

# **Anreize für Netzbetreiber zur Nutzung von Verbrauchsflexibilität über dynamische Netzentgelte**

**Die zentralen regulatorischen Handlungsbedarfe und -optionen**

Kernaussagen einer Kurzstudie im Auftrag von Octopus Energy Germany GmbH

EERA consulting GmbH  
Walter-Meckauer-Straße 22  
26131 Oldenburg

Tel.: +49 (0)152 0870 7571  
[www.eera-consulting.de](http://www.eera-consulting.de)

Autoren:

Dr. Marius Buchmann  
Prof. Gert Brunekreeft (Associate)  
Dr. Anna Pechan

Dezember 2025

Die EERA consulting GmbH ist ein Beratungsunternehmen für die Energiebranche, das Sie bei der Weiterentwicklung von Marktgestaltung und -regulierung für ein digitalisiertes, klimaneutrales Energiesystem unterstützt. Jeglicher Einfluss Dritter auf die Beratungstätigkeit der EERA-Beratung ist ausgeschlossen. Obwohl alle Anstrengungen unternommen wurden, um die Genauigkeit des Materials und die Integrität der hier präsentierten Analyse zu gewährleisten, übernimmt EERA consulting GmbH keine Haftung für etwaige auf Grundlage des Inhalts ergriffene Maßnahmen. Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für Gewinnverluste oder Entschädigung für Schäden durch Dritte, ist ausgeschlossen.

## 1 Ausgangssituation

Flexibles Stromverbrauchsverhalten kann helfen, die Kosten für das Engpassmanagement im Netz zu senken. Um dieses Potenzial zu heben, sollten die Netzbetreiber Anreize erhalten, solche Flexibilität einzusetzen – und zwar dann, wenn es die günstigste Lösung ist. Die Bundesnetzagentur arbeitet seit Anfang 2024 im Rahmen des NEST-Prozesses an einer Reform der Anreizregulierung, durch die Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und Verteilnetzbetreibern (VNB) u. a. stärker motiviert werden, Engpassmanagementkosten zu reduzieren. Parallel diskutiert die Bundesnetzagentur im Verfahren zur „Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom“ (AgNeS) die Einführung dynamischer Netzentgelte. Diese sollen dazu motivieren, den Stromverbrauch stärker an der Netzauslastung auszurichten.

Allerdings sind die im NEST-Prozess diskutierte Anreize noch nicht darauf ausgelegt, die in AgNeS angedachten dynamischen Netzentgelte umzusetzen. Anders gesagt: die Netzbetreiber werden nicht dazu motiviert, Verbrauchsflexibilität einzusetzen, um Engpasskosten zu reduzieren. Hier bestehen zwei zentrale Herausforderungen in der geplanten Regulierung, die wir im Folgenden kurz skizzieren.

## 2 Die Anreize der Netzbetreiber

Für den Einsatz von Verbrauchsflexibilität über dynamische Netzentgelte gibt es in der Regulierung zwei zentrale Hürden: die asymmetrische Kostenbehandlung von Investitionsausgaben (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX), sowie das Kooperationsproblem zwischen ÜNB und VNB.

### 1. CAPEX-OPEX-Asymmetrie reduziert Anreize für dynamische Netzentgelte

Die Implementierung dynamischer Netzentgelte – ebenso wie die Nutzung von Verbrauchsflexibilität insgesamt – verursacht für ÜNB und VNB höhere Betriebsausgaben (OPEX) als konventionellen Maßnahmen wie Netzausbau. Auch wenn die im NEST-Prozess geplanten Anpassungen die Anreize zur Reduktion der Engpassmanagementkosten stärken sollen, bleibt eine CAPEX-OPEX-Asymmetrie in der Regulierung potenziell bestehen. Dies bedeutet, dass CAPEX in der Regulierung anders behandelt werden als OPEX und dadurch CAPEX-lastigere Investitionen, wie beispielweise der konventionelle Netzausbau, betriebswirtschaftlich attraktiver sind.

Für die ÜNB dürfte die geplante Cost-Plus-Regulierung symmetrische Anreize für OPEX und CAPEX setzen. Durch die geplanten ergänzenden Effizienzanreize, die zusätzlich zur Cost-Plus-Regulierung angewandt werden sollen, um effiziente Investitionen anzureizen, kann aber weiterhin (je nach Ausgestaltung) eine Asymmetrie entstehen.

Bei den VNB besteht durch die Kombination des Kapitalkostenabgleichs für CAPEX und des Budgetprinzips für OPEX grundsätzlich eine CAPEX-OPEX-Asymmetrie. Diese wird durch die geplante Kürzung der Regulierungsperiode auf 3 Jahre zwar teilweise reduziert, aber nicht komplett aufgelöst. Auch die geplante Erweiterung der Qualitätsregulierung um die Energiewendekompetenz (EWK) hat keinen direkten Einfluss auf die Nutzung von Verbrauchsflexibilität. Indirekt könnte jedoch der Digitalisierungsindex (unter Annahme eines dazugehörigen Anreizsystems) wirken, indem er die Netzbetreiber anreizt und befähigt, Daten besser zur Verfügung zu stellen und zu analysieren.

## 2. Kooperationsanreize zwischen Netzebenen

Ein weiteres zentrales Hindernis ist die fehlenden Anreizkompatibilität zwischen ÜNB und VNB. Zwar könnten VNB durch die Nutzung von Verbrauchsflexibilität, z.B. über dynamische Netzentgelte, die Engpassmanagementkosten auf den vorgelagerten Ebenen reduzieren, doch entstehen ihnen dadurch zusätzliche Kosten, die sie nur begrenzt weitergereichen können. Ein Ausgleich dieser Kosten zwischen den Netzbetreibern ist aktuell nicht vorgesehen. Somit fehlt beiden Seiten ein ausreichender Anreiz zur Kooperation – obwohl sie sinnvoll wäre.

Die Lösungsoptionen zur Adressierung der Anreizprobleme:

1. **OPEX-CAPEX-Neutrale Ausgestaltung der Effizienzanreize für ÜNB:** Für 2029 ist die Einführung von Effizienzanreizen als Ergänzung zur Cost-Plus-Regulierung geplant. Während der geplante Anreiz zur schnelleren Reduktion der Engpassmanagementkosten potenziell CAPEX-OPEX-neutral gestaltet werden kann, bergen das geplante Partialbenchmarking (Prüfung einzelner Kostenpositionen im Vergleich), die Prozesskostenrechnung und die Output-orientierten Regulierungsansätze das Risiko einer CAPEX-OPEX-Asymmetrie – je nach genauer Ausgestaltung. Um Neutralität sicherzustellen, sollten entweder neutrale Outputs als Basis dienen, also Outputs vermieden werden, die stärker auf einer Kostenkategorie – CAPEX oder OPEX – basieren, wie dies etwa bei der Leitungslänge der Fall wäre. Alternativ könnten neben CAPEX-basierten auch OPEX-basierte Outputs berücksichtigt werden, um Symmetrie sicherzustellen.
2. **Selektive Anwendung von Fixed-OPEX-CAPEX-Share (FOCS) auf Engpassmanagementkosten:** Um die CAPEX-OPEX-Asymmetrie für die VNB zu adressieren könnte für die Engpassmanagementkosten eine andere Regulierungssystematik eingeführt werden, die auf die Gesamtkosten (TOTEX) fokussiert. Diese würden dann mit einer festen Kapitalisierungsrate in CAPEX und OPEX unterteilt. So wären Netzbetreiber zwischen den Kostenkategorien indifferent.
3. **Einführung spezifischer Outputs zur Nutzung von Verbrauchsflexibilität in der EWK:** Alternativ zu FOCS könnte die Energiewendekompetenz in der Qualitätsregulierung genutzt werden, um die CAPEX-OPEX-Asymmetrie für die VNB zu verringern. Diskutiert wird, Digitalisierungsmaßnahmen über einen Anreiz zu stärken, der auf einem Digitalisierungsindex basiert. Bisher fokussiert dieser Index auf interne Digitalisierung der Netzbetreiber, könnte aber erweitert werden - etwa um Kennzahlen zur Nutzung von Verbrauchsflexibilität über Aggregatoren. So ließe sich diese dann entsprechend im Rahmen der EWK gezielt anreizen.
4. **Einführung von Side-Payments für netzbetreiberübergreifende engpass-reduzierende Maßnahmen:** Für die ÜNB ist ein signifikanter Bonus geplant, wenn die Engpassmanagementkosten schneller reduziert werden als erwartet. Diese Bonuszahlung könnte anteilig an die VNB gezahlt werden (Side-Payment) – entweder direkt vom ÜNB oder nach einer Überprüfung von der BNetzA. Voraussetzung wäre, dass die VNB nachweislich Maßnahmen ergriffen haben, die Engpässe auf der Übertragungsnetzebene reduzieren und dabei geringere Kosten verursachen als konventionelle Ansätze wie Redispatch. Dafür muss ein komplexes, mehrseitiges System für Side-Payments ausgearbeitet werden.