



Bundesnetzagentur

Vorstellung Zwischenstand AgNes [GBK-25-01-1#3]

Große Beschlusskammer Energie

WebEx, 27. Mai 2026

Organisatorisches

[Gregor Glasmacher]



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.
- Sämtliche Präsentationen und der Webex-Chatverlauf werden nach der Veranstaltung bereitgestellt.
- Bei der Veröffentlichung des Chatverlaufs werden die Namen zu den eingebrachten Beiträgen 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 Anmerkungen im Chat.
- Einzelne ausgewählte Verständnisfragen werden gegen Ende der Veranstaltung beantwortet.
- Chatbeiträge, die nicht aufgerufen werden, werden dennoch im weiteren Prozess berücksichtigt.
- Name und Institution soll bitte in der Webex-Teilnehmerliste ergänzt werden. Hierzu mit „Rechtsklick“ auf den eigenen Namen klicken.

Agenda I

- **Organisatorisches**
- **Ausgangslage & Ziele**
- **Blick auf den Prozess**
- **Überblick Kernelemente**
- **Vorstellung Regelungsvorschläge zum 01.01.2029**
 - Grundmodell & Prosumer
 - Grundmodell
 - Kostenwälzung
 - Einspeiser
 - Speicher
 - Elektrolyseure

- *Pause* -

Agenda II

- **Vorstellung Analysen und Abwägung**
 - Grundmodell
 - Grundmodell NS und Prosumer
 - Kostenwälzung
 - Einspeiser
 - Speicher

- Pause -

- **Aufgreifen von Fragen**
- **Ausblick**

Ausgangslage und Ziele

[Klaus Müller]

Ausgangslage am Anfang der 2. Stufe der Energiewende

- Erheblicher Teil des EE-Ausbaus kommt noch
 - Netzausbau holt auf, ist aber deutlich verzögert
 - Volatilität nimmt zu: immer häufiger Preise unter 0 oder über 300 Euro/MWh
 - Akteure sollen und werden darauf reagieren
 - Speicher müssen und werden kommen
 - Gefahr von noch mehr Engpässen steigt
- Erheblicher Aufwuchs neuer Nutzer aufgrund von Transformationsprozessen in der Großindustrie, mehr angeschlossenen/ anzuschließenden Rechenzentren, nachhaltiger Wärmeversorgung in Industrie und Haushalten, steigender Elektromobilität, verstärkt Strom als Basis für Wasserstoff
 - Folgen:
 - Knappheiten am Anschluss und im Netz
 - hohe Netzkosten
 - kritische Zahlungsbereitschaft der Netznutzer erreicht

Volumen der Netzkosten und Anteil der Netzentgelte am Strompreis

	2026 in Mio. €
EOG VNB bundesweit*	21.972
EOG ÜNB	11.719
Gesamt-EOG bundesweit	33.691
+ Offshore Netzumlage	3.260
Netzkosten bundesweit	36.951

*ohne vorgelagerte Netzkosten

Netzkosten werden bisher **ausschließlich von Verbrauchern** getragen

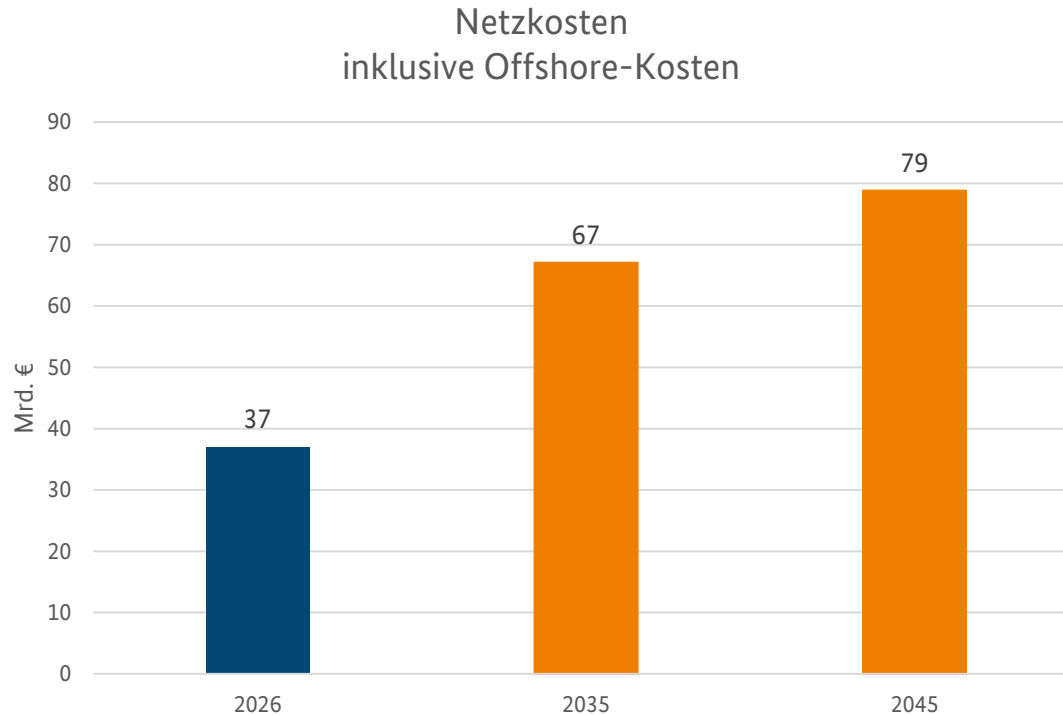
Tendenz der Netzkosten: **Steigend** wegen **hoher Investitions- und Verbesserungsbedarfe** in allen Netzebenen; sowohl für den *Ausbau* als auch für die *Modernisierung* und die *Digitalisierung*

<u>Anteil der Netzentgelte am Strompreis</u> (April 2026):	Netto- <u>Netzentgelt</u> inkl. Messung (ct/kWh)	Gesamt- <u>Strompreis</u> netto (ct/kWh)	<u>Anteil</u> <u>Netzentgelte</u> (%)
Kundengruppe			
Industriekunden (24 GWh, Mittelspannung)	3,1	15,14	20%
Haushaltskunden (2.500 - 5.000 kWh)	9,3	29,32	32%

Entwicklung des Investitionsbedarfs

- Erheblicher **Investitionsbedarf**
 - ÜNB schätzen den Investitionsbedarf im 2. Entwurf NEP 2025 auf 365-392 Mrd. € bis 2045, davon 149-167 Mrd. € für Offshore-Netzanbindungen
 - die großen VNB schätzen die Investitionen für den Netzausbau bis 2045 auf ca. 207 Mrd. € (ohne 1:1-Ersatz)
- Digitalisierung und besserer Service werden zunächst Mehrkosten verursachen. Der Gesamtblock aus Bau und Betrieb der Infrastruktur wird teurer.
- Das Netz wird für künftig **höhere Transportmengen** ausgebaut:
 - Damit wird Verteilungsbasis steigen, auf die die Netzkosten umgelegt werden kann.
 - Aber Pfad des Mengenanstiegs noch sehr unsicher.
 - Entscheidend ist, dass sich alle Nutzer – auch die neuen – an der Finanzierung der Netze beteiligen.

Entwicklung der Netzkosten



Quellen:

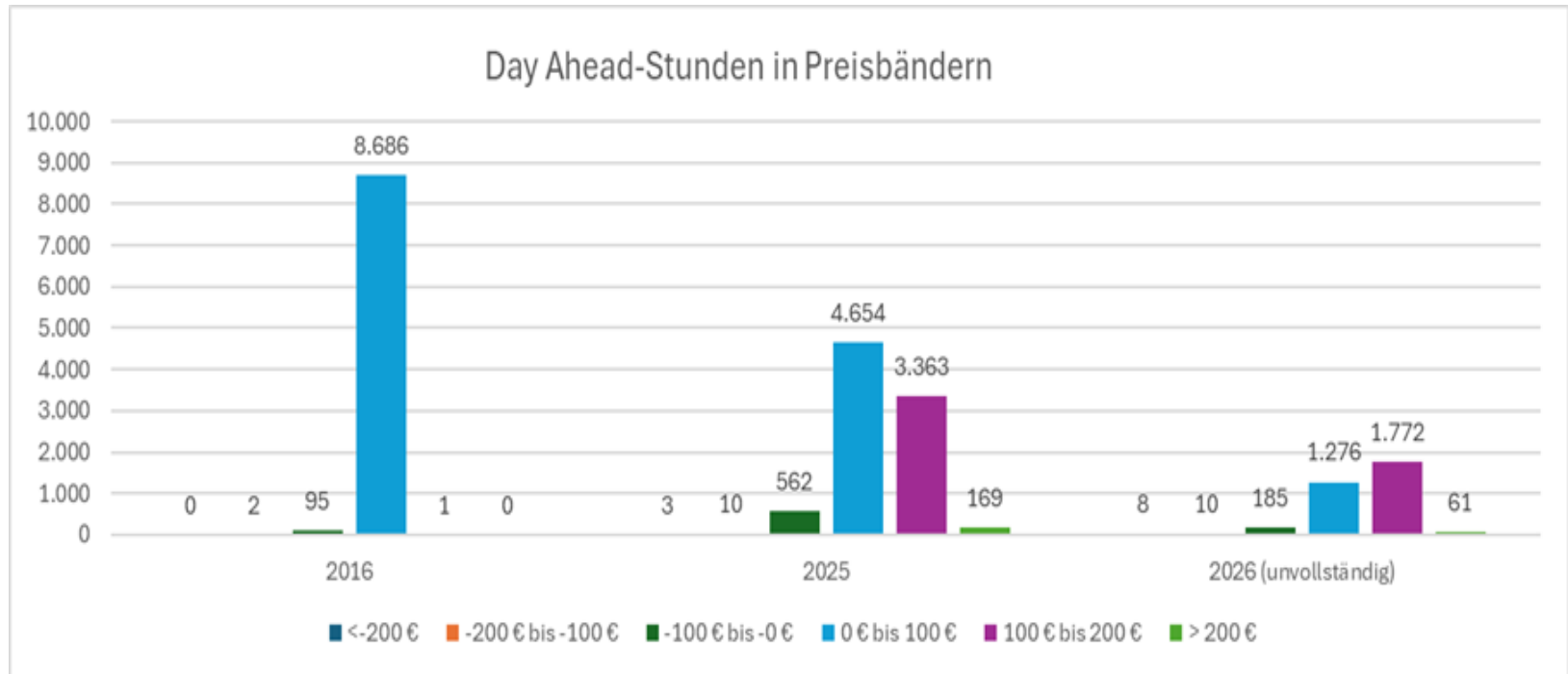
2026: beinhaltet Onshore-Netzkosten der ÜNB+VNB sowie Offshore-Kosten der ÜNB;

Onshore-Kosten: EOG-Anpassungen 2026 der Netzbetreiber (ÜNB+VNB) in Zuständigkeit der BNetzA (inkl. Organleihe); Netto-Erlösobergrenzen 2026 (ohne Doppelzählung vorgelagerter Netzkosten); bundesweit hochskaliert

Offshore-Kosten: Netztransparenz.de

2035+2045: Indikation der möglichen Netzkostenentwicklung; eigene Berechnung BNetzA unter Annahmen

Entwicklung der Volatilität der Strompreise: Entwicklung Day-Ahead-Preisverteilung



Quelle: SMARD, Abruf 18.05.2026

Engpassmanagement im Jahr 2025

Häufigkeit:

- Netzengpassmanagementmaßnahmen fanden an **allen 365 Tagen** des Jahres statt.
- Die durchschnittliche Dauer der Netzengpassmanagementmaßnahmen betrug ca. **4 Stunden**.

Volumen:

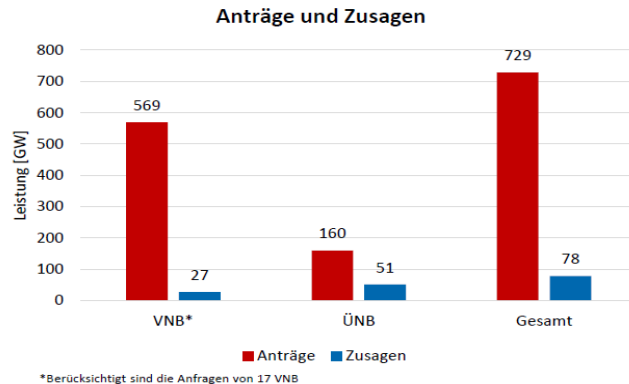
- Maßnahmenvolumen lag bei **30,3 TWh** (positive und negative Redispatchmaßnahmen, sowie Countertrading-Maßnahmen).
 - Davon: **24,3 TWh** Maßnahmen im Übertragungsnetz, **6 TWh** im Verteilernetz.
- In der Spitze wurden ca. **17 GW** in einer Stunde abgeregelt.

Kosten:

Gesamtkosten Netzengpassmanagements beliefen sich auf ca. **3,06 Mrd. Euro:**

- **0,66 Mrd. €** Redispatch mit EE und Kompensationen an Bilanzkreisverantwortliche
- **0,10 Mrd. €** Countertrading-Maßnahmen
- **0,95 Mrd. €** Redispatch mit konventionellen Marktkraftwerken
- **1,35 Mrd. €** Vorhaltungs- und Abrufkosten von Reservekraftwerken

Netzanschlussanfragen und -zusagen von Speichern



- Weiterer starker Zuwachs an Anschlussbegehren in 2025 gegenüber 2024
- Verbindlichkeit der Anfragen sehr unterschiedlich
- Netzanschlusszusagen entsprechen mehr als 50% der laut NEP in 2037 erforderlichen Prognose an Batteriespeichern im gesamten Netz (Übertragung und Verteilung)
- Mindestens 50% werden nicht realisiert aufgrund von Mehrfachanfragen oder Spekulation
- Bisher nur wenige Netzanschlusszusagen

Das Beispiel Speicher ist gut dokumentiert wegen der Sorgen der Netzbetreiber.

Anschlussbegehren steigen auch bei

- Industriellen Transformationsprozessen,
- Rechenzentren,
- Wärmepumpen für Industrie und Haushalte,
- Elektromobilität,
- Elektrolyseuren

Zusammengefasst I

Herausforderungen

- Netzanschlussbegehren von Speichern, die Transformation in der Wärmeerzeugung und Rechenzentren steigern Netzausbaubedarf
- Erhöhte Gefahr weiterer Netzengpässe
- Verzögerter Netzausbau steigert Engpassmanagementkosten
- Volatilität nimmt deutlich zu, entsprechend die Anforderung an die Flexibilität des Systems
- Kosten müssen getragen und fair verteilt werden

Zusammengefasst II

Ziele

- Kosten vereinnahmen, wo sie anfallen.
- Knappe Kapazitäten mit einem Preis versehen.
- Netzbetrieb und -ausbau sicher finanzieren.
- Engpassmanagementkosten vermeiden.
- Flexibilität unterstützen.
- System optimieren, Allokationssignale setzen und Netzausbau dämpfen.

Blick auf den Prozess

[Barbie Haller]



AgNes-Prozess – Blick auf die Meilensteine

- Veröffentlichung des **Diskussionspapiers**, 12.05.2025
- **Auftaktworkshop**, 02. / 03.06.2025, Konsultation des Diskussionspapiers
- Integration des Verfahrens zu den **Industriernetzentgelten** in AgNes, 08.07.2025
- **Branchenworkshop** zu Industriernetzentgelten, 30.09.2025 mit anschl. Konsultation
- **Expertenworkshops** mit anschließender Konsultation
 - Grundmodell Entgeltkomponenten leistungsgemessene Kunden, 02.12.2025
 - Grundmodell Entgeltkomponenten für die Niederspannung, 19.12.2025
 - Dynamische Netzentgelte, 14.01.2026
 - Speicherentgelte, 30.01.2026
 - Einspeiseentgelte, 20.02.2026
 - Kostenwälzung, 10.03.2026
 - Industriernetzentgelte, 30.04.2026
- **Kommunikation des Zwischenstands**, 27.05.2026

Einordnung des Termins

- Termin soll allen Stakeholdern frühzeitig einen Eindruck vom gegenwärtigen **Meinungsstand** der Bundesnetzagentur zu den großen, diskutierten Fragen und Themen vermitteln.
- Keine Einleitung einer förmlichen Konsultation und keine Vorstellung eines fertigen Festlegungsentwurfs.
- **Kein Anspruch auf Vollständigkeit.**
- Stellungnahmen bitte erst im Rahmen des Konsultationsverfahrens, wenn das ganze Konzept ausdefiniert ist, **Zeitplan sonst nicht zu halten.**
- **Änderungen** gegenüber dem hier vorgestellten Meinungsstand bis zum Festlegungsentwurf im Sommer können angesichts des laufenden Verfahrens **nicht ausgeschlossen** werden.

Überblick Kernelemente

[Barbie Haller]

Grundsätze der Netzentgeltbildung

- Netzentgelte werden weiter auf der Basis der **Kosten des jeweiligen Netzbetreibers** gebildet
 - = keine bundeseinheitlichen Netzentgelte auf Verteilernetzebene
- Netzentgelte werden unterteilt in solche mit **Finanzierungsfunktion** und solche mit **Anreizfunktion**
 - Netzentgelte mit **Finanzierungsfunktion** dienen der Erreichung verlässlicher Einnahmen und sollen möglichst wenig Nebenwirkungen haben
 - Netzentgelte mit **Anreizfunktion** sollen ein bestimmtes netzdienliches Verhalten hervorrufen, aber nicht zur Einnahmebeschaffung geplant werden

Was beinhaltet die neue Netzentgeltstruktur?

Industriernetzentgelte

Verfahrensschritte
zu FCA

Verfahrensschritte
zu BKZ

Grundmodell Niederspannung &
Prosumer

Grundmodell über 100.000 kWh

Kostenwälzung

Finanzierungsentgelte für *neue*
Speicher / Einspeiser /
Elektrolyseure

Dynamische Netzentgelte

Weiterentwicklung § 14a

Finanzierungsentgelte Speicher
Einspeiser / Elektrolyseure –
*je nach Status des
Vertrauensschutzes*

beginnend parallel **sobald wie möglich**

anzuwenden **ab 1.1.2029**

schrittweise anzuwenden **nach 1.1.2029**

Industriernetzentgelte

[Barbie Haller]

Stand Industrienetzentgelte

- Kein neuer Sachstand gegenüber dem Expertenaustausch vom 30.04.2026.
- Grundlagen in AgNes-Rahmenfestlegung
+ Ausgestaltung in AgNes-Folgefestlegungen im Frühjahr 2027.
- Erkenntnisse aus laufenden Pilotprojekten werden für Ausgestaltung ausgewertet.
- Mit der AgNes-Rahmenfestlegung ergehen Übergangsregelungen im Hinblick auf bisher genutzte Regelungen zur Bandlast und zur Atypik:
 - Bandlast wird für Bestandskunden bis zum 31.12.2031 verlängert.
 - Atypische Netznutzung erfährt keine generelle Verlängerung:
 - angedacht ist ein übergangsweiser Erhalt der Rabattstruktur für wirkmächtige industrielle atypische Nutzer mit einer jährlichen Abnahme von > 10 GWh.
 - PSW sind von der Übergangsregelung nicht erfasst.

Industrienetzentgelte – Übergangsregelungen zu § 19 Abs. 2 StromNEV

1. Die Regelung des § 19 Abs. 2 **Satz 2 – 4** StromNEV bleibt bis zum 31.12.2031 für Letztverbraucher anwendbar, die zum 31.12.2028 über eine wirksame individuelle Netzentgeltvereinbarung im Sinne von § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV verfügen.
Voraussetzung ist, dass die individuelle Netzentgeltvereinbarung bei der zuständigen Regulierungsbehörde ordnungsgemäß angezeigt bzw. – soweit erforderlich – durch die zuständige Regulierungsbehörde genehmigt wurde.
2. Die Regelung des § 19 Abs. 2 **Satz 1** StromNEV bleibt bis zum 31.12.2031 für industrielle Letztverbraucher anwendbar, die zum 31.12.2028 über eine wirksame individuelle Netzentgeltvereinbarung i.S.v. § 19 Abs. 2 S. 1 verfügen und deren Bezug an der Entnahmestelle, für die die Vereinbarung gilt, im Durchschnitt der Jahre 2024 bis 2028 über 10 GWh lag. Voraussetzung ist, dass die individuelle Netzentgeltvereinbarung bei der zuständigen Regulierungsbehörde ordnungsgemäß angezeigt bzw. – soweit erforderlich – durch die zuständige Regulierungsbehörde genehmigt wurde.

Industriernetzentgelte – Flexibilitätsanreiz für industrielle Letztverbraucher

- In einer Folgefestlegung wird die GBK ein Sondernetzentgelt zum Anreiz von flexibleren Einsätzen stromintensiver Industriebetriebe festlegen.
- Der Anreiz erfolgt in Form eines prozentualen Rabatts auf das nach dem Grundmodell ermittelte allgemeine Netzentgelt.
- Gegenleistung und Voraussetzung für den Rabatt ist die Erfüllung der in der Methodenfestlegung geregelten Flexibilitätskriterien.
- Bei der Höhe des Rabatts sind sonstige Veränderungen des Netzentgelts durch Kapazitätspreissystem und geänderte Kostenwälzung ebenso wie der Umfang der Flexibilitätsgegenleistung angemessen zu berücksichtigen.

Dynamische Netzentgelte

[Barbie Haller]



Entgeltkomponente mit Anreizfunktion

– Dynamische Netzentgelte I –

Ziel:

- Internalisierung der Auswirkungen des eigenen Netznutzungsverhaltens auf das Netz – Reduzierung der Engpassmanagementkosten

Ausgestaltung:

- zeitlich (15 Minuten) und örtlich variabler **Arbeitspreis**
- unterschiedliches Preissignal vor und hinter einem Engpass
- „Vorzeichengerechte“ Ausgestaltung des Preissignals
 - ein Anreiz zur Verringerung der Einspeisung durch ein erhöhtes Netzentgelt
 - ein Anreiz zur Erhöhung der Einspeisung „vorzeichengerecht“ durch negativen Preis = Auszahlung vom Netzbetreiber an Nutzer
- Veröffentlichung des Preissignals auf Plattform vor Day-Ahead
- Höhe des Preissignals orientiert sich an den Engpassmanagement-Kosten und der Wirksamkeit der Anreizsetzung

Entgeltkomponente mit Anreizfunktion

– Dynamische Netzentgelte II –

Möglichst ab 2027	Weiterentwicklung Module der Festlegungen zu § 14a EnWG, in Form eines Opt-in für Verbraucher in der Niederspannung
2027	Weiterführende quantitative Analyse, weiteres Gutachten
2028	Folgefestlegung zur Einführung Dynamischer Netzentgelte bei Speichern
2029 – 2031	Inbetriebnahme einer Plattform zur Transparenz über Netzengpässe
2029 – 2031	Bestimmung von Netzentgeltsignalen auf den NE 1 & 2
2030 – 2033	Bepreisung von Speichern auf den NE 1 bis 5
2030 – 2032	Folgefestlegung zur Einführung Dynamischer Netzentgelte bei Erzeugern
2032 – 2035	Bepreisung von Erzeugern (ohne Offshore)

*Bei Zeitspannen ist das erste Jahr das früheste vorgesehene Jahr,
das zweite Jahr das späteste angestrebte Jahr.*

Vorstellung wesentlicher Regelungsinhalte der Rahmenfestlegung AgNes mit Geltung zum 01.01.2029

[Beisitzende der Großen Beschlusskammer Energie]

Grundmodell ≤ 100.000 kWh

(Niederspannung)

[Alexander Lüdtkke-Handjery]

Problem-/Zielbeschreibung in der Niederspannung

Probleme heute:

- Nachteil des Arbeitspreises: Eigenerzeugung verringert Bezug aus dem Netz und damit die eigenen Finanzierungsbeiträge, senkt aber keine Netzkosten
- Die jederzeitige Versorgungssicherheit durch das Netz wird nicht angemessen honoriert (Versicherungsleistung).
- Erhebung GP weder verpflichtend noch standardisiert. Vergleichbare Netznutzer werden in den Netzgebieten sehr unterschiedlich behandelt.

Zielbeschreibung:

- Aufwand und Nutzen im **Massenkundengeschäft** berücksichtigen
- Verständlichkeit und Einfachheit
- keine Fehlanreize für den kurzfristigen Einsatz von Flexibilität
- Arbeitspreis setzt Anreiz zur Energieeffizienz
- Arbeitspreis ist vorteilhaft für Verbraucher mit geringen Verbrauchsmengen (in Niederspannung weit verbreitet)

Vorschlag

- Es bleibt bei der Unterscheidung der Kundengruppen in der NS bei einem Verbrauch von 100.000 kWh im Jahr.
- Das Grundmodell mit einem verpflichtenden Grundpreis (GP) zzgl. einem Arbeitspreis (AP) gilt für alle Verbraucher in der Niederspannung mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh.
- Netzbetreiber erheben einen Grundpreis in €/a und einen Arbeitspreis in ct/kWh.
- Netzbetreiber erheben von Prosumern einen Aufschlag auf den Grundpreis in €/a in Höhe von 70-90 % des Grundpreises.
- Der Erlösanteil des Grundpreises *einschließlich des Aufschlags* liegt zwischen 20-40 % der zu erzielenden Erlöse des Netzbetreibers von dieser Kundengruppe in der Niederspannung.
- Sonderentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG gelten weiter und werden sukzessive weiterentwickelt.

Begriffsbestimmung

Prosumer:

Im Sinne dieser Festlegung ist ein Prosumer ein Letztverbraucher in der Niederspannung, der neben der Elektrizität, welche er aus dem Netz bezieht, eigenerzeugte Elektrizität verbraucht oder einspeichert.

Davon ausgenommen sind Steckersolargeräte i. S. d. § 3 Nr. 43 EEG i. V. m. § 8 Abs. 5a Satz 1 EEG in der Version vom 18. Dezember 2025 (Artikel 23 des Gesetzes vom 18. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347)).

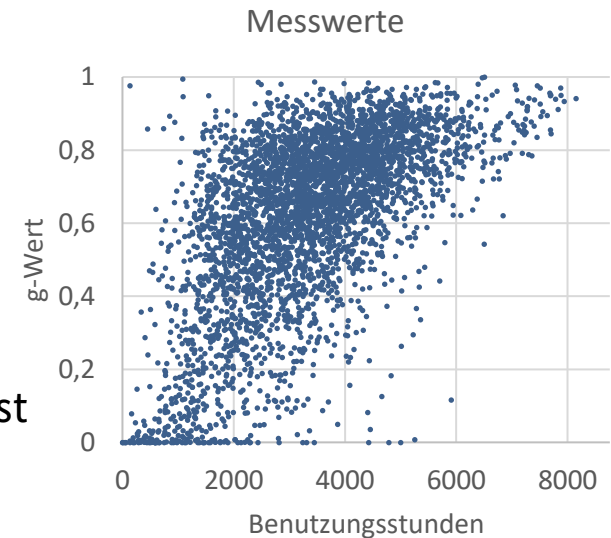
Grundmodell Verbraucher (KP/AP)

(ab Mittelspannung)

[Alexander Lüdtké-Handjery]

Problem-/Zielbeschreibung

- Die Gleichzeitigkeitsfunktion aus Anlage 4 StromNEV lässt sich methodisch nicht mehr belastbar zur Bestimmung des Leistungspreises heranziehen.
- Die heutige Bepreisung der individuellen Jahreshöchstlast hemmt das flexible Bezugsverhalten von Verbrauchern. Aus ihr resultiert ein im Laufe des Jahres steigender, starker Anreiz, die bisherige individuelle Jahreshöchstlast nicht zu überschreiten.
- Ziele
 - gesichertes, praktikables Finanzierungsinstrument
 - Reduzierung von Flexibilitätshemmnissen
 - Gestaltungsmöglichkeiten für Verbraucher
 - Knappe Anschlusskapazität erhält Preis



Vorschlag I

- Für Verbraucher mit Netzanschluss oberhalb der Niederspannung bzw. einem Verbrauch > 100.000 kWh/a mit Netzanschluss in der Niederspannung gilt als Grundmodell

Bestellkapazitätsentgelt (KP) + Arbeitspreis (AP)

- Netzbetreiber erheben einen Kapazitätspreis EUR/kW und einen zweigeteilten Arbeitspreis in ct/kWh.
- Der Kapazitätspreis bezieht sich auf eine vom Verbraucher ex-ante bestellte (oder ersatzweise für ihn bestimmte) Kapazität (in kW).
- Für innerhalb der Kapazitätsbestellung verbrauchte Mengen fällt der reguläre Arbeitspreis (AP1) an.
- Für oberhalb der Kapazitätsbestellung verbrauchte Mengen fällt ein höherer Arbeitspreis (AP2) an.

Vorschlag II

- Vorgabe: Der AP2 beträgt mind. 200 % und max. 350 % von AP1.
- Vorgabe: Die erwarteten Erlöse eines Netzbetreibers für Verbraucher im Grundmodell (KP/AP) ergeben sich je Netzebene zu 30 % bis 60 % aus dem regulären Arbeitspreis.
- Die Kapazitätsbestellung durch den Verbraucher kann jährlich nach Veröffentlichung der Preisblätter durch die Netzbetreiber erfolgen.
- Die bestellte Kapazität ist maximal so hoch wie die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität.
- Vorgabe: Die bestellte Kapazität eines jeden Verbrauchers beträgt mind. 10 % der individuellen Jahreshöchstlast des dem Jahr der Bestellung vorausgegangenen Jahres.

Vorschlag III

- Liegt zum 01.01. eines Jahres keine Kapazitätsbestellung eines Verbrauchers vor, leitet der Netzbetreiber die Kapazität aus den dem Netzbetreiber vorliegenden Lastgängen des Netznutzers ab.
- Erfolgt unterjährig ein neuer Netzanschluss und nimmt der Letztverbraucher im Zuge der erstmaligen Anschlussnutzung keine Kapazitätsbestellung vor, nimmt der Anschlussnetzbetreiber ex-post eine Optimierung der Kapazitätsbestellung vor.
- Für folgende Netzentgelttatbestände sind keine Nachfolgeregelungen vorgesehen:
 - Pancaking
 - Monatsleistungspreis – Bedarf entfällt durch Möglichkeit geringer Kapazitätsauswahl
 - Netzreservekapazität – einmalige Lastspitze führt durch Wegfall des Leistungspreises nicht mehr zu unangemessenen Kosten

Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern

[Karsten Bourwieg]

Problem-/Zielbeschreibung

- Die Behandlung der Netzbetreiber wie „Endkunden“ ist sachlich nicht gerechtfertigt
- Stärkung der Kostenreflexivität – die aktuelle Wälzung orientiert sich ausschließlich an den gemessenen Entnahmen aus der vorgelagerten Ebene
 - Abschwächung der unterproportionalen Beteiligung von Netzbetreibern mit viel dezentraler Erzeugung an den vorgelagerten Netzkosten, obwohl sie weiterhin auf Infrastruktur und Systemdienstleistungen der ÜNB und auch der vorgelagerten VNB zurückgreifen
- Reduzierung von Tarifanomalien – Netzentgelte sind heute häufig in nachgelagerten Netzebenen geringer als Netzentgelte in den vorgelagerten Netzebenen
 - Fehlanreize bei Anschlusswahl: niedrigere Netzentgelte in unteren Spannungsebenen können zu einer netztechnisch ineffizienten Anschlussentscheidung führen
- Das Modell der Bestellkapazität lässt sich auf Netzbetreiber nicht übertragen: Netzbetreiber kann (und darf) die Einhaltung einer bestellten Kapazität nicht sicherstellen

Methodik und Definition des Wälzungsschlüssels „netzbezogener Letztverbrauch“

- Entkopplung der Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern und Netzebenen von der Ermittlung der Netzentgelte für Letztverbraucher
- Verteilung des Wälzungsbetrages auf Basis des Schlüssels des „netzbezogenen Letztverbrauchs“
- Definition
 - Summe aller Letztverbraucherentnahmen aus der betreffenden und allen nachgelagerten Ebenen bis hin zur Niederspannungsebene
 - umfasst sowohl Mengen im eigenen Netz als auch in Netzen von nachgelagerten Netzbetreibern
- Deckung der vorgelagerten Kosten anhand der tatsächlichen Nutzung des Netzes
- Letztverbrauch aus Eigenerzeugung wird i.d.R. nicht separat gemessen und kann daher nicht berücksichtigt werden

Vorschlag: Ausgestaltung des Wälzungsschlüssels

- Der Wälzungsschlüssel basiert auf Ist-Werten des netzbezogenen Letztverbrauchs aus dem Jahr $t-2$.
- Die Anpassung erfolgt jährlich.
- Härtefallregelung bei gesicherten Erkenntnissen zu sehr signifikanten Änderungen des Wälzungsschlüssels
 - Ausnahmsweise können dann aktuelle Verbrauchsmengen berücksichtigt werden.
 - Die Höhe der relevanten Abweichung ist noch festzulegen.
- Der Wälzungsschlüssel ($t-2$) ist auf die Kostenträgerrechnung der Erlösobergrenze des Jahres t anzuwenden.

Vorschlag: Bestimmung des Wälzungsschlüssels

Der Wälzungsschlüssel wird ebenenscharf für jede der folgenden „Kostenträgergruppen“ ermittelt:

- direkt an die Ebene angeschlossene Letztverbraucher,
- Kunden der eigenen unterlagerten Ebenen und
- Kunden angeschlossener Weiterverteiler

Bestimmung des Wälzungsschlüssels erfolgt dann in zwei Schritten:

1. Schritt: Bestimmung des gesamten netzbezogenen Letztverbrauchs für jede dieser Kostenträgergruppen
2. Schritt: Der Wälzungsschlüssel einer Kostenträgergruppe ergibt sich aus dem Verhältnis:

$$= \frac{\text{netzbezogener Letztverbrauch der jeweiligen Kostenträgergruppe}}{\text{gesamten netzbezogener Letztverbrauch aller Kostenträgergruppen}}$$



Anteil, den die jeweilige KT-Gruppe an den Kosten der Ebene tragen muss

Vorschlag: Umgang mit Verbrauchermengen von Kunden mit Sonderentgelten und Speichern

- Die netzbezogenen Letztverbrauchermengen von Kunden mit Sonderentgelten im Sinne des heutigen § 19 Abs. 2 gehen vollumfänglich in die Berechnung der Wälzungsschlüssels ein.
 - Die Abwicklung erfolgt für Sonderentgelte im Nachgang über den Aufschlag für besondere Netznutzung.
- Netzbezogene Letztverbrauchermengen von Speichern gehen initial nicht mit in die Bestimmung des Wälzungsschlüssels ein
 - Die hohen Bezugslasten von Speichern durch mehrfache Ladevorgänge können damit nicht richtig abgebildet werden.
 - Ein erneutes Auseinanderlaufen von vorgelagerten Netzkosten und Finanzierungsbeiträgen soll vermieden werden.

Kostenstellen – Vorschlag

- Es wird vorerst bei der gültigen Regelung nach Anlage 2 StromNEV verbleiben, wonach es sieben Netz- und Umspannebenen gibt, für die jeweils eigenständige Netzentgelte bzw. Wälzungsbeträge kalkuliert werden.
- Eine erneute Evaluierung der Zusammenlegung von Kostenstellen soll nach Inkrafttreten der AgNes-Festlegung frühestens zum 01.01.2035 erfolgen.

Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion

[Achim Zerres]

Problem-/Zielbeschreibung

- Netze sind inzwischen immer häufiger einspeisedominiert.
Einspeisung gehört zu den zentralen Netzausbau-dimensionierenden Nutzungen.
➡ erheblich steigende Netzkosten
 - Einspeiser sind bisher von der Zahlung allgemeiner Netzentgelte ausgenommen, obwohl die Beanspruchung der Netzinfrastruktur und die Netzkostenentstehung auch durch Einspeisevorgänge erfolgt.
-
- Eine kostenreflexive Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten wird für eine Verbreiterung der Kostenträgerbasis und für Verbraucherentlastung sorgen.
 - Einspeiseentgelte haben Wirkungen auf Stromhandelsmärkte und müssen adäquat ausgestaltet werden.
 - Einführung von Einspeiseentgelten ermöglicht spätere Netzentgelte mit Anreizfunktion.
 - Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion wirken auf realistischen Kapazitätsbedarf hin und werden der knappen Netzanschlusskapazität gerecht.

Vorschlag I. Grundsatz und Anwendungsbereich

1. Zunächst wird nur ein Einspeiseentgelt mit Finanzierungsfunktion erhoben, Entgelte mit Anreizfunktion folgen später nach zusätzlicher Festlegung.
2. Zahlungspflichtig sind nur Erzeugungsanlagen, deren installierte Bruttoleistung laut MaStR den Schwellenwert von 30 kW überschreitet.
3. Es wird jährlich ab dem 1.1.2029 ein kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt erhoben, Arbeitsentgelte werden nicht erhoben.
4. Das Entgelt wird auf Basis der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität erhoben.
5. Das Kapazitätsentgelt finanziert die Hälfte der jährlichen Systemdienstleistungskosten der ÜNB für Regelernergie und Verlustenergie zuzüglich 0,50 €/MWh allgemeine Netzkosten.
6. Das Einspeiseentgelt wird durch einen rollierenden Mechanismus verstetigt.
7. Die Erhebung des Entgelts gegenüber dem Anlagenbetreiber erfolgt durch den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber, in dessen Netz die Anlage physikalisch angeschlossen ist.
8. Die Anschlussnetzbetreiber führen die vereinnahmten Entgelte an die ÜNB ab.

Vorschlag II. Jährliche Ermittlung und Veröffentlichung

1. Die ÜNB ermitteln jährlich gemeinschaftlich einen **bundeseinheitlichen** Kapazitätspreis. Dieser ist als eigenständige Position im Preisblatt der ÜNB auszuweisen und bis zum 15. Oktober für das Folgejahr zu veröffentlichen.
2. Die Berechnung erfolgt nach der Formel:

$$\frac{\sum_{i=t-6}^{t-2} (GK_i + 0,5 * RE_i + 0,5 * VE_i)}{\sum_{i=t-6}^{t-2} C_i}$$

es können sich Einspeiseentgelte in einer **Größenordnung** zwischen 4 bis 7 €/kW ergeben.

3. Kapazitätspreis = Summe der Kostenbasis der Jahre t-6 bis t-2 dividiert durch die Summe der vertraglich vereinbarten Kapazitäten der Jahre t-6 bis t-2.

Zur **Stabilisierung** der Entgelte wird der Kapazitätspreis auf Basis des arithmetischen Mittels der Ist-Werte der jeweils vorangegangenen fünf Kalenderjahre berechnet (rollierendes Verfahren). Hierbei wird jährlich das älteste Kalenderjahr durch das jüngste verfügbare Ist-Jahr ersetzt.

Vorschlag III. Kostenbasis, Verteilungsbasis, Datenmeldungen

4. Kostenbasis (Zähler)

- a) Grundkomponente (**GK_i**): jährlichen Einspeisemenge in MWh aller dem Grunde nach zahlungspflichtigen Anlagen (inkl. Vertrauensschutz) multipliziert mit 0,50 €/MWh
- b) 50 % der insgesamt bei den ÜNB angefallenen Kosten für Regelenergie (**RE_i**)
- c) 50 % insgesamt bei den ÜNB angefallenen Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie im Übertragungsnetz Netzverlustanteil (**VE_i**):

5. Verteilungsbasis (Ci) (Nenner)

Summe der vertraglich vereinbarten Einspeisekapazitäten aller dem Grunde nach zahlungspflichtigen Anlagen (inkl. Vertrauensschutz).

6. Datenmeldungen

Die VNB melden dem regelzonenverantwortlichen ÜNB jährlich am 31. Mai des Jahres t-1 (aggregiert als Summenwerte der Netz- und Umspannebenen zum 31. Dezember des Jahres t-2)

- a) die vertraglich vereinbarte Einspeisekapazität (kW),
- b) die installierte Bruttoleistung (kW) und
- c) die jährliche Einspeisemenge (kWh)

Vertrauensschutz bei Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion I

- Vertrauensschutz erhalten alle Erzeugungsanlagen, die vor dem Inkrafttreten der AgNES-Festlegung **bereits in Betrieb** genommen waren sowie diejenigen Anlagen, für die vor dem Inkrafttreten der AgNES-Festlegung eine endgültige Investitionsentscheidung (FID) getroffen wurde und deren Inbetriebnahme bis spätestens zum 4. August 2029 erfolgt.
- Eine endgültige Investitionsentscheidung gilt als getroffen, wenn verbindliche Bestellungen von Komponenten, die annähernd die Hälfte des Investitionsvolumens abdecken, erfolgt sind und von den hierzu geschlossenen Verträgen nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden zurückgetreten werden kann und zusätzlich eine verbindliche Netzanschlusszusage vorliegt.
- Bei Ausschreibungen gilt das Datum des Gebotstermins, nach dem von dem abgegebenen Gebot nicht mehr zurückgetreten werden kann, als Datum der FID. Eine in Ausschreibungen vorgesehene längere Realisierungsfrist ist als Inbetriebnahmefrist maßgeblich.
- Für Anlagen, bei denen in der Ausschreibung kein Inbetriebnahmedatum vorgegeben ist oder die nicht an einer Ausschreibung teilgenommen haben, gilt der 04. August 2029.

Vertrauensschutz bei Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion II

- Der Vertrauensschutz ist **zeitlich befristet**. Er gilt für jede Anlage für die Dauer von **maximal 20 Jahren** ab dem Zeitpunkt ihrer ersten Inbetriebnahme. Nach Ablauf dieses Zeitraums werden die Anlagen dann wie Neuanlagen zu Kapazitätsentgelten herangezogen.
- Für Prosumer stellt sich die Frage eines Vertrauensschutzes gegenüber Einspeiseentgelten nicht, weil **Prosumer** (Anlagen < 30 KW) **auch künftig keine Einspeiseentgelte** zahlen.

Vertrauensschutz bei Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion III

Erläuterung

- Übertragung der gesetzlichen Wertungen aus § 118 Abs. 6 EnWG auf Einspeiser.
- Anlagen, die an einer Ausschreibung teilgenommen haben, unterliegen einer staatlich sanktionierten Realisierungspflicht. Die BNetzA will mit den neuen Entgeltregelungen die Kalkulationsbasis dieser Investitionen nicht nachträglich wesentlich verschlechtern.
- Zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen wird der Vertrauensschutz einheitlich auf den gesamten Bestand ausgeweitet.
- Die BNetzA schützt einen 20-jährigen Refinanzierungszeitraum.

Speichernetzentgelte mit Finanzierungsfunktion

[Achim Zerres]

Problem-/Zielbeschreibung

- Speicher haben hohe Leistungsaufnahme und Leistungsabgabe, die sie mehrmals täglich nutzen
 - ➡ Potential für steigende Netzkosten
 - ➡ Hohe Zahl von geplanten Speichern verknüpft Anschlusskapazitäten für andere Akteure
 - Speicher leisten heute nur sehr geringe bis gar keine Beiträge zur Netzkostenfinanzierung; sie erhalten keine Anreize zu einem netzverträglichen Einsatz.
 - Speicher haben eine hohe Bedeutung für die Flexibilität in einem volatilen Energiesystem. Das kann sich sowohl netzbelastend als auch netzentlastend auswirken.
 - Netzentgelte haben Rückwirkungen auf Geschäftsmodell und energiewirtschaftliche Funktion von Speichern und müssen adäquat ausgestaltet werden.
-
- Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Speicher sorgt für Verbreiterung der Kostenträgerbasis; Netzentgelte mit Anreizwirkung kann Zusatzkosten für Verbraucher vermeiden.
 - Entgelte mit Finanzierungsfunktion wirken auf realistischen Kapazitätsbedarf hin und werden der knappen Netzanschlusskapazität gerecht.

Vorschlag Entgelte mit Finanzierungsfunktion I

1. **Netzgekoppelte** Stromspeicher beteiligen sich durch ein Kapazitätsentgelt an der Netzfinanzierung.
2. Das Kapazitätsentgelt orientiert sich an der vertraglichen Netzanschlusskapazität des Stromspeichers.
3. Arbeitsbezogene Entgelte werden nicht erhoben.
4. Es wird kein doppeltes Kapazitätsentgelt für Einspeisung und Entnahme erhoben.
5. Die Höhe des Kapazitätsentgelts entspricht der Höhe des Kapazitätsentgelts für Einspeiser, auch hinsichtlich der Verstetigung durch rollierende Berechnung.
6. Das Kapazitätsentgelt wird bundeseinheitlich über alle Spannungsebenen erhoben.
7. Das Kapazitätsentgelt wird vom VNB nicht an den ÜNB abgeführt .

Vorschlag Entgelte mit Finanzierungsfunktion II

- 8. Anlagengekoppelte** Stromspeicheranlagen werden netzentgeltseitig mit der Letztverbrauchs- oder Erzeugungsanlage, an die sie gekoppelt sind, zusammen behandelt.
- 1) Es wird nur das –vollständige– für die Entnahme oder Einspeisestelle fällige Kapazitätsentgelt erhoben.
 - 2) Hinsichtlich der entnommenen Energie werden Speicheranlage und Verbraucher gemeinsam betrachtet.
 - 3) Mengen, die eine anlagengekoppelte Stromspeicheranlage aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezieht und darin wieder zurückspeist, sind von den Arbeitspreisen befreit. Es obliegt dem Anlagenbetreiber, ein Messkonzept zu installieren, das die Abgrenzung der zurückgespeisten Mengen ermöglicht.
9. Speicherentgelte für Speicher in Prosumer-Anlagen (< 30 KW) werden nicht erhoben.

Vertrauensschutz bei Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion I

- Vertrauensschutz erhalten Speicher, die
 - nach dem 4. August 2011, innerhalb von 18 Jahren in Betrieb genommen worden sind **oder**
 - für die vor dem Inkrafttreten der AgNes-Festlegung eine endgültige Investitionsentscheidung (**FID**) getroffen wurde
 - **und** deren **Inbetriebnahme** bis spätestens zum 4. August 2029 erfolgt.

Eine endgültige Investitionsentscheidung gilt als getroffen, wenn verbindliche Bestellungen von Komponenten, die annähernd die Hälfte des Investitionsvolumens abdecken, erfolgt sind und von den hierzu geschlossenen Verträgen nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden zurückgetreten werden kann und zusätzlich eine verbindliche Netzanschlusszusage vorliegt.

- Speicher die vor dem 4. August 2011 in Betrieb genommen wurden oder deren Vollbefreiung für 10 Jahre ab Inbetriebnahme nach einer Erweiterungsmaßnahme bereits abgelaufen sind, erhalten keinen Vertrauensschutz.

Vertrauensschutz bei Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion II

- Der Vertrauensschutz ist **zeitlich befristet**.
 - a) Vertrauensschutz für neu errichtete Speicher gilt unter den in 1. genannten Voraussetzungen **maximal 20 Jahren** ab dem Zeitpunkt ihrer ersten Inbetriebnahme
 - b) Vertrauensschutz für erweiterte Pumpspeicher gilt unter den in 1. genannten Voraussetzung für **maximal 10 Jahre** ab dem Zeitpunkt einer erstmaligen Erweiterung
- Für Prosumer stellt sich die Frage eines Vertrauensschutzes gegenüber Speicherentgelten nicht, weil Prosumer (Anlagen < 30 KW) auch künftig keine Speicherentgelte zahlen.

Vertrauensschutz bei Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion III

Erläuterung

- Die gesetzlichen Wertungen aus § 118 Abs. 6 EnWG werden von der Beschlusskammer respektiert.
- Die entsprechenden Voraussetzungen müssen erfüllt sein.
- Die Investitionsentscheidung muss bis zum Inkrafttreten der AgNes-Festlegung belastbar getroffen sein.
- Reine Projekte genießen keinen Vertrauensschutz.

Netzentgelte für Elektrolyseure

[Achim Zerres]

Problem-/Zielbeschreibung

- Elektrolyseure sind Stromverbraucher; sie nutzen das Netz und verursachen Kosten.
 - Elektrolyseure können durch Allokation und Betriebsweise sowohl kostentreibend als auch kostenneutral oder kostensenkend wirken.
 - Elektrolyseure beteiligen sich derzeit nicht an der Finanzierung der Netze.
 - Grüne und kohlenstoffarme Elektrolyseure sollen einen erheblichen Beitrag zur Erreichung der Energiewende leisten.
 - Elektrolyseure sind eine der bedarfsdimensionierenden Kundengruppen des Wasserstoffkernnetzes; der dort und in der nationalen Wasserstoffstrategie vorgesehene Hochlauf von Elektrolyseuren ist ambitioniert.
-
- Ziel ist es, Elektrolyseure so in die neue Netzentgeltsystematik zu integrieren, dass diese
 - an der **Kostentragung** beteiligt werden,
 - gleichzeitig aber nicht in ihrer **Funktion** für das Gesamtenergiesystem gebremst werden
 - und die Einschränkungen der Fahrweise durch die **europäischen Vorgaben** zur Herstellung von grünem und kohlestoffarmem Wasserstoff berücksichtigt werden

Vorschlag: Netzentgelt mit Finanzierungsfunktion

- Elektrolyseure, die **grünen und kohlenstoffarmen Wasserstoff** herstellen, zahlen ein besonderes Netzentgelt .
- Das besondere Netzentgelt besteht aus einem reinen Kapazitätspreis, der sich an der Höhe der Finanzierungsentgelte für Einspeiser orientiert.
Ein Arbeitspreis wird nicht erhoben.
- **Andere Elektrolyseure**, die Wasserstoff herstellen, der nicht zu den in den nationalen Energie- und Klimaplänen der Bundesrepublik Deutschland vorgesehenen Ziele beiträgt, unterliegen dem Grundmodell für Verbraucher.
- Elektrolyseure, die Wasserstoff herstellen, der nicht zu den in den nationalen Energie- und Klimaplänen der Bundesrepublik Deutschland vorgesehenen Ziele beiträgt, steht bei der Erfüllung der jeweiligen Voraussetzungen der Zugang zur Anwendung des Industrienetzentgeltsystems oder eventueller Übergangsregelungen zur atypischen Netznutzung offen.

Vertrauensschutz bei Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion

- Vertrauensschutz erhalten Elektrolyseure, die
 - nach dem 4. August 2011, innerhalb von 18 Jahren in Betrieb genommen worden sind **oder**
 - für die vor dem Inkrafttreten der AgNes-Festlegung eine endgültige Investitionsentscheidung (**FID**) getroffen wurde
 - **und** deren **Inbetriebnahme** bis spätestens zum 4. August 2029 erfolgt.
Eine endgültige Investitionsentscheidung gilt als getroffen, wenn verbindliche Bestellungen von Komponenten, die annähernd die Hälfte des Investitionsvolumens abdecken, erfolgt sind und von den hierzu geschlossenen Verträgen nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden zurückgetreten werden kann und zusätzlich eine verbindliche Netzanschlusszusage vorliegt.

Begründung

- Möglichkeit zur besonderen Behandlung von Elektrolyseuren ergibt sich aus Art. 18 Abs. 2 f) VO (EU) 2019/943:
 - [...] Tarifmethoden zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Zielen bei und Verringern die Umweltauswirkungen.*
- Bestimmte Elektrolyseure für grünen und kohlenstoffarmen Wasserstoff finden in dem nationalen Energie- und Klimaplan der Bundesregierung explizite Erwähnung
 - Ziel des Nat. Energie- u. Klimaplanes: Leitanbieter für Wasserstofftechnologien werden.
 - die Flexibilität von Elektrolyseuren als variable und systemdienliche Stabilisatoren spielt sowohl für die Strommärkte als auch für die Netze eine große Rolle (S. 174)
 - sunk costs des Wasserstoffkernnetzes unterscheiden grüne von sonstigen Elektrolyseuren
- Elektrolyseure sind durch die Vorgaben der DelVOen aufgrund der dort normierten Strombezugskriterien (Zusätzlichkeit, zeitliche/ geografische Korrelation oder THG-Schwellenwerte) bereits in ihrer Fahrweise eingeschränkt
 - ➡ Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion haben dies zu berücksichtigen; deren Einführung steht für Verbraucher auf den Spannungsebenen der Elektrolyseure z.Z. nicht zur Debatte

Pause



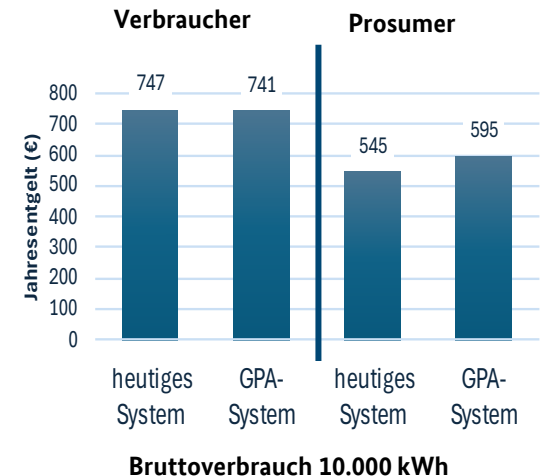
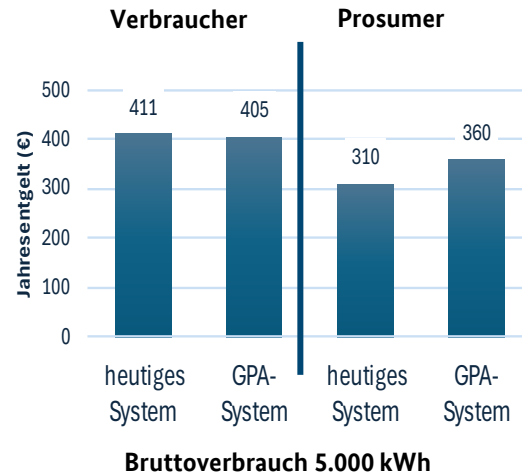
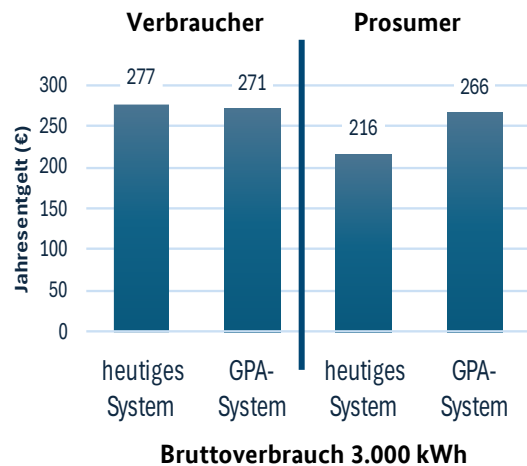
Vorstellung Analysen & Abwägung

[Stefan Albrecht und Beisitzende der Großen Beschlusskammer
Energie]

Grundmodell ≤ 100.000 kWh

The image features a solid blue background. In the lower right quadrant, there are two thin, white, intersecting lines that create a triangular shape pointing towards the top right. The text 'Grundmodell ≤ 100.000 kWh' is positioned in the upper left area of the slide.

Wirkungen: Vergleich Jahresentgelt für reine Verbraucher und Prosumer im Zielmodell mit Status quo



Auswirkungen bei gleichen GP-AP-Erlösanteilen:

- Höhere Beteiligung aller Prosumer an Netzkosten durch Grundpreisaufschlag
- Im Durchschnitt Entlastung aller Verbraucher durch sinkenden Grundpreis gegenüber Status quo
- Wirkung des Grundpreis-Aufschlags sinkt mit steigendem Verbrauch
- Die Mehrkosten für Prosumer wird – lokal unterschiedlich – vrs. unter 100 Euro im Jahr liegen
- Betreiber von Steckersolargeräten (bis zu 2 kW installierte Leistung) gelten nicht als Prosumer, um den Umsetzungsaufwand zu reduzieren

Wirkungen: Harmonisierung der GP/AP-Erlösanteile

- Verpflichtende Erhebung eines Grundpreises innerhalb vorgegebener Bandbreite sorgt für Angleichung der Verteilungswirkungen in den Netzgebieten
- Im Status quo bewegen sich die Grundpreiserlösanteile zwischen 0 % und 60 %*
- Im gewichteten Durchschnitt ergibt sich ein Grundpreiserlösanteil von rund 30 %*
- Die Harmonisierung führt bei Netzbetreibern, die heute außerhalb der vorgesehenen Bandbreite (20 - 40 %) liegen, zu Änderungen des AP:
 - Anpassung GP-Erlösanteil nach oben: AP sinkt, kleine Verbräuche werden be- und große entlastet
 - Anpassung GP-Erlösanteil nach unten: AP steigt, kleine Verbräuche werden ent- und große belastet

Zusätzlich Begrenzung der Verteilungswirkung für große Verbraucher:

- Ab einer Größenordnung von über 100.000 kWh Jahresentnahme gilt das Grundmodell KP/AP, um bei großen Verbrauchern in der Niederspannung eine kostenreflexive Bepreisung sicherzustellen und starke Verteilungseffekte zu vermeiden.

Technische Umsetzung

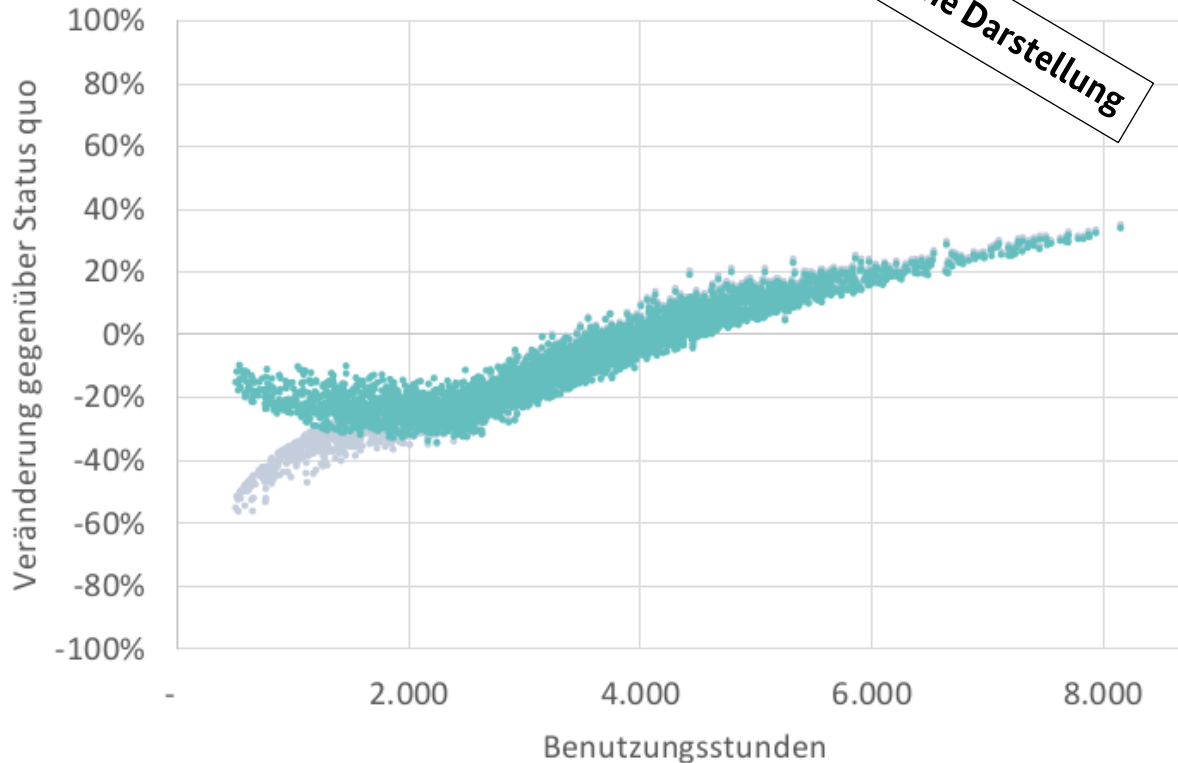
- Aufwandsarme Umsetzung, da nur die verbrauchende Marktlokation, die hinter einem Netzanschluss (Netzlokation) Energie aus einer erzeugenden Marktlokation (>2kW) bezieht, identifiziert werden muss
- Keine Identifikation von Namen notwendig
- Auch für komplexere Fälle (Mieterstrom/gemeinschaftliche Gebäudeversorgung) liegen die notwendigen Daten beim VNB vor; sie können und müssen bis 2028 zusammengeführt werden
- Weiterleitung über Marktkommunikation an Lieferanten
- Verpflichtung des Lieferanten, die Prosumer-Eigenschaft auf der Rechnung ab dem Jahr 2028 auszuweisen, informiert Verbraucher und vereinfacht Lieferantenwechsel
- Vergleichsportale werden diese Differenzierung abbilden können

Grundmodell Verbraucher (KP/AP)

The image features a solid blue background. In the lower right quadrant, there are two thin, white, intersecting lines that create a triangular shape pointing towards the top right corner. The text 'Grundmodell Verbraucher (KP/AP)' is centered horizontally and positioned in the upper left area of the slide.

Wirkungen

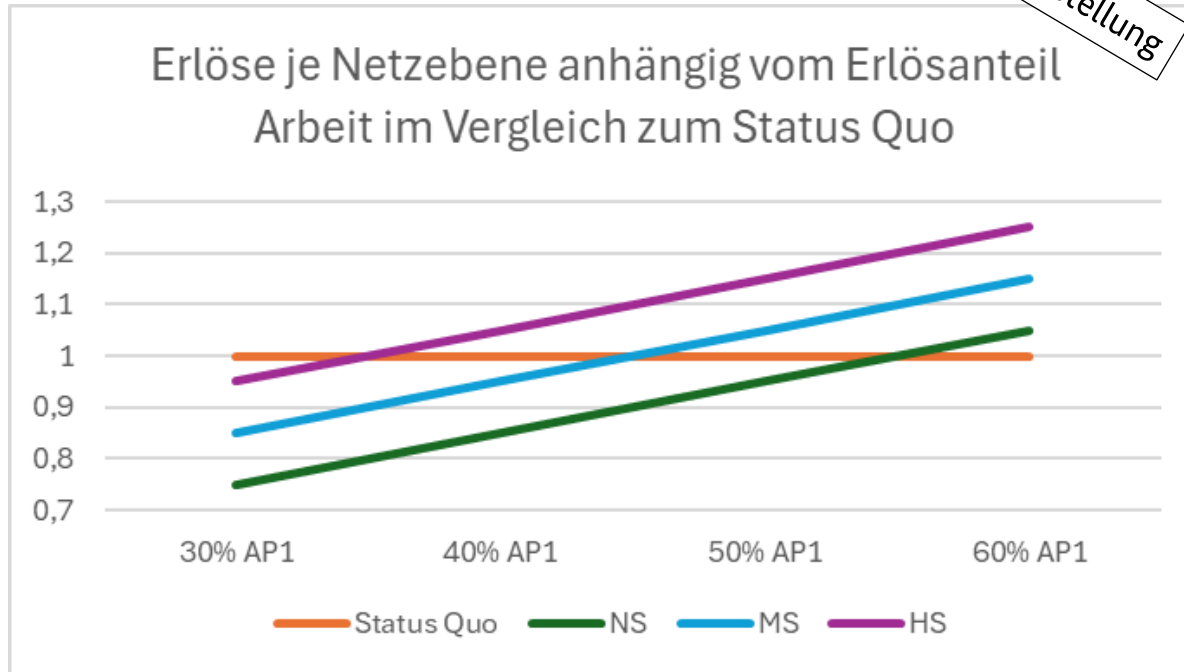
Schematische Darstellung



Die Einführung einer Mindestkapazität von **10 %** (Türkis) führt **ggü. keiner** Einführung einer Mindestkapazität (Grau) zu einer Reduktion der Verteilungswirkung im Vergleich zum Status Quo im Bereich niedriger Benutzungsstunden.

Wirkungen

Schematische Darstellung

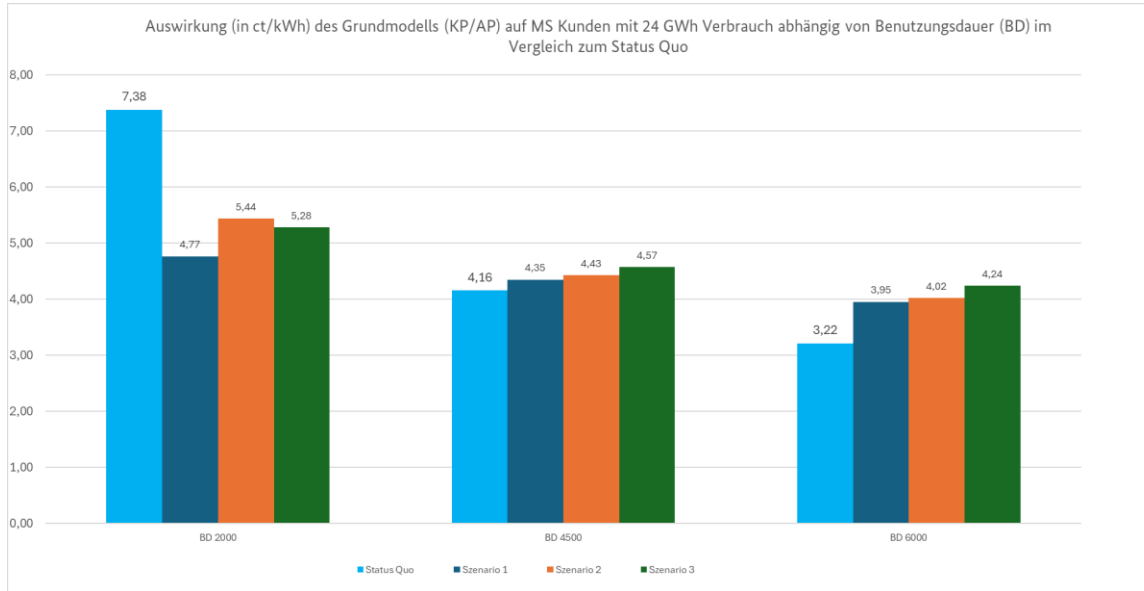


Netzbetreiber sollen den Erlösanteil Arbeit innerhalb eines Bandes von 30% bis 60% der zu erzielenden Erlöse festlegen können.

Auch im Status Quo variiert der Erlösanteil aus Arbeitsentgelten ggü. Letztverbrauchern je Netzebene. Dieser steigt insbesondere in niedrigeren Netzebenen auf Grund einer höheren Durchmischung.

Um vergleichbare Erlöse aus Arbeitsentgelten von Letztverbrauchern ggü. dem Status Quo zu erzielen reicht unseren Auswertungen nach ein geringerer Erlösanteil Arbeit auf höheren Netzebenen.

Wirkungen



Beispielsrechnungen der Auswirkung der Einführung des Grundmodell (KP/AP) für

- drei abstrakte Kunden (mit 2.000, 4.500 und 6.000 Benutzungsstunden)
- in drei Szenarien (es wird die Wahl unterschiedliche Erlösanteile aus Arbeit durch VNB unterstellt)
- bezogen auf synthetische Mittelspannungslastgänge mit 24 GWh Jahresverbrauch
- Status Quo: Stadtwerk Preisblatt 2025

Die Berechnung zeigt die Auswirkungen, die die Umstellung des LP/AP Modells auf ein KP/AP Modell hat. Diese hängen davon ab, welcher Anteil der Einnahmen aus dem AP resultiert (Wahlrecht des VNB) und auf wie viele Stunden sich ein Jahresverbrauch von 24 GWh bezieht.

Szenario	1	2	3
AP2/AP1	3,5	3,5	2,5
Erlösanteil Arbeit	30%	40%	50%
Mindestkapazität	0,1	0,1	0,1
Kapazitätspreis (€)	180	140	120

Kostenwälzung



Begründung: Kostenwälzung – Probleme des Status quo

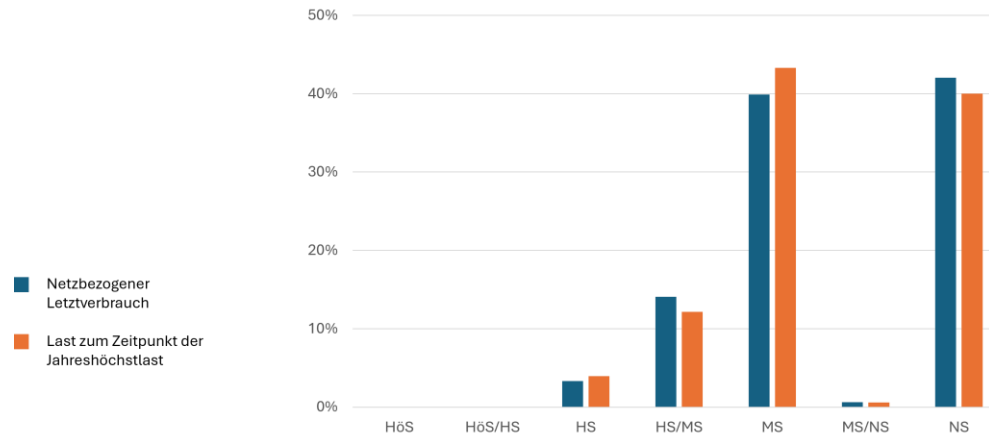
- Fehlende Kostenreflexivität → die aktuelle Wälzung orientiert sich ausschließlich an den gemessenen Entnahmen aus der vorgelagerten Ebene
 - Netzbetreiber mit viel dezentraler Erzeugung beteiligen sich dadurch unterproportional an den vorgelagerten Netzkosten, obwohl sie weiterhin auf Infrastruktur und Systemdienstleistungen der ÜNB und auch der vorgelagerten VNB zurückgreifen
- Hohe Wahrscheinlichkeit von Tarifanomalien → Netzentgelte sind in nachgelagerten Netzebenen geringer als Netzentgelte in den vorgelagerten Netzebenen
 - Führt zu Fehlanreizen bei Anschlusswahl
- Entfall der LP/AP-Systematik → Übertragung des neuen kapazitätsbasierten Grundmodells der Netzentgeltstruktur auf die Kostenwälzung wird nicht als sinnvolle Alternative angesehen, da für Netzbetreiber kein Anreiz möglich und erforderlich ist



Über Reformbedarf besteht überwiegend Konsens

Begründung: Kostenwälzung – diskutierte Optionen

- Entkopplung der Kostenwälzung von der Struktur der regulären Netzentgelte
 - Schlüsselung auf Basis der vertraglichen oder der technischen Netzanschlusskapazität praktisch nicht umsetzbar
 - Schlüsselung nach dem Beitrag zur Jahreshöchstlast wurde im Expertenworkshop diskutiert → Folgefragen in Bezug auf Komplexität
 - Aber: starke Korrelation mit netzbezogenem Letztverbrauch erlaubt Approximation des signifikanten Treibers der Netzkosten netzbezogenen Letztverbrauchs



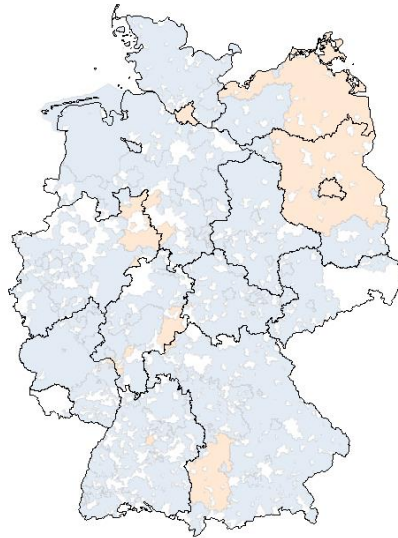
➔ Schlüsselung auf Basis des „netzbezogenen Letztverbrauchs“ als vorzugswürdige Lösung

Begründung: Vorteile des netzbezogenen Letztverbrauchs

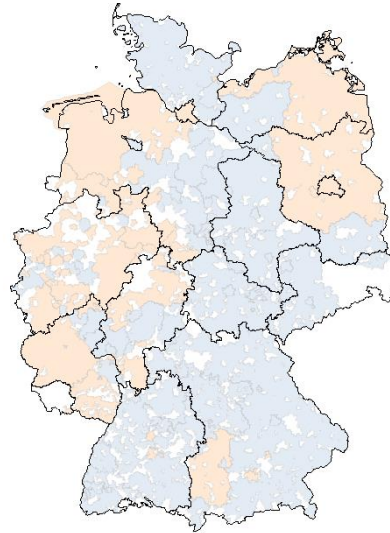
- Eindeutig definierbar → kann auf Basis bereits vorhandener Daten und Messwerte abgeleitet werden
- Ermöglicht ausgewogene Kostenallokation durch:
 - Unabhängigkeit vom Umfang der dezentralen Erzeugung und
 - geringer Sensitivität gegenüber Leistungsspitzen
- Angemessene Beteiligung an Kosten für Systemdienstleistungen und Nutzung der vorgelagerten Infrastruktur,
 - auch bei Abtransport von EE-Mengen und bei Dunkelflauten
- Verbraucher mit ähnlichem jährlichen Strombezug leisten bundesweit nahezu gleichen spezifischen Finanzierungsbeitrag (ct/kWh)
- Unabhängig von Entwicklung der dezentralen Erzeugung
- Reduzierung von Tarifanomalien
- Keine zusätzlichen Regelungen für Pooling und Pancaking bei Netzbetreibern nötig

Wirkungen: Veränderungen der Kosten für Letztverbraucher (Status quo zu neuer Wälzung)

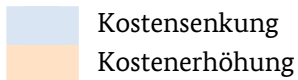
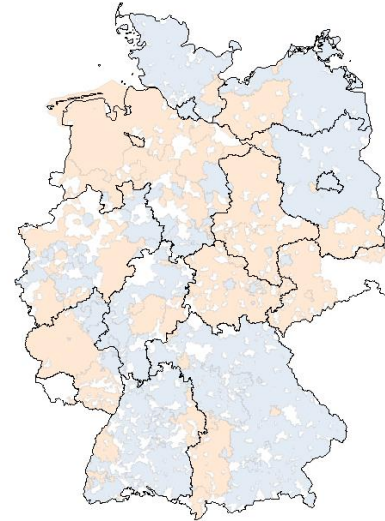
Hochspannung



Mittelspannung

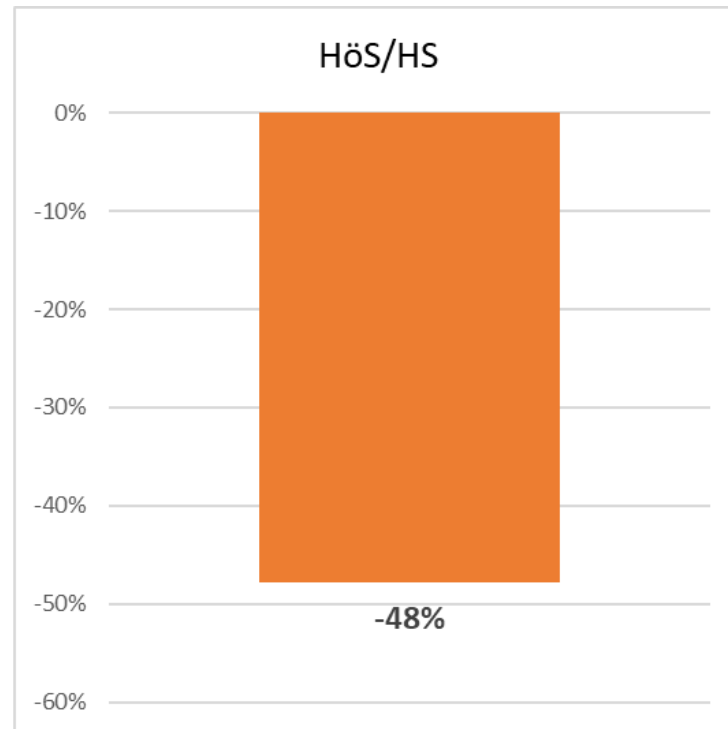
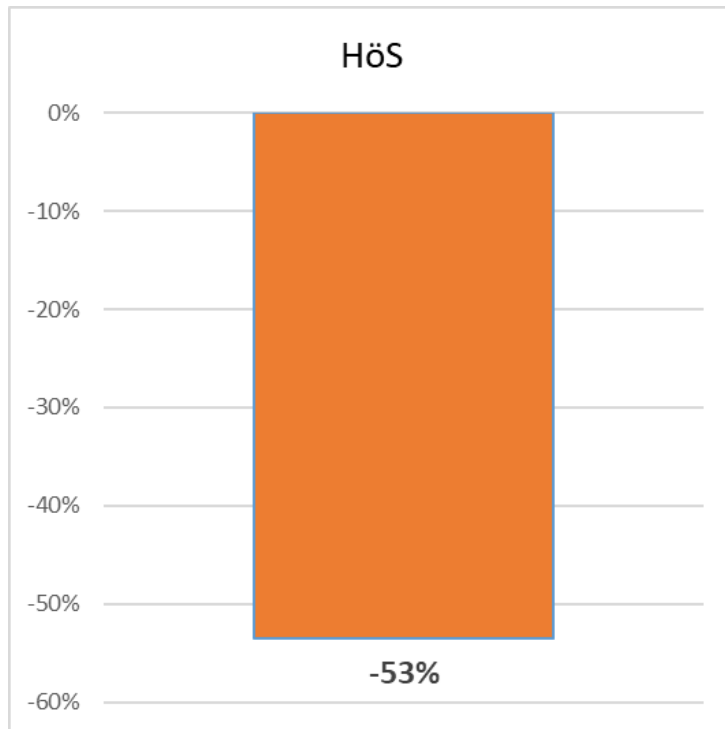


Niederspannung

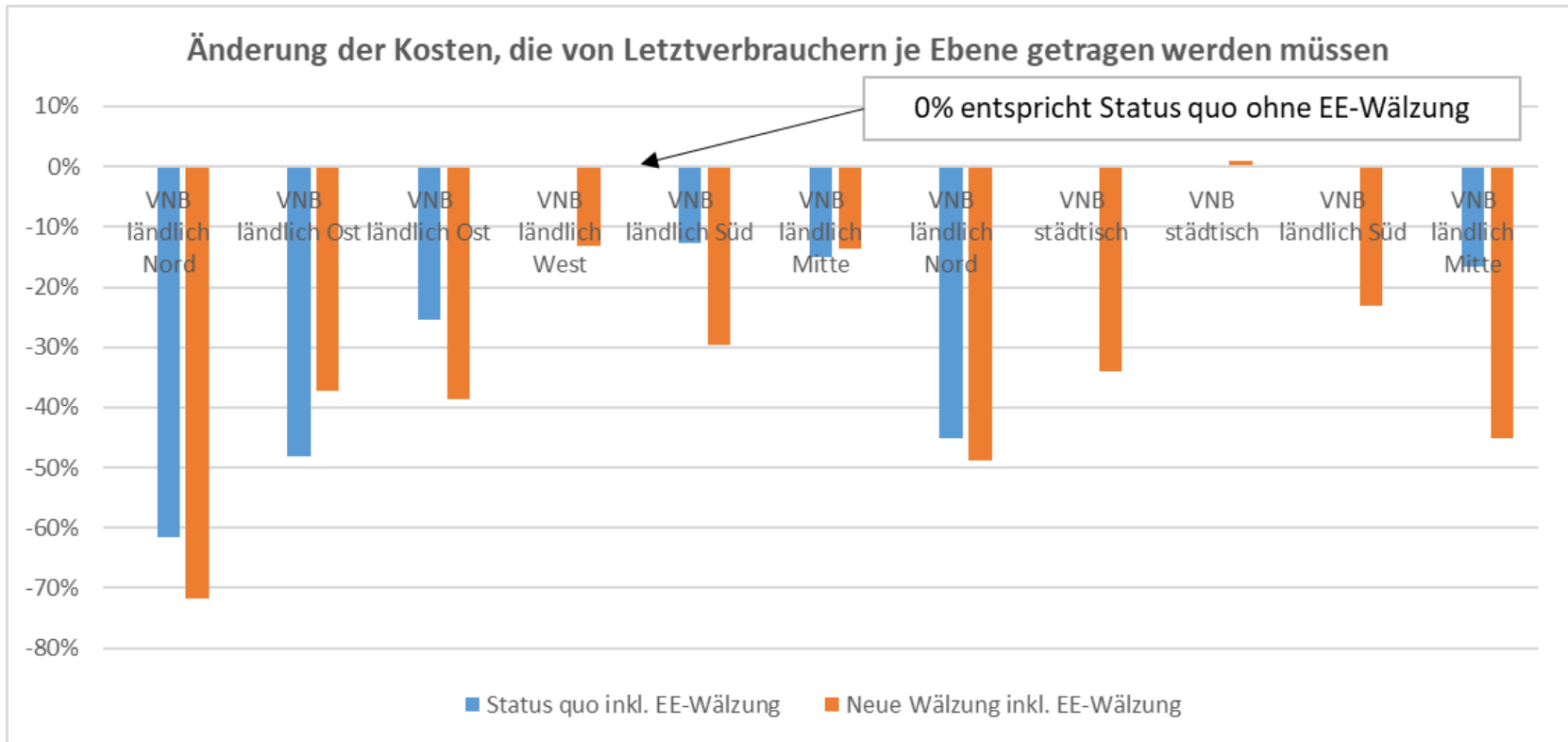


Veränderung der Kosten für Letztverbraucher im Übertragungsnetz

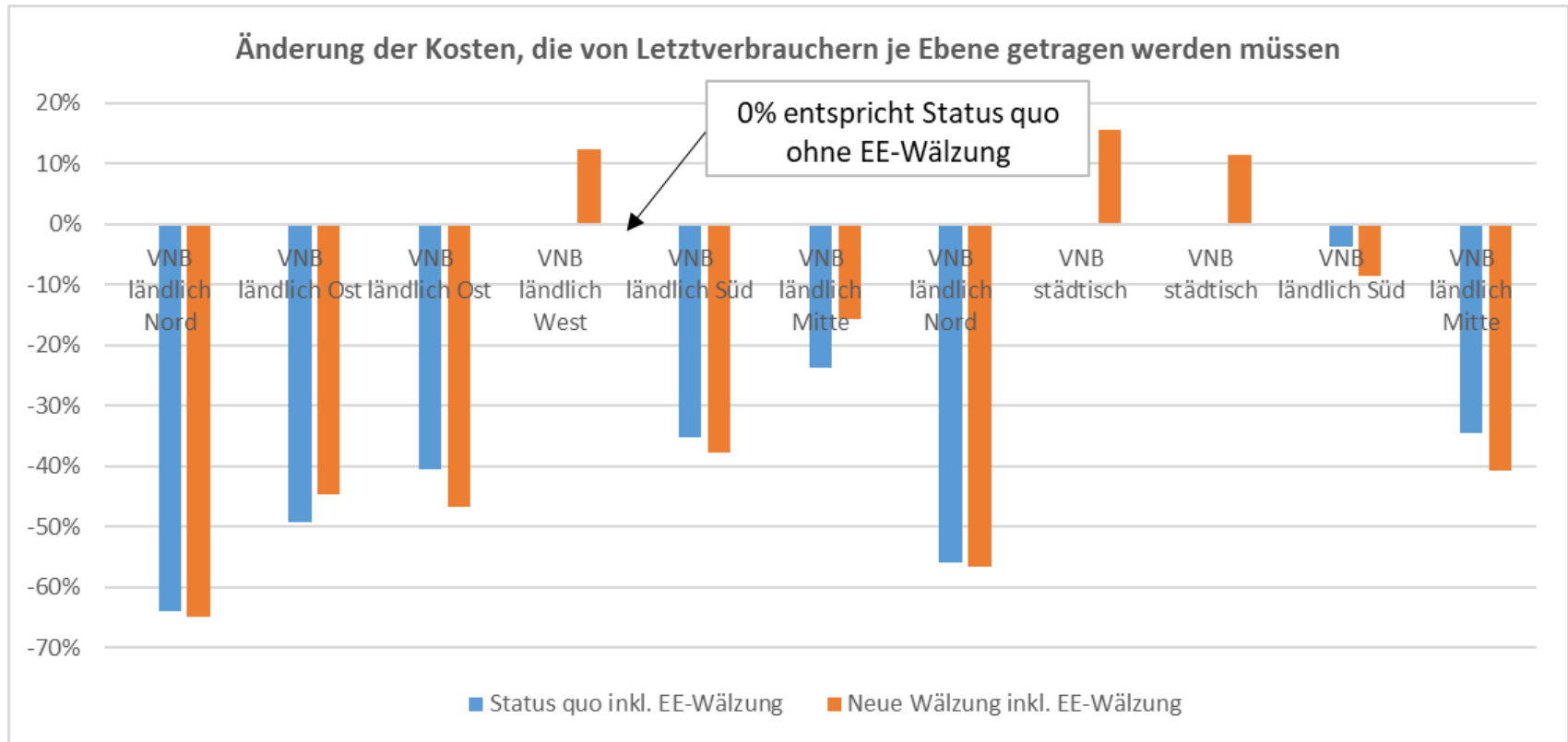
Änderung der Kosten, die von Letztverbrauchern je Ebene getragen werden müssen



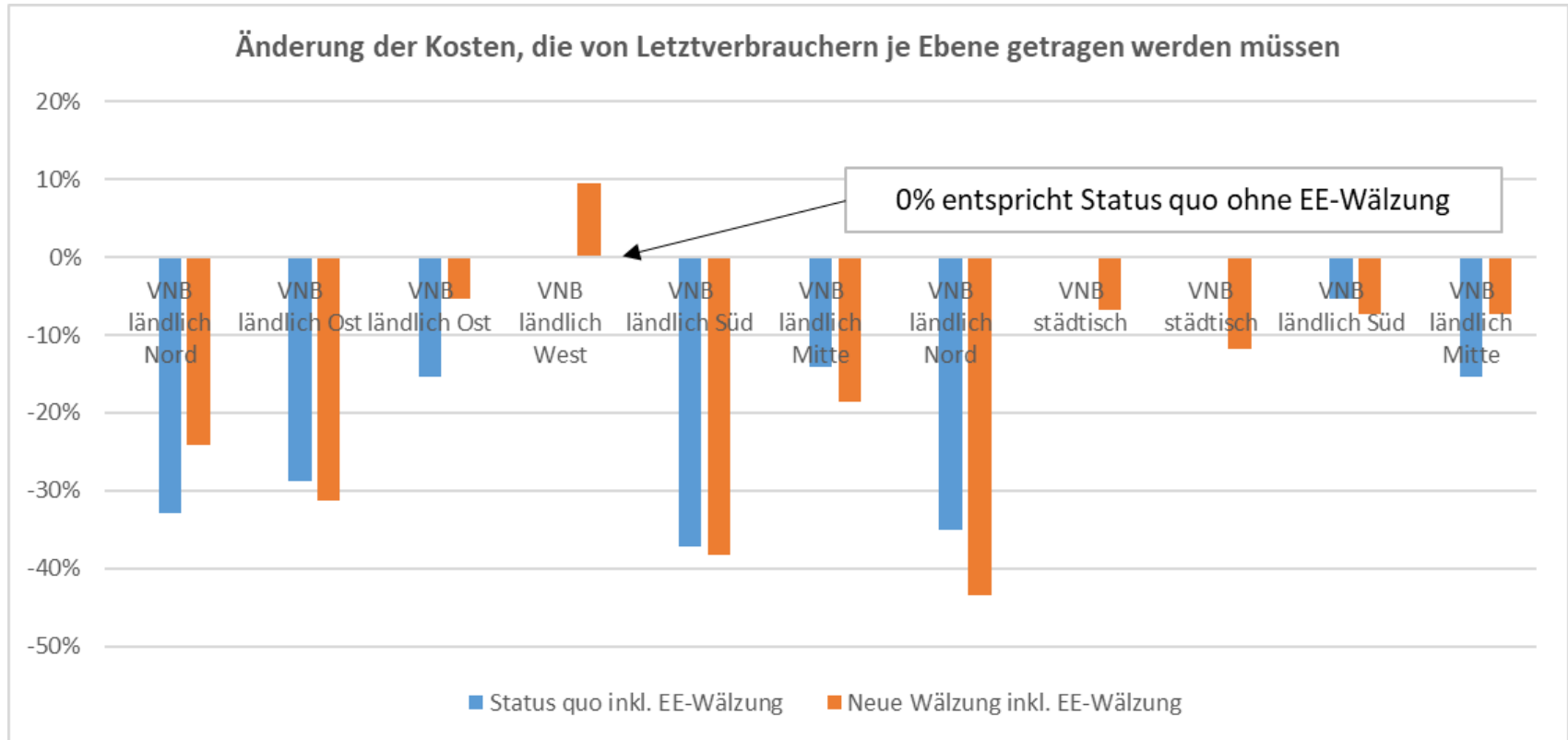
Wirkungen: Neue Wälzung als „Ergänzung“ zur EE-Netzkostenwälzung (HS-Ebene)



Wirkungen: Neue Wälzung als „Ergänzung“ zur EE-Netzkostenwälzung (MS-Ebene)



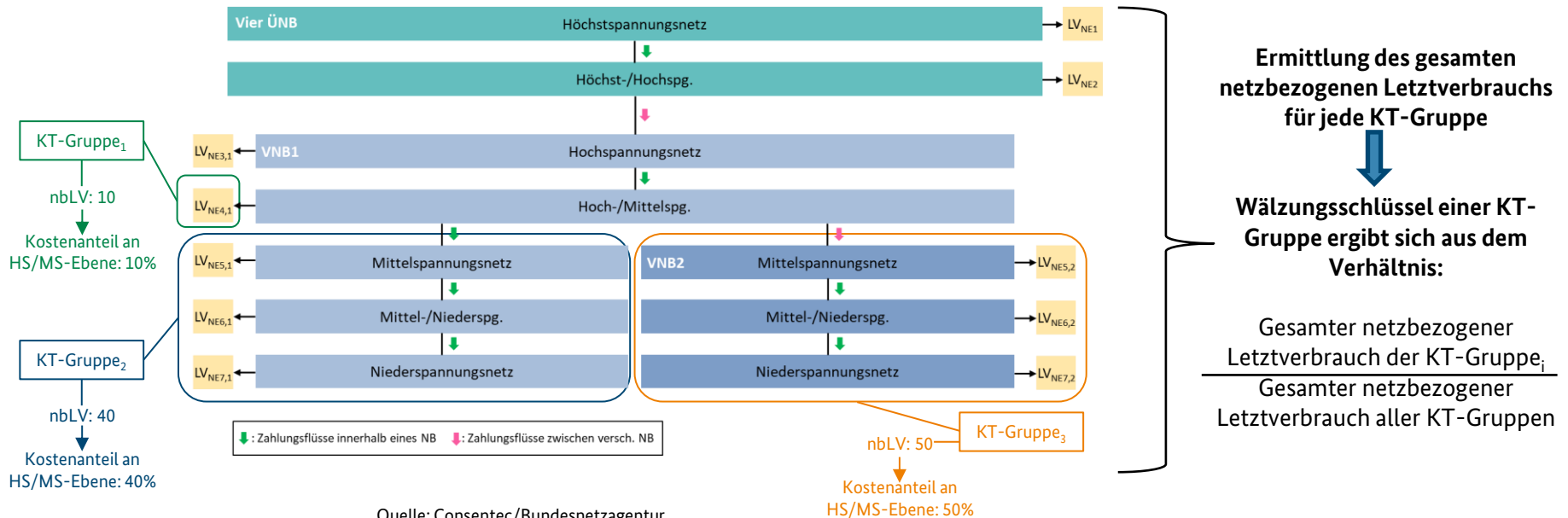
Wirkungen: Neue Wälzung als „Ergänzung“ zur EE-Netz-kostenwälzung (NS-Ebene)



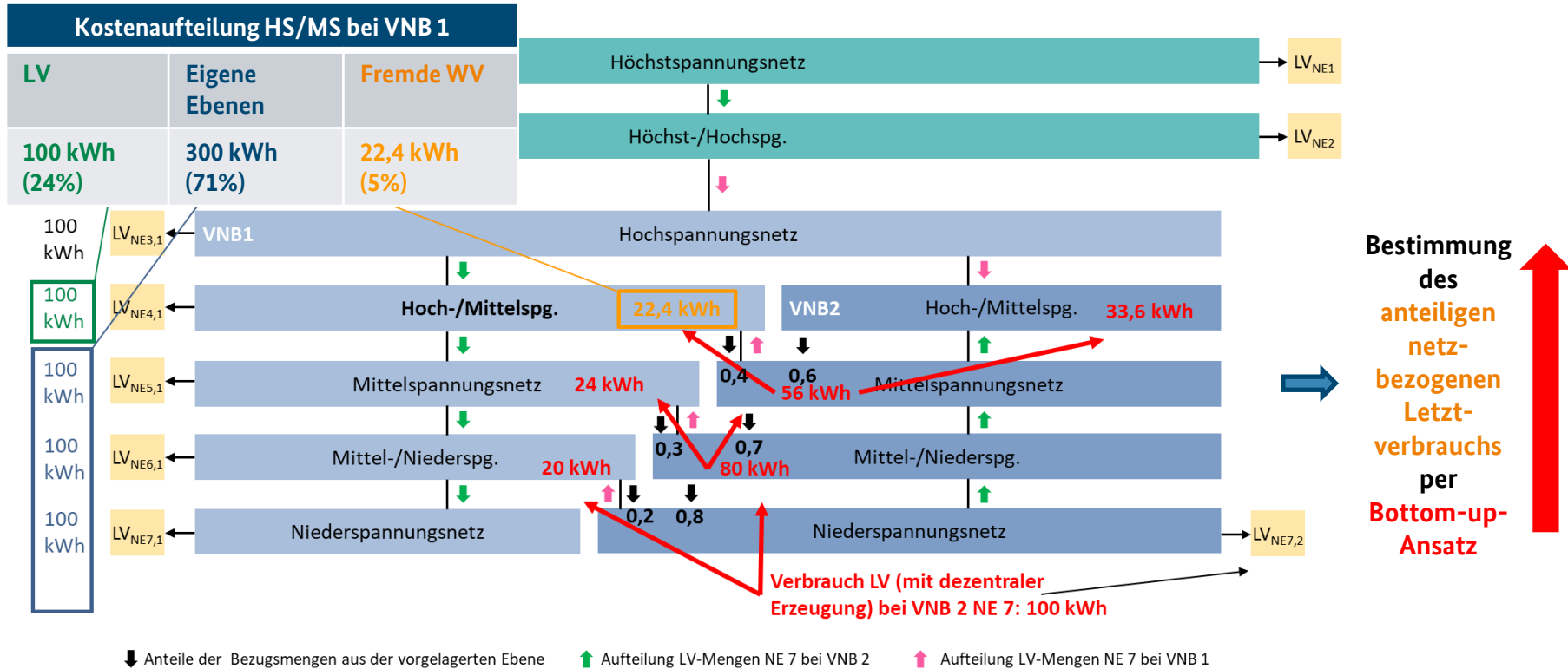
Ermittlung des Wälzungsschlüssels

Der Wälzungsschlüssel für jede Netzebene ergibt sich, indem der jeweilige netzbezogene Letztverbrauch auf die folgenden „Kostenträgergruppe“ verteilt wird (z.B. für die HS/MS_{VNB1}):

- direkt an die Ebene angeschlossene Letztverbraucher ($LV_{NE4,1}$),
- Kunden der eigenen unterlagerten Ebenen (MS_{VNB1} bis NS_{VNB1} -> $LV_{NE5,1}$ bis $LV_{NE7,1}$) und
- Kunden angeschlossener Weiterverteiler (VNB2) (MS_{VNB2} bis NS_{VNB2} -> $LV_{NE5,2}$ bis $LV_{NE7,2}$)



Ermittlung des Wälzungsschlüssels bei komplexeren Netzsituationen



➡ Bei komplexeren Netzsituationen wird jeweils eine konkrete Berechnungsvorschrift vorgegeben

Einordnung im Gesamtmodell

- Es ist kein Widerspruch für Netzbetreiber eine Wälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch einzuführen, während im neu vorgeschlagenen Grundmodell für Letztverbraucher ein kapazitätsbezogenes Entgelt zur Anwendung kommt.
 - Für die einzelnen Netznutzer gilt: Kostenzurechnung lässt sich gut auf die vorzuhaltende Netzkapazität und die daraus resultierende maximale Transportleistung beziehen.
 - Bei Netzbetreibern: Kosten stark von strukturellen Eigenschaften (z.B. Verteilung der Netzanschlusspunkte auf die Gebietsfläche) getrieben oder der Resilienz der Anschlussstrukturen zum vorgelagerten Netz
- Schlüsselung über Kapazitäten nicht besser als die Schlüsselung über Arbeit, zumal bei Netzbetreibern keine Anreize bestehen, eine wirtschaftlich optimale Kapazität zu bestellen.

Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion

The image features a solid blue background. In the lower right quadrant, there are two thin, white, diagonal lines that intersect each other. One line starts near the bottom center and extends towards the top right. The other line starts further to the right and extends towards the top left, crossing the first line.

Zusammensetzung der Kostenbasis (Zähler)

In die jährliche Kostenbasis fließen folgende Positionen als Ist-Werte ein:

- Grundkomponente (**GK_i**): Ein Betrag, der durch die Multiplikation der jährlichen Einspeisemenge (in MWh) aller dem Grunde nach zahlungspflichtigen Anlagen (inklusive der unter Vertrauensschutz stehenden Anlagen) mit einem fixen Satz von 0,50 €/MWh auf Basis der gemäß Nr. 3 Anhang Teil B VO (EU) 838/2010 geltenden Entgeltobergrenze für Einspeiseentgelte auf der Übertragungsnetzebene ermittelt wird.
- Anteil Kosten für Regelenergie (**RE_i**): Ein Anteil von 50 % der insgesamt bei den ÜNB angefallenen Kosten.
- Netzverlustanteil (**VE_i**): Ein Anteil von 50 % der insgesamt bei den ÜNB angefallenen Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie im Übertragungsnetz.

Zusammensetzung der Verteilungsbasis (Nenner)

- Die Verteilungsbasis ist kapazitätsbasierend (**C_i**) und ergibt sich aus der Summe der vertraglich vereinbarten Einspeisekapazitäten aller dem Grunde nach zahlungspflichtigen Anlagen (inklusive der unter Vertrauensschutz stehenden Anlagen).

Datenmeldungen

Jährliche Datenmeldung der Verteilnetzbetreiber

Die Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen sind verpflichtet, dem jeweils regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber bis zum 31. Mai eines Kalenderjahres (Jahr t-1) die für die Kalkulation der kapazitätsbasierten Einspeiseentgelte erforderlichen Daten des Vorvorjahres (Jahr t-2) zu übermitteln.

Umfang der Meldung

Für den identifizierten dem Grunde nach zahlungspflichtigen Kreis der Erzeugungsanlagen (inkl. der unter Vertrauensschutz stehenden Anlagen) ist die vertraglich vereinbarte Einspeisekapazität (in kW), die installierte Bruttoleistung (in kW) und die jährliche Einspeisemenge (in kWh) zum Stichtag 31. Dezember des Jahres t-2 an den ÜNB zu melden. Die Meldung erfolgt jeweils aggregiert als Summenwerte, getrennt nach Netz- und Umspannebenen. Dabei sind Teilbeträge, die sich aus Vertrauensschutzregelungen ergeben, aus der Gesamtsumme als „davon“-Positionen transparent hervorzuheben.

Erläuterung I

- Klar für ein kapazitätsbasiertes Modell spricht dessen Grenzkostenneutralität: Das Entgelt beeinflusst die variablen Kosten der Erzeugung nicht. Die Einsatzreihenfolge am Strommarkt (Merit Order) bleibt somit unverzerrt.
- Wichtig für eine sachgerechte Kostenbelastung ist der Ausschluss von Prosumern, die bereits über die Zahlung von Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion im Grundmodell einen angemessenen Finanzierungsbeitrag leisten. Das trifft jedenfalls für Prosumer in der Niederspannung zu, die einen Grundpreisaufschlag zahlen.
- Dagegen blieben Betreiber von Erzeugungsanlagen, echte klassische Einspeiser mit oder ohne technisch bedingten Eigenverbrauch, bislang weitgehend an der Finanzierung der Netzkosten unbeteiligt.
- Einspeiser die z. B. aufgrund technischen Eigenverbrauchs im MaStR als sogenannte Teileinspeiser geführt werden, sind keine Prosumer im Sinne dieser Regelung, sondern werden dem zahlungspflichtigen Adressatenkreis zugeordnet, sofern ihre installierte Bruttoleistung mehr als 30 kW beträgt. Diese Unterscheidung soll „echte“ Kraftwerke präzise von Prosumern trennen.

Erläuterung II

Bundeseinheitliche Kapazitätspreise auf Basis von ÜNB-Kosten

- Die bewusste Ausklammerung der Verlustenergiekosten VNB folgt dem Gebot der Praktikabilität. Eine bundeseinheitliche Erhebung und Abrechnung dieser Kosten ließe sich darüber hinaus aufgrund der sehr heterogenen Verteilernetzstrukturen nur mit viel Anstrengung begründen.
- Engpasskosten werden aus der Finanzierungsfunktion ausgeklammert, da ihre hälftige Einpreisung als dynamisches Steuerungssignal bei den Entgelten mit Anreizfunktion insbesondere einer netzdienlichen Betriebsweise dienen soll, die durch starre Finanzierungsentgelte ansonsten konterkariert würden.

Investitionssicherheit durch Glättungsmechanismen

- Um für Investoren Planungssicherheit zu gewährleisten, sieht das Modell daher die Berechnung auf Basis eines rollierenden Mittelwerts vor. Dies dämpft kurzfristige sprunghafte Preisänderungen und damit Änderungen der Wirtschaftlichkeitsrechnung von Anlagenprojekten.

Erläuterung III

Zahlungsfluss

- Der administrative Prozess sieht vor, dass die Einnahmen systemnah durch den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber erhoben werden. Um jedoch die Kosten dort zu decken, wo sie entstehen, erfolgt eine vollständige Abführung an die ÜNB. Dort werden sie kostenmindernd für alle Verbraucher in der Kalkulation der bundeseinheitlichen ÜNB-Entgelte berücksichtigt.
- Für die EE-bedingten Mehrkosten der VNB bleibt die FL zu EE-Netzkosten erhalten.
- Dies korrespondiert mit der Kalkulationslogik, die ausschließlich auf Kostenpositionen der Übertragungsnetze beruht und sichert eine zweckgebundene Mittelverwendung.

Beispielhafte Berechnung des Kapazitätspreises

Berechnung Kapazitätspreis für volleinspeisende Erzeugungsanlagen

	Ist-Werte				Plan-Werte		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Zähler							
Grundkomponente (0,5 €/MWh * gesamte realisierte Erzeugung) in Mio. €	252	256	250	227	219	219	250
Regelenergiekosten ÜNB (hälftig) in Mio. €	76	285	318	327	269	299	369
Verlustenergiekosten ÜNB (hälftig) in Mio. €	214	193	286	628	779	463	415
Summe in Mio. €	542	733	854	1.182	1.267	980	1.034
Nenner							
Summe vertraglich vereinbarte Einspeisekapazitäten von Einspeisern >30 kW installierter Leistung in GW (hier installierte Nettonennleistung)	155	160	168	178	189	203	203
Jährlicher Kapazitätspreis in €/kW	3,50	4,58	5,08	6,63	6,71	4,83	5,10
Rollierender 5-Jahres-Mittelwert in €/kW							
2020-2024			5,38				
2021-2025				5,58			
2022-2026					5,65		
Durchschnitt aller rollierenden Werte in €/kW							5,54

Speichernetzentgelte



Problem-/Zielbeschreibung

- Im Status quo aus EnWG und StromNEV zahlen
 - alle Batteriespeicher in den ersten 20 Jahren ab Inbetriebnahme keine Netzentgelte
 - Bestands-Pumpspeicher reguläre Netzentgelte
 - erweiterte Pumpspeicher für 10 Jahre nach Leistungserhöhung keine Netzentgelte
 - danach gilt gem. § 19 Abs. 4 StromNEV ein Sondernetzentgelt auf die saldierten Mengen
- Pumpspeicher erhalten zudem eine 10-jährige Befreiung bei der Erweiterung der Pump- oder Turbinenleistung oder der speicherbaren Energiemenge
 - Speicher leisten sehr geringe bis keine Beiträge zur Netzkostenfinanzierung; sie erfahren keine Anreize zum netzdienlichen Einsatz
 - Ziel für AgNes: Ein angemessener Finanzierungsbeitrag und gleichzeitig Setzung von Anreizen zu netzdienlichem Verhalten durch Speicher

Definitionen

Begriffsbestimmungen

1. Stromspeicheranlage: Anlage zur Speicherung elektrischer Energie.
2. Netzgekoppelte Stromspeicheranlage: Stromspeicheranlage mit einem direkten Anschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung.
3. Anlagengekoppelte Stromspeicheranlage: Stromspeicheranlage, die über einen gemeinsamen Netzanschluss mit mindestens einer Letztverbrauchs- oder Erzeugungsanlage verfügt.

Begründung

Entgelte mit Finanzierungsfunktion

Heutiges Modell insb. mit Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 2 Elt-VO nicht vereinbar:

„Die Netzentgelte dürfen Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorteilen noch benachteiligen und auch keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen.“

- Speicher sollen nicht als Erzeuger und Verbraucher behandelt werden.
- In Abweichung von den Orientierungspunkten keine Anwendung des Grundmodells für netzgekoppelte Speicher, da seine flexibilitätsfördernde Wirkung bei Speichern nicht greift.
 - Speicher nutzen die volle Kapazität
 - Arbeitspreise hemmen Einsätze, auch wenn sie auf saldierte Mengen beschränkt würden

Begründung

Entgelt mit Finanzierungsfunktion für anlagengekoppelte Speicher

- Anlagengekoppelte Speicher (Multi-Use Speicher) sollen weiter zur Lastgang- und Eigenverbrauchsoptimierung nutzbar sein; dafür werden sie mit der jeweiligen Anlage als Einheit behandelt
 - Verbrauch + Speicher: Letztverbraucher; Anwendung Grundmodell mit gemeinsamer Kapazität
 - Erzeugung + Speicher: Erzeuger; Einspeiser-KP für die addierte Kapazität der Entnahmestellen
- Es soll dabei aber kein Fehlanreiz gegen Arbitrage und Regelenergiemarktteilnahme gesetzt werden. Deswegen soll kein Arbeitspreis anfallen, soweit vom Speicher bezogene Mengen in das Netz der allg. Versorgung zurückgespeist werden, soweit dieser messtechnisch abgegrenzt wird.

Wirkungen

Finanzierungsentgelte

- Der Kapazitätspreis richtet sich nach den Einspeiseentgelten

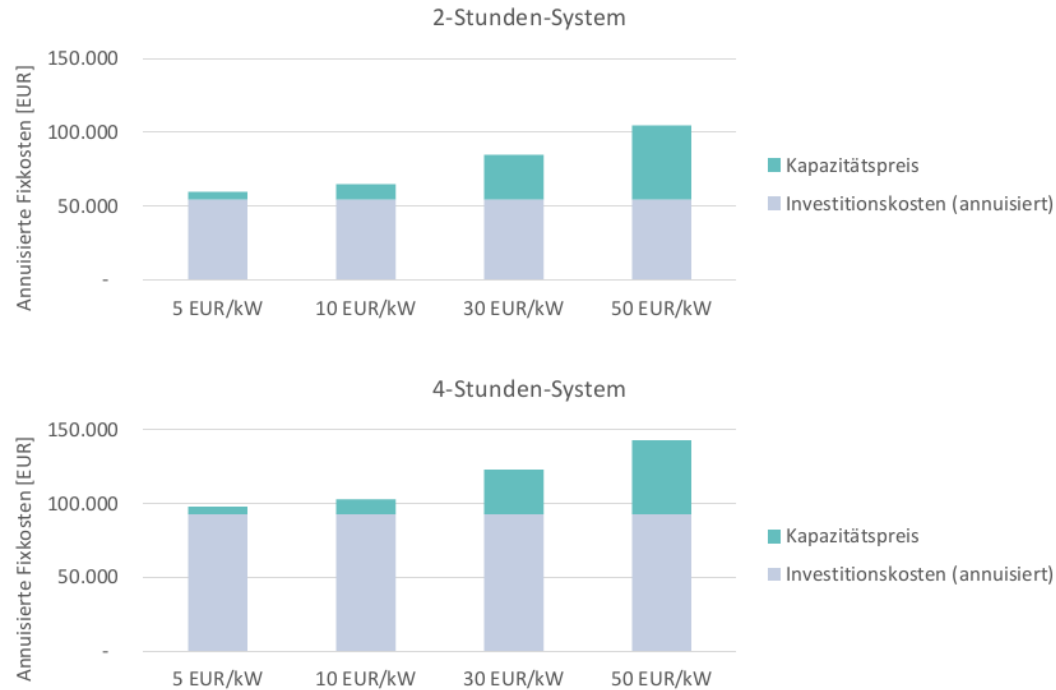
→ vgl. beispielhafte Berechnung Einspeiseentgelte

2020 – 2024	2021 – 2025	2022 – 2026
5,38 €/kW	5,58 €/kW	5,65 €/kW

- Moderate Belastung, die bei Projektierung netzgekoppelter Speicher berücksichtigt werden kann.
- Da kein Eingriff in den Vertrauensschutz erfolgt, keine Auswirkungen für Projekte, die bereits realisiert sind oder für die es bereits eine Investitionsentscheidung gab.

Wirkungen

Finanzierungsentgelte



Grafik vergleicht annuisierte Investitionskosten in Batteriespeicher und verschiedene KP-Belastungen

Die reduzierte KP für Speicher ist demnach sehr gering im vgl. zu den Investitionskosten.

Quelle: Consentec

Wirkungen

Anreizentgelte

- Durch die Vorzeichengerechtigkeit würde sich ein Anreizentgelt für Speicher bei dessen eventueller Einführung standortunabhängig positiv auswirken.
- Diesen Schluss bestätigen Studien von FfE e.V. und Akaysha Energy
- Deshalb würden sich hinsichtlich der Anreizentgelte keine Vertrauensschutzfragen stellen, insofern ist eine frühzeitige Einführung für alle Speicher nicht problematisch.
- Die Höhe der Erlöse für die Betreiber von der Höhe des dyn. NE abhängig;
Nach überschlägigen Rechnung wäre ein Entgelt von bis zu 10 ct/kWh denkbar.

Pause



Aufgreifen von Fragen

The image features a solid blue background. In the lower right quadrant, there are two thin, white, intersecting lines that create a sharp 'X' shape, extending towards the top right corner of the frame.

Ausblick

[Barbie Haller]

Weiterer Zeitplan AgNes

Mitte 2026	erster Entwurf der Festlegung, förmliche Konsultation
05.06.2026	Ende Annahme Rückmeldungen zu Orientierungspunkten zu Industrienetzentgelten
Ende 2026	Abschluss AgNes-Rahmenfestlegung
ab 2027	Beginn der Umsetzungsvorbereitung; u.a. Vorbereitung der Marktkommunikation
	Start AgNes-Folgefestlegungen z.B.: zu Industrienetzentgelten, zur Einführung eines dynamischen Netzentgeltes für Speicher, Weiterentwicklung Festlegungen zu § 14a EnWG
	Start Prozesse zu BKZ und FCA
31.12.2028	StromNEV tritt außer Kraft
01.01.2029	Praktische Anwendung der AgNes-Vorgaben und Übergangsregelungen

Kontakt

Große Beschlusskammer für Energie

gbk@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Fax +49 228 14-8872



Bundesnetzagentur