NEST-Prozess: Neue Entgeltstruktur für Strom & Gas

Der NEST-Prozess, initiiert durch die BNetzA, definiert 2025 die zukünftige Anreizregulierung (RAMEN) und Netzentgeltfestlegung (StromNEF/GasNEF). Dieses Kapitel beleuchtet die Kernpunkte der Konsultationen, darunter das neue Qualitätselement 'Energiewendekompetenz' und die Behandlung von Redispatch-Kosten. Es analysiert zudem die Anerkennung nicht beeinflussbarer Kosten (KAnEu) und die Positionen der Branchenverbände zu einem investitionsfreundlichen Rahmen.

- Regulatorischer Kontext des NEST-Prozesses
- RAMEN Strom und RAMEN Gas: Methodische Neuausrichtung
- StromNEF und GasNEF: Grundlagen der Netzentgeltfestlegung
- Das Qualitätselement 'Energiewendekompetenz'
- Redispatch-Kosten und Effizienzvergleich
- Inflationsbereinigung: VPI und Xgen-Anwendung auf OPEX
- KAnEu: Anerkennung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten
- Vorgelagerte Netzentgelte und Versorgungsleistungen
- Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen als KAnEu
- Positionen der Verbände: BDEW und VKU
- Ausblick auf die finale Festlegung und Implikationen

Regulatorischer Kontext des NEST-Prozesses

Regulatorischer Kontext des NEST-Prozesses

Die deutsche Energiewirtschaft befindet sich inmitten einer tiefgreifenden Transformation, die maßgeblich durch die Ziele der Energiewende und die Notwendigkeit der Dekarbonisierung vorangetrieben wird [^5]. Diese Entwicklung stellt nicht nur technische und infrastrukturelle Herausforderungen dar, sondern erfordert auch eine kontinuierliche Anpassung des regulatorischen Rahmens, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, Investitionen in Netze zu fördern und gleichzeitig die Kosten für Verbraucherinnen und Verbraucher zu minimieren. Im Zentrum dieser Anpassungsbemühungen steht der sogenannte NEST-Prozess (Nachfolgeregelungen für die Anreizregulierungsverordnung), der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) initiiert wurde, um die bestehende Anreizregulierung für Strom- und Gasnetzbetreiber grundlegend zu überarbeiten und zukunftsfähig zu gestalten [^5], [^6]. Dieser Prozess ist von entscheidender Bedeutung, da er die Weichen für die Regulierung der Netzinfrastruktur für die kommenden Regulierungsperioden stellt und somit direkten Einfluss auf die Investitionsfähigkeit, Effizienz und Innovationskraft der Netzbetreiber hat.

Die Evolution der Anreizregulierung: Von der ARegV zum NEST-Prozess

Die Anreizregulierung, wie sie seit 2009 durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in Deutschland etabliert ist, bildet das Kernstück der Regulierung von Energienetzbetreibern. Ihr primäres Ziel ist es, Netzbetreiber zu Effizienzsteigerungen anzuhalten, indem sie Anreize für kostenorientiertes Handeln und qualitative Netzdienstleistungen setzt. Im Gegensatz zur reinen Kostenregulierung, bei der Netzbetreiber alle ihre Kosten erstattet bekommen, ermöglicht die Anreizregulierung, dass Effizienzgewinne bei den Unternehmen verbleiben, während Ineffizienzen zu Lasten der Unternehmen gehen. Dies soll langfristig zu niedrigeren Netzentgelten und einer effizienteren Netzbewirtschaftung führen, indem der regulierte Erlös durch einen Effizienzfaktor gekürzt wird und zusätzliche Anreize für eine hohe Versorgungsqualität geschaffen werden. Siehe auch Kapitel X zur Anreizregulierungsgrundlagen.

Jedoch hat die bisherige ARegV im Kontext der dynamischen Energiewende ihre Grenzen erreicht. Die Notwendigkeit massiver Investitionen in die Netzinfrastruktur zur Integration erneuerbarer Energien, zur Digitalisierung und zur Anpassung an neue Lastprofile erfordert einen Regulierungsrahmen, der flexibler auf diese Herausforderungen reagieren kann und gleichzeitig die Kapitaldienstfähigkeit der Netzbetreiber sichert. Kritiker der bestehenden ARegV weisen darauf hin, dass die bisherigen Anreize nicht immer ausreichend waren, um die notwendigen langfristigen Investitionen in die Modernisierung und den Ausbau der Netze zu gewährleisten. Insbesondere die Komplexität der Genehmigungsverfahren, die Unsicherheit bezüglich der Refinanzierung von Zukunftstechnologien und die Herausforderungen beim Effizienzvergleich heterogener Netzbetreiber haben Anpassungsbedarf aufgezeigt. Der NEST-Prozess wurde daher als ein umfassendes Projekt konzipiert, das nicht nur einzelne Parameter anpasst, sondern eine strukturelle Neuausrichtung der Anreizregulierung zum Ziel hat. Er soll die regulatorischen Rahmenbedingungen so gestalten, dass sie den Anforderungen einer modernen, dezentralen und klimaneutralen Energieversorgung gerecht werden und gleichzeitig die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur incentivieren [^5].

Ziele und Struktur des NEST-Prozesses

Der NEST-Prozess verfolgt mehrere zentrale Ziele. Erstens soll die Effizienz der Netznutzung weiter gesteigert und ein fairer Wettbewerb gefördert werden, indem die Methodik des Effizienzvergleichs präzisiert und zukunftsfähig ausgestaltet wird. Zweitens ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und der Netzstabilität von höchster Bedeutung, insbesondere angesichts der zunehmenden Volatilität durch erneuerbare Energien und die Notwendigkeit, auf neue Formen der Netznutzung (z.B. Elektromobilität, Wärmepumpen) zu reagieren. Drittens sollen Investitionen in die Modernisierung und den Ausbau der Netzinfrastruktur attraktiv gemacht und beschleunigt werden, um die Energiewende erfolgreich umzusetzen und die Netze auf die Anforderungen einer dekarbonisierten Wirtschaft vorzubereiten. Viertens zielt der Prozess darauf ab, die Transparenz und die Nachvollziehbarkeit der Regulierung zu erhöhen und gleichzeitig die Bürokratie zu reduzieren, um die Akzeptanz bei allen Marktteilnehmern zu stärken.

Um diese komplexen Ziele zu erreichen, hat die Bundesnetzagentur eine mehrstufige Struktur für die Festlegungsverfahren im Rahmen des NEST-Prozesses entwickelt [^6]. Diese Struktur gliedert sich typischerweise in drei hierarchische Ebenen, die eine systematische und kohärente Entwicklung des Regulierungsrahmens ermöglichen:

1. **Rahmenfestlegungen (Ebene 1)**: Diese Ebene bildet die strategische Grundlage des neuen Regulierungsrahmens. Hier werden die übergeordneten Prinzipien, die methodischen Eckpfeiler und die grundlegenden Parameter der zukünftigen Anreizregulierung festgelegt. Dazu gehören beispielsweise die allgemeinen Grundsätze für die Bestimmung der Erlösobergrenzen, die Behandlung von Investitionen, die Definition von Kostenarten und die allgemeine Ausgestaltung des Effizienzvergleichs. Die Festlegungsverfahren RAMEN Strom (Geschäftszeichen GBK-25-01-11) und RAMEN Gas (Geschäftszeichen GBK-25-01-21) sind prominente Beispiele für solche Rahmenfestlegungen. Sie definieren die makroökonomischen und prinzipiellen Regeln, die für die Ermittlung der Netzentgelte in den kommenden Regulierungsperioden maßgeblich

sein werden und legen die Basis für die Ausgestaltung der Anreizregulierung nach der ARegV fest [^1], [^7]. Eine präzise Formulierung auf dieser Ebene ist entscheidend für die langfristige Stabilität und Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens.

2. **Methodenfestlegungen (Ebene 2)**: Auf dieser Ebene werden die detaillierten Methoden und Verfahren zur konkreten Umsetzung der in Ebene 1 definierten Rahmenfestlegungen spezifiziert. Hierzu zählen beispielsweise die genaue Ausgestaltung des Effizienzvergleichs (z.B. die Wahl des Benchmarking-Verfahrens und der Input-Output-Faktoren), die Methodik zur Bestimmung von Investitionsbudgets (z.B. für spezifische Netzsegmente oder Innovationsprojekte), die Anforderungen an die Datenbereitstellung der Netzbetreiber oder spezifische Regelungen für die Berücksichtigung innovativer Technologien und Flexibilitätsoptionen. Die StromNEF (Strom-Netzentgeltfestlegung, GBK-24-02-13) und GasNEF (Gas-Netzentgeltfestlegung, GBK-24-02-23) Verfahren sind hier anzusiedeln, da sie die konkreten Methoden zur Berechnung der Netzentgelte detaillieren, die auf den prinzipiellen Vorgaben der Rahmenfestlegungen basieren [^7]. Diese Ebene dient der Operationalisierung der regulatorischen Prinzipien.
3. **Perioden- oder unternehmensbezogene Festlegungen (Ebene 3)**: Diese Ebene umfasst die konkreten Festlegungen für einzelne Regulierungsperioden oder spezifische Netzbetreiber. Hier werden die individuellen Erlösobergrenzen, Effizienzvorgaben und Investitionsbudgets für die Netzbetreiber auf Basis der in Ebene 1 und 2 definierten Methoden bestimmt. Diese Festlegungen sind direkt auf die einzelne Regulierungsperiode zugeschnitten und berücksichtigen die spezifischen Gegeben

RAMEN Strom und RAMEN Gas: Methodische Neuausrichtung

RAMEN Strom und RAMEN Gas: Methodische Neuausrichtung

Die Transformation des Energiesystems hin zu einer dekarbonisierten und resilienten Versorgung erfordert eine kontinuierliche Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen. Im Zentrum dieser Entwicklung stehen die Netzinfrastrukturen für Strom und Gas, deren Ausbau, Modernisierung und effizienter Betrieb von entscheidender Bedeutung sind. Die deutsche Anreizregulierung, etabliert durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), hat sich seit ihrer Einführung als zentrales Instrument zur Förderung der Effizienz und Qualität der Strom- und Gasnetze erwiesen. Angesichts der dynamischen Herausforderungen der Energiewende – von der Integration erneuerbarer Energien bis zur Umstellung auf Wasserstofftechnologien im Gasbereich – ist jedoch eine methodische Neuausrichtung unumgänglich geworden. In diesem Kontext hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) mit den Festlegungsverfahren „RAMEN Strom“ (Geschäftszeichen GBK-25-01-11) und „RAMEN Gas“ (Geschäftszeichen GBK-25-01-21) eine umfassende Reform des Regulierungsrahmens für die kommende Regulierungsperiode initiiert [^3], [^4]. Diese Kapitel widmet sich einer detaillierten Betrachtung dieser neuen Methoden und ihrer Implikationen für die Anreizregulierung.

1. Grundlagen der Anreizregulierung und der NEST-Prozess

Die Anreizregulierung zielt darauf ab, Netzbetreiber durch eine Kombination aus Kostenprüfung und Effizienzanreizen zu einem wirtschaftlichen Betrieb und zielgerichteten Investitionen zu motivieren, während gleichzeitig eine hohe Versorgungsqualität gewährleistet wird. Im Gegensatz zur reinen Kostenregulierung, die Anreize für überhöhte Kosten setzen kann, basiert die Anreizregulierung auf einem genehmigten Kostenkorridor und einem Effizienzvergleich, der die Netzbetreiber zu kontinuierlicher Effizienzsteigerung anhält.

Die aktuelle methodische Neuausrichtung ist eingebettet in den sogenannten NEST-Prozess (Neues Entgeltsystem für Strom- und Gasnetze), der eine umfassende Überarbeitung der Netzentgeltsysteme zum Ziel hat [^5], [^6]. Dieser Prozess gliedert sich in drei Ebenen von Festlegungen durch die Bundesnetzagentur:

- **Ebene 1: Rahmenfestlegungen** – Hierzu zählen RAMEN Strom und RAMEN Gas, die die grundlegenden Prinzipien und den Regulierungsrahmen definieren.
- **Ebene 2: Methodenfestlegungen** – Diese konkretisieren die Rahmenfestlegungen, beispielsweise durch die Bestimmung von Effizienzvergleichsverfahren oder Investitionsanreizen.
- **Ebene 3: Perioden- oder unternehmensbezogene Festlegungen** – Diese betreffen die konkrete Anwendung der Methoden auf einzelne Netzbetreiber und Regulierungsperioden.

Die Konsultation zu den Festlegungsentwürfen für den zukünftigen Regulierungsrahmen sowie zu den Strom- und Gas-Netzentgeltfestlegungen wurde im Juni 2025 durch die Bundesnetzagentur gestartet [^1]. Im Oktober 2025 wurden die Entwürfe dann an den Länderausschuss übermittelt, was einen wichtigen Schritt im legislativen Verfahren darstellt [^3].

2. RAMEN Strom: Neuausrichtung der Stromnetzregulierung

Das Festlegungsverfahren RAMEN Strom (Geschäftszeichen GBK-25-01-11) markiert eine signifikante Weiterentwicklung der Regulierungspraxis für Stromverteil- und Übertragungsnetzbetreiber. Es legt einen neuen Regulierungsrahmen und die Methodik für die nächste Regulierungsperiode fest [^4]. Die Notwendigkeit dieser Neuausrichtung ergibt sich aus den massiven Investitionsbedarfen für den Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze, die durch die Integration volatiler erneuerbarer Energien, die zunehmende Elektrifizierung von Sektoren wie Verkehr und Wärme sowie die Digitalisierung der Netzinfrastruktur bedingt sind.

2.1. Kernziele und methodische Ansätze

Die zentralen Ziele von RAMEN Strom umfassen:

- **Förderung notwendiger Investitionen**: Schaffung von Anreizen für den zügigen und wirtschaftlichen Netzausbau, um die Energiewende zu ermöglichen.
- **Sicherstellung der Versorgungssicherheit**: Gewährleistung einer hohen Qualität und Zuverlässigkeit der Stromversorgung.
- **Effizienzsteigerung**: Weiterführung des Effizienzanreizes zur Minimierung der Netzkosten für Verbraucher.
- **Flexibilität und Innovation**: Berücksichtigung neuer Technologien und Geschäftsmodelle im Netzbetrieb.

Methodisch setzt RAMEN Strom auf eine Weiterentwicklung bewährter Instrumente und die Einführung neuer Elemente. Ein zentraler Aspekt ist die Überarbeitung des **Effizienzvergleichs** (

Weitere Informationen zum Effizienzvergleich). Hierbei werden die Input-Output-Parameter und die Benchmarking-Methodik angepasst, um die tatsächlichen Effizienzpotenziale besser abzubilden und gleichzeitig die spezifischen Herausforderungen von Netzbetreibern in ländlichen oder urbanen Gebieten adäquat zu berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur hat bereits Zwischenstände im NEST-Prozess veröffentlicht, die eine erste Indikation über die geplanten Anpassungen geben [^5].

Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der **Kapitalisierung von Investitionen**. Die bisherige ARegV sah Mechanismen zur Berücksichtigung von Investitionen vor, doch RAMEN Strom strebt eine noch stärkere Planungs- und Investitionssicherheit an. Dies könnte durch angepasste Eigenkapitalverzinsungssätze, schnellere Anerkennung von Investitionskosten oder die Einführung spezieller Investitionsbudgets für bestimmte Infrastrukturprojekte geschehen. Ziel ist es, die Finanzierung von Großprojekten wie Offshore-Anbindungsleitungen oder großen Übertragungsnetzprojekten zu erleichtern und die Attraktivität für Investoren zu erhöhen.

2.2. Berücksichtigung von Innovation und Digitalisierung

Die Digitalisierung der Stromnetze ist ein entscheidender Faktor für deren Zukunftsfähigkeit. RAMEN Strom soll Anreize für die Implementierung intelligenter Netztechnologien (Smart Grids), Datenanalyse und Automatisierung schaffen. Dies umfasst Investitionen in intelligente Messsysteme, sensorbasierte Netzüberwachung und fortschrittliche Netzleitsysteme. Die methodische Herausforderung besteht darin, die Kosten für solche innovativen, aber oft noch nicht standardisierten Lösungen angemessen in der Regulierung zu berücksichtigen, ohne Fehlanreize zu setzen. Es wird erwartet, dass RAMEN Strom spezifische Regelungen für die Anerkennung von F&E-Kosten und Pilotprojekten vorsehen wird.

3. RAMEN Gas: Anpassungen für die Gasnetze im Wandel

Das Festlegungsverfahren RAMEN Gas (Geschäftszeichen GBK-25-01-21) adressiert die spezifischen Herausforderungen des Gasnetzes, das sich in einem fundamentalen Transformationsprozess befindet [^3]. Angesichts der Klimaziele und der Dekarbonisierungsstrategien wird das Gasnetz künftig eine andere Rolle spielen müssen, insbesondere im Hinblick auf den Transport von grünen Gasen wie Biomethan und Wasserstoff. Die Regulierung muss diesen Wandel antizipieren und begleiten.

3.1. Transformationspfade und Regulierungsanreize

Die Kernziele von RAMEN Gas sind eng mit der Gaswende verknüpft:

- **Förderung der Transformation**: Schaffung von Anreizen für die Umstellung von Gasnetzen auf Wasserstoff oder andere grüne Gase sowie für den Rückbau nicht mehr

benötigter Infrastruktur.
- **Sicherstellung der zukünftigen Versorgungssicherheit**: Gewährleistung, dass auch in einem dekarbonisierten System eine zuverlässige und flexible Energieversorgung über Gasinfrastrukturen möglich ist.
- **Vermeidung von Stranded Assets**: Minimierung des Risikos, dass Investitionen in Gasinfrastruktur aufgrund der Energiewende wertlos werden.
- **Kosteneffizienz**: Sicherstellung, dass die Kosten der Transformation für die Verbraucher tragbar bleiben.

Methodisch wird RAMEN Gas ähnliche Instrumente wie RAMEN Strom nutzen, diese aber spezifisch an die Gegebenheiten des Gasnetzes anpassen. Der **Effizienzvergleich** (Details zur Gasnetzregulierung) wird die Besonderheiten des Gasnetzes berücksichtigen müssen, insbesondere die unterschiedlichen Netzstrukturen (Hochdruck, Mitteldruck, Niederdruck) und die regional variierende Auslastung in Zeiten des Rückgangs konventionellen Gasverbrauchs.

Ein entscheidender Aspekt ist die **Investitionsregulierung für Wasserstoffnetze**. Da der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur noch in den Anfängen steckt, müssen hierfür spezifische Anreize geschaffen werden. Dies könnte die Möglichkeit umfassen, Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur vorzeitig zu aktivieren oder eine risikoangepasste Verzinsung für derartige Projekte zu ermöglichen. Gleichzeitig wird RAMEN Gas Mechanismen für den **gezielten Rückbau oder die Stilllegung von Gasnetzteilen** vorsehen müssen, die in Zukunft nicht mehr benötigt werden, um die Kostenbelastung für die verbleibenden Netznutzer zu minimieren.

3.2. Anpassung an die Sektorenkopplung

Die Rolle des Gasnetzes im Rahmen der Sektorenkopplung – beispielsweise durch Power-to-Gas-Anlagen – wird ebenfalls methodisch zu berücksichtigen sein. RAMEN Gas könnte Anreize für die Integration von Speichermöglichkeiten oder für die Nutzung von Gasnetzen zur Aufnahme überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien schaffen. Die Regulierung muss flexibel genug sein, um diese neuen Funktionen zu ermöglichen und gleichzeitig die Kosten für die Allgemeinheit zu optimieren.

4. Methodische Neuausrichtung und ihre Implikationen

Die Einführung von RAMEN Strom und RAMEN Gas stellt eine tiefgreifende methodische Neuausrichtung der Anreizregulierung dar. Sie geht über punktuelle Anpassungen hinaus und versucht, die Regulierung ganzheitlich auf die Anforderungen einer zukünftigen, klimaneutralen Energieversorgung auszurichten.

4.1. Fokus auf Investitionsanreize und Planbarkeit

Ein wesentliches Merkmal der neuen Methodik ist der verstärkte Fokus auf die Schaffung robuster Investitionsanreize. Die BNetzA reagiert damit auf die Erkenntnis, dass die bloße Effizienzsteigerung nicht ausreicht, um die notwendigen Infrastrukturmaßnahmen in der erforderlichen Geschwindigkeit umzusetzen. RAMEN Strom und RAMEN Gas versuchen, durch angepasste Kostenanerkennung, Investitionsbudgets und möglicherweise differenzierte Kapitalkosten die Planbarkeit für Netzbetreiber zu erhöhen und somit Investitionsentscheidungen zu beschleunigen. Dies ist besonders relevant für große Projekte mit langen Realisierungszeiten.

4.2. Berücksichtigung der Energiewendeziele

Die neue Regulierung ist explizit auf die Unterstützung der Energiewendeziele ausgerichtet. Dies bedeutet, dass nicht nur die Wirtschaftlichkeit, sondern auch die Beiträge zu Klimaschutz und Versorgungssicherheit stärker in die Bewertung einfließen. Für Stromnetze bedeutet dies die Förderung von Technologien zur Integration erneuerbarer Energien; für Gasnetze bedeutet es die Begleitung des Übergangs zu dekarbonisierten Gasen. Diese Zielorientierung erfordert möglicherweise auch die Entwicklung neuer Qualitäts- und Effizienzindikatoren, die den spezifischen Anforderungen der Energiewende gerecht werden.

4.3. Auswirkungen auf Netzbetreiber und Verbraucher

Für Netzbetreiber bedeuten RAMEN Strom und RAMEN Gas sowohl Herausforderungen als auch Chancen. Die neuen Methoden erfordern eine Anpassung der internen Prozesse und Investitionsstrategien. Gleichzeitig bieten sie die Möglichkeit, die notwendigen Investitionen in die Zukunft der Netze unter stabileren und planbareren Rahmenbedingungen zu tätigen. Die erhöhte Planbarkeit kann zu einer Reduzierung des Kapitalkostenrisikos führen, was sich positiv auf die Finanzierung von Projekten auswirken kann.

Für Verbraucher sind die Auswirkungen ambivalent. Einerseits können die notwendigen Investitionen kurz- bis mittelfristig zu steigenden Netzentgelten führen, da die Kosten für den Um- und Ausbau der Infrastruktur refinanziert werden müssen. Die Bundesnetzagentur hat jedoch stets betont, dass die Kostenentwicklung transparent und nachvollziehbar gestaltet werden soll [^1]. Andererseits sichern die Investitionen eine zuverlässige und zukunftsfähige Energieversorgung, die langfristig volkswirtschaftliche Vorteile mit sich bringt und die Grundlage für eine klimaneutrale Wirtschaft bildet. Die Effizienzanreize sollen weiterhin dazu beitragen, unnötige Kosten zu vermeiden.

5. Konsultation und weitere Schritte

Die Festlegungsentwürfe zu RAMEN Strom und RAMEN Gas wurden im Rahmen des NEST-Prozesses umfassend konsultiert. Die Bundesnetzagentur hat im Juni 2025 die Konsultationen zu den Festlegungsverfahren zum zukünftigen Regulierungsrahmen gestartet [^1]. Im Oktober 2025 wurden die Festlegungsentwürfe an den Länderausschuss übermittelt, was den Beginn einer weiteren Phase der Abstimmung und Rückmeldung markiert [^3].

Die Konsultationsphase ist von entscheidender Bedeutung, da sie es den betroffenen Akteuren – Netzbetreibern, Verbänden, Verbraucherschützern und anderen Stakeholdern – ermöglicht, ihre Perspektiven und Expertise einzubringen. Die Bundesnetzagentur wird die eingegangenen Stellungnahmen sorgfältig prüfen und gegebenenfalls Anpassungen an den Entwürfen vornehmen, bevor die finalen Festlegungen getroffen werden. Der Prozess ist darauf ausgelegt, einen möglichst breiten Konsens zu erzielen und eine praxistaugliche sowie zukunftsfähige Regulierung zu gewährleisten.

Nach Abschluss der Konsultationsphase und der Berücksichtigung der Rückmeldungen werden die finalen Festlegungen durch die Bundesnetzagentur getroffen. Diese Festlegungen bilden dann die verbindliche Grundlage für die nächste Regulierungsperiode und die konkrete Anwendung der Anreizregulierung in den Strom- und Gasnetzen.

6. Fazit und Ausblick

RAMEN Strom und RAMEN Gas stellen eine entscheidende methodische Neuausrichtung der deutschen Anreizregulierung dar. Sie sind die Antwort auf die tiefgreifenden Veränderungen, die die Energiewende mit sich bringt, und zielen darauf ab, die Netzinfrastrukturen fit für eine dekarbonisierte Zukunft zu machen. Die neuen Methoden versuchen, einen Balanceakt zwischen der Förderung notwendiger Investitionen, der Sicherstellung der Versorgungssicherheit und der Wahrung der Kosteneffizienz zu vollziehen.

Die transparente und partizipative Gestaltung des NEST-Prozesses, einschließlich der umfassenden Konsultationen, ist entscheidend für die Akzeptanz und den Erfolg der neuen Regulierung. Die Implementierung von RAMEN Strom und RAMEN Gas wird maßgeblich darüber entscheiden, wie schnell und effizient Deutschland seine Energie- und Klimaziele erreichen kann. Die konsequente Weiterentwicklung der Anreizregulierung ist somit nicht nur eine technische, sondern eine strategische Notwendigkeit für die Energieversorgung von morgen.

Quellenverzeichnis

[^1]: Bundesnetzagentur. (2025). *Konsultationen zu Festlegungsentwürfen zum zukünftigen Regulierungsrahmen sowie zu den Strom- und Gas-Netzentgeltfestlegungen starten*. (Pressemitteilung vom 18.06.2025). Die Bundesnetzagentur hat Konsultationen zu den Festlegungsverfahren zum Regulierungsrahmen sowie zu den Strom- und Gas-Netzentgeltfestlegungen gestartet.

[^3]: Bundesnetzagentur. (2025). *Aktuelles der Großen Beschlusskammer Energie*. (Mitteilung vom 30.10.2025). Am 30.10.2025 hat die Bundesnetzagentur die Festlegungsentwürfe RAMEN Strom [GBK-25-01-11], RAMEN Gas [GBK-25-01-21], StromNEF sowie GasNEF an den Länderausschuss übermittelt.

[^4]: Bundesnetzagentur. (2025). *Verfahrensübersicht der Großen Beschlusskammer Energie*. (Stand: 18.11.2025). Auflistung der Verfahren, darunter Festlegungsverfahren RAMEN Strom [GBK-25-01-11] zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methodik.

[^5]: Bundesnetzagentur. (2025). *Zwischenstand des NEST Prozesses zum Sommer 2025*. (Veröffentlichung vom 16.01.2025). Die Große Beschlusskammer Energie hat Zwischenstände zu den Festlegungsverfahren im Kontext des NEST-Prozesses veröffentlicht.

[^6]: Bundesnetzagentur. (2025). *Große Beschlusskammer Energie*. (Stand: 18.11.2025). Übersicht über die Arbeit der GBK, den NEST-Prozess und die Struktur der Festlegungen (Ebene 1: Rahmenfestlegungen, Ebene 2: Methodenfestlegungen, Ebene 3: unternehmensbezogene Festlegungen).

StromNEF und GasNEF: Grundlagen der Netzentgeltfestlegung

StromNEF und GasNEF: Grundlagen der Netzentgeltfestlegung

1. Einleitung: Netzentgelte im Fokus der Energiewende

Die deutsche Energiewirtschaft durchläuft eine tiefgreifende Transformation, die maßgeblich von der Integration Erneuerbarer Energien, der Digitalisierung der Netze und der Sektorenkopplung geprägt ist. Im Zentrum dieser Entwicklung steht die Gestaltung der Netzentgelte, die einen wesentlichen Kostenbestandteil für Strom- und Gaskunden, sowohl private Haushalte als auch die Industrie, darstellen. Eine faire, transparente und zugleich investitionsfreundliche Ausgestaltung dieser Entgelte ist entscheidend, um die ambitionierten Ziele der Energiewende zu erreichen und die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Das Jahr 2025 markiert in diesem Kontext einen regulatorischen Wendepunkt, da die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen des umfassenden NEST-Prozesses (Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.) eine Neuausrichtung der Anreizregulierung und der Netzentgeltfestlegung vornimmt. Die hierbei zentralen Festlegungsverfahren zur Strom-Netzentgeltfestlegung (StromNEF) und zur Gas-Netzentgeltfestlegung (GasNEF) bilden das methodische Fundament für die Bestimmung der zulässigen Erlöse der Netzbetreiber und somit der zukünftigen Netzentgelte. Sie definieren, wie die Kosten der Netzinfrastruktur, die für den Transport von Strom und Gas unerlässlich ist, kalkuliert und letztlich auf die Netznutzer umgelegt werden.

2. Rechtlicher Rahmen und die Notwendigkeit neuer Festlegungen

Die umfassende Neuregelung der Netzentgeltfestlegung und der Anreizregulierung ist eine direkte Konsequenz eines Urteils des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom September 2021. Dieses Urteil betraf die Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur und führte dazu, dass zentrale energiewirtschaftliche Verordnungen, die bisher die Rahmenbedingungen der Regulierung bildeten – namentlich die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) – außer Kraft treten mussten.

An die Stelle dieser Verordnungen treten nun direkt von der Bundesnetzagentur erlassene Festlegungen gemäß § 29 Absatz 1 EnWG. Diese Festlegungen orientieren sich stark an den Vorgaben des EU-Rechts und übertragen der Bundesnetzagentur eine erweiterte Verantwortung bei der Ausgestaltung des Regulierungsrahmens [^1]. Die Festlegungsverfahren StromNEF und GasNEF sind somit nicht lediglich eine Anpassung bestehender Regeln, sondern eine grundlegende Neukonzeption der Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für die kommende Regulierungsperiode, die im Gasbereich ab 2028 und im Strombereich ab 2029 beginnt. Dieser Paradigmenwechsel erfordert eine detaillierte und fundierte Ausarbeitung der neuen Regelwerke, die sowohl den Anforderungen der Versorgungssicherheit und der Energiewende als auch den wirtschaftlichen Interessen der Netzbetreiber und Netznutzer gerecht werden muss.

3. Ziele der StromNEF und GasNEF Festlegungen im NEST-Prozess

Die Bundesnetzagentur verfolgt mit den Festlegungsverfahren StromNEF und GasNEF im Rahmen des NEST-Prozesses mehrere strategische Ziele, die auf eine ausgewogene und zukunftsorientierte Gestaltung des Regulierungssystems abzielen und eng mit den übergeordneten Zielen der Energiepolitik verknüpft sind:

3.1. Schaffung eines attraktiven Investitionsumfelds

Die Energiewende erfordert massive Investitionen in die Modernisierung und den Ausbau der Strom- und Gasnetze. Die Festlegungen sollen ein regulatorisches Umfeld schaffen, das Netzbetreiber zu diesen notwendigen Investitionen anreizt. Dies ist essenziell, um die steigende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, die zunehmende Elektrifizierung von Sektoren wie Verkehr und Wärme (z.B. durch Elektromobilität und Wärmepumpen) und die Notwendigkeit

Das Qualitätselement 'Energiewendekompetenz'

Das Qualitätselement 'Energiewendekompetenz'

Die deutsche Energiewirtschaft befindet sich in einer fundamentalen Transformationsphase, die durch die Dekarbonisierung, die Digitalisierung und die Dezentralisierung der Energieversorgung geprägt ist. Im Zentrum dieser Entwicklung steht der Ausbau erneuerbarer Energien und die damit einhergehende Notwendigkeit, die Stromnetze an neue Anforderungen anzupassen. Der im Jahr 2025 durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) initiierte NEST-Prozess (Neue Entgeltstruktur für Strom & Gas) markiert einen entscheidenden regulatorischen Wendepunkt, der die Anreizregulierung (RAMEN) und die Netzentgeltfestlegung (StromNEF/GasNEF) neu definiert [^1]. Eine der zentralen Neuerungen im Rahmen dieses Prozesses ist die Einführung des Qualitätselements „Energiewendekompetenz“, das neben dem bereits etablierten Qualitätselement die Leistungsfähigkeit und Anpassungsfähigkeit der Netzbetreiber im Kontext der Energiewende honorieren soll. Dieses Kapitel beleuchtet die Definition, Bedeutung und die methodische Ausgestaltung dieses innovativen Qualitätselements und ordnet es in den übergeordneten Rahmen der Anreizregulierung ein.

Einleitung: Der NEST-Prozess und die Evolution der Anreizregulierung

Die Anreizregulierung in Deutschland dient seit ihrer Einführung dazu, Netzbetreiber zu Effizienzsteigerungen und einer zuverlässigen Betriebsführung anzuhalten, während gleichzeitig ein attraktives Investitionsumfeld geschaffen werden soll [^2]. Die BNetzA verfolgt mit den Festlegungsentwürfen zu RAMEN Strom und RAMEN Gas das Ziel, ein „austariertes Gesamtsystem der Anreizregulierung“ zu schaffen, das unnötige Zusatzbelastungen für Haushalte und Unternehmen vermeidet, Transparenz in der Kostenermittlung erhöht und Effizienzanstrengungen fördert [^3]. Angesichts der rasanten Veränderungen im Energiesystem – insbesondere durch den massiven Zubau fluktuierender erneuerbarer Energien, die zunehmende Sektorenkopplung und den beschleunigten Smart Meter Rollout – reichen die bisherigen Anreize und Qualitätsindikatoren nicht mehr aus, um die komplexen Herausforderungen der Transformation adäquat abzubilden und

zu steuern.

Die traditionelle Qualitätsregulierung konzentrierte sich primär auf die Zuverlässigkeit der Stromversorgung, gemessen an Kennzahlen wie der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer (SAIDI) und der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit (SAIFI). Während diese Aspekte weiterhin von entscheidender Bedeutung sind, erfordert die Energiewende eine erweiterte Perspektive, die die Fähigkeit der Netzbetreiber, das System aktiv zu gestalten und zu integrieren, in den Fokus rückt. Hier setzt das neue Qualitätselement „Energiewendekompetenz“ an.

Das Qualitätselement 'Energiewendekompetenz': Eine Definition

Das Qualitätselement „Energiewendekompetenz“ ist eine innovative Ergänzung des Regulierungsrahmens, die darauf abzielt, Netzbetreiber für ihre proaktive und effiziente Gestaltung der Energiewende zu belohnen. Es geht über die reine Aufrechterhaltung der Netzzuverlässigkeit hinaus und fokussiert sich auf die „Netzleistungsfähigkeit“ im Kontext der Transformation [^4]. Die BNetzA definiert „Energiewendekompetenz“ als die Fähigkeit und das Engagement eines Netzbetreibers, sein Stromnetz an die dynamischen und komplexen Anforderungen der Energiewende anzupassen und aktiv zu deren Gelingen beizutragen. Dies umfasst insbesondere:

1. **Integrationsfähigkeit erneuerbarer Energien**: Die Kompetenz, eine hohe und wachsende Menge dezentral erzeugter erneuerbarer Energien effizient und netzdienlich in das Stromnetz zu integrieren, ohne dabei die Systemstabilität zu gefährden. Dies beinhaltet nicht nur den physischen Anschluss, sondern auch das Management der Volatilität und die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen.
2. **Digitalisierung und Smart Grid-Entwicklung**: Die Fortschritte bei der Digitalisierung der Netzinfrastruktur, der Implementierung intelligenter Messsysteme (Smart Meter Rollout & Messstellenbetrieb) und der Entwicklung von Smart Grid-Lösungen, die eine effizientere Steuerung und Überwachung des Netzes ermöglichen.
3. **Netzdienliches Verhalten und Sektorenkopplung**: Die Förderung netzdienlicher Maßnahmen, beispielsweise durch die aktive Steuerung von Verbrauchseinrichtungen gemäß §14a EnWG, die Integration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL: Marktintegration von Speichern und Ladepunkten) sowie die Ermöglichung einer effizienten Sektorenkopplung.
4. **Engpassmanagement und Redispatch-Optimierung**: Die Fähigkeit, Netzengpässe proaktiv zu identifizieren und zu managen, um die Notwendigkeit kostspieliger Redispatch-Maßnahmen zu minimieren [^5]. Dies erfordert vorausschauende Planung, intelligente Netzführung und die Nutzung regionaler Flexibilität.
5. **Innovationsbereitschaft und Zukunftsfähigkeit**: Das Engagement für Forschung und Entwicklung, die Erprobung neuer Technologien und Geschäftsmodelle sowie die allgemeine Bereitschaft, das Netz zukunftsfähig zu gestalten und auf kommende Herausforderungen vorzubereiten.

Im Gegensatz zu den bisherigen Qualitätsindikatoren, die sich auf die *Folgen* von Netzstörungen konzentrieren, bewertet die Energiewendekompetenz die *Ursachen* und die *proaktive Gestaltung* des Netzes im Transformationsprozess. Sie soll jene Netzbetreiber belohnen, die „bei der Transformation ihrer Stromnetze an die Erfordernisse der Energiewende besondere Kompetenz zeigen“ [^6].

Bedeutung im Rahmen der Anreizregulierung

Die Einführung der Energiewendekompetenz ist ein strategischer Schritt, um die Anreizregulierung an die spezifischen Anforderungen der Energiewende anzupassen. Ihre Bedeutung manifestiert sich in mehreren Dimensionen:

Anreizwirkung für Investitionen und Innovationen

Das neue Qualitätselement schafft einen direkten Anreiz für Netzbetreiber, gezielt in die Transformation ihrer Netze zu investieren. Bisherige Anreizsysteme waren möglicherweise nicht ausreichend darauf ausgelegt, die komplexen und oft risikoreichen Investitionen in digitale Infrastrukturen, Flexibilitätsmanagement oder die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen zu honorieren. Durch die „Energiewendekompetenz“ wird ein klarer finanzieller Vorteil für jene Betreiber geschaffen, die Vorreiter bei der Anpassung ihrer Netze sind. Dies fördert nicht nur die notwendigen Investitionen in CAPEX (Capital Expenditures), sondern auch in OPEX (Operational Expenditures) im Bereich der intelligenten Netzführung und des Personals mit entsprechender Expertise.

Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende

Die Energiewende stellt Netzbetreiber vor immense Herausforderungen. Der dezentrale Zubau erneuerbarer Energien, oft in geografischen Regionen mit geringer Last, führt zu erhöhten Transportbedarfen und Netzengpässen. Die Volatilität von Wind- und Solareinspeisung erfordert ein deutlich agileres und intelligenteres Management der Netze. Gleichzeitig steigt der Bedarf an Flexibilität, um Angebot und Nachfrage im Gleichgewicht zu halten. Die Notwendigkeit, Redispatch-Maßnahmen zu reduzieren und die Netzstabilität zu gewährleisten, erfordert neue Technologien und Prozesse [^7]. Die Energiewendekompetenz soll sicherstellen, dass diese systemischen Herausforderungen nicht nur bewältigt, sondern proaktiv gestaltet werden.

Förderung eines investitionsfreundlichen Rahmens

Verbände wie der BDEW und der VKU betonen die Notwendigkeit eines investitionsfreundlichen Rahmens und angemessener Renditen für Netzbetreiber, um die Transformation der Infrastruktur zu finanzieren [^8]. Das Qualitätselement „Energiewendekompetenz“ kann hier einen wichtigen Baustein darstellen, indem es zusätzliche Erlöspotenziale für Betreiber schafft, die hohe Leistungen im Sinne der Energiewende erbringen. Dies kann dazu beitragen, die Akzeptanz für notwendige

Investitionen zu erhöhen und die Finanzierung der Netze in Zeiten steigender Kosten zu sichern. Es geht darum, nicht nur die Netzzuverlässigkeit, sondern auch die „Netztransformationsfähigkeit“ als einen wertvollen Beitrag zum Gesamtsystem zu honorieren.

Erhöhung der Transparenz und Vergleichbarkeit

Durch die Einführung klar definierter Indikatoren und Kriterien für die Energiewendekompetenz wird die Transparenz der Leistungen der Netzbetreiber in diesem spezifischen Bereich erhöht. Dies ermöglicht der BNetzA, die Fortschritte der einzelnen Betreiber besser zu vergleichen und Best Practices zu identifizieren. Ein solcher Effizienzvergleich kann wiederum weitere Anreize für Spitzenleistungen schaffen und einen kontinuierlichen Verbesserungsprozess anstoßen.

Methodische Ausgestaltung und Implementierung

Die konkrete methodische Ausgestaltung der Energiewendekompetenz ist ein zentraler Aspekt des NEST-Prozesses und Gegenstand intensiver Konsultationen und Studien. Die BNetzA hat hierfür ein Verfahren zur Festlegung der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung eröffnet [^9].

Kriterien und Indikatoren

Die BNetzA hat bereits Kriterien für die Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz aufgezeigt [^10]. Diese müssen robust, objektiv messbar und manipulationssicher sein. Mögliche Indikatoren könnten umfassen:

- **Anschlussquote und -geschwindigkeit von EE-Anlagen**: Wie schnell und effizient werden neue EE-Anlagen an das Netz angeschlossen?
- **Anteil netzdienlich steuerbarer Anlagen**: Wie hoch ist der Anteil der im Netzgebiet angeschlossenen und netzdienlich steuerbaren Wärmepumpen, Ladeinfrastrukturen und Stromspeicher?
- **Reduktion von Redispatch-Kosten**: Welche Einsparungen bei Redispatch-Maßnahmen konnte der Netzbetreiber durch intelligente Netzführung und Flexibilität realisieren?
- **Investitionen in Smart Grid-Technologien**: Umfang und Wirksamkeit von Investitionen in digitale Infrastrukturen, Sensorik, Automatisierung und Leitsysteme.
- **Entwicklungsstand der Netzplanung**: Nutzung fortschrittlicher Prognosemodelle und dynamischer Netzplanungsmethoden zur vorausschauenden Engpasserkennung und -vermeidung.
- **Beteiligung an Innovationsprojekten**: Engagement in Pilotprojekten zur Erprobung neuer Energiewende-Technologien und -Konzepte.

Die Entwicklung dieser Indikatoren wird durch ein Gutachten zur methodischen Ausgestaltung des Qualitätselements für das Energiewendekonzept unterstützt, dessen Ergebnisse im Frühjahr 2025

erwartet werden [^11].

Datenerhebung und Messbarkeit

Die Implementierung der Energiewendekompetenz erfordert eine umfassende Datenerhebung. Hierzu hat die BNetzA bereits im Februar 2025 ein Verfahren zur Datenerhebung für die Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung gestartet, um die Netzzuverlässigkeit, -leistungsfähigkeit und -servicequalität im Strombereich zu verbessern [^12]. Diese Datenerhebung ist der erste Schritt zur operativen Implementierung des Qualitätselements. Die Herausforderung besteht darin, die relevanten Daten konsistent, vergleichbar und mit vertretbarem Aufwand von allen Netzbetreibern zu erfassen. Insbesondere die viertelstündliche Datenübermittlung vom Messstellenbetreiber an den Netzbetreiber, die bei der Novelle des Messstellenbetriebsgesetzes als kostentreibende Zusatzanforderung kritisiert wurde, könnte hier eine Rolle spielen, um die notwendige Granularität für das Engpassmanagement und die Steuerung zu gewährleisten [^13].

Verknüpfung mit dem regulatorischen Erlösrahmen

Die Energiewendekompetenz wird als zusätzliches Qualitätselement in den Rahmen der Anreizregulierung integriert. Dies bedeutet, dass die Erreichung bestimmter Ziele oder das Überschreiten von Schwellenwerten bei den Indikatoren zu einer Anpassung des zulässigen Erlösrahmens des Netzbetreibers führen kann. Dies kann in Form von Boni oder Malus-Regelungen geschehen, die den regulierten Erlös erhöhen oder mindern. Die genaue Ausgestaltung dieser Anreizmechanismen ist entscheidend, um die gewünschte Lenkungswirkung zu erzielen, ohne die Netzbetreiber zu überfordern oder die Kosten für die Endverbraucher unverhältnismäßig zu erhöhen.

Potentielle Auswirkungen auf Netzbetreiber und das Energiesystem

Die Einführung des Qualitätselements „Energiewendekompetenz“ wird weitreichende Auswirkungen auf die deutsche Energiewirtschaft haben.

Chancen für proaktive Netzbetreiber

Für Netzbetreiber, die bereits heute stark in die Transformation ihrer Netze investieren und innovative Lösungen implementieren, bietet die Energiewendekompetenz die Chance, ihre Vorreiterrolle regulatorisch und finanziell anerkannt zu sehen. Sie können sich durch überdurchschnittliche Leistungen von anderen abheben und so ihren zulässigen Erlösrahmen optimieren. Dies schafft einen Wettbewerbsvorteil im regulierten Umfeld und stärkt die Motivation für weitere Investitionen in die Zukunftsfähigkeit des Netzes.

Herausforderungen und Risiken

Die Implementierung bringt jedoch auch Herausforderungen mit sich. Die Entwicklung geeigneter, fairer und messbarer Indikatoren ist komplex. Es besteht das Risiko, dass die Indikatoren nicht alle relevanten Aspekte der Energiewendekompetenz abbilden oder zu unintended consequences führen. Zudem erfordert die Datenerhebung und -verarbeitung erhebliche Ressourcen von den Netzbetreibern. Eine weitere Herausforderung liegt in der Akzeptanz des neuen Qualitätselements durch alle Stakeholder, insbesondere im Hinblick auf potenzielle Kostensteigerungen. Die BNetzA muss ein Gleichgewicht finden zwischen wirksamen Anreizen und der Vermeidung „unnötiger Zusatzbelastungen“ [^14].

Beitrag zur gesamtgesellschaftlichen Energiewende

Langfristig soll die Energiewendekompetenz einen wesentlichen Beitrag zur Beschleunigung und Effizienzsteigerung der Energiewende leisten. Indem sie Netzbetreiber dazu anregt, ihre Netze aktiv und intelligent zu transformieren, wird die Integration erneuerbarer Energien erleichtert, die Systemstabilität erhöht und die Effizienz des gesamten Energiesystems verbessert. Ein leistungsfähiges und flexibles Netz ist die Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Sektorenkopplung und die Erreichung der Klimaziele. Das neue Qualitätselement ist somit nicht nur ein regulatorisches Instrument, sondern auch ein strategischer Hebel für die Transformation der deutschen Energiewirtschaft.

Fazit und Ausblick

Das Qualitätselement „Energiewendekompetenz“ ist eine zukunftsweisende Neuerung im Rahmen des NEST-Prozesses, die die Anreizregulierung an die Realitäten und Herausforderungen der Energiewende anpasst. Es ergänzt die etablierte Qualitätsregulierung um eine Dimension, die die proaktive Gestaltung der Netze und die Fähigkeit zur Integration der Transformation in den Vordergrund rückt. Die Entwicklung präziser Indikatoren und ein fairer Anreizmechanismus sind entscheidend für den Erfolg. Gelingt die Implementierung, kann die Energiewendekompetenz einen wichtigen Beitrag dazu leisten, die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur zu lenken, die Digitalisierung voranzutreiben und die deutsche Energiewende effizient und systemstabil zu gestalten. Die finalen Festlegungen der BNetzA, die Ende des dritten oder vierten Quartals 2025 erwartet werden, werden hierfür den entscheidenden Rahmen setzen [^15].

Quellenverzeichnis

[^1]: Bundesnetzagentur. (18. Juni 2025). *Konsultationen zu Festlegungsentwürfen zum zukünftigen Regulierungsrahmen sowie zu den Strom- und Gas-Netzentgeltfestlegungen starten*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250618_RahmenNest.html

[^2]: Addleshaw Goddard. (11. März 2025). *NEST-Prozess*. https://www.addleshawgoddard.com/de/veroeffentlichungen-presse/unsere-veroeffentlichungen/2025/energy/nest-prozess/

[^3]: Bundesnetzagentur. (18. Juni 2025). *Konsultationen zu Festlegungsentwürfen zum zukünftigen Regulierungsrahmen sowie zu den Strom- und Gas-Netzentgeltfestlegungen starten*.

[^4]: Addleshaw Goddard. (11. März 2025). *NEST-Prozess*.

[^5]: Bundesnetzagentur. (18. Juni 2025). *Konsultationen zu Festlegungsentwürfen zum zukünftigen Regulierungsrahmen sowie zu den Strom- und Gas-Netzentgeltfestlegungen starten*.

[^6]: Addleshaw Goddard. (11. März 2025). *NEST-Prozess*.

[^7]: Oxera. (11. Juli 2025). *Reform der deutschen Stromnetzentgeltsystematik: Sollen Einspeiser Netzentgelte zahlen?*. https://www.oxera.com/de/insights/agenda/articles/reform-der-deutschen-stromnetzentgeltsystematik-sollen-einspeiser-netzentgelte-zahlen/

[^8]: Siehe Kontext des Buches, Abschnitt "BDEW/VKU-Position" unter "NEST-Prozess".

[^9]: Addleshaw Goddard. (11. März 2025). *NEST-Prozess*.

[^10]: Addleshaw Goddard. (11. März 2025). *NEST-Prozess*.

[^11]: Addleshaw Goddard. (11. März 2025). *NEST-Prozess*.

[^12]: Addleshaw Goddard. (11. März 2025). *NEST-Prozess*.

[^13]: Verband kommunaler Unternehmen (VKU). (25. Februar 2025). *Übersicht über zentrale Inhalte der Novelle des Messstellenbetriebsgesetzes 2025*. https://www.vku.de/themen/infrastruktur-und-dienstleistungen/artikel/uebersicht-ueber-zentrale-inhalte-der-novelle-des-messstellenbetriebsgesetzes-2025/

[^14]: Bundesnetzagentur. (18. Juni 2025). *Konsultationen zu Festlegungsentwürfen zum zukünftigen Regulierungsrahmen sowie zu den Strom- und Gas-Netzentgeltfestlegungen starten*.

[^15]: Addleshaw Goddard. (11. März 2025). *NEST-Prozess*.

Redispatch-Kosten und Effizienzvergleich

Redispatch-Kosten und Effizienzvergleich

1. Einleitung: Redispatch-Kosten im Fokus der Netzentgeltregulierung

Das Jahr 2025 markiert einen entscheidenden regulatorischen Wendepunkt für die deutsche Energiewirtschaft, insbesondere im Rahmen des sogenannten NEST-Prozesses zur Neuausrichtung der Anreizregulierung und Netzentgeltfestlegung [^1][^2]. Eine der zentralen Neuerungen in diesem Kontext ist die erstmalige und explizite Einbeziehung von Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich für Netzbetreiber. Dieser Paradigmenwechsel stellt eine tiefgreifende Veränderung in der Methodik der Kostenanerkennung dar und zielt darauf ab, verstärkte Anreize für eine effiziente und systemdienliche Netzführung zu schaffen. Die Transformation des Energiesystems hin zu einer dezentralen und erneuerbaren Erzeugungslandschaft hat den Bedarf an Redispatch-Maßnahmen signifikant erhöht, wodurch deren Kosten zu einem immer relevanteren Faktor für die Stabilität und Wirtschaftlichkeit der Netze werden. Diese Seite analysiert die Hintergründe, die methodischen Herausforderungen und die potenziellen Auswirkungen dieser Neuregelung auf die Netzbetreiber und das gesamte Energiesystem.

2. Redispatch im Kontext der Energiewende: Eine Notwendigkeit mit Kostenfolgen

Redispatch bezeichnet Maßnahmen, die von Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und zunehmend auch von Verteilernetzbetreibern (VNB) ergriffen werden, um drohende Engpässe in den Stromnetzen zu vermeiden oder zu beseitigen. Dies geschieht in der Regel durch die gezielte

Änderung der Einspeiseleistung von Kraftwerken oder die Anpassung des Lastverhaltens von Verbrauchern. Die Notwendigkeit für Redispatch-Maßnahmen ist in den letzten Jahren aufgrund der fortschreitenden Energiewende dramatisch angestiegen. Die wachsende Zahl fluktuierender erneuerbarer Energiequellen wie Wind- und Solaranlagen, deren Einspeisung wetterabhängig ist, führt zu einer erhöhten Volatilität und zu regionalen Ungleichgewichten zwischen Stromerzeugung und -verbrauch. Gleichzeitig hält der Netzausbau, insbesondere im Übertragungsnetz, nicht immer Schritt mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien. Diese Diskrepanz erfordert häufig Eingriffe, um die Systemsicherheit zu gewährleisten.

Die Kosten für Redispatch-Maßnahmen sind beträchtlich und werden letztlich über die Netzentgelte auf alle Stromverbraucher umgelegt. Sie umfassen Entschädigungen für die Nicht-Einspeisung von Erzeugungsanlagen, für die Hoch- und Herunterregelung von Kraftwerken sowie für den Einsatz von Speichern und flexiblen Lasten. Die Verteilernetzbetreiber spielen eine zunehmend aktive Rolle, da ein Großteil der erneuerbaren Erzeugung auf ihrer Ebene angeschlossen ist und lokale Engpässe vermehrt auftreten. Die BNetzA hat diesen Trend erkannt und reagiert mit der Anpassung der Regulierung, um die Effizienz auf allen Netzebenen zu fördern.

3. Der Effizienzvergleich in der Anreizregulierung: Grundlagen und bisherige Praxis

Die deutsche Netzentgeltregulierung basiert auf dem Prinzip der Anreizregulierung, das in den §§ 21 ff. des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verankert ist. Ihr Hauptziel ist es, Netzbetreibern Anreize zu geben, ihre Kosten zu senken, effizient zu wirtschaften und gleichzeitig die Qualität und Sicherheit der Netzinfrastruktur zu gewährleisten. Ein zentrales Instrument hierfür ist der Effizienzvergleich (Benchmarking), der die Leistungsfähigkeit der regulierten Netzbetreiber anhand von Kosten- und Strukturdaten miteinander vergleicht.

Im Rahmen der Anreizregulierung, die durch Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) wie die RAMEN-Festlegungen für Strom und Gas konkretisiert wird (RAMEN Strom und RAMEN Gas: Methodische Neuausrichtung), wird für jeden Netzbetreiber ein individueller Effizienzfaktor (Xeff) ermittelt. Dieser Faktor bestimmt, um welchen Prozentsatz die Erlösobergrenze des Netzbetreibers im Vergleich zu einem effizienten Vergleichsunternehmen reduziert wird. Die Kosten, die in den Effizienzvergleich einfließen, sind primär die beeinflussbaren Betriebskosten (OPEX). Investitionskosten (CAPEX) werden über kalkulatorische Abschreibungen und Kapitalkosten berücksichtigt.

In den bisherigen Regulierungsperioden wurden Redispatch-Kosten in der Regel als "dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten" (künftig KAnEu: Anerkennung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten) behandelt. Dies bedeutete, dass sie nicht in den Effizienzvergleich einbezogen wurden und somit keinen direkten Einfluss auf den Effizienzfaktor des Netzbetreibers hatten. Die Argumentation

hierfür war, dass Redispatch-Maßnahmen primär systemischer Natur seien, von den Übertragungsnetzbetreibern angeordnet würden und die Verteilernetzbetreiber nur begrenzte Möglichkeiten hätten, diese Kosten zu beeinflussen. Angesichts der zunehmenden Bedeutung der Verteilernetze für die Systemstabilität und der steigenden Redispatch-Kosten hat sich diese Sichtweise jedoch gewandelt.

4. Die regulatorische Neuausrichtung 2025: Redispatch-Kosten im Effizienzvergleich

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat im Zuge des Regulatorischer Kontext des NEST-Prozesses im Juni 2025 die Konsultationen zu den Festlegungsverfahren RAMEN Strom und RAMEN Gas sowie zu den Methodenfestlegungen für den Effizienzvergleich gestartet [^1][^4]. Ein wesentliches Kernelement dieser Neuausrichtung ist die Einbeziehung von Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich [^1]. Die BNetzA verfolgt damit das explizite Ziel, den "effizienten Einsatz von Redispatch anzureizen" [^1].

Die Motivation hinter dieser regulatorischen Anpassung ist vielschichtig:

1. **Stärkere Anreize für Effizienz**: Durch die direkte Verknüpfung von Redispatch-Kosten mit der Effizienzbewertung sollen Netzbetreiber einen finanziellen Anreiz erhalten, alle Möglichkeiten zur Reduzierung dieser Kosten auszuschöpfen. Dies umfasst nicht nur die Reaktion auf Engpässe, sondern auch proaktive Maßnahmen zur Engpassvermeidung.
2. **Förderung netzdienlicher Investitionen**: Die Einbeziehung der Kosten soll Investitionen in intelligente Netzinfrastrukturen (Smart Grids), Flexibilitätsmanagement, Netzautomatisierung und eine optimierte Netzplanung fördern. Solche Investitionen können langfristig den Bedarf an kostspieligen Redispatch-Maßnahmen reduzieren.
3. **Transparenz und Verursachungsgerechtigkeit**: Die BNetzA strebt an, die Transparenz in der Kostenermittlung zu erhöhen und eine größere Verursachungsgerechtigkeit herzustellen [^1]. Wenn Netzbetreiber durch ihre Betriebsführung oder Investitionsentscheidungen Redispatch-Kosten beeinflussen können, sollen sie auch für diese Effekte im Effizienzvergleich berücksichtigt werden.
4. **Einbindung in ein ganzheitliches Regulierungssystem**: Die Neuregelung ist Teil eines umfassenderen Ansatzes, der die Anforderungen der Energiewende in der Regulierung abbildet. Dies zeigt sich auch in der Einführung des neuen Qualitätselements 'Energiewendekompetenz', das die Fähigkeit von Netzbetreibern zur Integration erneuerbarer Energien und zur effizienten Systemführung bewertet und somit eine direkte Verbindung zur Minimierung von Redispatch-Kosten aufweist.

Die neue Regelung bedeutet, dass die Redispatch-Kosten künftig nicht mehr pauschal als nicht beeinflussbar eingestuft, sondern als Teil der betrieblichen Effizienzleistung der Netzbetreiber

bewertet werden. Dies erfordert eine detaillierte und belastbare Methodik, um eine faire und nachvollziehbare Bewertung zu gewährleisten.

5. Methodische Herausforderungen und Lösungsansätze

Die Einbeziehung von Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich ist mit erheblichen methodischen Herausforderungen verbunden, die in den Konsultationsverfahren der BNetzA intensiv diskutiert wurden und deren Lösung für eine erfolgreiche Umsetzung entscheidend ist.

5.1. Abgrenzung und Zurechenbarkeit der Kosten

Eine der größten Schwierigkeiten liegt in der verursachungsgerechten Zurechnung von Redispatch-Kosten zu einzelnen Netzbetreibern. Redispatch-Maßnahmen sind oft das Ergebnis komplexer Interaktionen und Engpässe über verschiedene Netzebenen hinweg. Ein Engpass im Übertragungsnetz kann beispielsweise durch Einspeisungen im Verteilernetz verstärkt werden, aber auch ein lokaler Engpass im Verteilernetz kann über die Kopplungspunkte Rückwirkungen auf höhere Netzebenen haben.

- **Problemstellung**: Wie lassen sich die Anteile an Redispatch-Kosten, die tatsächlich durch das Verhalten oder die Netzinfrastruktur eines spezifischen Verteilernetzbetreibers verursacht oder beeinflusst werden, von systembedingten Kosten trennen, die auf übergeordneten Netzengpässen oder Marktunzulänglichkeiten beruhen?
- **Mögliche Lösungsansätze**:
  - **Segmentierung nach Netzebenen**: Eine Möglichkeit wäre, Redispatch-Kosten nach der Netzebene zu segmentieren, auf der der Engpass primär auftritt. Dies erfordert jedoch eine präzise Modellierung der Netzflüsse und der Kausalzusammenhänge.
  - **Engpassanalyse**: Eine detaillierte Analyse der Engpassursachen könnte Aufschluss darüber geben, welcher Netzbetreiber durch Investitionen oder Betriebsführung maßgeblich zur Entstehung oder Vermeidung des Engpasses beitragen könnte.
  - **Korrekturfaktoren**: Die Einführung von Korrekturfaktoren, die strukturelle Unterschiede oder exogene Einflüsse (z.B. geografische Lage, hohe Dichte an EE-Anlagen) berücksichtigen, könnte eine faire Vergleichbarkeit verbessern.

5.2. Beeinflussbarkeit der Kosten

Eng damit verbunden ist die Frage nach der tatsächlichen Beeinflussbarkeit der Redispatch-Kosten durch den Netzbetreiber. Nicht alle Redispatch-Kosten sind gleichermaßen durch die Entscheidungen und Maßnahmen eines VNB steuerbar.

- **Problemstellung**: Ein Teil der Redispatch-Kosten ist systembedingt und resultiert aus der Gesamtarchitektur des Energiesystems und der Marktdesign. Ein anderer Teil kann durch

die Betriebsführung, die Qualität der Netzplanung und die Investitionen in die Netzinfrastruktur des jeweiligen Netzbetreibers beeinflusst werden.
- **Mögliche Lösungsansätze**:
  - **Differenzierung zwischen systemischen und lokalen Redispatch**: Eine genaue Unterscheidung zwischen Redispatch-Maßnahmen, die zur Behebung von Engpässen im eigenen Netz notwendig sind (lokaler Redispatch), und solchen, die aufgrund von Engpässen in übergeordneten Netzen angeordnet werden (systemischer Redispatch), ist essenziell. Nur der beeinflussbare Anteil sollte in den Effizienzvergleich einfließen.
  - **Expertenbasierte Bewertung oder Modellierung**: Die Festlegung des beeinflussbaren Anteils könnte durch Gutachten oder komplexe Simulationsmodelle erfolgen, die die Handlungsspielräume der Netzbetreiber abbilden.

5.3. Datenbasis und Transparenz

Ein robuster Effizienzvergleich erfordert eine qualitativ hochwertige und standardisierte Datenbasis. Die Erfassung und Bereitstellung von Redispatch-relevanten Daten ist komplex.

- **Problemstellung**: Für einen fairen Vergleich müssen die Daten zu Redispatch-Maßnahmen, Engpasssituationen, den verursachenden Anlagen und den entstandenen Kosten für alle Netzbetreiber einheitlich und in ausreichender Granularität verfügbar sein.
- **Mögliche Lösungsansätze**:
  - **Standardisierte Datenerhebung**: Die BNetzA muss klare Vorgaben für die Erfassung und Meldung von Redispatch-Daten definieren.
  - **Einsatz digitaler Technologien**: Der voranschreitende Smart Meter Rollout (Smart Meter Rollout & Messstellenbetrieb) und die Digitalisierung der Netze können die Verfügbarkeit und Qualität der Daten erheblich verbessern.
  - **Transparenzmechanismen**: Die Transparenz in der Kostenermittlung muss gewährleistet sein, um Akzeptanz bei den Netzbetreibern zu schaffen und die Nachvollziehbarkeit der Vergleichsergebnisse zu sichern.

5.4. Risikoverteilung

Die Einbeziehung von Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich verschiebt auch die Risikoverteilung. Netzbetreiber, die in Regionen mit hoher EE-Einspeisung oder strukturellen Netzengpässen tätig sind, könnten einem höheren Risiko ausgesetzt sein.

- **Problemstellung**: Wie kann eine Überlastung von Netzbetreibern mit Risiken, die sie nicht oder nur begrenzt beeinflussen können, vermieden werden, während gleichzeitig Anreize für Effizienz gesetzt werden?
- **Mögliche Lösungsansätze**:
  - **Schwellenwerte und Korridore**: Die Einführung von Schwellenwerten oder Toleranzkorridoren für Redispatch-Kosten könnte Netzbetreiber vor extremen, unbeeinflussbaren Kostenexplosionen schützen.

    - **Anpassungsmechanismen**: Die Regulierung könnte Mechanismen vorsehen, die eine Anpassung der Effizienzziele bei außergewöhnlichen, unvorhersehbaren Ereignissen ermöglichen.

Die Methodenfestlegungen zum Effizienzvergleich, die im Sommer 2025 zur Konsultation gestellt wurden, werden diese detaillierten Aspekte adressieren müssen, um eine praktikable und faire Lösung zu entwickeln [^4].

6. Erwartete Auswirkungen auf Netzbetreiber und das Energiesystem

Die neue Einbeziehung von Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich wird weitreichende Auswirkungen auf die Netzbetreiber und die Transformation des Energiesystems haben.

6.1. Verstärkte Effizienzanreize und Investitionslenkung

Netzbetreiber werden einen deutlich stärkeren Anreiz haben, ihre Redispatch-Kosten zu minimieren. Dies wird sich in folgenden Bereichen manifestieren:

- **Optimierte Netzplanung und -betrieb**: Eine vorausschauendere Netzplanung, die potenzielle Engpässe frühzeitig identifiziert und vermeidet, wird an Bedeutung gewinnen. Auch die Betriebsführung wird sich stärker auf die Reduzierung von Redispatch-Bedarf konzentrieren.
- **Förderung netzdienlicher Technologien**: Investitionen in Smart Grids, intelligente Ortsnetzstationen, Netzautomatisierung und die Integration von Flexibilitätsoptionen (z.B. Speicher, steuerbare Lasten gemäß §14a EnWG: Netzdienliche Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen) werden attraktiver, da sie zur Senkung der Redispatch-Kosten beitragen können.
- **Verbesserte Koordination**: Die Notwendigkeit, Redispatch-Kosten zu reduzieren, wird die Kooperation zwischen VNBs und ÜNBs sowie zwischen benachbarten VNBs fördern, um Engpässe systemweit effizienter zu managen.

6.2. Anpassung von Geschäftsmodellen und Betriebsstrategien

Die strategische Ausrichtung der Netzbetreiber muss sich an die neue Regulierung anpassen.

- **Proaktives Engpassmanagement**: Statt reaktiv auf Engpässe zu reagieren, werden Netzbetreiber proaktive Strategien entwickeln müssen, um Engpässe zu vermeiden. Dies kann den Aufbau interner Kompetenzen im Bereich der Netzmodellierung, -analyse und -steuerung erfordern.

- **Datenmanagement und Digitalisierung**: Die Fähigkeit, detaillierte und präzise Daten zu Redispatch-Ereignissen und den zugrunde liegenden Netzbedingungen zu erfassen, zu analysieren und zu nutzen, wird zu einem kritischen Erfolgsfaktor. Dies unterstreicht die Bedeutung der Digitalisierung für die Netzbetreiber.
- **Bedeutung der 'Energiewendekompetenz'**: Die Fähigkeit, Redispatch-Kosten durch vorausschauendes Handeln zu minimieren, kann direkt als Ausdruck der Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers gewertet werden, was wiederum positive Auswirkungen auf dessen Qualitätsfaktor haben kann.

6.3. Potentielle Auswirkungen auf Netzentgelte und Wettbewerb

Langfristig könnten Effizienzgewinne bei der Redispatch-Vermeidung zu einer Dämpfung der Netzentgelte beitragen, da ein Teil der Systemkosten reduziert wird. Kurzfristig könnten jedoch erhöhte Investitionen in digitale Infrastruktur und Netzverstärkung notwendig sein, die sich ebenfalls in den Netzentgelten niederschlagen. Im Effizienzvergleich wird die neue Kostenkategorie die relative Positionierung der Netzbetreiber beeinflussen. Jene, die bereits effizient agieren oder in der Lage sind, ihre Redispatch-Kosten effektiv zu managen, werden im Vergleich besser abschneiden. Kleinere Netzbetreiber könnten vor besonderen Herausforderungen stehen, da die Implementierung der notwendigen Systeme und Prozesse ressourcenintensiv sein kann, auch wenn weiterhin vereinfachte Verfahren für Kleinstnetzbetreiber bestehen [^1].

7. Positionen der Branchenverbände und Ausblick

Die Branchenverbände, darunter BDEW und VKU, haben sich im Rahmen des NEST-Prozesses grundsätzlich für einen investitionsfreundlichen Rahmen ausgesprochen, der die notwendigen Transformationen in den Netzen ermöglicht und angemessene Renditen für Netzbetreiber sichert [^1]Positionen der Verbände: BDEW und VKU. Die Einbeziehung von Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich wird aus ihrer Sicht kritisch auf ihre Umsetzbarkeit, die Fairness der Methodik und die Vermeidung unzumutbarer Risikobelastungen geprüft werden. Insbesondere die genaue Abgrenzung der beeinflussbaren Kostenanteile und die Berücksichtigung regionaler Besonderheiten dürften zentrale Diskussionspunkte bleiben.

Die finale Festlegung der BNetzA, die Ende des dritten oder vierten Quartals 2025 erwartet wird [^2], wird die genaue Methodik und die konkreten Parameter für die Einbeziehung der Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich definieren. Der Erfolg dieser

Inflationsbereinigung: VPI und Xgen-Anwendung auf OPEX

Inflationsbereinigung: VPI und Xgen-Anwendung auf OPEX

Die präzise und konsistente Behandlung von Inflation in der Kostenrechnung und -prognose, insbesondere im Kontext regulierter Industrien, ist von fundamentaler Bedeutung für die Gewährleistung von Kostentransparenz, Investitionssicherheit und fairen Preisen für Endverbraucher. Eine zentrale Herausforderung stellt dabei die Vermeidung einer doppelten Inflationierung dar, die entstehen kann, wenn unterschiedliche Mechanismen zur Inflationsanpassung – wie der Verbraucherpreisindex (VPI) und der Xgen-Faktor – ohne klare Abgrenzung auf dieselben Kostenbestandteile angewendet werden. Diese Seite widmet sich einer detaillierten Methodik zur Vermeidung dieses Phänomens durch eine zielgerichtete Anwendung von VPI und Xgen ausschließlich auf operative Ausgaben (OPEX).

1. Einleitung: Die Problematik der Inflationsbereinigung in regulierten Märkten

In regulierten Sektoren, wie der Energie- oder Telekommunikationswirtschaft, unterliegen Unternehmen spezifischen Kostenprüfungs- und Preisfestsetzungsmechanismen. Diese Mechanismen sollen sicherstellen, dass die Unternehmen die notwendigen Kosten zur Aufrechterhaltung und Weiterentwicklung der Infrastruktur decken können, gleichzeitig aber auch Anreize für Effizienzsteigerungen gesetzt werden und die Endverbraucher vor überhöhten Preisen geschützt sind [^1]. Ein kritischer Aspekt dieser Regulierung ist die korrekte Berücksichtigung der Inflation. Inflation führt dazu, dass die Kaufkraft des Geldes sinkt und somit zukünftige Kosten in nominalen Werten höher ausfallen als in realen Werten. Eine Anpassung der Kosten um die

Inflationsrate ist daher unerlässlich, um die reale Ertragskraft der Unternehmen zu erhalten und Investitionen zu ermöglichen.

Die Herausforderung besteht darin, dass in diesen Systemen oft zwei unterschiedliche Instrumente zur Kostenanpassung existieren: der VPI und der Xgen-Faktor. Während der VPI primär die allgemeine Preisentwicklung für Konsumgüter und Dienstleistungen abbildet und zur Kompensation realer Kostensteigerungen dient, ist der Xgen-Faktor ein regulierungsspezifisches Instrument, das Effizienzauflagen abbildet und die Unternehmen zu Kostensenkungen anhalten soll. Eine unsachgemäße Anwendung dieser Faktoren kann jedoch zu einer „doppelten Inflationierung“ führen, bei der Kostenbestandteile sowohl durch den VPI als auch implizit durch den Xgen-Faktor angepasst werden, was die Kostenstrukturen verzerrt und die regulatorischen Ziele untergräbt [^2].

Diese Methodik konzentriert sich auf die Anwendung dieser Anpassungsmechanismen auf operative Ausgaben (OPEX), da diese im Gegensatz zu Investitionsausgaben (CAPEX) in der Regel die direkten Kosten des laufenden Betriebs widerspiegeln und somit unmittelbar von Preisänderungen und Effizienzauflagen betroffen sind. Eine klare Abgrenzung der Anwendungsbereiche ist hierbei entscheidend, um die angestrebte Transparenz und Fairness zu gewährleisten.

2. Grundlagen der Inflationsbereinigung: VPI und Xgen

Um die Problematik der doppelten Inflationierung zu verstehen und geeignete Vermeidungsstrategien zu entwickeln, ist ein fundiertes Verständnis der beiden zentralen Instrumente – des Verbraucherpreisindex (VPI) und des Xgen-Faktors – unerlässlich.

2.1. Der Verbraucherpreisindex (VPI) als Referenzgröße

Der Verbraucherpreisindex (VPI) ist ein makroökonomischer Indikator, der die durchschnittliche Preisentwicklung aller Waren und Dienstleistungen misst, die von privaten Haushalten für Konsumzwecke gekauft werden [^3]. In Deutschland wird der VPI vom Statistischen Bundesamt berechnet und veröffentlicht. Er dient als zentrales Maß für die Inflation und deflationäre Tendenzen.

- **Definition und Berechnung:** Der VPI wird als gewichteter Durchschnitt der Preisänderungen eines repräsentativen Warenkorbs berechnet. Dieser Warenkorb umfasst eine Vielzahl von Gütern und Dienstleistungen, deren Gewichtung die Ausgabenstruktur der Haushalte widerspiegelt. Die Preisänderungen werden monatlich erfasst und in Relation zu einem Basisjahr gesetzt.
- **Anwendungsbereiche:** Der VPI findet breite Anwendung in Wirtschaft und Gesellschaft. Er dient als Grundlage für Lohnverhandlungen, Rentenanpassungen, Wertsicherungsklauseln in Verträgen und als Indikator für die Geldpolitik der

Zentralbanken. Im Kontext der Kostenregulierung wird der VPI verwendet, um die nominalen Kosten der Unternehmen an die allgemeine Preisentwicklung anzupassen und somit die reale Kaufkraft der Erlöse zu sichern. Dies betrifft insbesondere jene OPEX-Bestandteile, die extern beschafft werden und deren Preisentwicklung eng an die allgemeine Inflation gekoppelt ist (z.B. Materialkosten, Energiekosten ohne eigene Effizienzkomponente).
- **Limitationen:** Obwohl der VPI ein weit verbreitetes und anerkanntes Instrument ist, weist er Limitationen auf. Er bildet die allgemeine Konsumenteninflation ab und spiegelt nicht zwangsläufig die spezifische Kostenentwicklung einzelner Branchen wider. Branchenspezifische Input-Preisindizes könnten hier präziser sein, sind aber oft nicht verfügbar oder aufwendiger zu erheben. Dennoch bleibt der VPI aufgrund seiner Verfügbarkeit und Akzeptanz ein Standardinstrument.

2.2. Der Xgen-Faktor: Effizienzsteuerung in der Regulierung

Der Xgen-Faktor, oft auch als Produktivitätsfaktor oder Effizienzfaktor bezeichnet, ist ein spezifisches Instrument der Anreizregulierung, das in verschiedenen regulierten Industrien, insbesondere im Infrastrukturbereich, eingesetzt wird. Sein primäres Ziel ist es, Unternehmen Anreize zu Effizienzsteigerungen zu geben und die Weitergabe von Produktivitätsgewinnen an die Endverbraucher zu gewährleisten.

- **Konzept und Zielsetzung:** Der Xgen-Faktor wird von der Regulierungsbehörde festgelegt und ist ein prozentualer Abzug von den jährlich anzupassenden Kosten oder Erlösen. Er basiert in der Regel auf der Annahme, dass regulierte Unternehmen langfristig Effizienzsteigerungen erzielen können, die über die allgemeine Produktivitätsentwicklung der Gesamtwirtschaft hinausgehen oder zumindest deren branchenneutralen Anteil abbilden. Der Faktor zwingt die Unternehmen, ihre Kosten pro Einheit zu senken, um die gleiche reale Ertragsbasis zu erhalten.
- **Regulatorischer Kontext:** In Deutschland wird der Xgen-Faktor beispielsweise in der Strom- und Gasnetzentgeltregulierung angewendet. Die Bundesnetzagentur legt diesen Faktor im Rahmen von Festlegungsverfahren fest, die auf umfassenden Analysen der Branchenproduktivität und Effizienzpotenziale basieren [^4]. Die Konsultation zu solchen Festlegungsentwürfen, wie sie die Bundesnetzagentur regelmäßig durchführt, unterstreicht die Komplexität und die Notwendigkeit einer fundierten Datengrundlage für die Bestimmung dieses Faktors [^5].
- **Abgrenzung zum VPI:** Im Gegensatz zum VPI, der eine passive Anpassung an externe Preisentwicklungen darstellt, ist der Xgen-Faktor ein aktives Steuerungsinstrument, das Anreize für interne Effizienzmaßnahmen schafft. Er zielt darauf ab, Kostenbestandteile zu reduzieren, die durch verbesserte Prozesse, Technologien oder Organisationsstrukturen beeinflussbar sind. Dies sind typischerweise Teile der OPEX, wie Personalkosten (durch optimierte Arbeitsabläufe), IT-Kosten (durch Systemkonsolidierung) oder Wartungskosten (durch prädiktive Instandhaltung).

3. OPEX im Fokus: Definition, Bedeutung und Herausforderungen

Operative Ausgaben (OPEX) sind die Kosten, die ein Unternehmen im Rahmen seiner normalen Geschäftstätigkeit zur Aufrechterhaltung des Betriebs tätigt. Sie stehen im Gegensatz zu Investitionsausgaben (CAPEX), die für den Erwerb oder die Verbesserung langlebiger Vermögenswerte anfallen [^6].

3.1. Definition und Abgrenzung zu CAPEX

- **OPEX:** Umfassen typischerweise Personalkosten, Materialkosten, Mietkosten, Wartungskosten, Energiekosten, Verwaltungskosten, Marketingkosten und Forschungs- und Entwicklungskosten. Sie werden in der Gewinn- und Verlustrechnung als Aufwand erfasst und mindern direkt den Gewinn des Unternehmens.
- **CAPEX:** Beziehen sich auf Ausgaben für den Erwerb, die Instandhaltung oder die Verbesserung von Anlagegütern wie Gebäuden, Maschinen, Fahrzeugen oder Software, die über mehrere Perioden genutzt werden. CAPEX werden in der Bilanz als Vermögenswerte aktiviert und über ihre Nutzungsdauer abgeschrieben.
- **Bedeutung der Abgrenzung:** Eine klare Trennung zwischen OPEX und CAPEX ist nicht nur für die Rechnungslegung entscheidend, sondern auch für die korrekte Anwendung von Inflationsbereinigungs- und Effizienzfaktoren. Während CAPEX in der Regel über Abschreibungen und kalkulatorische Zinsen in die Kostenbasis eingehen und dort anderen Inflationsanpassungen unterliegen, sind OPEX die direkten Kosten des laufenden Betriebs und somit der primäre Anwendungsbereich für VPI und Xgen. Fehler bei der Abgrenzung können zu falschen Kostenbasen und somit zu ineffizienten oder ungerechten Preisregelungen führen [^7].

3.2. Herausforderungen bei der Inflationsbereinigung von OPEX

Die Inflationsbereinigung von OPEX ist komplex, da operative Kosten oft eine heterogene Zusammensetzung aufweisen. Einige OPEX-Bestandteile sind stark von der allgemeinen Inflation betroffen, andere wiederum unterliegen branchenspezifischen Preisentwicklungen oder sind direkt durch Effizienzmaßnahmen beeinflussbar. Die Hauptaufgabe besteht darin, die verschiedenen OPEX-Komponenten korrekt zu klassifizieren und den jeweils passenden Inflations- bzw. Effizienzfaktor zuzuordnen. Eine pauschale Anwendung eines Faktors auf alle OPEX-Bestandteile würde die Spezifika einzelner Kostenarten ignorieren und könnte zu Verzerrungen führen.

4. Die Problematik der doppelten Inflationierung

Die doppelte Inflationierung tritt auf, wenn dieselben Kostenbestandteile innerhalb eines Abrechnungs- oder Regulierungszeitraums durch mehr als einen Inflationsmechanismus angepasst werden, oder wenn ein Effizienzfaktor angewendet wird, der bereits eine Inflationskomponente enthält oder mit einem separaten Inflationsfaktor in Konflikt gerät.

4.1. Mechanismus und Auswirkungen

Der Mechanismus der doppelten Inflationierung kann subtil sein. Angenommen, ein Unternehmen hat einen jährlichen OPEX-Betrag, der pauschal um den VPI angepasst wird, um die allgemeine Preissteigerung zu kompensieren. Gleichzeitig wird auf diesen OPEX-Betrag ein Xgen-Faktor angewendet, der eine implizite Annahme über die Kostenentwicklung beinhaltet. Wenn der Xgen-Faktor nicht explizit um die allgemeine Inflation bereinigt ist oder wenn er auf Kosten angewendet wird, die bereits durch den VPI inflationsbereinigt wurden, entsteht eine doppelte Zählung.

- **Beispiel:** Ein Xgen-Faktor von 1,5 % pro Jahr soll Effizienzgewinne abbilden. Wenn die allgemeine Inflation (VPI) bei 2 % liegt und der Xgen-Faktor auf die *nominal* um den VPI erhöhten OPEX angewendet wird, führt dies zu einer Überkompensation der Inflation oder einer zu starken Reduktion der Kosten. Ist der Xgen-Faktor hingegen als *realer* Effizienzfaktor konzipiert (d.h., er soll Effizienzgewinne *zusätzlich* zur Inflationsbereinigung abbilden), muss sichergestellt werden, dass die Basiskosten *zuerst* um den VPI realisiert werden und *danach* der Xgen-Faktor auf diese realen Kosten angewendet wird.
- **Auswirkungen:**
  - **Überkompensation von Kosten:** Dies führt zu höheren Erlösen für die Unternehmen, als es zur Deckung der realen Kosten notwendig wäre. Dies belastet die Endverbraucher mit überhöhten Preisen.
  - **Fehlanreize:** Unternehmen könnten weniger Anreize haben, tatsächlich Effizienzsteigerungen zu realisieren, wenn ihre Kosten ohnehin überkompensiert werden.
  - **Verzerrung der Wettbewerbsfähigkeit:** Eine inkorrekte Kostenbasis kann die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen verzerren, insbesondere im Vergleich zu nicht-regulierten Märkten oder internationalen Wettbewerbern.
  - **Glaubwürdigkeitsverlust der Regulierung:** Eine ineffiziente oder ungerechte Regulierung kann das Vertrauen der Öffentlichkeit und der Marktteilnehmer in die Regulierungsbehörden untergraben.

4.2. Risiken für Unternehmen und Endverbraucher

Für **Unternehmen** besteht das Risiko, dass eine zu strikte oder inkonsistente Anwendung der Faktoren ihre reale Ertragskraft schmälert, wenn der Xgen-Faktor die Inflation nicht berücksichtigt oder wenn er zu aggressiv ist und gleichzeitig der VPI nicht adäquat angewendet wird. Umgekehrt können sie von einer doppelten Inflationierung profitieren, was jedoch langfristig zu regulatorischen Eingriffen oder einem Vertrauensverlust führen kann. Für **Endverbraucher** führt eine doppelte Inflationierung direkt zu höheren Preisen für Dienstleistungen und Produkte, da die regulierten Unternehmen diese Kosten weitergeben dürfen. Dies reduziert die Kaufkraft und kann die Akzeptanz für notwendige Investitionen in die Infrastruktur mindern.

5. Methodik zur Vermeidung doppelter Inflationierung

Die Vermeidung doppelter Inflationierung erfordert eine klare, systemische Methodik, die eine präzise Zuordnung von VPI und Xgen-Faktor zu den jeweiligen OPEX-Komponenten gewährleistet. Der Schlüssel liegt in der Differenzierung zwischen extern getriebenen Preissteigerungen und intern beeinflussbaren Effizienzpotenzialen.

5.1. Separate Anwendung von VPI und Xgen

Die grundlegende Prämisse ist, dass VPI und Xgen-Faktor als separate Instrumente mit unterschiedlichen Zielen und Anwendungsbereichen verstanden und angewendet werden müssen.

1. **Reale Kostenbasis:** Zunächst müssen alle OPEX-Kosten auf einer realen Basis abgebildet werden, d.h., sie werden um die allgemeine Inflation bereinigt, um ihre Kaufkraft über die Zeit zu erhalten. Dies ist die Aufgabe des VPI.
2. **Effizienzkomponente:** Anschließend wird der Xgen-Faktor auf jene realen Kostenbestandteile angewendet, die als effizienzsteuerbar gelten, um Anreize zur Produktivitätssteigerung zu setzen.

Diese sequenzielle und differenzierte Anwendung stellt sicher, dass keine Komponente doppelt inflationsbereinigt oder durch den Xgen-Faktor unangemessen reduziert wird.

5.2. Anwendungsbereiche des VPI auf OPEX-Komponenten

Der VPI sollte auf jene OPEX-Bestandteile angewendet werden, deren Preisentwicklung maßgeblich von der allgemeinen Marktentwicklung abhängt und die vom Unternehmen nur begrenzt durch Effizienzmaßnahmen beeinflusst werden können.

- **Extern beschaffte Sachleistungen:** Kosten für Materialien, externe Dienstleistungen (z.B. Reinigung, Sicherheitsdienste, einfache IT-Services), die nicht unter spezifische Effizienzauflagen fallen.
- **Energiekosten (nicht-effizienzsteuerbar):** Die reinen Beschaffungskosten von Energie, sofern diese nicht durch unternehmenseigene Effizienzmaßnahmen (z.B. durch optimierten Verbrauch) beeinflusst werden können.
- **Mietkosten:** Sofern diese nicht an spezifische, unternehmensinterne Effizienzziele gebunden sind.
- **Lizenzgebühren:** Für Software oder Patente, deren Preise extern festgelegt werden.

Diese Kostenbestandteile werden jährlich um den VPI (oder einen geeigneteren, branchenspezifischen Input-Preisindex, falls verfügbar) angepasst, um ihre reale Kaufkraft zu erhalten.

5.3. Anwendungsbereiche des Xgen-Faktors auf OPEX-Komponenten

Der Xgen-Faktor sollte ausschließlich auf jene OPEX-Bestandteile angewendet werden, bei denen das Unternehmen durch eigene Anstrengungen Effizienzsteigerungen erzielen kann und soll. Diese Kosten sind typischerweise stärker unternehmenseigen beeinflussbar.

- **Personalkosten:** Durch Prozessoptimierung, Automatisierung, Reorganisation oder Schulung kann die Produktivität der Mitarbeiter gesteigert werden. Der Xgen-Faktor setzt hier einen Anreiz, die Personalkosten pro Leistungseinheit zu senken.
- **Wartungs- und Instandhaltungskosten:** Durch den Einsatz prädiktiver Wartung, optimierte Wartungspläne oder den Einsatz effizienterer Technologien können diese Kosten reduziert werden.
- **Interne IT-Kosten:** Durch Systemkonsolidierung, Prozessautomatisierung oder den Einsatz kosteneffizienterer Technologien lassen sich hier Effizienzgewinne realisieren.
- **Verwaltungskosten:** Durch Digitalisierung von Prozessen, schlankere Strukturen oder den Abbau von Bürokratie können Verwaltungskosten gesenkt werden.

Wichtig ist hierbei, dass der Xgen-Faktor auf die *bereits VPI-bereinigten* (also realen) Kosten dieser Kategorien angewendet wird. Dies stellt sicher, dass der Faktor tatsächlich Effizienzgewinne über die allgemeine Inflation hinaus abbildet und keine doppelte Inflationsbereinigung stattfindet.

5.4. Praktische Implementierung und Fallbeispiele

Die Implementierung dieser Methodik erfordert eine detaillierte Kostenstellenrechnung und eine klare Zuordnung der einzelnen Kostenarten.

- **Kostenklassifikation:** Unternehmen müssen ihre OPEX in Kategorien unterteilen, die eindeutig entweder dem VPI-Anpassungsbereich oder dem Xgen-Anpassungsbereich zugeordnet werden können. Eine detaillierte Kostenartenrechnung ist hierfür die Grundlage.
- **Transparente Datenbasis:** Die Entscheidung über die Zuordnung und die Höhe der Faktoren muss transparent und nachvollziehbar sein, gestützt auf fundierte Daten und Analysen. Regulierungsbehörden wie die Bundesnetzagentur fordern in ihren Konsultationsverfahren regelmäßig detaillierte Begründungen und Daten von den Unternehmen [^5].
- **Regelmäßige Überprüfung:** Die Zuordnung und die Höhe der Faktoren sollten regelmäßig überprüft und angepasst werden, da sich Kostenstrukturen, technologische Möglichkeiten und die allgemeine Preisentwicklung ändern können.

Fallbeispiel (Netzbetreiber): Ein Stromnetzbetreiber hat OPEX für Personalkosten, Materialkosten für Kleinreparaturen und externe IT-Dienstleistungen.

- Die Materialkosten für Kleinreparaturen (z.B. Kabel, Schrauben) werden primär durch den VPI angepasst, da ihre Preisentwicklung der allgemeinen Inflation folgt und der

Netzbetreiber hier kaum Effizienzpotenziale hat.
- Die Personalkosten werden zuerst um den VPI angepasst, um die reale Kaufkraft der Gehälter zu erhalten. Danach wird auf diese realen Personalkosten der Xgen-Faktor angewendet, um Anreize zur Prozessoptimierung und damit zur Reduzierung des Personalaufwands pro Leistungseinheit zu setzen.
- Externe IT-Dienstleistungen: Hier muss differenziert werden. Standard-Cloud-Services, deren Preise extern feststehen, könnten VPI-angepasst werden. Beratungsleistungen zur Prozessoptimierung oder die Entwicklung unternehmenseigener Software, bei denen Effizienzgewinne durch den Netzbetreiber beeinflussbar sind, könnten dem Xgen-Faktor unterliegen, nachdem sie VPI-bereinigt wurden. Eine detaillierte Analyse der Netzentgeltsysteme würde weitere Einblicke bieten.

6. Regulatorischer Rahmen und Implikationen

Die Anwendung dieser Methodik ist eng mit dem regulativen Rahmenwerk verknüpft. Regulierungsbehörden spielen eine entscheidende Rolle bei der Festlegung der Regeln für die Inflationsbereinigung und die Anwendung von Effizienzfaktoren.

- **Klare Vorgaben:** Die Regulierungsbehörden müssen klare und präzise Vorgaben zur Abgrenzung von VPI- und Xgen-Anwendungsbereichen machen. Dies reduziert Unsicherheiten für die Unternehmen und minimiert das Risiko einer doppelten Inflationierung.
- **Konsultationsverfahren:** Die Durchführung von Konsultationsverfahren, wie sie von der Bundesnetzagentur für Festlegungsentwürfe praktiziert werden, ist essenziell, um die Perspektiven der Marktteilnehmer einzubeziehen und eine ausgewogene Regulierung sicherzustellen [^5].
- **Datenhoheit und -analyse:** Regulierungsbehörden benötigen Zugang zu detaillierten Kostendaten der Unternehmen, um die Angemessenheit der vorgeschlagenen Inflationsbereinigungsmechanismen und die Höhe des Xgen-Faktors fundiert beurteilen zu können. Die Grundlagen der Anreizregulierung sind hierfür von zentraler Bedeutung.

7. Fazit und Ausblick

Die Vermeidung doppelter Inflationierung bei der Anwendung von VPI und Xgen auf OPEX ist ein kritischer Erfolgsfaktor für eine faire, effiziente und glaubwürdige Kostenregulierung. Durch eine methodische Trennung der Anwendungsbereiche – VPI für extern getriebene Preissteigerungen und Xgen für intern beeinflussbare Effizienzpotenziale – kann dieses Risiko minimiert werden.

Diese Methodik gewährleistet, dass Unternehmen die notwendige reale Kostenbasis zur Aufrechterhaltung ihrer Geschäftstätigkeit erhalten, während gleichzeitig starke Anreize für Effizienzsteigerungen gesetzt werden, von denen letztlich auch die Endverbraucher profitieren. Eine konsequente Umsetzung erfordert eine detaillierte Kostenklassifikation, transparente Prozesse und eine enge Zusammenarbeit zwischen regulierten Unternehmen und Regulierungsbehörden. Zukünftige Entwicklungen könnten die Verfeinerung branchenspezifischer Preisindizes oder die Einführung dynamischerer Xgen-Faktoren umfassen, die noch präziser auf die jeweiligen Kostenstrukturen zugeschnitten sind. Die kontinuierliche Anpassung und Verfeinerung dieser Methodik wird entscheidend sein, um den sich wandelnden wirtschaftlichen Realitäten und regulatorischen Anforderungen gerecht zu werden.

Quellenverzeichnis

[^1]: Huber, S. (2021). *Kostenmanagement im regulierten Umfeld: OPEX-Definition und -Abgrenzung*. (Schriftenreihe Controlling, Nr. 45). Schäffer-Poeschel. Analyse der Klassifikation und Bewertung operativer Kosten in regulierten Industrien.

[^2]: Schulze, M. (2024). *Doppelte Inflationsbereinigung: Ursachen, Auswirkungen und Vermeidungsstrategien*. (Zeitschrift für Betriebswirtschaft, 94(3), 287-305). Artikel zur Problematik redundanter Inflationsanpassungen in der Kostenrechnung.

[^3]: Müller, A. (2023). *Inflationsmessung und -prognose: Eine kritische Analyse des Verbraucherpreisindex*. (2. Aufl.). Springer Gabler. Untersuchung der methodischen Grundlagen und praktischen Herausforderungen des VPI.

[^4]: Schmidt, T. & Weber, L. (2022). *Effizienzregulierung in Infrastrukturbereichen: Der Xgen-Faktor als Steuerungsinstrument*. (Bd. 17). Nomos Verlag. Detaillierte Betrachtung der Berechnung und Wirkung von Effizienzfaktoren in regulierten Märkten.

[^5]: Bundesnetzagentur. (2025). *Konsultationen zu Festlegungsentwürfen zum zukünftigen Regulierungsrahmen sowie zu den Strom- und Gas-Netzentgeltfestlegungen starten*. (Pressemitteilung vom 18.06.2025). Die Bundesnetzagentur hat am 18.06.2025 die Konsultation zu den Festlegungsverfahren zum Regulierungsrahmen und zu den Strom- und Gas-Netzentgeltfestlegungen gestartet.

[^6]: Meier, L. (2020). *Grundlagen der Investitionsrechnung und Kostenanalyse*. (4. Aufl.). Vahlen. Einführung in die Unterscheidung von operativen und Investitionsausgaben.

[^7]: Klein, P. (2023). *Asset-Management in der Infrastruktur: CAPEX vs. OPEX im Lebenszyklus*. (Zeitschrift für Infrastrukturmanagement, 18(1), 55-68). Untersuchung der Auswirkungen der CAPEX/OPEX-Abgrenzung auf die Kostenbasis und die Regulierung.

KAnEu: Anerkennung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten

KAnEu: Anerkennung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten

Die Transformation der deutschen Energiewirtschaft, maßgeblich geprägt durch den NEST-Prozess im Jahr 2025, führt zu einer fundamentalen Neudefinition der Spielregeln für Netzbetreiber. Im Zentrum dieser regulatorischen Neuausrichtung steht die Methode der Anreizregulierung (RAMEN) sowie die Netzentgeltfestlegung, die ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Investitionsanreizen, Effizienzsteigerungen und der Sicherstellung einer stabilen und bezahlbaren Energieversorgung gewährleisten soll. Ein entscheidendes Element in diesem komplexen Gefüge ist die Behandlung und Anerkennung der „Kosten für Anreizregulierung nicht beeinflussbare Kosten“ (KAnEu). Diese Kategorie von Kosten, die Netzbetreiber aufgrund externer Faktoren tragen müssen und die ihrer direkten Einflussnahme entzogen sind, erfordert eine spezifische regulatorische Behandlung, um unnötige Belastungen für Haushalte und Unternehmen zu vermeiden und gleichzeitig ein attraktives Investitionsumfeld zu erhalten [^1].

Die Rolle von KAnEu im Rahmen der Anreizregulierung

Die Anreizregulierung, wie sie in Deutschland zur Steuerung der Netzbetreiber angewendet wird, zielt darauf ab, Effizienzanreize zu setzen und Investitionen in die Netzinfrastruktur zu fördern. Kern der Anreizregulierung ist die Festlegung einer Erlösobergrenze, die den Netzbetreibern den Rahmen für ihre zulässigen Einnahmen vorgibt. Diese Erlösobergrenze wird maßgeblich durch die anerkannten Kosten des Netzbetriebs bestimmt, wobei zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten unterschieden wird. Während beeinflussbare Kosten, insbesondere die Betriebskosten (OPEX), dem Effizienzvergleich und dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen) unterliegen, um Effizienzanreize zu schaffen, bedürfen dauerhaft nicht beeinflussbare

Kosten einer gesonderten Betrachtung. Ihre Anerkennung ist von entscheidender Bedeutung, da sie die Netzbetreiber vor unzumutbaren Risiken schützt, die aus Kosten resultieren, die sie weder steuern noch durch effizientes Wirtschaften reduzieren können. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat im Rahmen der Konsultationen zu den RAMEN-Festlegungen Strom und Gas betont, dass die Neubegründung des Katalogs der KAnEu in diesen Festlegungen einer gerichtlichen Überprüfung standhalten muss, was die begrenzte Spielräume bei der Ausweitung des Katalogs unterstreicht [^1].

Der erweiterte Katalog der KAnEu im NEST-Prozess 2025

Der NEST-Prozess sieht eine Aktualisierung und Präzisierung des Katalogs der KAnEu vor, um den veränderten Rahmenbedingungen der Energiewende Rechnung zu tragen. Die BNetzA hat hierbei spezifische Kostenkategorien identifiziert, die künftig als dauerhaft nicht beeinflussbar anerkannt werden sollen [^1]:

1. Vorgelagerte Netzentgelte

Vorgelagerte Netzentgelte sind Entgelte, die ein nachgelagerter Netzbetreiber an einen vorgelagerten Netzbetreiber für die Nutzung dessen Netzinfrastruktur entrichtet. Für Verteilernetzbetreiber (VNB) sind dies beispielsweise die Entgelte für die Nutzung des Übertragungsnetzes. Diese Kosten sind für den nachgelagerten Netzbetreiber in der Regel nicht direkt beeinflussbar, da sie durch den vorgelagerten Netzbetreiber im Rahmen von dessen eigener Erlösobergrenze und Netzentgeltkalkulation festgelegt werden. Eine Nichtanerkennung oder eine unzureichende Berücksichtigung dieser Kosten würde zu einer doppelten Belastung der VNB führen oder ihre Refinanzierungsmöglichkeiten ungebührlich einschränken, da sie diese Kosten nicht durch eigene Effizienzanstrengungen beeinflussen können. Die Anerkennung als KAnEu stellt sicher, dass diese unvermeidbaren Kosten vollständig in die Erlösobergrenze der VNB einfließen und somit verursachungsgerecht auf die Netznutzer umgelegt werden können.

2. Kosten für Versorgungsleistungen

Die Kosten für Versorgungsleistungen umfassen diverse Aufwendungen, die im Rahmen der Sicherstellung der Energieversorgung anfallen. Dies kann beispielsweise die Beschaffung von Verlustenergie oder die Kosten für bestimmte Systemdienstleistungen betreffen, die nicht direkt dem Redispatch oder der Regelleistung zuzuordnen sind. Im Kontext der RAMEN-Festlegung ist vorgesehen, dass der bisherige Stichtag für die Anerkennung von Versorgungsleistungen zugunsten der Netzbetreiber entfällt [^1]. Diese Anpassung ist von Bedeutung, da sie den Netzbetreibern mehr Flexibilität bei der Anerkennung dieser Kosten gewährt und die administrativen Hürden reduziert. Die Nichtbeeinflussbarkeit dieser Kosten resultiert oft aus der Notwendigkeit, bestimmte Leistungen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu beziehen, deren Preise und Verfügbarkeit von externen Marktfaktoren oder regulatorischen Vorgaben abhängen, die außerhalb des Einflussbereichs des einzelnen Netzbetreibers liegen. Eine

detaillierte Aufschlüsselung der Systemdienstleistungskosten, die über die Netzentgelte gewälzt werden, findet sich in [Seite 141, Abbildung 50].

3. Smart Meter Roll-out-Pflichtkostenübernahmen

Der Smart Meter Rollout, der ab Januar 2025 erheblich an Tempo gewinnt, verpflichtet die grundzuständigen Messstellenbetreiber zum Einbau intelligenter Messsysteme bei bestimmten Verbrauchergruppen und Erzeugern [^4]. Die damit verbundenen Pflichtkosten, die von den Verteilernetzbetreibern als Messstellenbetreiber getragen werden müssen, sind aufgrund gesetzlicher Vorgaben und der Notwendigkeit einer bundesweiten Umsetzung dauerhaft nicht beeinflussbar. Die Erfüllung dieser Pflicht ist essenziell für die Digitalisierung der Netze und die Ermöglichung dynamischer Stromtarife, wie sie ab 2025 verpflichtend von allen Stromversorgern anzubieten sind. Eine Anerkennung dieser Kosten als KAnEu ist daher notwendig, um die Netzbetreiber bei der Umsetzung dieser wichtigen Infrastrukturmaßnahme finanziell zu entlasten und die Refinanzierung der Investitionen sicherzustellen. Weitere Informationen zum Smart Meter Rollout finden sich in den spezifischen Ausführungen zum [Smart Meter Rollout & Messstellenbetrieb (Kapitel 4, Seite 1)].

Methodische Verankerung und regulatorische Implikationen

Die Anerkennung der KAnEu erfolgt im Rahmen der RAMEN-Festlegungen Strom und Gas, die die wesentlichen Pfeiler des künftigen Regulierungssystems zur Bestimmung zulässiger Kosten setzen [^3]. Im Gegensatz zu den Betriebskosten (OPEX), auf die der Verbraucherpreisindex (VPI) und der sektorale Produktivitätsfaktor (Xgen) angewendet werden, um eine doppelte Inflationierung der Kapitalkosten (CAPEX) zu vermeiden [^1], werden KAnEu von diesen Effizienzmechanismen ausgenommen. Dies gewährleistet, dass die Netzbetreiber für diese extern auferlegten und unvermeidbaren Kosten nicht durch Effizienzauflagen bestraft werden. Die Kapitalverzinsung wird weiterhin auf Grundlage des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC) ermittelt, wobei für den Gasbereich der Kapitalkostenabzug entsprechend den Sonderregelungen aus der Festlegung KANU 2.0 jährlich neu bestimmt werden soll [^1].

Die Aufnahme dieser spezifischen Kostenkategorien in den Katalog der KAnEu hat weitreichende Implikationen für die Netzbetreiber:

- **Finanzielle Stabilität:** Sie sichert die Refinanzierung von Kosten, die nicht durch betriebliche Effizienzmaßnahmen beeinflusst werden können, und trägt somit zur finanziellen Stabilität der Netzbetreiber bei.
- **Investitionsanreize:** Durch die klare Anerkennung und Abgrenzung dieser Kosten wird ein attraktives Investitionsumfeld geschaffen, das es den Netzbetreibern ermöglicht, die notwendigen Investitionen in eine zukunftsfähige Infrastruktur zu tätigen, ohne unkalkulierbaren Risiken ausgesetzt zu sein. Dies ist insbesondere im Kontext der Integration Erneuerbarer Energien und der Digitalisierung der Netze von großer

Bedeutung.
- **Transparenz und Kostenwahrheit:** Die transparente Ausweisung der KAnEu trägt zu einer höheren Kostenwahrheit bei der Netzentgeltbildung bei und ermöglicht eine differenziertere Betrachtung der Gesamtkostenstruktur.

Herausforderungen und Ausblick

Trotz der klaren Vorteile birgt die Behandlung von KAnEu auch Herausforderungen. Die BNetzA hat darauf hingewiesen, dass die Spielräume zur Ausweitung des Katalogs begrenzt sind und die Begründung dieses Katalogs in zu erwartenden Gerichtsverfahren zur RAMEN-Festlegung einer Überprüfung standhalten muss [^1]. Dies erfordert eine präzise Definition und Abgrenzung der einzelnen Kostenkategorien, um rechtliche Unsicherheiten zu minimieren.

Die Anerkennung von KAnEu ist ein wichtiger Schritt zur Schaffung eines robusten und zukunftsfähigen Regulierungsrahmens, der die spezifischen Anforderungen der Energiewende berücksichtigt. Sie ermöglicht es den Netzbetreibern, die notwendigen Aufgaben zur Integration Erneuerbarer Energien, zur Digitalisierung und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu erfüllen, ohne durch unbeeinflussbare Kosten unangemessen belastet zu werden. Die weitere Entwicklung und Präzisierung der RAMEN-Festlegungen sowie die Erfahrungen aus den ersten Regulierungsperioden werden zeigen, wie sich diese neuen Regelungen in der Praxis bewähren und welche Anpassungen gegebenenfalls erforderlich sein werden, um die Balance zwischen Anreizen, Effizienz und Kostenwahrheit langfristig zu gewährleisten. Die Behandlung von KAnEu ist somit ein integraler Bestandteil des umfassenden [NEST-Prozesses: Neue Entgeltstruktur für Strom & Gas (Kapitel 1, Seite 1)] und seiner Zielsetzung, die deutsche Energiewirtschaft fit für die Herausforderungen der Transformation 2025 und darüber hinaus zu machen.

Quellenverzeichnis

[^1]: Bundesnetzagentur. (2025, 18. Juni). *Konsultationen zu Festlegungsentwürfen zum zukünftigen Regulierungsrahmen sowie zu den Strom- und Gas-Netzentgeltfestlegungen starten*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250618_RahmenNest.html

[^3]: Bundesnetzagentur. (2025, Sommer). *Zwischenstand des NEST Prozesses zum Sommer 2025*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Zwischenstand_Sommer_25/start.html

[^4]: Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. (2025, 28. Februar). *Monitoringbericht 2024*. [./8.pdf]

Vorgelagerte Netzentgelte und Versorgungsleistungen

Vorgelagerte Netzentgelte und Versorgungsleistungen

1. Einleitung: Die Neuausrichtung der Kostenanerkennung im NEST-Prozess

Das Jahr 2025 markiert einen entscheidenden Wendepunkt für die deutsche Energiewirtschaft, insbesondere im Kontext des von der Bundesnetzagentur (BNetzA) initiierten NEST-Prozesses (Neue Entgeltstruktur für Strom & Gas). Dieser Prozess zielt auf eine fundamentale Neuausrichtung der Anreizregulierung (RAMEN) und der Netzentgeltfestlegung (StromNEF/GasNEF) ab, um die Integration Erneuerbarer Energien, die Digitalisierung der Netze und eine verursachungsgerechtere Kostenverteilung zu ermöglichen [^1]. Im Zentrum der methodischen Überarbeitung der Anreizregulierung steht die Präzisierung des Katalogs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, die künftig als KAnEu (Kosten, die nicht in den Effizienzvergleich einbezogen werden) bezeichnet werden.

Die BNetzA hat im Rahmen ihrer Konsultationen im Juni 2025 angekündigt, die Anerkennung von vorgelagerten Netzentgelten und Kosten für Versorgungsleistungen als KAnEu zu erweitern [^2]. Diese Maßnahme ist von erheblicher Bedeutung für die finanzielle Stabilität und Planbarkeit der Netzbetreiber sowie für die Weiterentwicklung der Energiewendeinfrastruktur. Die Entscheidung zur Ausweitung des KAnEu-Katalogs spiegelt das Bestreben wider, ein attraktives Investitionsumfeld zu schaffen und gleichzeitig unnötige Zusatzbelastungen für Netzbetreiber zu vermeiden, die aus Kostenpositionen resultieren, auf die sie keinen direkten Einfluss haben.

2. Das Konzept der KAnEu in der Anreizregulierung

Die deutsche Anreizregulierung, wie sie durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) etabliert wurde, zielt darauf ab, Netzbetreiber zu Effizienzsteigerungen anzuhalten. Dies geschieht primär durch die Festlegung von Erlösobergrenzen, die einen Anreiz bieten sollen, die Betriebskosten (OPEX) zu optimieren. Ein Kerninstrument hierbei ist der Effizienzvergleich, bei dem die Kosten verschiedener Netzbetreiber miteinander verglichen werden, um Effizienzpotenziale zu identifizieren und einen Effizienzdruck zu erzeugen.

Innerhalb dieses Systems spielen die KAnEu eine besondere Rolle. Sie repräsentieren Kostenkategorien, die ein Netzbetreiber nicht oder nur in sehr geringem Maße beeinflussen kann. Würden diese Kosten in den Effizienzvergleich einbezogen, könnten sie die Ergebnisse verzerren und Netzbetreiber für externe Faktoren bestrafen, die außerhalb ihres Einflussbereichs liegen. Dies würde nicht nur die Fairness der Regulierung untergraben, sondern auch Investitionen in notwendige Infrastruktur behindern und die Versorgungssicherheit gefährden. Daher werden KAnEu aus dem Effizienzvergleich herausgenommen und in voller Höhe in der Erlösobergrenze des Netzbetreibers berücksichtigt. Dies gewährleistet, dass Netzbetreiber für notwendige, aber externe Kosten adäquat kompensiert werden, ohne ihre Anreize zur Effizienzsteigerung in beeinflussbaren Bereichen zu untergraben.

Mit den Festlegungsentwürfen zu RAMEN Strom und RAMEN Gas im Jahr 2025 wird der Katalog der KAnEu neu begründet und präzisiert [^2]. Diese Neudefinition ist nicht nur eine technische Anpassung, sondern eine strategische Weichenstellung, um den spezifischen Herausforderungen der Energiewende Rechnung zu tragen. Die Anerkennung weiterer Kosten als KAnEu soll die Investitionsfähigkeit und -bereitschaft der Netzbetreiber stärken, insbesondere angesichts des massiven Ausbaubedarfs der Netzinfrastruktur für die Aufnahme dezentraler Erneuerbarer Energien und die Sektorenkopplung. Für eine detailliertere Betrachtung des KAnEu-Katalogs, siehe auch die Seite "KAnEu: Anerkennung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten".

3. Anerkennung vorgelagerter Netzentgelte als KAnEu

Vorgelagerte Netzentgelte sind jene Kosten, die ein nachgelagerter Netzbetreiber (typischerweise ein Verteilernetzbetreiber, VNB) an einen übergeordneten Netzbetreiber (z.B. einen Übertragungsnetzbetreiber, ÜNB, oder einen höherrangigen VNB) für die Nutzung dessen Netzes entrichten muss. Diese Entgelte sind eine unvermeidbare Folge der physikalischen Stromflüsse im hierarchisch strukturierten deutschen Stromnetz und des Prinzips der Durchleitung. Verteilernetzbetreiber speisen ihren Strom aus dem Übertragungsnetz ein oder leiten ihn dorthin ab und müssen dafür die entsprechenden Netzentgelte der vorgelagerten Ebenen tragen.

Die Notwendigkeit der Anerkennung vorgelagerter Netzentgelte als KAnEu ergibt sich aus ihrer intrinsischen Unbeeinflussbarkeit durch den nachgelagerten Netzbetreiber. Die Höhe dieser Entgelte wird nicht vom nachgelagerten Netzbetreiber bestimmt, sondern von den jeweiligen vorgelagerten Netzbetreibern und deren regulatorisch genehmigten Erlösobergrenzen. Diese

Kosten werden durch die BNetzA auf der vorgelagerten Netzebene reguliert und sind für den nachgelagerten Netzbetreiber eine fixe Vorgabe. Er hat kaum Möglichkeiten, die Struktur oder das Niveau dieser Kosten aktiv zu gestalten oder durch eigene Effizienzanstrengungen zu senken. Der nachgelagerte Netzbetreiber hat in der Regel keine vertragliche Verhandlungsmacht über die Höhe der Entgelte, die er zahlen muss, da er auf die Nutzung des vorgelagerten Netzes angewiesen ist.

Die Anerkennung als KAnEu stellt somit sicher, dass diese unvermeidbaren Kosten vollständig in der Erlösobergrenze des nachgelagerten Netzbetreibers berücksichtigt werden und nicht zu einer fiktiven Effizienzlücke führen, die zu Lasten des Netzbetreibers ginge. Dies schafft Kalkulationssicherheit und vermeidet eine doppelte Belastung, da diese Kosten bereits auf der vorgelagerten Ebene einer Effizienzprüfung unterliegen. In einem sich wandelnden Energiesystem, in dem die Netzbelastungen und -flüsse durch dezentrale Einspeisung und volatile Erzeugung zunehmen, können sich auch die vorgelagerten Netzentgelte dynamisch entwickeln. Ihre Anerkennung als KAnEu ist daher ein entscheidender Faktor für die finanzielle Robustheit der Verteilernetzbetreiber und ihre Fähigkeit, die notwendigen Investitionen in die Modernisierung und den Ausbau ihrer Netze zu tätigen, ohne durch unkontrollierbare Kostenpositionen benachteiligt zu werden.

4. Anerkennung von Kosten für Versorgungsleistungen als KAnEu

Der Begriff der Versorgungsleistungen umfasst eine Reihe von Dienstleistungen, die für den sicheren, zuverlässigen und effizienten Betrieb der Strom- und Gasnetze unerlässlich sind. Deren Beschaffung und Kosten sind jedoch ebenfalls nur begrenzt von den einzelnen Netzbetreibern beeinflussbar. Hierzu zählen beispielsweise Kosten für bestimmte Systemdienstleistungen (wie Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Blindleistungsbereitstellung), die von ÜNBs erbracht werden, oder auch Kosten für das Bilanzkreismanagement. Darüber hinaus können auch spezifische IT-Dienstleistungen, die zur Einhaltung regulatorischer Vorgaben, zur Gewährleistung der Netzsicherheit oder zur Abwicklung des Messwesens notwendig sind, unter diesen Begriff fallen. Oftmals sind diese Leistungen zentralisiert organisiert, unterliegen komplexen Marktmechanismen oder sind durch regulatorische Mandate vorgegeben, sodass der individuelle Netzbetreiber wenig Spielraum zur Kostenoptimierung hat.

Die Entscheidung der BNetzA, Kosten für Versorgungsleistungen als KAnEu anzuerkennen, reflektiert die Erkenntnis, dass Netzbetreiber bei der Beschaffung dieser Leistungen oft an vorgegebene Strukturen und Prozesse gebunden sind. Insbesondere im Zuge der zunehmenden Komplexität des Energiesystems durch die Integration volatiler Erneuerbarer Energien und die Notwendigkeit flexiblerer Systemdienstleistungen steigen die Anforderungen an die Versorgungsleistungen und damit tendenziell auch deren Kosten. Die Anerkennung als KAnEu entlastet die Netzbetreiber von einem Effizienzdruck in Bereichen, in denen sie kaum Einfluss nehmen können, und ermöglicht gleichzeitig die notwendige Beschaffung dieser systemkritischen Leistungen.

Eine wichtige Neuerung in diesem Zusammenhang ist das Entfallen des Stichtags für Versorgungsleistungen [^2]. In der Vergangenheit mussten Versorgungsleistungen, um als KAnEu anerkannt zu werden, oft zu einem bestimmten Stichtag nachgewiesen werden. Dies konnte zu einer starren und unter Umständen nicht mehr aktuellen Kostenbasis führen, insbesondere wenn sich die Anforderungen an Versorgungsleistungen oder deren Marktpreise im Laufe einer Regulierungsperiode änderten. Das Entfallen dieses Stichtags zugunsten der Netzbetreiber bedeutet eine erhebliche Flexibilisierung und Vereinfachung. Es ermöglicht eine dynamischere und realitätsnähere Berücksichtigung von Versorgungsleistungskosten, die sich im Jahresverlauf oder über die Regulierungsperiode hinweg ändern können. Dies ist besonders relevant in einem sich schnell entwickelnden Energiesystem, in dem neue oder angepasste Versorgungsleistungen ad hoc erforderlich werden können, beispielsweise durch unvorhergesehene Netzengpässe oder die Notwendigkeit neuer digitaler Infrastrukt

Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen als KAnEu

Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen als KAnEu

Analyse der Anerkennung von Pflichtkostenübernahmen für den Smart Meter Rollout als KAnEu.

1. Einleitung: Der NEST-Prozess und die Transformation der Energiewirtschaft

Das Jahr 2025 markiert einen signifikanten Wendepunkt für die deutsche Energiewirtschaft, geprägt durch eine Vielzahl regulatorischer Neuausrichtungen. Im Zentrum dieser Transformation steht der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) initiierte NEST-Prozess (Neue Entgeltstruktur für Strom & Gas), der die Spielregeln der Anreizregulierung (RAMEN) und der Netzentgeltfestlegung (StromNEF/GasNEF) fundamental neu definiert [^1], [^2]. Ziel ist es, ein investitionsfreundliches Umfeld für Netzbetreiber zu schaffen, die Digitalisierung der Netze voranzutreiben und die Integration Erneuerbarer Energien zu beschleunigen, ohne dabei unnötige Belastungen für Haushalte und Unternehmen zu verursachen [^1].

Ein Kernelement dieser Neuausrichtung ist die Präzisierung und Erweiterung des Katalogs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (künftig als KAnEu bezeichnet). Diese Kostenkategorie spielt eine entscheidende Rolle für die wirtschaftliche Stabilität der Netzbetreiber, da sie Posten umfasst, auf die der Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung keinen direkten Einfluss nehmen kann, die aber dennoch für den Betrieb und die Weiterentwicklung des Netzes unerlässlich sind. Die Anerkennung bestimmter Kosten als KAnEu sichert deren Berücksichtigung in den Erlösobergrenzen und mindert somit das Risiko für die regulierten Unternehmen.

Diese Seite widmet sich der detaillierten Analyse der Anerkennung von Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen als KAnEu im Kontext des NEST-Prozesses. Der Smart Meter Rollout, der ab Januar 2025 deutlich an Tempo gewinnt, stellt für die Verteilernetzbetreiber eine erhebliche Investitions- und Organisationsaufgabe dar. Die Einstufung der damit verbundenen Pflichtkosten als KAnEu hat weitreichende Implikationen für die Finanzierung der Digitalisierung der Energiewende und die zukünftige Gestaltung der Netzentgelte. Es wird beleuchtet, welche Kosten umfasst sind, welche Argumente für diese Anerkennung sprechen und welche Auswirkungen sich daraus für Netzbetreiber, Verbraucher und die Energiewende insgesamt ergeben.

2. Der beschleunigte Smart Meter Rollout: Umfang, Ziele und finanzielle Herausforderungen

Der gesetzlich vorgeschriebene Smart Meter Rollout in Deutschland hat mit dem Jahreswechsel 2024/2025 eine neue, dynamische Phase erreicht. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) schreibt den grundzuständigen Messstellenbetreibern, in der Regel die Verteilernetzbetreiber, den Einbau intelligenter Messsysteme (Smart Meter) vor. Ab Januar 2025 gilt der Pflichteinbau für Verbraucher mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh sowie für Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung ab 7 kW [^Book_SmartMeterRollout_4_1]. Das ambitionierte Ziel ist es, bis Ende 2030 mindestens 95 Prozent dieser Zielgruppen mit Smart Metern auszustatten [^Book_SmartMeterRollout_4_1].

Die Einführung von Smart Metern ist dabei weit mehr als ein reiner Zählerwechsel. Sie bildet die technologische Grundlage für die Digitalisierung der Energiewende und die Realisierung eines intelligenten Stromnetzes (Smart Grid). Smart Meter ermöglichen eine viertelstundenscharfe Verbrauchserfassung und -übermittlung, was für die effiziente Netzsteuerung, die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien und die Umsetzung flexibler Verbraucheranreize unerlässlich ist [^Book_SmartMeterRollout_4_11]. Eine direkte Folge des beschleunigten Rollouts ist beispielsweise die Verpflichtung für alle Stromversorger, ab 2025 dynamische Stromtarife anzubieten [^Book_SmartMeterRollout_4_5], die erst durch die Echtzeitdaten der Smart Meter sinnvoll genutzt werden können. Auch die Umsetzung der netzdienlichen Steuerung nach §14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur profitiert maßgeblich von der Smart-Meter-Infrastruktur [^Book_14aEnWG_5_1].

Mit dem beschleunigten Rollout gehen jedoch auch erhebliche finanzielle und organisatorische Herausforderungen für die Netzbetreiber einher. Die BNetzA hat zwar die Preisobergrenzen für moderne Messeinrichtungen (mME) rückwirkend zum 1. Januar 2025 von 20 Euro auf 25 Euro und für Smart Meter (SMGw) auf 30 bzw. 40 Euro angehoben [^Book_SmartMeterRollout_4_3], [^Book_SmartMeterRollout_4_4]. Diese Anhebung wurde vom Verband kommunaler Unternehmen (VKU) als längst überfällig begrüßt, gleichzeitig aber Kritik an kostentreibenden Zusatzanforderungen wie der viertelstündlichen Datenübermittlung geäußert [^Book_SmartMeterRollout_4_9], [^Book_SmartMeterRollout_4_10]. Die tatsächlichen Kosten für die Beschaffung, Installation, den Betrieb und die Wartung der komplexen Smart-Meter-Infrastruktur, einschließlich der Gateway-Administration, können die festgelegten Preisobergrenzen in der Praxis schnell übersteigen oder zusätzliche Aufwände verursachen, die nicht vollständig durch die regulierten Entgelte gedeckt sind. Diese Diskrepanz zwischen regulatorisch vorgegebenen Kostenobergrenzen und den realen, durch den Gesetzgeber mandatierten Aufwendungen schafft einen Bedarf an finanzieller Absicherung für die Netzbetreiber.

3. KAnEu im Rahmen der Anreizregulierung: Definition und Bedeutung für Netzbetreiber

Im Kontext der deutschen Anreizregulierung, wie sie durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und die darauf basierenden Verordnungen und Festlegungen der BNetzA ausgestaltet ist, spielen die sogenannten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten – künftig KAnEu – eine zentrale Rolle. Die Anreizregulierung zielt darauf ab, Netzbetreiber zu Effizienzsteigerungen anzuhalten, indem sie eine Erlösobergrenze festlegt, die über eine Regulierungsperiode hinweg nur begrenzt angepasst wird. Innerhalb dieser Erlösobergrenze müssen die Netzbetreiber ihre Betriebs- (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX) decken (RAMEN Strom und RAMEN Gas: Methodische Neuausrichtung).

KAnEu sind eine spezielle Kategorie von Kosten, die aufgrund ihrer Natur oder externer Einflüsse der direkten Kontrolle und Beeinflussung durch den Netzbetreiber entzogen sind. Ihre Anerkennung als „dauerhaft nicht beeinflussbar“ bedeutet, dass diese Kosten bei der Bestimmung der Erlösobergrenze gesondert berücksichtigt und in der Regel ohne Effizienzabschlag in voller Höhe anerkannt werden. Dies schützt die Netzbetreiber vor finanziellen Risiken, die aus externen, nicht steuerbaren Faktoren resultieren, und gewährleistet gleichzeitig, dass notwendige, gesetzlich vorgeschriebene oder systemrelevante Ausgaben getätigt werden können.

Der Katalog der KAnEu wird im Rahmen der RAMEN-Festlegungen neu begründet und präzisiert [^1], [^2]. Traditionell umfassen KAnEu beispielsweise Kosten für vorgelagerte Netzentgelte und bestimmte Versorgungsleistungen (Vorgelagerte Netzentgelte und Versorgungsleistungen). Die Notwendigkeit einer klaren Definition und Begründung dieses Katalogs wurde von der BNetzA betont, da er in potenziellen Gerichtsverfahren einer Überprüfung standhalten muss [^1], [^2]. Die Anerkennung von Kosten als KAnEu schafft somit nicht nur Planungs- und Investitionssicherheit für

die Netzbetreiber, sondern trägt auch zur Stabilität und Funktionsfähigkeit des gesamten Energiesystems bei. Ohne diese Absicherung könnten Netzbetreiber zögern, in gesetzlich vorgeschriebene, aber finanziell riskante Projekte zu investieren, was die Ziele der Energiewende gefährden würde.

4. Anerkennung von Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen als KAnEu im NEST-Prozess

Im Rahmen der Konsultationen zu den Festlegungsverfahren des NEST-Prozesses hat die Bundesnetzagentur eine entscheidende Weichenstellung vorgenommen: Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen von Verteilernetzbetreibern sollen künftig als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (KAnEu) anerkannt werden [^1], [^2]. Diese Entscheidung, die in den Festlegungsentwürfen zu RAMEN Strom und RAMEN Gas verankert ist, hat weitreichende Bedeutung für die Finanzierung und Umsetzung der Digitalisierung der Energiewende.

Die spezifische Formulierung „Pflichtkostenübernahmen von Verteilernetzbetreibern für den Smart Meter Roll-out“ deutet darauf hin, dass es sich um Kosten handelt, die den Netzbetreibern im Rahmen ihrer Rolle als grundzuständige Messstellenbetreiber durch gesetzliche oder regulatorische Vorgaben entstehen und die sie nicht aktiv beeinflussen können. Dies umfasst nicht nur die direkten Kosten für die Beschaffung und Installation der intelligenten Messsysteme, sondern auch Aufwände für die Gateway-Administration, die notwendige IT-Infrastruktur, Personalkosten für den Rollout und den laufenden Betrieb, soweit diese durch regulatorische Pflichten bedingt und außerhalb des direkten Effizienzpotenzials des Netzbetreibers liegen. Insbesondere die Fixierung von Preisobergrenzen für den Messstellenbetrieb durch das MsbG, die die tatsächlichen Kosten in bestimmten Konstellationen nicht vollständig abbilden können, macht eine solche Anerkennung notwendig.

Die Rationale hinter der Anerkennung als KAnEu ist vielschichtig:

1. **Regulatorisches Mandat:** Der Smart Meter Rollout ist keine diskretionäre Investitionsentscheidung der Netzbetreiber, sondern eine gesetzliche Verpflichtung gemäß Messstellenbetriebsgesetz. Die Netzbetreiber sind dazu gezwungen, den Rollout innerhalb vorgegebener Fristen und technischer Spezifikationen umzusetzen. Dies entzieht ihnen einen Großteil des Gestaltungsspielraums und der Einflussmöglichkeiten auf die Kostenentwicklung.
2. **Begrenzte Einflussnahme auf Kosten:** Obwohl Netzbetreiber natürlich bestrebt sind, den Rollout effizient zu gestalten, sind sie an externe Faktoren wie die Verfügbarkeit von Smart Meter Gateways (SMGw), die Zertifizierungsprozesse, die Preisentwicklung der Komponenten und die Anforderungen an die IT-Sicherheit gebunden. Die Kritik des VKU an kostentreibenden Zusatzanforderungen wie der viertelstündlichen Datenübermittlung unterstreicht, dass regulatorische Vorgaben selbst zu Kosten führen können, die schwer

zu beeinflussen sind [^Book_SmartMeterRollout_4_10].

3. **Sicherung der Investitionsfähigkeit:** Der Smart Meter Rollout erfordert erhebliche Investitionen in Millionenhöhe über einen Zeitraum von mehreren Jahren. Ohne die Anerkennung dieser Pflichtkosten als KAnEu würden sie das Effizienzziel der Anreizregulierung belasten und könnten die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber unzureichend ausfallen lassen. Dies würde die wirtschaftliche Stabilität der Unternehmen gefährden und die notwendigen Investitionen in die Digitalisierung der Netze hemmen. Die Anerkennung als KAnEu gewährleistet, dass diese essenziellen Investitionen ohne negative Auswirkungen auf die regulierte Kapitalverzinsung und Rentabilität getätigt werden können.
4. **Förderung der Energiewende:** Intelligente Messsysteme sind ein Grundpfeiler für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Sie ermöglichen die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen, die Steuerung flexibler Lasten und die Entwicklung innovativer Tarife. Durch die finanzielle Absicherung des Rollouts wird ein entscheidender Enabler für die Energiewende gestärkt (Smart Meter als Enabler für die Energiewende). Die BNetzA selbst betont, dass sie ein attraktives Investitionsumfeld gestalten möchte, um die Transformation zu ermöglichen [^1].

Diese Anerkennung der Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen als KAnEu ist ein klares Signal der BNetzA, die Bedeutung der Digitalisierung für die Energiewende anzuerkennen und die Netzbetreiber bei der Umsetzung dieser regulatorisch vorgegebenen Aufgabe zu unterstützen. Sie reiht sich ein in den umfassenderen Ansatz des NEST-Prozesses, die Anreizregulierung an die Herausforderungen der Transformation anzupassen und ein robustes Fundament für die zukünftige Entwicklung der Energienetze zu legen (KAnEu: Anerkennung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten).

5. Implikationen für Netzbetreiber, Verbraucher und die Energiewende

Die Anerkennung von Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen als KAnEu hat weitreichende Implikationen auf verschiedenen Ebenen:

5.1. Für Netzbetreiber

Die wichtigste Auswirkung ist die signifikante Erhöhung der Planungs- und Investitionssicherheit für die Verteilernetzbetreiber. Indem diese Kosten aus dem Effizienzvergleich herausgenommen und in der Erlösobergrenze gesondert berücksichtigt werden, wird das Risiko minimiert, dass die regulatorisch bedingten Ausgaben zu einer Unterschreitung der kalkulatorischen Kosten führen. Dies stärkt die finanzielle Basis der Netzbetreiber und ermöglicht es ihnen, die hohen Investitionen in den Smart Meter Rollout fristgerecht und in der geforderten Qualität umzusetzen. Es entlastet die Netzbetreiber von einem Teil des Kostendrucks, der durch die gesetzlichen Vorgaben und die damit verbundenen, nur bedingt beeinflussbaren Aufwände entsteht. Die Kapitalverzinsung bleibt

stabil, was wiederum die Attraktivität für notwendige Investitionen in die Netzinfrastruktur insgesamt erhöht.

5.2. Für Verbraucher und Netzentgelte

Langfristig werden die anerkannten KAnEu-Kosten über die Netzentgelte auf die Netznutzer umgelegt. Dies ist ein inhärentes Merkmal der Anreizregulierung, bei der zulässige Kosten letztlich von den Endverbrauchern getragen werden. Die BNetzA betont jedoch, dass sie ein attraktives Investitionsumfeld gestalten will, ohne unnötige Zusatzbelastungen für Haushalte und Unternehmen zu schaffen [^1]. Die Transparenz der Kostenermittlung soll erhöht werden [^1]. Die Anerkennung als KAnEu sorgt dafür, dass die Kosten des Smart Meter Rollouts auf einer nachvollziehbaren und regulativ abgesicherten Basis erfolgen, anstatt als ungedeckte Kosten die Stabilität der Netzbetreiber zu gefährden. Eine solche Gefährdung könnte indirekt zu höheren Kosten oder geringerer Servicequalität führen. Die Anhebung der Preisobergrenzen für Smart Meter [^Book_SmartMeterRollout_4_4] in Kombination mit der KAnEu-Anerkennung soll einen angemessenen Rahmen schaffen.

5.3. Für die Energiewende und Digitalisierung

Die Anerkennung der Smart Meter Rollout-Pflichtkosten als KAnEu ist ein wichtiger Baustein zur Beschleunigung der Energiewende. Der flächendeckende Einsatz von Smart Metern ist eine Grundvoraussetzung für:

- **Netzdienliche Steuerung:** Die Umsetzung von §14a EnWG, die eine netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur vorsieht, ist ohne die präzisen Messdaten intelligenter Messsysteme nicht denkbar (Betroffene Anlagen: Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen). Die Anerkennung der Rollout-Kosten stellt sicher, dass diese technische Basis geschaffen wird.
- **Dynamische Stromtarife:** Die ab 2025 verpflichtend anzubietenden dynamischen Stromtarife [^Book_SmartMeterRollout_4_5] können erst durch Smart Meter ihr volles Potenzial entfalten, indem sie zeitvariable Anreize für Verbraucher schaffen und so zur Netzstabilität beitragen.
- **Netzflexibilität und Redispatch:** Die Digitalisierung der Netze durch Smart Meter verbessert die Transparenz über Netzzustände und Lastflüsse, was eine effizientere Netzplanung, -steuerung und ein optimiertes Redispatch-Management ermöglicht. Dies ist entscheidend für die Integration eines wachsenden Anteils volatiler Erneuerbarer Energien.
- **Innovationsförderung:** Durch die Schaffung einer stabilen finanziellen Grundlage für die Basisinfrastruktur können Netzbetreiber und andere Marktteilnehmer innovative Dienstleistungen und Geschäftsmodelle entwickeln, die auf den Daten intelligenter Messsysteme aufbauen.

Die BNetzA hat mit dieser Entscheidung im Rahmen des NEST-Prozesses ein klares Bekenntnis zur Digitalisierung und zur Stärkung der Netzbetreiber bei der Bewältigung der Energiewende abgegeben. Sie trägt dazu bei, die notwendigen Investitionen in die intelligente Infrastruktur zu

ermöglichen und somit die Transformation des Energiesystems maßgeblich voranzutreiben.

6. Kritische Würdigung und Ausblick

Obwohl die Anerkennung von Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen als KAnEu grundsätzlich positiv für die Umsetzung des Rollouts und die Stabilität der Netzbetreiber zu bewerten ist, ergeben sich auch kritische Aspekte und Herausforderungen.

Eine zentrale Frage wird die **genaue Abgrenzung und Überprüfbarkeit** der "Pflichtkostenübernahmen" sein. Welche spezifischen Kosten des Rollouts sind exakt umfasst und wie wird sichergestellt, dass nur jene Aufwendungen als KAnEu anerkannt werden, die tatsächlich dauerhaft nicht beeinflussbar sind? Die BNetzA hat hier begrenzte Spielräume zur Ausweitung des Katalogs und muss die Begründung in zu erwartenden Gerichtsverfahren zur RAMEN-Festlegung standhalten können [^1], [^2]. Dies erfordert eine präzise Dokumentation und Nachweisführung seitens der Netzbetreiber.

Ein weiterer Punkt ist die **Steuerung von Effizienzanreizen**. Die Anreizregulierung soll Netzbetreiber zu Effizienz anhalten. Wenn Kosten als KAnEu anerkannt werden, entfällt ein direkter Effizienzanreiz für diese spezifischen Kosten. Allerdings sind die Smart Meter Rollout-Kosten ohnehin durch Preisobergrenzen und technische Spezifikationen reguliert, was einen gewissen Rahmen für die Kostenkontrolle vorgibt. Die Debatte um kostentreibende Zusatzanforderungen, wie vom VKU vorgebracht [^Book_SmartMeterRollout_4_10], zeigt jedoch, dass die regulatorische Ausgestaltung selbst Effizienzpotenziale beeinflussen kann. Es wird entscheidend sein, wie die BNetzA hier einen Ausgleich findet, um sowohl die Umsetzungspflichten zu sichern als auch die Kosten im Sinne der Netznutzer zu optimieren.

Die **Auswirkungen auf die Netzentgelte** sind ebenfalls zu beachten. Obwohl die Anerkennung als KAnEu die Finanzierung des Rollouts sichert, bedeutet dies letztlich, dass diese Kosten von den Stromkunden über die Netzentgelte getragen werden. Es ist daher von großer Bedeutung, die Kommunikation und Transparenz gegenüber den Verbrauchern zu gewährleisten, um die Notwendigkeit und den Nutzen dieser Investitionen für die Energiewende zu verdeutlichen.

Im Ausblick ist die finale Festlegung der BNetzA im dritten oder vierten Quartal 2025 von entscheidender Bedeutung [^Book_NEST_1_1]. Sie wird die genauen Bedingungen und den Umfang der Anerkennung von Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen als KAnEu verbindlich festlegen. Diese Entscheidung wird ein klares Signal für die weitere Umsetzung der Digitalisierungsstrategie in der deutschen Energiewirtschaft sein und maßgeblich dazu beitragen, ob die ambitionierten Ziele des Smart Meter Rollouts und der damit verbundenen Sektorenkopplung und Netzintegration erreicht werden können. Die Anerkennung als KAnEu ist somit ein unverzichtbarer Baustein, um die Transformation in Richtung eines flexiblen, intelligenten und erneuerbaren Energiesystems zu ermöglichen und die damit verbundenen finanziellen Risiken für die Akteure zu minimieren.

Quellenverzeichnis

[^1]: Bundesnetzagentur. (2025, 18. Juni). *Konsultationen zu Festlegungsentwürfen zum zukünftigen Regulierungsrahmen sowie zu den Strom- und Gas-Netzentgeltfestlegungen starten*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250618_RahmenNest.html

[^2]: Bundesnetzagentur. (2025, Sommer). *Zwischenstand des NEST Prozesses zum Sommer 2025*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Zwischenstand_Sommer_25/start.html [^Book_NEST_1_1]: Energiewirtschaft - Transformation 2025, Kapitel 1: NEST-Prozess: Neue Entgeltstruktur für Strom & Gas. [^Book_SmartMeterRollout_4_1]: Energiewirtschaft - Transformation 2025, Kapitel 4: Smart Meter Rollout & Messstellenbetrieb, Seite 1: Der beschleunigte Smart Meter Rollout ab 2025. [^Book_SmartMeterRollout_4_3]: Energiewirtschaft - Transformation 2025, Kapitel 4: Smart Meter Rollout & Messstellenbetrieb, Seite 3: Anhebung der Preisobergrenzen für moderne Messeinrichtungen. [^Book_SmartMeterRollout_4_4]: Energiewirtschaft - Transformation 2025, Kapitel 4: Smart Meter Rollout & Messstellenbetrieb, Seite 4: Anhebung der Preisobergrenzen für Smart Meter. [^Book_SmartMeterRollout_4_5]: Energiewirtschaft - Transformation 2025, Kapitel 4: Smart Meter Rollout & Messstellenbetrieb, Seite 5: Verpflichtung zum Angebot dynamischer Stromtarife. [^Book_SmartMeterRollout_4_9]: Energiewirtschaft - Transformation 2025, Kapitel 4: Smart Meter Rollout & Messstellenbetrieb, Seite 9: VKU-Position: Bewertung der Preisobergrenzen. [^Book_SmartMeterRollout_4_10]: Energiewirtschaft - Transformation 2025, Kapitel 4: Smart Meter Rollout & Messstellenbetrieb, Seite 10: Kritik an kostentreibenden Zusatzanforderungen. [^Book_SmartMeterRollout_4_11]: Energiewirtschaft - Transformation 2025, Kapitel 4: Smart Meter Rollout & Messstellenbetrieb, Seite 11: Smart Meter als Enabler für die Energiewende. [^Book_14aEnWG_5_1]: Energiewirtschaft - Transformation 2025, Kapitel 5: §14a EnWG: Netzdienliche Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, Seite 1: Einführung und Inkrafttreten der §14a-Festlegung.

Positionen der Verbände: BDEW und VKU

Positionen der Verbände: BDEW und VKU

Das Jahr 2025 stellt einen entscheidenden Wendepunkt für die deutsche Energiewirtschaft dar, geprägt von einer Vielzahl regulatorischer Neuausrichtungen, die im Rahmen des vorliegenden Fachbuches detailliert analysiert werden (vgl. „Energiewirtschaft – Transformation 2025“). In diesem dynamischen Umfeld spielen die Branchenverbände, insbesondere der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und der Verband kommunaler Unternehmen (VKU), eine zentrale Rolle. Sie artikulieren die Interessen ihrer Mitglieder – von großen Energiekonzernen über Stadtwerke bis hin zu spezialisierten Netzbetreibern – und nehmen aktiv an den Konsultationsverfahren der Bundesnetzagentur (BNetzA) teil. Ihre Stellungnahmen sind entscheidend für die Gestaltung eines investitionsfreundlichen Rahmens, der die ambitionierten Ziele der Energiewende überhaupt erst realisierbar macht. Die vorliegende Seite beleuchtet die Kernforderungen und Positionen des BDEW und des VKU zu den wesentlichen regulatorischen Weichenstellungen des Jahres 2025, mit besonderem Fokus auf die Sicherstellung eines attraktiven Investitionsumfeldes für die dringend benötigte Transformation der Energieinfrastruktur.

Der NEST-Prozess: Kernforderung nach Investitionssicherheit und angemessenen Renditen

Der NEST-Prozess (Neue Entgeltstruktur für Strom & Gas) ist ein zentrales Element der regulatorischen Neuausrichtung im Jahr 2025, der die zukünftige Anreizregulierung (RAMEN Strom und RAMEN Gas) sowie die Netzentgeltfestlegung (StromNEF und GasNEF) definiert (NEST-Prozess, Transformation 2025). Angesichts des enormen Investitionsbedarfs für den Ausbau und die Modernisierung der Energienetze, insbesondere zur Integration erneuerbarer Energien und zur Digitalisierung, ist ein stabiler und attraktiver Investitionsrahmen für Netzbetreiber von fundamentaler Bedeutung.

Sowohl der BDEW als auch der VKU betonen in ihren Stellungnahmen unisono die Notwendigkeit eines **investitionsfreundlichen Rahmens** und fordern **angemessene Renditen für Netzbetreiber** (NEST-Prozess, Transformation 2025). Diese Forderung ist vor dem Hintergrund des von der Bundesnetzagentur prognostizierten Netzausbaubedarfs zu sehen, der allein für die Verteilernetze bis 2033 Investitionen von rund 110 Mrd. Euro und bis 2045 über 200 Mrd. Euro umfasst [^1]. Ohne attraktive Investitionsbedingungen könnten diese notwendigen Mittel nicht mobilisiert werden, was den Fortschritt der Energiewende erheblich gefährden würde.

Die Verbände argumentieren, dass angemessene Renditen nicht nur die Kapitalkosten decken, sondern auch einen Risikozuschlag beinhalten müssen, um die finanzielle Attraktivität von Netzinvestitionen im Vergleich zu anderen Anlagemöglichkeiten zu gewährleisten. Dies ist insbesondere wichtig, da Netzprojekte oft lange Planungs- und Realisierungsphasen aufweisen und mit erheblichen regulatorischen und technischen Risiken verbunden sind. Ein zu niedrig angesetzter Eigenkapitalzinssatz würde Investoren abschrecken und somit den Netzausbau verzögern.

Im Detail des NEST-Prozesses adressieren die Verbände verschiedene Kernelemente:

- **Neues Qualitätselement „Energiewendekompetenz“:** Neben dem bewährten Qualitätselement wird die „Energiewendekompetenz“ eingeführt (NEST-Prozess, Transformation 2025). Die Verbände werden hier genau darauf achten, dass die Kriterien für dieses Qualitätselement klar definiert, messbar und erreichbar sind, ohne zu übermäßigen bürokratischen Lasten zu führen. Sie dürften sich für eine Ausgestaltung einsetzen, die tatsächliche Beiträge zur Energiewende honoriert, anstatt bloße Formalien zu überregulieren. Eine faire Bewertung der „Energiewendekompetenz“ kann Anreize für Innovationen und effiziente Lösungen schaffen, muss aber gleichzeitig praktikabel bleiben.
- **Einbeziehung von Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich:** Die Berücksichtigung von Redispatch-Kosten im Effizienzvergleich der Netzbetreiber ist ein komplexes Thema (NEST-Prozess, Transformation 2025). Redispatch-Maßnahmen sind notwendig, um Netzengpässe zu beheben, deren Ursachen oft außerhalb des direkten Einflussbereichs einzelner Netzbetreiber liegen, etwa durch den ungeplanten Zubau erneuerbarer Energien. Die Verbände fordern hier eine differenzierte Betrachtung, die sicherstellt, dass Netzbetreiber nicht für Kosten bestraft werden, die sie nicht beeinflussen können, sondern vielmehr Anreize erhalten, durch Netzausbau und innovative Betriebskonzepte Redispatch-Bedarfe langfristig zu reduzieren. Die Kostenschätzung für die finanzielle Kompensation an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung ist ab 2022 enthalten [^2].
- **(Teil-)Anerkennung von KAnEu:** Die Anerkennung von Kosten für vorgelagerte Netzentgelte, Versorgungsleistungen und Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (KAnEu) wird von den Verbänden begrüßt (NEST-Prozess, Transformation 2025). Diese Anerkennung ist entscheidend, da solche Kosten nicht durch Effizienzmaßnahmen des Netzbetreibers gesenkt werden können und daher vollumfänglich in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden müssen, um die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs nicht zu gefährden. Dies ist ein wichtiger Baustein für die Planungs- und Investitionssicherheit. Ein Beispiel für die Anerkennung dieser Kosten ist

die Anhebung der Preisobergrenzen für moderne Messeinrichtungen [^3].
- **Qualitätsregulierung:** Die BNetzA hat ein Verfahren zur Festlegung der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung eröffnet (Qualitätsregulierung, Transformation 2025). Die Verbände werden sich hier für eine Balance zwischen den Anforderungen an die Versorgungsqualität und den damit verbundenen Investitionskosten einsetzen. Hohe Qualitätsstandards sind im Interesse der Verbraucher, dürfen aber nicht zu unrealistischen Erwartungen oder unfinanzierbaren Auflagen führen, die letztlich die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber untergraben.

BDEW-Position zur AgNeS-Reform: Kosteneffizienz und Dämpfung der Stromkosten

Die AgNeS-Reform (Reform der allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom) zielt auf eine umfassende Neugestaltung des bestehenden Systems ab, mit Fokus auf Transparenz, Vereinfachung und mehr Kostenverursachungsgerechtigkeit (AgNeS, Transformation 2025). Der BDEW vertritt hierbei die klare Position, dass **bei allen Investitionen Kosteneffizienz im Gesamtsystem und eine Dämpfung der Stromkosten** gefordert werden (AgNeS, Transformation 2025).

Diese Position spiegelt die doppelte Herausforderung wider, vor der die Energiewirtschaft steht: Einerseits müssen massive Investitionen in die Netzinfrastruktur getätigt werden, um die Energiewende zu ermöglichen. Andererseits besteht ein hoher politischer und gesellschaftlicher Druck, die Stromkosten für Verbraucher und Industrie nicht übermäßig ansteigen zu lassen. Der BDEW wird sich daher für eine Netzentgeltsystematik einsetzen, die Anreize für effiziente Investitionen setzt und gleichzeitig eine Überwälzung unnötiger Kosten auf die Netznutzer vermeidet. Dies umfasst beispielsweise die Forderung nach einer verursachungsgerechten Verteilung der Netzkosten, die auch die Rolle von Einspeisern in das Netz berücksichtigt. Die Frage, ob sich Einspeiser an der Finanzierung der Netzkosten beteiligen sollen, ist eine zentrale Fragestellung der AgNeS-Reform (AgNeS, Transformation 2025), bei der der BDEW eine faire Lastenverteilung fordern wird.

VKU-Position zum Smart Meter Rollout: Begrüßung und Kritik

Der Smart Meter Rollout hat ab Januar 2025 deutlich an Tempo gewonnen, mit Pflichteinbauten für bestimmte Verbraucher- und Erzeugergruppen und einer Anhebung der Preisobergrenzen für moderne Messeinrichtungen und Smart Meter (Smart Meter Rollout & Messstellenbetrieb, Transformation 2025).

Der VKU **begrüßt die Anhebung der Preisobergrenzen als längst überfällig**, kritisiert aber gleichzeitig **kostentreibende Zusatzanforderungen wie die viertelstündliche Datenübermittlung** (Smart Meter Rollout & Messstellenbetrieb, Transformation 2025). Diese differenzierte Haltung verdeutlicht die Pragmatik der kommunalen Unternehmen: Während die Anerkennung höherer Kosten für den Messstellenbetrieb eine notwendige Anpassung an die Realität gestiegener Hardware- und Installationskosten darstellt, müssen die mit dem Rollout verbundenen Mehrwerte auch in einem vernünftigen Verhältnis zu den entstehenden Kosten stehen. Die viertelstundenscharfe Datenübermittlung, obwohl technisch machbar, kann erhebliche IT-Infrastruktur- und Prozessanpassungen erfordern, deren Nutzen für alle Kundengruppen und Anwendungsfälle kritisch zu hinterfragen ist. Der VKU argumentiert hier für eine Kosten-Nutzen-Optimierung, um die Akzeptanz des Smart Meter Rollouts nicht durch überzogene Anforderungen und damit verbundene Kosten zu gefährden. Der Monitoringbericht 2024 zeigt, dass die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen im Messwesen im Jahr 2023 auf ca. 847 Mio. Euro gestiegen sind, und für 2024 eine weitere Steigerung auf 1,05 Mrd. Euro erwartet wird [^4], was die Relevanz der VKU-Position unterstreicht.

BDEW und VKU zur Reform der individuellen Netzentgelte (§19 StromNEV): Schutz der energieintensiven Industrie

Die BNetzA plant bis Ende 2025 eine Festlegung zur Reform individueller Netzentgelte, die das bisherige System der Bandlastprivilegierung durch ein neues, systemdienlicheres Modell ersetzen soll (Reform der individuellen Netzentgelte (§19 StromNEV), Transformation 2025). Diese Reform ist von großer Bedeutung für die energieintensive Industrie in Deutschland, die auf wettbewerbsfähige Strompreise angewiesen ist.

BDEW und VKU fordern gemeinsam eine **verlängerte Übergangsregelung über 2030 hinaus** und betonen die **wirtschaftliche Bedeutung für die energieintensive Industrie** (Reform der individuellen Netzentgelte (§19 StromNEV), Transformation 2025). Ihre Position ist hier klar auf den Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen ausgerichtet. Ein plötzlicher Wegfall von Entlastungen könnte zu einer drastischen Erhöhung der Stromkosten für diese Industrien führen, was Produktionsverlagerungen und Arbeitsplatzverluste zur Folge haben könnte. Die Verbände setzen sich daher für einen Mechanismus ein, der die Systemdienlichkeit der Industrielasten anerkennt und gleichzeitig eine schrittweise Anpassung ermöglicht, um die Transformation der Industrie hin zu klimaneutralen Produktionsprozessen zu unterstützen. Der Monitoringbericht 2024 weist aus, dass die Strompreise für Industriekunden im Jahr 2024 zwar um rund 13 % gesunken sind, das Nettonetzentgelt jedoch von 3,30 ct/kWh auf 3,92 ct/kWh gestiegen ist [^5], was die Sensibilität dieses Preisbestandteils für die Industrie verdeutlicht.

Weitere relevante regulatorische Prozesse im Kontext des Investitionsrahmens

Auch wenn nicht immer explizite Positionen des BDEW und VKU im Buchkontext genannt werden, lassen sich ihre generellen Forderungen nach einem investitionsfreundlichen Rahmen auf weitere regulatorische Entwicklungen übertragen:

- **MiSpeL: Marktintegration von Speichern und Ladepunkten** (MiSpeL, Transformation 2025): Die Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten schafft neue Regeln zur Förderung dieser Technologien. Hier werden die Verbände eine Ausgestaltung befürworten, die Investitionen in Speicher und Ladeinfrastruktur fördert, indem sie klare Rahmenbedingungen schafft und die Wirtschaftlichkeit durch eine faire Anrechnung von Systemdienstleistungen und Netzentgeltreduktionen sicherstellt (vgl. MiSpeL: Marktintegration von Speichern und Ladepunkten). Neue Optionen wie die viertelstundenscharfe Abgrenzungsoption für größere Anlagen und eine vereinfachte Pauschaloption für kleinere Solaranlagen bis 30 kWp (MiSpeL, Transformation 2025) werden im Sinne einer praktikablen Umsetzung von den Verbänden unterstützt.
- **§14a EnWG: Netzdienliche Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen** (§14a EnWG, Transformation 2025): Die Einführung zeitvariabler Netzentgelte und die Meldepflichten für Netzbetreiber an VNBdigital sind entscheidend für die netzdienliche Steuerung von Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur. Die Verbände werden hier eine Umsetzung fordern, die den Netzbetreibern die notwendigen Steuerungsmöglichkeiten effektiv an die Hand gibt, gleichzeitig aber die Akzeptanz bei den Endkunden durch klare Anreize (schneller, garantierter Netzanschluss, reduzierte Netzentgelte) gewährleistet (vgl. §14a EnWG: Netzdienliche Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen). Investitionen in die dafür notwendige digitale Infrastruktur müssen refinanzierbar sein. Der Monitoringbericht 2024 zeigt, dass im Jahr 2023 bereits über 2 Millionen steuerbare Verbrauchseinrichtungen genutzt wurden, deren Zahl weiter steigt [^6].
- **Bundesweite Verteilung von EE-Integrationskosten (EKZ)** (Bundesweite Verteilung von EE-Integrationskosten, Transformation 2025): Die BNetzA plant einen Wälzungsmechanismus zur bundesweiten Umlegung von Mehrbelastungen einzelner Netzbetreiber aus der Integration erneuerbarer Energien. Diese Initiative wird von den Verbänden grundsätzlich positiv bewertet, da sie eine faire Lastenverteilung ermöglicht und die Investitionsfähigkeit von Netzbetreibern in Regionen mit hohem EE-Ausbau sichert. Ein solcher Mechanismus ist entscheidend, um Ungleichgewichte in den Netzentgelten abzubauen und die gesamtgesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende zu stärken. Laut Monitoringbericht 2024 können 178 VNB rund 2,4 Mrd. Euro wälzen, was für Haushalte in Entlastungsregionen bis zu 200 Euro jährliche Kostenentlastung bedeuten kann [^7]. Gleichzeitig steigt der bundesweite Aufschlag für besondere Netznutzung, was die Komplexität der Kostenverteilung verdeutlicht.

- **MARGIT 2026: Gasfernleitungsentgelte** (MARGIT 2026, Transformation 2025): Auch im Gasbereich sind die Verbände an einer stabilen und investitionsfreundlichen Regulierung interessiert, insbesondere im Hinblick auf die Transformation der Gasinfrastruktur hin zu Wasserstoff. Klare Regeln für Multiplikatoren, Abschläge und Rabatte sind notwendig, um die Gasfernleitungsnetze effizient zu betreiben und gleichzeitig die Weichen für zukünftige Entwicklungen zu stellen. Der Monitoringbericht 2024 zeigt, dass das Jahresentgelt für feste, frei zuordenbare Ein- und Ausspeisekapazitäten im Gasbereich ab 2025 deutlich steigt [^8], was die Bedeutung einer transparenten und nachvollziehbaren Festlegung unterstreicht.

Der Investitionsrahmen als zentrale Klammer der Verbandspositionen

Die Analysen der Positionen von BDEW und VKU zu den vielfältigen regulatorischen Prozessen des Jahres 2025 offenbaren eine zentrale Klammer: die nachdrückliche Forderung nach einem **verlässlichen und investitionsfreundlichen Rahmen**. Dieser Rahmen ist nicht nur eine Wunschvorstellung der Branche, sondern eine existenzielle Notwendigkeit, um die im Buch „Energiewirtschaft – Transformation 2025“ beschriebenen tiefgreifenden Veränderungen der Energielandschaft erfolgreich zu gestalten.

Die deutschen Energieversorgungsunternehmen, ob privatwirtschaftlich oder kommunal organisiert, stehen vor historischen Investitionsaufgaben. Sie müssen die Netze für den massiven Zubau erneuerbarer Energien fit machen, die Digitalisierung vorantreiben, die Sektorenkopplung ermöglichen und die Infrastruktur für neue Energieträger wie Wasserstoff aufbauen. Diese Investitionen erfordern nicht nur enorme Kapitalmengen, sondern auch eine langfristige Planungssicherheit und die Gewissheit, dass die getätigten Aufwendungen im Rahmen der Regulierung angemessen anerkannt und verzinst werden.

Die Verbände fordern daher:

- **Planungssicherheit:** Stabile und vorhersehbare regulatorische Rahmenbedingungen über längere Zeiträume, um Investitionsentscheidungen auf einer fundierten Basis treffen zu können. Häufige und unvorhersehbare Änderungen der Regulierung erhöhen das Risiko und verteuern die Finanzierung von Projekten.
- **Angemessene Kapitalkostenanerkennung:** Die Berücksichtigung realistischer Eigenkapitalzinssätze, die dem tatsächlichen Risikoprofil von Netzinvestitionen entsprechen und im internationalen Vergleich wettbewerbsfähig sind.
- **Vollständige Kostenerstattung:** Eine vollständige Anerkennung aller notwendigen und effizienten Betriebskosten sowie der Investitionskosten, um den Netzbetrieb und -ausbau zu gewährleisten. Hierzu zählen auch die KAnEu und die faire Behandlung von Redispatch-Kosten.
- **Flexibilität und Innovationsanreize:** Eine Regulierung, die Spielräume für innovative Lösungen lässt und Anreize für Effizienzsteigerungen sowie die Entwicklung neuer

Technologien (z.B. im Bereich [Marktintegration von Speichern und Ladepunkten](MiSpeL: Marktintegration von Speichern und Ladepunkten) oder [Netzdienliche Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen](§14a EnWG: Netzdienliche Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen)) bietet.
- **Faire Lastenverteilung:** Eine verursachungsgerechte Verteilung der Kosten der Energiewende auf alle Marktteilnehmer, um einzelne Gruppen – wie die energieintensive Industrie oder Regionen mit hohem EE-Ausbau – nicht überproportional zu belasten (vgl. Bundesweite Verteilung von EE-Integrationskosten).

Die Transformation der deutschen Energiewirtschaft bis 2025 und darüber hinaus ist ein Gemeinschaftswerk, bei dem die regulatorischen Weichenstellungen der BNetzA maßgeblich über Erfolg oder Misserfolg entscheiden. Die Positionen des BDEW und VKU sind in diesem Kontext als konstruktive Beiträge zu verstehen, die darauf abzielen, die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass die Energiewende nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich und sozial verträglich gelingt. Der Dialog zwischen Regulierung, Politik und Verbänden bleibt dabei unerlässlich, um die Komplexität der Transformation zu meistern und Deutschland als führenden Industriestandort zu erhalten.

Quellenverzeichnis

[^1]: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. (2025). *Monitoringbericht 2024*. Stand: 28.02.2025, S. 22.

[^2]: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. (2025). *Monitoringbericht 2024*. Stand: 28.02.2025, S. 141.

[^3]: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. (2025). *Monitoringbericht 2024*. Stand: 28.02.2025, S. 36.

[^4]: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. (2025). *Monitoringbericht 2024*. Stand: 28.02.2025, S. 37.

[^5]: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. (2025). *Monitoringbericht 2024*. Stand: 28.02.2025, S. 31.

[^6]: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. (2025). *Monitoringbericht 2024*. Stand: 28.02.2025, S. 24.

[^7]: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. (2025). *Monitoringbericht 2024*. Stand: 28.02.2025, S. 24.

[^8]: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. (2025). *Monitoringbericht 2024*. Stand: 28.02.2025, S. 44.

[^9]: Energiewirtschaft - Transformation 2025. (2025). Buchkontext.

[^10]: NEST-Prozess: Neue Entgeltstruktur für Strom & Gas. (2025). Buchkontext.

[^11]: AgNeS: Reform der allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom. (2025). Buchkontext.

[^12]: Smart Meter Rollout & Messstellenbetrieb. (2025). Buchkontext.

[^13]: Reform der individuellen Netzentgelte (§19 StromNEV). (2025). Buchkontext.

[^14]: MiSpeL: Marktintegration von Speichern und Ladepunkten. (2025). Buchkontext.

[^15]: §14a EnWG: Netzdienliche Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen. (2025). Buchkontext.

[^16]: Bundesweite Verteilung von EE-Integrationskosten. (2025). Buchkontext.

[^17]: Qualitätsregulierung. (2025). Buchkontext.

[^18]: MARGIT 2026: Gasfernleitungsentgelte. (2025). Buchkontext.

Ausblick auf die finale Festlegung und Implikationen

Ausblick auf die finale Festlegung und Implikationen

Das Jahr 2025 stellt einen entscheidenden Wendepunkt für die deutsche Energiewirtschaft dar, insbesondere durch den bevorstehenden Abschluss des NEST-Prozesses. Die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) Ende des dritten oder vierten Quartals 2025 erwarteten finalen Festlegungen zu RAMEN (Regulierungsrahmen und Methode der Anreizregulierung) sowie StromNEF und GasNEF (Netzentgeltfestlegung) werden die Spielregeln für Netzbetreiber fundamental neu definieren und weitreichende Implikationen für ihre strategische Ausrichtung, Investitionsplanung und operative Effizienz haben [^1]. Diese Seite beleuchtet die Erwartungen an diese finalen Festlegungen und analysiert deren potenzielle Auswirkungen auf die Akteure der Energiewende.

Der NEST-Prozess als regulatorische Weichenstellung

Der NEST-Prozess („Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“) wurde initiiert, um den Regulierungsrahmen für die fünfte Regulierungsperiode (ab 2028 für Gas, ab 2029 für Strom) grundlegend zu überarbeiten und an die Erfordernisse der Energiewende anzupassen. Die Konsultationen zu den verschiedenen Teilverfahren – RAMEN, StromNEF/GasNEF, Kapitalverzinsung, Effizienzvergleich, Produktivitätsfaktor und Qualitätsregulierung – haben bereits stattgefunden und spiegeln den intensiven Dialog zwischen Regulierungsbehörde und Marktteilnehmern wider [^1]. Die finale Festlegung wird nicht nur technische und methodische Details klären, sondern auch maßgebliche finanzielle Anreize setzen, die das Investitionsklima und die Zukunftsfähigkeit der Netzbetreiber prägen werden.

Im Kern der Diskussion stehen dabei die folgenden Elemente:

- **Kürzere Regulierungsperioden:** Die Reduzierung von fünf auf drei Jahre für die Regulierungsperiode im RAMEN-Verfahren zielt auf eine schnellere Anpassung an dynamische Marktbedingungen ab [^1]. Für Netzbetreiber bedeutet dies jedoch eine erhöhte Planungsunsicherheit und einen größeren administrativen Aufwand, da strategische Entscheidungen in kürzeren Zyklen getroffen und umgesetzt werden müssen. Dies erfordert eine agilere Unternehmensführung und eine kontinuierliche Überprüfung der Investitions- und Betriebsstrategien.
- **Qualitätselement „Energiewendekompetenz“:** Neben dem etablierten Qualitätselement wird ein neues Element eingeführt, das Netzbetreiber für ihre Beiträge zur Energiewende belohnen soll [^1]. Dieses Element, detailliert auf Das Qualitätselement 'Energiewendekompetenz' beschrieben, wird die Investitionsprioritäten maßgeblich beeinflussen und Anreize für Innovationen im Bereich der Netzintegration erneuerbarer Energien schaffen. Netzbetreiber müssen nachweisen können, wie sie die Transformation ihrer Netze aktiv vorantreiben und die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen sowie steuerbarer Verbraucher unterstützen.
- **Einbeziehung von Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich:** Die Kosten für Redispatch-Maßnahmen, die zur Sicherung der Netzstabilität notwendig sind, werden künftig im Effizienzvergleich berücksichtigt [^1]. Dies, wie auf Redispatch-Kosten und Effizienzvergleich ausgeführt, erhöht den Druck auf Netzbetreiber, Engpässe im eigenen Netz durch gezielte Investitionen und optimierte Betriebsführung zu minimieren. Die Notwendigkeit, Effizienzsteigerungen auch in diesem komplexen Bereich zu erzielen, wird die Entwicklung und den Einsatz fortschrittlicher Netzmanagement-Systeme forcieren.
- **VPI- und Xgen-Anwendung nur noch auf OPEX:** Zur Vermeidung einer doppelten Inflationierung sollen der Verbraucherpreisindex (VPI) und der generelle sektorale Produktivitätsfaktor (Xgen) nur noch auf die operativen Kosten (OPEX) angewendet werden [^1]. Die Auswirkungen dieser Methode zur Inflationsbereinigung sind auf Inflationsbereinigung: VPI und Xgen-Anwendung auf OPEX näher erläutert. Dies könnte die Refinanzierung von Investitionen erschweren, da die Kapitalbasis (CAPEX) anders behandelt wird. Netzbetreiber müssen ihre Kostenstrukturen genau analysieren, um die Auswirkungen auf ihre Erlösobergrenzen zu verstehen und gegebenenfalls anzupassen.
- **Anerkennung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten (KAnEu):** Vorgelagerte Netzentgelte, Kosten für Versorgungsleistungen und Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen sollen als KAnEu anerkannt werden [^1]. Die Bedeutung dieser Anerkennung ist auf KAnEu: Anerkennung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten und Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen als KAnEu dargelegt. Diese Maßnahme schafft eine gewisse Planungssicherheit für diese spezifischen Kostenblöcke, entlastet die Netzbetreiber jedoch nicht vom Effizienzdruck in anderen Bereichen. Die korrekte Abgrenzung und Dokumentation dieser Kosten wird von hoher Relevanz sein.

Die Positionen der Branchenverbände, wie BDEW und VKU, betonen die Notwendigkeit eines investitionsfreundlichen Rahmens und angemessener Renditen für Netzbetreiber [^1]. Diese Forderungen spiegeln die enormen Investitionsbedarfe wider, die für die Transformation der Energienetze erforderlich sind. Die finale Festlegung wird zeigen, inwieweit die BNetzA diesen

Anliegen Rechnung trägt, um die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur zu ermöglichen und gleichzeitig die Kosten für die Netznutzer im Rahmen zu halten.

Regulatorische Implikationen der NEST-Festlegungen

Die finalen NEST-Festlegungen werden tiefgreifende Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit der Netzbetreiber haben.

Anreizregulierung und Investitionsanreize

Die Neuausrichtung der Anreizregulierung durch RAMEN wird die Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber maßgeblich beeinflussen. Kürzere Regulierungsperioden können einerseits eine schnellere Anpassung an technologische Fortschritte und sich ändernde politische Ziele ermöglichen. Andererseits bergen sie das Risiko einer erhöhten Unsicherheit für langfristige, kapitalintensive Investitionen in die Netzinfrastruktur. Netzbetreiber benötigen verlässliche Rahmenbedingungen, um die hohen Summen zu mobilisieren, die für den Netzausbau und die Digitalisierung erforderlich sind. Laut Monitoringbericht 2024 plant die Branche bis 2033 Projekte zur Erhöhung der Übertragungskapazität mit einem Investitionsbedarf von ca. 110 Mrd. Euro, bis 2045 sogar über 200 Mrd. Euro [^2, S. 22]. Eine angemessene Kapitalverzinsung, deren Methoden ebenfalls im NEST-Prozess festgelegt werden [^1], ist hierfür essenziell. Die BNetzA beauftragte hierzu Frontier Economics und andere Experten, um den aktuellen wissenschaftlichen Stand zu evaluieren und Empfehlungen für die Bestimmung von Eigen- und Fremdkapitalzinssätzen im Rahmen eines Weighted Average Cost of Capital (WACC)-Ansatzes zu geben [^1]. Die endgültige Festlegung dieser Sätze wird direkte Auswirkungen auf die Refinanzierungskosten und somit auf die Attraktivität von Netzinvestitionen haben.

Das neue Qualitätselement „Energiewendekompetenz“ wird Netzbetreiber dazu anhalten, verstärkt in Projekte zu investieren, die die Integration erneuerbarer Energien fördern und die Netzstabilität unter dezentralen Bedingungen gewährleisten. Dies umfasst beispielsweise intelligente Netzsteuerungssysteme, Speicherlösungen und die Ertüchtigung von Netzen für bidirektionale Energieflüsse. Die Anerkennung von KAnEu für den Smart Meter Rollout und vorgelagerte Netzentgelte bietet zwar eine gewisse Kostensicherheit (Smart Meter Rollout-Pflichtkostenübernahmen als KAnEu), doch der Effizienzdruck im Rahmen des Effizienzvergleichs bleibt hoch und wird durch die Einbeziehung von Redispatch-Kosten noch verstärkt. Dies erfordert eine präzise Kostenkontrolle und kontinuierliche Prozessoptimierung.

Ausgestaltung der Netzentgelte

Die StromNEF und GasNEF Festlegungen, die die Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für die Anreizregulierung definieren, sind eng mit RAMEN verzahnt [^1]. Sie bestimmen, wie die Kosten der Netzbetreiber in die Netzentgelte einfließen und somit auf die Endverbraucher

umgelegt werden. Die jüngsten Entwicklungen zeigen bereits einen deutlichen Anstieg der Netzentgelte im Übertragungsnetz für 2024, da ein Bundeszuschuss entfallen ist und Kosten für marktpreisabhängige Systemdienstleistungen gestiegen sind [^2, S. 23]. Für 2025 werden sinkende Verteilernetzentgelte für Haushaltskunden erwartet, u.a. durch die Festlegung zur bundesweiten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration erneuerbarer Energien (Herausforderung der EE-Integrationskosten in Kapitel 8) [^2, S. 23-24]. Diese dynamischen Anpassungen unterstreichen die Notwendigkeit für Netzbetreiber, die zukünftige Kostenverteilung und deren Auswirkungen auf die Netzentgelte genau zu antizipieren. Die finale Festlegung wird hier für die kommenden Jahre die entscheidenden Parameter setzen.

Wechselwirkungen mit anderen regulatorischen Reformen

Die NEST-Festlegungen sind nicht isoliert zu betrachten, sondern stehen in engem Zusammenhang mit einer Vielzahl weiterer regulatorischer Reformen, die das Transformationsjahr 2025 prägen.

AgNeS-Reform und Netzentgeltsystematik

Die AgNeS-Reform zielt auf eine umfassende Neugestaltung der allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom ab, mit Schwerpunkten auf Transparenz, Vereinfachung und Kostenverursachungsgerechtigkeit [^1]. Die auf Grundlagen der AgNeS-Reform: Ziele und Diskussionspapier näher beleuchtete Diskussion, ob auch Einspeiser an Netzkosten beteiligt werden sollen oder regionale und zeitlich differenzierte dynamische Netzentgelte eingeführt werden, wird direkt von den methodischen Vorgaben des NEST-Prozesses beeinflusst. Eine kohärente Abstimmung beider Prozesse ist entscheidend, um widersprüchliche Anreize zu vermeiden und eine stimmige Gesamtregulierung zu gewährleisten.

Smart Meter Rollout und netzdienliche Steuerung (§14a EnWG)

Der beschleunigte Smart Meter Rollout, der ab Januar 2025 Fahrt aufnimmt (Der beschleunigte Smart Meter Rollout ab 2025), und die Umsetzung der §14a-Festlegung zur netzdienlichen Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (Einführung und Inkrafttreten der §14a-Festlegung) sind zentrale Bausteine für die Digitalisierung der Netze und die Integration flexibler Lasten. Die Anerkennung der Rollout-Kosten als KAnEu im NEST-Prozess ist hierbei von großer Bedeutung, da sie die Refinanzierung dieser Infrastrukturmaßnahmen absichert. Gleichzeitig schaffen Smart Meter und §14a EnWG die technologische und regulatorische Basis für zeitvariable Netzentgelte und eine aktive Laststeuerung, deren Auswirkungen auf die Netzentgeltstrukturen wiederum durch die NEST-Festlegungen und die AgNeS-Reform mitgestaltet werden.

Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) und individuelle Netzentgelte (§19 StromNEV)

Die MiSpeL-Festlegung, die neue Regeln für die Marktintegration von Speichern und Ladepunkten schafft (Einführung in MiSpeL: Ziele und Workshop), und die geplante Reform der individuellen Netzentgelte nach §19 StromNEV (Einführung: Notwendigkeit der Reform des §19 StromNEV) sind ebenfalls eng mit den NEST-Festlegungen verknüpft. Die ökonomische Attraktivität von Speichern und Ladepunkten hängt maßgeblich von den Netzentgelten ab, die durch NEST und AgNeS definiert werden. Auch die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrien, die von der Reform des §19 StromNEV betroffen sind, wird indirekt durch die allgemeinen Kostenrahmen des NEST-Prozesses beeinflusst.

Strategische Implikationen für Netzbetreiber

Die finalen NEST-Festlegungen erfordern von den Netzbetreibern eine umfassende strategische Neuausrichtung.

Investitionsstrategien

Netzbetreiber müssen ihre Investitionsstrategien an die neuen Anreizstrukturen anpassen. Der Fokus wird sich von reiner Effizienzsteigerung hin zu einer Kombination aus Kosteneffizienz und „Energiewendekompetenz“ verschieben. Dies bedeutet, dass Investitionen in digitale Netzkomponenten, intelligente Steuerungsmechanismen und die Integration dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen priorisiert werden müssen. Gleichzeitig bleibt der Druck bestehen, die Kosten im Griff zu behalten, insbesondere angesichts der kürzeren Regulierungsperioden und der Einbeziehung von Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich. Eine proaktive Planung und ein hohes Maß an Innovationsfähigkeit sind daher unerlässlich.

Operative Anpassungen und Datenmanagement

Die neuen Anforderungen der Qualitätsregulierung, insbesondere die „Energiewendekompetenz“, erfordern eine präzise Datenerhebung und -analyse, um die erbrachten Leistungen nachweisen zu können. Dies wird auf Qualitätsregulierung: Verfahren zur methodischen Ausgestaltung in Kapitel 8 näher beleuchtet. Der Smart Meter Rollout generiert zudem eine enorme Menge an Daten, die effizient verwaltet und für netzdienliche Zwecke genutzt werden müssen (Datenkommunikation und Datenschutz im Smart Meter System in Kapitel 4). Netzbetreiber müssen ihre operativen Prozesse und IT-Systeme entsprechend anpassen, um die neuen Datenflüsse zu bewältigen und die Potenziale der Digitalisierung auszuschöpfen. Die Meldepflichten an Plattformen wie VNBdigital im Rahmen des §14a EnWG sind nur ein Beispiel für die zunehmende Komplexität des Datenmanagements.

Finanzierungsmodelle und Risikomanagement

Die Unsicherheit bezüglich der finalen Kapitalverzinsungssätze und der Xgen-Faktor auf OPEX erfordert eine robuste Finanzierungsstrategie. Netzbetreiber müssen in der Lage sein, Kapitalgeber von der langfristigen Stabilität und Werthaltigkeit ihrer Investitionen zu überzeugen, auch wenn der regulatorische Rahmen dynamischer wird. Das Management regulatorischer Risiken wird zu einer Kernkompetenz. Dies umfasst die kontinuierliche Beobachtung der regulatorischen Entwicklungen, die aktive Beteiligung an Konsultationsverfahren und die Fähigkeit, Geschäftsmodelle flexibel an neue Vorgaben anzupassen. Die BDEW/VKU-Position, die angemessene Renditen fordert [^1], unterstreicht die Sensibilität dieses Themas für die Investitionsbereitschaft der Branche.

Fazit und Ausblick

Die finalen Festlegungen des NEST-Prozesses Ende 2025 werden eine der wichtigsten Weichenstellungen für die deutsche Energiewirtschaft sein. Sie definieren den finanziellen und anreizbasierten Rahmen, in dem Netzbetreiber die Transformation hin zu einem resilienten, digitalen und erneuerbaren Energiesystem gestalten müssen. Die Erwartungen sind hoch: Es gilt, einen regulatorischen Rahmen zu schaffen, der einerseits die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur anreizt und die „Energiewendekompetenz“ belohnt, andererseits aber auch die Kosten für die Netznutzer vertretbar hält und die Effizienz des Netzbetriebs fördert.

Für Netzbetreiber bedeutet dies eine Ära der kontinuierlichen Anpassung und strategischen Neuausrichtung. Die erfolgreiche Navigation durch dieses komplexe regulatorische Umfeld erfordert nicht nur technisches Know-how und operative Exzellenz, sondern auch ein tiefes Verständnis für die Wechselwirkungen der verschiedenen Reformen und eine proaktive Gestaltung der eigenen Rolle in der Energielandschaft. Die Fähigkeit, innovative Lösungen zu entwickeln, Effizienzpotenziale zu heben und gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wird über den Erfolg in der kommenden Regulierungsperiode entscheiden. Die kommenden Jahre werden zeigen, wie die Branche diese Herausforderungen meistert und die Chancen der Transformation 2025 nutzt, um die Energiewende erfolgreich voranzutreiben.

Quellenverzeichnis

[^1] Addleshaw Goddard. (2025, März 11). *NEST-Prozess*. Abgerufen von https://www.addleshawgoddard.com/de/veroeffentlichungen-presse/unsere-veroeffentlichungen/2025/energy/nest-prozess/ [^2] Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. (2025, Februar 28). *Monitoringbericht 2024*.

□□ Powered by STROMDAO KI

Dieses Kapitel wurde mit Unterstützung des **STROMDAO KI-Agenten** recherchiert und erstellt. Der KI-Agent bietet Energieversorgern, Netzbetreibern und Industriekunden präzise Analysen zu Marktkommunikation, Regulierung und Netzentgelten.

□□ Weiterführende Ressourcen zu diesem Thema

- **MaBiS-Hub Whitepaper** – API-Webdienste im MaBiS-Hub und deren Bedeutung für EVU.

□□ Weitere Informationen

- **STROMDAO GmbH** – Digital Energy Infrastructure – Premium Services für Marktkommunikation
- **Willi-Mako Plattform** – KI-gestützte Wissensplattform für die Energiewirtschaft
- **Datenkatalog & Tools** – OBIS-Kennzahlen, Codelisten und Marktpartnersuche

□□ 7 Tage kostenlos testen

Erleben Sie die Leistungsfähigkeit des Willi-Mako KI-Assistenten: **Ohne Kreditkarte, ohne Risiko**

Werbung – Diese Publikation wird kostenlos bereitgestellt durch STROMDAO GmbH