

KURZGUTACHTEN

Weiterentwicklung der individuellen Netzentgelte

Ziele, Zielkonflikte und Ausgestaltungsoptionen bei der Reform der Netzentgelt-Rabatte für gleichmäßige Netznutzung nach §19(2) StromNEV

Finale Version vom 3. September 2024

Im Auftrag der TenneT TSO GmbH

Autoren:

Lion Hirth (hirth@neon.energy)

Anselm Eicke (eicke@neon.energy)

Weiterentwicklung der individuellen Netzentgelte

Ziele, Zielkonflikte und Ausgestaltungsoptionen bei der Reform der Netzentgelt-Rabatte für gleichmäßige Netznutzung nach §19(2) StromNEV

Diese Studie ist verfügbar unter neon.energy/individuelle-netzentgelte

Neon Neue Energieökonomik ist ein energiewirtschaftliches Beratungsunternehmen mit Sitz in Berlin. Als Boutique sind wir seit 2014 spezialisiert auf anspruchsvolle quantitative und ökonomisch-theoretische Analysen rund um den Strommarkt. Mit Beratungsprojekten, Studien und Schulungen unterstützen wir Entscheidungsträger bei den aktuellen Herausforderungen und Zukunftsfragen der Energiewende. Zu unseren Kunden gehören Regierungen, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger und Stromhändler aus Deutschland und Europa.

Kontakt:

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Karl-Marx-Platz 12
12043 Berlin

Prof. Dr. Lion Hirth
hirth@neon.energy
+49 157-55 199 715



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1 Einführung	6
2 Aktuelle Regelung	8
2.1 Individuelle Netzentgelte nach §19(2) StromNEV.....	8
2.2 Inanspruchnahme und finanzielle Bedeutung.....	9
2.3 Probleme der aktuellen Regelung.....	11
3 Ziele und Zielkonflikte	15
4 Kostenreflektive Entgelte	17
4.1 Kostenreflektive Netzentgelte in der Theorie	17
4.1.1 Netzdienlichkeit und Grenzkosten der Netznutzung	17
4.1.2 Ökonomisch optimale Netzentgelte.....	19
4.2 Kostenreflektive Netzentgelte in der Praxis	19
4.2.1 Grundgedanken und Prinzipien	20
4.2.2 Ein konkreter Ausgestaltungsvorschlag	20
5 Reform innerhalb der Rabatt-Logik	23
5.1 Anspruchsvoraussetzung	23
5.1.1 Rabatte im Austausch gegen Flexibilität	23
5.1.2 Reiner Mengenrabatt.....	25
5.2 Bestimmung der Rabatt-Höhe.....	25
5.3 Anwendung des Rabatts	27
6 Unser Vorschlag	28
6.1 Langfristig: Kostenreflektive Netzentgelte	28
6.2 Mittelfristig: Kostenreflektive individuelle Entgelte.....	28
6.3 Kurzfristig: Regionalisierter Mengenrabatt	29
7 Literaturverzeichnis	31

Zusammenfassung

Reformbedarf. In Deutschland haben Großverbraucher von Strom Anspruch auf ein individuelles Netzentgelt, wenn ihr Strombezug gleichmäßig ist. Dieses bedeutet einen Rabatt auf die Netzentgelte von bis zu 90%. Im Jahr 2024 entlastet diese sogenannte 7000h-Regelung die stromintensive Industrie um rund 1,5 Milliarden Euro. Jedoch steht der Mechanismus seit langem in der Kritik, weil er eine Reaktion der Unternehmen auf Strompreissignale und Dienstleistungen für Netzbetreiber praktisch unmöglich macht. Die Flexibilisierung des industriellen Stromverbrauchs - sofern wirtschaftlich sinnvoll - und damit die Nutzung von günstigem grünen Überschussstrom ist jedoch ein wesentlicher Baustein für die Bezahlbarkeit der Energiewende und die industrielle Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur nun eine Reform der individuellen Netzentgelte angekündigt und ein entsprechendes Eckpunktepapier veröffentlicht. In dieser Kurzstudie erklären wir die Bedeutung und die Probleme der aktuellen Regelung, erläutern Ziele und Zielkonflikte, und skizzieren drei denkbare Stoßrichtungen einer Reform.

Zielkonflikte. In der Debatte werden verschiedene Ziele genannt, die eine Reform erreichen soll: Die aktuelle bestehende Flexibilitätsbarriere soll abgebaut werden, die Entlastung soll sich an den tatsächlichen Netzkosten orientieren, das bisherige Entlastungsniveau soll erhalten bleiben, und die Kosten des Instruments begrenzt werden. Diese Ziele sind legitim, stehen jedoch untereinander im Konflikt. Insbesondere ist bei einer Orientierung an tatsächlichen Netzkosten keine flächendeckende Entlastung in der heutigen Größenordnung zu erwarten. Die Abwägung zwischen den konkurrierenden Zielen ist eine Präferenzentscheidung, die nicht nach wissenschaftlichen Kriterien erfolgen kann, sondern inhärent politischer Natur ist. Je nach Gewichtung der Ziele sind sehr unterschiedliche Reformrichtungen denkbar. Aus diesem Grund entwickeln wir in dieser Studie zwei grundsätzlich verschiedene Reformmodelle: kostenreflektive Netzentgelte und eine Reform der bestehenden Rabatt-Logik.

Kostenreflektive Entgelte. Das erste Modell fokussiert auf Kostenrefektivität. Dies bedeutet, dass geringere Netzentgelte zahlt, wer im Stromnetz weniger Kosten verursacht. Die Grenzkosten des Stromnetzes hängen primär von der Netzbelastung ab. Deshalb werden in dieser Variante die Netzentgelte dann und dort abgesenkt, wo zusätzlicher Strombedarf die Netze entlastet oder zumindest keine Netzengpässe verursacht. Weil die Netzsituation dynamisch von Tageszeit und Wetter abhängt, bedeutet dies Netzentgelte, die sich über die Zeit ändern, zwischen Regionen unterscheiden und kurzfristig festgelegt werden. Dies macht die Implementierung komplex. Außerdem würden so naturgemäß vor allem Netzentgelte in Regionen mit Erzeugungüberschuss, d.h. tendenziell in Nord- und Ostdeutschland, abgesenkt.

Rabatt-Reform. Deswegen diskutieren wir als zweite Stoßrichtung Reformen innerhalb der bestehenden Rabatt-Logik, die auch dem politischen Wunsch nach einer flächendeckenden Entlastung der Industrie Rechnung trägt. Im Fokus steht hier insbesondere eine Reform der Anspruchsvoraussetzung, also eine Abschaffung des 7000h-Kriteriums. Beispielsweise könnte ein flexibler Stromverbrauch eine Bedingung für den Erhalt des Rabattes sein, oder, um Verzerrungen des Strompreissignals gänzlich zu vermeiden, könnte komplett auf ein

Verhaltenskriterium verzichtet und stattdessen ein reiner Mengenrabatt gewährt werden. Neben der Frage der Anspruchsvoraussetzung bietet sich außerdem eine Änderung der Berechnung und Anwendung der individuellen Netzentgelte an. Hier ist eine Regionalisierung zur Abbildung der längerfristigen Engpässe im Übertragungsnetz denkbar.

Empfehlung. Als langfristige Lösung empfehlen wir aus ökonomischer Sicht, die Netzentgelte für alle Verbraucher eng an den Netzkosten zu orientieren. Kurzfristig halten wir eine Weiterführung individuellen Netzentgelte in der einfacheren Rabatt-Logik für vertretbar. Dabei empfehlen wir eine Umstellung auf einen reinen Mengenrabatt, also die ersatzlose Streichung der 7000h-Anforderung. Dabei sollte der Rabatt nur auf den Stromverbrauch jenseits des Schwellwerts Anwendung finden, um Kippschaltereffekte zu vermeiden, und regional differenziert werden, um eine netzdienliche Komponente zu enthalten. Außerdem sollte der Leistungspreis der Netzentgelte stärker reduziert werden als der Arbeitspreis, um auch diese Flexibilitätsbarriere weiter abzubauen.

1 Einführung

Ursprung. Im Jahr 2005 trat die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) in Kraft. Sie war damit ein wesentlicher Baustein der Liberalisierung des Strommarktes und der Aufteilung der integrierten Stromversorgung in Erzeugung, Netze und Versorger. Bereits damals enthielt sie in §19 eine Regelung für individuelle Netzentgelte. Diese wurde 2011 nochmals erweitert und hat seitdem ihre heutige Form.

Aktuelle Regelung. Stromverbraucher erhalten einen Rabatt auf ihre Netzentgelte, wenn sie entweder ein atypisches Verbrauchsverhalten aufweisen, also ihr Spitzenverbrauch außerhalb der Hochlastzeitfenster ihrer Netzebene liegt, oder wenn ihr Stromverbrauch besonders gleichmäßig ist. Während von der atypischen Netznutzung vor allem Pumpspeicherkraftwerke profitieren, ist die Rabattierung des gleichmäßigen Strombezugs für die Industrie von großer Bedeutung. Mit einem geschätzten Gesamtvolumen von knapp 1,5 Mrd. Euro (2024) ist sie eine der vier großen Entlastungsmechanismen für die stromintensive Industrie. Die Papier-, Metall- und Chemieindustrie sind hinsichtlich des Entlastungsvolumen die größten Profiteure. Die Gleichmäßigkeit wird dabei anhand der Vollbenutzungsstunden ermittelt, also dem Verhältnis aus dem jährlichen Strombezug und der individuellen viertelstündlichen Spitzenlast. Bei mehr als 7000 Vollbenutzungsstunden wird ein Rabatt von bis zu 80% gewährt, weshalb der Rabatt in der Branche auch als „7000h-Regelung“ bekannt ist. Konkret wird der Rabatt in Form eines Sondernetzentgelt ermittelt, bei dem der „physikalische Pfad“ zum nächsten grundlastfähigen Kraftwerk ermittelt wird und die Kosten der einzelnen Netzelemente entlang des Pfades anteilmäßig addiert werden.

Flexibilitätsbarriere. Diese Regelung ist seit vielen Jahren Gegenstand einer wissenschaftlichen Diskussion. Sie ist vor allem deshalb problematisch, weil die Anforderung des gleichmäßigen Stromverbrauchs verhindert, dass Industrieverbraucher ihren Strombezug dynamisch an die Marktsituation anpassen, weil i.d.R. sowohl das Einsenken wie auch die Erhöhung des Verbrauchs die Vollbenutzungsstunden senkt. Dabei ist ein flexibler Strombezug, der der Erzeugung aus Wind- und Solarenergie und damit dem Strompreis folgt, eine wesentliche Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende und der volkswirtschaftlich sinnvollen Nutzung günstiger Energie. Die bisher ungenutzten Flexibilitätspotentiale sind hoch. Aktuell gilt das §19(2) Regime für knapp die Hälfte des industriellen Stromverbrauchs: etwa 90 von 210 TWh des industriellen Stromverbrauchs zahlen individuelle Netzentgelten für gleichmäßigen Verbrauch. Bei all diesen Verbrauchern werden somit defacto jegliche Flexibilisierungsmaßnahmen verhindert, die in diesem Bereich möglich wären. Für die Zukunft geht der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan für 2037 von industriellen Flexibilitätspotentialen in der Industrie von bis zu 4,1 GW aus (2045: bis zu 7,8 GW) ([Netzentwicklungsplan, Version 2025, S. 64](#)).

Weitere Probleme. Neben dieser Flexibilitätsbarriere weist die aktuelle Regelung jedoch noch eine Reihe weiterer Probleme auf. Beispielsweise werden damit falsche lokale Investitionssignale gesendet, weil mit dem Kohle- und Atomausstieg gerade in Regionen mit hohen

Überschüssen an erneuerbarer Energie immer weniger grundlastfähige Kraftwerke zur Verfügung stehen und damit der physikalische Pfad für Verbraucher in diesen Regionen immer länger wird. Auch nutzen Unternehmen heute Flexibilitätsoptionen hinter dem Netzanschlusspunkt zur Verstetigung des Strombezugs, was volkswirtschaftlich eine Verschwendung von Ressourcen darstellt.

Bezahlbarkeit der Energiewende. Eine Reform von §19(2) der StromNEV kann einen wesentlichen Beitrag zur Bezahlbarkeit der Energiewende leisten. Durch den Wegfall dieser starken Flexibilitätsbarriere könnte sich der industrielle Stromverbrauch dem Angebot von erneuerbaren Energien besser anpassen und von günstigeren Strompreisen profitieren, soweit dies für die Unternehmen technisch und betriebswirtschaftlich möglich ist. Dadurch würde auch weniger erneuerbare Stromerzeugung aufgrund negativer Preise abgeregelt, wodurch die Förderkosten für erneuerbare Energien sinken.

Diese Studie. Die Bundesnetzagentur hat nun eine Überarbeitung angekündigt und ein Eckpunktepapier vorgelegt ([Bundesnetzagentur 2024](#)). Vor diesem Hintergrund soll die vorliegende Kurzstudie die Probleme der aktuellen Regelung analysieren, Ziele und Zielkonflikte identifizieren sowie Möglichkeiten der Weiterentwicklung erarbeiten.

2 Aktuelle Regelung

In diesem Abschnitt stellen wir die Regelungen zu individuellen Netzentgelten im Detail vor, diskutieren ihre Bedeutung und Inanspruchnahme auch vor dem Hintergrund anderer Entlastungs-Mechanismen für die stromintensive Industrie und analysieren die Probleme der aktuellen Regelung. Unser Schwerpunkt liegt dabei auf dem Rabatt für gleichmäßige Netznutzung; auf atypische Netznutzung gehen wir nur am Rande ein.

2.1 INDIVIDUELLE NETZENTGELTE NACH §19(2) STROMNEV

Rabatte. Die StromNEV sieht in §19(2) zwei Regelungen für Netzentgeltermäßigungen für Großverbraucher von Strom vor: die atypische und die gleichmäßige Netznutzung. Bei beiden Regelungen handelt es sich um Rabatte auf das Netzentgelt, d.h. bei Erfüllung des Anspruchskriteriums wird ein pauschaler Rabatt auf das gesamte Netzentgelt gewährt, also die Summe aus Zahlungen für Leistungs- und Arbeitspreis für die Netznutzung.

- Eine atypische Netznutzung liegt vor, wenn die individuelle Jahreshöchstlast außerhalb der vom Netzbetreiber definierten Hochlastzeitfenster der jeweiligen Netzebene liegt. In diesem Fall haben die Netzbetreiber einen angemessenen Rabatt zu gewähren, maximal jedoch 80%.
- Eine gleichmäßige Netznutzung liegt vor, wenn ein Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 10 GWh mehr als 7000 Vollbenutzungsstunden aufweist. In diesem Fall müssen Netzbetreiber ein individuelles Netzentgelt ermitteln, in dem die anteiligen Kosten eines physikalischen Pfades zum nächsten grundlastfähigen Kraftwerk ermittelt werden. Der Rabatt darf jedoch nicht mehr als 80% bis 90% (je nach Vollbenutzungsstundenzahl) betragen.

Im Folgenden stellen wir den Rabatt für gleichmäßige Netznutzung im Detail dar. Dieser besteht aus drei Aspekten: Das Kriterium zur Qualifizierung für den Rabatt, die Berechnung und die Anwendung.

Kriterium. Anspruchsvoraussetzung für eine gleichmäßige Netznutzung sind mindestens 7000 Vollbenutzungsstunden sowie ein Jahresbezug von mehr als 10 GWh, jeweils ermittelt pro Netzverknüpfungspunkt. Die Vollbenutzungsstunden errechnen sich ex post als Quotient aus dem tatsächlichen jährlichen Strombezug und der gemessenen individuellen viertelstündlichen Spitzenlast:

$$\text{Vollbenutzungsstunden (h)} = \frac{\text{Jahres-Energiebezug (MWh)}}{1/4\text{h-Spitzenverbrauch (MW)}}$$

Berechnung. Erfüllt ein Verbraucher diese Kriterien, erfolgt die Berechnung des Rabatts in zwei Schritten. Im ersten Schritt wird ein individuelles Netzentgelt auf Basis des sog. „physikalischen Pfades“ zum nächsten grundlastfähigen, d.h. thermischen, Kraftwerk ermittelt. Die

Logik dahinter ist, dass der industrielle Verbraucher, anstatt das öffentliche Stromnetz zu nutzen, auch eine Direktleitung zu diesem Kraftwerk legen könnte und damit als Zahler von Netzentgelten wegfiele. Um diese Situation finanziell abzubilden, berechnen die Netzbetreiber die anteilige Nutzung jedes einzelnen Netzelements (Transformator, Leitungen etc.) auf dem kürzesten physikalischen Pfad zwischen Verbraucher und Kraftwerk. Der Verbraucher zahlt statt des regulären Netzentgelts nur die so ermittelten Kosten. Im zweiten Schritt erfolgt eine Deckelung des so ermittelten Rabatts. Dieser beträgt 80%, wenn die Vollbenutzungsstunden über 7000h liegen. Bei 7500h steigt der maximale Rabatt auf 85%, bei 8000h dann auf 90%. Diese Rabatt-Obergrenzen wurden in der Praxis häufig ausgeschöpft.

Anwendung. Der ermittelte Rabatt wird auf das gesamte Netzentgelt angewendet. Der Leistungspreis und der Arbeitspreis werden somit effektiv um den gleichen Prozentsatz reduziert.

2.2 INANSPRUCHNAHME UND FINANZIELLE BEDEUTUNG

Gleichmäßige Netznutzung. Zuletzt profitierte Stromverbrauch in Höhe von rund 90 TWh von individuellen Netzentgelten für die gleichmäßige Netznutzung. Dies sind vor allem stromintensive Großabnehmer aus der Grundstoffindustrie. Sie verteilen sich auf 578 Entnahmestellen mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 154 GWh ([Bundesnetzagentur 2022, S.205](#)). Das finanzielle Entlastungsvolumen ist in den letzten Jahren mit dem Anstieg der Netzentgelte kontinuierlich gestiegen (Abbildung 1). Im Jahr 2024 summieren sich die finanziellen Vorteile voraussichtlich auf ca. 1,4 Mrd. EUR, was einer durchschnittlichen Entlastung des begünstigten Strombezugs von ca. 16 €/MWh entspricht. Eine aktuelle Aufstellung des Entlastungsvolumen nach Branchen liegt nicht vor. In einer Auswertung der Bundesnetzagentur für das Jahr 2014 kamen die begünstigten Unternehmen vor allem aus den Sektoren Papier, Chemie und Nichteisen-Metalle ([Bundesnetzagentur 2015, S.24](#)).

Entlastung durch individuelle Netzentgelte

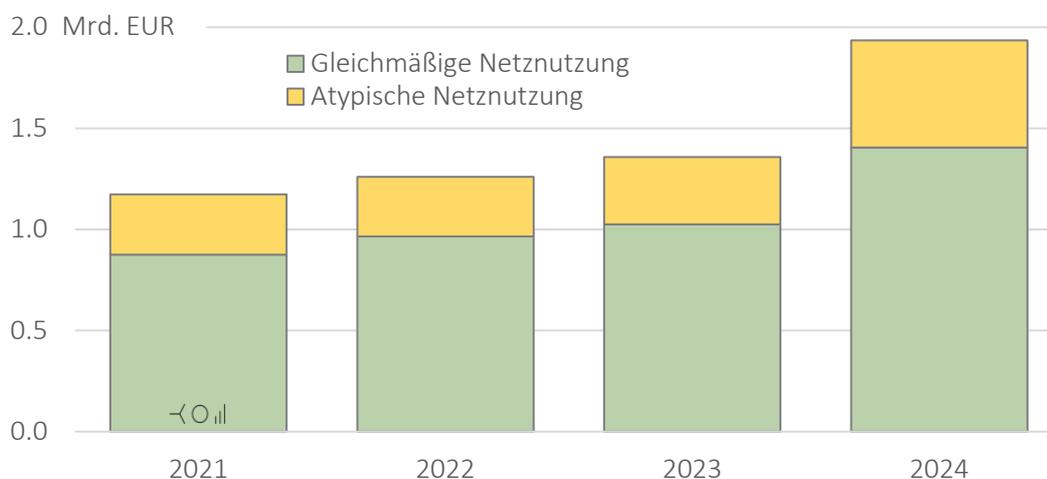
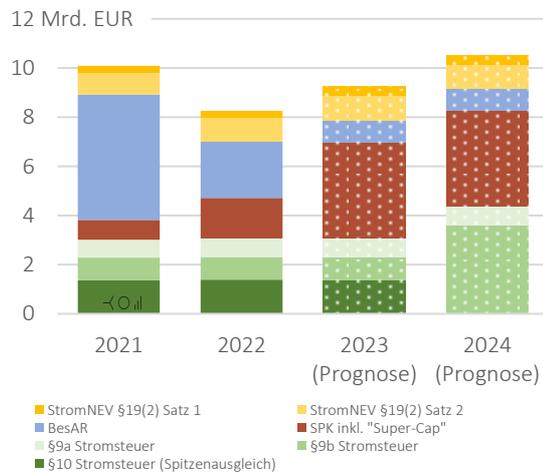


Abbildung 1: Das Entlastungsvolumen durch individuelle Netzentgelte ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. Die Abbildung basiert auf den durch die Übertragungsnetzbetreiber für das Folgejahr prognostizierten Kosten (www.netztransparenz.de). Durch den Wegfall des Bundeszuschusses erhöhte sich die Prognose für 2024 um 613 Mio. €. Diese Kosten sind entsprechend der ursprünglichen Kostenverteilung zu 27% der atypischen und zu 73% der gleichmäßigen Netznutzung zugerechnet.

Atypische Netznutzung. Von den individuellen Netzentgelten für atypische Netznutzung profitierten zuletzt insgesamt rund 38 TWh (*Bundesnetzagentur 2022, S.205*) im Umfang einer Entlastungssumme von ca. 530 Mio. € (Abbildung 1). 2014 wurde zuletzt eine Branchenverteilung veröffentlicht; damals entfiel der größte Teil der finanziellen Entlastung auf Pumpspeicherkraftwerke, aber auch rund 40% auf den Industriesektor (*Bundesnetzagentur 2015, S.24*). Übertragen auf den Stromverbrauch und auf das Jahr 2022 entspricht dieser Anteil einem begünstigten Stromverbrauch von 15 TWh in der Industrie. Der begünstigte Verbrauch verteilt sich auf über 7600 Entnahmestellen mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 5 GWh, also sehr viel kleinere Verbraucher als bei der gleichmäßigen Netznutzung.

Einordnung. Insgesamt dürfte also etwa 100 TWh industrieller Stromverbrauch von individuellen Netzentgelten profitieren. Dies macht die individuellen Netzentgelte zu einem der vier großen Entlastungsmechanismen für die stromintensive Industrie in Deutschland, neben der Strompreiskompensation (SPK), §9b der Stromsteuer und der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR). Im Vergleich zu den anderen Industriesubventionen erreichen die Rabatte nach §19(2) eine relativ große Gruppe von Verbrauchern. So profitiert insgesamt mehr als die Hälfte des industriellen Stromverbrauchs von reduzierten Netzentgelten. Nur §9b des Stromsteuergesetzes erreicht einen größeren Anteil des industriellen Verbrauchs (89%).

Subventionsvolumen in EUR



Geförderte Energiemengen 2022

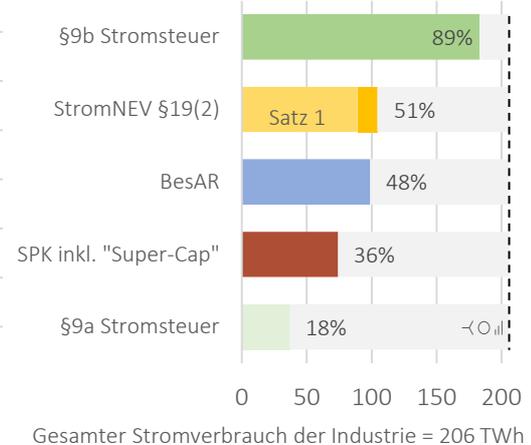


Abbildung 2. §19(2) im Kontext der anderen Industriesubventionen

2.3 PROBLEME DER AKTUELLEN REGELUNG

Probleme. Die aktuelle Regelung der Rabatte für gleichmäßige Netznutzung führt zu zahlreichen Problemen:

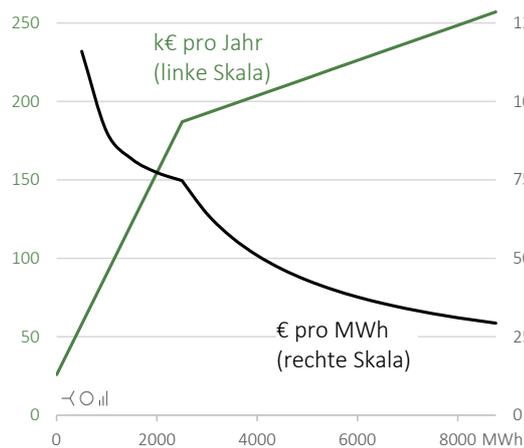
- Flexibilisierung des industriellen Stromverbrauchs wird de facto verhindert
- Besonders starke Fehlanreize an den Schwellenwerten des Rabatts
- Rabatt reflektiert nicht die tatsächlichen Einsparungen bei Netzkosten, somit ist fragwürdig, ob der Rabatt zu netzdienlichem Verhalten führt
- Rabatt schafft falsche lokale Anreize
- Bestehende Regelung wird im Zuge der Energiewende zunehmend obsolet
- Individuelle Ermittlung verursacht administrativen Aufwand
- Starke Anreize für Netzbetreiber individuelle Netzentgelte zu genehmigen
- Rabatt verursacht reale Kosten

Flexibilitätsbarriere. Das wohl bekannteste Problem der aktuellen Regelung ist, dass dieser eine Flexibilisierung der industriellen Nachfrage finanziell unattraktiv und de facto häufig unmöglich macht. Sie ist daher vermutlich das größte regulatorische Hindernis für industrielle Nachfrageflexibilität in Deutschland. Dies liegt in der Natur der 7000h-Regelung: Je stärker Verbraucher auf Strompreise reagieren, desto niedriger ist die Anzahl der Vollbenutzungsstunden. Sowohl eine Erhöhung als auch eine Reduktion des Verbrauchs in einzelnen Viertelstunden senken diesen für den Rabatt ausschlaggebenden Indikator. Bereits ohne Rabatte zahlen Verbraucher mit hohen Vollbenutzungsstunden aufgrund des Leistungspreises niedrigere Netzentgelte pro MWh als solche mit niedrigen Vollbenutzungsstunden (Abbildung 3, links). Der Rabatt für gleichmäßige Netznutzung verstärkt dies massiv (Abbildung 3, rechts). Eine Reaktion auf Strompreise, wie beispielsweise eine Verbrauchserhöhung in Stunden mit

niedrigen Preisen, wird dadurch unattraktiv. Die Flexibilisierung des industriellen Stromverbrauchs, sofern betriebswirtschaftlich sinnvoll, und damit die Nutzung von günstigem grünen Überschussstrom ist jedoch ein wesentlicher Baustein für die Energiewende und die industrielle Wettbewerbsfähigkeit des Landes. Die 7000h-Regelung führt außerdem zu der absurden Situation, dass lokale Flexibilitäten durch BHKW, Wärmespeicher und Batterien genutzt oder sogar neu gebaut werden, um den individuellen Netzbezug zu verstetigen und nicht um auf die schwankende Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Gesamtsystem zu reagieren. Die damit verbundenen Kosten belasten die Unternehmen und reduzieren volkswirtschaftliche Wohlfahrt.

Schweleneffekte. Besonders stark wirkt die Flexibilitätsbarriere an den Schwellenwerten von 7000, 7500 und 8000 Vollbenutzungsstunden. Dort kann eine Flexibilisierung den (höheren) Rabatt auf die gesamten Netzentgelte gefährden. So liegen die absoluten Netzentgelte bei 7001 Vollbenutzungsstunden um mehr als 79% niedriger als bei 6999 Vollbenutzungsstunden (grüne Linie in Abbildung 3, rechts). Zusätzlicher Stromverbrauch in manchen Stunden kann somit zu einer massiven Reduktion der gesamten Netzentgelte für den Verbraucher führen. Für Verbraucher ist es daher attraktiv, diese Schwellenwerte ggf. auch durch unnötigen Stromverbrauch zu überschreiten. Ökonomisch gesprochen hat der zusätzliche Stromverbrauch stark negative Grenzkosten, wofür wir keine sinnvolle Erklärung sehen: Ein Verbraucher wird nicht sprunghaft deutlich netzdienlicher, nur weil er seine Vollbenutzungsstundenzahl von 6999h auf 7000h erhöht. Wäre Gleichmäßigkeit netzdienlich, würde dies auch nicht schlagartig anfangen, sondern eher graduell zunehmen. Ähnliche unerwünschte Anreize entstehen auch durch den Schwellenwert von 10 GWh Jahresverbrauch, die ein Anschlusspunkt erreichen muss, um ein individuelles Netzentgelt erhalten zu können: hier kann ein Mehrverbrauch von Strom für Unternehmen finanziell attraktiv sein, selbst wenn er unnützlich verschwendet wird.

Netzentgelte ohne ...



... und mit §19(2) Satz 2 Rabatten

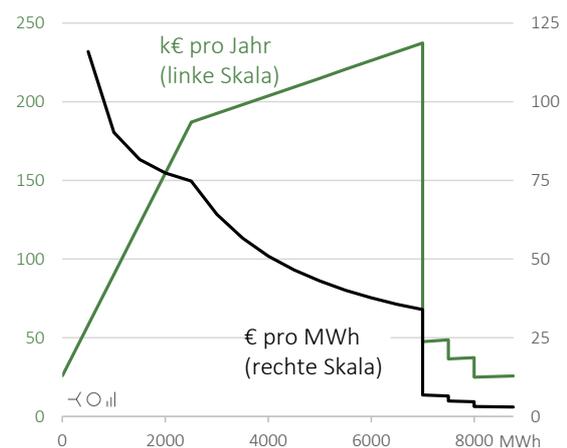


Abbildung 3. Netzentgelte in der Berliner Mittelspannung 2024 in Abhängigkeit vom Jahresverbrauch für einen Verbraucher mit 1 MW Spitzenlast. Der Leistungspreis sorgt dafür, dass ein gleichmäßiger, d.h. unflexibler, Strombezug deutlich geringere Netzentgelte pro MWh verursacht. Mit Rabatt würde ein 1 MW-Verbraucher mit 8000 MWh *absolut* weniger Netzentgelte zahlen als bei einem Verbrauch von 1 MWh.

Keine Kostenreflexivität. Der Rabatt für gleichmäßige Netznutzung ist nicht kostenreflexiv. Das bedeutet, dass eine Reaktion der Verbraucher auf die Preisanreize nicht unbedingt die Netzkosten senkt. Die fehlende Kostenreflexivität zeigt sich unter anderem daran, dass ein Mehrverbrauch das absolut zu zahlende Netzentgelt reduzieren kann. Beispielsweise sinken bei einem Verbraucher mit 1 MW Spitzenlast und 6999 Vollbenutzungsstunden die Netzentgelte um 190.000 EUR, wenn er eine MWh zusätzlich verbraucht (Abbildung 3, rechts). Bei gleicher Spitzenlast fallen bei einem Verbrauch von 8000 MWh sogar *absolut* weniger Netzentgelte an als bei 1 MWh. Niedrigere absolute Netzentgelte aufgrund eines höheren Stromverbrauchs bedeuten negative Grenzkosten, die nicht plausibel sind. Stattdessen führt ein Mehrverbrauch an Strom in aller Regel zu einer Mehrbelastung der Verteil- und Übertragungsnetze, insbesondere wenn er in einem lastdominierten Verteilnetz in Süddeutschland stattfindet. Eine Entlastung der Netze erfolgt nur dann, wenn der Verbrauch in den Stunden der höchsten Netzentnahme reduziert wird. Nur wenn der Verbraucher in den kritischen Stunden ohne Rabatt mehr Strom bezogen hätte als mit dem Rabatt, wird ein netzdienlicheres Verhalten erreicht. Außerdem wird der tendenziell (aber keineswegs zwangsläufig) geringere Beitrag zur Spitzenlast eines Netzes bei einem gleichmäßigerem Strombezug bereits in der Leistungspreis-Systematik der allgemeinen Netzentgelte berücksichtigt – eine weitere Rabattierung bei besonders hohen Vollbenutzungsstunden scheint durch Netzkosten nicht gerechtfertigt.

Falsche lokale Anreize. Problematisch ist auch die Berechnung der Rabatthöhe über den physikalischen Pfad zum nächstgelegenen Grundlastkraftwerk. Dies setzt falsche lokale Anreize, weil Grundlastkraftwerke in der Regel zuerst in Regionen mit vielen erneuerbaren Energien abgeschaltet werden. Dadurch werden Industrieunternehmen gerade dort benachteiligt, wo sie tendenziell netzentlastend wirken. Die Existenz eines nahe gelegenen Grundlastkraftwerks ist daher kein sinnvolles Kriterium für eine regionale Steuerung in einem erneuerbaren Stromsystem.

Auslaufen der Rabatte. Mit der Abschaltung fossiler Grundlastkraftwerke im Zuge der Energiewende wird die bestehende Regelung zunehmend obsolet. Für viele Unternehmen wird der physikalische Pfad immer länger, wodurch die Rabatthöhe absinkt. Außerdem bekommt der Erhalt von Grundlastkraftwerken eine unerwünschte regionale industriepolitische Bedeutung, da dadurch die Entlastung der lokalen Industrie sichergestellt wird.

Administrativer Aufwand. Die aktuelle Regelung führt zu einem signifikanten administrativen Aufwand bei den Netzbetreibern. Diese müssen für jeden Großverbraucher den physikalischen Pfad individuell berechnen.

Anreize für Verteilnetzbetreiber. Durch die Rabatte zahlen große Verbraucher weniger Netzentgelte. Dadurch entgehen den Netzbetreibern Einnahmen, die über eine Umlage bundesweit auf alle Verbraucher umgelegt werden. Die finanzielle Begünstigung fällt somit vor Ort an, während die Kosten bundesweit gewälzt werden. Verteilnetzbetreiber, die ja häufig regional verwurzelt sind oder als Stadtwerke sogar in öffentlicher Hand der Gemeinde sind, könnten daher einen Anreiz haben, individuelle Netzentgelte wohlwollend zu genehmigen, um lokale Unternehmen zu unterstützen.

Reale Kosten. Bei der Bewertung der individuellen Netzentgelte wird häufig übersehen, dass diese echte Kosten verursachen. Um hohe Vollbenutzungsstunden zu erreichen, tätigen Unternehmen Ausgaben, z.B. für Beraterhonorare und Investitionen in flexible Anlagen wie Batterien und Blockheizkraftwerke. Viele Unternehmen ändern auch ihre Betriebsabläufe, um das Rabatt-Kriterium zu erfüllen. So wird bereits heute die Produktion in manchen Stunden gedrosselt, um den Verbrauch zu verstetigen. Während die (geringen) Netzentgelte veröffentlicht und politisch wahrgenommen werden, sind diese realen Kosten statistisch unsichtbar.

3 Ziele und Zielkonflikte

Ziele. Eine Reform der individuellen Netzentgelte für eine gleichmäßige Netznutzung kann sehr unterschiedliche Ziele verfolgen. Wir sehen dafür vier grundsätzlich sinnvolle, aber sehr unterschiedliche Ziele:

- Abbau von Flexibilitätsbarrieren (verzerrungsfrei)
- kostenreflektives Instrument, das netzdienliches Verhalten belohnt (netzdienlich)
- Erhalt bestehender Entlastungen für die Industrie (entlastend)
- Kosten der Netzentgeltbefreiung geringhalten (kosteneffizient)

Verzerrungsfreiheit. Ein offensichtliches Ziel der Reform individueller Netzentgelte ist der Abbau von Flexibilitätsbarrieren. Der Großhandelspreis als guter Indikator für die Kosten der Stromerzeugung sollte also nicht durch individuelle Netzentgelte verzerrt werden, insbesondere dann nicht, wenn diese nicht netzdienlich sind.

Netzdienlichkeit. Individuelle Netzentgelte geben Anreize zum netzdienlichen Verbrauch, wenn sie die tatsächlichen Netzkosten widerspiegeln. Nur diejenigen Verbraucher würden dann reduzierte Netzentgelte zahlen, die aufgrund ihres Verhaltens oder ihres Standorts auch geringe Netzkosten verursachen. Dies wäre ökonomisch effizient. Ein solches kostenreflektives Instrument ist nur dann nicht sinnvoll, wenn die Netzdienlichkeit von Verbrauchern bereits an anderer Stelle hinreichend abgebildet wird. Zwar existieren Instrumente dafür bereits, sie sind jedoch bislang auf bestimmte Verbrauchergruppen beschränkt. So kann ein Baukostenzuschuss nur Standortentscheidungen für Neuanlagen beeinflussen und das „Nutzen statt Abregeln“-Instrument nach §13k des Energiewirtschaftsgesetzes ist auf wenige Küstenregionen und bestimmte Technologien beschränkt.

Entlastung. Ein häufig genanntes Ziel der individuellen Netzentgelte ist die weitgehende Entlastung der stromintensiven Industrie in vergleichbaren Größenordnungen zu den heute erreichten Rabatten von 80-90% der Netzentgelte. Ob eine Entlastung der energieintensiven Industrie über reduzierte Netzentgelte ordnungspolitisch sinnvoll ist, lässt sich debattieren, jedoch dürfte eine substantielle Entlastung der stromintensiven Industrie eine politische Nebenbedingung für eine Reform sein.

Kosteneffizienz. Die fehlenden Einnahmen der Netzbetreiber durch reduzierte Netzentgelte werden aktuell über eine Umlage auf alle Verbraucher umgelegt. Je mehr Verbraucher von individuellen Netzentgelten profitieren und je größer die Vergünstigung ausfällt, desto teurer wird das Instrument. Daher ist es sinnvoll, eine sparsame und möglichst zielgerichtete Entlastung anzustreben.

Andere Ziele. Andere denkbare Ziele wie die Senkung von CO₂-Emissionen oder eine Verstärkung des Preissignals auf dem Strommarkt gehören aus unserer Sicht nicht in das Netzentgelt und werden daher im Folgenden nicht weiter betrachtet. Darüber hinaus darf das vorgeschlagene Instrument nicht gegen das europäische Beihilferecht verstoßen, welches den Lösungsraum ebenfalls stark begrenzt, hier aber nicht untersucht wird.

Zielkonflikte. Die oben genannten Ziele stehen teilweise im Konflikt miteinander und sind nicht alle gleichzeitig erreichbar. So wird insbesondere ein kostenreflektives Instrument für viele Verbraucher zu geringeren Begünstigungen führen als bislang und somit weniger entlastend wirken.

Ausblick. Eine Reformempfehlung fällt je nach Priorisierung der Ziele sehr unterschiedlich aus. Um den Lösungsraum der Reformoptionen aufzuzeigen, diskutieren wir im Folgenden zwei grundsätzlich verschiedene, in sich konsistente Denkrichtungen (Abbildung 4). Die erste Stoßrichtung sind Netzentgelte, die die Netzkosten möglichst genau widerspiegeln, wodurch netzdienliches Verhalten gefördert wird (Kapitel 4). Die zweite Richtung sind Reformoptionen innerhalb der bestehenden Rabatt-Logik mit dem primären Ziel, die Flexibilitätshemmnisse der aktuellen Regelung zu beseitigen (Kapitel 5).

Zwei Denkrichtungen einer Reform

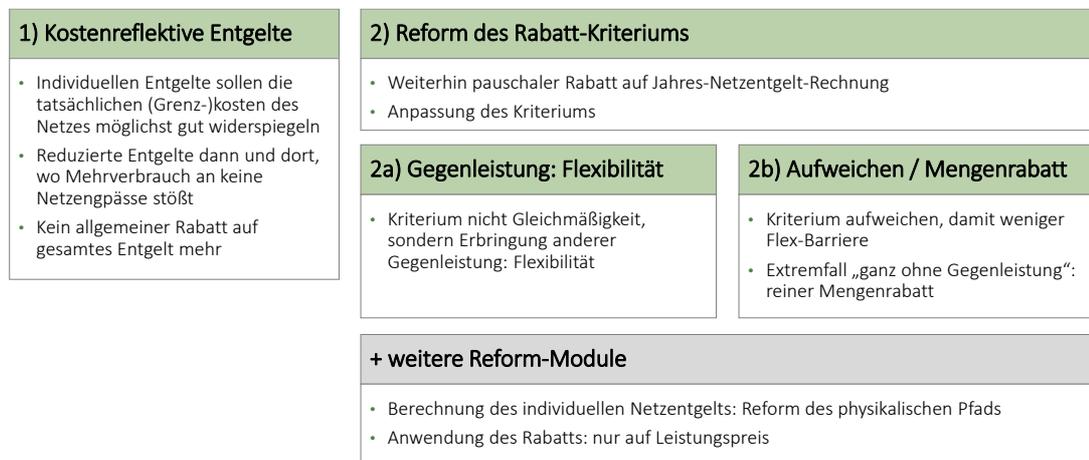


Abbildung 4. Zwei Denkrichtungen für eine Reform der individuellen Netzentgelte für gleichmäßige Netznutzung

4 Kostenreflektive Entgelte

In diesem Abschnitt skizzieren wir eine Reform der individuellen Netzentgelte, die eine Orientierung an Netzkosten und damit Anreize für Netzdienlichkeit in den Mittelpunkt stellt. Dafür definieren wir zunächst optimale Netzentgelte in der Theorie und diskutieren dann deren praktische Implementierung unter den Bedingungen des realen Strommarkts.

4.1 KOSTENREFLEKTIVE NETZENTGELTE IN DER THEORIE

In diesem Abschnitt definieren wir Netzdienlichkeit und erläutern, wie Netzentgelte in der Theorie Netzkosten abbilden würden.

4.1.1 Netzdienlichkeit und Grenzkosten der Netznutzung

Netzdienlichkeit. Der Begriff „Netzdienlichkeit“ wird häufig verwendet, ohne einheitlich definiert zu sein. Im Sinne der Analyse, erscheint es uns sinnvoll eine Definition von Netzdienlichkeit anhand der Netzkosten, die der Verbrauch einer zusätzlichen MWh Strom verursacht. Diese Grenzkosten des Stromverbrauchs im Netz müssten Netzausbau und Engpassmanagement genauso umfassen wie Regelleistungskosten und weitere Systemdienstleistungen. In der Praxis erscheint es nicht plausibel, mehr als die beiden Kriterien zu berücksichtigen. Ob und wie viel Kosten entstehen, ist keine Konstante, sondern schwankt über die Zeit und unterscheidet sich von Ort zu Ort. Zusätzlicher Verbrauch kann das Netz in einer Region belasten und gleichzeitig in einer anderen entlasten. Mehrverbrauch an einer Entnahmestelle kann das Netz zu einem Zeitpunkt belasten, zu einem anderen entlasten. Die Netz-Grenzkosten des Stromverbrauchs sind also zeitlich und örtlich variabel. (Damit zeichnet sich bereits ab, dass auch kostenreflektive Netzentgelte zeitlich und örtlich variabel sein müssen.)

Drei Fälle. Mit dem Ansatz der Grenzkosten des Stromnetzes lassen sich konzeptionell drei Fälle unterscheiden: Verbrauch kann netzbelastend, netzneutral oder netzdienlich sein (Abbildung 5).

- Zusätzlicher Stromverbrauch ist *netzbelastend*, wenn er hohe zusätzliche Kosten im Netz verursacht. Dies ist der Fall, wenn durch den Verbrauch kurzfristig Redispatch und langfristig Netzausbau erforderlich ist, also beispielsweise wenn der Stromverbrauch mit einer auslegungsrelevanten Spitzenlast in der eigenen Verteilnetzebene zusammenfällt, oder wenn er in Süddeutschland während Zeiten eines ausgelasteten Übertragungsnetzes stattfindet.
- *Netzneutral* ist der Stromverbrauch, wenn er im bestehenden Netz bedient werden kann und dementsprechend nur sehr geringe Kosten (für Netzverluste) anfallen. Dies dürfte in den allermeisten Netzgebieten in der überwiegenden Zahl der Stunden des Jahres der Fall sein, nämlich immer dann, wenn das Netz nicht auslegungsrelevant belastet ist.

- *Netzdienlich* im engeren Sinne ist zusätzlicher Stromverbrauch nur dann, wenn er negative Netzkosten verursacht, z.B. indem er die Abregelung von Erzeugung oder Verbrauch oder den Bedarf an zusätzlichem Netzausbau reduziert. Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn Strom zur Mittagszeit in einem durch Solarstrom stark überspeisten Verteilnetz verbraucht wird, oder in Norddeutschland, während das Übertragungsnetz überlastet ist.

Grenzkosten von zusätzlichem Verbrauch im Stromnetz

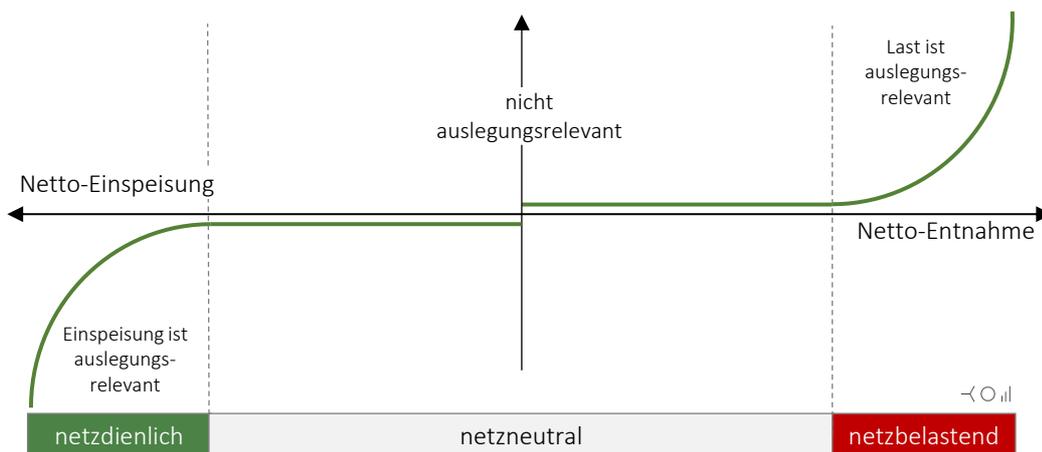


Abbildung 5: Zusätzlicher Verbrauch kann netzdienlich, netzneutral oder netzbelastend sein, je nachdem wie hoch die Grenzkosten des Stromnetzes gerade sind.

Unsicherheit. Die Grenzkosten des Netzes können in der Praxis nur approximativ und unter Unsicherheit bestimmt werden. Dies liegt ganz praktisch daran, dass zeitlich aufgelöste Stromflüsse in den unteren Spannungsebenen aufgrund fehlender Messinfrastruktur in der Regel nicht bekannt sind, sondern lediglich Jahres-Maximalwerte erfasst werden. Darüber hinaus erfolgt zusätzlicher Netzausbau immer nur unter Annahmen über die zukünftige Netznutzung.

Netzebenen. Zusätzlicher Verbrauch kann Netzengpässe an verschiedenen Stellen verstärken oder verringern. Neben der eigenen Netzebene kann dies auch an Transformatorstationen und Umspannwerken, in vorgelagerten (höheren) Netzebenen oder in einem anderen Verteilnetz sein, je nachdem, wo die resultierende zusätzliche Erzeugung stattfindet (Abbildung 6). Daher spielt es bei der Berechnung der Netz-Grenzkosten eine Rolle, welche Netzebenen betrachtet werden. Eine Verbrauchsverschiebung kann die Kosten in einer Spannungsebene reduzieren und die Kosten einer anderen Spannungsebene erhöhen. Beispielsweise könnte eine Verstetigung des Verbrauchs in Süddeutschland zu Kostensenkung im Verteilnetz und gleichzeitig zu Kostensteigerung im Übertragungsnetz führen. Dieser Aspekt wird in der aktuellen Regelung von §19(2) StromNEV zur atypischen Netznutzung ausgeblendet: Die Hochlastzeitfenster werden nur anhand der jeweiligen Netzebene bestimmt. Vorgelagerte Netzebenen gehen hingegen nicht in die Berechnungen ein.

Grenzkosten bei mehreren Netzebenen

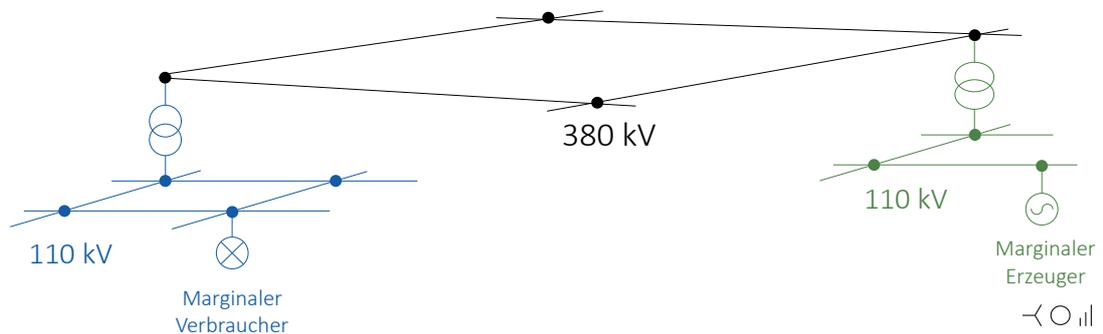


Abbildung 6: Zusätzlicher Verbrauch kann Grenzkosten in mehreren Netzebenen beeinflussen. Neben der eigenen Netzebene sind dies insbesondere vorgelagerte Netzebenen oder andere Verteilnetze.

4.1.2 Ökonomisch optimale Netzentgelte

Theoretisch optimaler Preis. Der ökonomisch „richtige“ Preis für Strom ergibt sich aus dem Anstieg der gesamten Systemkosten für die Lieferung einer MWh Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt an einen bestimmten Ort. Er spiegelt also sowohl die Kosten und Knappheit der Stromerzeugung wie auch die der Netze wider. Dieser Preis ist aus diesem Grund immer momentan und lokal, sodass er sich potenziell von Viertelstunde zu Viertelstunde ändert und von Anschlusspunkt zu Anschlusspunkt unterscheidet. Unter Abwesenheit von Marktversagen wie Marktmacht, Nichtteilbarkeit von Investitionen und regulatorischer Unsicherheit sprechen wir in diesem sehr theoretischen Fall von einem „hypothetischen Nodal Pricing“. Hier wird also ein gemeinsamer Preis für Energie und Netznutzung berechnet, so dass es im langfristigen Gleichgewicht keine separaten Netzentgelte gäbe.

Theoretisch optimales Netzentgelt. Das optimale Netzentgelt in einem zonalen Strommarkt würde daher als Differenz zwischen dem zonalen Großhandelspreis und dem hypothetischen nodalen Preis bestimmt werden. Das theoretisch optimale Netzentgelt hängt also vom Design des Großhandelsmarktes ab. Bei einer Gebotszonenteilung würden Übertragungsnetzengpässe zwischen den Gebotszonen bereits im Großhandelsmarkt eingepreist und müssten daher nicht mehr in den Netzentgelten berücksichtigt werden.

4.2 KOSTENREFLEKTIVE NETZENTGELTE IN DER PRAXIS

In diesem Abschnitt skizzieren wir ein Konzept von Netzentgelten, das sich am Grundgedanken theoretisch-optimaler Entgelte orientiert, jedoch die Einschränkungen des realen Strommarktes berücksichtigt, insbesondere fehlendes Wissen über die aktuelle Netzsituation, die Komplexität der Berechnung von Grenzkosten über alle Netzebenen hinweg, sowie Transaktionskosten von hoch granularen Preisen. Wir erläutern zunächst die sich daraus ergebenden Eckpunkte und stellen dann einen konkreten Ausgestaltungsvorschlag vor.

4.2.1 Grundgedanken und Prinzipien

Grundgedanke. Netzdienlichkeit ist immer momentan und lokal. In der Praxis müssten netzdienliche Netzentgelte daher dynamisch an die aktuelle Netzbelastung und regionalen Gegebenheiten angepasst werden. Die Bestimmung von kostenreflektiven Netzentgelten ist alles andere als trivial. Unter sinnvollen Vereinfachungen müssten hypothetische nodale Preise in allen Netzebenen approximiert werden. Dazu müssten die Grenzkosten der eigenen und aller vorgelagerten Netzebenen ermittelt werden. Da insbesondere die Engpässe im Übertragungsnetz sehr dynamisch und multi-faktoriell sind, dürften sich diese nicht in einfache Faustformeln übersetzen lassen.

Kein pauschaler Rabatt. Um die Netzbelastung einzelner Verbraucher abzuschätzen, sind die bisher verwendeten Kriterien wie Vollbenutzungsstunden (für gleichmäßige Netznutzung) oder statische Hochlastzeitfenster (für atypische Netznutzung) im heutigen Energiesystem zu unpräzise. Dies bedeutet, dass kostenreflektive individuelle Netzentgelte sich vom Konzept eines pauschalen Rabatts lösen müssen, der als Abschlag auf die Netzentgelte gewährt wird, sobald Verbraucher ein bestimmtes Kriterium erfüllt.

Eckpunkte und Prinzipien. Stattdessen werden Netzentgelte (nur) in den Viertelstunden und an den Orten reduziert, in denen der Mehrverbrauch an keine Netzengpässe stößt. Dabei scheinen folgende Eckpunkte sinnvoll:

- Nicht nur die Anschluss-Netzebene, sondern auch alle anderen Netzebenen sollten berücksichtigt werden, in denen durch eine Verbrauchsänderung potenziell Engpässe auftreten können.
- Die Entgelte haben eine regionale Komponente: in Regionen mit viel erneuerbaren Energien ist der Verbrauch (fast) immer netzentlastend oder -neutral, insbesondere wenn die Netze für die Einspeisung dimensioniert sind.
- Die Netzsituation hängt stark vom Wetter ab und unterliegt selbst am Vortag noch einer substantiellen Unsicherheit. Deswegen können kostenreflektive Netzentgelte erst kurzfristig ermittelt werden. Andererseits darf die Veröffentlichung der Netzentgelte nicht zu spät erfolgen, damit Marktteilnehmer diese bei ihrer Betriebsplanung berücksichtigen können. In der Praxis würden Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber also täglich für jeden Netzknoten prognostizieren, in welchen Stunden eine Last engpassverschärfend wirkt und in welchen nicht.

Netzentgeltsystematik. Dieser Ansatz wäre nicht nur als individuelle Netzentgelte für bestimmte Verbrauchergruppen denkbar, sondern langfristig grundsätzlich auf alle lastganggemessenen Verbraucher ausweitbar. Dies würde damit eine grundlegende Reform der Netzentgeltsystematik darstellen, bei der der individuelle Jahresleistungspreis, der zeitlich konstante Arbeitspreis und die Parametrierung der Gleichzeitigkeitsfunktion nach Vollbenutzungsstunden obsolet würden.

4.2.2 Ein konkreter Ausgestaltungsvorschlag

Ansatz. In einem praxistauglichen Modell kostenreflektiver Netzentgelte sollten die Netzentgelte dann und dort niedrig sein, wo ein zusätzlicher Verbrauch weder in der eigenen noch in

anderen Netzebenen Engpässe verursacht. Hohe Netzentgelte sollten dann entstehen, wenn der Verbrauch Netzengpässe verursacht oder verstärkt. Die Netzentgelte könnten sogar negativ werden, wenn die eigene Netzebene überspeist ist oder vor einem Engpass im Übertragungsnetz liegt. Theoretisch können die Netz-Grenzkosten des Mehrverbrauchs jeden Wert annehmen. In der Praxis wird es jedoch im stark vermaschten deutschen Übertragungsnetz auf absehbare Zeit nicht möglich sein, tatsächliche Netz-Grenzkosten zu berechnen. Zur Vereinfachung schlagen wir daher zwei oder drei verschiedene Netzentgeltstufen im Übertragungsnetz vor. Im stark vermaschten und heterogenen Übertragungsnetz halten wir diese Vereinfachung für notwendig. Im deutlich homogeneren Verteilnetz halten wir es hingegen für sinnvoll, mehrere verschiedene Preisstufen zu verwenden, die beispielsweise anhand der Residuallast am Ortsnetztransformator kalibriert werden.

Bestehendes Konzept. Im Kontext der Diskussionen um das Thema Nutzen-statt-Abregeln haben wir im Auftrag von Agora Energiewende ein Instrument vorgeschlagen, um Strom für Verbraucher nutzbar zu machen, der ansonsten abgeregelt werden würde: [die regionale Reduktion von Entgelten in Starkwindzeiten \(2023\)](#). In Zeiträumen und Regionen, in denen substantielle Abregelung von erneuerbaren Energien erwartet wird, senken Netzbetreiber die Netzentgelte ab. Dadurch entsteht ein finanzieller Anreiz zum regionalen Verbrauch von Elektrizität anstelle von Abregelung. Da alle lastgangsgemessenen Verbraucher von der Entgelt-Reduktion profitieren, bestehen keine Anreize für strategisches Bieten wie Inc-Dec Gaming; allerdings profitieren auch Verbraucher, die ihr Verhalten nicht anpassen (Mitnahmeeffekt). Dieser Vorschlag kann in angepasster Form für kostenreflektive individuelle Netzentgelte genutzt werden.

Der Mechanismus. Kerngedanke des Vorschlags ist, dass Netzbetreiber jeden Tag koordiniert und netzebenenübergreifend neu berechnen, zu welchen Viertelstunden in welchen Regionen ein Mehrverbrauch netzbelastend, netzneutral oder netzdienlich ist. Auf dieser Basis werden dann unterschiedlich hohe Netzentgelte angelegt. Das Kriterium, nach dem entschieden wird, wie hoch die Netzentgelte in einer bestimmten Viertelstunde ausfallen, sollte im Gegensatz zum Nutzen-statt-Abregeln-Instrument nicht die Menge an abgeregelter erneuerbarer Energie sein, sondern das Auftreten von Netzengpässen. Hierfür halten wir zwei Varianten für umsetzbar. In der ersten Variante werden die Entgelte stark abgesenkt, wenn die zusätzliche Last *netzdienlich* ist, also bestehende Engpässe abbaut und damit das notwendige Engpassmanagement reduziert. Es gäbe dann zwei Netzentgeltstufen: reguläre Entgelte und reduzierte Entgelte bei netzdienlichem Verhalten. In diesem zweistufigen Modell würden aktuell in der Nordseeküstenregion in etwa 30-40% der Stunden im Jahr reduzierte Netzentgelte gelten, im übrigen Niedersachsen und Ostdeutschland in etwa 5-20% der Stunden und im übrigen Deutschland voraussichtlich nur in wenigen Stunden im Jahr. Die zweite Variante ergänzt die erste Variante um eine mittlere Entgeltstufe. Die Netzentgelte würden dabei bereits leicht abgesenkt, wenn eine zusätzliche Last keinen Redispatch verursacht, also bei Netzneutralität. In dieser Variante würden auch Lasten in Süd- und Westdeutschland profitieren, wenn das eigene Verteilnetz und das Übertragungsnetz engpassfrei sind.

Bewertung. Kostenreflektive Netzentgelte geben sinnvolle Anreize für Netzdienlichkeit und sind verursachergerecht. Jedoch ist ein sinnvolles und praktikables Modell kostenreflektiver Netzentgelte alles andere als trivial und würde de facto eine grundlegende Reform der

Netzentgeltsystematik darstellen. Diese wäre politisch und rechtlich herausfordernd und würde eine deutliche Verbesserung der Messinfrastruktur in den Netzen erfordern. Außerdem würde eine solche Reform gegenüber den heutigen Rabatten zu einer erheblichen Mehrbelastung der stromintensiven Industrie führen, insbesondere in Süddeutschland. Aus diesen Gründen halten wir eine entsprechende Reform zwar grundsätzlich für wünschenswert, aber für kurzfristig kaum umsetzbar.

5 Reform innerhalb der Rabatt-Logik

Der Ansatz kostenreflektiver Netzentgelte unterscheidet sich grundlegend von dem bestehenden Rabatt-Ansatz. Allerdings sind kostenreflektive Netzentgelte aufwändig zu implementieren, was eine kurzfristige Umsetzbarkeit fragwürdig macht. Alternativ ist eine Reform innerhalb der bestehenden Rabatt-Logik denkbar. Dazu kann an jedem der drei Aspekte der Regelung angesetzt werden: Anspruchsvoraussetzung, Bestimmung der Rabatt-Höhe und Anwendung des Rabatts.

5.1 ANSPRUCHSVORAUSSETZUNG

Aktuell wird ein Rabatt gewährt, wenn Verbraucher das Kriterium von 7000 Vollbenutzungsstunden erfüllen. Die Anspruchsvoraussetzung erfüllt dabei zwei unabhängige Funktionen: sie setzt Anreize für Unternehmen, ihr Verhalten zu ändern, um das Kriterium zu erfüllen – und sie schränkt den Kreis der Rabatt-Empfänger ein, da viele Unternehmen einen deutlich ungleichmäßigeren Stromverbrauch ausweisen. Da die Flexibilitätsbarriere durch die aktuelle Regelung besonders in der Kritik steht, diskutieren wir zwei Ansätze, die eine Flexibilitätserbringung nicht mehr behindern:

- Ein Rabatt für Verbraucher, die Flexibilität bereitstellen
- Ein Rabatt ohne Anforderung an ein bestimmtes Verhalten, also ein reiner Mengerrabatt

5.1.1 Rabatte im Austausch gegen Flexibilität

Idee. Bisher erhalten die Verbraucher den Netzentgeltrabatt gem. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV für die Gegenleistung „gleichmäßiger Verbrauch“. Aufgrund der in Abschnitt 2.3 ausgeführten Probleme der Gleichmäßigkeits-Anforderung bringt das Eckpunktepapier der BNetzA die Forderung nach „Flexibilität“ als neue Gegenleistung ins Spiel. Flexibilität ist ein weiter Begriff mit vielfältiger Bedeutung. Denkbar sind beispielsweise folgende drei Definitionen von Flexibilität:

- Reaktion auf Strompreise (wie im Eckpunktepapier genannt)
- Obergrenze von Vollbenutzungsstunden (statt der heutigen Untergrenze)
- Steuerbarkeit durch Netzbetreiber

Probleme. Ein Rabatt im Austausch gegen Flexibilität bringt eine Reihe von Problemen mit sich:

- Flexibilitäts-Anforderung verzerrt Anreize aus den Spotpreisen
- Reaktion auf Strompreise ist marktdienlich aber nicht systematisch netzdienlich
- Flexibilitätszwang ist ökonomisch ineffizient
- Rabatt für Abschaltbarkeit kann zu ungewünschtem Verhalten führen

Neue Verzerrungen. Durch eine Prämierung von Verbrauchsreaktionen auf den Spotpreis wird das ökonomisch effiziente Preissignal des Spotmarktes verzerrt. Macht man eine Verbrauchsreduktion bei hohen Strompreisen zum Rabattkriterium, so wird der effektive Preis in diesen Stunden stark erhöht: wer auf Stromverbrauch verzichtet, spart den Strompreis *und* erhält den Rabatt. Dies führt zu einem ineffizienten Verhalten von flexiblen Anlagen, wie das folgende Beispiel illustriert: Liegt der Großhandelspreis von Strom in einer Stunde 50 EUR/MWh über dem Preis einer anderen Stunde, ist eine Lastverschiebung sinnvoll, solange diese nicht mehr als 50 EUR/MWh an Kosten verursacht. Mit einer Flexibilitätsprämie in Form eines Netzentgeltrabatts im Wert von 20 EUR/MWh würde auch eine Lastverschiebung mit Kosten von 60 EUR/MWh stattfinden, was jedoch volkswirtschaftliche Wohlfahrt vernichtet. Das Ziel sollte daher gerade ein unverzerrter Spotpreis sein, da dieser in erster Näherung den Wert der Lastverschiebung für die Stromerzeugung auch grenzüberschreitend widerspiegelt. Angesichts der Investitions- und Transformationskosten zur Flexibilisierung könnte man jedoch argumentieren, dass eine Verstärkung des Strompreissignals besser ist als die aktuelle Abschwächung.

Fehlende Netzdienlichkeit. Eine Verzerrung des Strompreises ist außerdem zu rechtfertigen, wenn dadurch ein netzdienliches Verhalten angeregt wird und indirekt die Grenzkosten des Netzes internalisiert werden. Allerdings ist eine Reaktion auf Strompreise nicht überall systematisch netzdienlich. Hinsichtlich des eigenen Verteilnetzes ist dies in Last-dominierten Netzen zwar tendenziell der Fall, weil in Zeiten hohen Stromverbrauchs tendenziell die Börsenpreise hoch sind (Neon 2024). Hinsichtlich des Übertragungsnetzes ist eine solche Korrelation jedoch nicht vorhanden: Engpässe können in windreichen Stunden mit niedrigen Preisen auftreten, so dass Mehrverbrauch in Süddeutschland das Netz zusätzlich belastet. Andersherum kann ein Mehrverbrauch in Norddeutschland auch bei hohen Börsenpreisen netzentlastend wirken.

Flexibilitäts-Zwang. Durch einen Rabatt für Flexibilität werden Unternehmen de facto zur Flexibilisierung gezwungen, selbst wenn es wirtschaftlich keinen Sinn macht. Die Folge dürfte sein, dass solche Unternehmen in Batterien, Wärmespeicher oder Kraftwerke hinter dem Netzanschlusspunkt investieren, um den Rabatt zu erhalten. Solche Investitionen verschwenden volkswirtschaftliche Ressourcen.

Prämie für Abschaltbarkeit. Ein Netzentgelt-Rabatt im Austausch gegen Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber ist vergleichbar mit einem freiwilligen Redispatch mit leistungsbasierter Bezahlung. Ein solches Konzept weist erhebliche Herausforderungen bei der Umsetzung auf, wie wir in einer aktuellen Studie zeigen (Ehrhart et al. 2024). Wir haben drei Implementierungsoptionen untersucht, die jedoch erhebliche Nachteile mit sich bringen würden. Das Hauptproblem ist, wie die Abschaltung konkret ausgestaltet wird: Eine verpflichtende Abschaltung kann mit hohen Kosten für die Verbraucher verbunden sein. Eine freiwillige Abschaltung würde in der Praxis wohl meistens vom Verbraucher abgelehnt. Eine eingeschränkte Abschaltverpflichtung, die z.B. eine Mindestanzahl an Abschaltungen vorschreibt, gibt einen Anreiz, in Zeiten in denen wahrscheinlich der Stromverbrauch aberegelt wird, einen höheren Verbrauch anzugeben, was netzengpassverstärkend wirkt. Die Erkenntnisse sind direkt auf Netzentgelte übertragbar.

5.1.2 Reiner Mengenrabatt

Idee. Eine Alternative zu Rabatten im Austausch gegen Flexibilität wäre der vollständige Verzicht auf ein bestimmtes Verhalten der Verbraucher, also die Einführung eines reinen Mengenrabatts. Dies würde die im vorherigen Abschnitt diskutierten Probleme vermeiden.

Rechtfertigung. Das Hauptargument für den Verzicht auf eine Anspruchsvoraussetzung ist, dass es eben kein in einem pauschalen Ansatz darstellbares Verhalten gibt, das netzdienlich hinsichtlich des Übertragungsnetzes ist. Weder Gleichmäßigkeit, noch Strompreisreaktion, noch starre Hochlast-Zeitfenster erfüllen diese Anforderung. Dies liegt vor allem daran, dass die Netzsituation situativ ist und insbesondere stark vom Wetter geprägt ist.

Standort. Das einzige sinnvolle pauschale Kriterium für Netzdienlichkeit scheint der Standort von Verbrauchern zu sein. So dürfte, mit Blick auf das Übertragungsnetz, eine Last an der Nordseeküste derzeit nahezu immer netzdienlich oder zumindest netzneutral sein. Daher erscheint es sinnvoll, die Bestimmung der Höhe des Rabatts abhängig vom Standort des Verbrauchers zu machen, wie wir im folgenden Abschnitt diskutieren.

5.2 BESTIMMUNG DER RABATT-HÖHE

Status quo. Erfüllt ein industrieller Verbraucher die Anspruchsvoraussetzungen für die Rabattierung, erfolgt die Bestimmung der Rabatt-Höhe in zwei Schritten. Zunächst wird ein individuelles Netzentgelt auf Basis des physikalischen Pfades zum nächsten grundlastfähigen Kraftwerk ermittelt. Dafür berechnen die Netzbetreiber die anteilige Nutzung jedes einzelnen Netzelements auf dem kürzesten physikalischen Pfad zwischen Verbraucher und Kraftwerk. Der Verbraucher zahlt statt des regulären Netzentgelts nur die so ermittelten Kosten. Im zweiten Schritt erfolgt eine Deckelung des ermittelten Rabatts auf 80% bis 90%, je nach Anzahl der Vollbenutzungsstunden.

Drei Probleme. Dieses Vorgehen ist aus drei Gründen problematisch: es ist administrativ aufwändig, weil es für jeden Kunden individuell neu berechnet werden muss. Außerdem setzt es vermutlich falsche lokale Anreize. Wegen der sehr begrenzten Anzahl an Grundlastkraftwerken in Regionen mit vielen erneuerbaren Energien, die auch auf Grund netztechnischer Anforderungen nach Möglichkeit zuerst abgeschaltet werden, werden Industrieunternehmen an Standorten benachteiligt, wo sie langfristig netzentlastend wären. Zuletzt wird die Regelung mit dem Abschalten fossiler Grundlastkraftwerke zunehmend obsolet: Für viele Unternehmen wird der physikalische Pfad immer länger, wodurch die Rabatthöhe sinkt.

Reformoptionen. Anstelle der Berechnung der Kosten eines physikalischen Pfades zum nächsten thermischen Kraftwerk kommen eine Reihe von Alternativen in Betracht:

- Pauschale Rabatthöhe für alle berechtigten Kunden
- Ermittlung des physikalischen Pfades zu einem anderen „Ziel“
- Regionale Differenzierung des Rabatts ohne individuelle Berechnung

Pauschale Rabatthöhe. Die Anwendung pauschaler Rabatthöhen für alle berechtigten Kunden, beispielsweise die aktuellen Höchstgrenzen von 80% bis 90%, würde auf eine Differenzierung zwischen den Verbrauchern verzichten. Dies ist einfach in der Umsetzung, dadurch würde jedoch jeder Bezug zu den tatsächlichen Netzkosten verloren gehen.

Neues Ziel. Bei der Ermittlung des physikalischen Pfades könnte ein anderes „Ziel“ gewählt werden, beispielsweise das nächste überspeiste Umspannwerk. Dies würde die bestehende Systematik der Regelung erhalten, jedoch der Tatsache Rechnung tragen, dass die Stromversorgung heute zum überwiegenden Teil aus verteilt angeschlossenen erneuerbaren Energien erfolgt und nicht aus thermischen Grundlastkraftwerken. Problematisch ist jedoch, dass ein überspeistes Umspannwerk nicht zwingend ein sinnvoller Indikator für einen netzdienlichen Standort ist. So kann beispielsweise ein Umspannwerk, an dem nur Erzeuger angeschlossen sind, auch in einer Region mit Stromknappheit liegen. Verbrauch in der Nähe dieses Umspannwerks würde das Stromnetz vermutlich nicht entlasten.

Regionale Differenzierung. Eine regionale Differenzierung des Rabatts würde der Logik folgen, dass nur der Standort von Verbrauchern halbwegs sinnvoll die verursachte Netzbelastung widerspiegelt. Derzeit gilt, dass Verbraucher nördlich der längerfristigen Engpässe im Übertragungsnetz praktisch nie engpassverstärkend wirken, während dies für Verbraucher im Westen und Süden des Landes regelmäßig der Fall ist. Bei einer regionalen Differenzierung würde pauschal ein höherer Rabatt in Regionen gewährt werden, in denen ein struktureller Erzeugungsüberschuss vorliegt. Damit wird ein Bezug zu tatsächlichen Netzkosten hergestellt. Anders als bei kostenreflektiven Netzentgelten (Abschnitt 4) erfolgt die Differenzierung hier pauschaliert, also nicht an der jeweiligen tatsächlichen viertelstündlichen Netzbelastung orientiert. Aufbauend auf bestehenden Regelungen und Daten sind unterschiedliche Ansätze zur regionalen Differenzierung denkbar:

- Die Entlastungsregionen, die für das Nutzen-statt-Abregeln-Instrument nach §13k EnWG zur Vermeidung netzbedingter Abregelung erneuerbarer Energien definiert wurden. Diese sind jedoch eng auf den Anwendungszweck des 13k EnWG zugeschnitten und auf wenige Küstenregionen beschränkt, sodass ein Großteil der industriellen Verbraucher die bestehenden Privilegien verliert.
- Der Redispatch-Bedarf je Region in Deutschland. Dieser kann in jeder von 5 bis 10 größeren Regionen in Deutschland anhand der Anzahl der Stunden mit positivem und negativem Redispatch-Bedarf aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz ermittelt werden.
- Die Ermittlung regionaler Grenzkosten anhand der langfristigen Engpassmanagement-Kosten auf Basis der Berechnungen aus dem Netzentwicklungsplan oder anderer Systemanalysen mit mittelfristiger Perspektive.

In jedem Fall sollte eine regionale Differenzierung andere Instrumente für lokaler Signale berücksichtigen.

5.3 ANWENDUNG DES RABATTS

Status quo. Der letzte Schritt ist die Anwendung des ermittelten Rabatts. Aktuell werden die gesamten Netzentgelte rabattiert. Das heißt die Zahlungen aufgrund des Arbeits- und Leistungspreises werden mit dem gleichen Prozentsatz für jede kWh Verbrauch reduziert. Alternativ könnte man den Rabatt auf den Leistungspreis fokussieren, um eine weitere Flexibilitäts-Barriere abzubauen.

Verzerrung durch Leistungspreis. Der über das Jahr konstante Leistungspreis für RLM-Kunden ist selbst eine Barriere für flexiblen Verbrauch, unabhängig von den §19(2) StromNEV-Ausnahmen. Insbesondere eine Erhöhung des Strombezugs in einzelnen Stunden, beispielsweise bei negativen Preisen, wird durch den Leistungspreis finanziell stark pönalisiert. Dies liegt daran, dass durch den Leistungspreis die Netzentgelte, die für den Verbrauch einer zusätzlichen MWh anfallen, innerhalb des Jahres schwanken: Bei Strombezug unterhalb der Spitzenlast wird nur der Arbeitspreis fällig; liegt der momentane Stromverbrauch bereits bei der Spitzenlast, führt eine Verbrauchserhöhung zusätzlich auch zu einer höheren Leistungszahlung. Mit anderen Worten: in diesen Stunden sind die marginalen Netzentgelte, die für eine Erhöhung des Verbrauchs fällig werden, sehr viel höher. Daher dürfte es sich für RLM-Kunden im aktuellen Netzentgeltdesign praktisch nie lohnen, den Stromverbrauch über die Spitzenleistung hinaus zu erhöhen, um sich systemdienlich zu verhalten. Börsenpreise, selbst wenn sie stark negativ sind, können den Leistungspreis in der Regel nicht kompensieren.

Leistungspreis-Rabatt. Vor diesem Hintergrund scheint es sinnvoll, den Leistungspreis überproportional stark zu rabattieren. Beispielsweise könnte statt eines 80%-Rabatts auf Leistungs- und Arbeitspreis ein 100%-Rabatt auf den Leistungspreis mit einem 50%-Rabatt auf den Arbeitspreis kombiniert werden.

Schwellenwert. Schädliche Anreize zur Verhaltensveränderung entstehen im aktuellen Regime auch dadurch, dass Verbraucher einen Rabatt auf ihre gesamten Netzentgelte bekommen können, sobald ihr Jahresverbrauch den Schwellenwert von 10 GWh je Netzanchlusspunkt übersteigt („Kippschalter-Effekt“). Dadurch ist es für sie finanziell vorteilhaft, ihren Verbrauch über diesen Grenzwert zu heben, notfalls durch ineffizienten zusätzlichen Verbrauch. Dieses Problem lässt sich einfach beheben: Es verschwindet, wenn nur der über einen bestimmten Grenzwert hinausgehende Verbrauch rabattiert wird – nicht der gesamte Verbrauch. Diese Änderung hat praktisch keine Nachteile und ist unbedingt zu empfehlen, unabhängig von weiteren Änderungen.

6 Unser Vorschlag

Auf Basis dieser Überlegungen präsentieren wir im Folgenden einen Vorschlag. Langfristig sollten sich Netzentgelte an den verursachten Netzkosten orientieren. Kurzfristig halten wir eine Weiterführung der Rabattierung für Industrieverbraucher für vertretbar, empfehlen dabei jedoch eine Umstellung auf einen Mengenrabatt mit regionaler Differenzierung. Wegen der nicht auflösbaren Zielkonflikte ist eine Empfehlung jedoch notgedrungen eine auf Präferenzen basierende Güterabwägung, so dass Entscheidungsträger durchaus auch zu anderen Schlussfolgerungen kommen können.

6.1 LANGFRISTIG: KOSTENREFLEKTIVE NETZENTGELTE

Kostenreflektive Entgelte. Langfristig halten wir stärker kostenreflektive Netzentgelte für sinnvoll. Da die Netzkosten von der Netzbelastung abhängen und diese sich zeitlich und regional unterscheidet, bedeutet dies zeitlich variable und örtlich differenzierte Netzentgelte auf Basis der kurzfristig erwarteten Netzsituation.

Gebotszone. Wenn es eine politische Entscheidung für eine Teilung der Gebotszone gibt, werden die Kosten der Netzengpässe zwischen den Gebotszonen in Form von viertelstündlichen Preisdifferenzen auf dem Großhandelsmarkt eingepreist. Dann wäre eine zeitliche und regionale Differenzierung von Übertragungsnetzentgelten verzichtbar.

Andere Ziele, andere Instrumente. Andere politische Ziele, etwa die industriepolitisch motivierte Entlastung bestimmter energieintensiver Branchen oder die Förderung von Wärmepumpen sollte durch Instrumente außerhalb der Netzentgeltsystematik erreicht werden, die der regulären politischen Willensbildung, Gesetzgebung und Kontrolle der öffentlichen Haushalte unterliegen. Selbstverständlich sollten Industrieverbraucher und Wärmepumpen von günstigen Netzentgelten profitieren können – aber eben nur im Rahmen tatsächlicher Kosteneinsparung, so wie andere Verbraucher auch. Eine darüber hinaus gehende Rabattierung der Netzentgelte scheint uns aus energiewirtschaftlicher Sicht nicht gerechtfertigt.

6.2 MITTELFRISTIG: KOSTENREFLEKTIVE INDIVIDUELLE ENTGELTE

Individuelle Entgelte. Ein System dynamischer Netzentgelte, wie in Abschnitt 4 skizziert, könnte mittelfristig zunächst nur für industrielle Großverbraucher implementiert werden. Dies hätte mehrere Vorteile: Die Netzentgelt-Methodik könnte mit einer kleineren Anzahl von Netzkunden entwickelt und erprobt werden, bevor sie auf alle Netznutzer ausgeweitet wird. Außerdem wäre in diesem Rahmen eine stärkere, selektive Entlastung von preissensitiveren Großverbrauchern möglich.

6.3 KURZFRISTIG: REGIONALISIERTER MENGENRABATT

Reformierter Rabatt. Kurzfristig sehen wir gute Gründe, das Prinzip von Rabatten beizubehalten. Dabei schlagen wir vier wesentliche Änderungen gegenüber dem Status Quo vor:

- Das ersatzlose Streichen der 7000h-Anforderung und der Verzicht auf sonstige Verhaltensanforderungen. Der Rabatt wird also ein reiner Mengenrabatt.
- Die Rabattierung nur des über den Schwellenwert hinausgehenden Verbrauchs, nicht des gesamten Verbrauchs, um Kippschaltereffekte zu vermeiden.
- Den Ersatz des physikalischen Pfads als Berechnungsgrundlage durch eine regionale Differenzierung, die die längerfristigen Engpässe im Übertragungsnetz abbildet. Dadurch erhält das Instrument einen Bezug zu tatsächlichen Netzkosten.
- Eine höhere Rabattierung des Leistungs- als des Arbeitspreises, um weitere Flexibilitätsbarrieren abzubauen.

Reiner Mengenrabatt. Wir empfehlen die 7000h-Regel als Voraussetzung für individuelle Netzentgelte zu streichen, da diese eine oft prohibitive Pönalisierung von flexiblem Verbrauch darstellt. Da andere Verhaltensanforderungen aus Sicht des Netzes wenig sinnvoll erschienen, empfehlen wir, vollständig auf solche Anforderungen zu verzichten. Der Rabatt würde also ein reiner Mengenrabatt für alle Kunden mit einem Jahresverbrauch über X GWh je Netzanschluss. Damit würden Verzerrungen konsequent beseitigt. Jedoch hätte dies den ggf. unerwünschten Nebeneffekt, dass sich der Bezugskreis deutlich ausweitet. Ggf. könnten weitere Einschränkungen ergänzt werden, um das Entlastungsvolumen und damit die Kosten zu dämpfen:

- Erhöhung des heute gültigen Schwellenwerts von 10 GWh. Damit würden kleinere Verbraucher und Gewerbekunden ausgeschlossen.
- Beschränkung auf Anschlusspunkte auf höheren Spannungsebenen, z.B. Netzebenen 1 bis 3. Auch dies würde den Kreis der Berechtigten auf industrielle Großverbraucher reduzieren.
- Beschränkung auf bestimmte Sektoren, z.B. produzierendes Gewerbe.
- Beschränkung auf Unternehmen, die bereits heute individuelle Netzentgelte vereinbart haben, gewissermaßen als Bestandsschutz.

Die Umsetzbarkeit dieser Einschränkungen des Bezugskreises ist primär eine juristische Frage.

Rabattierung jenseits der Schwelle. In jedem Fall sollte der gewährte Rabatt nicht den gesamten Stromverbrauch betreffen, sondern nur den Verbrauch jenseits des Schwellenwerts. Bei einer Schwelle von 10 GWh und einem Strombezug von 15 GWh würden also nur 5 GWh entlastet. Dies verhindert unerwünschte Verzerrungen („Kippschaltereffekte“), also dass Unternehmen durch zusätzlichen Stromverbrauch Netzkosten sparen, selbst wenn dieser zusätzliche Verbrauch ohne Rabatte betriebs- und volkswirtschaftlich schädlich ist. Als positiver Nebeneffekt senkt dies die Kosten des Instruments.

Regionale Differenzierung. Wir empfehlen, die Berechnung der individuellen Netzentgelte auf Basis des physikalischen Pfads zum nächsten Grundlastkraftwerk durch eine regionale Differenzierung zu ersetzen, die die längerfristigen Netzengpässe reflektiert. Dadurch erhält das

Instrument eine kostenreflektive Komponente und setzt sinnvolle regionale Anreize hinsichtlich der Neuansiedlung stromintensiver Prozesse und der industriellen Elektrifizierung. Dies hätte jedoch notwendigerweise zur Folge, dass manche Unternehmen gegenüber dem Status Quo finanziell schlechter gestellt wären. Eine regionale Differenzierung könnte beispielsweise ausgehend von den bereits bestehenden §13k EnWG-Regionen erfolgen, auf Basis der Redispatch-Stunden des Vorjahres für 5 bis 10 Regionen in Deutschland festgelegt werden, oder anhand der langfristigen Engpassmanagement-Kosten nach dem Netzentwicklungsplan ermittelt werden. Wenn dies industriepolitischen Zielen entgegensteht, sollte eine finanzielle Entlastung der betroffenen Unternehmen außerhalb der Netzentgeltsystematik erfolgen.

Fokus auf Leistungspreis. Wir halten eine stärkere Rabattierung des Leistungspreises, ggf. zu 100%, und eine entsprechend geringere Rabattierung des Arbeitspreises für sinnvoll, um diese Flexibilitätsbarriere abzumildern.

7 Literaturverzeichnis

50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW (2024): § 19 StromNEV-Umlagen-Übersicht. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/Sonstige-Umlagen/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-%C3%9Cbersicht>.

50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW (2024): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025_0.pdf.

Bundesnetzagentur (2015): Evaluierungsbericht zu den Auswirkungen des § 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen. <https://media.frag-den-staat.de/files/foi/27068/15-03-27Evaluierungsbericht19Abs2StromNEV.pdf>.

Bundesnetzagentur (2022): Monitoringbericht 2022. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>.

Bundesnetzagentur (2024): Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich. <https://www.bundesnetzagentur.de/eckpunkte-industrie>.

Ehrhart, K.-M., Eicke, A., Hirth, L., Ocker, F., Ott, M., Schlecht, I., Wang, R. (2024): Analysis of a capacity-based redispatch mechanism, ZEW Discussion Papers, No. 24-025, ZEW - Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim. <https://hdl.handle.net/10419/298003>.