



Windstrom nutzen statt abregeln

Ein Vorschlag zur zeitlichen und regionalen Differenzierung der Netzentgelte

IMPULS

303/06-I-2023/DE
August 2023

Windstrom nutzen statt abregeln

IMPRESSUM

IMPULS

Windstrom nutzen statt abregeln.
Ein Vorschlag zur zeitlichen und regionalen
Differenzierung der Netzentgelte.

IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

PROJEKTPARTNER

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Karl-Marx-Platz 12 | 12043 Berlin
www.neon.energy

PROJEKTLEITUNG

Mareike Herrndorff
Mareike.Herrndorff@agora-energiewende.de

AUTOREN

Anselm Eicke, Lion Hirth (alle Neon
Neue Energieökonomik GmbH)

Satz: Anja Werner
Grafiken: ElserDruck | Theo Becker
Korrektur: Berit Sörensen

303/06-I-2023/DE

Version: 1.0, August 2023



Dieses Werk ist lizenziert unter
CC BY-NC-SA 4.0.

DANKSAGUNG / SONSTIGES

Erst das Engagement weiterer Kolleginnen
und Kollegen hat die Veröffentlichung dieses
Impulses möglich gemacht. Für die tatkräftige
Unterstützung bedanken möchten wir uns daher
bei Philipp Godron, Janne Görlach, Thorsten
Lenck, Anja Werner, Moritz Zackariat (alle Agora
Energiewende), Jonathan Mühlenpfordt (Neon
Neue Energieökonomik GmbH) und Andreas Jahn
(Regulatory Assistance Project).

Außerdem bedanken wir uns bei den Mitgliedern
des Workshops für ihre Diskussionsbeiträge.
Die in diesem Impuls präsentierten Ergebnisse
und Schlussfolgerungen stellen jedoch nicht
notwendigerweise die Meinung der Mitglieder
des Workshops dar. Die Verantwortung für die
vorliegende Ausarbeitung liegt ausschließlich bei
Agora Energiewende und Neon Neue Energie-
ökonomik GmbH.



Unter diesem Scan-Code steht
diese Publikation als PDF zum
Download zur Verfügung.

Bitte zitieren als:

*Agora Energiewende (2023): Windstrom nutzen
statt abregeln. Ein Vorschlag zur zeitlichen und
regionalen Differenzierung der Netzentgelte.*

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

im April 2023 haben wir einen gemeinsam mit Neon Neue Energieökonomik entwickelten Vorschlag¹ veröffentlicht, der die Abregelung von Windstrom verringern und zugleich Großkunden Anreize für einen flexibleren Stromverbrauch bieten kann.

Auslöser des Vorschlags war die Überlegung, wie die erheblichen Strommengen, die heute aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden müssen, sinnvoll genutzt werden können. Die mit der Abregelung einhergehenden Kosten, die die Stromverbraucher tragen, sind in Teilen vermeidbar. Hierfür ist aber ein Umdenken erforderlich: Der lokale Stromverbrauch muss sich der lokal verfügbaren Stromerzeugung annähern, um die vorhandene Infrastruktur aus Stromnetz und Erneuerbaren Energien möglichst effizient nutzen zu können.

1 <https://www.agora-energiewende.de/blog/windstrom-nutzen-statt-abregeln/>

Ein möglicher Lösungsweg, der kurzfristig umgesetzt werden kann, ist die lokale Reduktion von Netzentgelten zu Starkwindzeiten. Sie motiviert flexible Verbraucher in Regionen mit viel Winderzeugung ihren Strombezug dem lokalen Windangebot anzupassen und damit Engpässe im Übertragungsnetz zu vermeiden.

Unser Vorschlag ist auf viel Interesse und positive Resonanz gestoßen, zugleich haben wir wertvolle Anregungen erhalten, u. a. im Rahmen eines von Agora Energiewende organisierten Workshops mit Branchenvertreter:innen und bei der Vorstellung im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem 2035.

Die daraus entstandene Überarbeitung und Konkretisierung des Vorschlages stellen wir Ihnen hiermit zur Verfügung.

Ich wünsche eine angenehme Lektüre!

Philipp Godron
Programmleiter Strom, Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1

Acht Terawattstunden Erneuerbarer Strom gingen im Jahr 2022 durch Abregelung aufgrund von Netzengpässen verloren; rund 30 Prozent mehr als 2021. Hierdurch entstanden für Verbraucher 900 Millionen Euro Zusatzkosten. Gründe hierfür sind ein schleppender Netzausbau und das Fehlen lokaler Preissignale.

2

Zeitvariable Netzentgelte können eine Abregelung bei hoher Erzeugung von Erneuerbaren Energien verhindern. Die Bundesnetzagentur kann hierfür wirksame Anreize schaffen, indem sie Netzbetreiber verpflichtet, in diesen Zeiten den Preis pro Kilowattstunde und zusätzlich den Leistungspreis für Großverbraucher zu reduzieren.

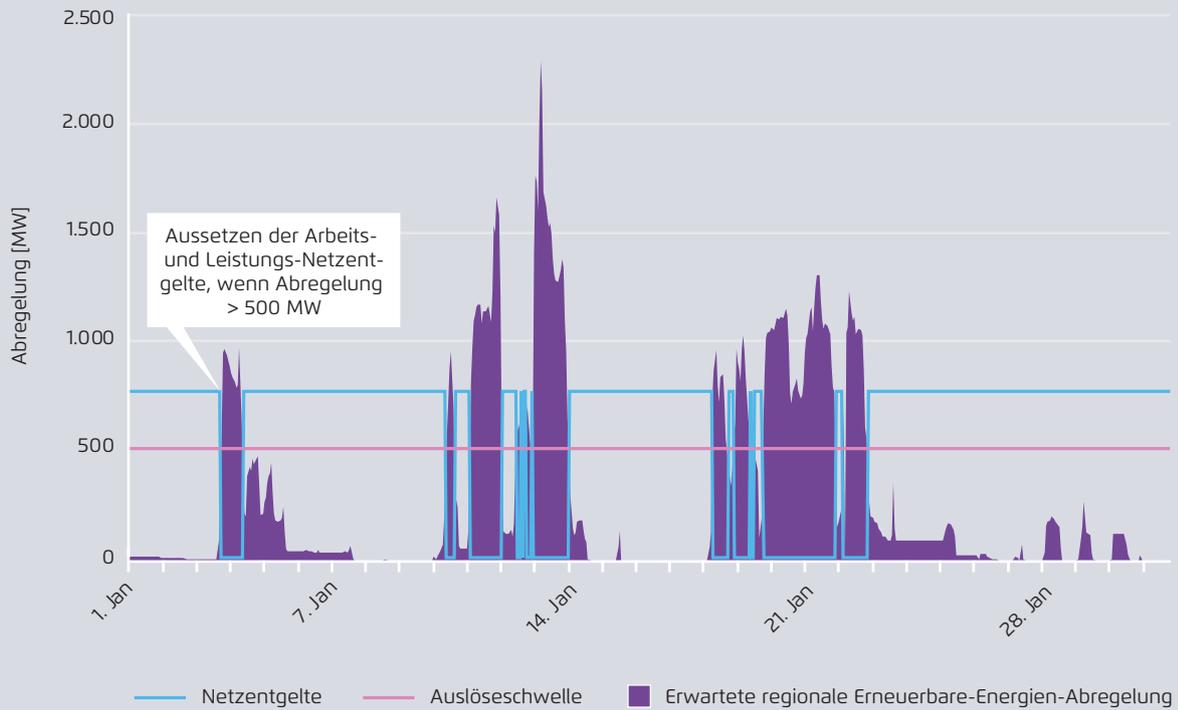
3

Zeitvariable Netzentgelte für Großverbraucher ermöglichen „Nutzen statt Abregeln“, steigern grüne Wertschöpfung und sind kurzfristig umsetzbar. Die Berechnung für eine Beispielregion in Norddeutschland zeigt, dass durch diese Maßnahme rund 18 Prozent des ansonsten abgeregelt Stroms aus Erneuerbaren Energien genutzt werden und zugleich der Einsatz von fossilen Brennstoffen reduziert werden kann.

4

Lokale Preissignale durch zeitvariable Netzentgelte tragen dazu bei die Stromnachfrage zu flexibilisieren und reduzieren damit den Netzausbau. Die Einführung von zeitvariablen Netzentgelten für die Gruppe der Großverbraucher sollte daher möglichst schnell durch weitere Verbrauchsgruppen ergänzt werden.

Regionale Absenkung von Netzentgelten in Zeiten mit hoher erwarteter Abregelung



Neon Neue Energieökonomik (2023)

Ausgestaltungsoptionen und Handlungsempfehlungen

	Frage	Optionen	Empfehlung
Zielgruppe	Welche Verbraucher	Alle RLM und/oder Smart-Meter-Kunden	RLM auf jeden Fall
	Welche Netzentgelte	Einzelne Spannungsebenen/ alle	Alle (gesamtes Netzentgelt)
Absenkung	Arbeitspreis	0 % bis 100 %	Auf null (100 %)
	Leistungspreis	Nicht, vollständig, anteilig bei Berechnung aussetzen	Ausklammern für § 19 Abs 2 StromNEV
Auslöse-Kriterien	Regionale Auflösung	Beliebig granular	Verteilnetzgebiete
	Auslöseschwelle	0–X MW erwartete Abregelung	z. B. 500 MW für Schleswig-Holstein und Hamburg (entspricht etwa 1.300 Stunden im Jahr)
	Engpass	Verteilnetz und/oder Übertragungsnetz	Übertragungsnetz
	Zeitlicher Vorlauf	Minuten bis Monate vor Echtzeit	Vortag, vor der Day-Ahead-Auktion
	Finanzierung	z. B. regionale oder deutschlandweite Wälzung	Bundesweite Wälzung

Neon Neue Energieökonomik (2023)

Inhalt

1	Kurzbeschreibung des Instruments	6
2	(Fehlende) Lokale Signale im deutschen Strommarkt	7
3	Flexibilitätshemmnisse, die sich für Großkunden aus der heutigen Netzentgeltstruktur ergeben	9
3.1	Rabattierung der Netzentgelte gemäß § 19 Strom-NEV	9
3.2	Abrechnungssystematik der Netzentgelte	9
4	Das Instrument	13
4.1	Zielsetzung	13
4.2	Grundprinzip	13
5	Ausgestaltungsoptionen	16
5.1	Zielgruppe	17
5.2	Höhe der Absenkung	17
5.3	Auslösekriterien	18
5.4	Finanzierung	20
6	Beispielhafte Berechnungen der Auswirkung eines solchen Instruments	22
6.1	Vermeidbare Abregelung in der Region Schleswig-Holstein und Hamburg	22
6.2	Auswirkung auf die Einnahmesituation der Netzbetreiber	23
7	Fazit	25

1 Kurzbeschreibung des Instruments

Diese Kurzstudie stellt ein neues Instrument zur Nutzung von ansonsten abgeregeltem erneuerbarem Strom vor: In Zeiträumen und Regionen, in denen die 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 gemäß dem Vorschlag alle lastgang-gemessenen Verbraucher (in der Regel mit einem Jahresverbrauch von über 100.000 Kilowattstunden) von der Entgeltreduktion profitieren, bestehen keine Anreize für strategisches Bieten wie Inc-Dec-Gaming; allerdings profitieren auch Verbraucher, die ihr Verhalten nicht anpassen (Mitnahmeeffekt).

Dieses Instrument bietet eine Reihe von denkbaren Ausgestaltungsoptionen, die in Kapitel 5 näher beschrieben werden. Sie unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Praktikabilität und Umsetzbarkeit. Im Falle einer praktischen Umsetzung dieses Vorschlags sollte eine kontinuierliche Auswertung und Anpas-

sung der Parameter vorgenommen werden, da anzunehmen ist, dass die lastzeitigen Reaktionen zunächst begrenzt sind, mit der Zeit jedoch zunehmen werden.

Die Modellierung wurde beispielhaft für das Land Schleswig-Holstein und die Stadt Hamburg vorgenommen. Nach den vorgenommenen Abschätzungen führt eine Absenkung der Netzentgelte, wie im Folgenden vorgeschlagen, bei Abregelungen Erneuerbarer Energien über 500 MW dazu, dass etwa 18 Prozent des ansonsten abgeregelten Stroms genutzt werden würden.

Neben dem positiven Effekt, dass sonst abgeregelter Strom genutzt werden kann, stellt dieses Instrument einen Einstieg in die Dynamisierung von Netzentgelten und die netzdienliche Flexibilisierung der Nachfrage dar.

2 (Fehlende) Lokale Signale im deutschen Strommarkt

Der Ausbau der Stromnetze kann nicht mithalten mit dem rasanten Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Dadurch entstehen strukturell auftretende Netzengpässe, wodurch regelmäßig Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt werden müssen. So wurden im Jahr 2022 acht Terrawattstunden Strom aus Erneuerbaren Energien abgeregelt, weil dieser wegen Netzengpässen nicht zu den Verbrauchern transportiert werden konnte.¹ Dies entspricht immerhin 3,1 Prozent der von Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms. Von dem abgeregelt Strom stammen über 92 Prozent von Windanlagen. Die daraus resultierenden Entschädigungszahlungen

betragen rund 900 Millionen Euro, die über die Netzentgelte auf die Endverbraucher umgelegt werden.

Der deutsche Großhandelsmarkt mit seiner einheitlichen Stromgebotszone, die einen einheitlichen Marktpreis für ganz Deutschland bewirkt, bietet keinen ökonomischen Anreiz zur Nutzung des ansonsten abgeregelt Stroms vor Ort, da der lokale Effekt eines Überangebots nicht zu einem lokalen Preisvorteil führt. Eine Teilung der deutschen Gebotszone oder gar der langfristige Übergang zu Knotenpreisen (nodale Preise) wird zwar immer wieder diskutiert, ob und wann sich hier Änderungen ergeben, ist jedoch unklar.

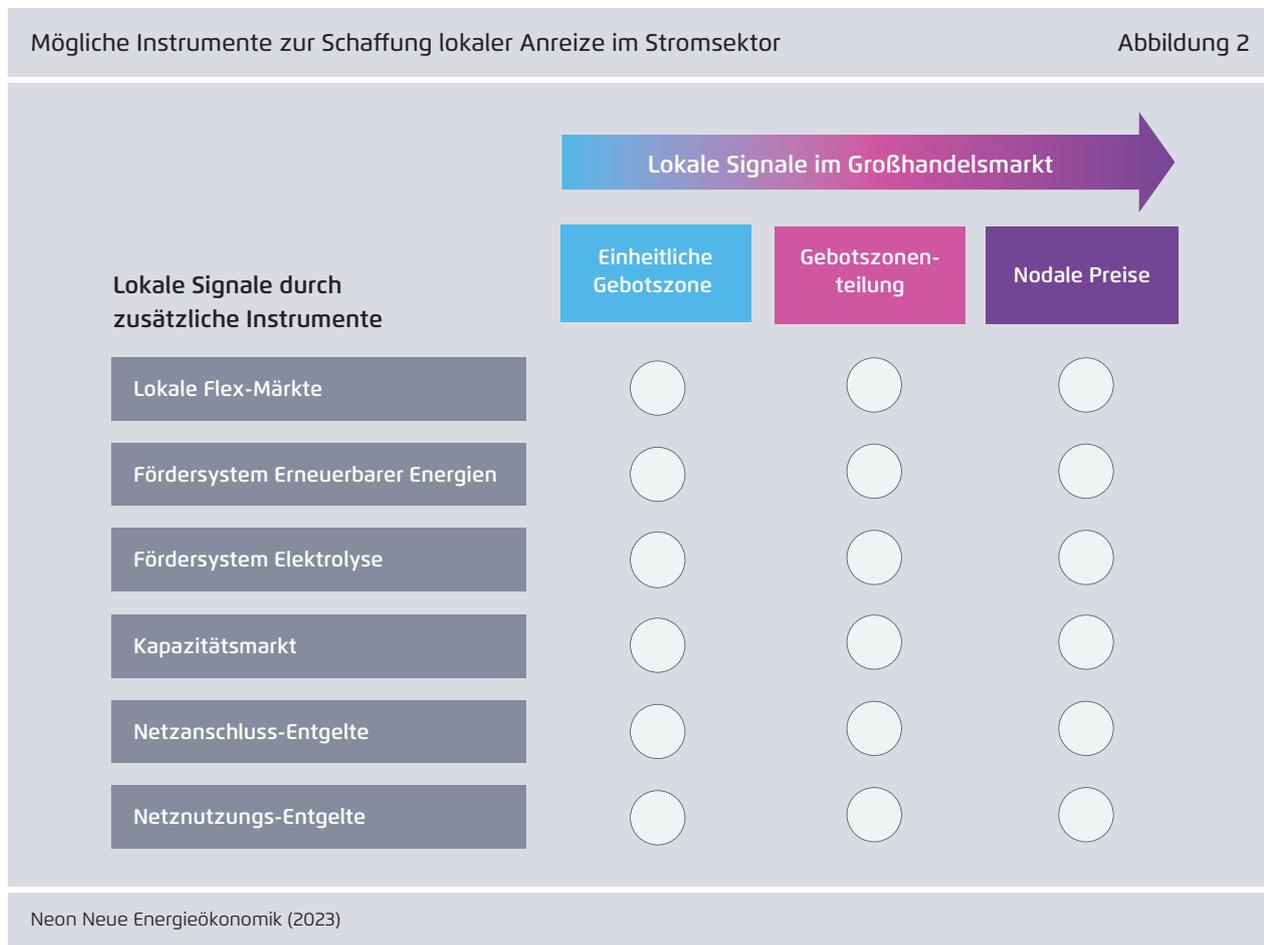
1 Bericht der Bundesnetzagentur über das Netzengpassmanagement (Juli 2023)

Abregelung Erneuerbarer Energien in Deutschland

Abbildung 1



Neon Neue Energieökonomik (2023) mit Daten aus den Berichten der Bundesnetzagentur über das Netzengpassmanagement



Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie entsprechende Anreize geschaffen werden können, wenn und solange keine regionalen Preissignale aus dem Großhandelsmarkt erwachsen. Es gibt grundsätzlich eine Vielzahl von Instrumenten, die unabhängig vom Großhandelsmarkt lokale Signale bewirken können (Abbildung 2).

In dieser Kurzstudie liegt der Fokus auf Signalen, die auf regionaler Ebene von differenzierten Netznutzungsentgelten ausgehen. Die Signale ergeben sich aus einer räumlichen und gegebenenfalls auch

zeitlichen Differenzierung der Netzentgelte. Die Netzentgelte werden durch den Netzbetreiber parametrisiert und ergeben sich somit nicht aus dem lokalen, momentanen Verhältnis von Angebot und Nachfrage. Es liegt daher in der Natur der Sache, dass diese Preise Engpässe nur annähernd abbilden können. Beispielsweise unterscheiden sich zeitvariable Netzentgelte in der Regel nur innerhalb weniger Zeitstufen, die darüber hinaus lange im Vorhinein festgelegt werden und für das ganze Verteilnetz gelten.

3 Flexibilitätshemmnisse, die sich für Großkunden aus der heutigen Netzentgeltstruktur ergeben

Die aktuelle Netzentgeltstruktur setzt Anreize für ein inflexibles Verbrauchsverhalten und damit eine starre Verbrauchsanlagenauslegung, die der Nutzung von ansonsten abgeregeltem Strom entgegenstehen. Diese Anreize ergeben sich für die Gruppe der Großverbraucher einerseits aus der Rabattierung der Netzentgelte gemäß § 19 StromNEV und andererseits aus den Leistungspreisen, die auf die individuelle Spitzenlast im Jahr anfallen. In diesem Abschnitt wird erläutert, wie sehr diese beiden Elemente den zusätzlichen Stromverbrauch in manchen Stunden verteuern.

3.1 Rabattierung der Netzentgelte gemäß § 19 Strom-NEV

§ 19 StromNEV definiert eine Reihe von Gründen, wann reduzierte Netzentgelte anfallen. Von ihnen sind insbesondere die beiden in Absatz 2 angegebenen in der Praxis ausgesprochen relevant. Dabei erhalten Verbraucher mit einer atypischen oder gleichmäßigen Netznutzung eine Reduktion der Netzentgelte um bis zu 90 Prozent.

- Eine atypische Netznutzung liegt vor, wenn die individuelle Jahreshöchstlast außerhalb des vom Netzbetreiber definierten Zeitfensters der Netzhöchstlast liegt, beispielsweise im Sommer oder nachts. Abnehmer erhalten dann einen Nachlass von bis zu 80 Prozent auf die Netzentgelte.
- Eine gleichmäßige Netznutzung liegt vor, wenn Abnehmer mindestens 7.000 Benutzungsstunden aufweisen.² Abnehmer ab zehn Gigawattstunden

² Die Benutzungsstunden sind definiert als Quotient aus Jahresenergieverbrauch und Spitzenlast. Hohe Benutzungsstunden beschreiben somit einen eher gleichmäßigen Stromverbrauch, wohingegen geringe

Jahresverbrauch erhalten dann einen Nachlass auf die Netzentgelte von bis zu 80 Prozent. Liegen die Benutzungsstunden über 8.000, kann der Rabatt sogar auf bis zu 90 Prozent ansteigen. Diese maximal möglichen Reduktionen werden in der Praxis von den Netztreibern auch ausgenutzt.

Diese Ausnahmen werden in erheblichem Maße genutzt. Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur wurde im Jahr 2021 ein solches individuelles Netzentgelt auf 70 Terrawattstunden Jahresverbrauch angewendet, das entspricht knapp einem Drittel des industriellen Stromverbrauchs. Das Rabattvolumen betrug 800 Millionen Euro, mehr als doppelt so viel wie noch fünf Jahre zuvor. Zahlreiche Beratungsfirmen haben sich darauf spezialisiert, mithilfe von Blockheizkraftwerken und Batteriespeichern hinter der Messstelle die Benutzungsstunden von Großverbrauchern über die Schwellenwerte der Ausnahmeregeln zu heben. In vielen Unternehmen ist es eine wesentliche Aufgabe des Energiemanagements, den Stromverbrauch möglichst konstant zu halten, damit das Unternehmen in den Genuss der Rabatte kommt.

3.2 Abrechnungssystematik der Netzentgelte

Auch die Struktur der Netzentgelte selbst setzt Anreize für eine inflexible Anlagenauslegung, die von dem Rabatt für eine gleichmäßige Netznutzung noch verstärkt wird. Abbildung 3 zeigt die Netzentgelte je Megawattstunde Stromverbrauch am Beispiel eines Großkunden in Berlin. Bei einer flexiblen Anlagenauslegung mit schwankendem Stromverbrauch und folglich geringen Benutzungsstunden sind die

Nutzungsstunden ein Verbrauchsprofil mit hohen Lastspitzen charakterisieren.

Netzentgelte deutlich höher als bei einer Auslegung mit hohen Benutzungsstunden und damit inflexiblem Grundlastbetrieb. In dem gewählten Beispiel zahlt der Verbraucher mit 100 Benutzungsstunden 32-mal so hohe Netzentgelte pro Megawattstunde wie ein Verbraucher, der in jeder Stunde im Jahr gleich viel Strom verbraucht und somit auf 8.760 Benutzungsstunden kommt.

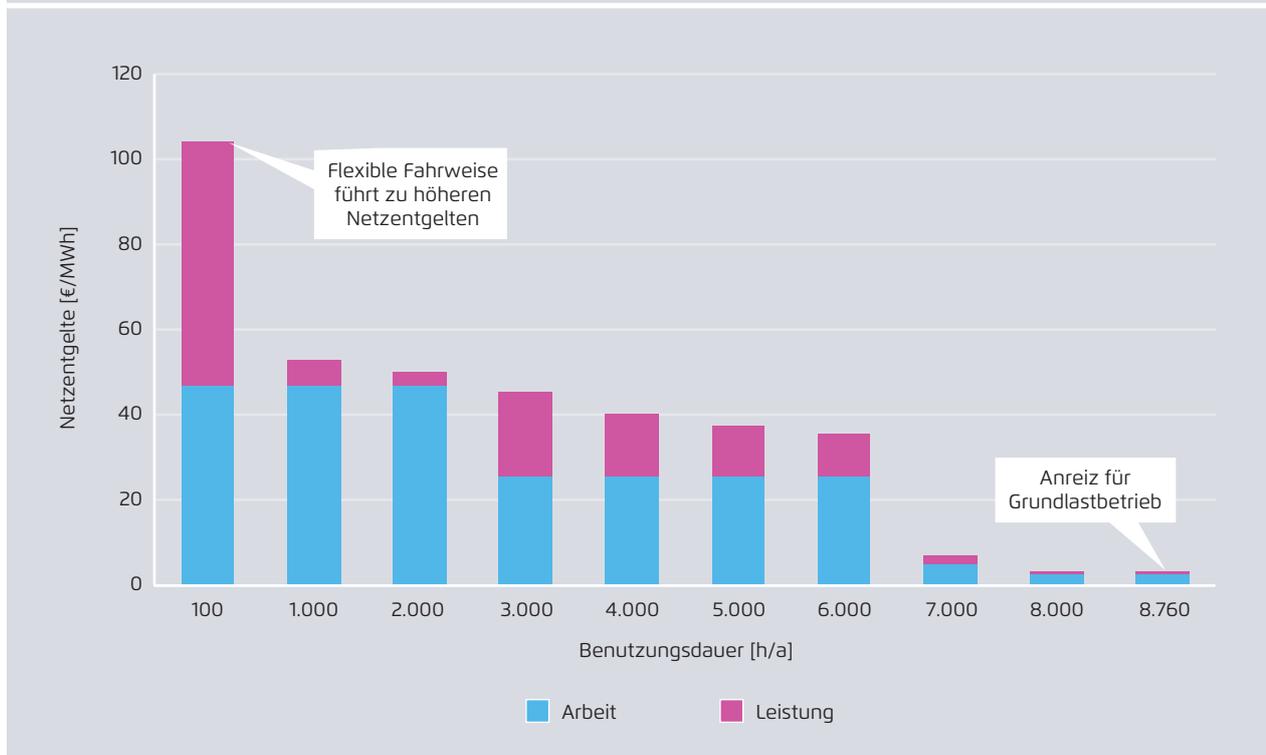
Neben diesen grundsätzlich höheren Netzentgelten flexibler Verbraucher unterscheiden sich die Netzentgelte, die für eine zusätzliche („marginale“) Megawattstunde anfallen, innerhalb des Jahres stark. Faktisch gibt es zwei Preisstufen: Bei einem Strombezug unterhalb der Spitzenlast wird nur der Arbeitspreis fällig, da die Leistungszahlung durch eine andere Stunde bestimmt wird. Liegt der momen-

tane Stromverbrauch bereits in der Spitzenlast, führt eine Verbrauchserhöhung jedoch 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. Dies ist ein weiterer Anreiz, den Verbrauch möglichst gleichmäßig zu halten.

Beispiel: Das lässt sich anhand eines Berliner Industriebetriebs mit Anschluss an die Mittelspannung zeigen. Angenommen, der Betrieb hat jeden Tag den gleichen Strombezug wie in Abbildung 4 dargestellt. Erhöht sich der Stromverbrauch morgens, abends oder nachts, muss lediglich der Arbeitspreis von etwa 26 € pro Megawattstunde (MWh) gezahlt werden. Erhöht sich jedoch der Tagesverbrauch gleichmäßig über alle Stunden mit Spitzenlastbezug (im Beispiel

Auswirkung unterschiedlicher Benutzungsstunden auf die Netzentgelte für Großkunden am Beispiel Berlin*

Abbildung 3



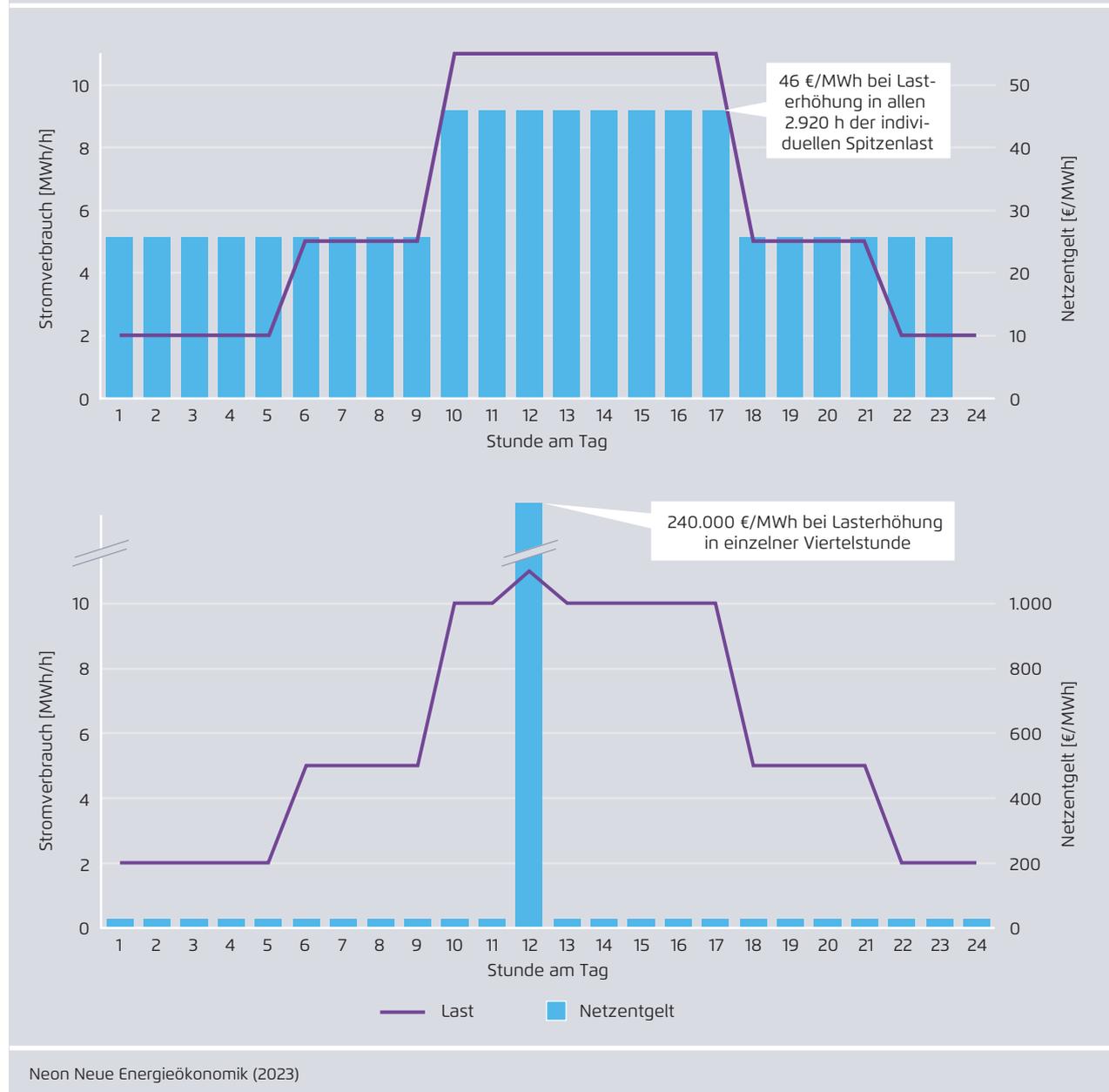
Neon Neue Energieökonomik (2023). * Netzentgelte für das Jahr 2023 der Stromnetz Berlin GmbH (für RLM in der Mittelspannung) inkl. §19 (2) StromNEV-Rabatt

sind dies 2.920 Stunden, täglich von 9 Uhr bis 17 Uhr), ist eine höhere Leistungszahlung fällig. Im Beispiel erhöhen sich die marginalen Netzentgelte pro Megawattstunde dann auf rund 46 Euro. Wenn das Unternehmen also durch Einführung einer neuen Nachtschicht den Strombezug in jeder Nachtstunde

des Jahres um 1 MW erhöht, kostet dies Netzentgelte in Höhe von 26 €/MWh; bei einer Tagschicht wären es hingegen 46 €/MWh. So gesehen gilt für das Unternehmen bereits heute de facto ein zeitvariables Netzentgelt (Time-of-use), das im Tagesverlauf schwankt – nur dass das Hochpreisfenster allein vom

Beispiele für das Verursachen von Netzentgelten im Tagesverlauf bei Lasterhöhung über das Jahr (oben) und bei Lasterhöhung in einer Viertelstunde (unten)

Abbildung 4



Zeitpunkt der individuellen Höchstlast abhängt und somit in keinem Zusammenhang mit der Netzbelastung steht.

Sofern nicht eine gleichmäßige Erhöhung des Stromverbrauchs, sondern eine Flexibilitätserbringung in Form von einer kurzfristigen Verbrauchserhöhung stattfindet, sind die Unterschiede in den effektiven Netzentgelten geradezu bizarr hoch. Bezieht ein Verbraucher eine Megawattstunde zusätzlich in nur einer einzelnen Viertelstunde, muss der Leistungspreis auf 4 Megawatt zusätzlich gezahlt werden, in der Berliner Mittelspannung sind dies fast 240.000 Euro (siehe Abbildung 4). Das effektive Netzentgelt beträgt hier also knapp 240.000 Euro pro Megawattstunde – das ist fast 10.000-mal mehr als der Arbeitspreis. Selbst wenn die zusätzlich verbrauchte Megawattstunde sich auf 100 Stunden verteilt, betragen die Mehrkosten für die zusätzliche Megawattstunde noch 600 Euro, also 20-mal mehr als der Arbeitspreis. An diesem Beispiel wird ersichtlich, dass es sich für Großkunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM)³ im aktuellen Netzentgelt-design allein wegen der Leistungspreise praktisch nie lohnen dürfte, den Stromverbrauch über die Spitzenleistung hinaus zu erhöhen, um Strom zu verbrauchen, der ansonsten abgeregelt werden würde.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine inflexible Auslegung von Anlagen und Prozessen durch die aktuelle Netzentgeltstruktur systematisch befördert wird. Ein möglichst gleichmäßiger Stromverbrauch wird begünstigt durch extrem hohe Kosten neuer Leistungsspitzen und die Anreize der massiven Rabattierung im Rahmen der gleichmäßiger Netznutzung nach § 19 StromNEV. Leistungspreise basierend auf individueller Spitzenlast führen zu bizarr hohen

Grenzkosten, wenn Verbraucher nur in einzelnen Stunden ihren Stromverbrauch erhöhen. Industrielle Flexibilität im Sinne der Nutzung von Strom bei negativen Börsenpreisen oder von „Nutzen statt Abregeln“ wird so verhindert. Das hier vorgeschlagene Instrument umgeht diese Flexibilitätshemmnisse und setzt durch zeitvariable Netzentgelte Anreize für einen das Übertragungsnetz entlastenden Stromverbrauch.

3 RLM steht für Registrierende Leistungsmessung. Verbrauchsstellen mit einem Jahresverbrauch über 100.000 kWh sind per Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) zur registrierenden Leistungsmessung verpflichtet. Dies sind in der Regel große Unternehmen und die Industrie. Der Verbrauch wird hier kontinuierlich gemessen.

4 Das Instrument

4.1 Zielsetzung

Das hier vorgeschlagene Konzept verfolgt vier zusammenhängende Ziele: **Erstens** soll die Abregelung von erneuerbarem Strom aufgrund von Netzengpässen reduziert werden. Dabei ist festzuhalten, dass ökonomisch gesehen die Vermeidung von Abregelung kein Selbstzweck ist. Deswegen steht, **zweitens**, die Nutzung des ansonsten abgeregelten Stroms im Zentrum. Es soll eine lokale grüne Wertschöpfung ermöglicht werden, die im aktuellen Marktdesign nicht stattfindet. Der zusätzliche Stromverbrauch kann darüber hinaus den alternativen Einsatz von fossilen Ressourcen substituieren, beispielsweise durch den Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen anstelle von fossiler Wärmeerzeugung. **Drittens** ist der „ökonomisch richtige“ Preis von Strom zum Zeitpunkt von und in Regionen mit lokaler Abregelung null, was sich jedoch in den Handelspreisen nicht widerspiegelt. Mit der situativen Absenkung der Netzentgelte bringt dieser Vorschlag die Endkundenpreise näher in Richtung ökonomisch effizienter Preise. **Viertens** und letztens ist der Vorschlag auch der Einstieg in eine lastseitige netzdienliche Flexibilität.

Dieser Vorschlag kann die Entwicklung von Technologie und Geschäftsmodellen sowie Investitionen in Flexibilität beschleunigen. Daher bietet sich die Einführung in Form eines Pilotprojektes, als Innovationspolitik für das Flexibilitätsökosystem, an. Auf diese Weise kann die regionale Absenkung von Netzentgelten in Starkwindzeiten einen Beitrag zur breiten Flexibilisierung der Nachfrage leisten.

4.2 Grundprinzip

Der Vorschlag lautet, netzdienliche Anreize zum Verbrauch von Strom durch zeitlich variable Netz-

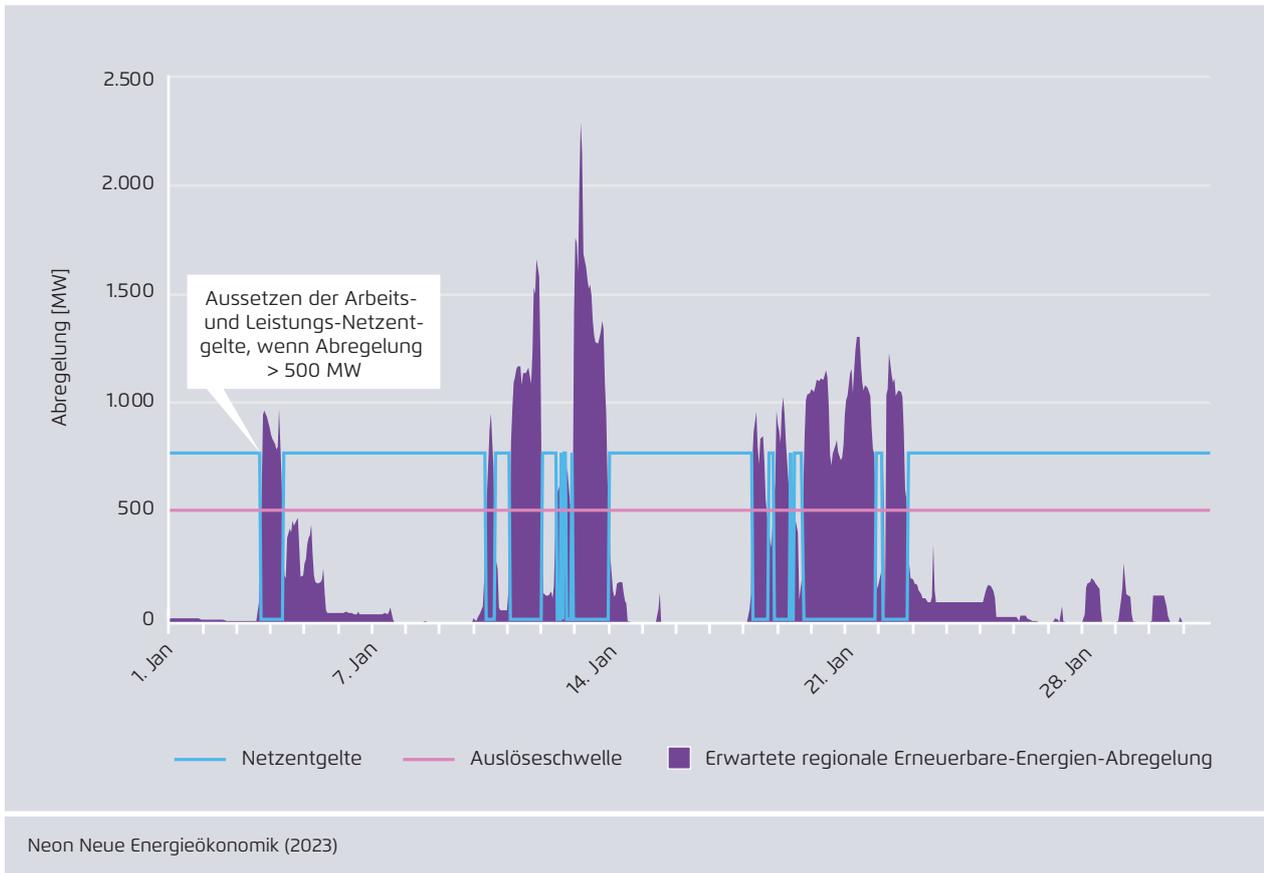
entgelte zu setzen. Konkret sollen Netzentgelte in Zeiten und Regionen reduziert oder ausgesetzt werden, wenn besonders viele erneuerbare Anlagen wegen Engpässen im Übertragungsnetz abgeregelt werden müssen. Dies ist vor allem der Fall in Starkwindzeiten. Durch die Reduktion der Netzentgelte entstehen Anreize zum Verbrauch des ansonsten abgeregelten erneuerbaren Stroms. Es handelt sich also um ein Anreize schaffendes, freiwilliges Instrument für „Nutzen statt Abregeln“ ohne neue Eingriffsrechte für Netzbetreiber (Abbildung 5).

Viele Instrumente im Bereich „Nutzen statt Abregeln“ haben das Problem, dass sie strategische Verhalten der Teilnehmer am Strommarktes begünstigen, insbesondere in Form von Inc-Dec-Gaming (siehe Infobox). Dass keine solchen Anreize entstehen, ist ein großer Vorteil des hier vorgestellten Konzeptes. Inc-Dec-Gaming ist bei ihm nicht möglich, weil die Netzentgeltreduktion nicht nur den zusätzlich genutzten Strom betrifft, sondern den gesamten Stromverbrauch in der Zeit und der Region. Verbraucher ohne Marktmacht haben daher immer den Anreiz, ihren Verbrauch in die Stunden mit viel Abregelung zu verlagern, um von den reduzierten Netzentgelten zu profitieren. Anders wäre dies, wenn nur der zusätzliche Verbrauch von den Netzentgelten befreit werden würde. Dann hätten die Verbraucher den Anreiz, ihren Verbrauch in Stunden mit viel erneuerbarer Abregelung zunächst möglichst gering zu halten, um für mehr „zusätzlichen“ Verbrauch von der Reduktion der Netzentgelte zu profitieren. Wie im klassischen Inc-Dec-Gaming würde dieses Verhalten sogar zu einer Verschärfung der Netzengpässe führen.

Ein Nachteil der Befreiung des kompletten Verbrauchs in den betreffenden Zeiträumen sind Mitnahmeeffekte: Unflexible Verbraucher, die in den betroffenen Stunden Strom verbrauchen, profitieren, ohne auf das Instrument zu reagieren. Dies ist nicht

Regionale Absenkung von Netzentgelten in Zeiten mit hoher erwarteter Abregelung

Abbildung 5



Neon Neue Energieökonomik (2023)

ideal. Ein Trost ist nur, dass diese Mitnahmeeffekte bei denen anfallen, die sich in Regionen mit viel erneuerbarer Erzeugung befinden und ihr Verhalten damit aus energiewirtschaftlicher Sicht grundsätzlich unterstützenswert ist.

Infobox: Inc-Dec-Gaming in Märkten für Redispatch und lokale Flexibilität

Abrufbasierte Redispatch-Märkte. Ein abrufbasierter Redispatch-Markt zeichnet sich dadurch aus, dass die Teilnahme der Marktakteure freiwillig ist und die Kompensation für den Abruf (in MWh) und auf Basis von Geboten eben dieser Marktteilnehmer erfolgt. Solche abrufbasierten Redispatch-Märkte wurden in vorherigen Untersuchungen als problematisch eingeschätzt, da sie Anreize für strategisches Gebotsverhalten der Marktakteure setzen.¹

In Knappheitsregionen. Im Kern setzt ein abrufbasierter Redispatch-Markt folgende Anreize: Erzeuger in Knappheitsregionen antizipieren, dass sich durch die Vermarktung ihrer Erzeugung auf dem Redispatch-Markt (höhere) Profite erwirtschaften lassen. Sie bieten deshalb auf dem Strommarkt zu höheren Preisen an und preisen sich so aus dem zonalen Markt, um für den nachgelagerten Redispatch-Markt zur Verfügung zu stehen. Man kann diese Strategien als eine Optimierung zwischen zwei Märkten verstehen. Für Lasten besteht dieser Anreiz analog spiegelverkehrt.

In Überschussregionen. Umgekehrt antizipieren Erzeuger in Überschussregionen Profite durch Herunterregeln auf dem Redispatch-Markt. Um dies zu ermöglichen, geben sie auf dem Strommarkt niedrige Gebote ab und drücken sich so in den Markt. Sie können zu diesem Preis anbieten, da sie sich auf dem später stattfindenden Redispatch-Markt von ihren Lieferpflichten befreien können. Im Prinzip kaufen sie somit den zuvor teuer am Strommarkt verkauften Strom später günstiger zurück. Auch hier besteht für Lasten dieser Anreiz analog spiegelverkehrt.

Konsequenzen. Dieses strategische Verhalten von Marktteilnehmer auf beiden Seiten des Engpasses führt zu einer Verschärfung der Engpässe, Windfall-Profits, Problemen für finanzielle Sicherungsgeschäfte, falschen Investitionsanreizen und birgt operative Risiken für die Netzbetreiber.

1 Neon und Consentec (2019): Strategisches Bieten in Flex-Märkten

5 Ausgestaltungsoptionen

Bei der praktischen Implementierung des Konzepts besteht eine Vielzahl an Ausgestaltungsoptionen:

Zielgruppe

- Welche Verbraucher sollen von der Entgeltreduktion profitieren? Alle, oder nur ausgewählte, besonders flexible Verbraucher?
- Welche Netzentgelte sollen reduziert werden? Die Übertragungsnetzentgelte und/oder die Verteilnetzentgelte?

Höhe der Absenkung

- Welche Komponente der Netzentgelte wird reduziert? Arbeits- und/oder Leistungspreis?
- Wie hoch sollte die Höhe der Reduktion in beiden Fällen ausfallen?

Auslösekriterien

- Auf Basis welcher Kriterien soll die Netzentgeltabsenkung ausgelöst werden?
- Wie erfolgt die Auswahl der Regionen?
- Ab welcher Menge an abgeregelter Energie sollen die Netzentgelte abgesenkt werden?
- Auf welche Arten von Netzengpässen bezieht sich die Auslöseschwelle?
- Zu welchem Zeitpunkt soll die Absenkung angekündigt werden?

Finanzierung

- Wie wird der Einnahmenausfall der Netzbetreiber durch die reduzierten Netzentgelte kompensiert?

Tabelle 1 listet die wichtigsten Optionen mitsamt den erarbeiteten Empfehlungen auf.

Ausgestaltungsoptionen und Handlungsempfehlungen			Tabelle 1
	Frage	Optionen	Empfehlung
Zielgruppe	Welche Verbraucher	Alle RLM und/oder Smart-Meter-Kunden	RLM auf jeden Fall
	Welche Netzentgelte	Einzelne Spannungsebenen/ alle	Alle (gesamtes Netzentgelt)
Absenkung	Arbeitspreis	0 % bis 100 %	Auf null (100 %)
	Leistungspreis	Nicht, vollständig, anteilig bei Berechnung aussetzen	Ausklammern für § 19 Abs 2 StromNEV
Auslöse-Kriterien	Regionale Auflösung	Beliebig granular	Verteilnetzgebiete
	Auslöseschwelle	0–X MW erwartete Abregelung	z. B. 500 MW für Schleswig-Holstein und Hamburg (entspricht etwa 1.300 Stunden im Jahr)
	Engpass	Verteilnetz und/oder Übertragungsnetz	Übertragungsnetz
	Zeitlicher Vorlauf	Minuten bis Monate vor Echtzeit	Vortag, vor der Day-Ahead-Auktion
	Finanzierung	z. B. regionale oder deutschlandweite Wälzung	Bundesweite Wälzung

Neon Neue Energieökonomik (2023)

In den folgenden Abschnitten werden diese Ausgestaltungsoptionen näher beleuchtet und Implementierungsempfehlungen abgegeben.

5.1 Zielgruppe

5.1.1 Welche Verbraucher profitieren

Das Instrument schafft Anreize für eine temporäre Erhöhung und für eine zeitliche Verlagerung des Verbrauchs. Da diese Flexibilität grundsätzlich von allen Verbrauchern erbracht werden kann, lautet die Empfehlung, das Instrument auch für möglichst viele zu öffnen. Das hat außerdem den Vorteil, dass keine Grenzwerte definiert werden müssen, um von der Regelung betroffene von nicht-betroffenen Verbrauchern abzugrenzen. Solche Grenzwerte sind häufig schwer zu rechtfertigen und könnten zu ungewünschten Verbrauchsanpassungen führen, wenn Verbraucher versuchen Verbrauchsschwellen zu über- oder unterschreiten.

Eine Einschränkung der Verbraucher ist allerdings aus Abrechnungsgründen nötig: Bei Kunden, die keine Registrierende Leistungsmessung und auch kein intelligentes Messsystem haben, ist eine stundenscharfe Abrechnung nicht möglich. Bei ihnen kann nicht nachvollzogen werden, welcher Anteil des Verbrauchs in Zeitfenstern mit reduzierten Netzentgelten erfolgt. Daher können diese Kunden nicht von der temporären Reduktion der Netzentgelte profitieren.

Verbraucher, die von Netzentgelten ganz oder teilweise befreit sind, erfahren durch dieses Instrument natürlich keine oder nur geringe Anreize zur netzdienlichen Lastflexibilisierung. Dies betrifft neuere Stromspeicher und Elektrolyseure, die bis zum Auslaufen der Übergangsregelungen aus § 118 des EnWG gar keine Netzentgelte zahlen, und Großverbraucher, die nach § 19 Abs. 2 StromNEV stark reduzierte Entgelte zahlen.

5.1.2 Welche Netzentgelte werden reduziert (Spannungsebenen)?

Grundsätzlich ist es denkbar, nur die Entgelte bestimmter Spannungsebenen abzusenken – die stärksten Anreize zur Flexibilisierung entstehen aber, wenn die Entgelte aller Netzebenen reduziert werden. Daher lautet die Empfehlung, eine Reduktion aller Netzentgelte, also den Entgelten der Anschlussnetzebene sowie aller vorgelagerten Netzebenen, vorzunehmen.

5.2 Höhe der Absenkung

Netzentgelte bestehen aus bis zu drei verschiedenen Komponenten: dem Arbeitspreis, dem Leistungspreis und einer pauschalen Anschlussgebühr. Die pauschale Anschlussgebühr kann nicht für ausgewählte Stunden abgesenkt werden und wird daher nicht weiter betrachtet. Bei Arbeits- und Leistungspreis ist dies jedoch möglich. Hier stellt sich die Frage, ob und wie stark diese Komponenten abgesenkt werden sollen.

5.2.1 Arbeitspreis

Die Reduktion von Netzentgelten in bestimmten Stunden ist am einfachsten umsetzbar beim Arbeitspreis, der für jede dem Netz entnommene Kilowattstunde Strom erhoben wird. Der Verbrauch in Stunden mit reduzierten Netzentgelten wird dabei einfach mit dem reduzierten Arbeitspreis verrechnet. Dadurch entstehen starke und zielgenaue Signale für eine temporäre Erhöhung des Stromverbrauchs in den betroffenen Stunden.

Grundsätzlich gilt natürlich: Je stärker die Netzentgelte abgesenkt werden, desto größer der Anreiz für eine Verbrauchserhöhung und damit die Nutzung des ansonsten abgeregelten Stroms. Darüber hinaus führt ein möglichst großer Preisunterschied zwischen Stunden mit reduzierten Netzentgelten und solchen ohne Preisreduktion zu stärkeren Anreizen für die zeitliche Verlagerung des Stromverbrauchs. Auf der anderen Seite steigen die Kosten des Instruments (die

entgangenen Netzentgelte) an, je stärker der Preis abgesenkt wird. Aus ökonomischer Sicht gibt es keine eindeutig optimale Absenkungshöhe, selbst negative Arbeitspreise sind theoretisch denkbar.

Um möglichst starke Anreize zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs zu geben, sollte der Arbeitspreis in den betroffenen Zeitfenstern vollständig, von 100 Prozent auf null, ausgesetzt werden. Dies ist auch besonders leicht kommunizierbar.

5.2.2 Leistungspreis

Wie in Abschnitt 3 aufgezeigt, verhindert der Leistungspreis bei vielen Großverbrauchern eine kurzzeitige Erhöhung des Verbrauchs. Selbst bei geringer Wahrscheinlichkeit, dass eine kurzzeitige Lasterhöhung die jährliche Spitzenlast erhöht, werden Flexibilitätspotenziale nicht genutzt, weil die drohenden Kosten aus dem Leistungspreis die Kosten exorbitant in die Höhe treiben. Um eine signifikante Veränderung des Stromverbrauchs zu erzielen, müsste daher auch der Leistungspreis abgesenkt werden.

Eine Absenkung des Leistungspreis für bestimmte Stunden könnte dadurch erfolgen, dass diese Stunden bei der Bestimmung der Höchstlast ausgeklammert werden. Alternativ ist auch eine anteilige Berücksichtigung denkbar, etwa von 50 Prozent der Leistung in den betreffenden Zeitfenstern. So wäre der Anreiz zur Lasterhöhung bei einer Verdopplung der sonstigen Jahreshöchstlast gedeckelt. Weiterhin stellt sich die Frage, wie mit dem Rabatt für gleichmäßigen Strombezug (§ 19 Abs. 2 StromNEV) umgegangen werden soll, da neue Lastspitzen Verbraucher gegebenenfalls um die Privilegien der Ausnahmeregelungen bringen könnten. Hier wäre es denkbar, die betroffenen Stunden bei der Berechnung der Benutzungstunden ebenfalls nicht zu berücksichtigen.

Leistungspreise verteuern Lastspitzen und führen somit zu einer Verstetigung des Verbrauchsprofils. Daher sehen einige Verteilnetzbetreiber eine temporäre Absenkung des Leistungspreises kritisch und befürchten zusätzliche Belastungen im Verteilnetz.

Diese Gefahr kann nicht ausgeschlossen werden, jedoch kann zusätzlicher lokaler Verbrauch in vielen Fällen auch im Verteilnetz entlastend wirken, zum Beispiel wenn in Zeiten von hoher lokaler erneuerbarer Erzeugung die Transformatoren bei höheren Spannungsebenen regelmäßig an ihre Grenzen kommen. Grundsätzlich ist es ohnehin unwahrscheinlich, dass das Instrument so erfolgreich ist, dass kurz- bis mittelfristig extreme Verbrauchserhöhungen auftreten. Dafür werden in der Regel die technischen Möglichkeiten auch nicht vorhanden sein. Darüber hinaus setzt die vertraglich vereinbarte Anschlussleistung Grenzen für Lastspitzen. Dennoch sollte der Effekt des Instrumentes auf Engpässe im Verteilnetz kontinuierlich evaluiert werden, sodass gegebenenfalls gegengesteuert werden kann, zum Beispiel durch eine weniger starke Reduktion des Leistungspreises.

Im Sinne einer größtmöglichen Wirkung des Instruments sollte der Leistungspreis für die Zeitfenster mit reduzierten Netzentgelten komplett ausgesetzt werden, das heißt, dass für die Berechnung der Jahreshöchstlast die Zeitfenster mit Netzentgeltreduktion komplett ausgeklammert werden. Das gleiche Vorgehen sollte auch bei der Ermittlung des Rabatts für gleichmäßigen Strombezug angewendet werden.

5.3 Auslösekriterien

5.3.1 Regionale Verteilung

Hinsichtlich der Größe der Regionen, für die die Absenkung der Netzentgelte gilt, ist abzuwägen zwischen der Homogenität des Effekts auf die Engpässe, der Verteilung der erneuerbaren Anlagen und Lasten innerhalb der Region sowie dem Verwaltungs- und Implementierungsaufwand. Das Instrument reduziert die Abregelung nur dann, wenn die zusätzliche Stromnachfrage den Lastfluss auf den überlasteten Netzelementen verringert. Der Zuschchnitt der Regionen hängt daher vor allem von der Lage der Netzengpässe ab. Liegen überlastete Leitungsseg-

mente innerhalb einer von der Netzentgeltabsenkung betroffenen Region, reduziert zusätzlicher Verbrauch in dieser Region nicht zwangsläufig die Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Es besteht also ein Zielkonflikt zwischen der Genauigkeit der Anreize und der Komplexität des Instrumentes: Je kleinteiliger die Regionen ausgestaltet werden, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass zusätzlicher Verbrauch die Abregelungsmenge reduziert. Andererseits reduzieren wenige größere Regionen (beispielsweise das Gebiet eines Verteilnetzbetreibers) die Komplexität, was die Abrechnung der Netzentgelte erleichtert und die Transparenz über Zeitfenster mit reduzierten Entgelten erhöht.

Eine Möglichkeit ist der Zuschnitt der Regionen anhand bestehender geographischer Einheiten. Eine andere Variante wäre ein Zuschnitt entlang der Grenzen der Verteilnetzbetreiber. Dies würde die Abrechnung erleichtern, da Verteilnetzbetreiber bereits Netzentgelte individuell festsetzen und erheben. Nachteilig an diesem Zuschnitt ist, dass Lastzentren (insbesondere größere Städte) häufig eigene Verteilnetzbetreiber haben. Um durch das Preissignal eine signifikante Verbrauchserhöhung zu erzielen, sollten Verbrauchszentren in die Regionen mit reduzierten Netzentgelten eingeschlossen werden. Daher erscheint es sinnvoll, mehrere Verteilnetzregionen zusammenzufassen, sodass die Regionen des Instruments den deutschen Bundesländern entsprechen.

Windkraftanlagen machen mit über 92 Prozent der abgeregelten Energie den Großteil der Abregelungen aus.⁴ Knapp 80 Prozent der Abregelung erfolgte 2021 in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Daher liegt der Fokus des Instruments zunächst vor allem auf der Vermeidung der Abregelung von Windenergie in Norddeutschland. Perspektivisch ist allerdings denkbar, Netzentgelte auch in anderen Regionen

Deutschlands abzusenken, wenn dort regelmäßig erneuerbare Erzeugungsspitzen abregelt werden.

Zur Festlegung des Zuschnitts einzelner Regionen mit reduzierten Netzentgelten empfiehlt sich eine Analyse der aktuellen und der prognostizierten Netzengpässe. Realistisch erscheint es, Regionen von der Größe der Bundesländer zu wählen. In diesem Fall sollten Stadtstaaten als verbrauchsstarke Metropolen ohne signifikante eigene erneuerbare Erzeugung zu den benachbarten Flächenländern gezählt werden, in denen es am wenigsten Netzengpässe gibt. Sinnvoll scheint etwa eine Pilotregion Schleswig-Holstein und Hamburg, da die Engpässe des Übertragungsnetzes fast immer südlich liegen, sodass zusätzlicher Verbrauch mit hoher Wahrscheinlichkeit Engpass-entlastend wirkt.

5.3.2 Höhe der Auslöseschwelle

Die Auslöseschwelle gibt an, ab welcher prognostizierten Abregelung innerhalb einer Region die Netzentgelte abgesenkt werden. Bei geringfügiger Abregelung sollte das Instrument noch nicht ausgelöst werden, da ansonsten davon auszugehen ist, dass der resultierende Mehrverbrauch die erwartete Abregelung überschreitet. Aus diesem Grund sollte die Auslöseschwelle auch vom Zuschnitt der Regionen abhängen – je mehr Verbraucher in einer Region liegen, desto höher kann der Grenzwert der Abregelung festgelegt werden. Wenn die Auslöseschwelle sehr hoch gesetzt wird, käme das Instrument nur selten zum Einsatz und hätte somit nur geringen Einfluss auf die gesamte Abregelungsmenge.

Durch die Auslöseschwelle ergibt sich auch die Anzahl der Stunden, in denen reduzierte Entgelte auftreten. Je niedriger die Schwelle, desto größer die Anzahl der Stunden mit reduzierten Entgelten und andersherum. Allerdings schwankt die Menge an abgeregelter Energie zwischen den Jahren stark, sodass eine Prognose der Anzahl an Stunden mit reduzierten Entgelten mit erheblicher Unsicherheit verbunden ist.

4 Bericht der Bundesnetzagentur über das Netzengpassmanagement (Juli 2023)

Aus ökonomischer Sicht gibt es keine ex-ante optimale Auslöseschwelle. Für die Pilotregion Schleswig-Holstein und Hamburg erscheint uns ein Schwellenwert in der Größenordnung von 500 Megawatt sinnvoll, da dies eine Verbrauchserhöhung mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit übersteigt. 2021 wäre dieser Schwellenwert bei 1.289 Stunden (ca. 15 Prozent aller Stunden im Jahr) erreicht worden.

5.3.3 Arten von Netzengpässen

Die Reduktion von Netzentgelten könnte ausgelöst werden durch die Abregelung Erneuerbarer Energien, unabhängig davon welcher Netzbetreiber die Abregelung veranlasst. Es ist allerdings auch denkbar zu unterscheiden, in welchem Netz die Ursache für die Abregelung liegt. In den vergangenen Jahren waren Engpässe im Übertragungsnetz für den Großteil der Abregelungen verantwortlich: Im Jahr 2021 lag die Ursache für Abregelungen beispielsweise zu 73 Prozent im Übertragungsnetz.⁵ Wegen der Zunahme dezentraler Erzeuger und Verbraucher steigt jedoch zukünftig vermutlich der Anteil der Engpässe im Verteilnetz.

Die Netzentgelte sollten nur bei Engpässen im Übertragungsnetz abgesenkt werden; denn nur dann entlastet ein lokaler Mehrverbrauch mit hoher Wahrscheinlichkeit den Engpass. Bei durch das Verteilnetz verursachten Engpässen ist die Wahrscheinlichkeit bei einer sinnvoll umgesetzten geographischen Auflösung hingegen geringer, dass eine lokale Verbrauchserhöhung den Engpass reduziert.

5.3.4 Zeitpunkt der Ankündigung der Absenkung

Die Veröffentlichung der betroffenen Zeitfenster muss kurzfristig genug erfolgen, um auf verlässlichen Wind-, Lastfluss- und Abregelungsprognosen basieren zu können. Gleichzeitig ist die Reaktion

der Lasten vermutlich umso höher, je länger der Planungsvorlauf ist.

Daher empfiehlt sich ein Zeitpunkt vor der Day-Ahead-Auktion, beispielsweise um 10:00 Uhr vormittags. Dann könnten die Verbraucher diese Information bei der Abgabe ihrer Gebote im vom Handelsvolumen her größten Spotmarkt berücksichtigen, wodurch eine möglichst große Nachfrage zu erhoffen ist.

5.4 Finanzierung

5.4.1 Umlage der Kosten

Die Absenkung der Netzentgelte führt zu Mindereinnahmen der Netzbetreiber. Außerdem kann eine temporäre Erhöhung der Last in unteren Spannungsebenen zu höheren vorgelagerten Netzkosten führen, beispielsweise wenn höhere Lastspitzen beim Strombezug aus vorgelagerten Netzen anfallen. Diese Mindereinnahmen bzw. Mehrkosten müssen an anderer Stelle gegenfinanziert werden, damit die Netzbetreiber weiterhin ihre durch die Erlösobergrenze ermittelten Kosten decken können.

Die Mindereinnahmen der Netzbetreiber sollten über eine Wälzung der Kosten kompensiert werden. Die Kosten könnten deutschlandweit gewälzt werden oder im gleichen Gebiet auf Stunden, in denen weniger oder keine Abregelung erfolgt.

Eine bundesweite Wälzung der Kosten könnte über eine neue Umlage erfolgen, analog zur §-19-Strom-NEV-Umlage. Für die überregionale Wälzung der Kosten spricht vor allem, dass Verbraucher in ganz Deutschland von der Vermeidung der Abregelung profitieren. Außerdem hat diese Variante den Vorteil, dass flexible Verbraucher einen ökonomischen Anreiz haben, sich in Regionen mit viel erneuerbarer Erzeugung anzusiedeln, da sie dort von den temporär reduzierten Netzentgelten profitieren. Neben den Flexibilisierungsanreizen entsteht somit auch ein netzdienlich sinnvoller Investitionsanreiz.

5 Monitoringbericht der BNetzA 2022

Bei der lokalen Kostenwälzung werden die Netzentgelte innerhalb der Region in den Stunden erhöht, in denen die Abregelung unterhalb der Auslöseschwelle liegt. Dies führt nicht zu Investitionsanreizen in dieser Region. Es ist im Gegenteil sogar wahrscheinlich, dass unflexible Verbraucher in der Überschussregion gegenüber dem Status quo höhere Kosten zu tragen hätten, weil sie die Netzentgelteinsparungen der flexiblen Verbraucher ausgleichen müssten. Dadurch bestünde ein Anreiz, Neuansiedelungen unflexibler Verbraucher in Regionen mit wenig erneuerbarer Abregelung zu tätigen. Allerdings wären die Anreize zur Flexibilisierung des Verbrauchs in dieser Variante etwas höher, da der Spreizung der Netzentgelte zwischen Stunden mit viel Abregelung und den übrigen Stunden noch stärker ausfallen würde.

Der größte Nutzen des Instruments besteht darin, systemdienliche Anreize zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs zu geben. Diese sind in beiden Varianten gegeben. Da die Netzentgelte in Ausbauregionen Erneuerbarer Energien in der Regel allerdings ohnehin schon höher sind als anderswo, wäre eine bundesweite Wälzung vorzuziehen. Dadurch schafft der Vorschlag auch einen Investitionsanreiz für systemdienliche flexible Verbraucher in Regionen mit viel erneuerbarer Abregelung.

6 Beispielhafte Berechnungen der Auswirkung eines solchen Instruments

Welchen Effekt eine temporäre Absenkung der Netzentgelte auf den Stromverbrauch hat, hängt davon ab, wie stark die Verbraucher auf die niedrigeren Kosten reagieren. Dies wird beschrieben als kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage. Je stärker die Verbraucher auf Preisänderungen reagieren (je höher die Preiselastizität), desto mehr Abregelung kann durch die Netzentgeltreduktion vermieden werden. Es gibt unterschiedliche Schätzungen zur Preiselastizität des Stromverbrauchs. Diese fällt langfristig höher aus als kurzfristig, da die Verbraucher Zeit brauchen, ihr Verhalten auf Preisschwankungen einzustellen, beispielsweise indem sie ihre Betriebsführung anpassen und Anlagen dementsprechend nachrüsten. Es ist davon auszugehen, dass das Instrument die Flexibilisierung des Verbrauchs vorantreiben wird, also einen Anstieg der Nachfrageelastizität in den betroffenen Regionen bewirkt.

Für eine quantitative Abschätzung der Effekte wird das Beispiel einer gemeinsamen Region aus Schleswig-Holstein und Hamburg verwendet. In dieser Region ist der größte Nutzen des Instruments wegen der häufig auftretenden Abregelung und der strukturell auftretenden Netzengpässe zu erwarten. Die Untersuchung zeigt, welchen Effekt das Instrument im Jahr 2021 gehabt hätte, wenn Arbeits- und Leistungspreise in allen Stunden mit mehr als 500 MW Abregelung ausgesetzt worden wären. Die Zeitreihe der Abregelung wurde anhand der in Schleswig-Holstein 2021 im Verteilnetz aufgetretenen Abregelungen, die in der Netzampel⁶ veröffentlicht werden, geschätzt.

6.1 Vermeidbare Abregelung in der Region Schleswig-Holstein und Hamburg

Annahmen: Die Netzentgelte schwanken stark zwischen den Spannungsebenen und Verbrauchertypen. Der Einfachheit halber nehmen wir einen durchschnittlichen Arbeitspreis von 6 ct/kWh an. Dies entspricht dem Netzentgelt in der Mittelspannung bei weniger als 2.500 Benutzungsstunden beim Verteilnetzbetreiber Schleswig-Holstein Netz im Jahr 2021. Weiterhin gehen wir davon aus, dass 65 Prozent der Verbraucher ein reduziertes Netzentgelt in Stunden mit viel Abregelung erhalten – dies entspricht etwa dem bundesweiten Anteil an Kunden mit Registrierender Leistungsmessung am gesamten Stromverbrauch. Als Preiselastizität verwenden wir den von Hirth et al. (2022) geschätzten Anstieg des Verbrauchs in Deutschland um 80 Megawatt bei einer Senkung der Stromkosten von 1 €/MWh. Für die Region Schleswig-Holstein und Hamburg ergibt sich daraus eine Verbrauchserhöhung von 42 Megawatt für jede Absenkung der Netzentgelte um 1 ct/kWh.

Ergebnis: Tabelle 2 fasst die Ergebnisse der Analyse zusammen. So wären bei einer Abregelungsschwelle von 500 Megawatt die Netzentgelte im Jahr 2021 bei 1.289 Stunden abgesenkt worden. Würden die Netzentgelte komplett ausgesetzt, also um 6 ct/kWh reduziert, würde der Stromverbrauch in diesen Stunden um 252 Megawatt ansteigen. Dies liegt deutlich unterhalb der Abregelungsschwelle, sodass zu keinem Zeitpunkt die Abregelung komplett zu vermeiden gewesen wäre. Das Instrument würde also lediglich zusätzlichen Stromverbrauch aus ansonsten abgeregelter Energie bewirken – es gibt also kein „Überschießen“. Bezogen auf die 1.845 Gigawattstunden abgeregelter Windenergie in

6 <https://www.netzampel.energy/home>

Effekt des kompletten Aussetzens von Leistungs- und Arbeitspreisen in der Region Schleswig-Holstein Hamburg.		Tabelle 2
Abregelungsauslöseschwelle		500 MW
Stunden mit Netzentgeltreduktion		1.289
Reduktion des Arbeitspreises		6,0 ct/kWh
Vermiedene Abregelung/Verbrauchserhöhung		327 GWh
Reduktion der Abregelung		17,6 %
Anstieg der Entgelte bei bundesweiter Wälzung (in ct/kWh)		< 0,03
Anstieg der Entgelte bei Wälzung in SH/HH (in ct/kWh)		< 0,63
Neon Neue Energieökonomik (2023)		

Schleswig-Holstein im Jahr 2021 würde die Abregelung somit um 17,6 Prozent reduziert.

6.2 Auswirkung auf die Einnahmesituation der Netzbetreiber

Auswirkung auf das „Netzentgeltkonto“: Für den gleichen Fall schätzen wir außerdem den Effekt der Netzentgeltabsenkung auf das „Netzentgeltkonto“. Darunter verstehen wir den Nettoeffekt zusätzlicher Einnahmen und Ausgaben aller Netzbetreiber, auch wenn diese in der Regel nicht immer beim selben Netzbetreiber anfallen. Den Einnahmefällen durch nicht mehr erhobene Netzentgelte stehen nämlich auch folgende Kosteneinsparungen und Mehreinnahmen gegenüber:⁷

→ Wenn Abregelung verhindert wird, müssen die Übertragungsnetzbetreiber keine Redispatch-Kraftwerke hinter dem Engpass aktivieren.

→ Auf zusätzlich verbrauchten Strom fallen Netzentgelte an (allerdings nur, wenn die Entgelte nicht auf null abgesenkt werden).
 → Wenn Abregelung verhindert wird, fallen die Kompensationsansprüche der Anlagenbetreiber weg. Seit Einführung des Redispatch 2.0 entsprechen diese allerdings nur der Marktprämie, die die Anlagenbetreiber in jedem Fall erhalten.

Annahmen: Den größten Posten der Einsparungen stellen die vermiedenen Kosten für positiven Redispatch dar, also das Hochfahren von Kraftwerken hinter dem Netzengpass. Da uns die genauen Kosten dafür nicht vorliegen, schätzen wir die untere Grenze: In stündlicher Auflösung multiplizieren wir den Spotpreis mit der benötigten Hochfahrerenergie. Die tatsächlichen Kosten werden diesen Wert jedoch mit Sicherheit überschreiten, da die Redispatch-Kraftwerke ansonsten im Spotmarkt aktiviert wären. Dadurch unterschätzen wir den entlastenden Effekt des Instrumentes auf das Netzentgeltkonto. Außerdem berücksichtigen wir nicht die vermiedene Entschädigung der Betreiber Erneuerbarer Energien durch die Marktprämie, da diese mit und ohne Abregelung anfällt.

Ergebnis: Tabelle 3 fasst die Auswirkungen des Instruments auf das Netzentgeltkonto zusammen. Für den Fall der kompletten Absenkung zeigt sich, dass

⁷ Bei den Rechnungen beziehen wir uns auf das im Redispatch 2.0 anvisierte System des bilanziellen Ausgleichs, die Abschätzung fällt im bisherigen Redispatch allerdings ähnlich aus.

Auswirkungen der temporären Netzentgeltabsenkung in Schleswig-Holstein und Hamburg auf das „Netzentgeltkonto“		Tabelle 3
	Absenkung um 0,01 ct/kWh	Absenkung auf null
Mindereinnahmen durch reduzierte Entgelte (in Mio. EUR)	-0,27	-157
Vermiedene Kosten für Hochfahrerenergie (in Mio. EUR)	> 0,02	> 14
Zusätzliche Netzentgelteinnahmen durch Mehrverbrauch (in Mio. EUR)	0,03	0
Nettobelastung des Netzentgeltkontos (in Mio. EUR)	> -0,21	> -143
Belastung des Netzentgeltkontos pro vermiedener Abregelung (in €/MWh)	> -391	> -437
Anstieg der Entgelte bei bundesweiter Wälzung (in ct/kWh)	< 0,000	< 0,03
Anstieg der Entgelte bei Wälzung in SH/HH (in ct/kWh)	< 0,001	< 0,63

Neon Neue Energieökonomik (2023)

die Mindereinnahmen durch die reduzierten Netzentgelte sehr wahrscheinlich nicht durch die entlastenden Effekte kompensiert werden können: Den Mindereinnahmen von 157 Millionen Euro stehen vermiedene Kosten von mehr als 14 Millionen Euro gegenüber. Auch wenn wir hier nur eine Untergrenze der vermiedenen Kosten bestimmen, wird klar, dass sich das Instrument mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit nicht selbst finanziert. Allerdings verdeutlicht das Zahlenbeispiel auch, dass die zusätzliche Belastung der Verbraucher bei einer deutschlandweiten Wälzung der Kosten mit weniger als 0,03 ct/kWh sehr gering ausfällt. Die §-19-StromNEV-Umlage fällt im Vergleich dazu mit 0,417 ct/kWh etwa 14-mal höher aus. Außerdem haben wir eine marginale Absenkung

der Arbeitspreise untersucht, um zu herauszufinden, ob das Bild ein anderes ist, wenn die Netzentgelte weniger stark abgesenkt werden. Doch auch in diesem Fall kann der Wegfall von Einnahmen höchstwahrscheinlich nicht kompensiert werden. Dies macht deutlich, dass das Instrument nicht wegen seines Effekts auf das Netzentgeltkonto implementiert werden sollte. Allerdings ist es grundsätzlich denkbar, dass das Defizit in Zukunft geringer ausfällt. Denn bei steigender Preiselastizität verursacht bereits eine geringere Absenkung der Entgelte größere Nachfrageeffekte und damit höhere Entlastungen des Netzentgeltkontos.

7 Fazit

Die regionale Reduktion von Netzentgelten in Zeiten mit viel Abregelung Erneuerbarer Energien stellt eine Ergänzung zum aktuellen Strommarktdesign dar. Der Hauptnutzen des Instruments liegt in der Erprobung dynamischer Netzentgelte und darin, Erfahrungen zur netzdienlichen Flexibilisierung der Nachfrage zu sammeln. Außerdem ermöglicht die temporäre und regional begrenzte Erhöhung des Stromverbrauchs zusätzliche grüne Wertschöpfung durch ansonsten abgeregelten erneuerbaren Strom.

Das vorgeschlagene Instrument wird nicht alle Herausforderungen im Bereich der Netzengpässe adressieren. Ein großer Vorteil ist aber, dass es kurzfristig umsetzbar ist und gleichzeitig kompatibel ist mit eventuellen zukünftigen Reformen, wie beispielsweise einer Gebotszonenteilung oder einer umfassenden Revision der Netzentgelte.

Im Rahmen der Einführung empfiehlt sich zunächst die Erprobung des Instruments in einer begrenzten Pilotregion. Dafür bietet sich die Region aus Schleswig-Holstein und Hamburg an, da ein Mehrverbrauch in dieser Region zu Zeiten von viel Abregelung mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit die Nord-Süd-Engpässe im Übertragungsnetz reduziert. Die gesammelten Erfahrungen würden helfen, die Reaktion der Verbraucher zukünftig besser abschätzen und darauf basierend die Parametrierung des Instruments weiterentwickeln zu können. Mittelfristig könnte das Instrument auch auf weitere Regionen mit hoher Abregelung Erneuerbarer Energien ausgerollt werden.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Chemie im Wandel

Die drei Grundpfeiler für die Transformation chemischer Wertschöpfungsketten

Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland

Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie

Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben

Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze

Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfunktionale Transformation

Rückenwind für Klimaneutralität

15 Maßnahmen für den beschleunigten Ausbau der Windenergie

Klimaneutrales Stromsystem 2035 (Zusammenfassung)

Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann

Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2023

Volle Leistung aus der Energiekrise

Mit Zukunftsinvestitionen die fossile Inflation bekämpfen

Durchbruch für die Wärmepumpe

Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand

Power-2-Heat

Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie

Schutz in der fossilen Energiekrise

Optionen für Ausgleich und Entlastung

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Stahl) – Update

Aktualisierte Analyse zur Stahlbranche

Klimaneutrales Stromsystem 2035 (Vollständige Studie)

Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann

Publikationen von Agora Energiewende

IN ENGLISH

Chemicals in transition

The three pillars for transforming chemical value chains

Levelised cost of hydrogen

Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful

15 Insights on the Global Steel Transformation

Decarbonisation in State-Owned Power Companies

Briefing from the workshop on 28–29 September 2022

From coal to renewables

A power sector transition in Kazakhstan

12 Insights on Hydrogen – Argentina Edition

Breaking free from fossil gas

A new path to a climate-neutral Europe

How Europe can make its power market more resilient

Recommendations for a short-term reform

Argentina as a hub for green ammonia

A forward-looking development strategy for addressing the global energy and climate crises

Overview of China's Energy Transition 2022

Chapter on Oil

Transforming industry through carbon contracts (Steel)

Analysis of the German steel sector

The driving forces behind the green transition in Europe and South Korea

A comparison between the European Green Deal and the Korean Green New Deal

Overview of China's Energy Transition 2022

Chapter on Natural Gas

Coal Phase-Out in Germany

The Multi-Stakeholder Commission as a Policy Tool

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin, Germany

P +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de