Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln

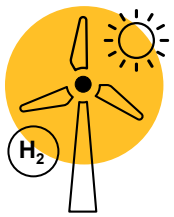
EWI-Gutachten

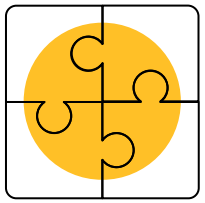
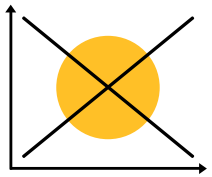
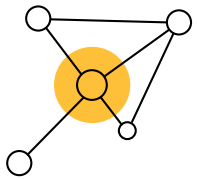
26.05.2026

Netzentgeltkriterien im Kontext der Anpassungen der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom

Ein Vergleich der Netzentgeltmodelle der BNetzA und des BDEW im Hinblick auf Verbraucher

Im Auftrag von: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)



© EWI 2026

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

+49 (0)221 650 853-60

https://www.ewi.uni-koeln.de

Verfasst von:

Dr. Philip Schnaars
Arne Lilienkamp
Tim Jäger
Amir Ashour Novirdoust

Bitte zitieren als:

EWI (2026). Netzentgeltkriterien im Kontext der Anpassungen der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom. Ein Vergleich der Netzentgeltmodelle der BNetzA und des BDEW im Hinblick auf Verbraucher

Executive Summary: Ein Vergleich der Netzentgeltmodelle der BNetzA und des BDEW im Hinblick auf Verbraucher

Die Netzentgeltmodelle der BNetzA und des BDEW lassen sich auf vier zentrale Unterschiede reduzieren

1. Anzahl und Funktion der statischen Komponenten
2. Ausgestaltung der dynamischen Komponenten (Engpassmanagement)
3. Umgang mit Kapazitätsüberschreitungen
4. Anwendung für Kunden der Niederspannung mit iMSys

- Hinsichtlich des BNetzA-Modells stellt sich zudem die spezifische Ausgestaltungsfrage zum Erfordernis einer Mindestkapazität.

Die beiden Netzentgeltmodelle haben unterschiedliche Schwerpunkte

BNetzA-Modell:

- Verteilungswirkung gegenüber der aktuellen Netzentgeltsystematik gering halten
- Netzdienlichkeit auf Übertragungsnetzebene

BDEW-Modell:

- Wirtschaftliche Planbarkeit
- Kostenreflexivität der Systematik
- Netzdienlichkeit auf Verteilnetzebene
- Verständlichkeit für Netzkunden

Die Parametrierung der Netzentgelt-modelle entscheidet, inwiefern sich Modellschwerpunkte materialisieren

- Neben den Komponenten entscheidet die konkrete Parametrierung, ob sich die identifizierten Modellschwerpunkte materialisieren.
- Bei der konkreten Ausgestaltung der neuen Netzentgeltsystematik ist zu entscheiden, welche Schwerpunkte für die Einführung besonders gewichtet werden sollen.
- In der längeren Frist sollte eine neue Netzentgeltsystematik auf Veränderungen des Stromsystems reagieren können.

Agenda

1. Rahmen des Gutachtens
2. Modellbeschreibungen
3. Vorgehen
4. Modellvergleich

Agenda

1 Rahmen des Gutachtens

2 Modellbeschreibungen

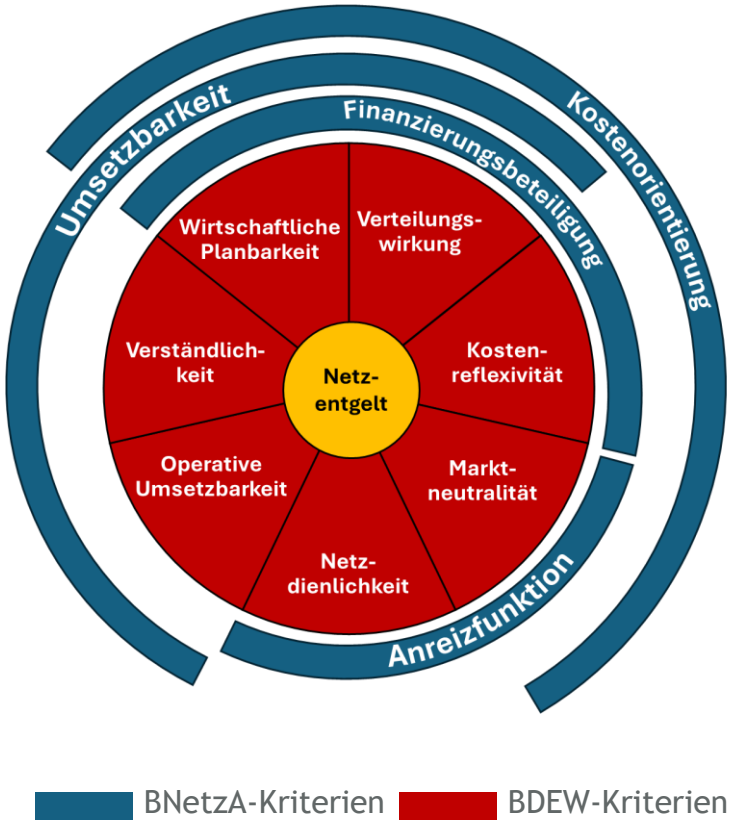
3 Vorgehen

4 Modellvergleich

In dem Gutachten werden die Netzentgeltmodelle der BNetzA und des BDEW anhand von sieben Kriterien verglichen

- Mit Blick auf die Ausgestaltung einer neuen Netzentgeltsystematik für Strom zum Jahr 2029 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) vier Kriterien definiert[1]. Der BDEW hat seinerseits sieben Kriterien erarbeitet, die sich den Kriterien der BNetzA zuordnen lassen[2].
- Diese Kriterien können als Anforderungen an eine Netzentgeltsystematik interpretiert werden. Da einzelne Kriterien jedoch mitunter im Konflikt zueinander stehen können, kann eine neue Netzentgeltsystematik nicht alle Kriterien in vollem Umfang erfüllen. Es gilt, einzelne Kriterien gegeneinander abzuwägen. Bei der Definition einer neuen Netzentgeltsystematik werden einzelne Kriterien implizit stärker gewichtet als andere, wenn sie in stärkerem Maße erfüllt sind.
- Dieses Gutachten zielt darauf ab, im direkten Vergleich die **impliziten Kriteriengewichtungen** der seitens der BNetzA[3] und seitens des BDEW[4] zur Diskussion gestellten Modelle für eine Netzentgeltsystematik für Strom **offenzulegen**. Dazu werden die Schwerpunkte der Modelle vergleichend dargestellt.
- Für die Vergleichbarkeit liegt der Fokus auf der Ausgestaltung von **laufenden Verbrauchernetzentgelten** als Teilmenge des seitens der BNetzA zur Diskussion gestellten Modells. Dabei wird auf die vom BDEW aufgestellten Netzentgeltkriterien abgestellt, die die BNetzA-Kriterien detaillierter ausführen und auf der Folgeseite skizziert werden.

Kriterien an eine Netzentgeltsystematik[5] („Netzentgeltkriterien“)



[1] BNetzA (2025a) [2] BDEW (2025) [3] BNetzA (2025b) [4] BDEW (2026) [5] eigene Darstellung

Die sieben vom BDEW definierten Netzentgeltkriterien bilden die Grundlage des Modellvergleichs

	Kriterien an eine Netzentgeltsystematik	Beschreibung der Kriterien
1	Kostenreflexivität	▪ In welchem Umfang spiegelt die Netzentgeltsystematik die zentralen Treiber der Netzkosten wider?
2	Wirtschaftliche Planbarkeit	▪ Sind Kosten und Erlöse für die Netznutzer und die Netzbetreiber langfristig vorhersehbar?
3	Netzdienlichkeit	▪ Reizt die Netzentgeltsystematik ein Verhalten der Netznutzer an, das zu einer Reduktion der Netzkosten beiträgt?
4	Marktneutralität	▪ Werden alle Netznutzer diskriminierungsfrei behandelt? ▪ Werden Rückkopplungen der Netzentgelte auf Marktpreise und das Strommarktergebnis vermieden?
5	Verteilungswirkung	▪ Entstehen aufgrund der Netzentgeltsystematik deutliche Veränderungen gegenüber der heutigen Netzentgeltsystematik?
6	Verständlichkeit	▪ Werden die Anzahl und die Mechanik der Netzentgeltkomponenten auf ein für Netznutzer nachvollziehbares Maß beschränkt?
7	Operative Umsetzbarkeit	▪ Ist die Umsetzung der Netzentgeltsystematik mit angemessenem Aufwand für Netzbetreiber und Versorger möglich?

Agenda

1 Rahmen des Gutachtens

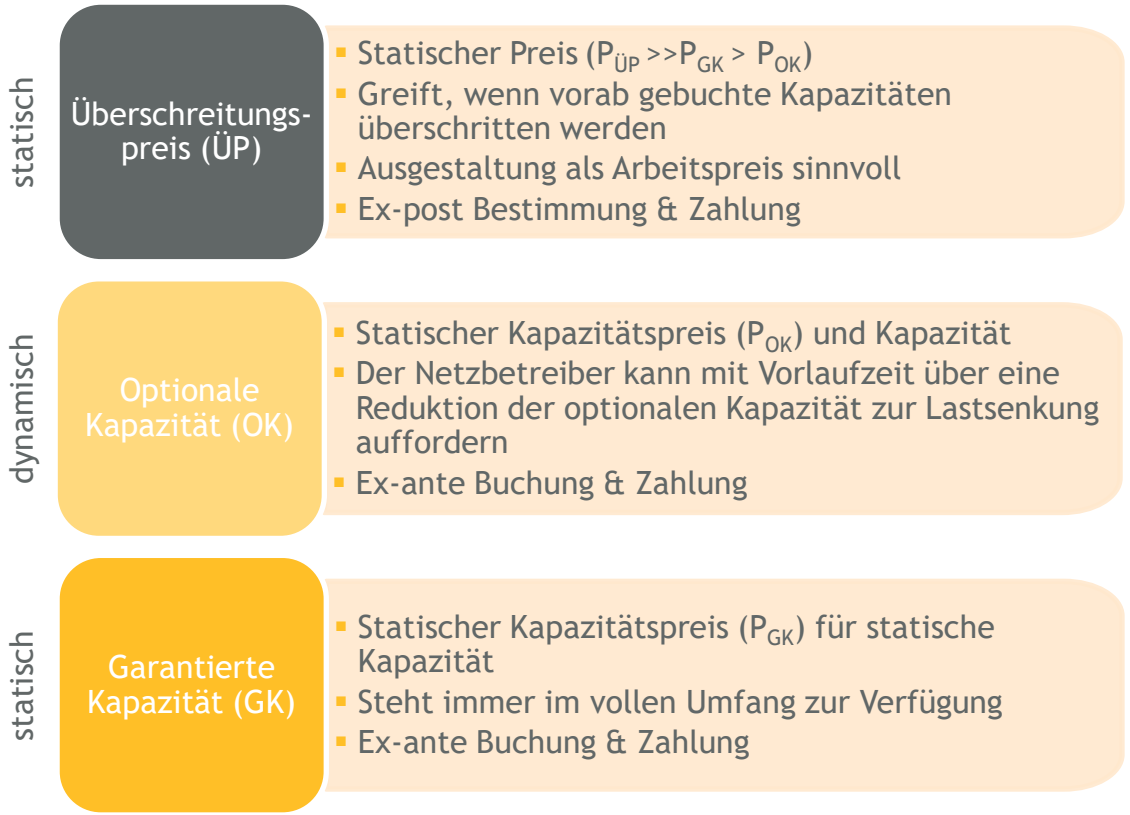
2 Modellbeschreibungen

3 Vorgehen

4 Modellvergleich

Das BDEW-Modell sieht einen Kapazitätspreis als zentrale Komponente eines laufenden Verbrauchernetzentgelts vor

BDEW-Modell[1] eines laufenden Verbrauchernetzentgelts



- Der BDEW hat zusammen mit dem EWI ein Grundmodell[1,2] für ein **laufendes Verbrauchernetzentgelt** entwickelt, das einen Kapazitätspreis als zentrale Komponente vorsieht. Das Modell wird nachfolgend *BDEW-Modell* genannt.
- Das BDEW-Modell besteht aus zwei statischen und einer dynamischen Komponente.[3] Die statischen Komponenten sind eine **garantierte Kapazität (GK)** und ein **Überschreitungspreis (ÜP)**. Eine Dynamisierung erfolgt über die **optionale Kapazität (OK)**, die von flexiblen Verbrauchern gebucht und deren Verfügbarkeit vom Netzbetreiber temporär eingeschränkt werden kann. Kunden sind nicht an die Einschränkung der OK gebunden, jedoch greift im Fall der Missachtung der Einschränkung der teurere Überschreitungspreis. Die Dynamisierung kann graduell erfolgen, bspw. zunächst in statischen Zeitfenstern pro Jahr, und im Laufe der Zeit angepasst werden.
- Das Modell soll perspektivisch und mit Übergangsphase unabhängig von der Spannungsebene für alle Netzkunden gelten, die mit einem intelligenten Messsystem (iMSys) ausgestattet sind. Für SLP-Kunden ohne iMSys soll weiterhin das geltende Grundpreis-Arbeitspreis-Modell angewendet werden.

[1] BDEW (2026) [2] Das Modell ist in einer Workshopreihe vor dem Hintergrund der vorgestellten Netzentgeltkriterien entstanden und wurde im Rahmen einer BDEW-Stellungnahme veröffentlicht. Das EWI fungierte als wissenschaftliche Begleitung und Moderator. [3] Statische Komponenten sind zeitlich fixiert (z.B. pro Jahr) und stets verfügbar. Die anfallenden Entgelte können zeitlich variabel sein. Dynamische Komponenten sind in ihrer Verfügbarkeit oder im anfallenden Entgelt kurzfristig zeitlich variabel und sollen dadurch netzdienliches Verhalten anreizen.

Für die Vergleichbarkeit werden beim BNetzA-Modell nur die laufenden Netzentgeltkomponenten für Verbraucher betrachtet

Betrachtete Komponenten des BNetzA-Modells[1]

dynamisch	Dynamisches Netzentgelt (AP3)	▪ Dynamischer, vorzeichengerechter Arbeitspreis in Engpasssituationen, der von der Position zum Engpass abhängt.
statisch	Arbeitspreis 2 (AP2)	▪ „Höherer“ Arbeitspreis für Strombezug jenseits der Kapazitätsbestellung, der nicht prohibitiv hoch gewählt wird.
statisch	Arbeitspreis 1 (AP1)	▪ „Niedriger“ Arbeitspreis für Strombezug innerhalb der bestellten Kapazität.
statisch	Kapazitätspreis (KP)	▪ Jährlich frei wählbare Kapazität, für die ein Kapazitätspreis anfällt ▪ Überschreitung bis Netzanschlusskapazität möglich

[1] BNetzA (2025b)

- Für die Vergleichbarkeit des BDEW- und des BNetzA-Modells werden nur jene vorgeschlagenen Netzentgeltkomponenten des BNetzA-Modells betrachtet, die **laufende Verbrauchernetzentgelte** abbilden. Komponenten wie Speicher- und Einspeisenetzentgelte werden daher genauso ausgeblendet wie Einmalzahlungen (z.B. Baukostenzuschüsse). Im Folgenden wird vom *BNetzA-Modell* gesprochen.
- Das betrachtete BNetzA-Modell besteht aus drei statischen und einer dynamischen Komponente. Zu den statischen Komponenten gehört ein **Kapazitätspreis (KP)**, ein **Arbeitspreis (AP1)**, der für Strombezug innerhalb der gebuchten Kapazität anfällt und ein **Arbeitspreis (AP2)**, der oberhalb der gebuchten Kapazität anfällt. Eine Dynamisierung erfolgt über ein **dynamisches Netzentgelt (AP3)**.
- Für Kunden in der Niederspannung <100 MWh soll weiterhin das aktuell geltende Grundpreis-Arbeitspreis-Modell angewendet werden. Für Prosumer werden verschiedene Optionen diskutiert.
- Von der BNetzA wird zudem die Frage aufgeworfen, ob in diesem Modell Vorgaben zur Bestellung einer Mindestkapazität gemacht werden sollten.

Agenda

1 Rahmen des Gutachtens

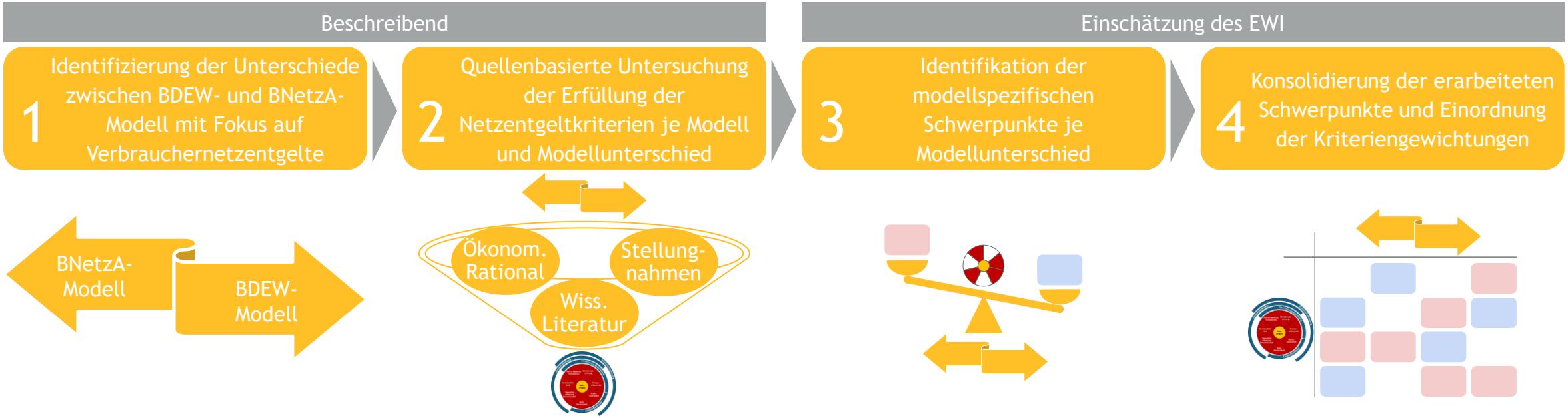
2 Modellbeschreibungen

3 Vorgehen

4 Modellvergleich

Die Schwerpunkte und impliziten Kriteriengewichtungen der Modelle werden in vier Schritten herausgearbeitet

Das Gutachten gliedert sich in vier Schritte, die sich in zwei übergeordnete Teile unterscheiden. Im ersten, beschreibenden Teil werden zunächst die wesentlichen **Modellunterschiede** mit Fokus auf laufende Verbrauchernetzentgelte herausgearbeitet. Anschließend wird auf Basis von **wissenschaftlicher Literatur, veröffentlichter Stellungnahmen und ökonomischem Rational** untersucht, inwieweit die Kriterien jeweils für die identifizierten Modellunterschiede erfüllt sind. Im zweiten Teil werden die Netzentgeltmodelle verglichen. Dazu werden im dritten Schritt die jeweiligen **Modellschwerpunkte je Modellunterschied** im Hinblick auf die relevantesten Netzentgeltkriterien erarbeitet. Anschließend werden dann im vierten Schritt die herausgearbeiteten **Modellschwerpunkte konsolidiert** und die darin implizit zugrundeliegenden **Gewichtungen der Netzentgeltkriterien eingeordnet**.



Agenda

1 Rahmen des Gutachtens

2 Modellbeschreibungen

3 Vorgehen

4 Modellvergleich

Es werden vier zentrale Unterschiede zwischen dem BNetzA- und dem BDEW-Modell und eine modellspezifische Frage betrachtet

Zentrale Modellunterschiede mit Fokus auf Verbraucher	Vorschlag der Ausgestaltung im BNetzA-Modell	Vorschlag der Ausgestaltung im BDEW-Modell
1 Statische Komponenten	▪ Kapazitätspreis mit Arbeitspreis (AP1) ▪ Zudem Arbeitspreis oberhalb der gebuchten Kapazität (AP2 > AP1)	▪ Entgeltl. Buchung garantierter Kapazität (GK) ▪ Überschreitungspreis (ÜP) oberhalb der gebuchten Kapazität
2 Dynamische Komponenten (Engpassmanagement)[1]	▪ Dynamischer AP3, symmetrisch und vorzeichengerecht ausgestaltet	▪ OK kann vom Netzbetreiber in vorab definierten Zeitfenstern bzw. mit Vorlaufzeiten eingeschränkt werden
3 Umgang mit Kapazitätsüberschreitungen	▪ Keine Sanktionierung von Überschreitungen ▪ AP2 lediglich zur "Rationalisierung" der Kapazitätsbuchung	▪ Überschreitungen von GK nur im Rahmen der evtl. gebuchten OK ▪ Darüber gilt Überschreitungspreis als Pönale
4 Einbindung von NS-Kunden <100 MWh mit iMSys	▪ Grundmodell nur für Kunden >100 MWh ▪ Diskussion von 3 Optionen für Prosumer <100 MWh	▪ Überführung von iMSys-Kunden (ggf. mit Übergangsphase und gestaffelten Grundpreis GP) in das Grundmodell

Modellspezifische Ausgestaltungsfrage	
Verpflichtende Buchung einer Mindestkapazität im BNetzA-Modell	▪ Im BNetzA-Modell ist fraglich, inwieweit Vorgaben für eine verpflichtende Mindestkapazität notwendig sind. Im BDEW-Modell hingegen ist keine Mindestkapazität vorgesehen, da hier Anreize für eine realistische Kapazitätsbuchung als höher erachtet werden (siehe Seite 25)

1: Betrachtet werden ausschließlich Entnahme-Netzentgelte. Somit sind Einspeiseentgelte nicht Gegenstand des Gutachtens. Entsprechend beziehen sich nachfolgende Aussagen unter Modellunterschied 2 zur Engpassbehandlung auf lastgetriebene Engpässe und ausdrücklich nicht auf erzeugungsgetriebene Engpässe.

Innerhalb der Modellunterschiede werden hinsichtlich der Kriterien Stärken der Modelle identifiziert

1. Analyse wissenschaftlicher Literatur
Auswertung wiss. Analysen, Gutachten und Studien

2. Auswertung der Stellungnahmen zu den Orientierungspunkten
Analyse hinsichtlich der vorgebrachten Argumente zu den BNetzA-Orientierungspunkten

bdew Energie. Wasser. Leben. · VKU Verband Kommunaler Unternehmen e.V. · BDI · BEE Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. · bne · Verbraucherzentrale Bundesverband · 50hertz · amprion · TenneT · TRANSNET BW

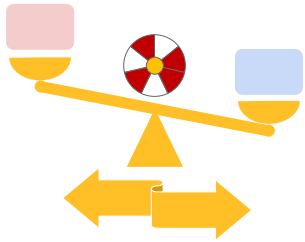
3. Ökonomisches Rational
Untersuchung der Vorschläge hinsichtlich Anreizwirkungen, Schwerpunkten und möglicher Auswirkungen auf Systemkosten

ewi

Quellenbasierte Identifikation von Argumenten

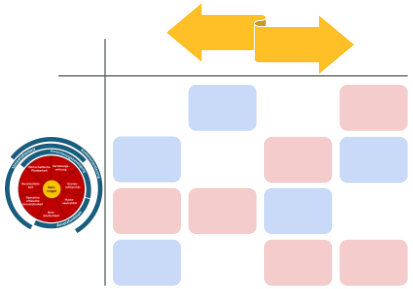
Einordnung der Argumente innerhalb der BDEW-Netzentgeltkriterien

Auch ohne vorliegende Parametrierung kann eine strukturierende Einordnung der Modellunterschiede vorgenommen werden



Parametrierung der einzelnen Netzentgeltkomponenten fehlt bisher

Die BNetzA und der BDEW haben bisher theoretische Überlegungen zur Parametrierung der Netzentgeltkomponenten angestellt[1], konkrete Vorschläge zur Höhe der Komponenten liegen bisher nicht vor. Für eine ganzheitliche Bewertung der Modelle und der jeweiligen Modellschwerpunkte ist eine konkrete Parametrierung erforderlich. Im Rahmen dieses Gutachtens wurde eine im Sinne der jeweiligen Modelle und Modellunterschiede geeignete Parametrierung unterstellt. Die nachfolgenden Bewertungen können sich hinsichtlich der Erfüllung von Netzentgeltkriterien ändern, wenn eine Parametrierung vorliegt, und sich Modellunterschiede angleichen.



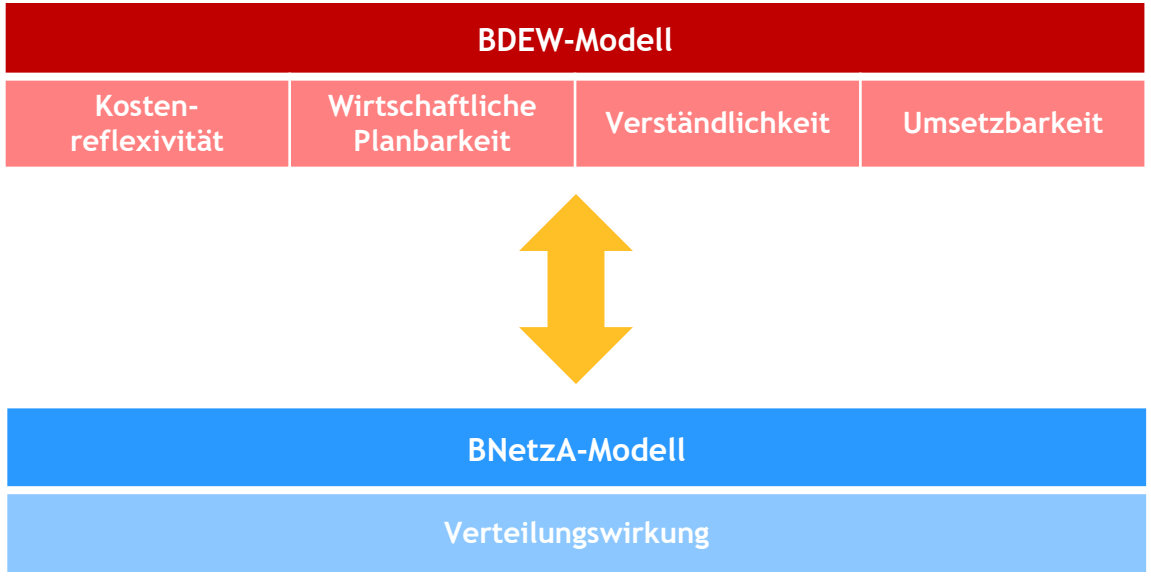
Gegenüberstellung der Stärken beider Modelle hinsichtlich der Kriterien

Es wird hier daher eine Bewertung der beiden Modelle durchgeführt, die so weit wie möglich von Fragen der Parametrierung abstrahiert. Stattdessen werden konzeptionelle Gestaltungsmerkmale der beiden Modellvorschläge gegenübergestellt. So lassen sich auf Ebene der wesentlichen Modellunterschiede Aussagen dazu treffen, welches Modell hinsichtlich welcher Netzentgeltkriterien besondere Stärken aufweist, ohne die Modelle in Gänze bewerten zu müssen.

[1] BNetzA (2025c)

Ein hoher Anteil der kapazitätsbasierten Komponente erhöht Kostenreflexivität, könnte aber Umverteilungen verursachen

Höhere *Kostenreflexivität*, *wirtschaftliche Planbarkeit*, *Verständlichkeit und Umsetzbarkeit* bei Verwendung der statischen Komponenten des BDEW-Grundmodells (GK + ÜP)



Geringere *Verteilungswirkung* bei Verwendung der statischen Komponenten des BNetzA-Grundmodells (KP + AP1/AP2)

Stärken des BDEW-Modells

- **Kostenreflexivität**: Ein hoher Anteil des Kapazitätspreises ist zu bevorzugen, um insb. Prosumer stärker an den Netzkosten zu beteiligen.[1]
- **Wirtschaftliche Planbarkeit**: Hoher KP-Anteil an Netzentgelten entscheidend, um Erlösstabilität für Netzbetreiber sowie Kostenplanbarkeit für Netzkunden sicherzustellen. Erlöse aus AP-Komponenten schwanken stärker durch Verbrauch und Witterung.
- **Verständlichkeit**: Aus Sicht der Kunden ist die Minimierung der Anzahl von Netzentgeltkomponenten wünschenswert, sodass lediglich eine garantierte Kapazität für die meisten Kunden einfach nachvollziehbar ist.
- **Umsetzbarkeit**: Die Verwendung von lediglich einer statischen GK-Komponente könnte gegenüber der ergänzenden Verwendung zweier AP-Komponenten besser umsetzbar für Lieferanten und insb. kleine VNB sein

Stärken des BNetzA-Modells

- **Verteilungswirkung**: Verteilungseffekte für heterogene Netznutzer in höheren Spannungsebenen können durch Kombination des KP mit AP-Komponenten ggf. austariert werden.

[1] Siehe z.B. Consentec (2025)

Ein höherer Anteil der kapazitätsbasierten Komponenten als im BNetzA-Modell könnte die Erfüllung der meisten Kriterien stärken

Kostenreflexivität

Der relevanteste Netzkostentreiber besteht, wie von der BNetzA festgestellt, in der zeitgleichen Jahreshöchstlast[1]. Diese wird über einen KP besser reflektiert als über einen AP[2]. Zudem machen entnahmeabhängige Netzkostenkomponenten (z.B. SDL und Verlustenergie), die kostenreflexiv über einen AP als Teil der Netzentgelte erhoben werden könnten, einen deutlich kleineren Anteil an den Netzkosten aus[3]. Ein höherer Anteil des KP an den Netzentgelten könnte daher aus Sicht der **Kostenreflexivität** zu bevorzugen sein.

Verteilungswirkung

Zugleich hätte die Netzkostenbeteiligung über einen höheren Anteil gebuchter Kapazitäten entsprechend des BDEW-Modells aller Voraussicht nach **Verteilungswirkungen.** Dies ist damit zu begründen, dass Kunden mit geringerem Jahresverbrauch stärker an den Netzkosten beteiligt würden. Auch eine Umverteilung der Netzentgeltlasten von flexiblen zu unflexiblen Netzkunden ist denkbar, da sich erstere hinsichtlich ihrer gebuchten Kapazität optimieren würden. Zum Teil könnten Verteilungswirkungen dieser Art jedoch vor dem Hintergrund einer verstärkten Kostenreflexivität wünschenswert sein.

Wirtschaftliche Planbarkeit

Die Nutzung kapazitätsbasierter, ex-ante gebuchter Komponenten (GK, aber auch OK) führt zu **wirtschaftlicher Planbarkeit** aus Sicht von Netzbetreibern und Netznutzern. Der AP2 dient hingegen lediglich zur „Rationalisierung" der Kapazitätsbuchung. Wie stark Kunden über ihre gebuchte Kapazität auf dieses Preissignal reagieren, ist dabei wenig vorhersehbar. Das Zusammenspiel der Komponenten KP, AP1 und AP2 im BNetzA-Modell könnte die Kapazitätsbuchung beeinflussen[4], sodass diese im Vergleich zum BDEW-Modell eine weniger verlässliche Planungsgrundlage des Netzbezugs darstellen könnte.

Verständlichkeit

Einerseits sind Arbeitspreise bereits bei allen Netznutzenden etabliert. Andererseits könnten die statischen Komponenten des BDEW-Modells **verständlicher** sein, da nur eine kapazitätsbasierte Komponente einfacher nachvollziehbar sein könnte als zwei Arbeitspreise (AP1 und AP2).

Umsetzbarkeit

Das BDEW-Modell erscheint durch eine begrenzte Anzahl an Komponenten mit geringem Aufwand **umsetzbar**. Das BNetzA-Modell erfordert dagegen umfangreichere Umstellungen der Abrechnungssysteme.

[1] BNetzA (2025b) [2] Siehe z.B. Nijhuis et al. (2017) [3] Consentec & Frontier Economics (2024) [4] Consentec (2025)

Das Engpassmanagement im BNetzA-Modell stellt einen bewussten Eingriff in den Markt dar, der zu Wohlfahrtsverlust führen kann

Höhere *wirtschaftliche Planbarkeit*, *Umsetzbarkeit*, *Marktneutralität* und *Netzdienlichkeit im Verteilnetz* bei Verwendung der dynamischen Komponente des BDEW-Modells (Reduktion der OK)

BDEW-Modell			
Wirtschaftliche Planbarkeit	Umsetzbarkeit	Marktneutralität	Netzdienlichkeit (Verteilnetz)

BNetzA-Modell	
Kostenreflexivität (Übertragungsnetz)	Netzdienlichkeit (Übertragungsnetz)

Höhere *Kostenreflexivität* und *Netzdienlichkeit im Übertragungsnetz* bei Verwendung der dynamischen Komponente des BNetzA-Modells (AP3)

Stärken des BDEW-Modells

- **Wirtschaftliche Planbarkeit:** Die Einschränkung der OK als dynamische Komponente erfolgt in vorab definierten Zeitfenstern und könnte damit eher wirtsch. Planbarkeit für Netzbetreiber bieten. Engpässe im Netz eines VNB könnten planbarer adressiert werden, da die notwendige Reduktion des Netzbezugs direkt über Mengensignale vorgegeben wird.
- **Umsetzbarkeit:** Die Einschränkung der OK könnte aufgrund der vorab definierten Zeitfenster leichter umsetzbar sein.
- **Marktneutralität:** Da im BDEW-Modell der Arbeitspreis innerhalb der OK keine Anwendung findet, werden die marginalen Energiebezugskosten der Netznutzer kaum verzerrt. Marktpreissignale können so nahezu unverfälscht auf den Verbrauch wirken.
- **Netzdienlichkeit (Verteilnetz):** Die OK könnte präzisere Anreize zur Vermeidung lokaler lastgetriebener Engpässe im Verteilnetz setzen.

Stärken des BNetzA-Modells

- **Kostenreflexivität und Netzdienlichkeit (Übertragungsnetz):** Der AP3 zielt stärker auf Engpässe in höheren Netzebenen ab und könnte durch zeitlich granulare Signale eine höhere Steuerungspräzision erreichen.

Das BNetzA-Modell adressiert Engpässe explizit (AP3) und zielt in erster Linie auf höhere Netzebenen ab

Kostenreflexivität (Übertragungsnetz)

Regional differenzierte, dynamische NE bilden engpassbedingte Netzkosten besser ab als statische Entgeltkomponenten und sind damit **kostenreflexiver**. Dynamische AP stellen die verursachungsgerechteste Komponente zur Internalisierung kurzfristig variabler Netzkosten (Engpass, Verluste) dar, weil sie präziser parametrierbar sind als statische Leistungs- oder Kapazitätspreise.

Marktneutralität

Innerhalb der gebuchten Kapazitäten kann im BDEW-Modell ohne überlagernde Netzentgelte frei auf Marktpreise reagiert werden. Regionale dynamische NE können dagegen zu starken Reaktionen am Markt führen. Bereits ein geringes dynamisches Netzentgelt könnte zu deutlichen Erzeugungsverschiebungen führen[1]. Der AP3 ist damit qua Design nicht marktneutral.

Wirtschaftliche Planbarkeit

Die **wirtschaftliche Planbarkeit** ist für Netzbetreiber im BDEW-Modell höher, da Kapazitäten ex-ante gebucht werden. Der Netzbezug der Akteure wird nicht über sich ändernde Preise beeinflusst. Somit sind sowohl technische als auch wirtschaftliche Auswirkungen besser auf Seiten der Akteure planbar und weniger abhängig von den Reaktionen der Marktteilnehmer.

Netzdienlichkeit (Übertragungsnetz)

Netzdienlichkeit muss netzebenenspezifisch betrachtet werden. Der AP3 adressiert die Verteilnetzebene, also lokale Netzsituationen, nur unzureichend, kann dafür aber Engpässe in höheren Netzebenen und damit den Redispatchbedarf gezielter adressieren. Auf Verteilnetzebene kann die OK zielgenauer lokale Engpässe vermeiden.

Umsetzbarkeit

Die OK des BDEW-Modells gestaltet sich leichter **umsetzbar**, da vorab definierte Zeitfenster anfangs statisch festgelegt werden können. Das Engpassmanagement ist dabei außerdem zentraler Teil des Mechanismus und kein zusätzlicher Baustein wie im BNetzA-Modell, der parallel implementiert werden muss. Die Ermittlung des AP3 durch ÜN-Betreiber (Day-Ahead-Prognose) ist mit größeren Unsicherheiten verbunden, die sich nachteilig auf die Effektivität des Mechanismus auswirken können[1]. Für VN-Betreiber kann die Unsicherheit über die Signale aus fremden Netzen zudem die **Umsetzung** erschweren.

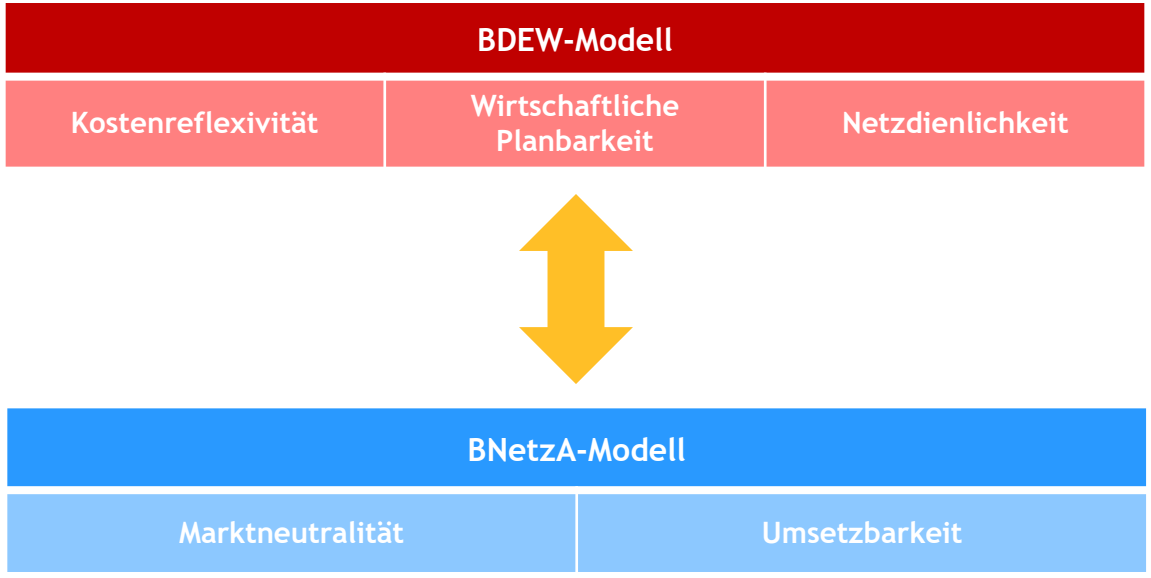
Netzdienlichkeit (Verteilnetz)

Über die OK können Netzbetreiber die Last bei prognostizierten lastbedingten Engpässen im eigenen Netzgebiet zielgerichtet temporär einschränken.

[1] Siehe Aurora (2026)

Während das BDEW-Modell auf Kostenreflexivität und Planbarkeit setzt, setzt das BNetzA-Modell insbesondere auf Marktneutralität

Höhere *Kostenreflexivität*, *Wirtschaftliche Planbarkeit* und *Netzdienlichkeit* mit der einschränkbaren OK und dem ÜP des BDEW-Modells



Höhere *Marktneutralität* und *Umsetzbarkeit* bei Verzicht auf eine Pönalisierung von Überschreitungen im BNetzA-Modell

Stärken des BDEW-Modells

- **Kostenreflexivität:** Da Netzbetreiber über die Reduktion der OK Informationen zur aktuellen Netzauslastung an Kunden weiterleiten, könnte diese zur Kostenreflexivität beitragen. Zudem können Kapazitätsüberschreitungen mit höheren Netzkosten einhergehen, sodass eine klare Pönalisierung kostenreflexiver sein könnte.
- **Wirtschaftliche Planbarkeit:** Mit dem hohen ÜP ist zu erwarten, dass Überschreitungen seltener auftreten als mit dem niedrigeren AP2, was die wirtschaftliche Planbarkeit für Netzbetreiber erhöhen könnte.
- **Netzdienlichkeit:** Einschränkung der OK ist ein direktes Mengensignal und mindert im Vergleich zu Preissignalen die Unsicherheit bezüglich einer tatsächlich netzdienlichen Kundenreaktion.

Stärken des BNetzA-Modells

- **Marktneutralität:** AP2 könnte marktneutraler wirken, da er Systemspitzen zulässt. Ein ÜP hingegen könnte systemdienliche Lastspitzen bestrafen.
- **Umsetzbarkeit:** Die Ankündigung einer eingeschränkten OK mit geringer Vorlaufzeit könnte für Netzbetreiber schwierig umzusetzen sein.

BNetzA- und BDEW-Modell folgen unterschiedlichen Logiken hinsichtlich des Umgangs mit Kapazitätsüberschreitungen

Netzdienlichkeit

Die Netzentgeltkomponenten oberhalb der gebuchten Kapazität verfolgen in beiden Modellen unterschiedliche Ziele: Der AP2 im BNetzA-Modell soll ausdrücklich kein bestimmtes Nutzungsverhalten anreizen, sondern lediglich die Kapazitätsbuchung rationalisieren, ohne Überschreitungen stark zu pönalisieren. Der ÜP im BDEW-Modell zielt demgegenüber explizit auf **Netzdienlichkeit** ab und pönalisiert Überschreitungen so stark, dass diese wirksam eingedämmt werden könnten.

Umsetzbarkeit

Während der AP2 Stärken hinsichtlich der Umsetzbarkeit aufweisen könnte, erscheint die Prognose von lastgetriebenen Engpässen im Verteilnetz als eher aufwändig, sodass die OK eine Umsetzungsherausforderung für Verteilnetzbetreiber darstellen könnte. Zudem besteht mit einem AP2 im Vergleich zur OK kein zusätzlicher Aufwand für die Prognose von Netzengpässen und damit von Zeiträumen, in denen die OK eingeschränkt werden könnte.

Kostenreflexivität

Das BDEW-Modell pönalisiert Überschreitungen der gebuchten Kapazität stark und dämmt Kapazitätsüberschreitungen somit ein. Insbesondere vor dem Hintergrund künftig häufiger auftretender lastgetriebener Engpässe im Verteilnetz ist dies kostenreflexiver.

Marktneutralität

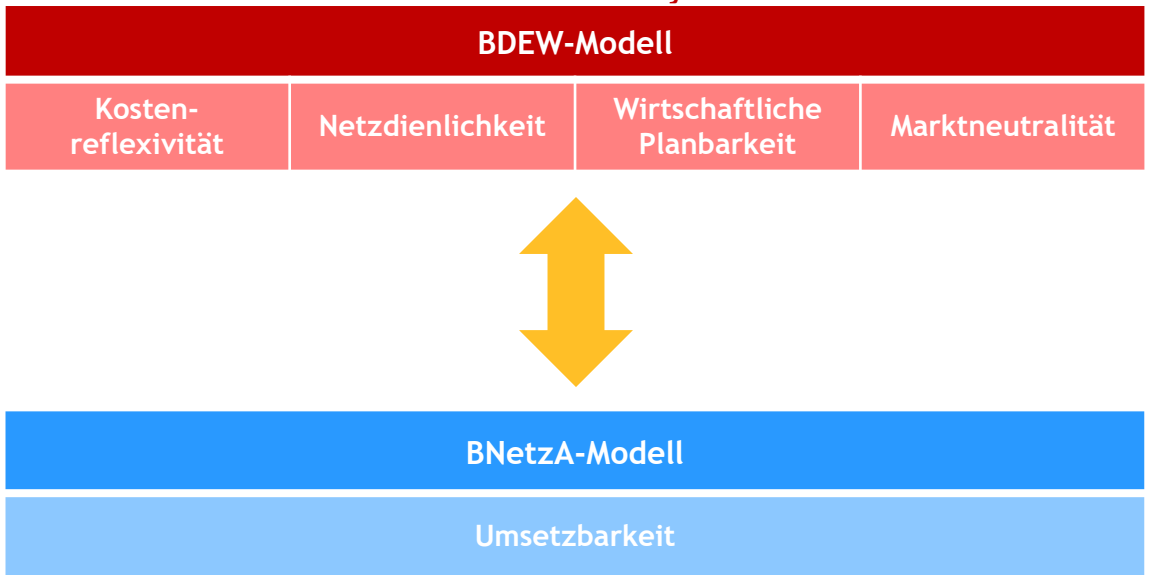
Der AP2 erfüllt eher **Marktneutralität**, da er im Gegensatz zum ÜP Lastspitzen zulässt und somit kein Hemmnis für Flexibilität darstellt.

Wirtschaftliche Planbarkeit

Im BNetzA-Modell entspricht die Kapazitätsbuchung nicht notwendigerweise der maximal genutzten Leistung, da nicht jede Überschreitung zu Netzengpässen führt. Netznutzer tarieren KP und AP2 in Abhängigkeit ihres Lastprofils kostenminimal aus. Im BDEW-Modell haben Netznutzer hingegen einen Anreiz, GK und OK an der maximal genutzten Kapazität auszurichten, was zu **wirtschaftlicher Planbarkeit** für Netzbetreiber beitragen könnte. Die Planbarkeit für Netzkunden hängt dabei vom Vorlauf der Ankündigung von OK-Einschränkungen ab. Insgesamt ist auch zu berücksichtigen, wie häufig individuelle Kapazitätsüberschreitungen zu gesteigerten Netzkosten führen.

Eine Einbindung von NS-Kunden <100 MWh mit iMSys hat Stärken hinsichtlich mehrerer Netzentgeltkriterien

Höhere *Kostenreflexivität*, *Netzdienlichkeit*, *wirtschaftliche Planbarkeit und Marktneutralität* bei Anwendung des Grundmodells für Netzkunden <100 MWh mit iMSys im BDEW-Modell



Höhere *Umsetzbarkeit* bei Anwendung des Grundmodells auf Kunden >100 MWh und den 3 Optionen für Prosumer <100 MWh im BNetzA-Modell

Stärken des BDEW-Modells

- **Kostenreflexivität**: Prosumer sind heterogen, sodass ein Kapazitätspreis kostenreflexiver erscheint als bspw. ein pauschal erhöhter Grundpreis.
- **Netzdienlichkeit:** Prosumer können hohe Flexibilitätspotenziale aufweisen, die durch das BDEW-Modell netzdienlich genutzt werden können.
- **Wirtschaftliche Planbarkeit**:
  - **Aus Netzbetreibersicht:** Eine Kapazitätskomponente für alle iMSys-Kunden könnte zu mehr Erlössicherheit für Netzbetreiber führen
  - **Aus Netzkundensicht**: Eine Kapazitätskomponente für alle iMSys-Kunden könnte zu mehr Kostensicherheit für Netzkunden führen
- **Marktneutralität:** Eine Kapazitätskomponente könnte Marktverzerrungen eher vermeiden, da Netzkunden innerhalb einer fest gebuchten Kapazität flexibel auf Börsenstrompreise reagieren können. Dies steht im Kontrast zu Modellen mit Arbeitspreiskomponente oder pauschalen Grundpreisen, in denen der Betrieb von Erzeugungsanlagen diskriminiert werden könnte[2].

Stärken des BNetzA-Modells

- **Umsetzbarkeit**: Die Beibehaltung der in der aktuellen Netzentgelt-systematik geltenden Trennung ermöglicht die Nutzung etablierter Prozesse

[1] Laut BNetzA (2025b) sei im Rahmen des AgNes-Prozesses nur zu entscheiden, ob das Grundmodell auch für Kunden unterhalb des Schwellenwertes gelten soll. Hier wird daher nicht diskutiert, ob die installierte Messtechnik eine dem Verbrauch vorzuziehende Schwelle für die Anwendung des Grundmodells ist [2] Siehe hierzu auch BNetzA (2025b) hinsichtlich EU-Verordnung 2019/943 Art. 1, Absatz 1 a (EurLex, 2019)

Ein Kapazitätspreis könnte insbesondere für flexible Prosumer Stärken in der Erfüllung der Kriterien aufweisen

Kostenreflexivität

Prosumer mit Batteriespeicher, Elektrofahrzeug, Wärmepumpe und HEMS unterscheiden sich in ihrem Netzbezug stark von Prosumern mit weniger steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Eine Gleichbehandlung dieser Kundentypen hinsichtlich ihrer Netzentgelte wäre daher nicht **kostenreflexiv**.

Netzdienlichkeit

Kapazitätspreise können im Gegensatz zu höheren Grundpreisen Anreize für ein Verbrauchsverhalten im Sinne der **Netzdienlichkeit** setzen. Dieser Anreiz dürfte für Haushaltskunden auf Verteilnetzebene höher ausfallen als mit Arbeitspreisen, da Netzkunden mit Kapazitätsentgelten höhere Einsparungen erzielen können.[1] Durch den verpflichtenden iMSys-Einbau bei Prosumern[2] könnte bis zur Modelleinführung 2029 bereits ein großer Teil der Prosumer mit einem iMSys ausgestattet sein. Ihr Potenzial zur flexiblen Anpassung des Netzbezugs könnte daher **netzdienlich** über die Einbindung in das Grundmodell genutzt werden.

Wirtschaftliche Planbarkeit

Mit Kapazitätspreisen könnte sich im Sinne der **wirtschaftlichen Planbarkeit** eine höhere Erlös- und Kostensicherheit für Netzbetreiber und Netznutzer ergeben.

Marktneutralität

Ein pauschaler Grundpreis könnte kleinere gegenüber größeren Prosumer diskriminieren, da beide den gleichen Preis zahlen müssten, obwohl sie typischerweise unterschiedliche Spitzen im Netzbezug aufweisen. Auch der von der BNetzA erwogene, saisonale Arbeitspreis könnte bspw. durch hohe Netzentgelte im Winter den Betrieb von Wärmepumpen behindern und Sektorenkopplung erschweren, was einer Einschränkung der **Marktneutralität** gleichkäme. Eine Anwendung des Kapazitätspreises auf NS-Kunden mit iMSys wäre weniger diskriminierend, da die jeweils gebuchte Kapazität des Kunden und damit dessen Größe berücksichtigt würde. Gleichzeitig würde mit einem Kapazitätspreis sichergestellt, dass steuerbare Verbrauchseinrichtungen weiterhin ungehindert auf Preissignale aus dem Strommarkt reagieren können.

Umsetzbarkeit

Die Beibehaltung der Schwelle zur Anwendung von Grund- und Arbeitspreis für SLP-Kunden <100 MWh würde die Nutzung etablierter Prozesse ermöglichen und steigert die **Umsetzbarkeit**. Eine Kapazitätsbestimmung für Haushalte könnte mit Schwierigkeiten verbunden sein, z.B. gegenüber einem höheren Grundpreis. Letzterer würde jedoch eine aufwändige Trennung in Prosumer und Nicht-Prosumer erfordern.

[1] Stute & Klobasa (2024) [2] Bei Prosumern mit Erzeugungsanlagen > 7kW, siehe Bundesgesetzblatt (2025)

Aus den Schwerpunkten ergeben sich je Modell und Unterschied die impliziten Gewichtungen der Netzentgeltkriterien

Netzentgeltkriterien im Hinblick auf Modellunterschiede[1]

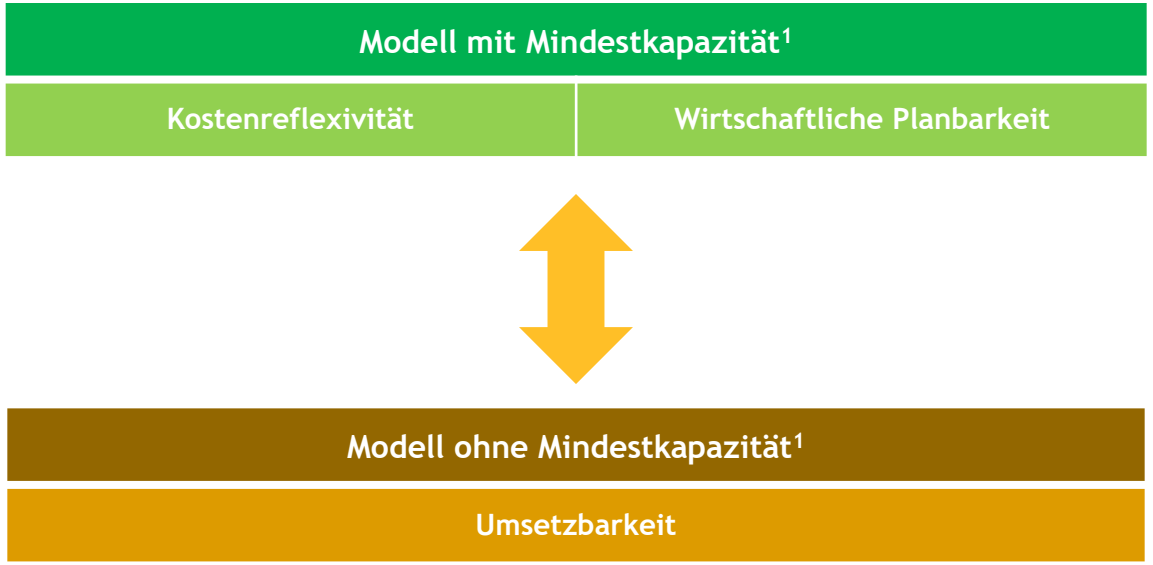
Kriterium	1. Statische Komponenten	2. Dynamische Komponenten (Engpass-management)	3. Umgang mit Kapazitäts-überschreitungen	4. Einbindung von NS-Kunden <100 MWh mit iMSys
Kosten-reflexivität	BDEW	BNetzA	BDEW	BDEW
Wirtschaftliche Planbarkeit	BDEW	BDEW	BDEW	BDEW
Netzdienlichkeit		BDEW / BNetzA[2]	BDEW	BDEW
Marktneutralität		BDEW	BNetzA	BDEW
Verteilungs-wirkung	BNetzA			
Verständlichkeit	BDEW			
Operative Umsetzbarkeit	BDEW	BDEW	BNetzA	BNetzA

- Aus der Betrachtung der verschiedenen Modellschwerpunkte je Modellunterschied ergibt sich die nebenstehende Gesamtübersicht. Die Schwerpunkte wurden ohne vorliegende Quantifizierung und nur für die betrachteten Modellunterschiede für laufende Verbrauchernetzentgelte untersucht.
- Die **Bewertung erfolgt qualitativ**, ordinal und ist nicht additiv. So kann bspw. ein Modell innerhalb eines Kriteriums für verschiedene Modellunterschiede häufiger als stärker in der Erfüllung bewertet werden. Ohne Quantifizierung ist jedoch keine Aussage darüber möglich, wie viel stärker die Kriterien erfüllt sind. Ein Modell könnte demnach je nach Parametrierung mehrfach etwas weniger stark und einmal deutlich stärker in der Erfüllung abschneiden und damit dennoch in Summe sachgerechter sein.
- Die Übersicht liefert damit eine **Indikation über die impliziten Kriteriengewichtungen**, die beiden Modellen unterliegen. Für eine abschließende Bewertung sind die identifizierten Modellschwerpunkte jedoch in Verbindung mit konkreten Vorschlägen zur Parametrierung zu betrachten. Die finale Modellausgestaltung hängt letztlich davon ab, welche Kriterien für die Einführung einer Netzentgeltsystematik als besonders wichtig erachtet werden.

[1] Für jeden Modellunterschied werden nur die Netzentgeltkriterien dargestellt, die die für den Modellunterschied ausschlaggebenden Argumente enthalten. Weiße Zellen markieren Kriterien, die für einzelne Modellunterschiede weniger relevant sind oder die für die betrachteten Modelle ähnlich stark erfüllt sind. [2] Während die dynamische Komponente des BNetzA-Modells Netzdienlichkeit auf Übertragungsnetzebene anregt, adressiert das BDEW-Modell lastgetriebene Engpässe auf Verteilnetzebene zielgerichteter.

Die verpflichtende Buchung einer Mindestkapazität im BNetzA-Modell könnte Kostenreflexivität und wirtsch. Planbarkeit stärken

Höhere *Kostenreflexivität* und *wirtschaftliche Planbarkeit* bei Nutzung einer verpflichtenden Mindestkapazität



Einfachere *Umsetzbarkeit* bei freier Kapazitätswahl und Verzicht auf Mindestkapazität

Stärken einer Ausgestaltung mit Mindestkapazität

- **Kostenreflexivität**: Der signifikante Anteil strukturgetriebener Fixkosten im Stromnetz[2] wird bei Nutzung einer Mindestkapazität effektiv über eine fixe Komponente finanziert. Diese Komponente trägt damit zu mehr Kostenreflexivität bei.
- **Wirtschaftliche Planbarkeit:**
  - **Aus Netzbetreibersicht:** Die Mindestkapazität leistet langfristig einen gut prognostizierbaren Beitrag zur Netzkostendeckung.
  - **Aus Netzkundensicht**: Durch die ex-ante verbindlich feststehende Mindestkapazität steht für den Netznutzer ein wesentlicher Teil seiner Netzentgelte bereits fest.

Stärken einer Ausgestaltung ohne Mindestkapazität

- **Umsetzbarkeit**: Eine frei buchbare Kapazität vermeidet den Aufwand bei Netzbetreibern, eine für die Netzkunden zu buchende Mindestkapazität zu ermitteln (bspw. als Anteil der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität).

[1] Die BNetzA schließt eine Mindestkapazität in den Orientierungspunkten nicht explizit aus, stellt aber infrage, ob diese für eine neue Netzentgeltsystematik nötig ist. Der BDEW ist der Ansicht, dass auf eine Mindestkapazität im BNetzA-Modell verzichtet werden könnte, wenn der Kapazitätspreis hoch gewichtet und ein hoher AP2 Anreize setzen würde, die gebuchte Kapazität nicht zu überschreiten. [2] Siehe bspw. Consentec (2025)

Die Notwendigkeit einer verpflichtenden Mindestkapazität im BNetzA-Modell hängt insb. von der Parametrierung des AP2 ab

Kostenreflexivität

Eine verpflichtende Buchung einer Mindestkapazität im BNetzA-Modell würde zu höherer **Kostenreflexivität** führen, da mit freien Kapazitätsbuchungen ohne Mindestbestellungen im BNetzA-Modell Kapazitäten von Null gewählt werden könnten. Hierfür gäbe es aus Kundensicht insb. dann Anreize, wenn der AP2 in der Parametrierung unzureichend hoch gesetzt würde. Strukturgetriebene Fixkosten stellen einen wesentlichen Anteil der Netzkosten dar[1]. Diese könnten für höhere Kostenreflexivität über einen für den jeweiligen Netzkunden fixen Bestandteil gedeckt werden, der sich bspw. an der jeweiligen vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität orientiert.

Wirtschaftliche Planbarkeit

Da Netzbetreiber Kapazitätsbestellungen der Netznutzer antizipieren müssen, um Kapazitätspreise zu berechnen[2], führt die verpflichtende Buchung einer Mindestkapazität zu langfristig besser planbaren Netzentgelten. Ohne gebuchte Mindestkapazitäten könnten zudem Anreize für Netzkunden bestehen, auf Veränderungen des Kapazitätspreises mit Anpassungen der Kapazitätsbuchung zu reagieren, was die **wirtschaftliche Planbarkeit** für Netzbetreiber vermindern könnte. Reaktionen dieser Art könnten besonders bei einem unzureichend hohen AP2 signifikant ausfallen. Zudem könnte eine ex-ante feststehende Mindestkapazität zu einer höheren wirtschaftlichen Planbarkeit für den Netzkunden führen, da ein wesentlicher Teil der zu zahlenden Netzentgelte bereits feststeht.

Umsetzbarkeit

Die Einführung einer Mindestkapazität ist mit einem **operativen Umsetzungsaufwand** verbunden, der sich aus der Bestimmung einer Mindestkapazität auf Basis der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität ergäbe. Die Bestimmung der Mindestkapazitäten könnte zu erheblichen Mehraufwänden bei Netzbetreibern führen, da eine zu buchende Mindestkapazität bspw. über die vertraglich vereinbarte Kapazität ermittelt werden müsste. Eine Voraussetzung hierfür wäre, dass diese den Netzbetreibern bei allen Netzanschlussverträgen vorliegt. Gleichzeitig könnten sich jedoch Vereinfachungen bei den restlichen Netzentgeltkomponenten ergeben, da bspw. ein Baukostenzuschuss durch eine Mindestkapazität obsolet werden könnte[1]. Beim BDEW-Modell entfiele die Notwendigkeit der Festlegung einer Mindestkapazität, da ein starker Anreiz zur Wahl einer Kapazität, sei es GK oder OK, aufgrund eines sehr hohen ÜP gegeben ist.

[1] Siehe bspw. Consentec & Fraunhofer ISI (2018) und Consentec (2025) [2] BNetzA (2025b)

Die Ausgestaltungsfrage einer verpflichtenden Mindestkapazität ist spezifisch für das BNetzA-Modell

Netzentgeltkriterien im Hinblick auf eine Mindestkapazität[1]

Kriterium	Verpflichtende Mindestkapazität im BNetzA-Modell
Kosten-reflexivität	Reflexion des Anteils der strukturgetriebenen Fixkosten im Stromnetz
Wirtschaftliche Planbarkeit	Höhere Sicherheit bzgl. Erlösen / Kosten
Netzdienlichkeit	
Marktneutralität	
Verteilungs-wirkung	
Verständlichkeit	
Operative Umsetzbarkeit	Aufwändige Ermittlung der Mindestkapazität

- In den Orientierungspunkten hat die BNetzA als offene Frage formuliert, ob eine verpflichtende Mindestkapazität für Netznutzer im Grundmodell notwendig ist[2]. Die Untersuchung zur Erfüllung der Netzentgeltkriterien wurde analog zu den Modellunterschieden auch für diese modellspezifische Ausgestaltungsfrage durchgeführt. Aus den relevantesten Argumenten ergibt sich die nebenstehende Übersicht. Wie zuvor wurden die Schwerpunkte ohne Quantifizierung und nur für laufende Verbrauchernetzentgelte untersucht.
- Ob eine Mindestkapazität im BNetzA-Modell notwendig ist, hängt wesentlich davon ab, wie hoch der AP2 in der Parametrierung gesetzt wird. Bei einem sehr hohen AP2 besteht ein Anreiz für Netzkunden, eine Kapazität zu buchen, die nahe an der tatsächlich genutzten Kapazität liegt. Eine Mindestkapazität wäre in diesem Fall überflüssig. Wird der AP2 jedoch nur geringfügig höher gewählt als der AP1, bestehen für Netznutzer eher Anreize, eine geringe Kapazität zu wählen und somit nur einen geringen Beitrag zur Finanzierung der Fixkosten des Stromnetzes zu leisten.
- Die Frage nach der Notwendigkeit einer Mindestkapazität trifft lediglich auf das BNetzA-Modell zu. Im BDEW-Modell ist eine Mindestkapazität nicht notwendig, da der hohe Überschreitungspreis einen hinreichenden Anreiz für die Buchung einer Kapazität darstellen sollte, die nicht überschritten wird.

[1] Es werden nur die Netzentgeltkriterien dargestellt, die die für die Ausgestaltungsfrage ausschlaggebenden Argumente enthalten. Weiße Zellen markieren Kriterien, die für die Frage nach einer verpflichtenden Mindestkapazität weniger relevant sind oder für die Argumente dafür und dagegen sich die Waage halten. [2] BNetzA (2025b)

Zusammenfassung

Modellunterschiede

- **Statische Komponenten:** Ein höherer Anteil kapazitätsbasierter Netzentgelte weist Stärken hinsichtlich der Kostenreflexivität und wirtschaftlichen Planbarkeit auf, da die zeitgleiche Jahreshöchstlast besser abgebildet wird als über Arbeitspreise. Gleichzeitig sind mögliche Verteilungswirkungen sowie die höhere Komplexität bei Parametrierung und Kommunikation zu berücksichtigen.
- **Engpassmanagement (dynamische Komponenten):** Die beiden Instrumente adressieren unterschiedliche Netzebenen. Die optionale Kapazität (BDEW) kann lastgetriebene Engpässe im Verteilnetz gezielt über Mengensignale mit hoher Planungssicherheit adressieren, während der dynamische AP3 (BNetzA) auf höheren Netzebenen genauere Anreize setzen kann. Jedoch könnten bereits geringe dynamische Preissignale größere Auswirkungen auf das Strommarktergebnis haben. Das birgt das Risiko von unbeabsichtigten Marktverzerrungen und Wohlfahrtsverlusten.
- **Umgang mit Kapazitätsüberschreitungen:** Die beiden Modelle folgen unterschiedlichen Logiken. Das BDEW-Modell reizt Verbraucher über die Pönalisierung mittels ÜP an, ihre Kapazitätsbuchung an der tatsächlichen Last auszulegen, während das BNetzA-Modell den Netznutzern erlaubt, den Kapazitätspreis und den AP2 über die Wahl ihrer Kapazität kostenminimal auszutarieren. Welche Logik überlegen ist, hängt davon ab, wie häufig Kapazitätsüberschreitungen zu netzkostenrelevanten Engpässen führen und inwieweit lastgetriebene Verteilnetzengpässe künftig an Bedeutung gewinnen.
- **Einbindung von NS-Kunden <100 MWh mit iMSys:** Eine Anwendung des Grundmodells auf kleinere Netzkunden erschließt das Flexibilitätspotenzial der Prosumer netzdienlich und beteiligt sie verursachungsgerecht am wesentlichen Kostentreiber, der gewählten Kapazität und der Überschreitung dieser. Angesichts der Heterogenität der Prosumer scheinen die BNetzA-Alternativen weniger geeignet. Ein pauschal erhöhter Grundpreis bevorteilt große Prosumer, ein saisonaler Arbeitspreis würde z.B. den Wärmepumpenbetrieb im Winter belasten und damit die Sektorenkopplung erschweren. Kapazitätspreise ermöglichen es Prosumern hingegen, ihre Flexibilität ungehindert am Strommarkt einzusetzen.

Modell-spezifika

- **Verpflichtende Buchung einer Mindestkapazität:** Eine verpflichtende Mindestkapazität im BNetzA-Modell ist mit hohem Umsetzungsaufwand verbunden, trägt jedoch dem hohen Anteil strukturgetriebener Fixkosten an den Netzkosten Rechnung. Sie verhindert, dass Kunden bei freier Wahl mit Kapazitätsbuchungen nahe Null auf veränderte Kapazitätspreise reagieren und geht dadurch mit einer höheren Planbarkeit der Netzentgelte einher.

Für die Entwicklung einer neuen Netzentgeltsystematik ist neben einer Parametrierung eine explizite Kriteriengewichtung notwendig

Für die ganzheitliche Bewertung der Netzentgeltmodelle ist eine konkrete Parametrierung notwendig

- Das Gutachten abstrahiert in der Bewertung von Parametrierungen einzelner Modellkomponenten, da diese bisher nicht vorliegen. Einige der wesentlichen Modellunterschiede könnten sich bei entsprechender Parametrierung auflösen und die Modelle einander annähern. Ein hoher AP2 nähert das BNetzA-Modell bspw. an die Pönalisierungslogik des BDEW-ÜP an und eine moderate Dynamik im AP3 begrenzt Marktverzerrungen. Insbesondere Verteilungswirkungen entscheiden sich nahezu ausschließlich auf Parameterebene. In der Konsequenz kann eine abschließende regulatorische Bewertung erst erfolgen, wenn eine Parametrierung vorliegt. Bis dahin liefert dieser Modellvergleich eine Strukturierungsgrundlage.

Es ist zu entscheiden, welche Kriterien bei Einführung einer neuen Netzentgeltsystematik besonders gewichtet werden sollen

- Bei der Modellwahl sind zentrale Wechselwirkungen verschiedener Modellansätze zu berücksichtigen. Einige Kriterien lassen sich nur zufriedenstellend auf Kosten anderer Kriterien erfüllen. Insofern ist die konkrete Parametrierung eines Netzentgeltmodells eine Frage der Gewichtung verschiedener Kriterien und damit letztlich eine politische Entscheidung. Diese kann bei Einführung einer neuen Netzentgeltsystematik eine andere sein als zu einem späteren Zeitpunkt.

In der längeren Frist sollte eine neue Netzentgeltsystematik auf Veränderungen des Stromsystems reagieren können

- Das Stromsystem wird auch in Zukunft Veränderungen unterliegen, die bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik berücksichtigt werden sollten. Bei zunehmend lastgetriebenen Verteilnetzengpässen könnten bspw. die Argumente für eine Pönalisierung von Kapazitätsüberschreitungen (BDEW) sowie für gezielte Mengensignale über eine optionale Kapazität gewichtiger werden. Bei zunehmender Nachfrageflexibilisierung könnte zudem die Vermeidung von Marktverzerrungen an Bedeutung gewinnen und Kapazitätspreise gegenüber Arbeitspreisen stärker gewichtet werden. In jedem Fall sollten bei der Entscheidung hinsichtlich der Netzentgeltsystematik Strom Systemdynamiken antizipiert und die Möglichkeit einer Reaktion darauf berücksichtigt werden.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

+49 (0)221 650 853-60

https://www.ewi.uni-koeln.de

@ewi_koeln

EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge, Sylwia Bialek-Gregory, PhD, und Annette Becker bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE).

Quellenverzeichnis (1)

Agora (2025) Agora Energiewende (2025): Stromnetzentgelte – gut und günstig. Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen. URL: https://www.agora-energiewende.de/publikationen/stromnetzentgelte-gut-und-guenstig

Aurora (2026) Aurora Energy Research (2026): Studie zur Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem. URL: https://www.statkraft.de/presse/2026/studie-zur-auswirkung-dynamischer-netzentgelte-auf-das-stromsystem/

BDEW (2025) BDEW (2025): Diskussionspapier - Überlegungen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik Strom. Berlin, 5. Mai 2025. URL: https://www.bdew.de/media/documents/2025-05-05_BDEW-Diskussionspapier_%C3%9Cberlegungen_zur_Weiterentwicklung_der_Netze_rxrYwt9.pdf

BDEW (2026) BDEW (2026): Stellungnahme - Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA. Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3). Berlin, 16. Januar 2026. URL: https://www.bdew.de/media/documents/2026-01-16_BDEW-Stellungnahme_zu_den_Orientierungspunkten_Netzentgeltkomponenten.pdf

BDI (2026) Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (2026): Stellungnahme - Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA. Stand: 16.01.2026. URL: https://bdi.eu/de/publications/netzentgeltkomponente-orientierungspunkte-der-bnetza

BEE (2026) Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (2026): BEE-Stellungnahme zu den Orientierungspunkten im Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (Ag-Nes) [GBK-25-01-1#3]. Berlin, 30. Januar 2026. URL: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Stellungnahmen/2026/2026_01_30_BEE_Stellungnahme_AgNes_Grundmodell_final.pdf

Quellenverzeichnis (2)

BET (2025) BET Consulting GmbH & Aecoute° PartmbB (2025): Gutachten – Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom. URL: https://www.bet-consulting.de/gutachten-vergleich-der-netzentgelte-und-netzentgeltsystematiken-in-europa-fuer-strom

BNE (2026a) Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (2026): Stellungnahme des bne zum Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3): Grundmodell und Entgeltkomponenten. Berlin, 16. Januar 2026. URL: https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/20260116-bne-Stellungnahme-AgNes-Grundmodell.pdf

BNE (2026b) Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (2026): Stellungnahme des bne zum Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3): Grundmodell und Entgeltkomponenten für die Niederspannung. Berlin, 29. Januar 2026. URL: https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/20260129-bne-Stellungnahme-AgNes-Netzentgelte-Niederspannung.pdf

BNetzA (2025a) Bundesnetzagentur (2025): Diskussionspapier - Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). Bonn, Mai 2025. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_AgNes.pdf?__blob=publicationFile&v=9

BNetzA (2025b) Bundesnetzagentur (2025): Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA. Bonn, 20. November 2025. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2025/12_2025/02_12_2025/251202_Orientierungspunkte_NEkomponenten.pdf?__blob=publicationFile&v=4

BNetzA (2025c) Bundesnetzagentur (2025): Block 2: Netzentgeltfunktionen Konzeptionelle Trennung von Finanzierungs- & Anreizfunktion. Bonn, 2025. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2025/12_2025/02_12_2025/3_BNetzA_Netzentgeltfunktionen.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Quellenverzeichnis (3)

Bundesgesetzblatt (2025) — Bundesgesetzblatt (2025): Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen. Bonn, 24. Februar 2025. URL: https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2025/51/VO.html

Consentec & Fraunhofer ISI (2018) — Consentec GmbH & Fraunhofer ISI (2018): Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende. Schlussbericht im Auftrag des BMWi. URL: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/optionen-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf

Consentec & Frontier Economics (2024) — Consentec & Frontier Economics (2024): Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom. Studie im Auftrag des BDEW. URL: https://www.bdew.de/media/documents/Studie_Prognose_und_Analyse_der_Netzentgeltentwicklung_Strom.pdf

Consentec (2025) — Consentec (2025): Future network tariff structure for medium and high voltage power grid usage in the context of the energy market transition. Study commissioned by Creos Luxembourg. URL: https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/Consentec_Creos_NetworkTariff_20250306.pdf

Dena & Consentec (2024) — Deutsche Energie-Agentur GmbH & Consentec GmbH (2024): Was sind dynamische Stromtarife? Preismodelle, Zielwirkungen und Umsetzungsfragen zeitvariabler bzw. dynamischer Energiepreise und Netzentgelte in der aktuellen Debatte. URL: https://consentec.de/app/uploads/2024/07/240415_Bericht_Was_sind_variable_Tarife.pdf

EurLex (2019) — Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:02019R0943-20240716

Quellenverzeichnis (4)

EWI (2025) EWI (2025): Potenzielle Auswirkungen zeitvariabler Netzentgelte. Eine modellbasierte Analyse. Kurzgutachten. URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/potenzielle-auswirkungen-zeitvariabler-netzentgelte/

Frontier (2026) Frontier Economics (2026): Bewertung dynamischer Netzentgelte und Weiterentwicklung des Redispatch. Eine Studie im Auftrag der RWE AG. URL: https://www.frontier-economics.com/de/de/nachrichten-einblicke/news/news-article-i22229-studie-bewertet-dynamische-netzentgelte-und-weiterentwicklung-des-redispatch/

HTW Berlin (2025) Bergner, J.; Orth, N.; Meissner, L.; Quaschning, V. (2025): Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Prosuming. HTW Berlin, Forschungsgruppe Solarspeichersysteme. URL: https://solar.htw-berlin.de/studien/reduktion-des-netzausbaubedarfs-durch-prosuming/

Nijhuis et al. (2017) Nijhuis, M.; Gibescu, M.; Cobben, J. F. G. (2017): Analysis of reflectivity & predictability of electricity network tariff structures for household consumers. Energy Policy 109, 631–641. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.049

Stiftung Umweltenergierecht (2024) Schilderoth, T. (2024): Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor. Systematik und Reformbedarf. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 37. Stiftung Umweltenergierecht. URL: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/09/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_37_Netzengelte.pdf

Stute & Klobasa (2024) Stute, J.; Klobasa, M. (2024): How do dynamic electricity tariffs and different grid charge designs interact? Implications for residential consumers and grid reinforcement requirements. Energy Policy 189, 114062. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114062

Quellenverzeichnis (5)

UBA (2024) Umweltbundesamt (2024): Verteilung der Netzkosten der Energiewende. Darstellung möglicher Ansätze einer fairen Netzkostenverteilung. Climate Change 51/2024. DOI: 10.60810/openumwelt-7531. URL: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/verteilung-der-netzkosten-der-energiewende

ÜNB (2026) 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (2026): Netzentgeltkomponenten: Konsultationsbeitrag der 4ÜNB zum Sachstandspapier der BNetzA. Stand: Januar 2026. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026. URL: https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/f/e/4/3/fe434d1da3af8d3a499cab2d2bcaa944061afcfb/4%C3%9CNB-Konsultationsbeitrag%20Netzentgeltkomponenten_202601.pdf

VKU (2026) Verband kommunaler Unternehmen e.V. (2026): Stellungnahme zum Orientierungspapier „Netzentgeltkomponenten“ (AgNes) - Teil 1. Berlin, 16.01.2026. URL: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Energiewirtschaft/Dokumente/260116_VKU-SN_AgNes_NE-Komp.pdf

VZBV (2026a) Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (2026): Netzentgelte kostenreflexiver ausgestalten. Stellungnahme zu den Orientierungspunkten zum Grundmodell der Entgeltkomponenten für die Niederspannung der Bundesnetzagentur im Rahmen des Festlegungsverfahrens der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). 16. Januar 2026. URL: https://www.vzbv.de/sites/default/files/2026-02/26-01-16_Stellungnahme_vzbv_BNetzA_AgNes.pdf

VZBV (2026b) Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (2026): Netzentgelte Strom: Anreize stärken. Kurzstellungnahme zu den Orientierungspunkten zur dynamischen Netzentgeltkomponente der Bundesnetzagentur im Rahmen des Festlegungsverfahrens der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). 27. Februar 2026. URL: https://www.vzbv.de/sites/default/files/2026-03/26-02-27_Kurzstellungnahme_vzbv_BNetzA_dynamischeNE.pdf