

Systemkosten der Energiewende – Herausforderungen und Lösungsansätze

Dr. Holger Klaassen

Director

Corporate Energy & Climate Affairs

Next.Energy 17.03.2026 in München

 **Aurubis**



Aurubis: Wir sind der weltweit führende Experte für Metalle



> 2,2 Mio. t

Bergbaukonzentrate und



> 1 Mio. t

an Recyclingmaterialien werden jährlich von Aurubis verarbeitet



Das weltweit führende Unternehmen im Kupferrecycling



~1,1 Millionen

Produzierte Kathoden p.a.



verschiedene Metalle werden von Aurubis zurückgewonnen

~7.000

leidenschaftliche Menschen



373 Mio. €

operatives EBT im Geschäftsjahr 2024/25



CO₂ -Fußabdruck von Aurubis: Deutlich niedriger als der Branchendurchschnitt

Kupferkathoden

(in kg CO₂ eq./t Cu)

Globale Industrie
Durchschnitt

2013: 4.027

-5%

2019: 3.965



Aurubis

2013: 2.300

-36%

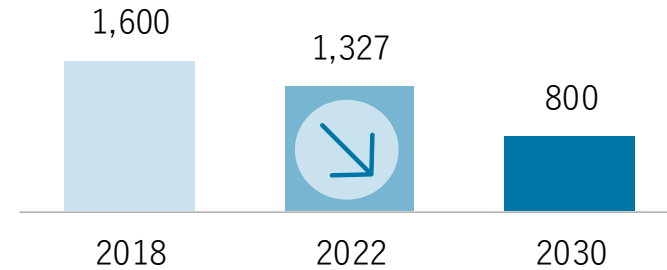
2023: 1.377



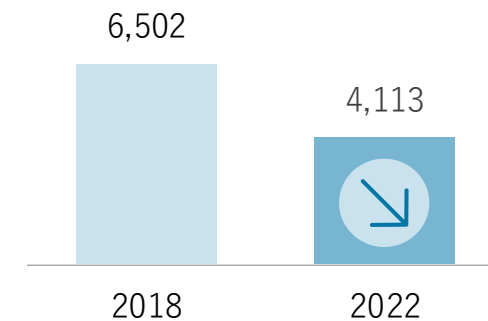
Hinweis: Die Umweltprofile wurden durch den TÜV Nord Cert nach DIN EN ISO 14040:2021 und DIN EN ISO 14044:2021.N verifiziert

Quelle: International Copper Association 2019, Aurubis LCA 2021

Absolute CO₂-Emissionen Scope 1+2 in kt



CO₂-Emissionen Scope 3 (in kt)



85 % unseres
Primärkupferprozesses
wurden elektrifiziert

30 % unseres
Strombedarfs werden für
Umweltschutzmaßnahmen
verwendet

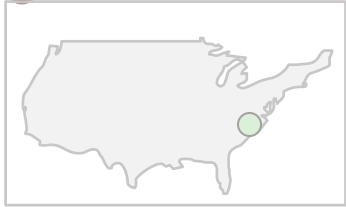
40 % weniger CO₂-
Emissionen aus der
Kupferproduktion



Insgesamt sparen Aurubis-Produkte im Vergleich zum weltweiten Durchschnitt fast 4 Mio. t CO₂/Jahr ein. Aurubis strebt kontinuierlich **eine höhere** Energieeffizienz und **niedrigere** CO₂-Emissionen an.

Aurubis Hüttenstandorte

- Zentrale
- Primärkupfer
- Recycling/Edelmetalle
- Kupferprodukte



Aurubis: Metalle für eine innovative Welt

Erneuerbare Energien & E-Mobilität



Sicherheit & Unabhängigkeit



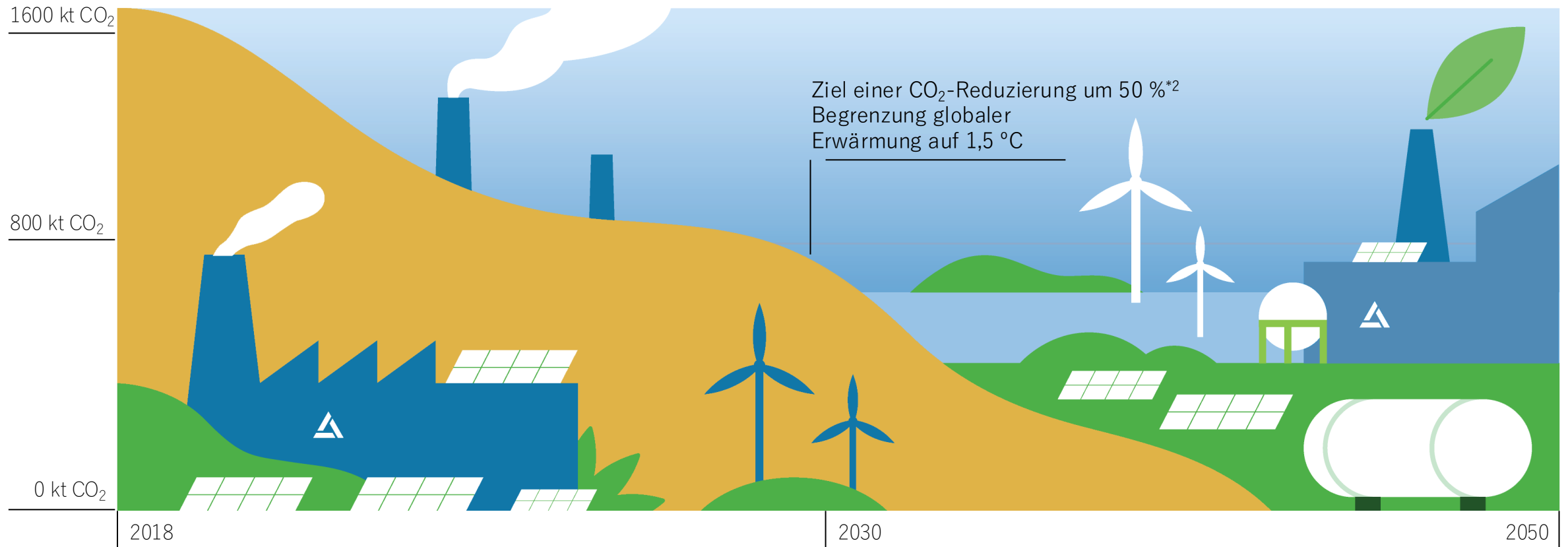
KI- und Datenzentren



Infrastruktur

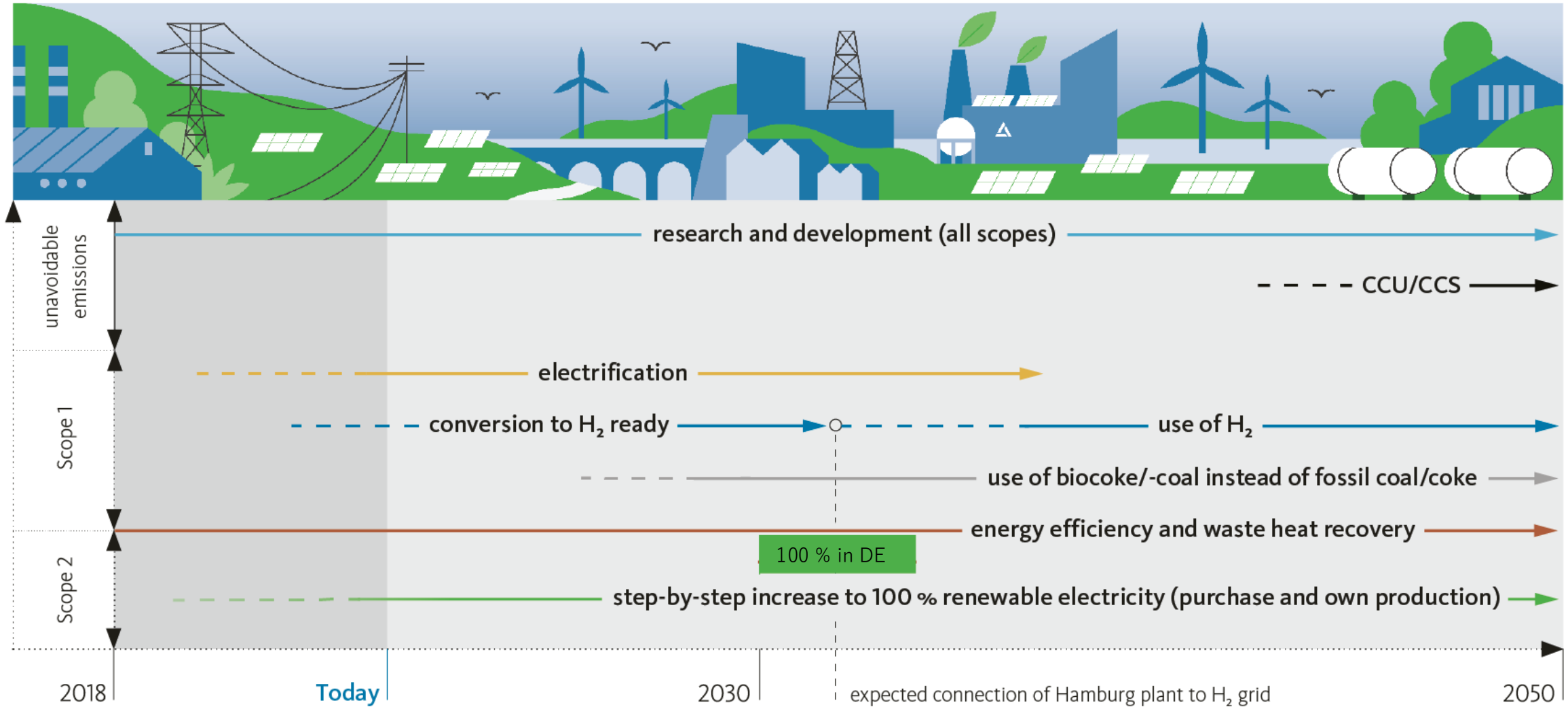
Aurubis auf dem Weg zur CO₂-Neutralität

Wir streben eine CO₂-neutrale Produktion vor 2050 an. Für viele unserer Metalle erreichen wir bereits einen CO₂-Fußabdruck, der weniger als halb so groß ist wie der weltweite Durchschnitt.*¹



¹ Website LCA ² SBTi certified

Aurubis auf dem Weg zur CO₂-Neutralität



Die Kupferproduzenten sind Preisnehmer, sie können die Regulierungskosten nicht an die Kunden weitergeben

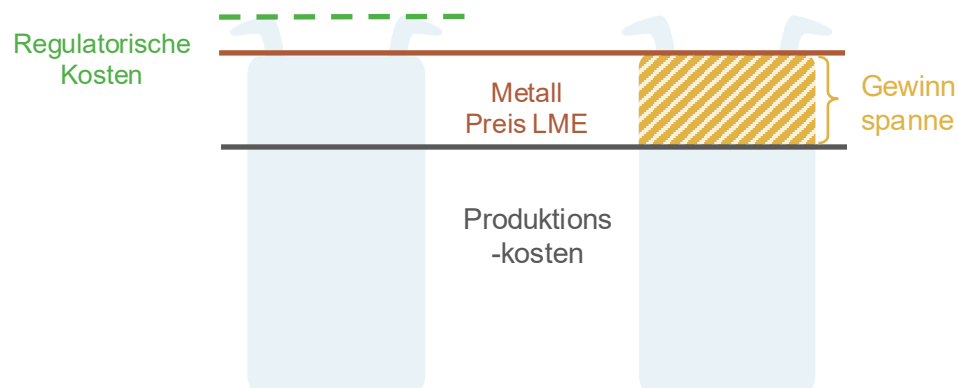


London Metal Exchange (LME) legt globalen **Kupferpreis fest**

Wie funktioniert das?

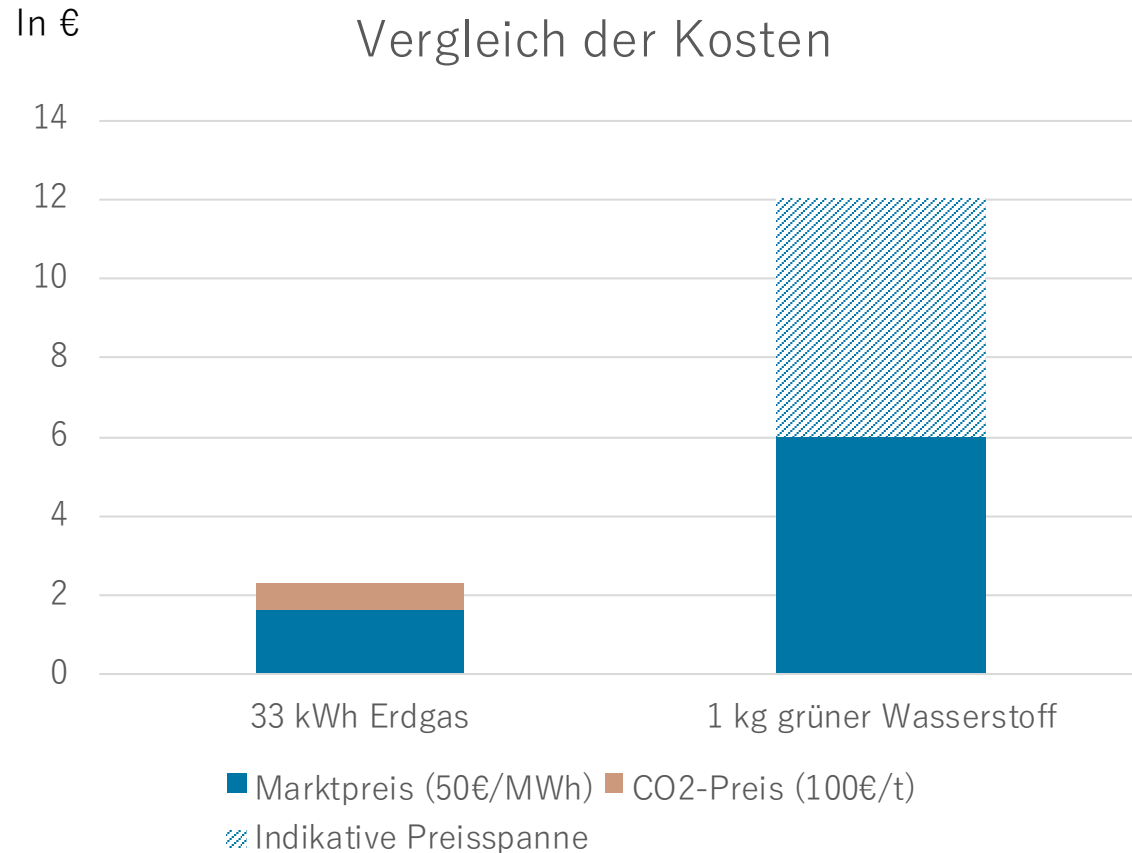
Die Futures- und Optionskontrakte der LME basieren auf **der physischen Abwicklung** durch die Übertragung des Eigentums an Metalllagern in >500 von der LME zugelassenen Lagern an 39 Standorten in **Europa, Asien und Nordamerika**.

- Der "LME-Preis" spiegelt nicht die regulatorischen Kosten wider, wie z. B. die Kosten, die durch das EU-ETS verursacht werden
- Die Kupferkathode ist ein homogenes Material mit der gleichen Qualität, egal wo es hergestellt wird
- **Die Einnahmen der Hütten und Raffinerien sind auf globaler Ebene festgelegt** = Die Aufbereitungsgebühr (für Kupferkonzentrate) und die Raffinationsgebühr (für Kupferblisters)
- **EU-Unternehmen tragen alle Kosten**, einschließlich der Regulierungskosten, **aus den gleichen Einnahmen wie globale Wettbewerber**



» Solange die Regulierungskosten in der EU höher sind als die Regulierungskosten in Drittländern, verringert dies die Wettbewerbsfähigkeit der EU-Produzenten erheblich

Der Preis für (grünen) Wasserstoff ist nicht einmal annähernd wettbewerbsfähig



- Allein die Betriebskosten sind 3-4 Mal höher als die von fossilem Gas plus CO₂-Zertifikaten
- Grüner Wasserstoff führt zu CO₂-Vermeidungskosten von 500-1.250 \$/t CO₂
- Selbst wenn in einigen Regionen 2 €/kg produziert wird, werden die Transportkosten den Preis erheblich erhöhen
- Regulatorik muss einfacher werden und günstige Produktion ermöglichen (RED II)
- Förderinstrumente für höhere OPEX-Kosten sind notwendig!
- Die Logistik der Wasserstoff-Lieferkette sollte von den Anbietern berücksichtigt werden – > wir benötigen Wasserstoff der über das Kernnetz an die Anlagen geliefert wird.

Erwartete Netzausbaukosten



» Die erwarteten Netzausbaukosten bis 2045 betragen je nach Schätzung zwischen 460 Mrd. und 1.200 Mrd. EUR. Auch die Betriebskosten werden steigen.

Studie ef.Ruhr EWI Uni Köln

Zusätzliche Netzkosten durch Ausbau

Eigene Berechnungen der Aurubis AG und die Studie der ef.Ruhr und EWI Uni Köln aus 2024 kommen zu dem Ergebnis, dass:

- Industrienetzentgelte um ca. 7 ct/kWh
- Gewerbenetzentgelte um ca. 15 ct/kWh
- Privathaushalte um ca. 18 ct/kWh

im Mittel also um 14 ct/kWh steigen könnten.

Ein solches Niveau wäre ohne Entlastungen wie die Bandlastregelung nicht verkraftbar.

Berechnet mit rd.
700 Mrd. €
Netzausbaukosten

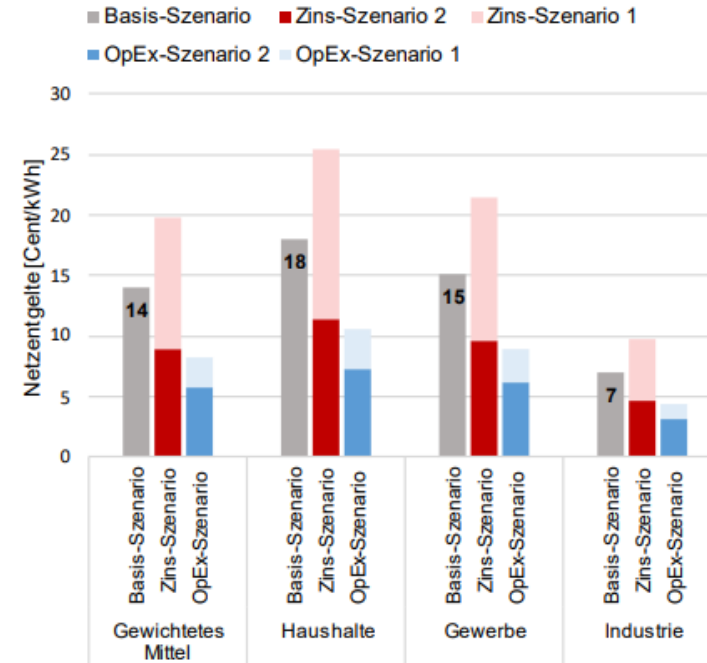
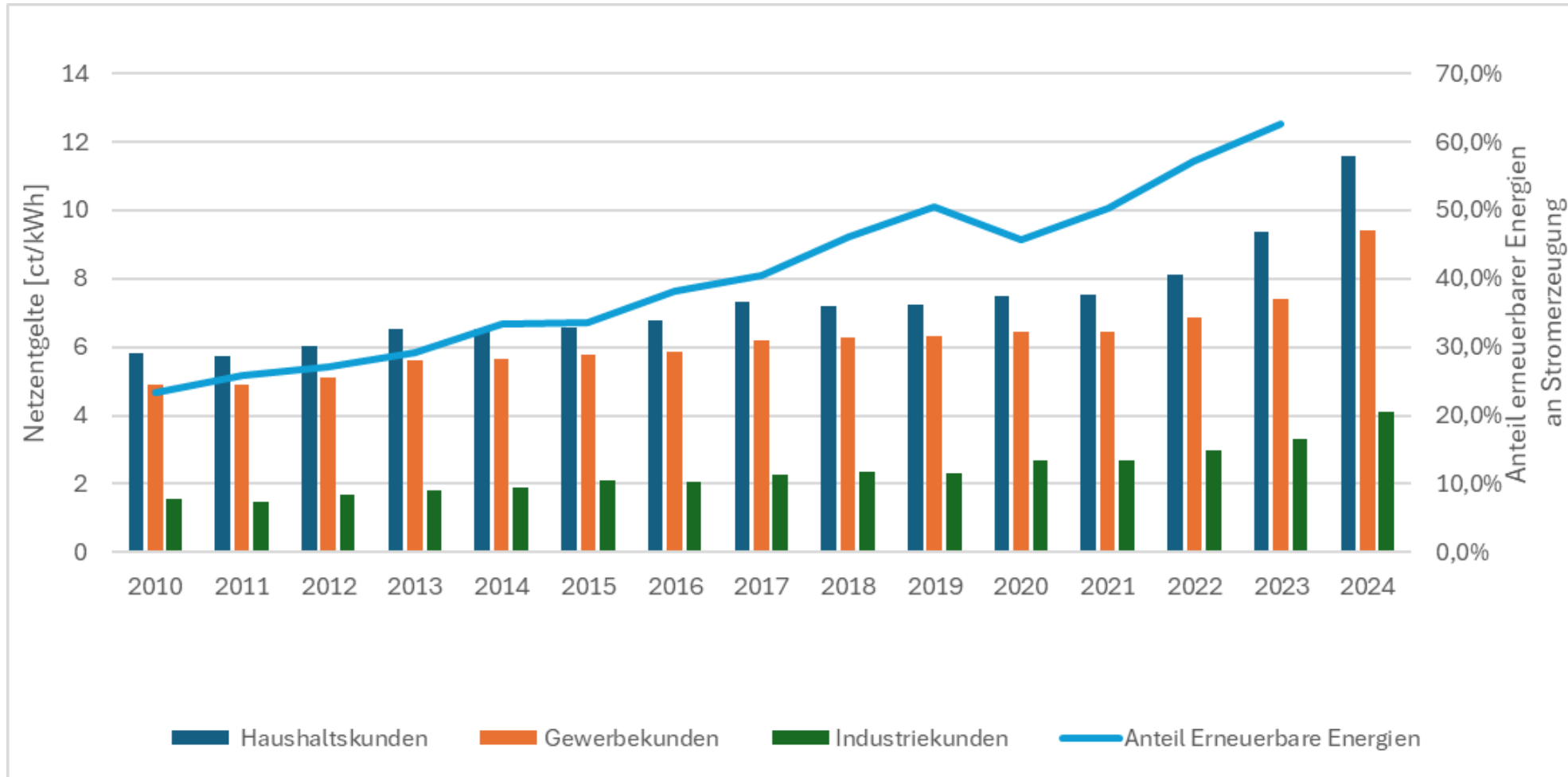


Abbildung 6: Möglicher Anstieg der Netznutzungsentgelte in Deutschland im Jahr 2045 gegenüber 2023 über verschiedene Szenarien

Ausgehend von der heute angelegten Kapitalverzinsung wurden eine Niedrig- und eine Hochzinssensitivität untersucht. Darüber hinaus gehen die OpEx-Szenarien von sinkenden relativen Betriebskosten (gegenüber dem Kapitalstock) im Vergleich zu heute aus. Die getroffenen Annahmen in den verschiedenen Szenarien sind in Kapitel 4.3. detailliert erläutert. Die projizierten Netzausbaukosten in Deutschland zum Jahr 2045 würden im Basis-Szenario eine Steigerung der Netzentgelte von 14,0 Cent/kWh im gewichteten Mittel⁷, 18,0 Cent/kWh für Haushaltskunden, 15,2 Cent/kWh für Gewerbekunden und 7,0 Cent/kWh für Industriekunden implizieren.

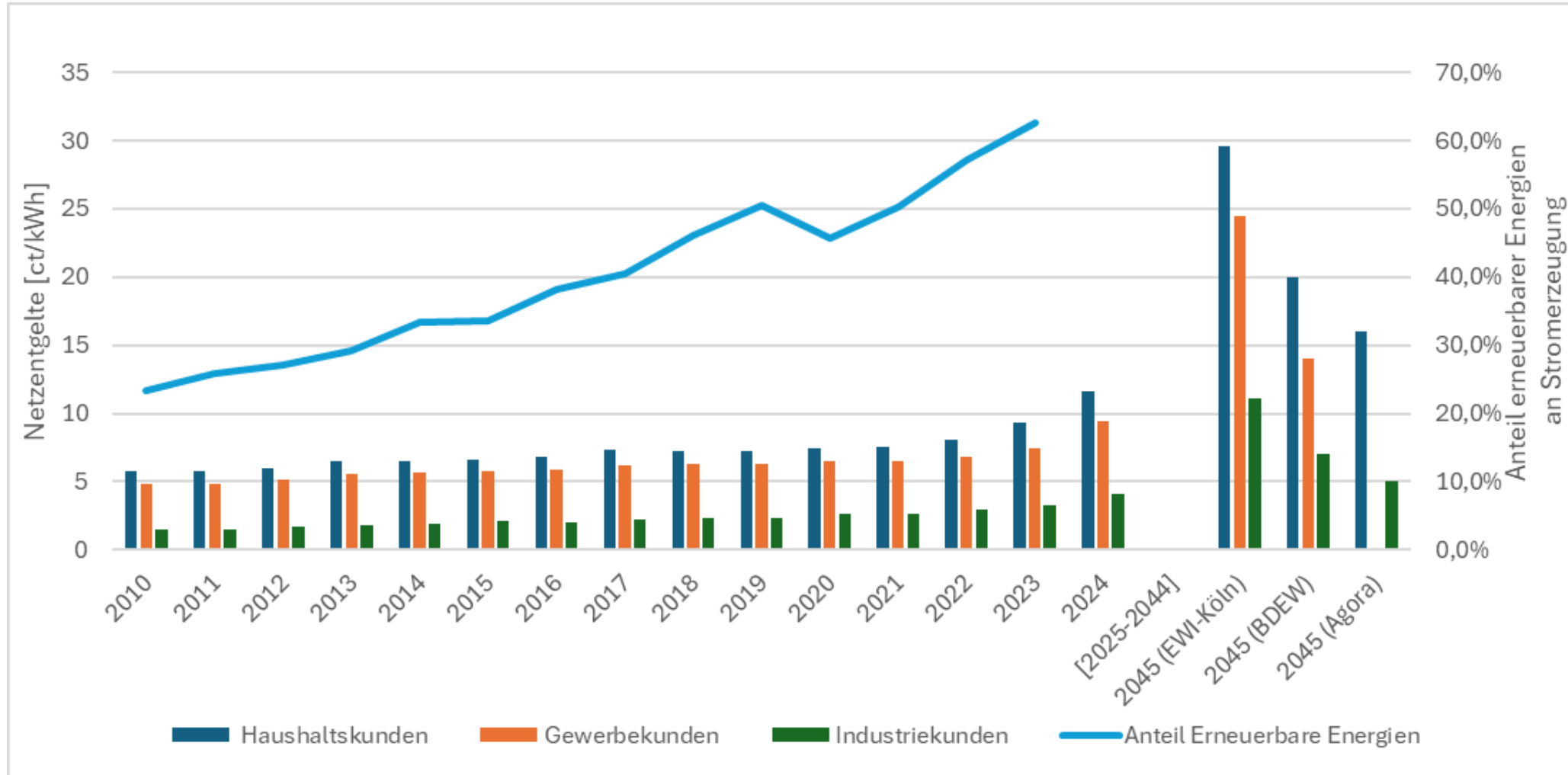
https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf

Entwicklung der Netzentgelte im Vergleich zum Anteil Erneuerbarer



Statista 2025 - Netzentgelte für Strom in Deutschland nach Kundengruppe von 2010 bis 2025 | [Netzentgelt für Strom nach Kundengruppe in Deutschland 2025 | Statista](#)
Statista 2025 - Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2004 bis 2024 | [Erneuerbare Energien - Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland | Statista](#)

... mit Prognose 2045



Statista 2025 - Netzentgelte für Strom in Deutschland nach Kundengruppe von 2010 bis 2025 | [Netzentgelt für Strom nach Kundengruppe in Deutschland 2025 | Statista](#)
 Statista 2025 - Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2004 bis 2024 | [Erneuerbare Energien - Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland | Statista](#)

Fazit: Netzkosten und –entgelte werden entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie!



In der Vergangenheit kostenoptimales Netz

- Bedarfsgerechte Kapazität (verbrauchsorientiert)
- Hohe und betriebswirtschaftlich effiziente Auslastung (Grundlastkraftwerke und Bandlastkunden)



Künftiges System?

- Auf Peak-Erzeugung ausgelegte (Über-)Kapazität (dargebotsorientiert)
- Schwankende Auslastung und geringere Kosteneffizienz
- Netzkosten werden der (mit Abstand!) größte Kostenfaktor im Strompreis sein
- Ohne ein effizientes Netz wird Deutschlands Stromsystem nicht international wettbewerbsfähig sein können



Zielbild:

- Trotz zunehmenden Anteils volatiler erneuerbarer Erzeugung sollte das Netz möglichst kosteneffizient ausgelegt und betrieben werden.
- Vermeidung von Überkapazitäten und hohe Auslastung sicherstellen

Bisherige Diskussion:

„Erneuerbare senken
den Strompreis →
Schneller ausbauen!“

„Bandabnahme
verursacht Kosten im
Netz!“

„Die hohen Stromkosten
kommen nicht von
Erneuerbaren sondern
aus dem Netz“

„Verbraucher müssen
flexibler werden“

Fehlanreize im derzeitigen System

Starre Bandlastregelung verhindert derzeit zu gewissen Zeiten systemdienliche Flexibilität

- Neue Lastspitzen bei viel EE-Erzeugung und geringen/negativen Preisen wirken sich negativ auf die Berechnung der 7.000 Vollbenutzungsstunden aus
- Ebenso Lastreduktion zu Zeiten hoher Preise/Dunkelflauten

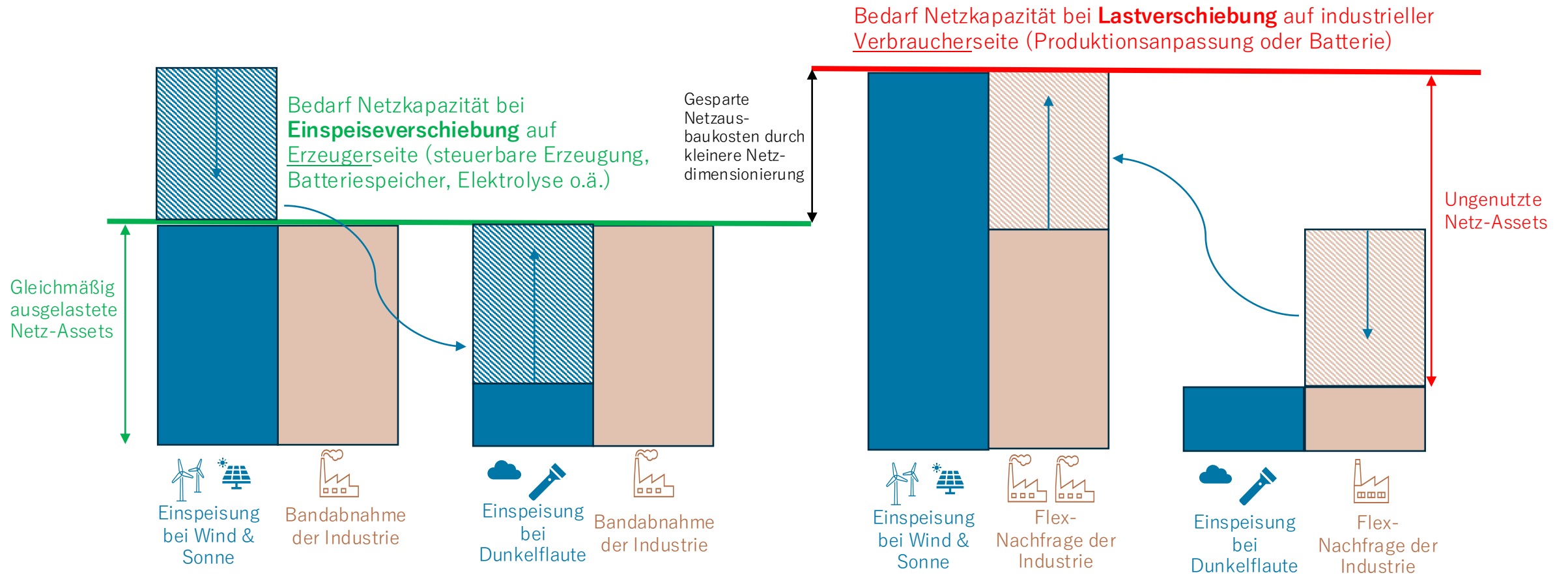
Erneuerbare Erzeuger haben keinerlei Anreize zu systemdienlichem Verhalten

- EE verursachen hohe Netzausbaukosten und zahlen derzeit KEINE Netzentgelte
- Kein Anreiz in die Nähe der Verbraucher oder in Netzgebiete mit freien Kapazitäten zu ziehen (Ertrag geht über Systemdienlichkeit)
- Einspeisegarantie und garantierte Vergütung geben keinerlei Anreiz, Strom zu produzieren, wenn dieser auch gebraucht wird, bzw. ihn selbst bis zu diesem Zeitpunkt zwischenzuspeichern.



Reformbedarf sowohl bei der Bandlastregelung als auch bei der Beteiligung von EE-Erzeugern an den Netzkosten!

Einfluss räumlich optimierter Flexibilitäten auf die Netzkosten



» Die Beibehaltung bandförmiger Lastprofile sorgt durch Vermeidung von Lastspitzen für eine gleichmäßige und wirtschaftlich optimale Auslastung der Netzassets und vermeidet somit den Aufbau teurer Überkapazitäten!

Warum könnten Einspeisernetzentgelte einen Beitrag leisten?

Transparenz über Kostenverursachung im Netz

- Die Allokation der im Netz entstehenden Kosten bei den Kostenverursachern ermöglicht ehrlichere Debatte über die Gesamtkosten verschiedener Erzeugungsformen (Gestehung UND Systemkosten)

Anreize zu systemdienlichem Verhalten

- Regionale Verteilung optimieren (Nähe zu Lastzentren, aufnahmefähigen Netzknoten, etc.)
- Bedarfsgerechtere/konstantere Erzeugung anreizen
 - variable Ausrichtung von Solarpanels
 - Standorte von Windkraftanlagen
 - Pooling von Wind- und Sonnenenergie an einem Standort
 - Belohnung grundlastfähiger bzw. steuerbarer EE-Erzeuger (Biomasse, Wasserkraft, Wasserstoff, ggf. Kernfusion, etc.)
- Bedarfsgerechte/konstantere Einspeisung anreizen
 - Kombination mit Speichern oder PtX-Anlagen

Wie müssten Einspeisenentgelte dafür ausgestaltet sein?

Dynamische Einspeisenentgelte

- Könnten in der Merit Order den in einer Gesamtkostenbetrachtung günstigsten Erzeuger zum Zuge kommen lassen

Weitere statische Netzentgeltanreize denkbar

- Bestimmte Erzeugungsprofile unterschiedlich behandeln
- Konstante Einspeisung über eine Art „Bandlastregelung“ auf Einspeiserseite anreizen:
 - Peak Shaving verringert Netzausbaubedarf
 - Grundlastsockel trägt zur Stabilisierung und Planbarkeit des Netzes bei
 - Hohe und konstante Netzauslastung ist kosteneffizient
 - Modifizierte Bandlastregelung auf Abnehmerseite könnte an Wert gewinnen
- Nähe zu Verbrauchern, die volle Leistung abnehmen, honorieren (ähnlich physik. Pfad)

» Einspeisernetzentgelte könnten bessere Netzauslastung fördern

Zielbild und Handlungsvorschlag 1

Versorgungssicherheit an erster Stelle

- Energie muss jederzeit und gesichert zur Verfügung stehen
- Erzeugerpark muss gesamte Nachfrage zu jeder Zeit decken können → Erzeuger müssen Nachfrage bedienen und nicht umgekehrt

International wettbewerbsfähige Preise

- Energiesystem muss möglichst effizient und kostengünstig gestaltet sein
- Hierzu bedarf es einer Gesamtkostenbetrachtung verschiedener Erzeugungsformen → 4 ct/kWh Solarstrom helfen nicht, wenn dessen Integration ins Netz ein Vielfaches der Erzeugungskosten verursacht
- Alle Möglichkeiten nutzen, um Kosten zu senken → echte Technologieoffenheit

Zielbild und Handlungsvorschlag 2

Netzausbaukosten auf ein notwendiges und betriebswirtschaftlich optimales Maß begrenzen

- Anreize für systemdienliche Ansiedlung und Einspeiseverhalten für EE-Anlagen setzen
- Flexibilitäten und Speicher möglichst weit vorne in der Lieferkette platzieren
- Gleichmäßig hohe Auslastung des Netzes anstreben, um Netzassets bestmöglich zu nutzen

Einspeisemanagement und Redispatch reduzieren

- Demand-side Flexibilität anreizen, um Erzeugungsspitzen und -täler abzufedern
- Bandlastregelung modifizieren um systemdienliches Verhalten zu ermöglichen

Digitalisierung beschleunigen

- Smartmeter Rollout beschleunigen (Grundlage für dynamisches Verhalten)
- Flexible Stromverbrauchspotenziale heben (z.B. bidirektionales Laden)

Ich freue mich auf die Diskussion!

Dr. Holger Klaassen
Director
Corporate Energy & Climate Affairs

