



Bundesnetzagentur

AgNes – Workshop V

Orientierungspunkte: Einspeiseentgelte

Große Beschlusskammer Energie der
Bundesnetzagentur

Bonn / per WebEx, 20.02.2026

Organisatorisches

Gregor Glasmacher

Koordinierungsstelle der Großen Beschlusskammer
Energie (Stab06)

Datenschutz

- Allgemeine Datenschutzhinweise der BNetzA sind auf der Webseite einsehbar.
- Bei Nutzung der Kamerafunktion in der WebEx Konferenz ist das Bild entsprechend in der Konferenz einsehbar.
- Im Veranstaltungsraum dürfen keine privaten Videoaufzeichnungen getätigt werden.
- Sämtliche Präsentationen und der Webex-Chatverlauf werden nach der Veranstaltung bereitgestellt.
- Bei der Veröffentlichung des Chatverlaufs werden die Namen zu den eingebrachten Wortbeiträgen ebenfalls veröffentlicht.

Zum Umgang mit WebEx

- „Hand heben“ und Aufrufen von WebEx-Teilnehmenden kann leider nicht berücksichtigt werden.
- Bitte beteiligen Sie sich aktiv mit Fragen und Anregungen im Chat.
- Chatbeiträge werden im Rahmen des zeitlich möglichen in die Diskussion eingebracht. Sie werden hierfür ggf. zusammengefasst.
- Chatbeiträge, die nicht aufgerufen werden, werden dennoch im weiteren Prozess berücksichtigt.
- Name und Institution kann in der WebEx-Teilnehmerliste ergänzt werden. Hierzu mit „Rechtsklick“ auf den eigenen Namen klicken.

Einordnung von Workshops und Expertenaustauschen

- Workshops und Expertenaustausche dienen...
 - der frühzeitigen Einbeziehung der Stakeholder in den Diskussionsprozess
 - der vorgelagerten Sachverhaltsaufklärung bzw. Klärung von Sachfragen
 - der Einholung von Informationen und Einschätzungen
 - der Vorbereitung von Festlegungsentwürfen
- Festlegungsentwürfe werden in weiteren Beteiligungsverfahren gesondert konsultiert

AgNes-Prozess (Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom)

[GBK-25-01-1#3]

- Eröffnung des Verfahrens und Veröffentlichung des Diskussionspapiers, 12.05.2025
- Auftaktworkshop, 02. und 03.06.2025, anschließende Konsultation des Diskussionspapiers
- Integration der Festlegung zu Industrienetzentgelten in AgNes, 08.07.2025
- Branchenworkshop zu Industrienetzentgelten, 30.09.2025
- Expertenworkshop Grundmodell Netzentgeltfunktionen und Entgeltkomponenten I = Mittelspannung und höher, 02.12.2025
- Expertenworkshop Grundmodell Netzentgeltfunktionen und Entgeltkomponenten II = Niederspannung, 19.12.2025
- Expertenworkshop Dynamische Netzentgelte, 14.01.2026
- Expertenworkshop Speicherentgelte, 30.01.2026

Weiterer Zeitplan AgNes

- 10.03.2026 Expertenaustausch Kostenwälzung
- 2. Quartal 2026 Kommunikation von Zwischenergebnissen „lessons learned“
- Mitte 2026 erster Entwurf Festlegung, förmliche Konsultation
- Ende 2026 Festlegungsentwurf, anschließend Befassung
Länderausschuss, danach Beginn Umsetzungszeitraum
- 2027 Beginn der Umsetzungsvorbereitung
u.a. Vorbereitung der Marktkommunikation
- 31.12.2028 StromNEV tritt außer Kraft
- 01.01.2029 Praktische Anwendung der Übergangsregelungen und
soweit möglich der AgNes-Vorgaben

Konsultationsfristen zu Orientierungspunkten

- 27.02. Dynamisierung von Netzentgelten
- 27.02. Speichernetzentgelte
- 27.03. Einspeiseentgelte

Agenda, 20. Februar 2026

09:30 – 09:35 Uhr

Begrüßung (Gregor Glasmacher)

09:35 – 09:45 Uhr

Einführung in den Termin (Barbie Haller)

Block 1:

Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur

09:45 – 11.00 Uhr

Vorstellung des Orientierungspapiers (Achim Zerres, Andreas Diedrichs, Janine Wilkens)

11:00 – 11:15 Uhr

Rückfragen

Kaffeepause

Block 2:

Impulsvorträge

11:30 – 11:45 Uhr

Monopolkommission (Jonathan Meinhof)

11:45 – 12.00 Uhr

BDEW e.V., VKU e.V. (Maximilian Rinck, Viktor Fröse, Samuel Karmann)

12:00 – 12:15 Uhr

Bayernwerk Netz GmbH, Avacon Netz GmbH (Michael Fischer, Carsten Hochdorfer)

12:15 – 13:15 Uhr

Mittagspause

Agenda, 20. Februar 2026

13:15 – 13:30 Uhr	BEE e.V. (Christine Falken-Großer, Paul Jannaschk)
13:30 – 13.45 Uhr	Aurubis AG (Holger Klaassen)
13:45 – 14:00 Uhr	RWE Power AG/ RWE Generation SE (Jörg Kerlen)
14:00 – 14:15 Uhr	Enerparc AG (Marco Langone und Fokke Peters)
14:15 – 14:30 Uhr	Bundesverband Windenergie Offshore e.V. (Henri Dörr)

Kaffeepause

Block 3:

14:45 – 16:15

16:15 – 16:30

16:30

Diskussion

Offene Diskussion

Zusammenfassung und Ausblick

Ende der Veranstaltung

Block 1: Hintergrund, Rückblick und Ausblick

Barbie Kornelia Haller
Vizepräsidentin der Bundesnetzagentur

Auftrag an die Bundesnetzagentur

Förmlich

- Urteil des Europäischen Gerichtshofs aus 2021
- Aufhebung der StromNEV zum 31.12.2028
- Einrichtung der Großen Beschlusskammer für Energie bei der Bundesnetzagentur Ende 2023

In der Sache

- Geänderte energiewirtschaftliche Anforderungen erfordern Überprüfung und Anpassung der Netzentgeltsystematik

Herausforderungen der Energiewende für die Netzentgeltsystematik

hoher Anteil lastferner Einspeisung



Hohe einspeisebedingte **Netzausbaukosten** und vermehrt einspeisedominierte Netze

steigende dargebotsabhängige Einspeisung



Flexibilitätserfordernis auf Verbraucher- und Einspeiserseite, **Netzengpässe** und **Engpassmanagementkosten**

steigende Anzahl von Prosumern



Fehlende Finanzierungsbeiträge

steigende Zahl flexibler Verbraucher mit hoher Gleichzeitigkeit



Netzengpässe und **Engpassmanagementkosten**

Extreme Steigerung der Zubaupläne bei Speichern



Zunehmende **Knappheiten an den Netzanschlusspunkten, Netzengpässe**

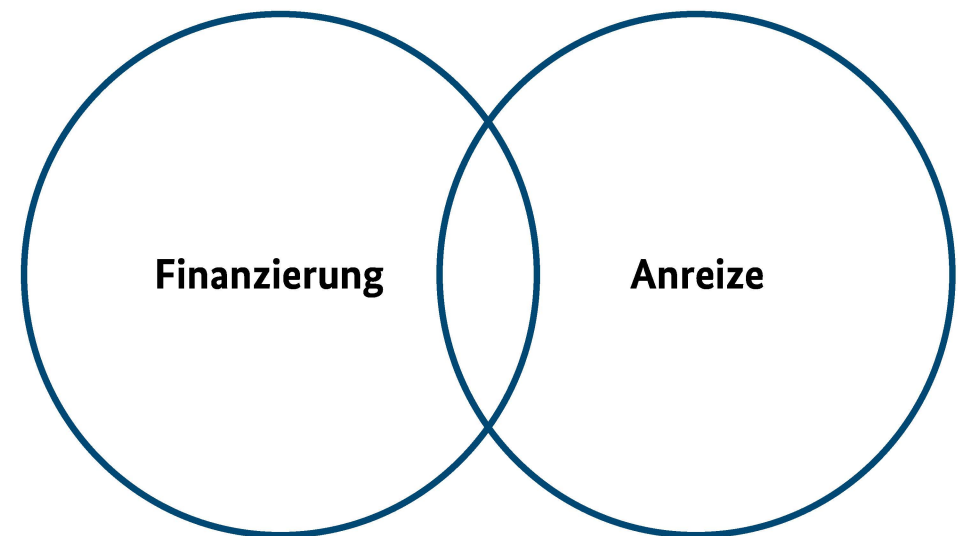
Handlungsfelder für ein **zukunftsorientiertes** Netzentgeltsystem

- Förderung der **Kostenreflexivität** unter **Abschwächung von Flexibilitätshemmnissen** durch neue Netzentgeltkomponenten wie z.B. eines Kapazitätspreises
- Erschließung von Flexibilitäten und **Setzung von Anreizen zur effizienten Netzauslastung** durch Dynamisierung der Netzentgelte
- **Nachfolgeregelung für Speicherentgelte** durch eine systemdienliche Entgeltregelung
- **Verbreiterung der Finanzierungsbasis** durch
 - Beteiligung der Einspeiser durch Einspeisenentgelte und Baukostenzuschuss
 - Beteiligung von Prosumern bspw. durch Kapazitätsentgelte oder (höhere) Grundpreise
- Beseitigung von **Netzentgeltanomalien und angemessene Kostentragung** durch Anpassungen bei Kostenstellen und Kostenwälzung

Netzentgeltfunktionen – Konzeptionelle Trennung

Konzeptionelle Trennung zwischen Entgeltkomponenten zur **Finanzierungs- und Anreizfunktion**, aber:

- Jede Entgeltkomponente wirkt sich auf die Refinanzierung der Netzkosten aus
- Jede Entgeltkomponente (jedes Preissignal) setzt Anreize



Ziel:

- Entgeltkomponenten mit **Finanzierungs-**funktion mit gleichzeitig **möglichst geringen Fehlanreizen**
- Entgeltkomponenten mit **Anreizfunktion** zur gezielten **Internalisierung von Netzkostenwirkungen**

Eindruck vom 02.12.25: Grundansatz oberhalb Niederspannung

- Verständnis für Unterscheidung Finanzierungsfunktion und Anreizfunktion
- positive Bewertung des Ansatzes Kapazitätspreis und 2 Arbeitspreise
Kapazitätsentgelte verringerten Flexibilisierungshemmnisse.
- Netzbetreiber äußern sich uneinheitlich im Detail:
 - Forderung, Kapazitätsentgelte an die vertragliche Netzanschlusskapazität zu knüpfen (statt an eine vom Anschlussnehmer frei gewählte Kapazitätsgröße)
 - Forderung eines reinen Kapazitätspreismodells, Arbeitspreise seien nicht kostenreflexiv
 - System mit zwei Arbeitspreisen AP 1 und AP 2 für die Finanzierungsfunktion mit eine weiteren dynamischen Arbeitspreiskomponente sei sehr komplex
 - auch Kapazitätspreis könne dynamisiert werden
- weit verbreitet: Anwendung von Kapazitätsentgelten auch für Kunden mit weniger als 100.000 kWh/a – sofern technische Voraussetzungen vorliegen

Eindruck vom 19. 12.25: Modell für Niederspannung

- Ansatz (Grundpreis + Arbeitspreis für SLP-Kunden, erhöhter Grundpreis für Prosumer) ist verstanden worden
- Alternative: Gestaffelte Grundpreise nach Leistungsklassen, um heterogenen Bedarf der Kapazitätsvorhaltung besser zu erfassen
- 100.000 kWh/a Grenze intensiv diskutiert. Alternative: Abgrenzung nach Messsystemen? = auch Kunden in der NS mit iMSys sollen das KP-Modell abgerechnet werden
- Wahlmöglichkeit– jeder der will und kann- wird mit KP abgerechnet: diskussionswürdig
- Die Wahrnehmung im Chat:
 - Viele Teilnehmer kritisierten eine drohende Mehrbelastung für Prosumer durch höhere Grundpreise
 - Befürchtung, Prosumer würden nur als Kostentreiber für das Netz gesehen werden, statt als Teil der Lösung
 - das enorme Flex-Potenzial bei Prosumern werde kaum positiv gewürdigt

Eindrücke vom 14.01.26 : dynamische Netzentgelte

- Weitgehend Einigkeit, dass über Anreizentgelte ein Beitrag zum sicheren Netzbetrieb und zur Senkung von Engpasskosten geleistet werden soll.
 - Senkung Netzausbau als weiteres Ziel
- Noch Klärungsbedarf bei einer Vielzahl von Details:
 - Zeitliche Granularität und Einführungstempo
 - Quantifizierung Verteilungseffekte im Hinblick auf Beteiligung von Einspeisern, Industrie und Speicher
 - Auswirkungen auf den Strommarkt
 - Erforderliche Prozessanpassungen bei VNB/Lieferanten für Abrechnung und deren Zeitbedarf
 - Genaue Darstellung notwendiger Abstimmungsprozesse der Netzbetreiber und der Kommunikationsschnittstellen zu Lieferanten/Kunden
 - Abbildung der Erlöswälzung zwischen der Netzbetreiber

Eindrücke vom 30. 01.26: Speicherentgelte

Speicherentgelte

- dyn. AP wird als sinnvolle Netzentgeltkomponente für Speicher angesehen
- Arbeitsbezogenes Netzentgelt für Speicherverluste setze schlechte Anreize, da weiterhin jeder Lade-Entlade-Zyklus belastet werde
- Intensive Diskussion über Vertrauensschutz und Signale für (geplante) Investitionen
- Wechselwirkung FCA und Speicherentgelte beachten, ggf. Rabatt auf KP?
- Gleichbehandlung von PSW?

Elektrolyseure haben Sonderthemen:

- Standortanreize seien wichtiger als Verhaltensanreize
- EU-Vorgaben zu grünem Wasserstoff würden zum Problem, wenn dyn. AP für Erzeuger (!) zu einer Minderung von deren Einspeisung führen

Block 2: Einspeiseentgelte

Vorstellung Orientierungspunkte

Vertrauensschutz

Vertrauensschutz

- **Vertrauen in bisherige Rechtslage** (§ 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV) **allein schafft noch keinen Vertrauensschutz**
- **Schutzwürdiges Vertrauen könnte bei Anlagen bestehen**, die im Rahmen einer staatlichen Ausschreibung ein verbindliches Gebot abgegeben und einen Zuschlag erhalten haben, der zur Realisierung der Anlage verpflichtet. Investitionsentscheidung wird zu einem bestimmten Zeitpunkt (Point-of-no-Return) rechtlich und wirtschaftlich unumkehrbar.
- Nachträgliche Einführung von Finanzierungsnetzentgelten könnte Leistungs- und Gegenleistungsverhältnis (Realisation gegen finanzielle Absicherung) aus dem Gleichgewicht bringen
- **Möglicher Zeitpunkt, ab dem der Vertrauensschutz enden würde:** Veröffentlichung des Orientierungspapiers oder des Beschlussentwurfs
- **Vertrauensschutz bedeutet nicht Handlungsunfähigkeit, Zweifel an Vertrauensschutz bedeuten nicht Blindheit gegenüber wirtschaftlichen Belangen:**
 - **Einführung** von Netzentgelten für Einspeiser **zum 01.01.2029** könnten eine **hinreichende Übergangsfrist** gewährleisten

Vertrauensschutz

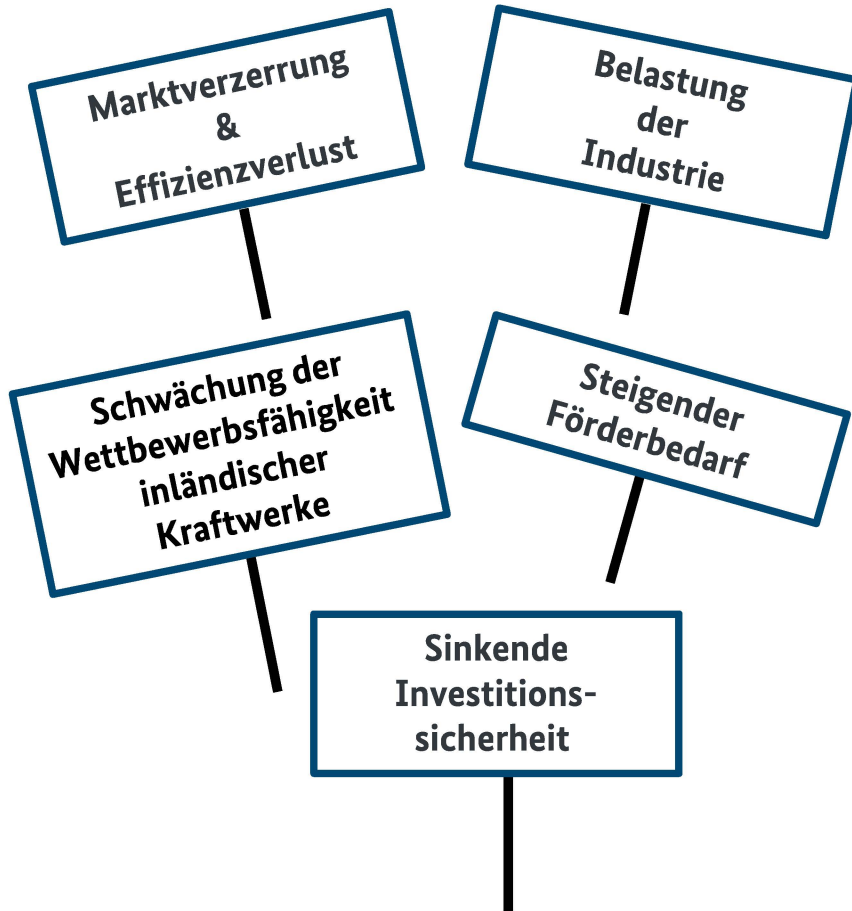
ist bei Finanzierungsentgelte anders zu bewerten als bei Anreizentgelten

Merkmal	Entgelte mit Finanzierungsfunktion	Entgelte mit Anreizfunktion
Vermeidbarkeit	dauerhafte Verpflichtung mit starrem unausweichlichen Finanzierungsentgelt	Keine dauerhafte Verpflichtung; nur in Engpasszeiten aktiv
Auswirkungen bei nachträglicher Belastung	würde Kalkulationsgrundlage einseitig und nachteilig verändern	eingeschränkte wirtschaftliche Folgen; kann sogar positive Einnahmen erzeugen.
Abwägung	Eher ja – für Bestandsanlagen, die einen Zuschlag über Ausschreibungsverfahren mit Realisierungspflicht erhalten haben	Eher eingeschränkt – weil Anreize temporär, Folgen vermeidbar und Schonung der Netze von hoher Bedeutung, schrittweise Einführung und moderate Signale zur Wahrung der Angemessenheit

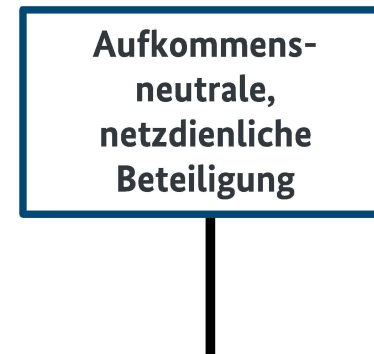
Stellungnahmen zum Diskussionspapier

Meinungsbild aus den Stellungnahmen zum Diskussionspapier

Mehrheit gegen Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion



Innerhalb der Befürworter von Einspeiseentgelte



Baukostenzuschuss (BKZ) – kontrovers



Einspeiseentgelte in Europa

Einspeiseentgelte in Europa

- Einspeiseentgelte werden in vielen Mitgliedstaaten auf Übertragungs- und/oder Verteilnetzebene erhoben
- Entgeltarten:
 - auf Basis von Arbeits- oder Leistungspreis, pauschal
 - zum Teil auch orts- und/oder zeitabhängig
- Kostenanteil:
 - Übertragungsnetz: < 7 % der Netzkosten (EU-Grenze 0,50 €/MWh, ohne Systemdienstleistungen)
 - Verteilnetz: < 5 % der Netzkosten (keine eindeutige EU-Beschränkung)
- Bsp. Österreich:



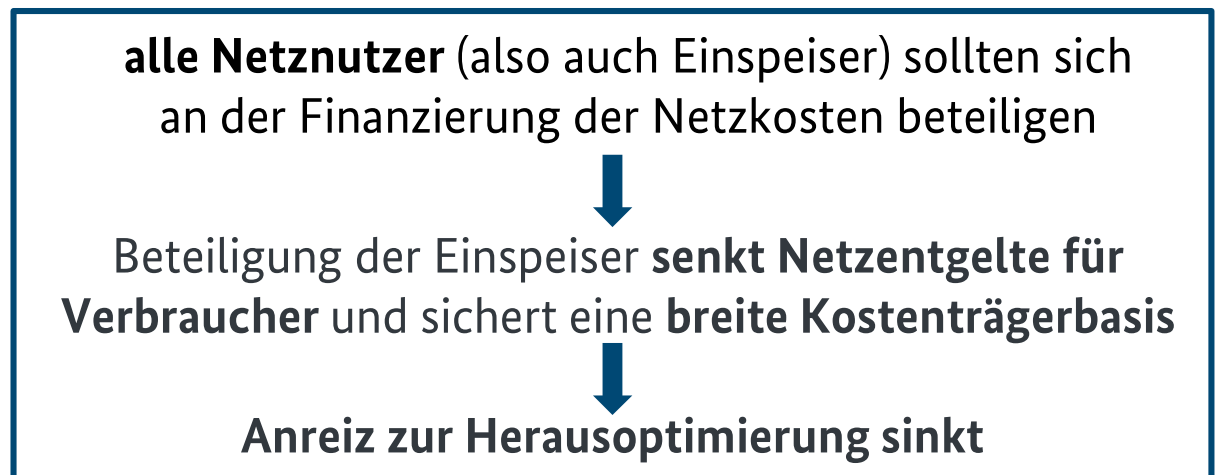
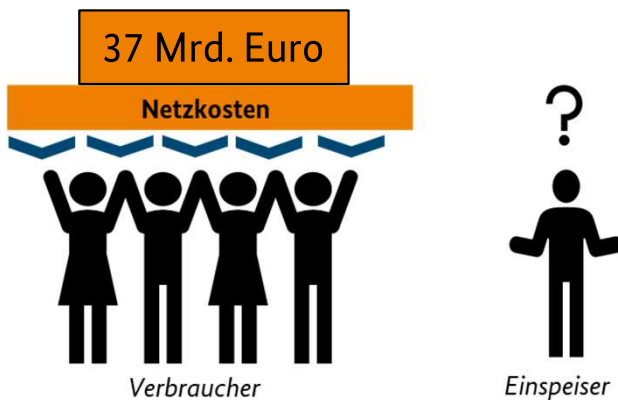
Entgelt	Höhe	Anwendbarkeit
Systemdienstleistungsentgelt	0,80 €/MWh	Einspeiser > 5 MW
Netzverlustentgelt	2,79 €/MWh	Einspeiser > 5 MW
Versorgungsinfrastrukturbeitrag (ab 2027)	0,50 €/MWh	Anlagen > 20 kW, dient Netzausbau-Finanzierung (jährlich per Verordnung)

Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion

Ausgangspunkt

Zwei alternative Sichtweisen zur Refinanzierung von Netzkosten:

- Netz dient der **Versorgung von Verbrauchern** mit Strom
-> **nur Verbraucher** sollten die Netzkosten tragen
- **Auch Einspeiser nutzen das Netz** und damit ein vermögenswertes Gut -> Einspeiser verursachen dabei Kosten für den Netzbetreiber
 - Netze sind mittlerweile auch weniger verbrauchs-, sondern immer häufiger einspeisedominiert



Wie könnte eine Finanzierungsbeteiligung aussehen?

- **Mengenbezogenen Einspeiseentgelte (€/kWh) – je nach Wälzbarkeit**
 - Einfluss auf Gebotsverhalten im Strommarkt
 - Umverteilung zu Lasten stromintensiver Verbraucher
 - Einfluss auf Export/Import
- **Werden aufgrund der nachteiligen Wirkungen nicht weiterverfolgt**

Wie könnte eine Finanzierungsbeteiligung aussehen?

- **Kapazitätsbezogene Einspeiseentgelte (€/kW)**
 - Erhöhen die Fixkosten der Erzeuger
 - Reduzierung der Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen
 - Steigender Förderbedarf für EE-Anlagen
 - Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen und somit auf weiteren Anlagenzubau
 - **neutrale Wirkung auf Stromgroßhandel**
 - **Anreiz zur Kapazitätsdisziplinierung**
 - **(relativ) planbare Preiskomponente -> planbare Finanzierungs- bzw. Kostenbeiträge**
- **Leistungsbezogene Entgelte (€/kW)**
 - Gleiche Nachteile wie kapazitätsbezogene Entgelten
 - Entfachen zudem eine flexibilitätshemmende Wirkung

Größenordnung eines möglichen Einspeiseentgeltes – rechtliche Einschränkungen



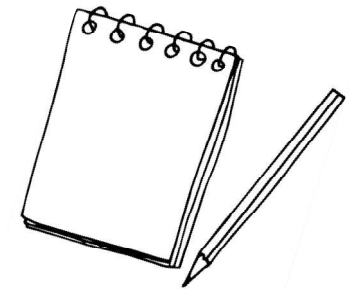
- Unionsrechtliche Vorgabe (EU-Verordnung 838/2010) zur Entgeltobergrenze auf Übertragungsebene
 - Durchschnittliche Einspeiseentgelte $\leq 0,50$ €/MWh
 - Ausnahmen von der Entgelt-Obergrenze -> Entgelte für:
 - Netzanschluss- bzw. Modernisierungsmaßnahmen des Netzanschlusses
 - spezifische Netzverluste
 - sog. „Hilfsdienste“ (Systemdienstleistungen und Engpassmanagement)
 - Geben Spielräume für orts- oder verhaltensabhängig Signale
- Anwendung auf Verteilnetze -> Übertragbarkeit von Regelung nach VO 838/2010 auf Verteilnetze ist rechtlich nicht zwingend

Gegenwärtiges Fazit zu Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion



- Ein **grundsätzlicher Verzicht** auf Instrumente mit Finanzierungscharakter für einzelne Netznutzer wäre gegenüber anderen Nutzergruppen, **mit Blick auf die Diskriminierungsfreiheit nicht zu begründen**
 - insbesondere gegenüber den Nutzern, denen ebenfalls erstmals ein Finanzierungsbeitrag abverlangt werden soll
- Zum **gegenwärtigen** Zeitpunkt ist die **Einführung einer Entgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion in Form von Kapazitätspreisen** geplant
 - Mengen- oder leistungsbezogene Elemente werden zur Finanzierung nicht angestrebt
- Potentielle Einführung eines Kapazitätspreises – wenn technisch möglich – ab 2029
- Auslegung **Vertrauensschutz** für Bestandsanlagen wird im weiteren AgNes-Verfahren **sehr genau geprüft werden**

Mögliche Ausgestaltung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion



- **Beachtung der unionsrechtlichen Vorgaben** zur durchschnittlichen Entgeltobergrenze
- **Hälftige Zurechnung der Kosten** für Regelenergie und Verlustenergie
- **Bagatellgrenze** für Einspeiser, die nicht leistungsgemessen sind und nicht mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden müssen
- **Vertraglich vereinbarte Kapazität** als Bemessungsgrundlage
- **Übertragung auf Verteilnetzebene vorstellbar**
- **Bundeseinheitliche Ausgestaltung ist noch zu prüfen**
 - Verringerung des Verfahrensaufwandes insb. in der Einführungsphase
 - Vermeidung zusätzlicher Wettbewerbsunterschiede

Größenordnung eines möglichen kapazitätsbezogenen Einspeiseentgeltes – quantitative Orientierung

Einfaches Rechenbeispiel

Ausgangspunkt: Unionsrechtliche Vorgaben (0,5 €/MWh)	250 Mio. €
+ Aufstockung um hälftige Verlustenergiekosten der ÜNB (1)	415 Mio. €
+ Aufstockung um hälftige Regelenergiekosten der ÜNB (2)	369 Mio. €
Σ Summe ÜNB-Kosten (1) + (2)	1.034 Mio. €
÷ Installierte Erzeugungsleistung	250 GW
= Kapazitätsentgelt (Kosten ÜNB-Ebene)	4 €/kW
+ Aufstockung um hälftige Verlustenergiekosten der VNB (3)	825 Mio. €
Σ Summe ÜNB und VNB-Kosten (1) + (2) + (3)	1.859 Mio. €
÷ Installierte Erzeugungsleistung	250 GW
= Kapazitätsentgelt (Kosten ÜNB und VNB-Ebene)	7 €/KW

Annahmen:

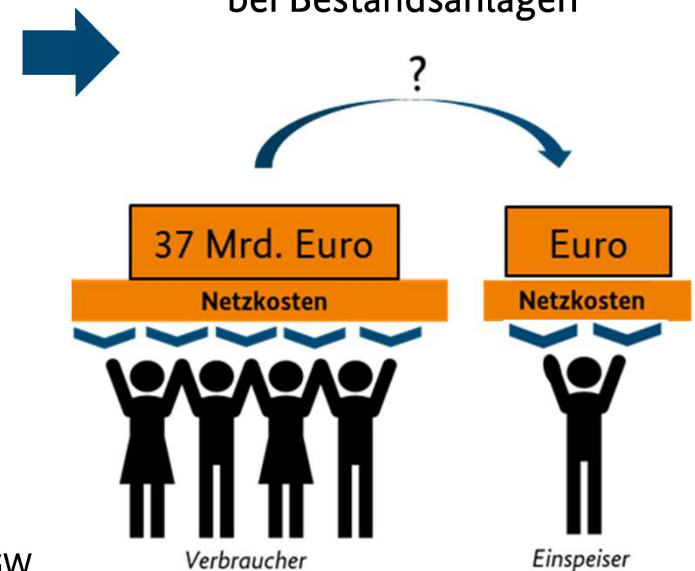
Kosten auf Basis 2026 (Plan)

Plan-Verlustenergiekosten der VNB in Zuständigkeit der BNetzA betragen 1.404 Mio.€. Anteil der LRegB wurde grob approximiert

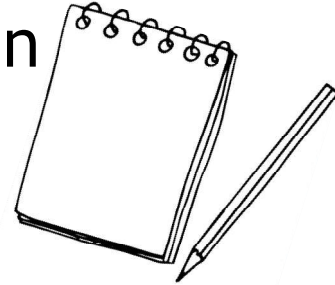
Kosten sind hälftig zwischen Einspeisern und Verbrauchern zu tragen

Annahme Bruttostromerzeugung von rund 500 TWh und installierte Erzeugungsleistung von 250 GW

Höhe des Finanzierungsbeitrages ist u.a. abhängig von der Auslegung des Vertrauensschutzes bei Bestandsanlagen



Optionen zu Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion

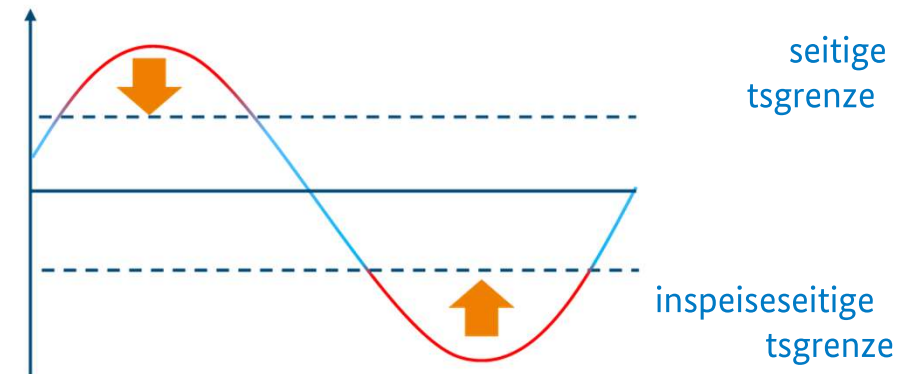


- **Von Erhebung** einer Entgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion **könnte Abstand genommen werden, wenn**
 - Entgeltkomponente mit Anreizfunktion ungewollt bereits einen vergleichbaren Finanzierungsbeitrag ergäbe oder
 - die Einführung eines Baukostenzuschusses gelingt und vergleichbare Resultate wie die Finanzierungskomponente realisiert

Einspeiseentgelte mit Anreizfunktion

Ziel der Anreizfunktion

- Internalisierung von Netzkostenwirkungen in Nutzungs- oder Investitionsentscheidungen
 - Effizienteres Stromversorgungssystem,
 - Ausnutzung von Kapazitätsgrenzen bei wachsenden Flexibilitäten
- Welche Kosten sollen internalisiert werden:
 - **Kurzfristig Netzkosten**
hängen unmittelbar vom Einsatz der Erzeuger/Verbraucher ab
 - Engpassmanagementkosten stehen im Fokus
 - **Mittel- bzw. langfristige Netzausbaukosten**
sollen Kosten für Errichtung bzw. Erweiterung von Netzanschlüssen abbilden
- Mit der Einführung von Einspeiseentgelten mit Anreizfunktion können ebenfalls Finanzierungsbeiträge erzielt werden



Welche Komponenten kommen in Frage?

Internalisierung von Netzkostenwirkungen in Nutzungsentscheidungen

- **Mengenbezogenen Komponente** (€/kWh)
 - Entfaltung von eindeutigen und effizienten Anreizen
 - Adressierung der zusätzlichen Kosten einer Einsatzentscheidung
 - **Zeit- & ortsabhängig** – Preis ändert sich viertelstündlich und richtet sich nach dem tatsächlichen Engpassgeschehen (Vor-/Hinter-Engpass)

Kosten



Einsatz-
entscheidung

Internalisierung von Netzkostenwirkungen in Investitionsentscheidungen

- **BKZ** (kW)
 - Kostenwirkungen im Zusammenhang mit Netzanschlüssen
 - Kapazitätsdisziplinierung und ggf. Standortdifferenzierung und Differenzierung nach Netzebenen
 - Bemessungsgrundlage noch zu diskutieren



Quelle: Energieverbraucher.de

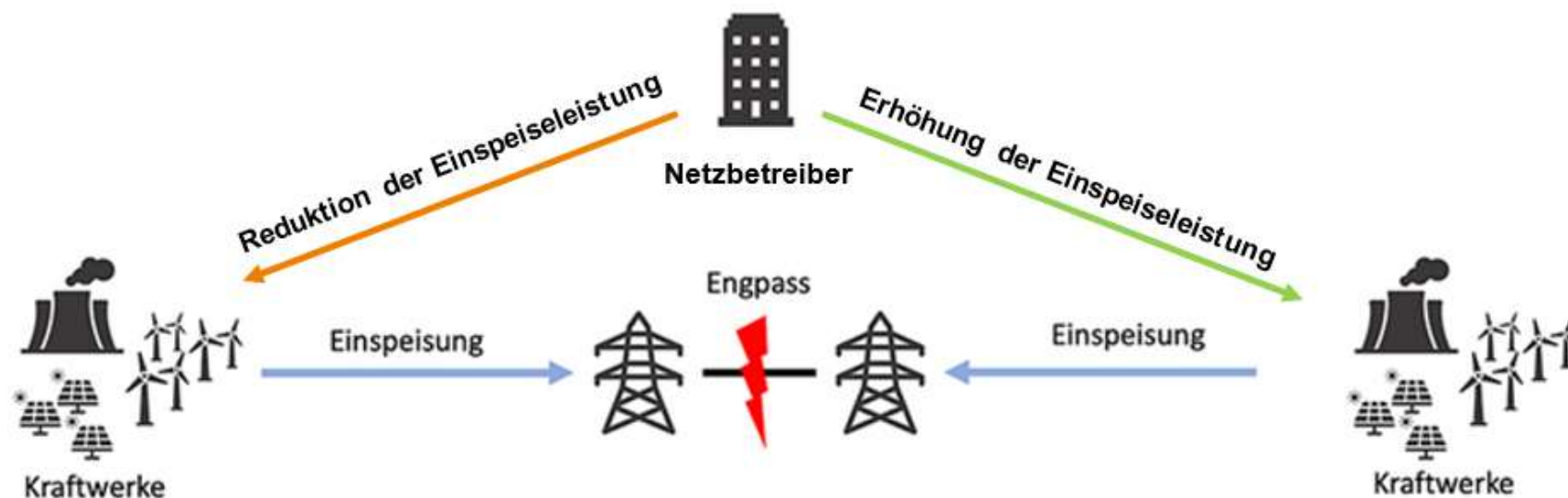
Ausgestaltung – Internalisierung von Nutzungsentscheidungen

Grundsätzlich analoge Ausgestaltung wie auf Verbrauchsseite -> dem tatsächlichen Engpassgeschehen folgend -> klare Abstimmung der dynamischen Netzentgelte auf beiden Seiten notwendig

Prinzip	Inhalt
Zeitliche Granularität	15 min (Sinnvoll: Day-Ahead-Veröffentlichung vor Abschluss der Regelenergie- und Spotmärkte)
Räumliche Granularität	<ul style="list-style-type: none">– Engpass-Region (nicht zu groß, nicht zu klein)– ÜNB-Ebene. Bei Bedarf auch Engpässe in den höheren Spannungsebenen des Verteilernetzes (110 kV + HS/MS)
Vorzeichengerechtigkeit	Positiv bei Standorten vor dem Engpass und negativ bei Standorten dahinter -> Signale beiderseits des Engpasses
Verpflichtend	Für alle Einspeiser → Vermeidung adverse Selektion
Bemessung	<ul style="list-style-type: none">– Grundlage sollen Kosten des Engpassmanagements sein (Explizite Ausnahme von der Unionsrechtlichen Vorgabe)– Annäherung ans Optimum von unten

Wirkmechanismus - zwangsweise reguliertes Engpassmanagement (Status Quo)

Anreizstärke	heute keinerlei Anreiz
Verhalten der Erzeugungsanlage	Keine Reduktion der Engpassmenge
Ökonomische Konsequenz	Kosten für Zwangsmaßnahmen vor und hinter dem Engpass -> hohe Transaktions- und Kompensationskosten



Quelle: adesso.de

Wirkmechanismus - anreizbasiertes Engpassmanagement

Szenario - optimaler Anreiz: mit wohlfahrtssteigerndem Effekt	
Anreizstärke	dynamisches Entgelt zuzüglich der bisherigen Grenzkosten in der Größenordnung typischer Verkaufserlöse
Verhalten der Erzeugungsanlage	<ul style="list-style-type: none">• Änderung der Fahrweise / Es kommt nicht zur Einspeisung
Ökonomische Konsequenz	<ul style="list-style-type: none">• Engpassmanagementkosten sinken• Erzeugungsanlage bekommt keine Erlöse aus dem Stromverkauf -> wirtschaftlicher Einbußen



Wirkmechanismus - anreizbasiertes Engpassmanagement

Szenario - übermäßiger Anreiz: Ineffizient	
Anreizstärke	Dynamisches Entgelt zuzüglich der bisherigen Grenzkosten deutlich größer potenzieller Verkaufserlös
Verhalten der Erzeugungsanlage	Überreduktion -> mehr als die Engpassmenge wird vermieden
Ökonomische Konsequenz	<ul style="list-style-type: none">• Gefahr höherer Strompreise• Erzeugungsanlage bekommt keine Erlöse aus dem Stromverkauf -> wirtschaftlicher Verlust

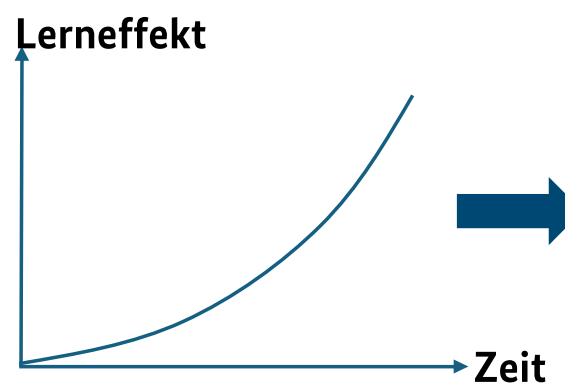


Kippunkt-Gefahr:

Erzeugungsanlagen mit gleichen oder sehr ähnlichen Kosten- und Erlösstrukturen, die das gleiche Netzentgelt sehen, könnten sich auch gleich verhalten -> mit vorsichtigem dynam. Netz starten.

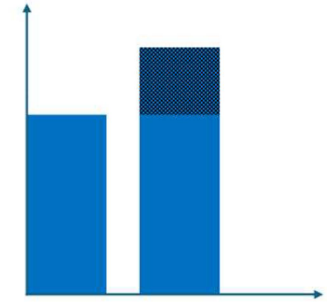
Wirkmechanismus - anreizbasiertes Engpassmanagement

Szenario – zu stark abgeschwächter Anreiz	
Anreizstärke	Dynamisches Entgelt zuzüglich der bisherigen Grenzkosten < Verkaufserlös
Verhalten der Erzeugungsanlage	Weiter-Einspeisung, Zahlung des Entgelts
Ökonomische Konsequenz	<ul style="list-style-type: none">• Umfang Redispatch hat sich nicht verändert• Netzbetreiber erhält Einnahmen aus dynamischen NE, die Engpasskosten mitfinanzieren• Zahlung des dynamischen Entgeltes beeinträchtigt Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlage



- In der Lernphase
- Ziel ist keine vollständige Engpassentlastung
 - Preissensitivität der Erzeuger soll empirisch erfasst werden

Größenordnung anreizbasierter Einspeiseentgelte



Rechenbeispiel: Dynamische Netzentgelte

Häufige Engpassmanagementkosten

1,4 Mrd. €

Volumen der Engpassmanagementmaßnahmen (häufig)

14.469 GWh

Dynamisches Netzentgelt (ca.)

0,10 €/kWh

Basis sind Kosten und Mengen 2024

Eine zusätzliche Engpassmenge würde im Durchschnitt mit 0,10 €/kWh bewertet werden. Aus heutiger Sicht wäre das ein „Orientierungswert“; in der Einführungsphase könnten geringere Werte vorgegeben werden, die mit sukzessivem Lerneffekt dann wieder erhöht werden („Annäherung ans Optimum von unten“)

Mögliche Komposition der Netzentgeltkomponenten für Einspeiser

Finanzierungsentgelt



Kein Erlösanteil aus Arbeitsentgelt mit
Finanzierungsfunktion

Anreizentgelt



Wenn symmetrisch und vorzeichengerecht

Anreizentgelt II



Primär zur Kapazitätsdisziplinierung. Liefert aber auch Finanzierungsbeiträge

Sofern die Erlöse aus den dynamischen Arbeitspreisen und dem Baukostenzuschuss bereits ausreichende Finanzierungsbeiträge leisten, kann ggf. auf die Erhebung von Kapazitätspreisen verzichtet werden.



Kontakt

gbk@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

RSS-Feed der Großen Beschlusskammer Energie:

Der folgende Link

https://www.bundesnetzagentur.de/SiteGlobals/Functions/RSSFeed/DE/RSSNewsfeed/RSSNewsfeed_GrosseBeschlusskammer.xml?nn=693926 muss dafür in

Ihrem RSS-Reader oder der entsprechenden Erweiterung Ihres Browsers, beziehungsweise in Ihrem E-Mail Programm, hinterlegt werden.

Dieser Dienst ist kostenlos und es werden keine Kontaktdaten benötigt.



Bundesnetzagentur