

AGNES QUARTERLY N°1 –

STATUS QUO ZUR FESTLEGUNG DER ALLGEMEINEN NETZENTGELTSYSTEMATIK STROM

BUNDESNETZAGENTUR • GBK-25-01-1#3

16.04.2026 • 10:00-11:30 UHR • DR. CONSTANZE ADOLF



AGENDA

01 Agnes – Hintergrund und Motivation

02 Netzentgeltkomponenten

03 Dynamische Netzentgelte

04 Speichernetzentgelte

05 Beteiligung von Einspeisern

06 Kostenwälzung

07 Entgelte für Industrie und Gewerbe



ZU BEGINN: ITEMS - ZAHLEN. DATEN. FAKTEN.



GRÜNDUNG
1999



MITARBEITERInnen
430



STANDORTE
5



GESELLSCHAFTER
21



KUNDInnen
100



JAHRESUMSATZ (€)
75 Mio.



ZÄHLPUNKTE
6,5 Mio.

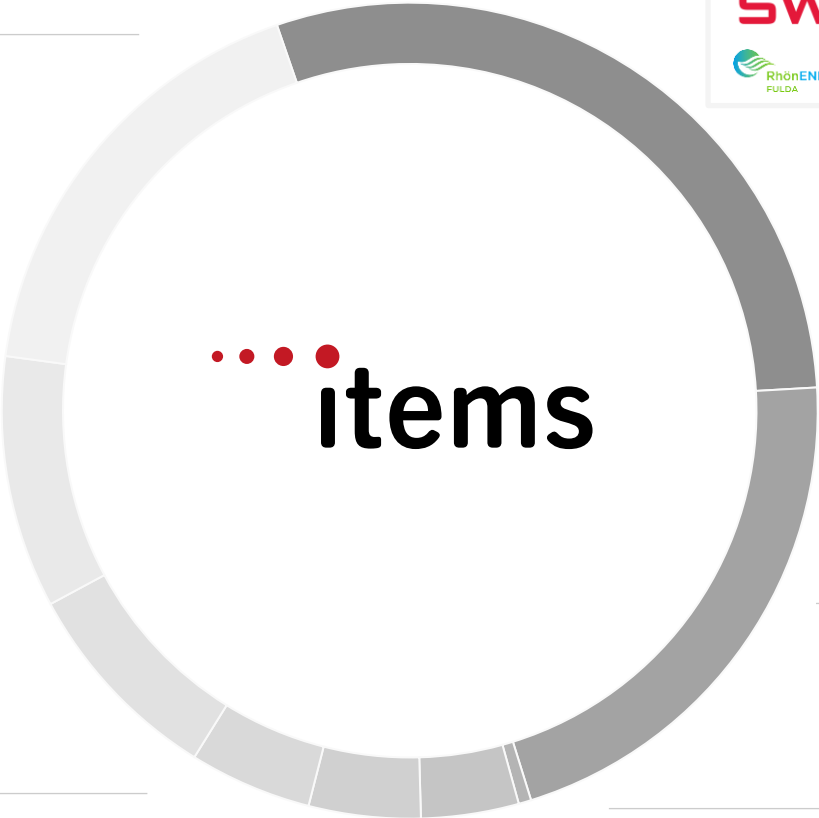


ANWENDERInnen
13.500



SAP-SYSTEME
200

GESELLSCHAFTER DER ITEMS



STABSBEREICH ENERGIEWIRTSCHAFT: STRATEGIE & WISSEN

ENERGIEWIRTSCHAFT AUF DEN PUNKT GEBRACHT



Kanalisation & Qualifizierte Einordnung

Wir antizipieren und qualifizieren relevante energieregulatorische Entwicklungen möglichst frühzeitig und bereiten diese zielgruppenspezifisch auf, um sie fachlich für Sie einzuordnen. Mit unserer Expertise schlagen wir die Brücke zwischen den neuen regulatorischen Anforderungen und der kommunalen Praxis.



Komplexitätsreduktion & Sparring

Wir bieten maßgeschneiderte Unterstützung für Entscheiderinnen und Entscheider in der kommunalen Energiewirtschaft: Von strategischen Weichenstellungen bis hin zu praxisnahen operativen Lösungen. Wir unterstützen Sie dabei, zentrale Entwicklungen frühzeitig zu antizipieren und Ihre Handlungsspielräume gezielt zu erweitern.



Sichere Entscheidungsgrundlagen

Wir entwickeln Workshops & Schulungen und bieten Wissenstransfer auf Augenhöhe für Führungskräfte und Teams, von Grundlagenschulungen bis zur tiefgehenden Analyse spezifischer regulatorischer Fragestellungen. Dazu stehen wir im engen Austausch mit relevanten Schlüsselakteuren in Verbänden und zur BNetzA zum fachlichen Abgleich, inklusive unseres Büros in Berlin.

Der Stabsbereich Energiewirtschaft: Strategie & Wissen macht Energiewirtschaft verständlich. Wir bilden eine Brücke zwischen energiewirtschaftlichen Entwicklungen und regulatorischen Änderungen zu praxisnahen IT-Lösungen.

Wir reduzieren regulatorische Komplexität, schaffen Transparenz und sichern Wissen.

BEVOR ES LOSGEHT.....



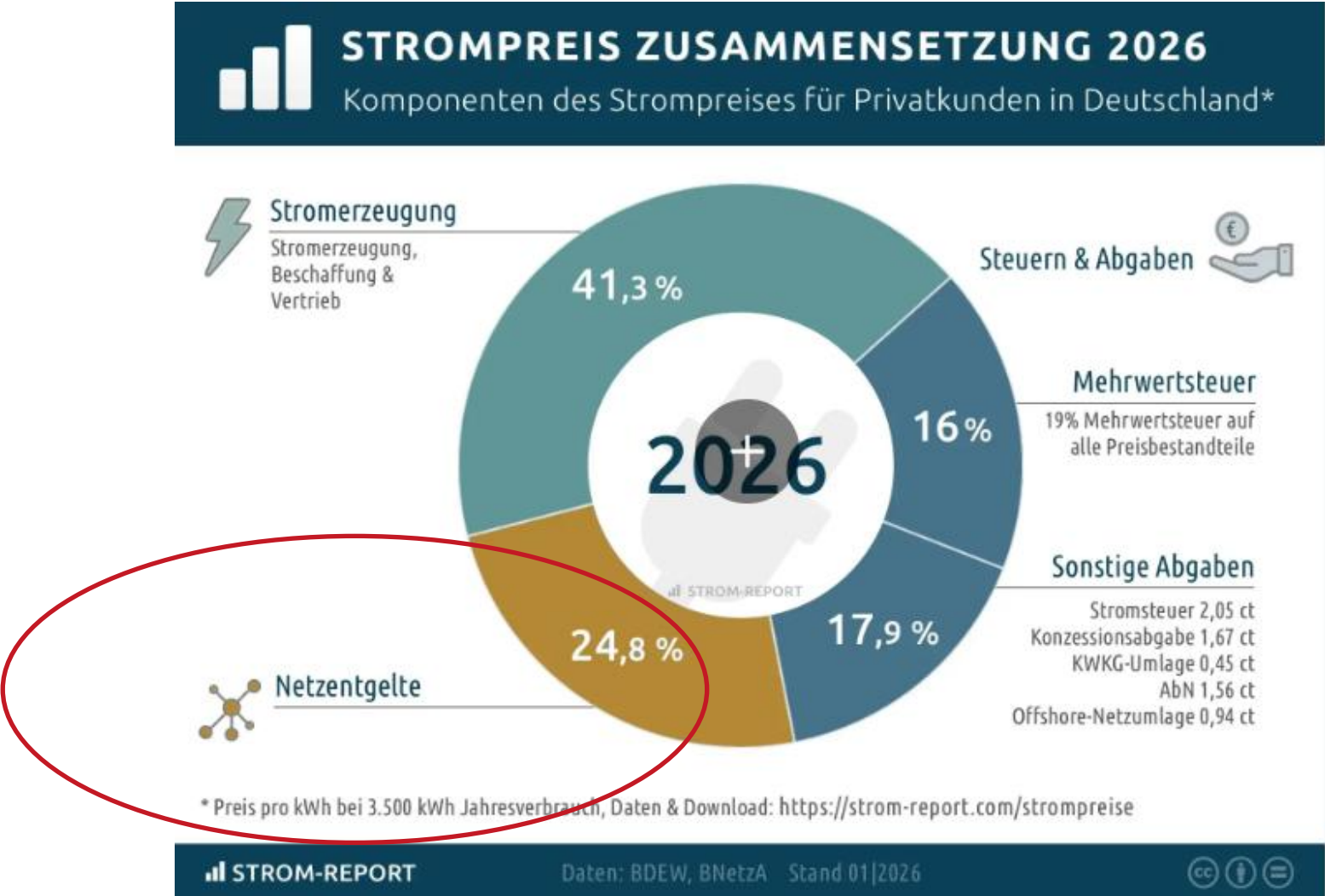
1

AGNES – HINTERGRUND UND MOTIVATION



STROMPREIS – ZUSAMMENSETZUNG 2025

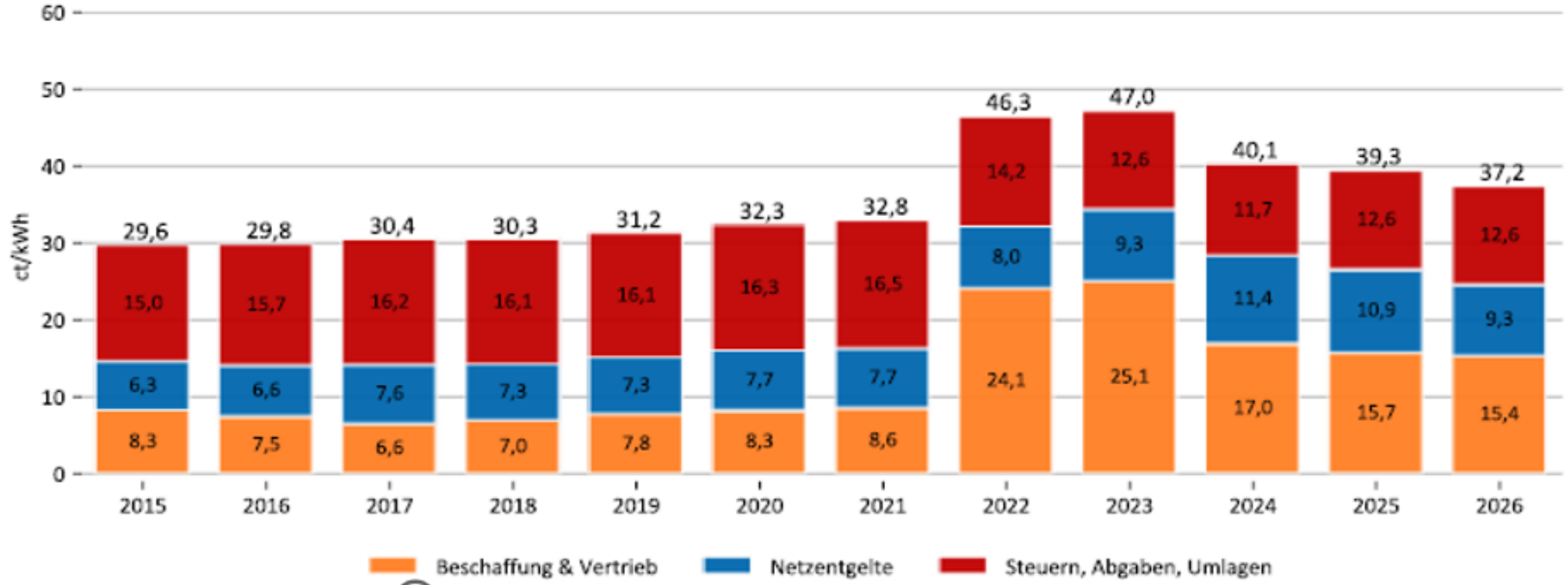
KOMPONENTEN STROMPREIS FÜR PRIVATKUNDINNEN IN DEUTSCHLAND



STROMPREISE

PREISBESTANDTEILE FÜR HAUSHALTE

Durchschnittlicher Strompreis in ct/kWh, Jahresverbrauch von 3.500 kWh,
Grundpreis anteilig enthalten, nur Neukundentarife berücksichtigt



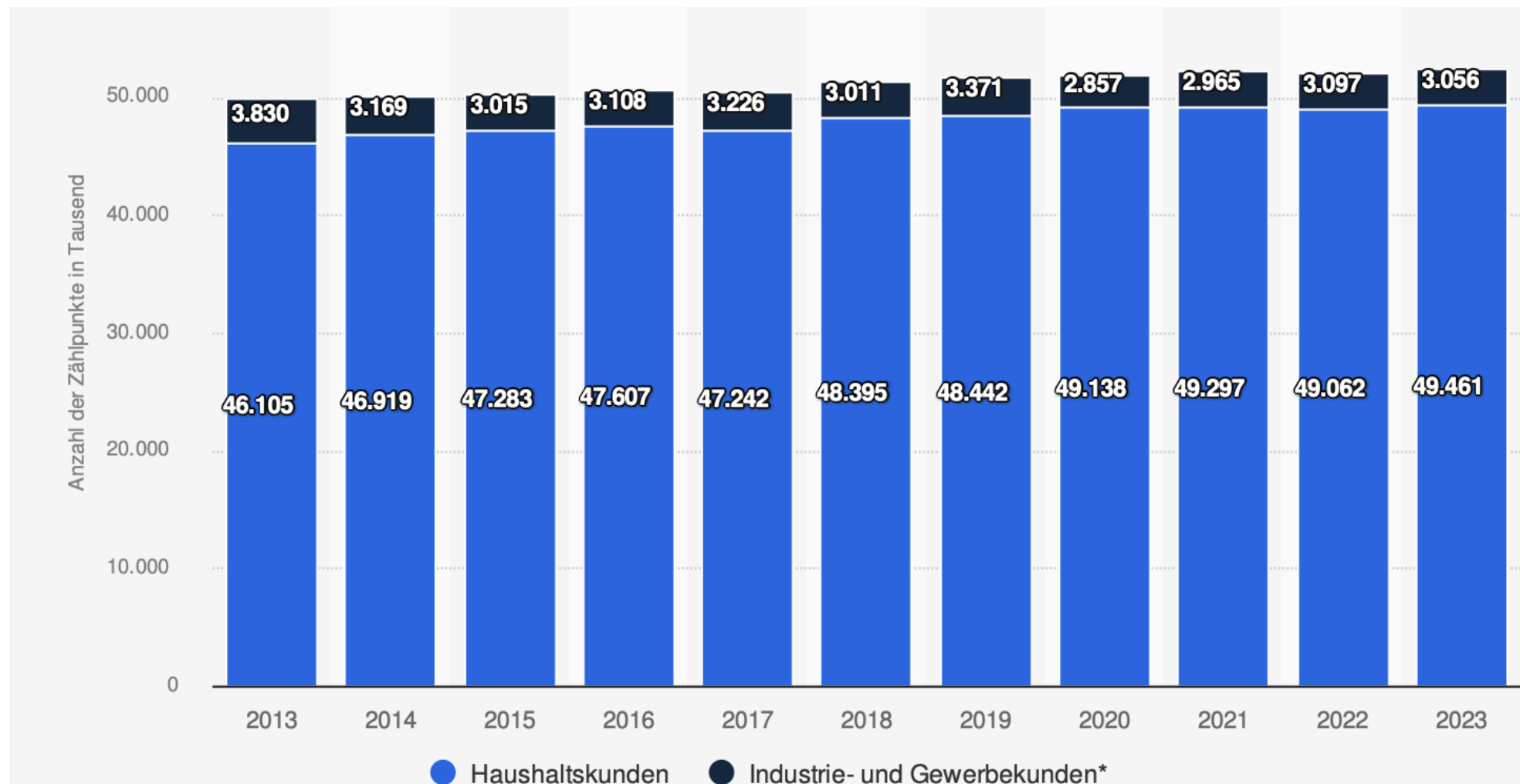
Quelle: BDEW (2026): [BDEW-Strompreisanalyse Januar 2026. Haushalte und Industrie](#), abgerufen am 27.02.2026

JETZT SEID IHR DRAN:

**WIE VIELE MARKTLOKATIONEN GAB ES
2023 IM DEUTSCHEN STROMNETZ?**



ANZAHL DER MARKTLOKATIONEN VON LETZTVERBRAUCHERN IM DEUTSCHEN STROMNETZ NACH KUNDENGRUPPE IN DEN JAHREN 2013 BIS 2023 (IN 1.000)



52.517

Quelle:
Bundesnetzagentur,
Bundeskartellamt,
© Statista 2024

Netzentgelte....

- finanzieren Infrastruktur
- verteilen Kosten und
- setzen zumeist implizit Anreize für Netzverhalten



AgNes: Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (GBK-25-01-1#3)

- Art und Weise der Bildung von Netzentgelten
- Zum 01.01.2029 als Nachfolger der zum 31.12.2028 auslaufenden Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)

→ WIE KOMMEN NNE ZUSTANDE?



NEST: Netze, Effizient, Sicher, Transformiert

- Kosten- und Erlösbestimmung der Verteilernetzbetreiber im Strom- und Gasbereich sowie für die Fernleitungsnetzbetreiber
- Zum 01.01.2028 bzw. zum 01.01.2029 ersetzt Anreizregulierungsverordnung

→ WIE WERDEN NNE VERTEILT?

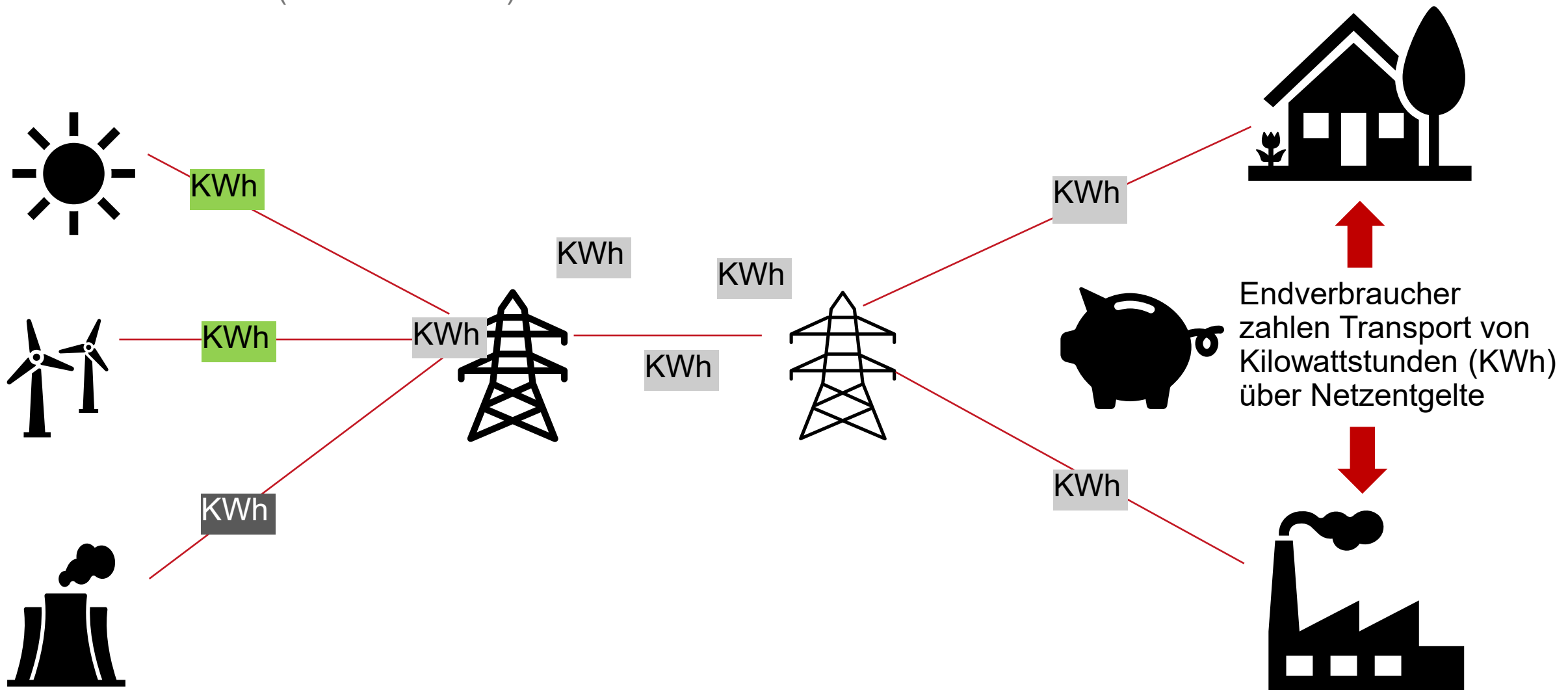
Festlegungskompetenz liegt bei der Bundesnetzagentur (BNetzA)

- Mit dem Urteil vom 02.09.2021 hat der Europäische Gerichtshof entschieden, dass der Entscheidungsspielraum der BNetzA in ihrer Funktion als Regulierungsbehörde zu gering sei und nicht unabhängig genug erfolge.
- Die Berechnung der Netzentgelte soll selbstständig und geschützt vor jeglichen Weisungen sowie politischer Einflussnahme von außen erfolgen.

SYSTEMATIK ZUR NETZENTGELTERHEBUNG (1/2)

BISHERIGE LOGIK (VEREINFACHT)

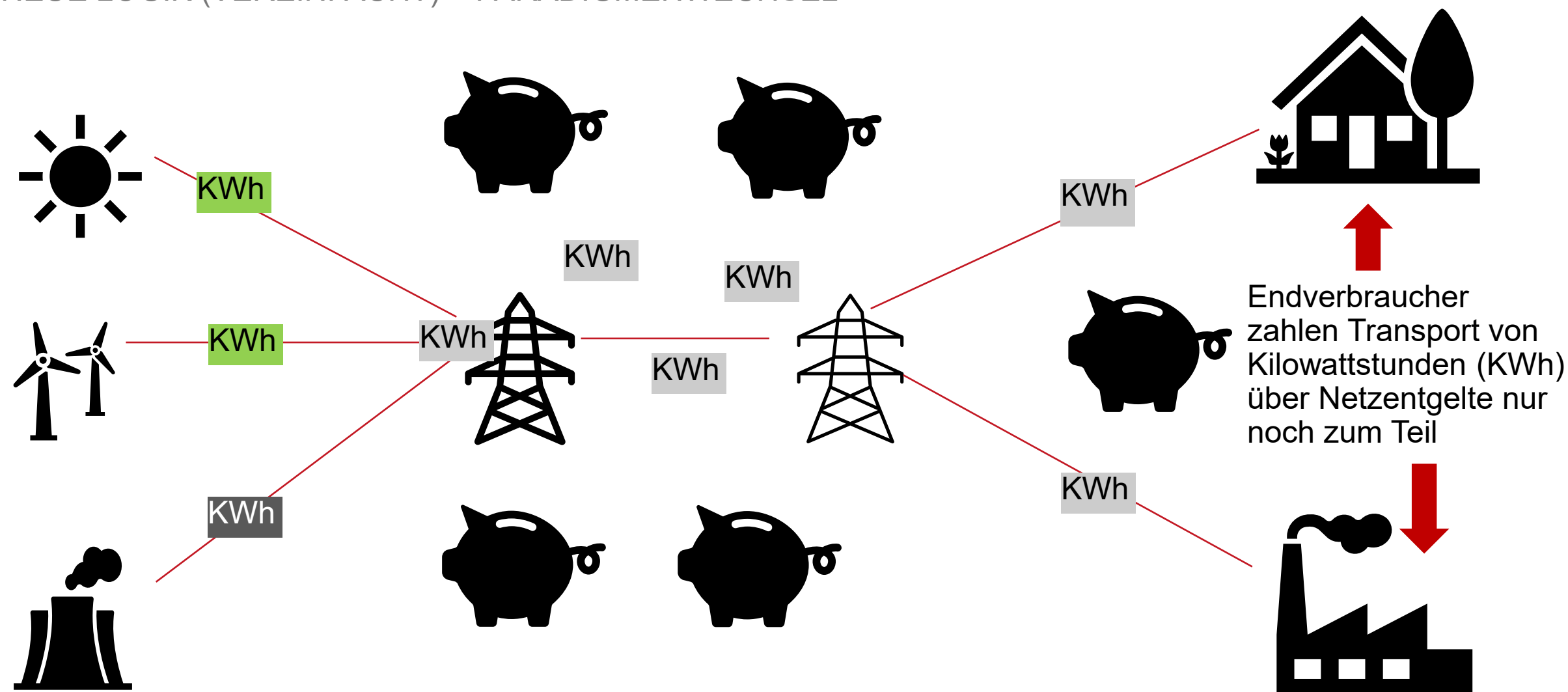
...items



SYSTEMATIK ZUR NETZENTGELTERHEBUNG

NEUE LOGIK (VEREINFACHT) = PARADIGMENWECHSEL

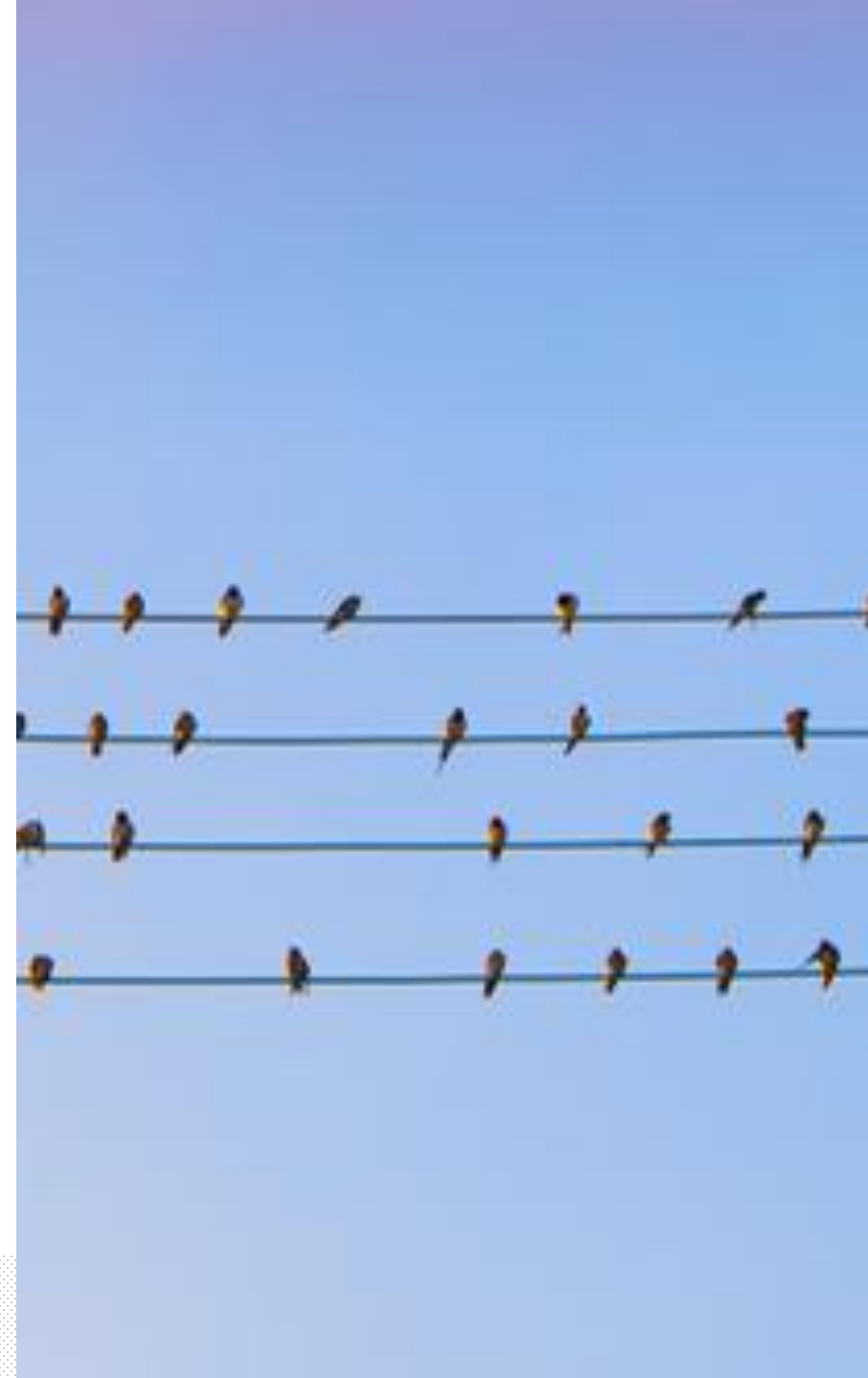
items



AGNES ÜBERBLICK VERFAHREN

Thema	Termin
Grundmodell für die Niederspannung	Expertenaustausch fand am 19. Dezember 2025 statt
Dynamische Netzentgelte	Expertenaustausch fand am 14. Januar 2026 statt
Speichernetzentgelte	Expertenaustausch fand am 30. Januar 2026 statt
Einspeiseentgelte	Expertenaustausch fand am 20. Februar 2026 statt
Kostenwälzung	Expertenaustausch fand am 10. März 2026 statt
Industriernetzentgelte	Expertenaustausch am 30. April 2026

Tabelle: Andreas Baumer/ZFK • Quelle: BNetzA • [Daten herunterladen](#) • Erstellt mit [Datawrapper](#)



WARUM EINE NEUE NETZENTGELTSYSTEMATIK?

HINTERGRUND & MOTIVATION AGNES



„Erstens wird die Zahl der NutzerInnen immer kleiner, die in voller Höhe Entgelte zahlen – bei gleichzeitig steigenden Kosten.

Wir haben zweitens keine ausreichend wirksamen Signale, wie und wo Anlagen kostengünstig betrieben werden können, um einen unnötig teuren Ausbau der Netze zu vermeiden.

Drittens gibt es im System heute keine Anreize, die flexibles Verhalten belohnen, eher im Gegenteil.“

Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur

Foto: [BNetzA](#)

AGNES – HINTERGRUND UND MOTIVATION (1/2)

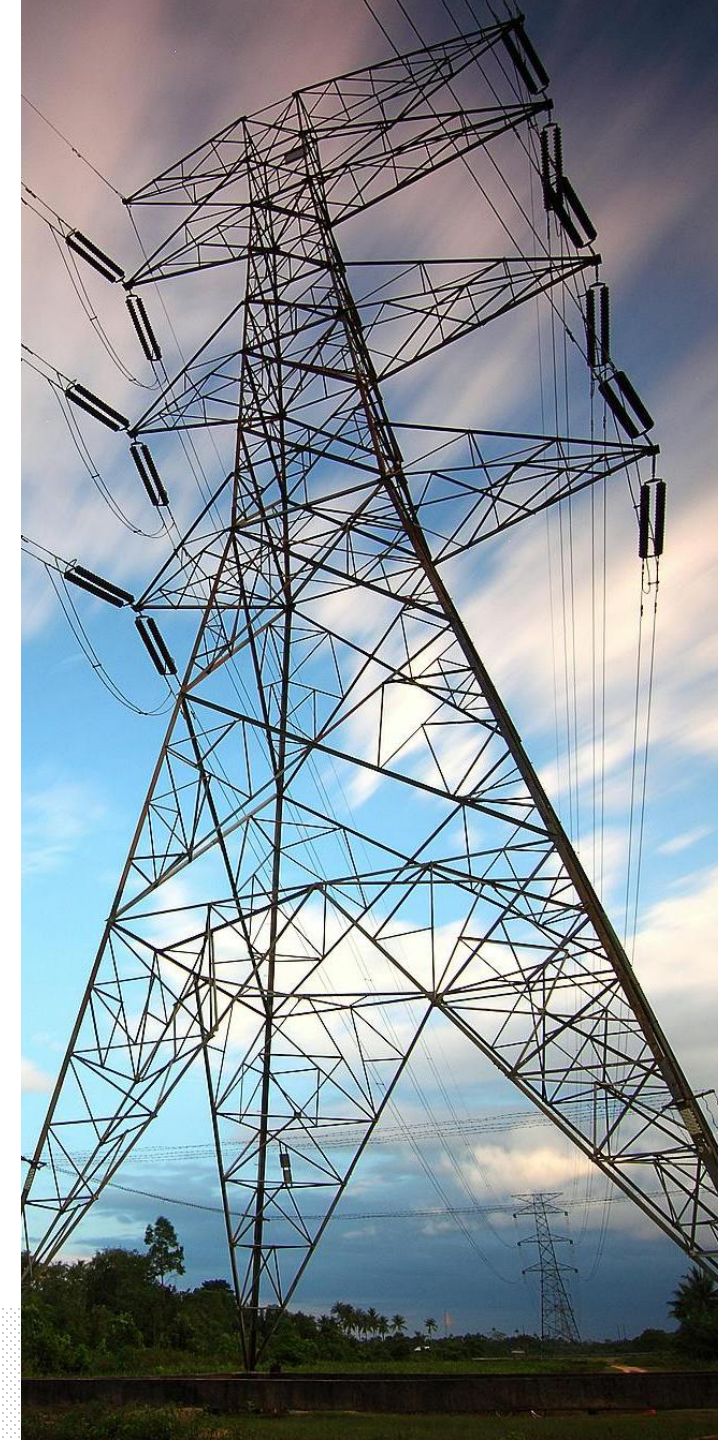
ALLE INFOS AUF EINEN BLICK

Hintergrund und Motivation:

- Auslaufen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zum 31.12.2027 sowie EuGH-Urteil vom 02.09.2021 zur Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur (BNetzA).
- Hohe Netzausbaukosten, Engpassmanagement und die Knappheit an Netzanschlusspunkten.
- Neue Anforderungen an transparente, verursachungsgerechte und zukunftsfähige Netzentgeltstruktur aufgrund des Ausbaus von erneuerbaren Energien, zunehmende dezentrale Einspeisung, wachsende Zahl von Prosumern und Speichern sowie daraus steigendem Bedarf an Flexibilität.

Verfahrenseinleitung

- Diskussionspapier vom Mai 2025.
- Der Auftakt-Workshop fand am 02. bis 03.09.2025 statt, Ergebnisse finden Sie hier. Die Konsultationsergebnisse finden Sie hier.



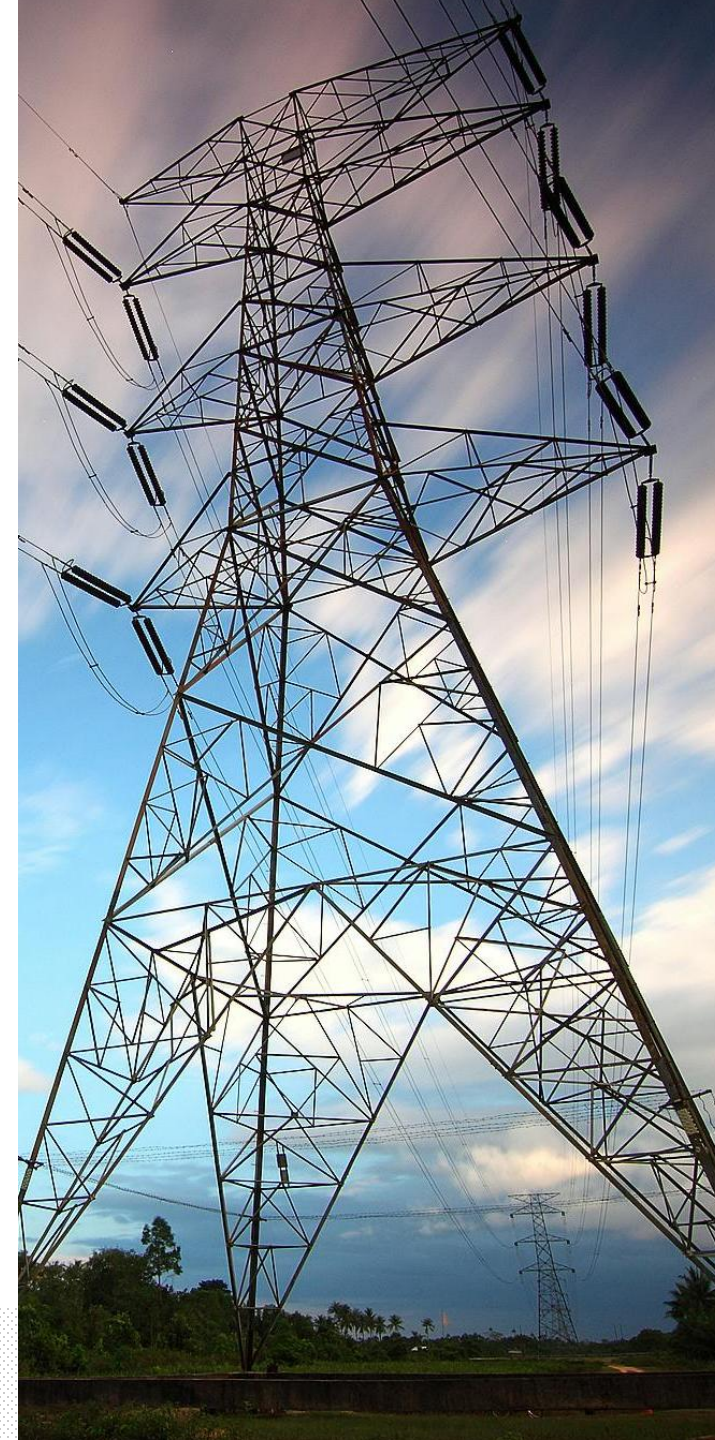
AGNES – HINTERGRUND UND MOTIVATION (2/2)

ALLE INFOS AUF EINEN BLICK

Ziele Agnes-Prozess

Entwicklung einer zukunftsfähigen
Netzentgeltsystematik, die

1. den Anforderungen der Energiewende gerecht wird,
2. die Finanzierung der Netzinfrastuktur langfristig sichert und
3. netzdienliches Verhalten anreizt.



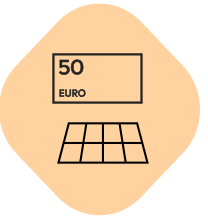
ANPASSUNGSOPTIONEN

AKTUELLE VORSCHLÄGE DER BNETZA



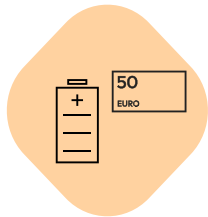
Netzentgeltskomponenten:

Grundpreis, Kapazitätspreis
und/oder Arbeitspreis
Höhere GP-Komponente für
Prosumer



Einspeiseentgelte:

Finanzierungsbasis für NNE
durch Einbeziehung von
Einspeisern



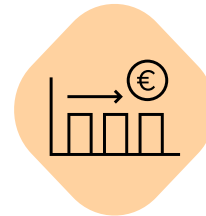
Speicherentgelte:

Kostenreflexibler Beitrag für
stationäre und mobile Speicher



Dynamische Entgelte:

Auslastung der Netze wird in dynamisches
Preissignal umgesetzt.
Vorform: statische zeitvariable NNE



Bundesweit einheitliche NNE:

Analog ÜNB-Entgelte

ZIELDIMENSIONEN FÜR NEUE NNE-SYSTEMATIK

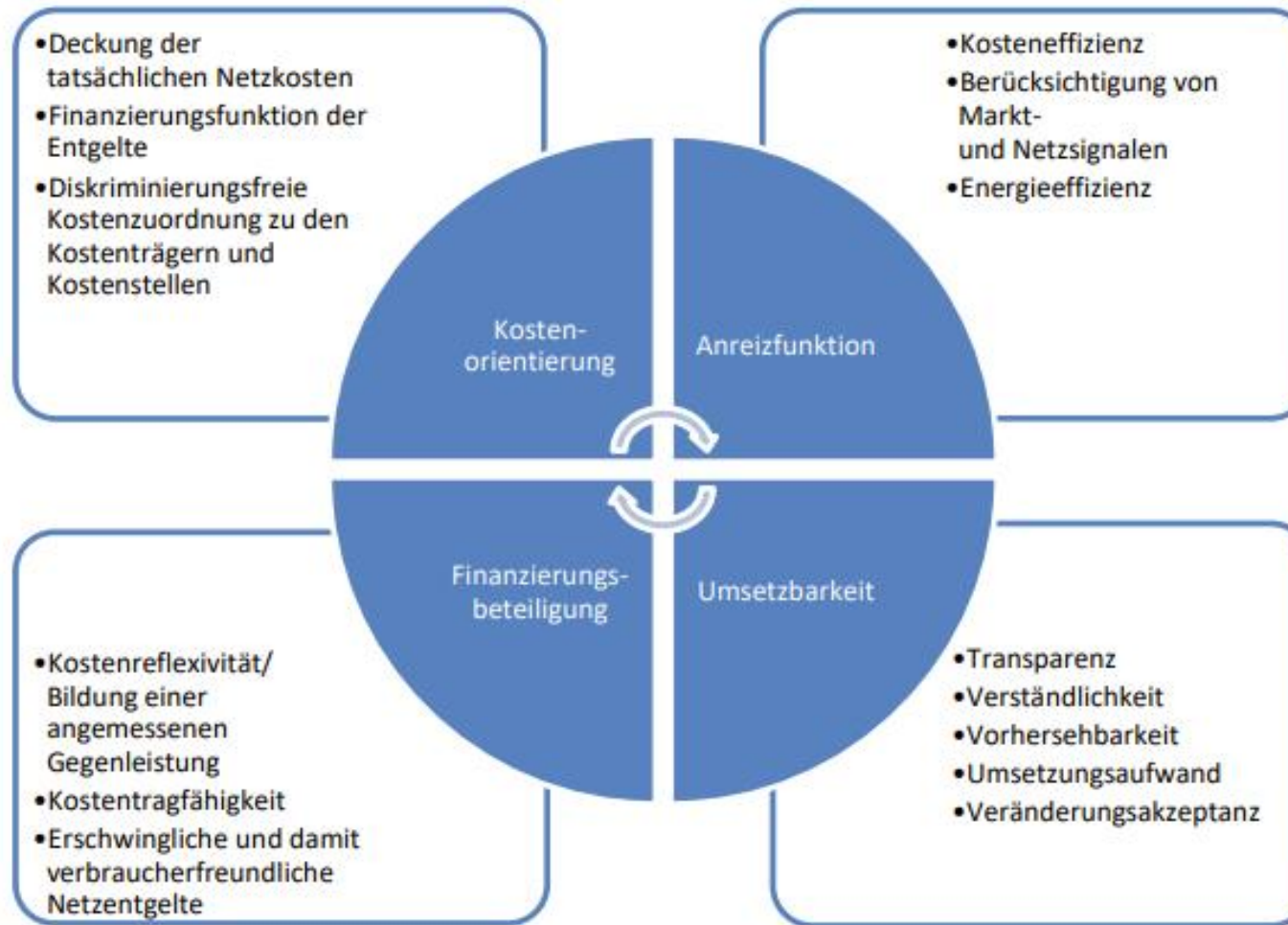


Abbildung 2: Zielbild der Netzentgeltsystematik Strom; Quelle: Eigene Darstellung Bundesnetzagentur

AGNES SETZT AUF NEUE SYSTEMLOGIK

FINANZIERUNGS- UND ANREIZFUNKTION

Entgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion

- soll das Verhalten der Netznutzer möglichst wenig beeinflussen
- den Finanzierungsbedarf „nahezu vollständig“ decken
- Umfassen einen Kapazitäts- oder Grundpreis sowie einen statischen Arbeitspreis

Stabile
Erlöse

statisch

Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion

- setzen wirtschaftliche Anreize für netz- und systemdienliches Verhalten und ermöglichen einen effizienteren Einsatz von Flexibilitäten
- tragen zur Reduzierung der Gesamtkosten bei
- sehen dynamische Preise oder kapazitätsbasierte Elemente vor

Aktive Steuerung
der Netznutzer
→ kostenoptimierte
Ausnutzung der
Netzkapazitäten

dynamisch

FINANZIERUNGS- UND ANREIZFUNKTION

ZUSAMMENFASSUNG

Dimension	Finanzierungsmechanik	Dynamische Signalkette
Primäres Ziel	Erlösdeckung	Verhaltenssteuerung
Stabilitätsgrad	Hoch	bewusst volatil
Berechnungsbasis	Durchschnittskosten	Grenzkosten / Engpass
Struktur	Buchhalterisch integriert	signalbasiert additiv

Preise sollen künftig orts- und zeitabhängig in kurzen Intervallen festgelegt werden, etwa am Vortag in 15-Minuten-Schritten.
Für Netzbetreiber heißt das: Aus einer überwiegend statischen Abrechnung wird ein operatives Steuerungsinstrument.



2

NETZENTGELTKOMPONENTEN



NETZENTGELTKOMPONENTEN

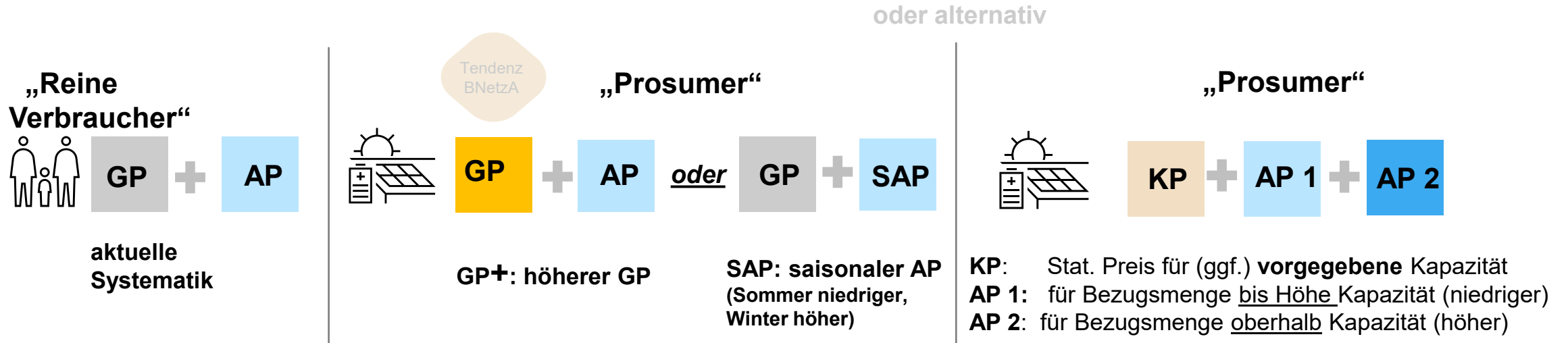
ALLE INFOS AUF EINEN BLICK

- Orientierungspapier vom 20. November 2025.
- Workshops fanden im Dezember 2025 statt, Ergebnisse finden Sie hier:
 - Expertenaustausch 02.12.2025, Fokus war das Grundmodell der Entgeltkomponenten für die Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung.
 - Expertenaustausch 19.12.2025, Fokus waren die Entgeltkomponenten für die Niederspannung.
- Konsultation lief bis Ende Januar 2026, Ergebnisse sind noch nicht veröffentlicht.



BNETZA-VORSCHLÄGE ZU NETZENTGELTKOMPONENTEN FÜR LETZTVERBRAUCHER: DAS GRUNDMODELL items

Kunden in der NS <100.000 kWh/a



Kunden in NS/MS >100.000 kWh/a



KP: Stat. Preis für „bestellte“ Kapazität
Abschaffung Leistungspreis: LP bislang Hemmnis für flexibles Lastverhalten

Zusätzlich für alle Letztverbraucher in Diskussion:

Dynamischer AP

- Ziel: **Netzengpässe durch Verhaltensänderungen entlasten** und damit Kosten des Engpassmanagements reduzieren
- Anreize für ein engpassentlastendes netzorientiertes Nutzungsverhalten über eine **dynamische Arbeitspreiskomponente (= AP3)**
- Der AP3 soll **nicht optional** sein, aber nur erhoben werden, wo/wenn tatsächlich Netzengpässe bereits vorhanden oder in naher Zukunft wahrscheinlich sind
- **Symmetrische Ausgestaltung** vorgesehen (Entnahmen positiv, Einspeisungen negativ)

BEWERTUNG DURCH DIE BNETZA

AGNES – GRUNDPREIS

Bewertungskriterium	Einschätzung
Kostenorientierung	✓ gestärkt, weil planbare und gleichmäßige Einnahmen. Strukturkosten werden besser abgebildet.
Finanzierungsbeteiligung	✓ verbessert durch Beteiligung auch bei geringer Entnahme (z. B. bei Prosumern). Geringere Verzerrung durch Eigenerzeugung.
Umsetzbarkeit	✓ technisch einfach zu realisieren. Aber: Erhöhter politisch-sozialer Klärungsbedarf wegen Verteilungswirkungen.
Anreizfunktion	? ambivalent: Reduktion der Entnahmeabhängigkeit begünstigt marktliches Verhalten, schwächt aber Energieeffizienzanreize.

VERTEILUNGSEFFEKTE UND DIFFERENZIERUNGSMÖGLICHKEITEN

AGNES: GRUNDPREIS

Kritikpunkt: Einheitlicher Grundpreis benachteiligt kleine Verbraucher, begünstigt Großverbraucher.

► Lösungsmöglichkeiten:

- Staffelung nach Entnahmemenge, Leistung oder Kapazität.
- Separate Gruppenbildung (z. B. Prosumer als eigene Kategorie).
- Grundpreis abhängig von Netzebene oder Anschlussgröße.



GRUNDMODELL VORSCHLAG (RLM-KUNDEN)

KAPAZITÄTS- UND ZWEISTUFIGER ARBEITSPREIS

BNetzA skizziert erstes Modell zur Bepreisung von Letztverbrauchern
Dieses sieht für Kunden > 100.000 kWh eine einfache Struktur mit zwei Preiskomponenten vor:

Kapazitätspreis

- Für jährlich frei wählbare Kapazität.
- Soll so gewählt werden, dass diese dem erwartbaren Leistungsbedarf entspricht.
- Ersetzt den bisherigen Jahresleistungspreis.

Zweistufiger Arbeitspreis

- Arbeitspreis 1: für Mengen innerhalb der „gebuchten“ Kapazität.
- Arbeitspreis 2: höherer Preis für Verbräuche über der „gebuchten“ Kapazität.



KAPAZITÄTSPREIS STATT LEISTUNGSPREIS

AGNES NETZENTGELTKOMPONENTEN

Kapazitätspreises als Ersatz für den Leistungspreis.

→ Ziel ist es, die **anschlussbedingten Kosten** verursachungsgerechter abzubilden und die Probleme der heutigen g-Funktion* zu überwinden.

*Mithilfe der g-Funktion werden aus den spezifischen Jahreskosten die Netzentgelte (Leistungs- und Arbeitspreis) gebildet



EINFÜHRUNG EINES VERPFLICHTENDEN GRUNDPREISES

Kernidee

- Strukturkosten (z. B. Lage, Länge der Leitungen, Anschlussdichte) sollen nicht nur über Entnahmemengen, sondern pauschal pro Anschluss berücksichtigt werden.
- Der Grundpreis wäre eine neue feste Entgeltkomponente, die ergänzend zum Arbeitspreis und ggf. Leistungspreis erhoben wird.
- Denkbar auch: höherer Grundpreis für Prosumer, um deren reduzierte Netznutzung, aber vollständige Netzverfügbarkeit abzubilden.



ERSATZ DES LEISTUNGSPREISES DURCH EINEN KAPAZITÄTSPREIS

AGNES - KAPAZITÄTSPREISE

Kernidee

- Statt der heutigen Bepreisung der *tatsächlichen Jahreshöchstlast* sollen Netznutzer für die **vertraglich bestellte Netzanschlusskapazität** zahlen.
- Überschreitungen werden mit **Pönalen** belegt.
- Die Netzbetreiber könnten **ungenutzte Kapazitäten** gezielter verwalten und effizienter zuteilen.

Unterschied zum heutigen System

Heutiger Leistungspreis	Geplanter Kapazitätspreis
basiert auf messbarer Jahreshöchstlast (g-Funktion)	basiert auf vorab bestellter Kapazität (€/kW o. €/MW).
Anreiz zur Lastspitzenvermeidung	Anreiz zur präzisen Planung der benötigten Kapazität.
Unschärf durch Eigenverbrauch/Flexibilität	Klare Zuordnung unabhängig vom Nutzungsverlauf.

VERTEILUNGSEFFEKTE UND HERAUSFORDERUNGEN

AGNES KAPAZITÄTSPREISE

- Mehrbelastung konjunkturabhängiger Unternehmen, da sie auch bei reduzierter Nutzung für gebuchte Kapazität zahlen.
- Planungsrisiken für kleinere Akteure.
- Notwendigkeit der Pönale-Parametrisierung: Zu streng = Vermeidungsverhalten; zu schwach = unwirksam.
- Bei starkem Puffer (Überbuchung) besteht Risiko der ineffizienten Netzblockade durch „tote“ Kapazität.



BNETZA-HALTUNG ZUM KAPAZITÄTSPREIS

AGNES – KAPAZITÄTSPREISE

Bewertungspunkt	Stellungnahme der BNetzA
Grundsätzliche Bewertung	✓ positiv, aber differenziert
Kostenreflexivität	✓ gestärkt – Anschlusskapazität = realistischer Kostentreiber
Umsetzbarkeit	? administrativ komplexer als g-Funktion, aber technisch möglich
Anreizstruktur	✓ verbesserte Allokation von Netzressourcen, mehr Verhaltenssteuerung
Verteilungseffekte	⚠ wirtschaftlich schwankende Nutzergruppen könnten benachteiligt werden
Kombinierbarkeit	? Integration mit Grund- und Arbeitspreis denkbar, aber Multikomponenten-Modelle problematisch
Fazit der BNetzA	🤝 positiv prüfenswert, noch keine Entscheidung, offener Dialog gefordert

3

DYNAMISCHE NETZENTGELTE



DYNAMISCHE NETZENTGELTE

ALLE INFOS AUF EINEN BLICK

- Orientierungspapier vom 17. Dezember 2025.
- Am 14.01.2026 fand ein Workshop statt, die Ergebnisse finden Sie [hier](#).

Ziel

- Knappheiten im Netz besser widerspiegeln und marktliche Flexibilität fördern.

Kernidee

- Netzentgelte sollen nicht mehr statisch, sondern abhängig von Netzbelastung variieren.
- Anreize für netzdienliches Verhalten, bessere Auslastung bestehender Infrastruktur, Reduktion von Ausbaubedarf.

Dynamische Arbeitspreiskomponente

Zusätzlich zur Finanzierungskomponente – ortsbezogen, zeitvariabel, day-ahead in 15-Min-Intervallen veröffentlicht.

Nur bei Engpässen aktiv ($\neq 0$)

Beitrag = 0 bei freier Netzkapazität; ungleich null bei prognostizierter Überlastung – kein Dauerpreis.

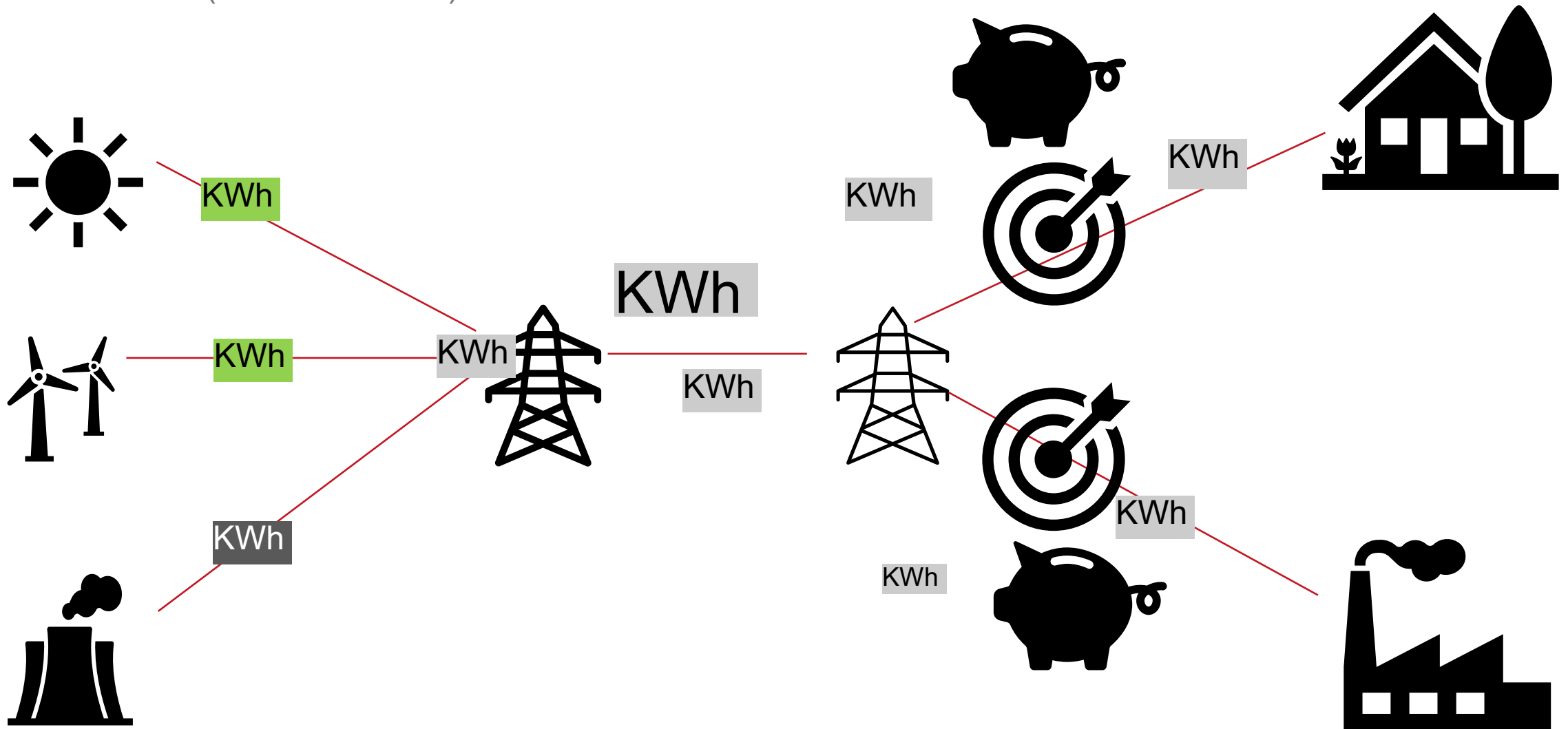
Symmetrisch & vorzeichengerecht

Entnahme im Engpassgebiet = positiver Beitrag. Einspeisung = negativer Beitrag (Gutschrift) – je nach Engpassrichtung.

SYSTEMATIK ZUR NETZENTGELTERHEBUNG (2/2)

NEUE LOGIK (VEREINFACHT)

items



Wachsende Netzengpässe

Volatile EE-Einspeisung & grenzüberschreitender Handel erzeugen hochdynamische Engpassmuster in ÜNB und VNB – Tendenz steigend.

Explodierende Redispatch-Kosten

Allein 9 VNB meldeten bereits >1 Mio. EUR Engpassmanagementkosten für 2025. Ohne Gegenmaßnahmen wird die Kostenentwicklung untragbar.

Ungenutzte Flexibilitätspotenziale

Speicher, steuerbare Lasten und EE-Anlagen reagieren heute kaum auf netzseitige Signale – Marktpreise dominieren einseitig.

→ Handlungsimperativ

- Heutiges Netzentgeltsystem setzt keine dynamischen Verhaltensanreize – Finanzierungs- und Anreizfunktionen nicht getrennt.
- Energiewende erfordert netzorientierte Flexibilitätsnutzung durch Speicher, Verbraucher und Einspeiser.
- BNetzA reagiert mit dynamischer Arbeitspreiskomponente als separates Anzelelement – zusätzlich zur Finanzierungs-komponente.

SPEICHER ZUERST – DANN VERBRAUCHER UND EINSPEISER:

EINFÜHRUNG FOLGT FLEXIBILITÄTSSENSIBILITÄT UND UMSETZBARKEIT

Netznutzergruppe	Flexibilitätpotential	Einführungspriorität	Besondere Aspekte
 Speicher (eigener Anschluss)	★★★★★ Sehr hoch	PHASE 1 Sofort	Kein natürliches Einsatzprofil. Vollständig preissensibel. Befreiung §118(6) EnWG endet.
 Verbraucher (Groß + Mittel)	★★★☆☆ Mittel	PHASE 1 ab 2029	RLM-Pflicht erfüllbar. Systematische Mehr-/Minderbelastung bei unflexiblem Anteil zu untersuchen.
 Verbraucher (Kleingewerbe/HH)	★★☆☆☆ Gering–Mittel	PHASE 2 wenige Jahre nach Phase 1	iMSys-Rollout als Voraussetzung. SLP-Kunden ausgenommen (keine Zeitreihenmessung möglich).
 Einspeiser (EE + konventionell)	★★★☆☆ Mittel	PHASE 2 m. Prüfvorbehalt	Redispatch bleibt parallel. Wechselwirkung mit §17(2b) EnWG / FCA / EEG-Förderung zu klären.

⚠ Verpflichtende Anwendung (kein Opt-out) für alle festgelegten Netznutzergruppen · Ausnahme: SLP-Kunden ohne iMSys

DISKUTIERTE VARIANTEN

AGNES - DYNAMISCHE NETZENTGELTE

Variante	Beschreibung
1. Zeitvariabel – statisch	Tarifestufen mit fixen Zeiten, z. B. „Hochlastzeit“ und „Normalzeit“. Änderungen selten, langfristig angekündigt.
2. Zeitvariabel – dynamisch	Preise richten sich kurzfristig nach Netzbelastung – etwa stündlich prognostiziert.
3. Lastspitzen herausrechnen	Bei prognostiziertem Redispatch-Bedarf können Spitzenlasten ignoriert werden – kein Leistungspreis fällig.
4. Peak Load Pricing (Nullpreise)	In netzfreier Zeit wird Netznutzung nicht bepreist, nur in Engpasszeiten.

BEWERTUNG DURCH DIE BNETZA

DYNAMISCHE NETZENTGELTE

▶ Finanzierungsbeteiligung

Dynamische Entgelte **fördern Kostenreflexivität**, weil Netznutzer auf tatsächliche Belastung reagieren.

⚠ **Gleichzeitig:** Gefahr ungewollter Härten für wenig flexible Verbraucher (z. B. Haushalte mit starrer Verbrauchsstruktur).

! Erfordern sozial abgefederte Lösungen (z. B. Basistarifoptionen).



BNETZA-HALTUNG ZU DYNAMISCHEN NETZENTGELTEN

DYNAMISCHE NETZENTGELTE

Maßnahme	Bewertung
Zeitvariable Entgelte (statisch)	✓ klar positiv, bereits eingeführt, auf andere Ebenen übertragbar
Zeitvariable Entgelte (dynamisch)	? hohes Potenzial, aber noch nicht praxistauglich – Voraussetzung: Digitalisierung + Standardisierung
Lastspitzen-Ausnahme bei Redispatch	? interessant, aber administrativ anspruchsvoll + missbrauchsanfällig
Peak Load Pricing (Nullpreise)	⚠ klare Ablehnungstendenz, wegen untergrabenem Modellprinzip
Gesamtbewertung	🤝 offen für Weiterentwicklung, aber klare Präferenz für schrittweise Einführung, nicht revolutionäre Umstellung

ZWISCHENFAZIT (1/3): IT WIRD ZUM DREH- UND ANGELPUNKT

- Netzzustände so exakt wie möglich prognostizieren.
- Engpässe identifizieren.
- daraus Preissignale ableiten – und das regelmäßig, konsistent und nachvollziehbar.
- Gleichzeitig müssen diese Signale über standardisierte Schnittstellen an Marktpartner kommuniziert werden.

Komplexität

- Kombination der vorgeschlagenen Netzentgeltkomponenten, die unterschiedliche Funktionen erfüllen und unterschiedliche Daten benötigen.
- Die angedachte Kaskadierung über Netzebenen hinweg erhöht die Komplexität zusätzlich.

→ Komplexität des Systems erhöht sich und verschärft den Zielkonflikt zwischen Kostenreflexivität und Umsetzbarkeit.

ZWISCHENFAZIT (2/3): DYNAMISCHE NETZENTGELTKOMPONENTEN BRAUCHEN IT-INFRASTRUKTUR

- durchgängige, integrierte IT-Prozesse werden zur Voraussetzung einer effektiven Umsetzung.
- Dynamische Preissignale bedürfen einer Reaktionsfähigkeit der Marktakteure
→ es bedarf nicht nur intelligenter Messsysteme, sondern auch eine automatisierte Verarbeitung der Preissignale in Echtzeit sowie deren Überwachung auf Funktionstüchtigkeit (Steuerbarkeitscheck).
- Netzbetreiber werden damit ein noch wichtigerer Teil eines digitalen Ökosystems, in dem Datenverfügbarkeit, Schnittstellenfähigkeit und Systemstabilität entscheidend sind.



ZWISCHENFAZIT (3/3): WAS BEDEUTET DIES FÜR ABNEHMERINNEN?

- Stromkosten werden stärker zeit- und netzabhängig.
- Flexibilität wird zu einem wirtschaftlichen Wettbewerbsvorteil.
- Energiemanagement wird zunehmend strategisch relevant.



4

SPEICHERNETZENTGELTE



SPEICHERNETZENTGELTE

ALLE INFOS AUF EINEN BLICK

- Orientierungspapier vom 16.01.2026.
- Ein Workshop zum Thema fand am 30.01.2026 statt, die Ergebnisse finden Sie hier.
- Die Konsultation lief bis zum 27.02.2026.



REGULÄRE ODER ANGEPASSTE EINBINDUNG VON SPEICHERN

AGNES NETZENTGELTE SPEICHER

Status quo

- Speicher zahlen bis Ende 2028 keine Netzentgelte für die Netzentnahme und Netzeinspeisung.
- Sie gelten nicht als Letztverbraucher (§ 3 Nr. 25 EnWG) und sind daher privilegiert.
- Diese Regelung war eingeführt worden, um Speicher als Flexibilitätsinstrumente zu fördern.

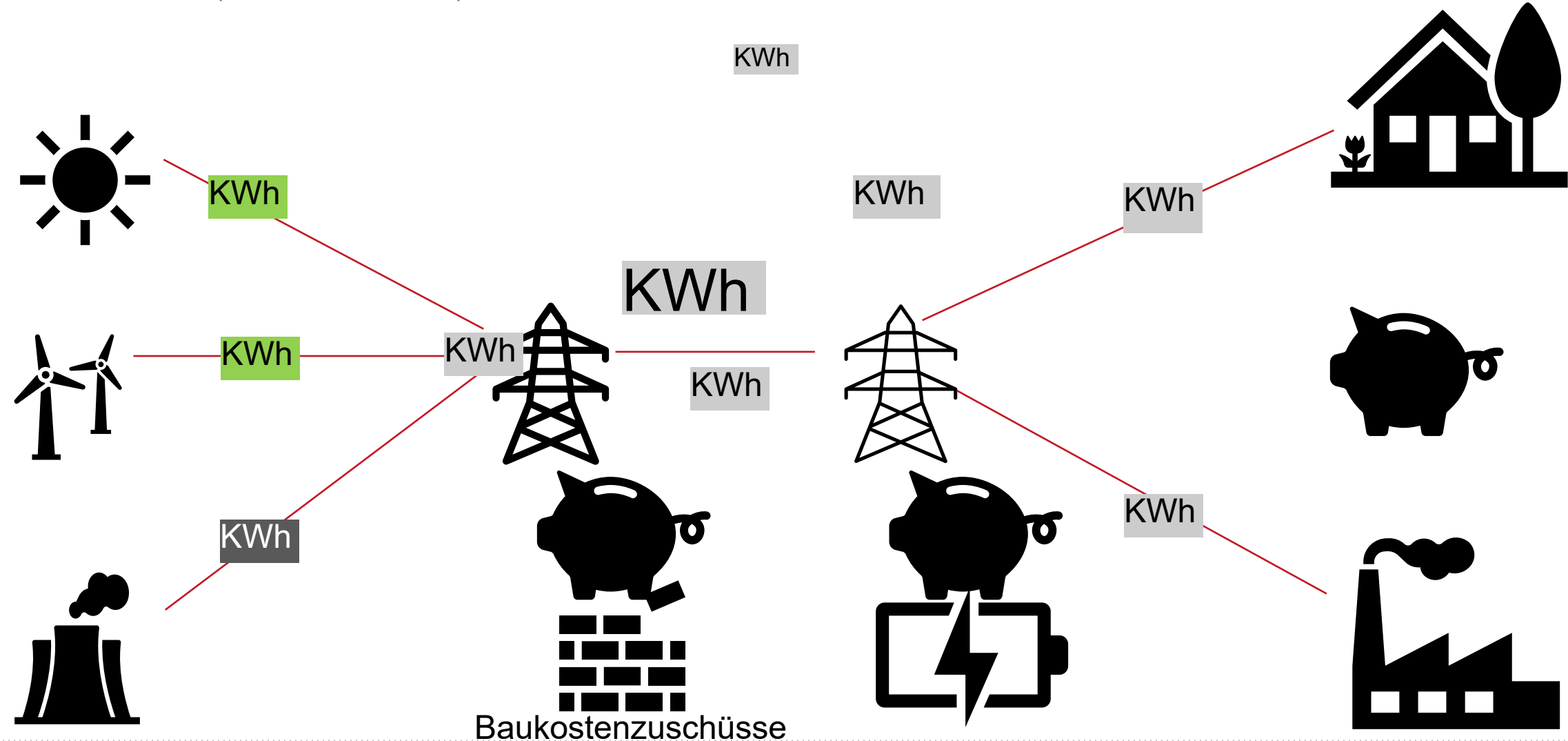
Zentrale Herausforderung ab 2029

- Nach Ablauf der Befreiung besteht weder eine Anschlussregelung noch eine klar definierte Rolle für Speicher im Netzentgeltregime.
- BNetzA betont: Speicher sind weder reine Letztverbraucher noch klassische Einspeiser, sondern hybride Netznutzer.



SYSTEMATIK ZUR NETZENTGELTERHEBUNG (2/2)

NEUE LOGIK (VEREINFACHT)





JETZT SEID IHR DRAN!

BNetzA unterscheidet drei Speicherkategorien mit jeweils eigenen Entgeltregeln

Netzgekoppelte Speicher

(Stand-Alone)

Einsatz:

Nur Netzbezug und Netzeinspeisung – reine Arbitrage

Entgeltregeln:

- Kapazitätspreis nach Grundmodell
- Arbeitspreis nur auf saldierte Verlustmengen
- Keine Doppelbepreisung (Bezug + Einspeisung)

Multi-Use-Speicher

(Co-Location)

Einsatz:

Industrie/PV + Speicher: Eigenverbrauch, Lastglättung, EE-Vermarktung

Entgeltregeln:

- Anschlussstelle als Ganzes betrachten
- Normales Netzentgelt bei Verbrauchsoptimierung
- Saldierung nur bei Markt-/Netzoptimierung

Sonstige Speicher

(Heim-Akku / E-Auto)

Einsatz:

Grünstromspeicher & mobile Speicher (V2G)

Entgeltregeln:

- Behandlung wie Haushalt/Verbraucher
- Saldierung technisch komplex
- Abhängig vom allgemeinen NS-Regelwerk

Quintessenz: Kein doppeltes Entgelt | Anschlussstelle maßgeblich | Gleichbehandlung aller Speichertypen ab 2029

KOMBINIERT FINANZIERUNGS- UND ANREIZFUNKTION

SPEICHERNETZENTGELTE

① Netzentgelt mit Finanzierungsfunktion

Kapazitätspreis (KP)

Frei wählbare Bestelleistung (mit Mindestgrenze)

AP1

Innerhalb
Bestelleistung
→ niedriger Satz

AP2

Über
Bestelleistung
→ höherer Satz

★ Schlüsselement: Saldierung

AP nur auf Verlustmengen (bezogen – rückgespeist)
Kein Hemmnis für marktdienliche Arbitrage

② Netzentgelt mit Anreizfunktion

Dynamischer Arbeitspreis (vorzeichengerecht / symmetrisch)

Netzdienlicher Bezug

Negatives Signal → Speicher lädt bei Netzüberlast → Entlastung

Netzdienliche Einspeisung

Positives Signal → Speicher entlädt bei Netzengpass → Stützung

Zusätzliche Ertragschance

Bei netzkostensparenden Reaktionen → negative Entgelte möglich

**Ziel: Einführung dynamischer Entgelte für Speicher im Jahr 2029
(ÜNetz + Hochspannung)**

BAUKOSTENZUSCHÜSSE (BKZ)

EINMALIGE „NETZZUGANGSENTGELTE“

Funktion

- Dämpfung überhöhter Nachfrage nach NAK
- Internalisierung von Netzausbaukosten
- Anreiz: Überlastete Anschlusspunkte meiden
- Beitrag zur Netzfinanzierung

Bemessungsoptionen

- Einzelfallbasiert: tatsächliche Ausbaukosten (komplex)
- Pauschalisiert: orientiert an Kapazitätspreisen
- BNetzA-Positionspapier 2008: Jahresleistungspreise
- Bei Wegfall des Leistungspreises → Anpassung nötig

Aktuelle Rechtslage & Tendenz

- Heute: Erhebung freiwillig für Netzbetreiber
- Tendenz: Verpflichtende Erhebung prüfen
- Räumliche Differenzierung auf VNB-Ebene diskutiert
- Hohe Begründungsanforderungen an Netzbetreiber

Grenzen der Standortsteuerung

- Lokale Engpässe ändern sich schnell → BKZ träge
- Hohe Planungs- und Prognoseanforderungen
- Abstimmungsbedarf zwischen Netzebenen nötig
- Kontraindiziert für vorgelagerte Ebene möglich

Option	Einschätzung der BNetzA
Vollbefreiung wie heute (§ 118 EnWG)	⚠ nur noch übergangsweise haltbar, nicht zukunftsfähig
Volle Integration in Netzentgeltregime	✓ sachlich richtig, aber mit Risiko für Geschäftsmodelle
Reduzierte Entgelte (Rabattmodell)	✓ möglich, insbesondere bei Nachweis netzdienlicher Nutzung
Flexible Netzanschlussverträge (z. B. nach § 14a EnWG)	✓ klar bevorzugt – erlaubt intelligente Kombination von Anreiz und Beteiligung
Technologiespezifische Differenzierung (z. B. Prosumer-Speicher)	? offen, aber wird geprüft – keine klare Linie bislang
Fazit	📌 BNetzA strebt dauerhafte Einbindung von Speichern als Netzteilnehmer an, mit angemessener Kostenteilnahme und netzdienlicher Gestaltung

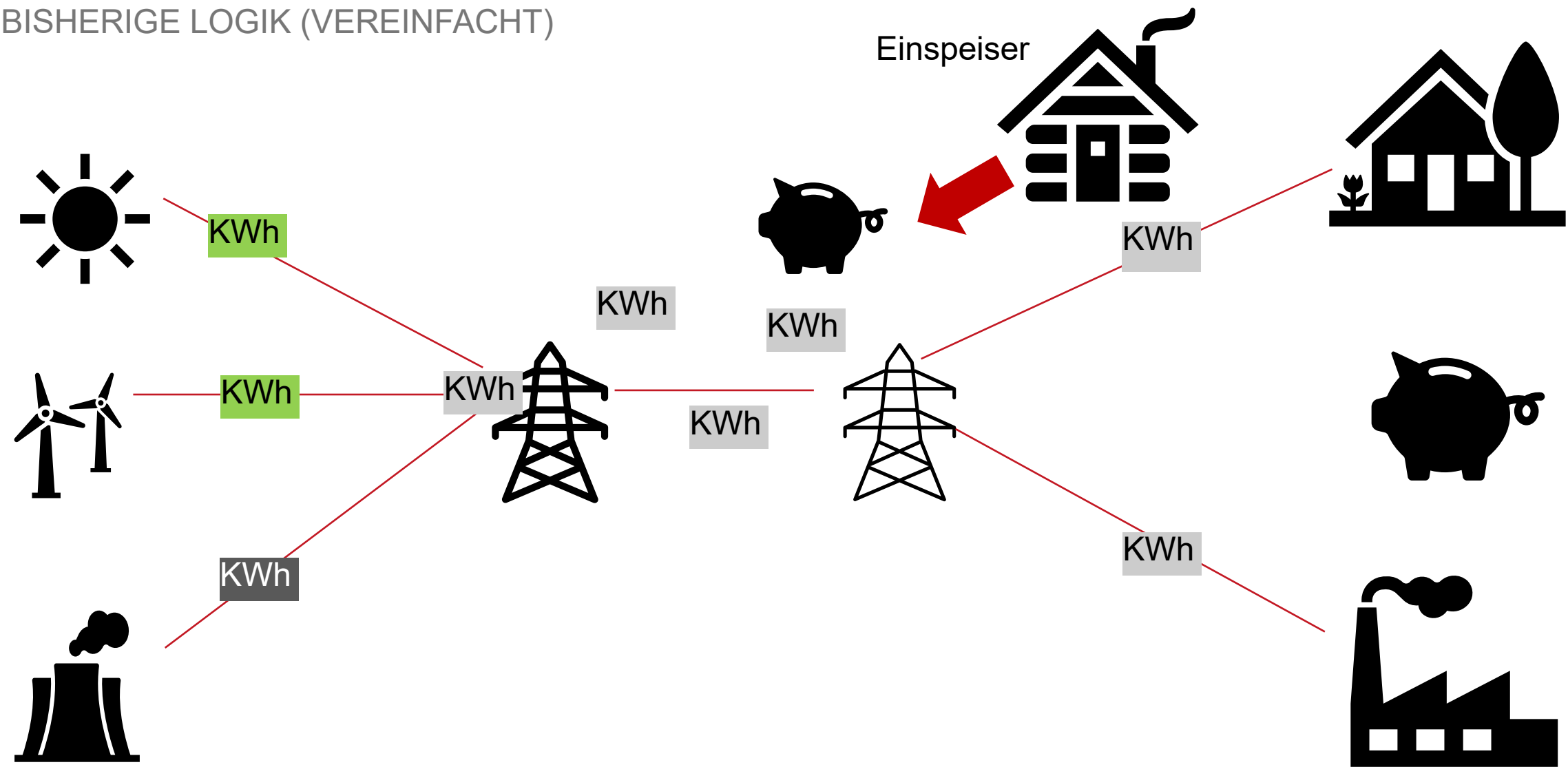
The background of the slide is a close-up, low-angle shot of a large array of solar panels. The panels are blue with a grid of silver lines. They are arranged in rows that recede into the distance, creating a strong sense of perspective. The lighting is bright, suggesting a sunny day, and the overall tone is clean and modern.

5

BETEILIGUNG VON EINSPEISERN

SYSTEMATIK ZUR NETZENTGELTERHEBUNG

BISHERIGE LOGIK (VEREINFACHT)



BETEILIGUNG VON EINSPEISERN

ALLE INFOS AUF EINEN BLICK

- Orientierungspapier vom 17.02.2026.
- Der Workshop fand am 20.02.2026 statt, die Ergebnisse finden Sie hier.

Ziel / Idee: Neudefinition der Netzentgelt-Schuldner-Logik

→ Beteiligung von **Volleinspeisern** durch

1. Anreizfunktion mit dynamischen Arbeitspreisen → Entgelt auf ihre eingespeiste Arbeit (€/MWh).
2. Finanzierungsfunktion mit kapazitätsbezogenen Entgelten → Einspeiseentgelt auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität (€/MW).
3. Baukostenzuschuss für Einspeiser.

→ Neben einer regionalen Umverteilung von Netzkosten, erhofft sich die BNetzA durch das Einspeiseentgelt eine Entlastung der VerbraucherInnen. → really?



BETEILIGUNG VON EINSPEISERN

MÖGLICHE AUSGESTALTUNG

Anlagenklasse:

Nur volleinspeisende Erzeuger wie Solar- und Windkraftanlagen oder auch fossile Kraftwerke ab.

Leistungspreis:

Einspeiseentgelt auf die eingespeiste Höchstlast oder installierte Erzeugungsleistung (€/MW).

Kapazitätspreis:

Einspeiseentgelt auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität (€/MW).

Grundpreis:

Pauschaler Betrag pro Jahr je Netzanschluss und differenziert nach Netzanschlussebene (€/a).



ERSTE ANALYSE DER STELLUNGNAHMEN ZUR KONSULTATION

Vorteile:

Breitere Verteilung der Netzkosten „auf mehr Schultern“



Nachteile:

- höhere Gesamtkosten, mehr Komplexität, zusätzlicher bürokratischer Aufwand
- mögliche Verzerrungen am Markt: Neun Energieunternehmen, unter ihnen EnBW, Leag, Vattenfall, RWE und Uniper, warnen in einer gemeinsamen Stellungnahme vor steigenden Kosten im geplanten Kapazitätsmarkt hin, da inländische Stromerzeuger ihren Kostenanstieg teilweise an die Letztverbraucher weitergeben würden.
- Mehrkosten durch einen steigenden Bedarf von Netzreserve, wenn Erzeugungskapazitäten aus dem Markt gedrängt würden.
- Dynamische Tarife werden überwiegend abgelehnt. Sie können weder das Netz zielgerichtet entlasten, noch würde es wirtschaftlich sinnvolle Anreize für Einspeiser setzen.
- Das Argument von EnBW und Co.: Eine kurzfristige Bekanntgabe dynamischer Netzentgelte würde bewirken, dass die Kosten- und Erlösstruktur der Anlage ebenfalls erst kurzfristig klar würde. Dies erschwere Terminmarktgeschäfte und langfristige Stromabnahmeverträge (PPA) ebenso wie die langfristige Absicherung mittels Hedging.
- Ggf. Aushöhlung des Vertrauensschutzes, wenn Regelung auf Bestandsanlagen Anwendung findet.

BAUKOSTENZUSCHÜSSE (BKZ)

EINMALIGE BETEILIGUNG UNTERSTREICHT INVESTITIONSSICHERHEIT

- BKZ könnten regional unterschiedlich ausgestaltet werden und so eine einmalige, besser planbare Beteiligung an den Netzausbaukosten ermöglichen.
- BKZ könnten so Anreize für eine sinnvolle Standortwahl und die Nutzung passender Netzanschlusskapazitäten setzen.

Einschätzung BNetzA:

Einführung eines regional differenzierten Baukostenzuschusses für Erzeuger ein effektives Instrument zur regionalen Lenkungswirkung und Finanzierungsbeteiligung von Einspeisern darstellen.



VERTRAUENSSCHUTZ

Analog Diskussion zu den Speichernetzentgelten steht Vertrauensschutz für bestehende Anlagen zur Disposition.

Argumentation der BNetzA

- Urteil des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit der Behörde aus dem Jahr 2021 gibt BNetzA weitreichende Gestaltungskompetenzen. Eine Einschätzung, die aus verfassungsrechtlicher Sicht umstritten ist.
- Im aktuellen Orientierungspapier stellt die BNetzA fest, dass ein möglicher Wegfall des Vertrauensschutzes frühestens ab Veröffentlichung des Papiers greifen könnte.
- BetreiberInnen können sich auf bestehenden Vertrauensschutz berufen, die an staatlich organisierten Auktionsverfahren, also z.B. an EEG-Ausschreibungen, teilgenommen haben und dadurch einer Realisierungspflicht unterliegen. Selbst in diesen Fällen könnte jedoch das öffentliche Interesse an anreizbasierten Netzentgelten überwiegen.



Maßnahme	Haltung der BNetzA
Einspeiseentgelte allgemein	? Reformdruck erkannt, aber keine abschließende Präferenz – viele offene Fragen.
Arbeitspreis / Leistungspreis / Kapazitätspreis / Grundpreis	? Diskussionsoffen – kein Modell favorisiert.
Regionale Differenzierung	? prinzipiell denkbar, aber komplex und diskriminierungsanfällig.
Technologiespezifische Entgelte	! rechtlich kaum umsetzbar – außer evtl. bei Wechselrichter vs. rotierende Generatoren.
BKZ (einmaliger Baukostenzuschuss)	✓ sachlich nachvollziehbar, aber gesetzlich derzeit nicht zulässig.
Bestandsanlagen einbeziehen	? problematisch wegen Investitionsschutz & Förderstruktur.
Fazit	Zustimmung zu Grundsatzfrage, aber: noch keine Entscheidung, stattdessen Erörterungsverfahren eröffnet.

6

KOSTENWÄLZUNG





KOSTENWÄLZUNG

ALLE INFOS AUF EINEN BLICK

- Orientierungspapier vom 05. März 2026.
- ExpertInnenaustausch am 10. März 2026.

Definition:

- *„Die Kostenwälzung beschreibt, wie die Kosten der unterschiedlichen Netzebenen innerhalb eines Netzbetreibers bzw. zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern gewälzt werden.“*

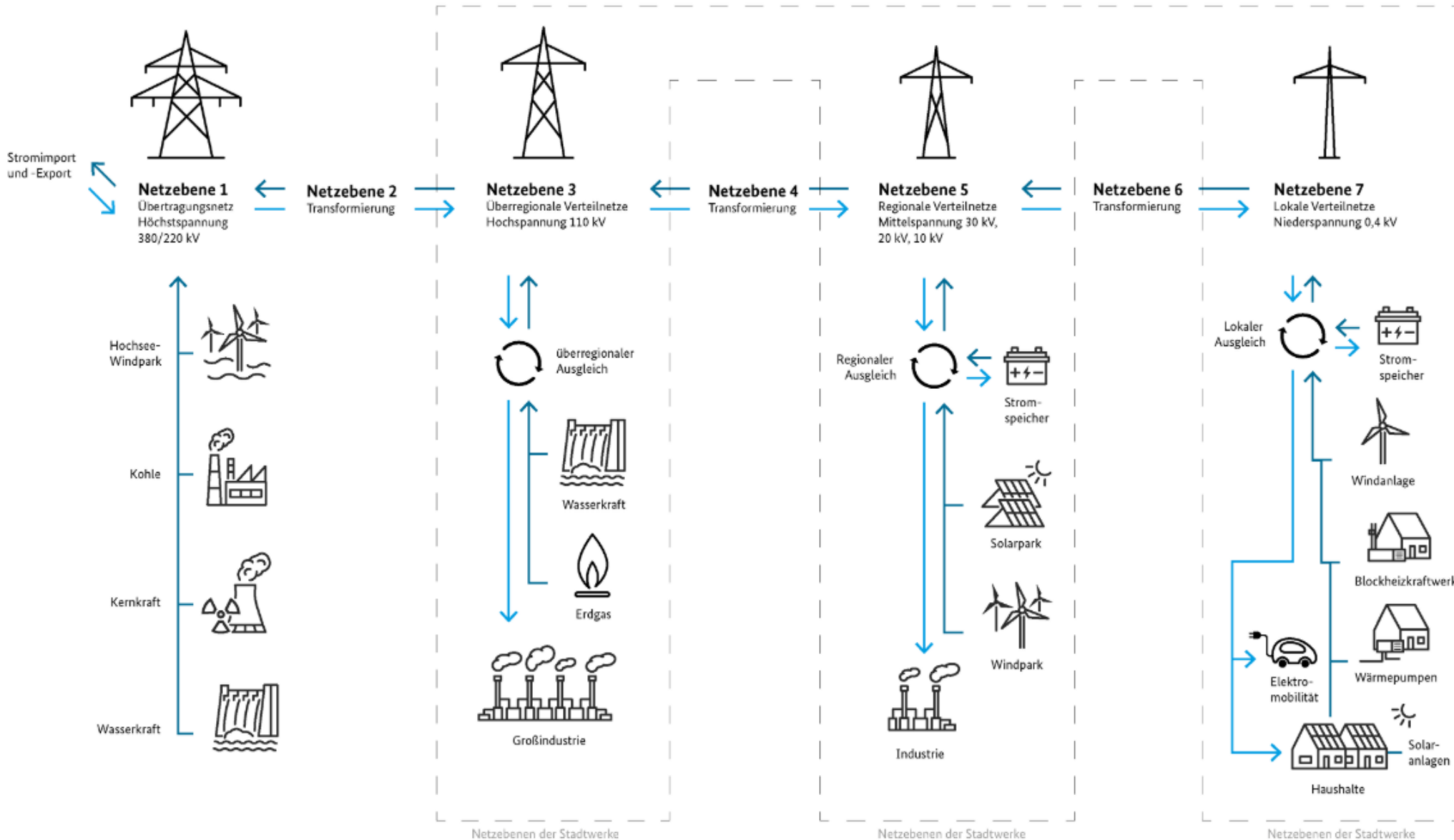
(BNetzA, Orientierungspapier Kostenwälzung)

Ziel:

- eine gleichmäßigere Wälzung der Netzkosten sowie die Vermeidung von Tarifanomalien
- Beispielrechnung Kostenwälzung: [hier](#)

Das deutsche Stromnetz

Netzebenen und Stromfluss

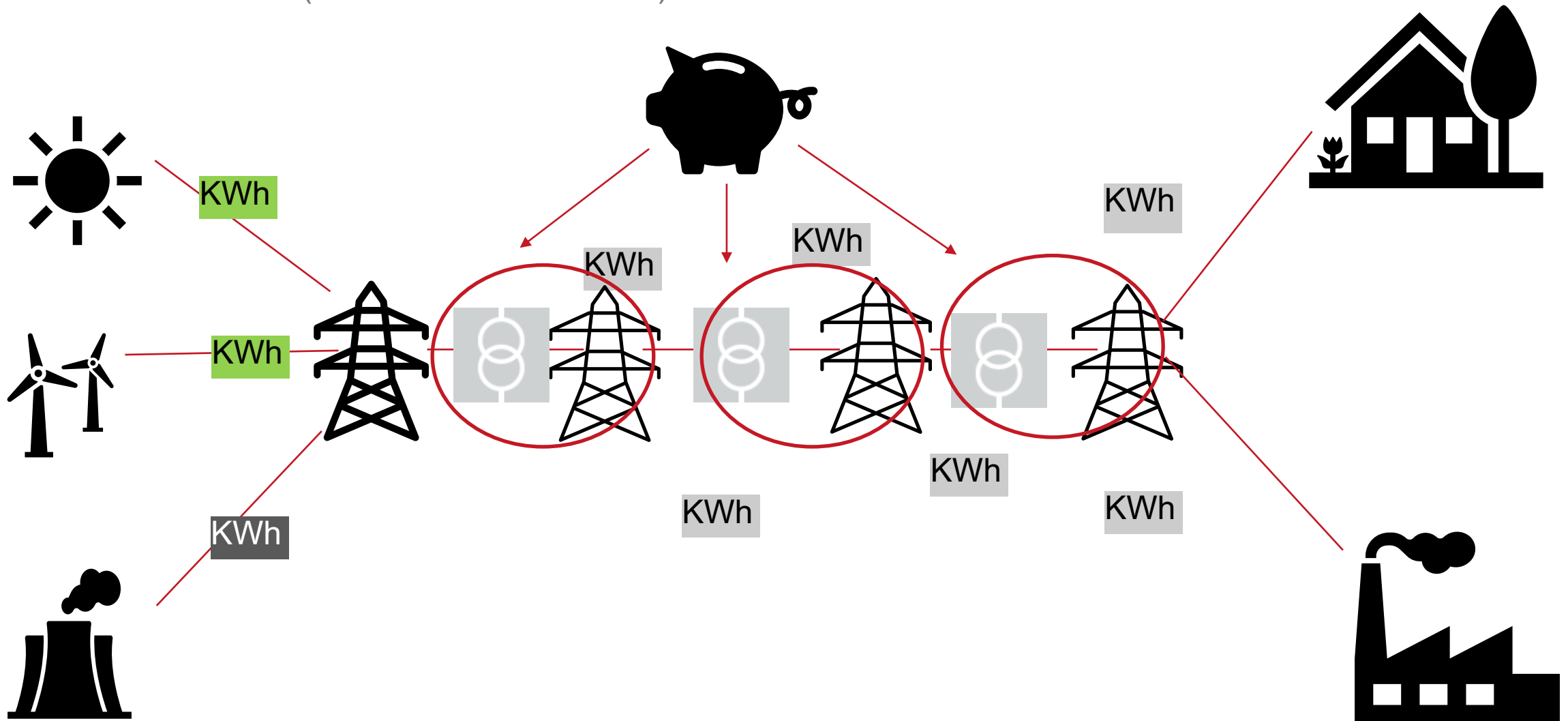


Quelle: SMARD:
Netzebenen, abgerufen
am 28.02.2026

SYSTEMATIK ZUR NETZENTGELTERHEBUNG

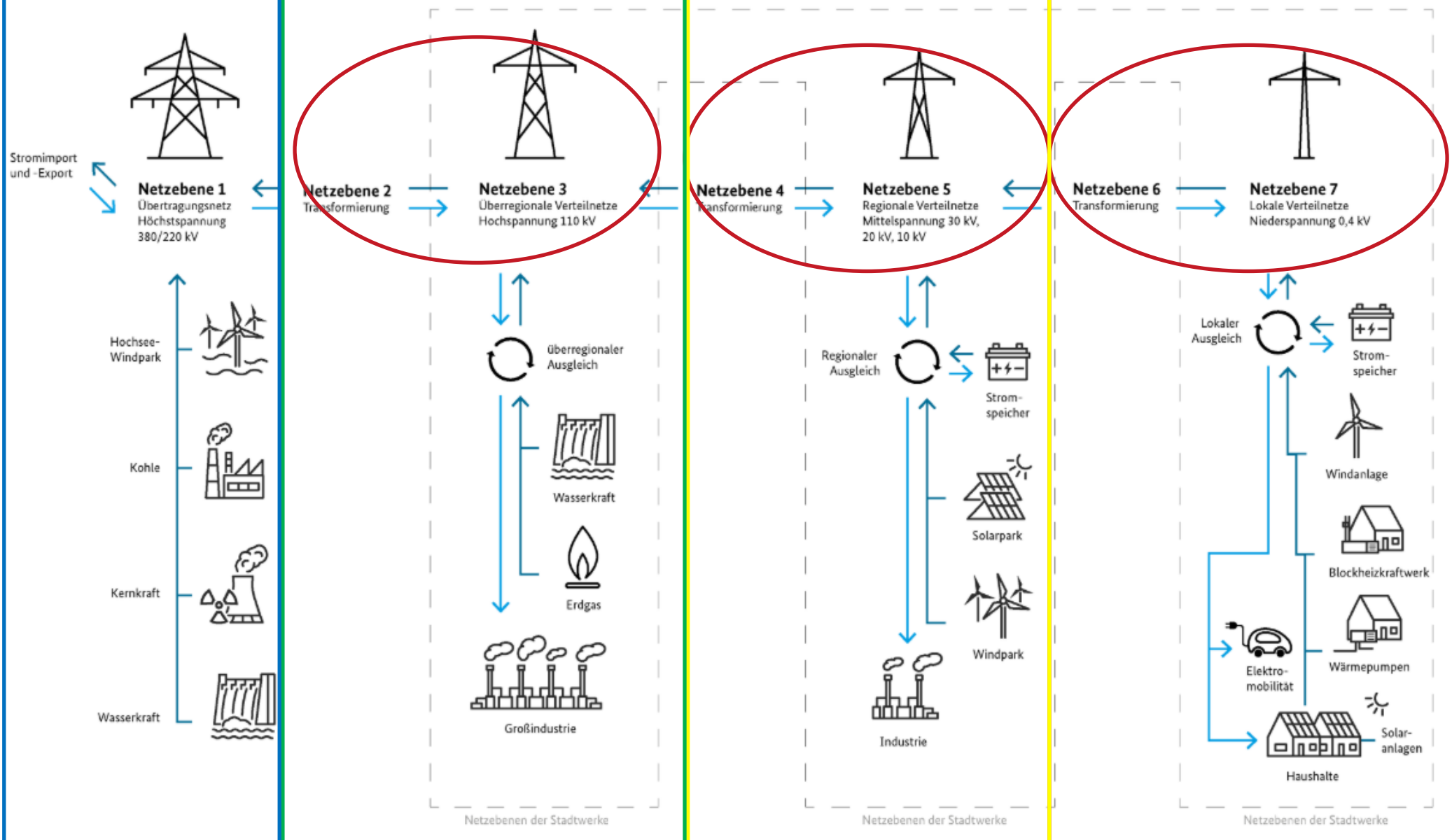
KOSTENWÄLZUNG (STARK VEREINFACHT)

items



Das deutsche Stromnetz

Netzebenen und Stromfluss

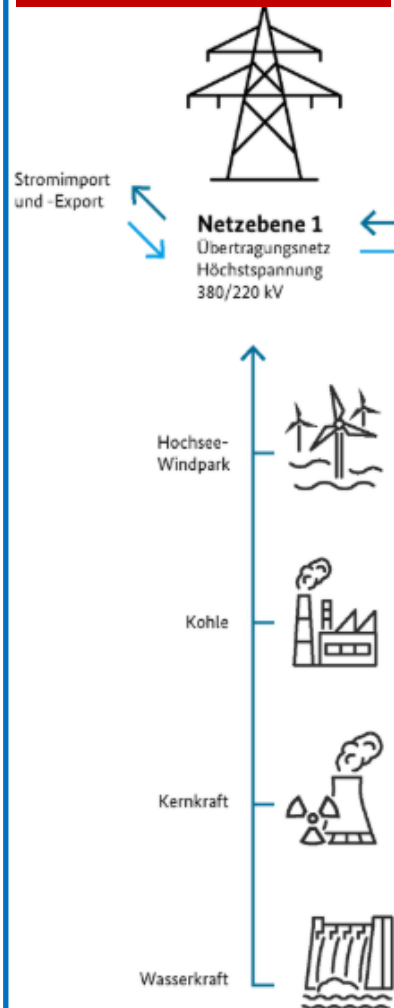


Quelle: SMARD:
Netzebenen, abgerufen
am 28.02.2026

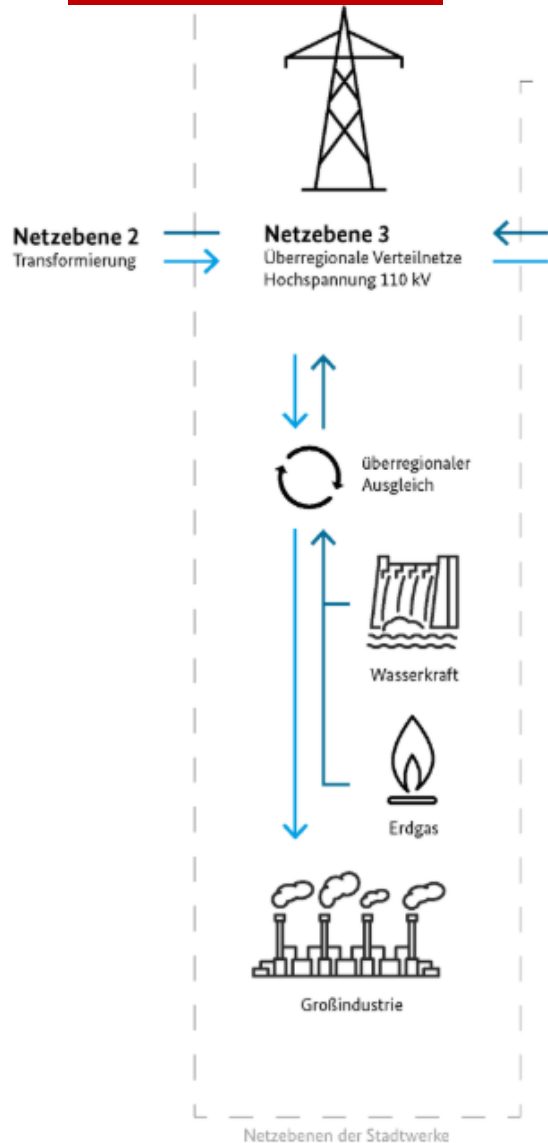
Das deutsche Stromnetz

Netzebenen und Stromfluss

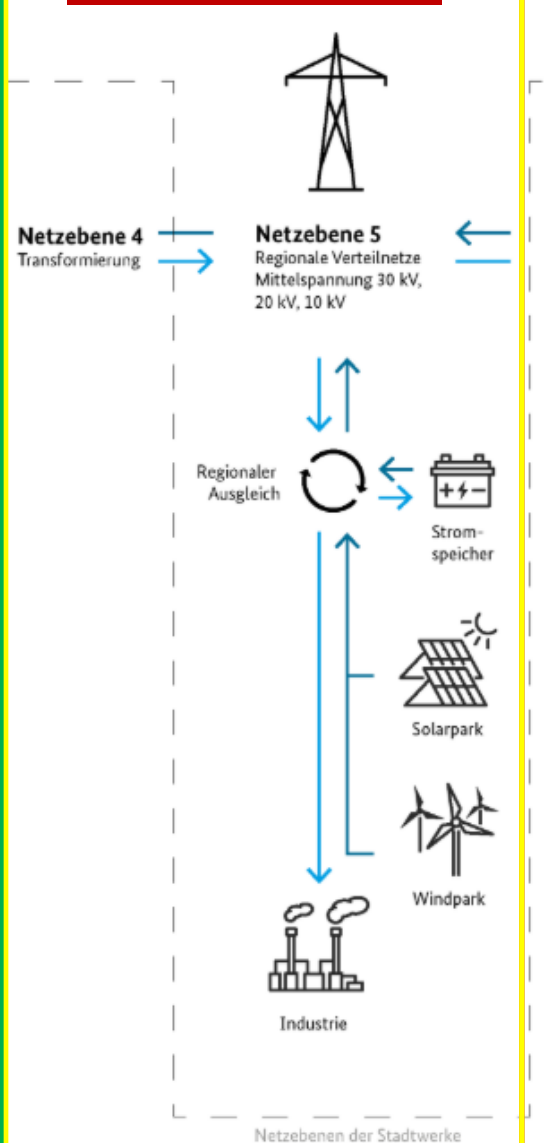
Neue Netzebene 1



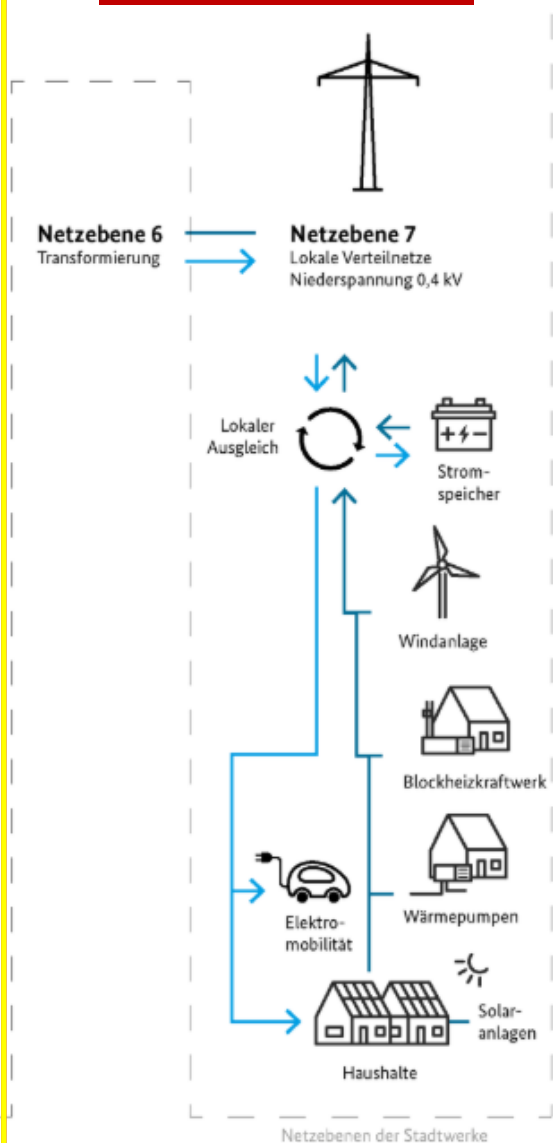
Neue Netzebene 2



Neue Netzebene 3



Neue Netzebene 4





GRUNDPRÄMISSEN

AGNES – KOSTENWÄLZUNG & NETZBEZOGENER ENDVERBRAUCH

Definition Netzbezogener Endverbrauch

Die Summe aller Letztverbraucherentnahmen aus der betreffenden und allen nachgelagerten Ebenen bis zur Niederspannung – unabhängig davon, wie viel Strom tatsächlich aus dem vorgelagerten Netz bezogen wurde.

→ Dezentrale Erzeugung (Solar, Wind) beeinflusst diesen Wert nicht.

Kostenreflexiv

Versorgungsaufgabe orientiert sich am Verbrauch, nicht an Netto-Stromflüssen

EE-unabhängig

Dezentrale Erzeugung verändert den Schlüssel nicht

Keine Tarifanomalien

Kosten steigen mit tieferer Spannungsebene – wie sachgerecht

Stabil & einfach

Kaum Sensitivität bei Leistungsspitzen, kein Pooling-Problem



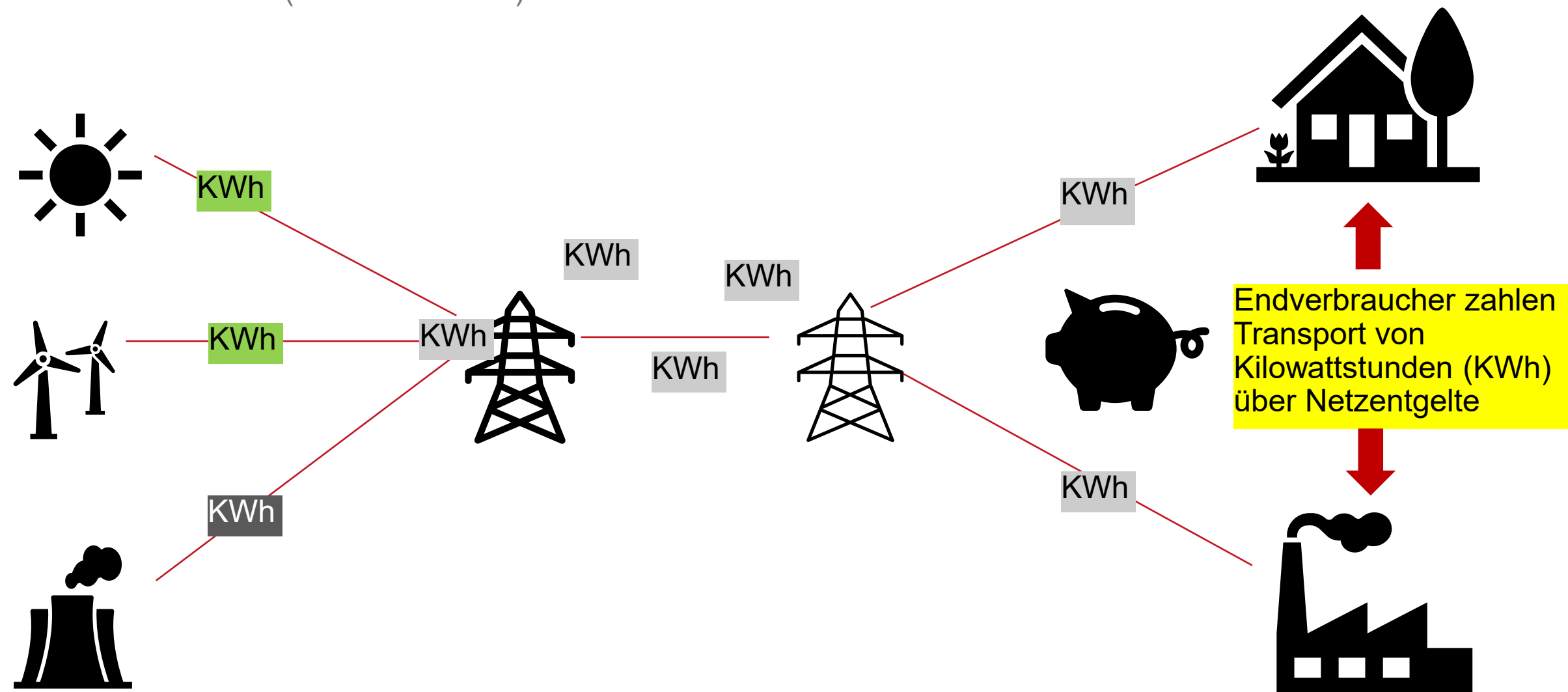
7

ENTGELTE FÜR INDUSTRIE UND GEWERBE

SYSTEMATIK ZUR NETZENTGELTERHEBUNG

BISHERIGE LOGIK (VEREINFACHT)

items



ENTGELTE FÜR INDUSTRIE UND GEWERBE

ALLE INFOS AUF EINEN BLICK

- Diskussionspapier vom September 2025.
- Workshop zum Thema fand am 30.09.2025 statt, Ergebnisse finden Sie hier.
- Die Konsultationsergebnisse finden Sie hier.
- Das BNetzA-Konzept zur Durchführung von Pilotprojekten für Industrienetzentgelte am 19.02.2026 finden Sie hier.

Hintergrund

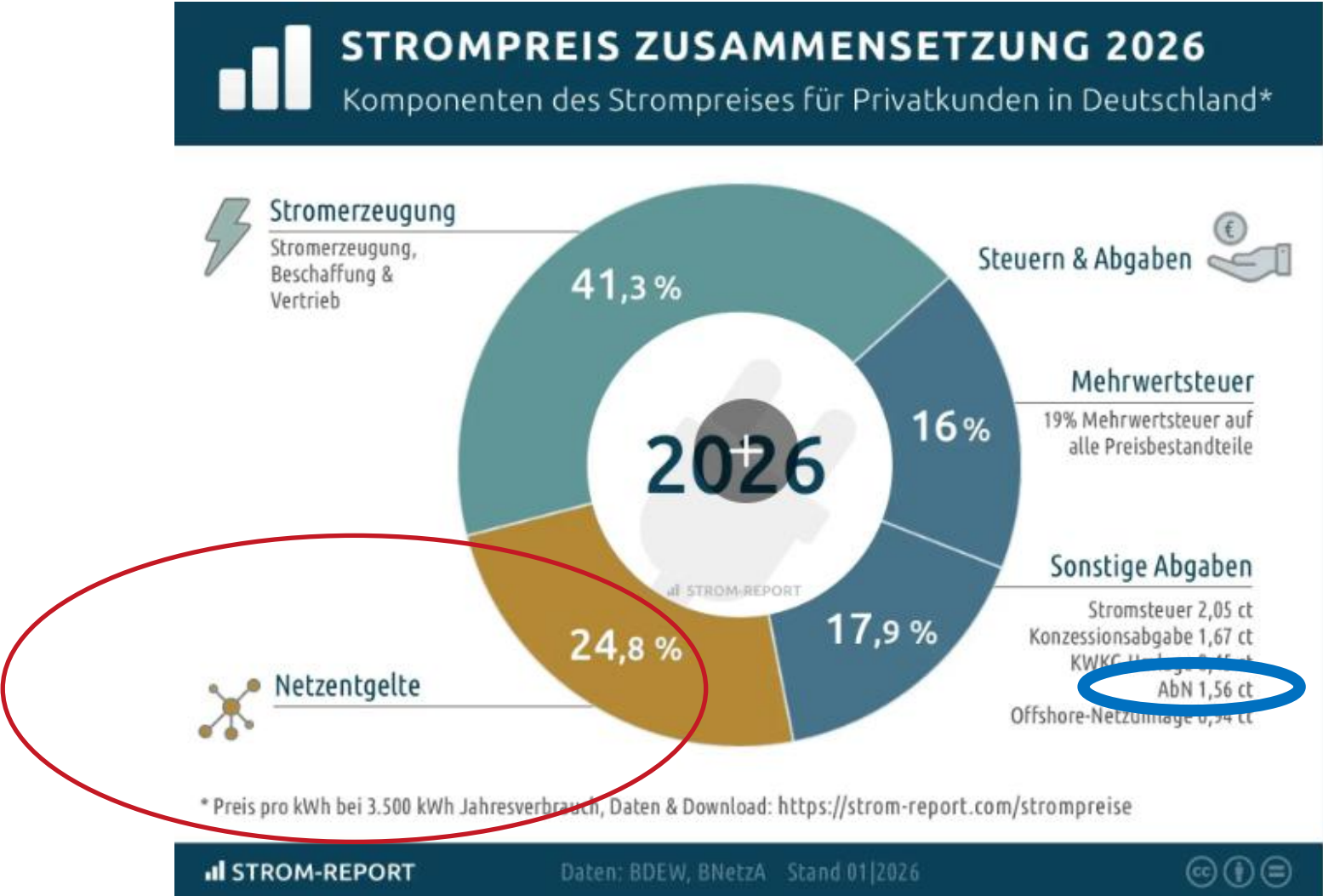
- § 19 Abs. 2 StromNEV: Sondernetzentgelte für stromintensive Industrie und Gewerbe.
- Am 24.07.2024 hatte die Beschlusskammer 4 der BNetzA ein Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Sondernetzentgelte für Gewerbe und Industrie (Az. BK4-24-027) veröffentlicht.
- Die in diesem Verfahren adressierten Themenbereiche werden nunmehr in den AgNeS-Prozess integriert und durch die Große Beschlusskammer behandelt.

Ziel

- Neuregelung statt Abschaffung der Sondernetzentgelte mit neuen (Flexibilitäts-) Anreizmechanismen.

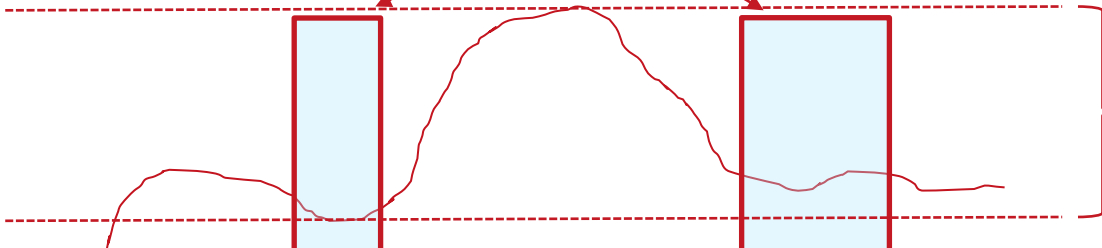
STROMPREIS – ZUSAMMENSETZUNG 2025

KOMPONENTEN STROMPREIS FÜR PRIVATKUNDINNEN IN DEUTSCHLAND



WORUM GEHT ES?

ATYPISCHE ODER INTENSIVE NETZNUTZUNG NACH § 19 ABS. 2 STROMNEV

Intensive Netznutzung → Bandlast	Atypische Netznutzung
Mind. 7.000 Stunden Strombezug pro Jahr und über 10 GWh Jahresverbrauch ≥ 7.000 Stunden/ Jahr: max. 20 % des NNE ≥ 8.000 Stunden/ Jahr: max. 10 % des NNE ≥ 7.500 Stunden/ Jahr: max. 15 % des NNE 0 Std. 8760 Std.	Mind. 7.000 Stunden Strombezug pro Jahr und über 10 GWh Jahresverbrauch Hochlastzeit- fenster  Differenz = Ersparnis bei Leistungs- entgelt 0 Uhr 24 h. Netzbezug kann im Sinne des sog. Jahreshochlastfensters des Netzbetreibers genutzt werden → Lastverschiebung wird belohnt

PILOTPROJEKTE INITIIERT (1/2)

KEINE NEUEN PROJEKTE, SONDERN ZUSATZVEREINBARUNGEN (ZVP) ZU BESTEHENDEN PROJEKTEN

- Ziel: Erprobung alternativer Modelle für atypische und stromintensive Netznutzung.
- Voraussetzungen: Wirksamer Vertrag über individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV zum 31.12.2025.
- Laufzeit, Einstieg & Pflichten:
 - Laufzeit: 6–12 Monate, unterjähriger Einstieg möglich, Beginn: 02/2026.
 - Wesentliche Modellparameter sind vertraglich festzulegen sowie regelmäßige Berichterstattung an die BNetzA.
- Netzentgeltrabatte: Höhe der Reduktion orientiert sich an den historischen prozentualen Rabatten der Abnahmestelle.
- Refinanzierung entgangener Erlöse weiterhin über den Aufschlag für besondere Netznutzung.



PILOTPROJEKTE FÜR INDUSTRIENETZENTGELTE (2/2)

ZWEI THEMENSCHWERPUNKTE

Ziel

Belastbare, praxis-erprobte Erfahrungen und belastbare Erkenntnisse für die künftige Ausgestaltung von Industrienetzentgelten zu gewinnen, u.a. mit Blick auf belastbare Daten

Modell A „Spotmarktorientierte Flexibilität“	Modell B „Netzdienliche Flexibilisierung“
▪ Unternehmen passen ihren Verbrauch kurzfristig an Preisentwicklungen am Strommarkt an. ▪ Sie sollen ihr Abnahmeverhalten tagesaktuell an Spot- oder Intraday-Preisen ausrichten und etwa 3 bis 5 % Flexibilität pro Tag nachweisen.	▪ Der Verbrauch orientiert sich an den Bedürfnissen des Netzes. ▪ Netzbetreiber definieren Hoch- und Niedriglastfenster, innerhalb derer der Strombezug flexibel erfolgen muss. ▪ Vorgesehen ist ein schrittweises Flexibilisierungsband bis 4,5 % bis 2033.

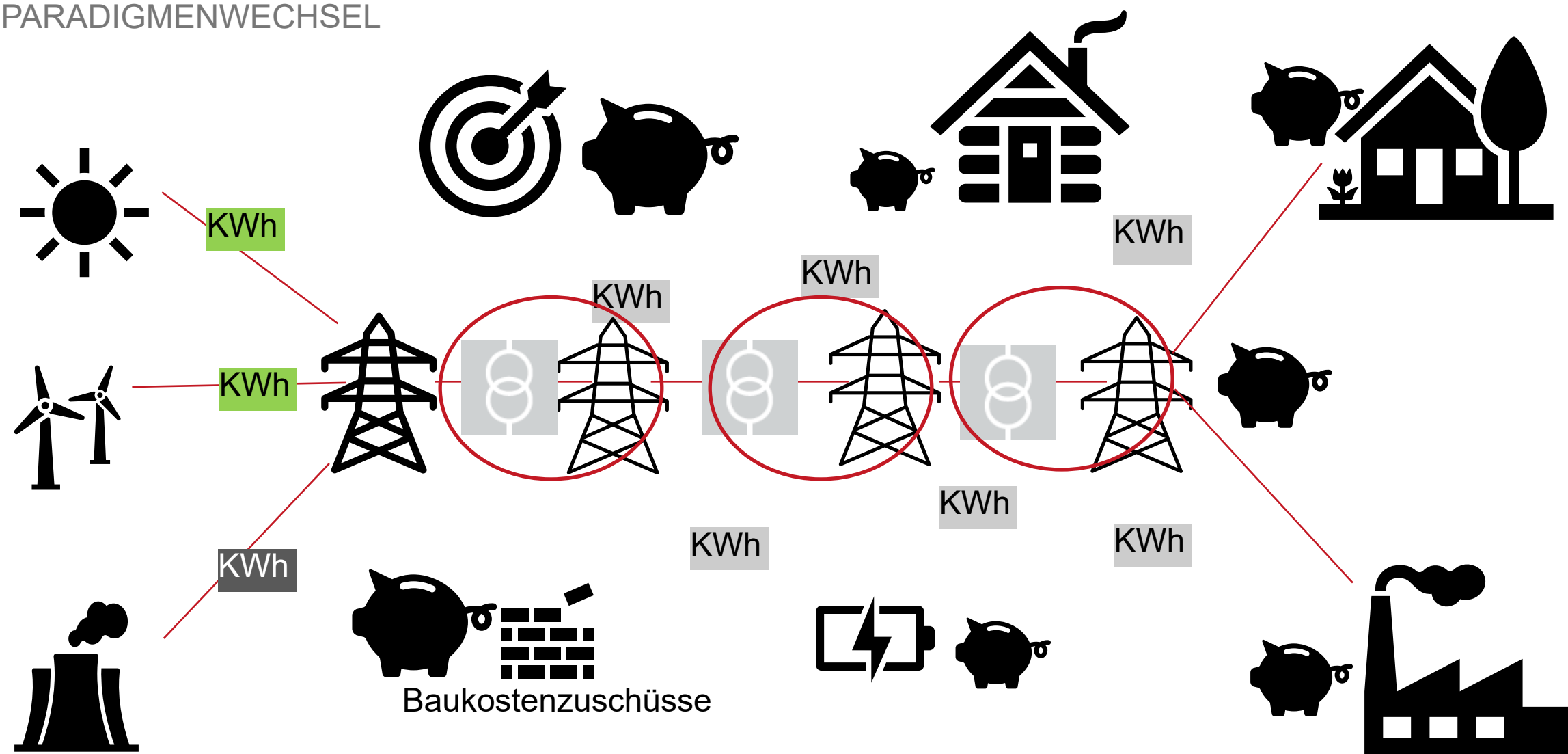
Quelle: Bundesnetzagentur: [Diskussionspapier Entgelte für Industrie und Gewerbe](#), abgerufen am 25.02.2026

FAZIT



SYSTEMATIK ZUR NETZENTGELTERHEBUNG

PARADIGMENWECHSEL



FAZIT: PARADIGMENWECHSEL

ES IST KEINE FRAGE DES WAS, SONDERN DES WIE UND WANN

01

Klare Trennung:
Finanzierungs-
funktion (statisch)
und Anreizfunktion
(dynamisch).

Aber: Welche
konkreten
Anreizfunktionen
zur effizienteren
Netzauslastung?

02

Klare Dynamische
Arbeitspreise:
Zielmodell
engpassschärf,
symmetrisch,
stufenweise
einzuführen.

BKZ: Verpflichtende
Erhebung wird
geprüft; räumliche
Differenzierung
diskutiert.

03

Für Großkunden:
Kapazitäts-modell mit
AP1/AP2 –
Überschreitung
erlaubt, aber rational
bepreist.

Für
Haushaltskunden:
Arbeitspreis bleibt –
plus Lösung für faire
Prosumer-Beteiligung
(Tendenz: höherer
Grundpreis).

04

Wie schnell können
dynamische Entgelte
über alle Ebenen
ausgerollt werden?

Zusammenhang
AgNes, Netzpaket,
EEG, EnWG (Bsp.
Kompetenzen &
Deutungshoheit
BKZs).

05

Sollen
Baukostenzuschüsse
verpflichtend
werden?

Wie wird mit §14a-
Modul 3 in Zukunft
weiter verfahren?



HERZLICHE EINLADUNG ZUR NÄCHSTEN AUSGABE
VON AGNES QUARTERLY ENDE MAI / ANFANG JUNI

ZUSAMMENFASSUNG: AGNES ÜBERBLICK

Thema	Termin	Zeitplan Agnes
Grundmodell für die Niederspannung	Expertenaustausch fand am 19. Dezember 2025 statt	Mai 2025: Eröffnung des Agnes-Verfahrens samt Diskussionspapier
Dynamische Netzentgelte	Expertenaustausch fand am 14. Januar 2026 statt	November 2025: Veröffentlichung von Orientierungspunkten
Speichernetzentgelte	Expertenaustausch fand am 30. Januar 2026 statt	Dezember 2025 – April 2026: Expertenaustausche
Einspeiseentgelte	Expertenaustausch fand am 20. Februar 2026 statt	April/Mai 2026: Zwischenstand
Kostenwälzung	Expertenaustausch fand am 10. März 2026 statt	Juni/Juli 2026: Festlegungsentwurf
Industriernetzentgelte	Expertenaustausch am 30. April 2026	November/Dezember 2026: Finale Festlegung

Tabelle: Andreas Baumer/ZFK • Quelle: BNetzA • [Daten herunterladen](#) • Erstellt mit [Datawrapper](#)



NÄCHSTES AGNES QUARTERLY

ENDE MAI / JUNI 2026

items



Dr. Wolfgang Fritz

Geschäftsführer, Consentec GmbH

10:30 – 11:00 Uhr

»Netzentgeltsystematik für Verbraucher, Speicher und Einspeiser – Stand der Debatte und zukünftige Anforderungen an die Netzbetreiber«

Dr. Wolfgang Fritz | Geschäftsführer, Consentec GmbH

→ Weitere [Infos & Anmeldung](#)



#ESW

items

23.-24. September 2026

VOM BLACKOUT ZUM ENERGIESYSTEM:

GRUNDLAGENWERKSTATT FÜR KOMMUNALE ENERGIEVERSORGER

– VON DER THEORIE IN DIE PRAXIS

Was könnt Ihr erwarten?

- 16 Stunden, Vor-Ort Termin für neue KollegInnen und QuereinsteigerInnen und alle, die ihr Wissen auf den neuesten Stand bringen wollen
- **Anschauliche Grundlagen** zu Aufgaben, Funktion und Organisation von Stadtwerken und Netzbetreibern, die Verantwortlichkeiten und das Zusammenspiel der unterschiedlichen Marktrolle, die Funktion und das Funktionieren des Energiemarktes und der Sektoren Strom, Wärme, Gas und Verkehr und ihrer politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen

- **Praxisorientierte Beispiele** aus der Energiewirtschaft
- **Gruppenarbeiten, Reflexionen & Fallstudien**, um nachhaltiges Verstehen zu ermöglichen
- **Viel Raum für Ihre Fragen** und Anwendung im Joballtag.
- Idee: Angebot eines kürzeren „Refresher-Kurs“ für bereits erfahrende KollegInnen

→ weitere [Infos und Anmeldung](#)

ENWIKO

ENERGIEWIRTSCHAFTSKOMPASS



Schnell und einfach informiert sein:

Keine aufwendige Recherche mehr – wir liefern die relevanten Änderungen direkt in Ihr Postfach, praxisrelevant aufbereitet.

Fundierte Entscheidungsgrundlagen:

Mit dem aktuellen Wissen über regulatorische Neuerungen können Geschäftsstrategien optimal entwickelt und angepasst werden.

Originaldokumente unmittelbar zugänglich:

Schlüsseldokumente und Leaks wie z.B. Gesetzesnovellen, bisher noch nicht veröffentlichte Entwürfe, BNetzA-Festlegungen, Grundsatzpapiere, etc. situativ und unkommentiert sofort in Ihrem Postfach.

Zeitersparnis produktiv nutzen:

Wir behalten für Sie die rechtlichen Rahmenbedingungen im Blick und stehen für ein persönliches Sparring gern zur Verfügung.

Bei Interesse schreibt Euch gern [hier](#) ein.

ENERGIEPERSPEKT IM DIALOG

VIDEOEINBLICKE ZU SCHLÜSSELTHEMEN DER ENERGIEWIRTSCHAFT

Staffel 1: Messwesen

Staffel 2: Energiespeicher:

→ [Hier geht es zu den Videos](#)



EnergiePerspekt im Dialog Staffel 2 – Teil 7:
Bidirektionales Laden – Vision oder Realität?

EnergiePerspekt im Dialog Staffel 2 – Teil 7:
Bidirektionales Laden – Vision oder Realität? Folge 7 der
neuen Staffel von „EnergiePerspekt im Dialog“, die sich

WEITERLESEN »

8. April 2026 • Keine Kommentare



EnergiePerspekt im Dialog Staffel 2 – Teil 6: Technik II –
Wärme

EnergiePerspekt im Dialog Staffel 2 – Teil 6: Technik II –
Wärme Folge 6 der neuen Staffel von „EnergiePerspekt
im Dialog“, die sich vollständig dem

WEITERLESEN »

1. April 2026 • Keine Kommentare



EnergiePerspekt im Dialog Staffel 2 – Teil 5: Speicher in
der Industrie

EnergiePerspekt im Dialog Staffel 2 – Teil 5: Speicher in
der Industrie Folge 5 der neuen Staffel von
„EnergiePerspekt im Dialog“, die sich vollständig dem

WEITERLESEN »

26. März 2026 • Keine Kommentare



EnergiePerspekt im Dialog Staffel 2 – Teil 4: Technik I –
Kurz-, Mittel- und Langfristspeicher

EnergiePerspekt im Dialog Staffel 2 – Teil 4: Technik I –
Kurz-, Mittel- und Langfristspeicher Folge 4 der neuen
Staffel von „EnergiePerspekt im Dialog“, die

WEITERLESEN »

18. März 2026 • Keine Kommentare



EnergiePerspekt im Dialog Staffel 2 – Teil 3:
Goldgräberstimmung oder Energierelevanz?

EnergiePerspekt im Dialog Staffel 2 – Teil 3:
Goldgräberstimmung oder Energierelevanz? Folge 3 der
neuen Staffel von „EnergiePerspekt im Dialog“, die sich
vollständig dem Thema

WEITERLESEN »

11. März 2026 • Keine Kommentare



EnergiePerspekt im Dialog Staffel 2 – Teil 2: Was ist ein
Speicher – juristisch gesehen?

EnergiePerspekt im Dialog Staffel 2 – Teil 2: Was ist ein
Speicher – juristisch gesehen? Folge 2 der neuen Staffel
von „EnergiePerspekt im Dialog“, die

WEITERLESEN »

3. März 2026 • Keine Kommentare



Dr. Constanze Adolf

Leiterin Stabsbereich Energiewirtschaft: Strategie & Wissen

Hafenweg 7 – 48155 Münster

Unter den Linden 21 - 10117 Berlin

Fon: +49 251 20 83 26 94

Mobil: +49 152 52 37 56 39

www.itemsnet.de