverteilungen nötig, die sich auf die Stromerzeugung und den Großhandelspreis negativ auswirken würden und schließlich an die Verbraucher durchgereicht werden müssten. Investitionen in geförderte Bestandsanlagen würden damit nachträglich entwertet, ohne einen systemischen Effizienzgewinn zu erzielen.

## 2. Netzentgeltkomponenten: Grundpreis oder Leistungspreis

Ein Grundpreis als Preiskomponente hat keinen direkten Einfluss auf das Nutzungsverhalten.<sup>28</sup> Er ist zudem keinesfalls kostenreflexiv und sollte daher nur nachrangig, also ergänzend zu den kostenreflexiven Preisbestandteilen diskutiert werden. Wie beschrieben eignen sich Grundpreise beispielsweise, um die residualen Kosten zu decken, dabei ist zu beachten, dass Grundpreise die gewünschte Lenkungswirkung kostenreflexiver Preisbestandteile überstrahlen können, wenn erstgenannte unverhältnismäßig hoch ausfallen.

Ein Kapazitätsentgelt hat die gleichen Anreizwirkungen wie ein Jahresleistungspreis und ist daher nicht zu empfehlen. Signifikante, zeitlich undifferenzierte Preiselemente reizen einen gleichmäßigen beziehungsweise nicht netzdienlichen Strombezug (oder Einspeisung) an. Diese gut kalkulierbaren Netzkosten wirken wie Fixpreise für die Verbraucher. Im Gegensatz dazu muss für flexiblen Verbrauch eine höhere und damit teurere Buchung/Bestellung als notwendig eingegangen werden, die nur über unsichere Erlösströme aus zeitlichen Netzentgelten oder Großhandelspreisen zu kompensieren ist. Je signifikanter ein solches Kapazitätsentgelt ist, desto mehr wird es die Konsumentenentscheidung beeinflussen.

Zeitliche Entgelte sind bei lokaler Ausgestaltung geeignet, die örtliche und zeitabhängigen Netzbewirtschaftungs- und Ausbaukosten – auch differenziert nach Spannungsebenen – zu reflektieren (siehe 3 Dynamische Netzentgelte). Das gilt in erster Linie für zeitliche Arbeitspreise. Zeitliche Leistungspreise sind komplexer und schwieriger zu vermitteln. Insbesondere die Verbindung von zeitlichen Arbeits- und Leistungspreisen führt zu Überlappungen. Gemeinsam geben sie unter Umständen uneindeutige Handlungssignale, schränken damit die Verständlichkeit ein und damit auch die Effektivität der Anreizwirkung.

## 3. Dynamische Netzentgelte

Dynamisch, also sehr kurzfristig, lokal und in ihrer Höhe abhängig von der Netzauslastung, müssen Netzentgelte derzeit noch nicht sein. Zeitlich-statische Entgelte für relevante Nutzungsgruppen, wie derzeit für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG, sind als Einstieg geeignet.<sup>29</sup>

Eine Verfeinerung, in den Preishöhen, im zeitlichen Vorlauf und in örtlicher Differenzierung, sollte nach Abwägung des Kosten- und Nutzenverhältnisses vorgesehen werden und unbedingt von Beginn an in den IT-Systemen aller Netzbetreiber berücksichtigt werden. Insbesondere die Preishöhe sollte entsprechend der Netzbewirtschaftungs- und Ausbaukosten ausgerichtet werden, aus denen sich ein Critical Peak Pricing ergibt.

<sup>28</sup> RAP (2018) *Cleaner, Smarter Cheaper: Network tariffs for a smart future*

<sup>29</sup> Weidlich et al. (2025) *Dynamische Netzentgelte und ihre mögliche Ausgestaltung für Deutschland*

Die Agora-Studie „Haushaltsnahe Flexibilitäten“ zeigt, dass haushaltsnahe Flexibilitäten (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher) ein erhebliches Flexibilitätspotenzial mitbringen. Sie können das lokale Stromnetz damit jedoch sehr belasten, vor allem, wenn zu viele Verbraucher:innen gleichzeitig und unabhängig ihren Strombezug erhöhen. Um die Flexibilität netzschonend zu aktivieren, wurden dynamische Stromtarife um dynamische Netzentgelte ergänzt. Damit kann der Netzausbaubedarf in der Niederspannung für Deutschland bis zum Jahr 2035 um 45 Prozent reduziert werden.<sup>30</sup>

Um die Netze zielgerichtet zu entlasten, sollte in den nächsten Jahren die Vorlaufzeit der Berechnung der dynamischen Entgelte Stück für Stück verkürzt werden – das Netzentgelt würde also von zeitvariabel statischen zu zeitvariabel dynamischen Entgelten transformiert.

Ein Herausrechnen von Verbrauchsspitzen in Zeiten, die der Netzbetreiber freigegeben hat, weil keine Engpässe zu erwarten waren, ist hingegen kein geeigneter Ansatz. Mit zunehmender Verbrauchs- und Speicherflexibilit t werden Netzbetreiber diese Zeiten stark einschränken müssen, da sie den Verbrauch in diesen Zeiten nicht überschauen oder adressieren können und somit zunehmend neue Engpässe befürchten müssen.

#### 4. Bundeseinheitliche Netzentgelte

Die derzeitige Kostenallokation nach Eigentumsstruktur der Verteilnetze hat zu großen Entgeltdifferenzen geführt, so dass die Bundesnetzagentur eine Auslagerung von Netzanschlusskosten, welche durch Erneuerbare-Energien-Anlagen entstehen, in die Umlage eingeführt hat. Dieser Ausgleichsmechanismus führt langfristig dazu, dass signifikante Kosten außerhalb der Entgeltsystematik gedeckt werden (siehe 2.3 Netzfinanzierende Umlagen)<sup>31</sup>. Damit wird eine kostenreflexive Preisgestaltung geschwächt und dies führt dazu, dass lediglich eine Durchschnittskostenmethode (average cost methodology) zur Kostendeckung adressiert werden kann. Innerhalb der Kostenwälzung führt die Durchschnittskostenmethode schon heute zu Preisanomalien, die zukünftig zu verstärkten Fehlanreizen führen. Bundeseinheitliche Netzentgelte sind dabei in der Lage, Fehlanreize, die sich aufgrund von regionalen Gegebenheiten ergeben, auszugleichen.

Auch eine konsequente kostenreflexive Netzbepreisung steht nicht im Widerspruch zu bundeseinheitlichen Netzentgelten. Vielmehr wird damit eine ausgeglichene Kostentragung der residualen Kosten ermöglicht, die anderenfalls in ländlichen Netzgebieten sehr hoch ausfallen würden.

Bundeseinheitliche Netzentgelte stellen Verteilungsgerechtigkeit zwischen den Regionen her und sind verbraucherfreundlich, weil sie die Preistransparenz erhöhen. Eine Vereinheitlichung der Netzentgelte ist umsetzbar, dies zeigt nicht zuletzt die Praxis der Übertragungsnetzebene. Zur Umsetzung braucht es eine zentrale Stelle, die gegenüber den Netzbetreibern mit entsprechenden Umsetzungsbefugnissen legitimiert werden muss. Für den Übergang sollte bis zum Auslaufen der StromNEV eine (schrittweise) Umsetzung angestrebt werden. Ein sukzessiver Übergang ermöglicht es allen Akteuren, sich langsam an das neue Niveau anzupassen und hat sich bereits bei der Zusammenfassung der  bertragungsnetzentgelte bewährt.<sup>32</sup>

<sup>30</sup> Agora Energiewende und FfE (2024) „Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen“

<sup>31</sup> Agora Energiewende (2025): „Stromnetzentgelte – gut und günstig. Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftsicher aufstellen“

<sup>32</sup> Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher  bertragungsnetzentgelte vom 25.04.2018

Die situative geographische Differenzierung der Netzentgelte je nach Belastungssituation muss für die konsequente Umsetzung der kostenreflexiven Netznutzungsentgelte nachgelagert umgesetzt werden. Diese geographische Differenzierung sollte aber anhand von netz-physikalisch sinnvollen Regionen und nicht nach historisch gewachsenen, heterogenen Verteilnetzgebieten erfolgen.

## 5. Speicharentgelte

Die Ausnahme einer Technologie oder einzelner Verbrauchergruppe von Netzentgelten ist gegenüber den übrigen Technologien beziehungsweise Netznutzern kaum zu rechtfertigen und birgt insbesondere dann Diskriminierungspotential, wenn dadurch zusätzliche Kosten entstehen, die von den nicht-privilegierten Verbraucher:innen zu tragen sind. Zudem kann der Speichereinsatz nur einen systemischen Mehrwert liefern, wenn diese bei Strompreisoptimierung und Systemdienstleistungen auch die Netzsituation beziehungsweise die Netzkosten berücksichtigen. Damit dies erreicht werden kann, sind kostenreflexive Netzentgelte auch für Speicher notwendig. Solche Entgelte können an bestimmten Orten und Zeiten (für alle Ein- oder Ausspeiser) auch negativ ausfallen, wenn diese damit teureres Engpassmanagement oder Netzausbau ersetzen.

## 6. Weitere Anpassungsoptionen

Die Umspannebenen können beziehungsweise sollten nicht mehr separat geführt werden. Für jedes neuen Entgeltsystem würde dies die Komplexität (Kostenwälzung oder Durchreichen) und möglichen Preisanomalien reduzieren.

Im Rahmen der Kostenwälzung<sup>33</sup> werden heute die Kosten der vorgelagerten Ebene nach zeitungleicher Höchstlast und Menge pauschal gewälzt, das heißt, sie gehen als ein Kostenblock in die Kosten der nächsten Spannungsebene ein. Damit wird eine kostenreflexive Bepreisung der vorgelagerten Netzebenen verhindert. In einem System der kostenreflexiven Netzentgeltbildung müsste anerkannt werden, dass diese gewälzten Kosten beeinflussbar sind, wenn nicht durch den Netzbetreiber (siehe Festlegungsentwurf zu den unbeeinflussbaren Kosten und dessen Entgeltgestaltung) so zumindest durch die Verbraucher:innen. In einem solchen System sind also die dafür notwendigen zentralen Vorgaben der zeitlichen und örtlichen Netzentgelte zu jedem Zeitpunkt beeinflussbar. Für ein korrektes finanzielles Entlastungssignal über Spannungsebenen hinweg ist eine Zusammenführung der Entgelte für jeden Zeitschritt aller in Anspruch genommenen Spannungsebenen notwendig. Das Zusammenführen der Netzentgelte der genutzten Ebenen kann durch den Ausspeisenezbetreiber oder durch den Lieferanten durchgeführt werden. Wenn diese Entgelte positive und negative sind, ergibt sich dadurch eine bidirektionale Kostenwälzung und, wie oben beschrieben, situative Einspeiseentgelte für die Netznutzung.

Für ein effizientes Energiesystem ist ein Entgeltsystem, das die physikalischen Gegebenheiten kostenreflexiv darstellt, unumgänglich. Dies schließt somit auch eine Bepreisung nach Spannungsebenen (örtlich und zeitlich) ein, da Engpässe separat vorkommen können.

<sup>33</sup> Fritz, Jahn, Tagesspiegel (2025) [Reformbedarf bei der Wälzung der Stromnetzkosten](#)

---

## Impressum

---

### **Agora Energiewende**

Agora Think Tanks gGmbH  
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2  
10178 Berlin | Deutschland  
T +49 (0) 30 7001435-000  
[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)  
[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

### **Regulatory Assistance Projekt (RAP)**

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2  
10178 Berlin | Deutschland  
[www.raonline.org](http://www.raonline.org)  
[info@raonline.org](mailto:info@raonline.org)

### **Ansprechpartner**

Philipp Godron (Agora Energiewende)  
Mareike Herrndorff (Agora Energiewende)  
Andreas Jahn (RAP)  
Prof. Dr. Katrin Schaber (extern, für Agora Energiewende)

**Datum:** Juli 2025