

IMPULS

Industrielle Energieflexibilität ermöglichen

Konzept einer Reform der Sondernetz-
entgelte für Großverbraucher



Bitte zitieren als:

Agora Energiewende, Agora Industrie, FIM und RAP (2024): Industrielle Energieflexibilität ermöglichen. Konzept einer Reform der Sondernetzentgelte für Großverbraucher.

Impuls

Industrielle Energieflexibilität ermöglichen.
Konzept einer Reform der Sondernetzentgelte für Großverbraucher.

Erstellt von

Agora Industrie und Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
P +49 (0)30 700 14 35-000

www.agora-industrie.de
info@agora-industrie.de

www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

In Kooperation mit

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT
Alter Postweg 101
86159 Augsburg
T +49 821 480400-0
www.fim-rc.de
sekretariat@fim-rc.de

Regulatory Assistance Project Deutschland
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin
www.raponline.org
info@raponline.org

Projektleitung

Helen Rolfig
helen.rolfig@agora-industrie.de
Philipp Godron
philipp.godron@agora-energiewende.de

Autorinnen und Autoren

Helen Rolfig, Dr. Julia Metz (Agora Industrie);
Philipp Godron, Thorsten Lenck (Agora Energiewende);
Andreas Jahn (Regulatory Assistance Project);
Prof. Dr. Dr. h. c. Hans Ulrich Buhl, Markus
Pichlmeier, Michael Schneider (FIM Forschungsinstitut
für Informationsmanagement und Institutsteil
Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT)

Danksagung

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen hat diesen Impuls möglich gemacht. Für die tatkräftige Unterstützung bedanken möchten wir uns daher bei Frank Jordans, Frank Peter (alle Agora Industrie), Simon Müller (Agora Energiewende) sowie Alexandra Steinhardt und Anja Werner (alle Agora Think Tanks). Wir danken außerdem allen Workshop-Teilnehmer:innen, die mit ihrem wertvollen Feedback zu diesem Impulspapier beigetragen haben.

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Dekarbonisierung des Stromsystems mit Wind- und Solarenergie führt zu einem stärker fluktuierenden Stromangebot und damit auch zu fluktuierenden Strompreisen. In diesem Kontext gewinnt die flexible Stromnachfrage aller Verbraucher an Bedeutung. Industrielle Verbraucher können ihren Strombezug in einem gewissen Maß flexibilisieren und so von günstigen Strompreisen profitieren. Die derzeitige Netzentgeltregelung für industrielle Verbraucher stammt jedoch aus einer Zeit, in der wenig flexible Kraftwerke das Stromsystem dominiert haben, und belohnt aus diesem Grund den gleichmäßigen Strombezug.

Agora begrüßt das Vorhaben der Bundesnetzagentur (BNetzA), insbesondere die Sonderregelung der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) § 19 Abs. 2 weiterzuentwickeln und unterbreitet im vorliegenden Impuls einen Vorschlag für eine Reform.

Wir wünschen Ihnen eine angenehme Lektüre.

Simon Müller
Direktor Deutschland, Agora Energiewende

Frank Peter
Direktor, Agora Industrie

→ Ergebnisse auf einen Blick

- 1 **Die Stromnetzentgeltverordnung zwingt industrielle Verbraucher faktisch zu gleichmäßigem Strombezug und macht Strom für alle teurer.** Rund 400 Industriebetriebe beziehen circa 50 Prozent des deutschen Industriestrombedarfs (90 TWh Strom im Jahr) unter der sogenannten Bandlastregelung. Die Regelung ist für einzelne Unternehmen attraktiv, setzt aber für das Gesamtsystem Fehlanreize und erhöht so die Systemkosten unnötig.
- 2 **Die vorgeschlagene Nachfolgeregelung baut bestehende Hemmnisse ab und honoriert Flexibilität.** Als größtes Hemmnis wird die Benutzungsstundenregel abgeschafft, die gleichmäßigen Strombezug in 7.000 oder mehr Stunden im Jahr erfordert. Schrittweise wird stattdessen die Gewährung von Sondernetzentgelten an flexibleren Strombezug gekoppelt. Messlatte ist ein Mindestmaß an Reaktion auf ein neues Entgeltsystem, das die erwartete Netzauslastung abbildet. Außerdem wird der Arbeits- gegenüber starren Leistungspreisen gestärkt.
- 3 **Wird Industrie-Flexibilität genutzt, birgt dies Vorteile für Industrie und Stromsystem.** Die industriellen Potenziale zur Lastreduktion und -erhöhung über einen Zeitraum von bis zu vier Stunden entsprechen rund 20 Prozent der durchschnittlichen Last im deutschen Stromsystem. Ohne die Bandlastregelung können Industriebetriebe sparen, indem sie mehr Strom zu Zeiten günstiger Preise beziehen. Gleichzeitig sinken durch effizientere Netzauslastung die Kosten des Stromnetzes, was allen Verbrauchern zu Gute kommt.
- 4 **Ein verlässlicher Transformationspfad schafft Planungssicherheit für Unternehmen und Netzbetreiber.** Anforderungen zur Flexibilitätsbereitstellung sollten sich im Einklang mit den technischen Möglichkeiten der industriellen Prozesse entwickeln. So profitieren Betriebe von einem verlässlichen Rahmen für Investitionen in Flexibilität; Netzbetreiber erhalten ein Instrument für effizienten Netzbetrieb und -ausbau. Perspektivisch bietet die Neuregelung die Grundlage für eine umfassende Netzentgeltreform für ein klimaneutrales Stromsystem.

Inhalt

Zusammenfassung	5
1 Industrielle Energieflexibilität als zentraler Baustein für die Energiewende	10
2 Flexibilitätshemmnisse in der aktuellen Ausgestaltung der (Sonder-)Netzentgelte	12
3 Grundsätze einer Reform	14
4 Reform der Netzentgeltermittlung gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV für Bandlastkunden	16
4.1 Erhöhung der Arbeitspreiskomponente und Einführung von Lastfenstern für netzdienlichen Betrieb	16
4.2 Kurz- bis mittelfristige Weiterentwicklung	18
4.3 Mittel- bis langfristige Weiterentwicklung	19
4.4 Langfristige Weiterentwicklung	20
5 Reform der Ermittlung individueller Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV	21
5.1 Wegfall der Benutzungsstundenregelung und Anpassung des Schwellenwerts für den Erhalt individueller Netzentgelte	21
5.2 Markt- und netzdienliches Verhalten als Voraussetzung für den Erhalt von Sondernetzentgelten	21
6 Zusammenführung der beiden Reformvorschläge	24
7 Fallstudie eines Papierproduzenten in Süddeutschland	27
7.1 Rahmenbedingungen der Fallstudie	27
7.2 Vergleich der Berechnungssystematiken	29
7.3 Diskussion	32
8 Abschließende Bemerkungen und Ausblick	34
Literaturverzeichnis	35

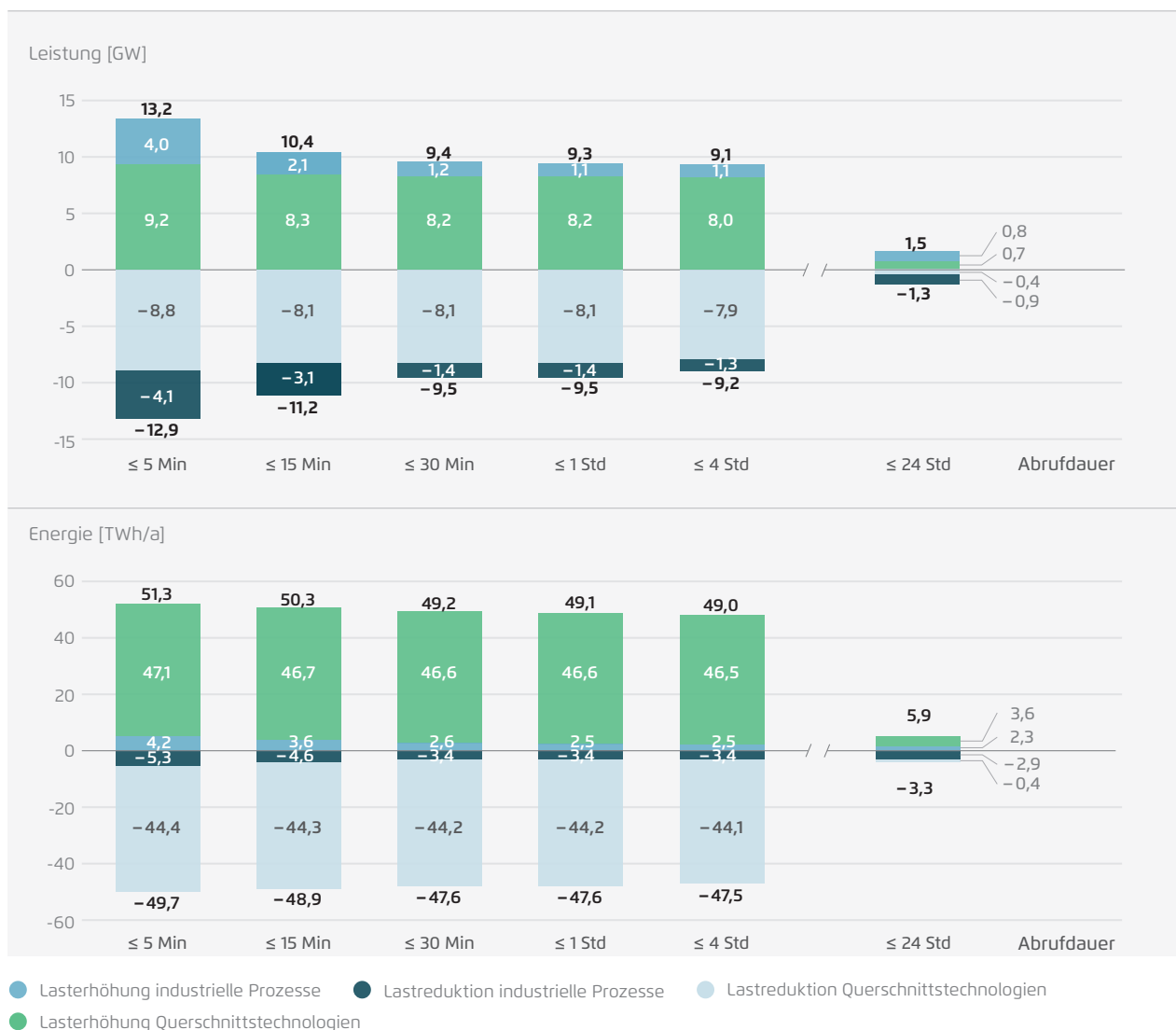
Zusammenfassung

Die Flexibilisierung der Stromnachfrage ist ein entscheidender Baustein für das erfolgreiche Gelingen der Energiewende. Steigende Anteile von Erneuerbaren Energien führen zu einem stärker fluktuierenden Stromangebot und damit auch zu einer größeren Bandbreite an Strompreisen. Die flexible industrielle Stromnachfrage wird neben anderen

Flexibilitätsoptionen wie E-Mobilität entscheidend sein, um Strom kosteneffizient markt- und netzdienlich zu nutzen. Beispielsweise in Zeiten hoher Einspeisung von Windenergie und Solarstrom können sowohl die Industrie als auch andere Verbraucher von günstigen Strompreisen profitieren, wenn sie ihre Nachfrage flexibilisieren können.

Flexibilitätspotenziale und -perspektiven der deutschen Industrie

Abb. A



Agora Energiewende, Agora Industrie, FIM und RAP basierend auf Datenerhebung des Projektes SynErgie (2024)

Bereits heute verfügen produzierende Unternehmen und die energieintensive Industrie über erhebliche technische Potenziale, Teile ihrer Last zu flexibilisieren. Für eine Abrufdauer von bis zu 15 Minuten liegen Potenziale und – bei entsprechender Anpassung von Produktionsprozessen – Perspektiven zur Flexibilisierung der Leistung industrieller Prozesse und Querschnittstechnologien von 11,2 Gigawatt (Lastreduktion) beziehungsweise 10,4 Gigawatt (Lasterhöhung) vor. Dies entspricht etwa einem Fünftel der durchschnittlichen Stromlast in Deutschland.¹ Perspektivisch gibt es auch für eine Abrufdauer von bis zu 4 Stunden ähnlich signifikante technische Flexibilitätspotenziale und –perspektiven in der Größenordnung von rund 9 GW sowohl zur Lastreduktion als auch zur Lasterhöhung (siehe Abbildung A).

Gleich mehrere Regelungen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) hemmen heute einen flexibleren Strombezug der Industrie.

→ Die aktuellen **Sonderregelungen für Bandlastkunden** (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV) zwingen industrielle Großverbraucher de facto zu gleichmäßigem Stromverbrauch. Die Höhe der Netzentgeltreduktionen bemisst sich an den Benutzungsstunden, die mindestens 7.000 Stunden betragen müssen. Diese werden als Quotient von Jahresenergieverbrauch und individueller Spitzenlast berechnet. Ein flexibler Strombezug wird bestraft, weil sowohl die temporäre Reduktion des Stromverbrauchs (zum Beispiel bei Preisspitzen) als auch die Erhöhung (zum Beispiel bei negativen Preisen) die Benutzungsstunden reduziert. Die Regel reizt daher kontinuierlichen und teils sogar unnötigen Mehrverbrauch an.

→ Die allgemeinen Grundsätze zu **Netzentgeltbildung gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV** bilden die Basis auch für die Zusammensetzung der Netzentgelte der industriellen Großverbraucher. Für sie ist die Komponente der Jahresleistungspreise mit einem

Anteil von bis zu 80 Prozent an den Netzentgelten von besonderer Bedeutung. Diese Systematik stellt somit für alle gewerblichen und industriellen Letztverbraucher – auch diejenigen, die unter die oben genannte Bandlastprivilegierung fallen – einen starken Anreiz dar, Lastspitzen auch dann zu vermeiden, wenn eigentlich ausreichende Netzkapazitäten vorhanden sind. Es bedarf somit neben einer Überarbeitung des Bandlastprivilegs auch einer übergeordneten Reform, welche die grundsätzlichen Flexibilitätshemmnisse der Jahresleistungspreise überwindet.

Die nachfolgend vorgestellten Reformvorschläge zielen darauf ab, diese Hemmnisse abzubauen und schrittweise markt- und netzdienliche Flexibilität anzureizen.

A. Übergeordnetes Ziel und Grundsätze einer Reform

→ **Abbau von Flexibilitätshemmnissen und Schaffung von Flexibilitätshemmnissen:** Die nachfolgend vorgestellten Reformvorschläge stellen eine Möglichkeit dar, die bestehenden Flexibilitätshemmnisse schrittweise abzubauen sowie im zeitlichen Verlauf zunehmende Anreize für markt- und netzdienliche Flexibilitätserbringung zu setzen.

→ **Grundsätzlicher Erhalt des bisherigen Adressatenkreises:** Auch reformierte Sondernetzentgelte sollten zunächst den Kreis der heute rund 400 Bandlastverbraucher adressieren. So kann eine neue Netzentgeltsystematik mit einem klar definierten Verbraucherkreis eingeführt werden, was Planungssicherheit gewährt und neue Umverteilungen reduziert. Gleiches gilt für den Reformvorschlag bezüglich der Jahresleistungspreise. Dieser sollte zunächst ebenfalls nur für den Kreis der Bandlastverbraucher gelten. Nach Etablierung bietet es sich mittelfristig an, eine Ausweitung auf alle Endverbraucher mit registrierender Leistungsmessung zu prüfen.

¹ Die durchschnittliche Last im deutschen Stromsystem entsprach im Jahr 2023 circa 52 Gigawatt (ENTSO-E Transparency Platform, 2024).

→ **Relative Aufkommensneutralität:** Aufkommensneutralität bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Gruppe der privilegierten Netznutzer im Durchschnitt keine Änderung ihrer relativen Netzentgeltermäßigung erfährt – und sich damit ihr Anteil am Netzentgeltaufkommen nicht verändert. Über die Zeit findet jedoch eine gewisse Umverteilung innerhalb dieser Gruppe von weniger flexiblen hin zu flexibleren Unternehmen statt. Um das Netzentgeltaufkommen der Gruppe möglichst auf gleichem Niveau zu erhalten, wird entsprechend der Verteilung der Verbrauchsmengen von privilegierten und nicht-privilegierten Unternehmen die heutige 10-GWh-Grenze wahrscheinlich angehoben werden müssen, da ja die bisherige zweite Bedingung für die Privilegierung, die Mindestzahl an Benutzungsstunden, wegfällt.

→ **Ein verlässlicher Transformationspfad reduziert die Risiken und Kosten für alle Beteiligten:** Den heutigen Bandlastkunden wird ein verlässlicher Transformationspfad aufgezeigt, der Planungssicherheit für Investitionen und den Betrieb gewährt. Übergangszeiten und klar definierte, ambitionierte aber zugleich realistische Entwicklungsschritte hin zu mehr Flexibilität wirken dabei als Absicherung, um Anpassungen der Produktionsprozesse und erforderliche Investitionen planbar zu machen. Die zügige Abschaffung der Benutzungsstundenregel vermeidet eine Orientierung an festen Werten und honoriert stattdessen die inkrementelle Erhöhung der Flexibilitätsbereitstellung.

→ **Kompatibilität mit EU-Recht:** Eine Fortführung von Sondernetzentgelten muss mit dem geltenden EU-Recht kompatibel sein und darf keine Beihilfe darstellen. Die Reform des § 19 Abs. 2 StromNEV sollte anschlussfähig an eine zukunftsfähige allgemeine Netzentgeltsystematik sein, die Anreize für netz- und marktdienliches Netznutzungsverhalten beinhaltet. Darüber hinausgehende, industriepolitische Privilegierungen würden das Instrument überfrachten und sollten daher, so politisch gewünscht, im Rahmen ergänzender Instrumente umgesetzt werden.

B. Abbau von Flexibilitätshemmnissen

→ **Reduktion der Leistungspreiskomponente und Stärkung der zeitlich flexibilisierbaren Arbeitspreiskomponente:** Zu diesem Zweck sollte der Anteil der Leistungspreiskomponente schrittweise reduziert und der Anteil der Arbeitspreiskomponente am Netzentgeltaufkommen energieintensiver Letztverbraucher schrittweise erhöht werden. Die Leistungspreiskomponente sollte mittelfristig auf ein sehr niedriges Maß abgesenkt werden; gegebenenfalls ist in einem Zielsystem sogar ein Entfall des Leistungspreises denkbar. Zudem sollten die Arbeitspreise schrittweise anhand der Netzauslastung differenziert werden.

→ **Abschaffung der Benutzungsstundenregel:** Die Benutzungsstundenregelung sollte aufgegeben werden, da diese Sprungstellen schafft, jenseits derer die Netzentgelte sprunghaft absinken. Stattdessen sollte die Definition des Adressatenkreises der energieintensiven Letztverbraucher anhand eines Schwellenwerts erfolgen, so dass nur eine einzige Sprungstelle verbleibt. Für die über diesen einen Schwellenwert hinausgehende Jahresarbeit steigen die Netzentgelte damit kontinuierlich an; etwaige artifizielle Optimierungen entlang regulatorischer Sprungstellen entfallen.

C. Schaffung von Flexibilitätsanreizen

→ **Festlegung von Lastfenstern anhand von räumlicher und zeitlicher Netzauslastung:** Grundsätzlich sollen die Verbraucher ihren Strombezug nach Bedarf und Kosten optimieren können. Um die verfügbaren Netzkapazitäten zu integrieren, weisen Netzbetreiber innerhalb eines Monats oder Quartals Lastfenster aus, in denen das Netz stark bzw. wenig ausgelastet ist (Hochlast- und Niedriglastfenster). Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber legen diese Lastfenster anhand von Prognosen zur lokalen Einspeisung, zum lokalen Verbrauch und zu bestehenden Netzrestriktionen in Abhängigkeit von Zeit, Ort und Netzebene fest. Preissignale auf nachgelagerten Ebenen müssen das Signal der vorgelagerten Ebene dabei mit reflektieren. Die

konkrete Ausgestaltung der Lastfenster obliegt den jeweiligen Netzbetreibern, die diese im Zeitablauf immer besser anhand der jeweiligen Netzcharakteristika und Saisonalitäten differenzieren können.

→ **Flexibilitätserbringung in Hoch- und Tieflastfenstern zum Erhalt von Sondernetzentgelten:**

Energieintensive Unternehmen müssen für den Erhalt von Sondernetzentgelten im Vergleich zu ihrer Durchschnittslast in Hochlastfenstern die durchschnittliche aus dem Netz bezogene Last innerhalb eines Monats oder Quartals um einen bestimmten Prozentsatz reduzieren beziehungsweise in Niedriglastzeiten die durchschnittliche aus dem Netz bezogene Last erhöhen. Die Hoch- und Niedriglastfenster sollten dazu dienen, Spitzenlasten im Netz zu verringern und damit die vorhandenen Netzkapazitäten besser auszulasten. Dabei bleibt den Unternehmen freigestellt, ob sie in Niedriglastfenstern ihre Last erhöhen oder in Hochlastfenstern ihre Last verringern oder die Anforderungen durch eine Kombination von beidem erfüllen, da die Potentiale zur Lasterhöhung beziehungsweise -reduktion individuell unterschiedlich sind. Weiterhin ist den Unternehmen freigestellt, welche Lastfenster sie zur Lastreaktion nutzen, und ob sie über einen kürzeren Zeitraum Last stärker reduzieren, oder über einen längeren Zeitraum in geringerem Maß – solange sie über Monats- oder Quartalszeiträume insgesamt die vorgegebenen Flexibilitätsanforderungen erfüllen.

Wenn zum Beispiel die Flexibilitätsanforderung bei 3 Prozent liegt, so wird diese erfüllt, wenn ein Unternehmen mit einer Durchschnittslast von 10 MW seine Last über den gesamten Zeitraum eines Niedriglastfensters um 0,3 MW oder zu einem Zehntel des Zeitraums um 3 MW erhöht.

Sollten Unternehmen die Flexibilitätsanforderungen in einem bestimmten Zeitraum (zum Beispiel einem Monat) nicht erfüllen, so sollte der Anspruch auf Sondernetzentgelte nur für diesen Zeitraum entfallen. Zudem muss geprüft werden, welche zusätzlichen Netzentgeltbelastungen sich durch Lastspitzen im Rahmen von netz- und marktdienlichem Verhalten ergeben, solange

die Leistungspreiskomponente in der kurzen bis mittleren Frist noch signifikanten Einfluss auf die Netzentgelte hat, und bei Bedarf entgegensteuert werden.

→ **Ausgestaltung und Höhe der Sondernetzentgelte:**

Die Höhe der Netzentgeltreduktionen bemisst sich in Abhängigkeit der erbrachten Flexibilität und könnte beispielsweise angelehnt an die heutige Regelung zwischen 80 und 90 Prozent betragen. Bei geringeren Netzentgeltreduktionen kann – unter Wahrung der Aufkommensneutralität – auch weiteren Großverbrauchern eine Vergünstigung eingeräumt werden.

→ **Die Flexibilitätsanforderungen könnten dabei generisch ausgestaltet werden.** Die anfangs geringen Flexibilitätsanforderungen steigen in unserem Reformvorschlag über die Jahre hinweg kontinuierlich an. Dabei sollte nur die relative Höhe der Flexibilitätsbereitstellung vorgegeben werden, da die Potentiale zur Lasterhöhung beziehungsweise -reduktion individuell unterschiedlich sind.

→ **Alternativ lassen sich mit einem branchenspezifischen Top-Runner-Ansatz die Flexibilitätspotentiale der verschiedenen Industrien unter Umständen effizienter heben.** Daher sollte die BNetzA prüfen, ob sie Vorgaben zum Grad der Flexibilisierung alternativ zu allgemeingültigen Vorgaben auf Basis von branchenspezifischen Benchmarks ermitteln könnte.

→ **Mittel zur Flexibilitätserbringung:** Die Art und Weise, wie die geforderte Flexibilität erbracht wird, obliegt dem Verbraucher. Diese Technologieoffenheit bezieht Eigenerzeugung und Speicher entsprechend mit ein.

D. Zusammenführung der Reformvorschläge für § 17 Abs. 2 StromNEV und § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV

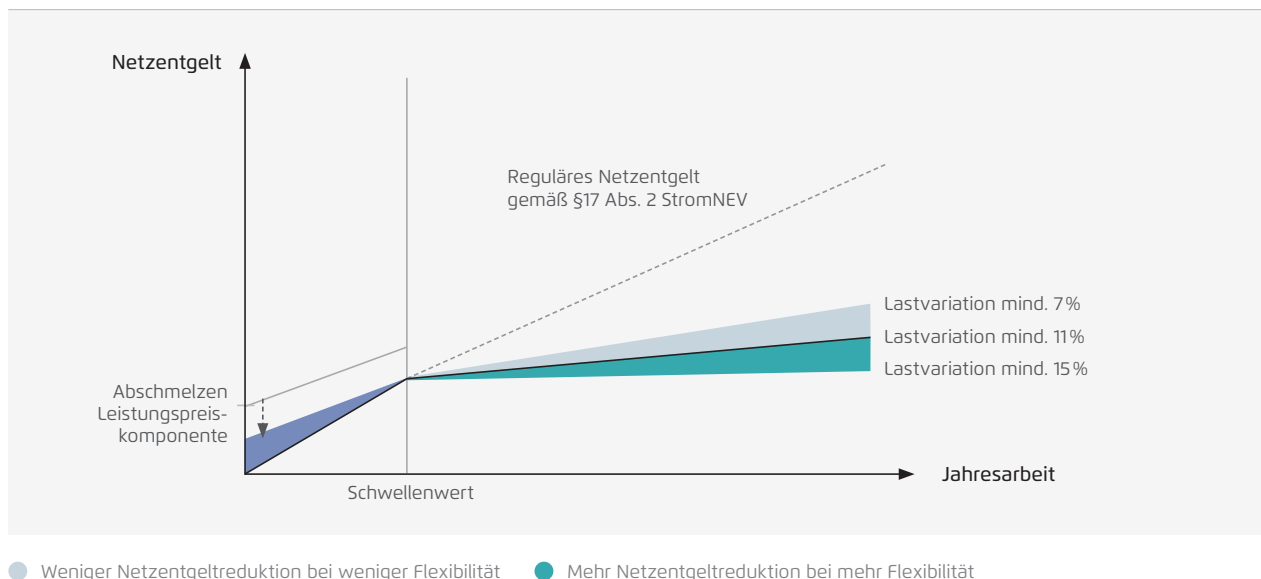
Die singuläre Reformierung der Bandlastprivilegien des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV ist nicht zielführend. Unsere Vorschläge hingegen erlauben es, langfristig

die Sprungstellen in der Netzentgeltfunktion aufzulösen. Maßgeblich sind hierfür die langfristige Senkung der Leistungspreiskomponente auf ein sehr niedriges Maß bzw. auf 0. Über netzdienliches Verhalten kann sich die Industrie weiterhin für den Erhalt der Sondernetzentgelte qualifizieren. Dieses Anreizsystem könnte perspektivisch auch auf die übrigen Letztverbraucher ausgeweitet werden. So könnten die Sondernetzentgelte in ein neues System

integriert werden, in dem die Netzentgelte für alle Letztverbraucher mit der Jahresarbeit kontinuierlich zunehmen und Anreize für netzdienliches Verhalten gegeben sind (siehe Abbildung B). Gleichzeitig bietet die Neuregelung im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen zur Unterstützung der Industrie so die Grundlage für eine langfristig wettbewerbsfähige Industrie in einem klimaneutralen Stromsystem.

Zusammenwirken der Reformvorschläge für § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV und § 17 Abs. 2 StromNEV; dargestelltes Jahr: 2036

Abb. B



Agora Energiewende, Agora Industrie, FIM und RAP (2024)

1 Industrielle Energieflexibilität als zentraler Baustein für die Energiewende

Die schnelle und umfassende Flexibilisierung der Stromnachfrage im deutschen Energiesystem ist ein entscheidender Baustein für das erfolgreiche Gelingen der Energiewende. Laut dem Bericht der BNetzA zur Versorgungssicherheit in Deutschland (2023) ist zum Ausgleich einer zunehmend

volatileren Einspeisung Erneuerbarer Energien von zentraler Bedeutung, dass industrielle Prozesse und Querschnittstechnologien bis 2031 mindestens acht Gigawatt Flexibilität als drosselbare Leistung bereitstellen. Aktuelle Erhebungen und Hochrechnungen, die im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie

Flexibilitätpotenziale und -perspektiven der deutschen Industrie

Abb. 1



Agora Energiewende, Agora Industrie, FIM und RAP basierend auf Datenerhebung des Projektes SynErgie (2024)

(2021a)² durchgeführt wurden, zeigen, dass in der deutschen Industrie erhebliche Flexibilitätspotenziale und -perspektiven vorliegen. Diese Analysen basieren auf einer wissenschaftlich begleiteten, branchenübergreifenden Erhebung von Flexibilitätspotenzialen und Flexibilitätsperspektiven aus repräsentativen industriellen Schlüsselproduktionsprozessen und Querschnittstechnologien. Für eine Abrufdauer von bis zu 15 Minuten zeigen sich bei industriellen Produktionsprozessen und Querschnittstechnologien im Hinblick auf die flexibilisierbare Leistung Flexibilitätspotenziale und -perspektiven von bis zu 11,2 GW (Lastreduktion) beziehungsweise 10,4 GW (Lasterhöhung). Für bis zu 4 Stunden sind die Potenziale mit 9,1 GW (Lasterhöhung) und 9,2 GW (Lastreduktion) ähnlich signifikant. Zum Vergleich: Alle deutschen Pumpspeicherkraftwerke weisen derzeit zusammen eine installierte Leistung von 6,3 GW auf (Bundesnetzagentur, 2024a).

Industrielle Energieflexibilität kann und muss vor diesem Hintergrund zu einem wichtigen Baustein einer bezahlbaren und versorgungssicheren Energiezukunft in Deutschland und Europa werden.

Allerdings sind dazu dringend Anpassungen an den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen vorzunehmen, da diese bislang – wie auch das Eckpunktepapier der BNetzA zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich (2024b) hervorhebt – energieintensive Letztverbraucher faktisch zum konstanten Strombezug zwingen.³ Wir begrüßen deshalb das Ziel der BNetzA, zum 1. Januar 2026 eine von § 19 Abs. 2 StromNEV abweichende Festlegung zur Setzung markt- und netzdienlicher Anreize durch ein Sondernetzentgelt für Industriekunden zu erlassen sowie die derzeitige allgemeine Netzentgeltsystematik einer Prüfung zu unterziehen und gegebenenfalls erforderliche Reformen einzuleiten.

² SynErgie: Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung

³ Im Rahmen des SynErgie-Projekts wurden die Auswirkungen der veralteten Regulierung auf das Heben des technisch vorhandenen Flexibilitätspotenzials der Industrie u. a. am Beispiel einer flexiblen Luftzerlegungsanlage (Synergie, 2021b) sowie in der Papierindustrie (Synergie, 2021a) diskutiert.

2 Flexibilitätshemmnisse in der aktuellen Ausgestaltung der (Sonder-)Netzentgelte

Der Leistungspreis „bestraft“ Lastspitzen und verhindert damit verstärkten Strombezug in Zeiten hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien. Eine Energieflexibilitätsmaßnahme bezeichnet eine gezielte und messbare Änderung des Stromverbrauchs als Reaktion auf ein externes Signal wie beispielsweise ein Preissignal. Ein flexibles Verhalten kann jedoch Lastspitzen und in der Folge deutlich erhöhte Netzentgelte verursachen. Lastspitzen führen erstens zu einer Erhöhung der allgemeinen Netzentgelte gemäß §17 Abs. 2 StromNEV und reduzieren zweitens die Anzahl der Benutzungsstunden, die für den Anspruch auf individuelle Netzentgelte gemäß §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV entscheidend sind. Da die allgemeinen Netzentgelte gemäß §17 Abs. 2 StromNEV die Bemessungsgrundlage für die Netzentgeltreduktionen gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV darstellen, führen Lastspitzen bei energieintensiven Unternehmen deshalb durch die Erhöhung der Bemessungsgrundlage einerseits und die Reduzierung oder gar Gefährdung der Netzentgeltreduktionen andererseits zu einer doppelten „Bestrafung“. Energieintensive Unternehmen verfolgen deshalb in ihrem Energiemanagement konsequent das Ziel der Lastspitzenminimierung – auch dann, wenn hohe Einspeisemengen aus Erneuerbaren Energien aus marktlicher und netzseitiger Perspektive das Gegenteil erfordern würden. Auch Lastreduktionen in Zeiten niedriger Einspeisung Erneuerbarer Energien und entsprechend hohem fossilen Anteil im Stromsystem werden durch das Bandlastkriterium mit mindestens 7.000 Benutzungsstunden regulatorisch stark gehemmt, was zu unnötigen CO₂-Emissionen und Energieverschwendung führt.

Dieses grundsätzliche Hemmnis für den Einsatz von Energieflexibilität betrifft nicht nur die energieintensive Industrie, sondern alle produzierenden Unternehmen. Bei Netznutzern mit Leistungsmessung setzt sich das Netzentgelt aus einer Arbeits- und einer Leistungspreiskomponente zusammen. Letztere wird über die individuelle jährliche

Lastspitze bestimmt. Die Anteile der Arbeits- und Leistungspreiskomponente am Gesamtnetzentgelt sind unter anderem von der Spannungsebene und den Benutzungsstunden des Netznutzers abhängig. Bei Netznutzern mit Leistungsmessung und über 2.500 Benutzungsstunden (in der Regel produzierende Unternehmen) überwiegt die Leistungspreiskomponente deutlich und kann mehr als 80 Prozent der Netzentgelte verursachen. Unternehmen müssen deshalb beim Auftreten von Lastspitzen, die beispielsweise durch markt- und netzdienliche Flexibilitätsmaßnahmen bei hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien hervorgerufen werden können, mit einer ganzjährigen Erhöhung von Netzentgelten durch die Zahlung einer höheren Leistungspreiskomponente rechnen.

Die Bandlastprivilegierung gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV fördert durch die Benutzungsstundenregelung sowie die Sprungstellen einen inflexiblen Verbrauch und Ineffizienzen. Industrielle Verbraucher erhalten individuelle Netzentgelte, wenn sie eine Jahresarbeit von mehr als 10 GWh vorweisen und eine festgelegte Benutzungsstundenzahl erreichen. Diese Netzentgeltreduktionen belaufen sich auf bis zu 80 Prozent ab 7.000 Benutzungsstunden, 85 Prozent ab 7.500 Stunden sowie bis zu 90 Prozent ab 8.000 Stunden. Diese Privilegierung war in einem Stromsystem mit Grundlastkraftwerken nachvollziehbar. Im Zuge der Energiewende setzt diese jedoch einen falschen Anreiz für Inflexibilität und eine gleichmäßige Stromabnahme und kann Situationen kritischer Netzzustände weiter verschärfen und sich damit netzschädlich auswirken. Die drei sprunghaften Reduktionen schaffen jeweils Anreize für Unternehmen, ihre Netzentgelte durch eine höhere Jahresarbeit oder mehr Benutzungsstunden zu senken und damit zu teilweise marktlich und netzseitig ungünstigen Zeiten Strom zu beziehen. Die Vergünstigungen führen trotz einer größeren Jahresarbeit zu insgesamt geringeren Netzentgelten und schaffen einen Anreiz zur Ineffizienz.

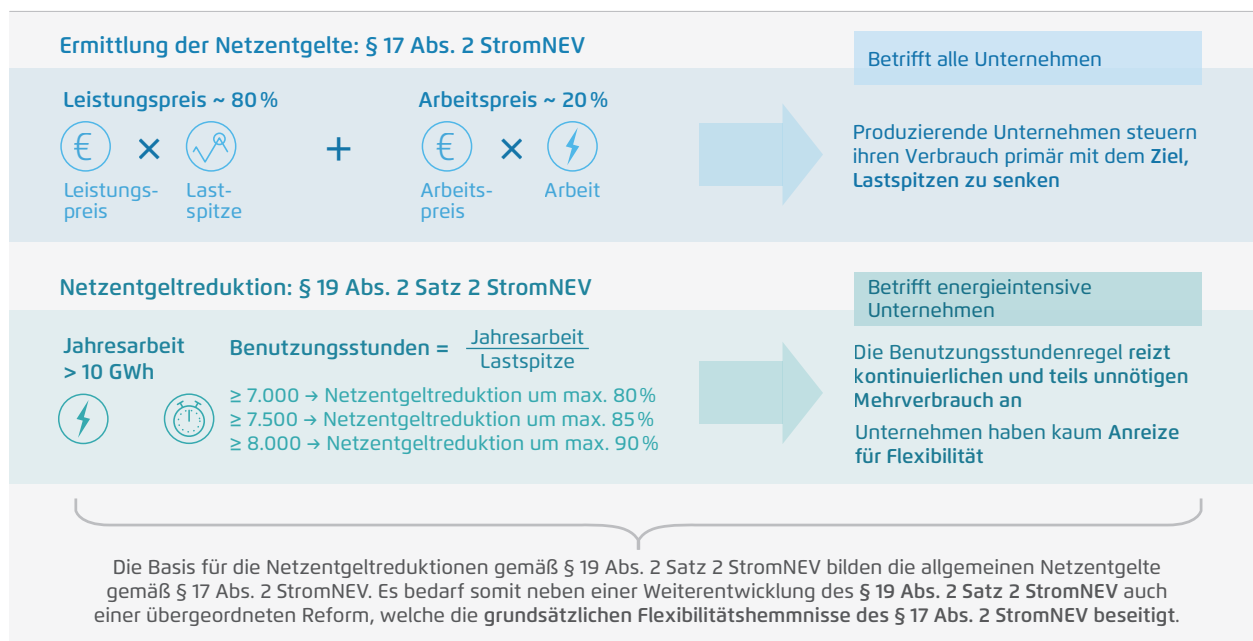
In Summe reizt die derzeitige Netzentgeltregulierung somit – insbesondere für die energieintensive Industrie – kein markt- und netzdienliches Verhalten an. Wie eine im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie durchgeführte Studie (SynErgie, 2021a) anhand eines Beispiels aus der Papierindustrie verdeutlicht, ist es aufgrund der oben beschriebenen regulatorischen Hemmnisse für energieintensive Unternehmen unwirtschaftlich, die bestehende Energieflexibilität im wünschenswerten Umfang zu vermarkten. Die Ergebnisse zeigen, dass energieintensive Unternehmen derzeit den Großteil des bestehenden Flexibilitäts- und CO₂-Reduktionspotenzials nicht wirtschaftlich erschließen können.

Ein Reformvorschlag des §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV zum Abbau von Flexibilitätshemmnissen muss deshalb auch die grundsätzlichen Flexibilitätshemmnisse des § 17 Abs. 2 StromNEV adressieren. Die derzeitige Netzentgeltsystematik in der Industrie setzt aufgrund der hohen Gewichtung der

Leistungspreiskomponente starke Anreize zu einem möglichst gleichmäßigen Stromverbrauch. Gleichzeitig können kurzzeitige Lastspitzen im Jahresverlauf zu einem deutlichen Anstieg der Netzentgelte führen. Aufgrund der Tatsache, dass der Reduzierung gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV die allgemeinen Netzentgelte, die nach § 17 Abs. 2 StromNEV ermittelt werden, zugrunde liegen, würde eine reine Anpassung der Sondernetzentgelte nicht automatisch zu einem deutlich flexibleren Abnahmeverhalten industrieller Letztverbraucher führen. Unser nachfolgender Reformvorschlag zielt somit zunächst darauf ab, die negativen Auswirkungen von Lastspitzen auf die Ermittlung der Netzentgelte schrittweise zu beheben. Dafür ist sowohl eine Reform von § 17 Abs. 2 StromNEV als auch von § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV notwendig. Abbildung 2 stellt die Bemessungsgrundlage der Netzentgelte in der StromNEV dar und verdeutlicht die Doppelbestrafung von Lastspitzen bei energieintensiven Unternehmen.

Hemmnisse für die Flexibilitätserbringung in der StromNEV

Abb. 2



Agora Energiewende, Agora Industrie, FIM und RAP (2024)

3 Grundsätze einer Reform

Für den hier präsentierten Reformvorschlag sind folgende Grundsätze zu beachten:

Abbau von Flexibilitätshemmnissen und Schaffung von Flexibilitätsanreizen: Der Reformvorschlag sollte die bestehenden Flexibilitätshemmnisse abbauen, die sich sowohl aus der derzeitigen Ausgestaltung des § 17 Abs. 2. StromNEV als auch aus dem § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV ergeben. Gleichzeitig sollten reformierte Sondernetzentgelte im zeitlichen Verlauf zunehmende Anreize für markt- und netzdienliche Flexibilitätserbringung setzen, in dem der Erhalt der Sondernetzentgelte an allmählich steigende und umsetzbare Flexibilitätsanforderungen gekoppelt wird.

Grundsätzlicher Erhalt des bisherigen Adressatenkreises: Auch reformierte Sondernetzentgelte sollten zunächst den Kreis der rund 400 Bandlastverbraucher adressieren, welche über den § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV Sondernetzentgelte erhalten. So kann eine neue Netzentgeltsystematik mit einem überschaubaren und bewährten Verbraucherkreis getestet werden, um Planungssicherheit zu gewähren und um die Umverteilungen gering zu halten. Auch der Reformvorschlag des § 17 Abs. 2 StromNEV sollte zunächst nur für Unternehmen mit Sondernetzentgelten gelten, wobei nach Etablierung eine Ausweitung auf alle Letztverbraucher mit registrierender Leistungsmessung mittelfristig angestrebt werden kann. So kann der hier präsentierte Vorschlag mittelfristig die Grundlage für eine Reform der breiteren Netzentgeltsystematik bilden.

Relative Aufkommensneutralität: Die Wahrung der relativen Aufkommensneutralität soll im Durchschnitt der Industriekunden gewährleistet werden. Aufkommensneutralität bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Gruppe der privilegierten Netznutzer im Durchschnitt keine Änderung ihrer relativen Netzentgeltermäßigung erfährt und der relative Beitrag zur Netzkostendeckung gleichbleibt. Über die

Zeit hinweg findet lediglich eine Umverteilung der Netzentgeltreduktionen in dieser Gruppe von weniger flexiblen zu flexibleren Unternehmen statt. Um das Netzentgeltaufkommen der Gruppe möglichst auf gleichem Niveau zu erhalten, wird entsprechend der Verteilung der Verbrauchsmengen von privilegierten und nicht-privilegierten Unternehmen die heutige 10-GWh-Grenze wahrscheinlich angehoben werden müssen, da die bisherige zweite Bedingung für die Privilegierung, die Mindestzahl an Benutzungsstunden, wegfällt.

Ein verlässlicher Transformationspfad reduziert die Risiken und Kosten für alle Beteiligten: Heutigen Bandlastnutzern muss ein verlässlicher und leistbarer Transformationspfad vom Status quo hin zu einer zeitlichen und räumlichen Netzentgeltdifferenzierung aufgezeigt werden, um die notwendige Planungssicherheit für den Betrieb und Investitionen zu gewährleisten. Die zügige Abschaffung der Benutzungsstundenregel vermeidet eine Orientierung an festen Werten und honoriert stattdessen die inkrementelle Erhöhung der Flexibilitätsbereitstellung. Übergangszeiten und klar definierte, ambitionierte aber zugleich realistische Entwicklungsschritte hin zu mehr Flexibilität wirken dabei als Absicherung, um Anpassungen der Produktionsprozesse und erforderliche Investitionen planbar zu machen. Die schrittweise Flexibilisierung erfolgt im Zeitablauf, so dass beispielsweise Jahr für Jahr die Anreize für Flexibilität erhöht werden. Dieses Vorgehen vermeidet sowohl Netzüberlastungen als auch eine Überforderung der Industrie und räumt dieser einen hinreichend großen Übergangszeitraum ein, um notwendige unternehmensinterne Veränderungsprozesse anzustoßen und Investitionen in die Erschließung von Flexibilitätsperspektiven tätigen zu können.

Kompatibilität mit EU-Recht: Ein Reformvorschlag muss kompatibel mit dem geltenden EU-Recht sein und darf keine Beihilfe darstellen. Die Reform

des § 19 Abs. 2 StromNEV sollte anschlussfähig an eine zukunftsfähige allgemeine Netzentgelt-systematik sein, die Anreize für netz- und markt-dienliches Netznutzungsverhalten beinhaltet.

Darüberhinausgehende industriepolitische Privi-legierungen würden das Instrument überfrachten und sollten daher, so politisch gewünscht, im Rahmen ergänzender Instrumente umgesetzt werden.

4 Reform der Netzentgeltermittlung gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV für Bandlastkunden

4.1 Erhöhung der Arbeitspreiskomponente und Einführung von Lastfenstern für netzdienlichen Betrieb

Unser Reformvorschlag für die Berechnungssystematik des § 17 Abs. 2 StromNEV soll zunächst für Unternehmen eingeführt werden, die ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV erhalten.

Ziel des Reformvorschlags ist es, eine schrittweise Flexibilisierung der Stromnachfrage von energieintensiven Unternehmen auf Basis volatiler Börsenstrompreise (marktdienlich) und unter Berücksichtigung der lokalen Netzrestriktionen (netzdienlich) nicht mehr zu bestrafen, sondern schrittweise anzureizen.

Die Leistungspreiskomponente soll schrittweise reduziert und die Arbeitspreiskomponente schrittweise erhöht werden. Als Ausgangspunkt gilt für die Ermittlung der Netzentgelte folgende Formel: $\text{Netzentgelte} = \text{Arbeitspreis} * \text{Arbeit} + \text{Jahresleistungspreis}$. Um den Einfluss von Lastspitzen auf die Höhe der Netzentgelte schrittweise zu minimieren, werden die Anteile von Arbeits- und Leistungspreiskomponente, beispielsweise jährlich, sukzessive angepasst. Ein verbleibender Jahresleistungspreis sollte sich zudem nicht mehr an der individuellen Verbrauchsspitze eines Unternehmens orientieren, sondern den Anteil eines Unternehmens an der Gesamthöchstlast einer Spannungsebene bzw. aller genutzten Spannungsebenen am Abnahmepunkt berücksichtigen.

Bei der Einführung dieser veränderten Berechnungslogik müssen die sich etwaig daraus ergebenden Änderungen an der Höhe des Leistungspreises geprüft werden. Unter anderem muss gewährleistet bleiben, dass Unternehmen ex ante die Höhe der zu erwartenden Leistungspreiskomponente in ausreichender Weise prognostizieren können, um zusätzliche finanzielle Unsicherheiten durch die Einführung der neuen Berechnungssystematik zu minimieren.

Zudem muss geprüft werden, welche zusätzlichen Netzentgeltbelastungen sich durch Lastspitzen im Rahmen von netz- und marktdienlichem Verhalten ergeben, solange die Leistungspreiskomponente in der kurzen bis mittleren Frist noch signifikanten Einfluss auf die Netzentgelte hat, und bei Bedarf entgegengesteuert werden.

Durch eine Verschiebung des Anteils der Arbeits- und Leistungspreiskomponente zugunsten der Arbeitspreiskomponente wird zunehmend eine markt- und netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung gefördert. Das Erbringen von Lastspitzen fällt somit schrittweise weniger ins Gewicht. Gleichzeitig steigen damit die Anreize für Investitionen in die dringend benötigte Energieflexibilität. Insgesamt ist jedoch darauf zu achten, dass beim Übergang in die neue Berechnungssystematik, in der die Arbeitspreise immer wichtiger werden, die Netzkosten über die periodenübergreifende Saldierung hinreichend gedeckt werden können. Dabei sind sukzessive Übergangsphasen auch deshalb notwendig, um Unternehmen die Möglichkeit zu geben, sich an die neue Netzentgeltermittlung anpassen zu können.

Um Flexibilität anzureizen, legen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber Niedrig- und Hochlastfenster auf den jeweiligen Netzebenen fest. Netzbetreiber haben die besten Informationen zur jeweiligen Netzauslastung in ihrem Netzgebiet. Daher können sie anhand von Prognosen zum lokalen Verbrauch, der lokalen Einspeisung sowie bestehender Netzrestriktionen Niedrig- und Hochlastfenster in Abhängigkeit von Zeit, Ort und Netzebene definieren, in welchen im Vergleich zur Standardlastfenstern differenzierte Arbeitspreise gelten. Bei den von den jeweiligen Netzbetreibern durchzuführenden lokalen Netzauslastungsprognosen je Netzebene müssen auch die Situationen in den jeweils vorgelagerten Netzebenen mitberücksichtigt werden. Preissignale auf nachgelagerten Ebenen müssen das Signal der vorgelagerten

Ebene dabei mit reflektieren. Auf diese Weise soll durch die dynamischen Arbeitspreise auch ein steuernder Effekt erzielt werden: Dort, wo innerhalb des Verteilnetzes relevante Engpässe bestehen, ist der Netzbetreiber dazu angehalten, diese entsprechend in den Netzentgelten zu reflektieren.

Dabei sollte die Höhe der differenzierten Arbeitspreise in den Niedrig- und Hochlastfenstern („Spreads“) nach oben und unten hin begrenzt

und sprunghafte Arbeitspreisanstiege vermieden

beziehungsweise über einen schrittweisen Anstieg „geglättet“ werden, um auch die Vorlaufzeiten industrieller Prozesse zu berücksichtigen. Es können sich verschiedene Optionen dahingehend ergeben, wie groß die Spreads des dynamischen Arbeitspreises ausgestaltet werden. Die Größe der Spreads kann letztendlich auch bestimmen, inwiefern Investitionen in industrielle Flexibilität angereizt werden. Um die Größe der Spreads zu bestimmen, müssen vorbereitend Daten zur jetzigen und (über entsprechende Investitionen) künftig möglichen industriellen Flexibilität sowie deren Auswirkungen auf die Netze erhoben werden.

Wichtig ist, dass Niedriglast- und Hochlastfenster sowohl eine bestimmte Minstdauer als auch insgesamt einen bestimmten Mindestanteil der Stunden eines Monats oder Quartals ausfüllen, um Unternehmen die Möglichkeit zu geben, ihre Produktionsprozesse in diesen Lastfenstern entsprechend flexibel steuern zu können. Gleichmaßen ist das primäre Ziel der Hoch- und Niedriglastfenster, netzschädigendes Verhalten zu verhindern. Daher sollte der Fokus bei der Festlegung von Niedrig-

und Hochlastfenstern damit auch auf diesen Stunden liegen. Rahmenbedingungen, die diese Anforderungen integrieren, sollten durch die BNetzA vorgegeben und anschließend von den Netzbetreibern umgesetzt werden – analog zum Vorgehen, welches bereits im Rahmen der Einführung von § 14a EnWG angewandt wurde.

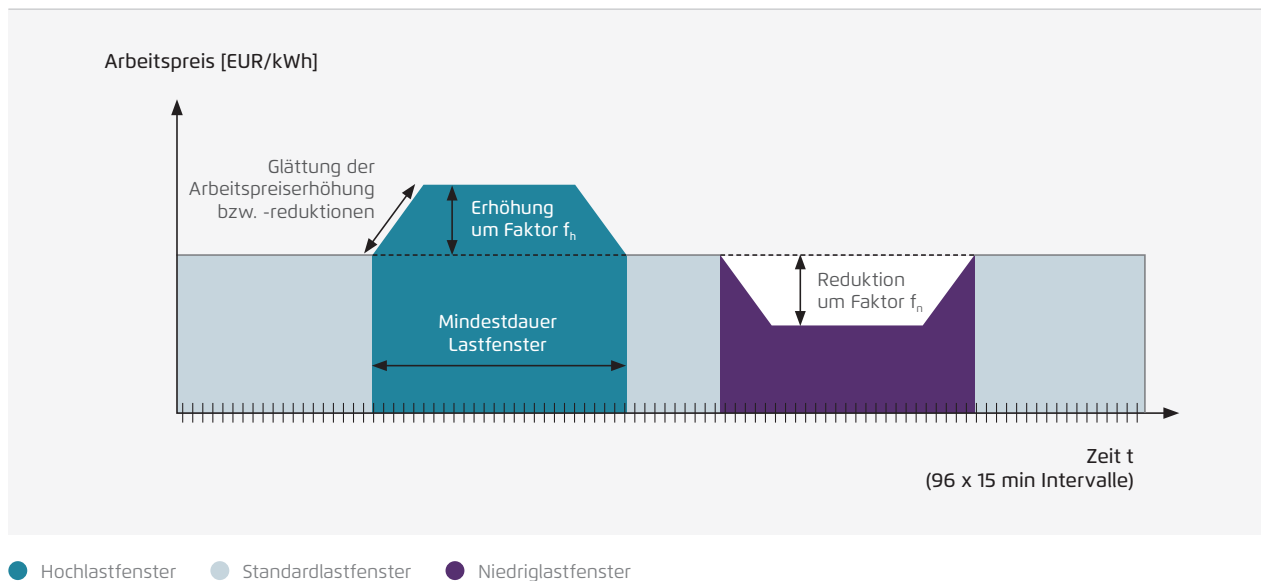
Die BNetzA sollte bereits bei der Einführung von Niedrig- und Hochlastfenstern die langfristige Granularität dieser Lastfenster klar definieren.

Angesichts der etablierten 15-Minuten-Lastfenster am Strommarkt können Unternehmen ihre IT-Systeme somit bereits frühzeitig auf diese Granularität hin konzipieren und implementieren. Dadurch wären Unternehmen besser in der Lage, auf eine fortschreitende Dynamisierung der örtlich und zeitlich differenzierten Arbeitspreiskomponente innerhalb der Niedrig- und Hochlastfenster zu reagieren, welche schrittweise an die tatsächliche lokale Netzauslastung angepasst werden. Dies ermöglicht es, gezielt Anreize zur Lastreduktion oder Lasterhöhung zu setzen.

Markt- und netzdienliche Lastspitzen in Niedriglastfenstern sollten bei der Ermittlung der Netzentgelte ausgeklammert werden. Erfolgt eine Lasterhöhung während eines Niedriglastfensters oder im Rahmen einer Erbringung von sonstiger systemdienlicher Flexibilität (beispielsweise durch Vermarktung an den Regelenergiemärkten oder Teilnahme an „Nutzen statt Abregeln“), so darf diese nicht für die Ermittlung der Netzentgelte gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV und für die Benutzungsstunden als relevante Lastspitze herangezogen werden.

Schematische Darstellung des differenzierten Arbeitspreises in der kurzen bis mittleren Frist

Abb. 3



Agora Energiewende, Agora Industrie, FIM und RAP (2024)

4.2 Kurz- bis mittelfristige Weiterentwicklung

Aufgrund des derzeitigen Digitalisierungsgrads der Netze kann die Festlegung der Lastfenster durch die Netzbetreiber zunächst zum Beispiel quartalsweise oder jährlich erfolgen. So ähnlich erfolgt auch die Ermittlung der Lastfenster für zeitvariable Netzentgelte im Anreizmodul 3 des § 14a EnWG. Mit fortschreitender Digitalisierung kann der Festlegungszeitraum zunehmend verkürzt und Niedriglast- sowie Hochlastfenster perspektivisch direkt für den Folgetag festgelegt werden. Abbildung 3 skizziert die wesentlichen Elemente der Dynamisierung des Arbeitspreises in den jeweiligen Lastfenstern.

Der Reformvorschlag für § 17 Abs. 2 StromNEV umfasst insgesamt drei Stellschrauben, mit denen schrittweise die zeitliche und räumliche Differenzierung erhöht und der Flexibilisierungsgrad bei Bedarf zielgenau angepasst werden kann:

- Innerhalb der Niedrig- und Hochlastfenster variieren die flexiblen Arbeitspreise gemäß der **Verstärkungsfaktoren f_n und f_h** , um gezielt Anreize für eine Lastreduktion bzw. Lasterhöhung zu

setzen. Die Faktoren können im ersten Jahr gering ausfallen und in den Folgejahren schrittweise erhöht werden. Insbesondere zu Beginn könnten die Verstärkungsfaktoren auch identisch gewählt sein. Um Sprungstellen zu vermeiden, werden mit Beginn eines Niedrig- oder Hochlastfensters die Verstärkungsfaktoren über einen gewissen Zeitraum geglättet, sodass sich entsprechend „Rampen“ für die Lastfenster ergeben. Dies könnte sich beispielsweise auch dadurch umsetzen lassen, dass die Verstärkungsfaktoren selbst Funktionen darstellen, die im Zeitablauf – in Abhängigkeit der Netzsituation – unterschiedlich stark variieren. Die exakte Dauer und Stärke der Glättung und die damit einhergehende Steigung der Arbeitspreise kann nur auf Basis realer Daten zur Netzauslastung ermittelt werden. Da beispielsweise ein Hochlastfenster in der Niederspannungsebene von einem Hochlastfenster in der Mittelspannungsebene lokal abweichen kann, ist eine spezifische Betrachtung für jede Spannungsebene durchzuführen. Dies soll Industrieunternehmen die Möglichkeit geben, ihren Stromverbrauch analog zur Gewichtung der Verstärkungsfaktoren hoch- bzw. herunterzufahren und plötzlich auftretende Sprünge in der Netzlast zu vermeiden.

- Die zu Beginn festgelegte **Mindestdauer für Niedrig- und Hochlastfenster** kann im Zeitablauf sukzessive reduziert werden, bis in einem Zielbild eine feinere Granularität (beispielsweise eine viertelstündliche Auflösung) vorliegt. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass das Wiederanfahren komplexer industrieller Produktionsprozesse bis zu deren optimalen Betriebspunkten länger dauern kann als 15 Minuten. Soll deren Flexibilität gehoben werden, dürfen deshalb die Lastfenster kurz- bis mittelfristig nicht zu rasch wechseln, insbesondere von der Sequenz von Hoch- zu Niedriglastfenstern.
- Die stetig flexibler werdende **Arbeitspreiskomponente** erhält im Vergleich zur Leistungspreiskomponente ein immer **größeres Gewicht** am gesamten Netzentgeltaufkommen.

Die Länge der Lastfenster, die Verstärkungsfaktoren f_n und f_h sowie deren Glättung werden von den jeweiligen Netzbetreibern innerhalb eines bestimmten – beispielsweise von der BNetzA vorgegebenen – Rahmens festgelegt.

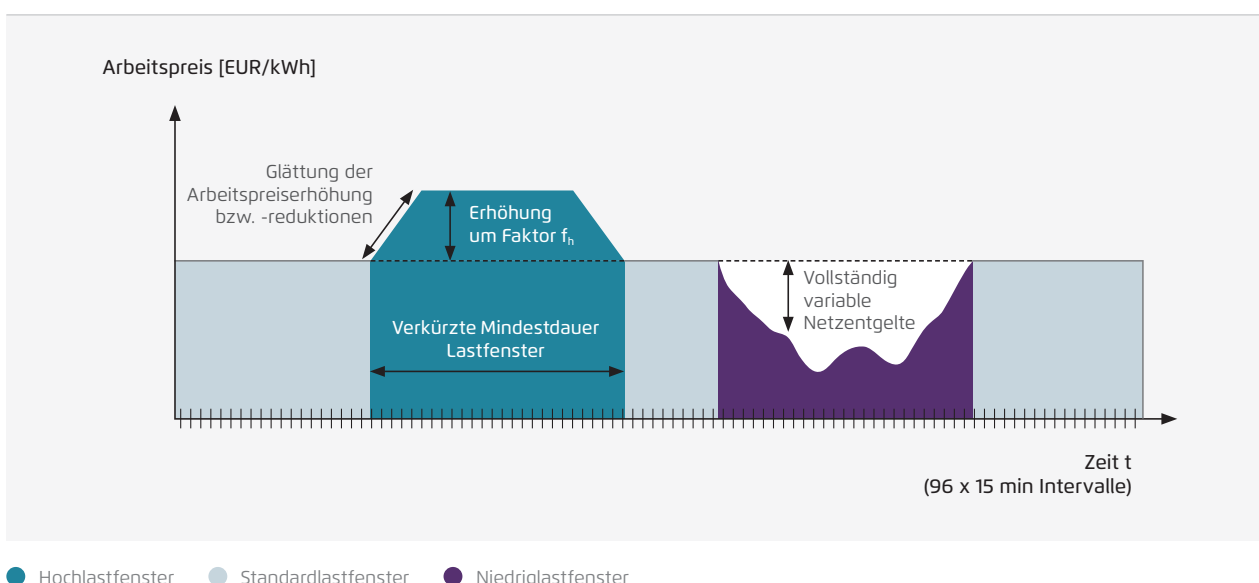
4.3 Mittel- bis langfristige Weiterentwicklung

Um insbesondere Lasterhöhungen anzureizen und flexiblen Unternehmen die Möglichkeit zu bieten, zunehmend finanziell von markt- und netzdienlichen Lasterhöhungen zu profitieren, sollte zunächst der Arbeitspreis in den Niedriglastfenstern immer stärker dynamisiert werden (siehe Abbildung 4). Auf diese Weise könnte erreicht werden, dass der Verbrauch beispielsweise bei einer hohen Einspeisung Erneuerbarer Energien durch einen reduzierten Arbeitspreis möglichst effizient auf der entsprechenden Netzebene angereizt wird. Flexible Unternehmen profitieren daher zunehmend stärker von der neuen Regelung. Um hingegen weniger flexible Unternehmen weiterhin zu schützen, erfolgt eine (zunehmende) Dynamisierung des Arbeitspreises in den Hochlastfenstern erst in einem letzten Schritt.

Darüber hinaus erfolgt langfristig für die Niedrig- und Hochlastfenster eine sukzessive Verkürzung der Mindestdauer und der Anteil der Arbeitspreiskomponente an den Netzentgelten erhöht sich weiter.

Schematische Darstellung des differenzierten Arbeitspreises in der mittleren bis langen Frist

Abb. 4



4.4 Langfristige Weiterentwicklung

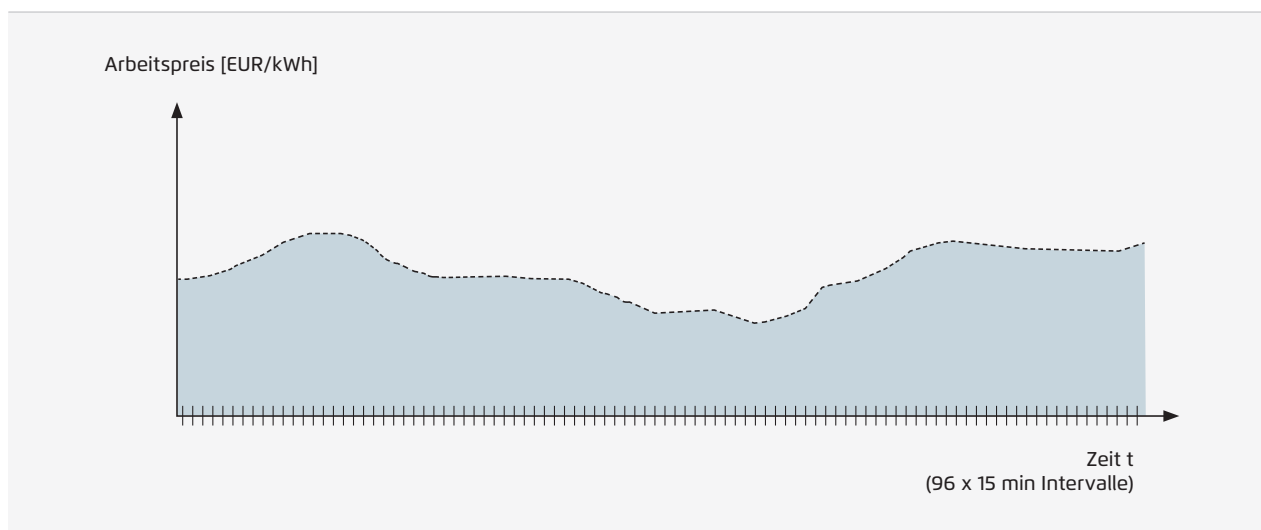
Im Zielbild liegen zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte vor, in denen ein differenzierter Arbeitspreis dominiert. Der Anteil der Arbeits- und Leistungspreiskomponente hat sich weitgehend oder vollständig in Richtung der Arbeitspreiskomponente verschoben. Der Arbeitspreis ist vollständig zeitlich und örtlich differenziert. Die Mindestdauer der Niedrig- und Hochlastfenster hat sich auf eine beispielsweise 15-minütige Granularität reduziert. Folglich ist es nicht mehr erforderlich, feste Lastfenster für Flexibilität zu definieren: Die Netzentgelte sind – sofern der Leistungspreis auf 0 gesenkt wird – mit der Arbeitspreiskomponente gleichzusetzen und die

Arbeitspreise passen sich in 15-Minuten-Intervallen der aktuellen Netzauslastung an (siehe Abbildung 5).

Durch den fortgeschrittenen Digitalisierungsgrad der Netzinfrastuktur im Zielbild sind Netzbetreiber in der Lage, Arbeitspreise auf 15-Minuten-Basis anhand von Prognosen zum lokalen Verbrauch und der lokalen Einspeisung mit einer hinreichend hohen Prognosegüte vorherzusagen und festzulegen. Parallel dazu werden die Unternehmen bis spätestens zu diesem Zeitpunkt zunehmend in der Lage sein, durch die fortschreitende Digitalisierung ihre jeweiligen Flexibilitäten in Abhängigkeit von den zeitlichen Sequenzen der Netzlastfenster optimiert zu nutzen.

Schematische Darstellung des differenzierten Arbeitspreises in der langen Frist

Abb. 5



Agora Energiewende, Agora Industrie, FIM und RAP (2024)

5 Reform der Ermittlung individueller Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV

5.1 Wegfall der Benutzungsstundenregelung und Anpassung des Schwellenwerts für den Erhalt individueller Netzentgelte

Im Rahmen einer Reform des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV sollte zunächst die Benutzungsstundenregel abgeschafft werden. Dies adressiert die gegenwärtige Praxis, wonach Unternehmen, deren Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt und gleichzeitig über die Benutzungsstundenregel und die damit verbundenen drei sprunghaften Netzentgeltreduktionen einen starken Anreiz erhalten, die Netzentgeltekosten mit einer höheren Jahresarbeit und steigenden Benutzungsstunden erheblich senken zu können. Insbesondere die Bemessung nach Benutzungsstunden mit der Jahresarbeit im Zähler und der Lastspitze im Nenner schafft einen starken finanziellen Anreiz, Lastspitzen auch bei hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien zu vermeiden – selbst dann, wenn diese markt- und netzdienlich wären.

Um diesen Fehlanreiz abzubauen, könnte ein Schwellenwert für Jahresarbeit definiert werden, ab dem nur eine einzige Sprungstelle mit dem Status quo vergleichbare Reduktionen gewährleistet. Damit werden weitere sprunghafte Netzentgeltreduktionen vermieden. Dieser Schwellenwert kann dabei so gewählt werden, dass er den Kreis der heutigen Bandlastverbraucher umfasst. Die konkrete Parametrisierung unseres Vorschlags ist nur auf Basis der BNetzA-Daten zu den einzelnen Unternehmen möglich. Die Gruppe der im Status quo privilegierten Netznutzer erfährt so im Durchschnitt keine Änderung – diese leisten einen gleichbleibenden relativen Beitrag zu den Netzkosten. So kann dem Prinzip der Aufkommensneutralität entsprochen werden. Dafür müsste die heute geltende 10-GWh-Grenze voraussichtlich

angehoben werden. Da die Netzentgelte und gleichzeitig die Strombezugskosten ab dieser Sprungstelle monoton mit der Jahresarbeit ansteigen, besteht durch den Reformvorschlag künftig immer ein Anreiz für Effizienz. Die Einführung eines solchen Schwellenwerts würde die energieintensive Industrie weiterhin entlasten, jedoch deutlich weniger Anreize für Ineffizienz und Inflexibilität setzen.

5.2 Markt- und netzdienliches Verhalten als Voraussetzung für den Erhalt von Sondernetzentgelten

Die Benutzungsstundenregelung wird im vorgestellten Reformvorschlag des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV durch eine schrittweise steigende Anforderung, Energieflexibilität für das Stromsystem bereitzustellen, ersetzt. Konkret bedeutet dies, dass die privilegierten Unternehmen innerhalb eines definierten Zeitraums (zum Beispiel eines Monats oder Quartals) in Niedriglastfenstern ihren Netzbezug im Vergleich zu ihrer Durchschnittlast erhöhen und in Hochlastfenstern ihren Netzbezug senken. Dabei sollte berücksichtigt werden, die geforderten Laständerungen zu Beginn eher niedrig anzusetzen, um die Eintrittsbarriere nicht zu hoch anzusetzen und Unternehmen die Zeit zu geben, in Energieflexibilität zu investieren.

Als erste Option kann der Erhalt der Sondernetzentgelte an relative Flexibilitätsanforderungen geknüpft werden. Bei der Festlegung der Laständerung wäre nach einem Vorbereitungsjahr 2026 im Jahr 2027 für eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 80 Prozent beispielsweise die Forderung einer Lastflexibilität von 1 Prozent denkbar. Diese Anforderung könnte in den darauffolgenden Jahren beispielsweise jeweils um ein Prozent ansteigen, so dass im Jahr 2030 eine Lastvariation in Höhe von 4 Prozent und im Jahr 2033 in Höhe von 7 Prozent für eine Netzentgeltreduktion von 80 Prozent erforderlich

wäre (siehe Abbildung 6). Um höhere Netzentgeltreduktionen zu erhalten, müssen Unternehmen eine größere Flexibilität erbringen, beispielsweise ein weiteres Prozent für 85 Prozent. Damit ergäbe sich im Jahr 2030 für eine Reduktion in Höhe von 85 Prozent eine erforderliche Leistungsanpassung von 5 Prozent und im Jahr 2033 von 8 Prozent. Ab dem Jahr 2033 könnte darüber hinaus überlegt werden, die Anforderungen an eine Reduktion um 80 Prozent nicht weiter zu erhöhen, die Anforderungen für eine Reduktion um 85 Prozent weiterhin um jährlich 1 Prozent zu erhöhen und für eine Reduktion um 90 Prozent nochmals stärker steigende Flexibilitätsanforderungen zu stellen (siehe Abbildung 6).

Die Festlegung der Flexibilitätsanforderungen sollte datenbasiert erfolgen und branchenspezifische Rahmenbedingungen mitdenken. Um die Flexibilitätspotenziale der privilegierten Unternehmen verlässlich abschätzen zu können und auf der Basis die finalen Anforderungen festzulegen, muss die exakte Parametrisierung unserer Reformvorschläge auf Basis realer Daten erfolgen. Zudem sind die Voraussetzungen zur Lasterhöhung und zur Lastreduktion branchenspezifisch unterschiedlich. Daher könnten zwar relative Flexibilitätsanforderungen gesetzt werden, es Unternehmen aber freigestellt sein, ob sie in Niedriglastfenstern ihre Last erhöhen oder in Hochlastfenstern ihre Last verringern oder die Anforderungen durch eine Kombination von beidem erfüllen. Bei einer erforderlichen Leistungsanpassung von $\pm 3,0$ Prozent könnte das Unternehmen diese zum Beispiel über eine Lastreduktion und -erhöhung von je 3 Prozent, eine Lastreduktion von 1,5 Prozent und -erhöhung um 4,5 Prozent oder eine Lasterhöhung von 6 Prozent erfüllen.

Als zweite Option könnte die Teilnahme am Branchenvergleich (Top-Runner-Ansatz) als Voraussetzung für den Erhalt der Sondernetzentgelte fungieren. Das Unternehmen, welches innerhalb einer Branche als flexibelstes Unternehmen identifiziert wurde,

erhält die Netzentgeltreduktion im Umfang von 90 Prozent. Alle anderen Unternehmen innerhalb dieser Branche würden sich dann je nach erbrachter Flexibilität darunter einordnen und entsprechend ihrer Flexibilisierung niedrigere Netzentgeltreduktionen erhalten. Solch ein Ansatz entspricht im Prinzip einer Anreizregulierung und trägt den branchenspezifischen technologischen und organisatorischen Rahmenbedingungen für die Transformation Rechnung. Allerdings würden sich aufgrund der stark ausgeprägten Branchen- und Produktdifferenzierung auch ein administrativer Aufwand bei der Festlegung der Branchen und das Risiko von zu wenig Wettbewerb innerhalb der festgelegten Kategorien ergeben.

Die Höhe der Netzentgeltreduktionen kann in Abhängigkeit der erbrachten Flexibilität kontinuierlich zwischen 80 Prozent und 90 Prozent ausdifferenziert werden. Für höhere Netzentgeltreduktionen müssen Unternehmen dementsprechend mehr Flexibilität erbringen. Hierbei sollte jedoch darauf geachtet werden, dass keine neuen Sprungstellen entstehen, so dass zum Beispiel auch eine Reduktion um 82 Prozent möglich wäre. Im Rahmen einer Fallstudie (siehe Kapitel 7) werden unter anderem die Vorteile, die ein solches „Flexibilitätsband“ mit sich bringt, genauer betrachtet. Zudem könnte überlegt werden, bei Wahrung der Aufkommensneutralität die Netzentgeltreduktionen auch unter die Schwelle von 80 Prozent auszuweiten. Dies würde für Unternehmen das Risiko eines teilweisen Verlustes der individuellen Netzentgelte deutlich reduzieren, wenn in einem Zeitraum die Anforderungen an die Flexibilitätserbringung knapp nicht erfüllt werden.

Die Ermittlung der Netzentgelte erfolgt für jeden Zeitraum separat. Kann ein Unternehmen die geforderten Flexibilitätsanforderungen innerhalb eines festgelegten Zeitraums, etwa eines Monats oder Quartals, nicht erfüllen, sollte es den Anspruch auf die Netzentgeltreduktion nur für diesen Zeitraum verlieren – nicht aber für das gesamte Jahr.

Um Aufkommensneutralität zu gewährleisten, bleibt der relative Beitrag der privilegierten Unternehmen an den Netzkosten gleich. Es findet lediglich eine Umverteilung der Netzentgeltreduktionen innerhalb der Gruppe statt. Im Einzelfall können heute privilegierte Netznutzer somit auch schlechter gestellt werden, wenn sie zukünftig keine Energieflexibilität oder unterdurchschnittlich wenig Energieflexibilität bereitstellen können. Die sich durch den Reformvorschlag ergebenden Umverteilungseffekte innerhalb der Gruppe der privilegierten Netznutzer können jedoch nur anhand von Unternehmensdaten – wie sie der BNetzA vorliegen – eingehender untersucht werden. Gleiches gilt für die Berechnung des rechts vom Schwellenwert liegenden Anstiegs der Netzentgeltkosten, der beispielsweise durch mathematische Optimierung ermittelt werden kann.

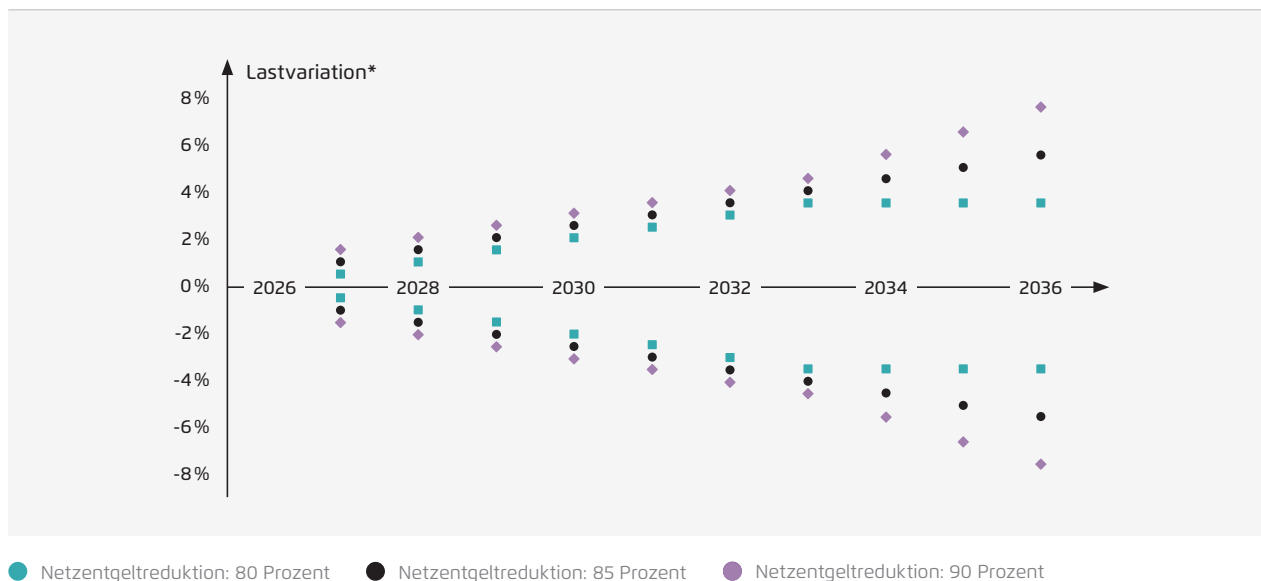
Schrittweise und planbar ansteigende Anforderungen geben Unternehmen Zeit für die Planung bestehender Flexibilität und Investitionen in künftige Flexibilität. Die zu Beginn niedrigen Eintrittsschwellen für die zu erbringende Flexibilität kann

Unternehmen einerseits Zeit für die Umsetzung von Flexibilitätsmaßnahmen geben. Andererseits wird der Anreiz für Flexibilität über die Ausgestaltung der Reduktion um 90 Prozent und die Ausweitung des Flexibilitätsbands über die Zeit hinweg größer (siehe Abbildung 6). Für Unternehmen, die auch perspektivisch nur in einem gewissen Maße flexibel agieren können, kann zudem überlegt werden, die geforderten Flexibilitätsanforderungen für eine Reduktion von 80 Prozent ab einem gewissen Zeitpunkt (beispielsweise 2034) nicht weiter ansteigen zu lassen.

Die Schaffung markt- und netzdienlicher individueller Netzentgelte ist nicht nur Kernbaustein der von der BNetzA geforderten Fortentwicklung der Industrienetzentgelte, sondern auch im Sinne der EU-Vorgaben. Durch die Kopplung individueller Netzentgelte an gewisse Stunden der Flexibilitätserbringung in Niedrig- und Hochlastfenstern gewährleistet unser Reformvorschlag des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV diese markt- und netzdienliche Flexibilitätserbringung.

Steigende Flexibilitätsanforderungen in Form von Lastvariation

Abb. 6



Agora Energiewende, Agora Industrie, FIM und RAP (2024). *Die Lastvariation kann symmetrisch oder asymmetrisch erfolgen, solange die relativen Flexibilitätsanforderungen erfüllt sind.

6 Zusammenführung der beiden Reformvorschläge

Die BNetzA legt in ihrem Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte (2024b) die Absicht dar, im Rahmen einer Reform auch die allgemeine Netzentgeltsystematik zu prüfen und bei Bedarf Anpassungen vorzunehmen. Im Eckpunktepapier schreibt die BNetzA (2024b) auf Seite 10: „Die Absicht zur Setzung systemdienlicher Anreize für die Industrie gilt ungeachtet der künftigen Ausgestaltung der Entgeltsystematik. Die Beschlusskammer wird sicherstellen, dass die Sondernetzentgelte sich effektiv in das Gesamtgefüge der Netzentgeltsystematik einfügen wird.“ Um dieses Vorhaben zu erreichen, werden im Folgenden die in den beiden Kapiteln 4 und 5 diskutierten Vorschläge zusammengeführt (siehe Abbildung 7).

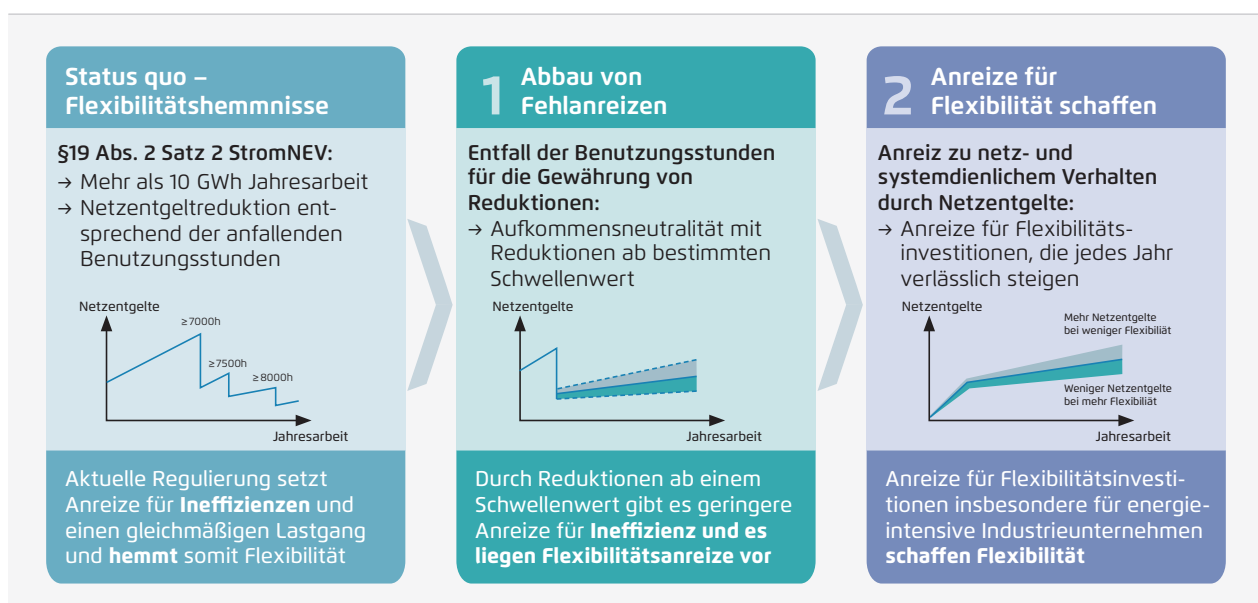
Beim Einstieg in ein reformiertes System ergibt sich aufgrund des weiterhin hohen Einflusses der Leistungspreiskomponente eine Sprungstelle beim Erhalt der Netzentgelte, während zugleich

erste Anforderungen an die Flexibilität eingeführt werden. Derzeit beträgt der Anteil der Leistungspreiskomponente am Netzentgeltaufkommen circa 80 Prozent und der der Arbeitspreiskomponente circa 20 Prozent. Durch Einführung des Reformvorschlages für den § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV und einer Netzentgeltreduzierung zwischen beispielsweise 80 Prozent und 90 Prozent ergibt sich somit ab Erreichen des Schwellenwerts eine Sprungstelle, durch welche Unternehmen bei den Netzentgelten deutlich entlastet werden. Da zu Beginn der Leistungspreis den überwiegenden Anteil der Netzentgelte verursacht, ist die resultierende Sprungstelle vergleichsweise groß (siehe Abbildung 8).

Durch eine schrittweise Reduzierung der Leistungspreiskomponente im Zeitverlauf verringert sich die Höhe der Sprungstelle (siehe Abbildung 9), gleichzeitig steigen die Flexibilitätsanforderungen. Bei der Gewichtung der Arbeits- und

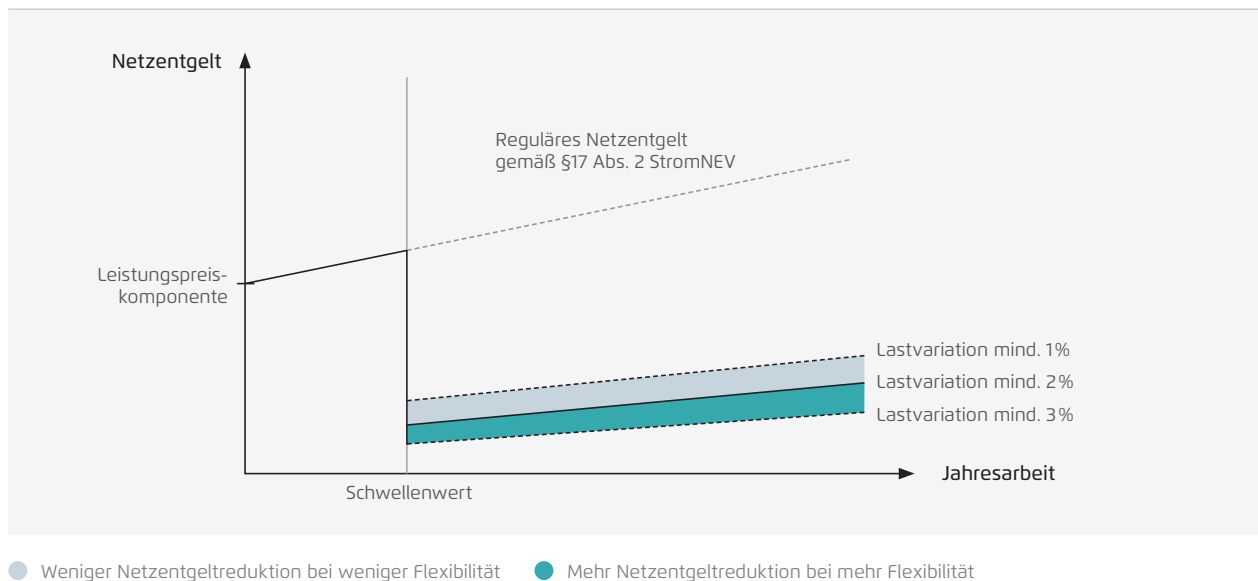
Flexibilitätshemmnisse im Status quo, Abbau von Fehlanreizen und Schaffung von Anreizen für Flexibilität

Abb. 7



Zusammenwirken der Reformvorschläge für § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV und § 17 Abs. 2 StromNEV; dargestelltes Jahr: 2027

Abb. 8



Agora Energiewende, Agora Industrie, FIM und RAP (2024)

Leistungspreiskomponente ist jedoch darauf zu achten, dass auch beim Übergang in die neue Netzentgeltermittlung gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV, in der die Arbeitspreise maßgeblich sind, die Netzkosten über die periodenübergreifende Saldierung hinreichend gedeckt werden können. Deshalb muss die Arbeitspreiskomponente den schrittweisen Wegfall der Leistungspreiskomponente kompensieren. Dies führt zu steigenden Arbeitspreisen und damit zu einem mit steigender Jahresarbeit steileren Anstieg der Netzentgelte.

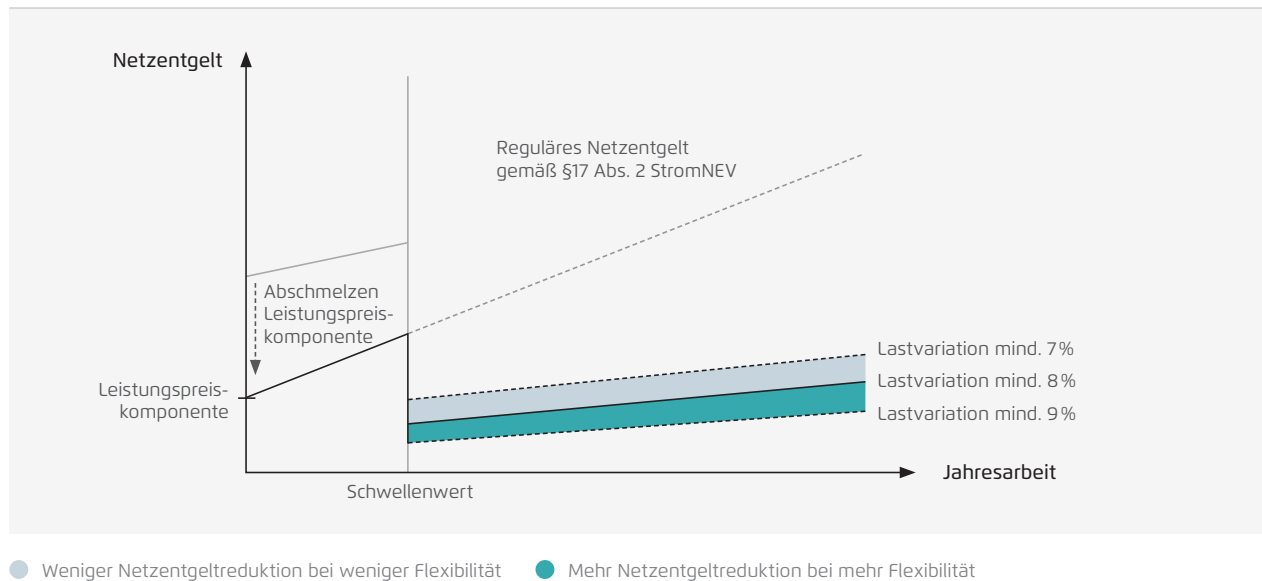
Im Zielbild haben sich die Anteile von Arbeitspreis- zu Leistungspreiskomponente zu einem großen Ausmaß beziehungsweise vollständig in Richtung der Arbeitspreiskomponente verschoben und die Flexibilitätsanforderungen sind weiter gestiegen. Ab dem Jahr 2027 könnte die Leistungspreiskomponente zum Beispiel jedes Jahr um 7 beziehungsweise 8 Prozent reduziert werden, sodass sie im Jahr 2036 lediglich 10 Prozent beziehungsweise 0 Prozent betragen würde. Im Falle einer Reduzierung auf 0 Prozent wäre die aus der Leistungspreiskomponente resultierende Sprungstelle nicht mehr erforderlich und man könnte ab diesem Wert lediglich die Arbeitspreiskomponente

je nach Flexibilitätserbringung um 80 bis 90 Prozent reduzieren.

Mit dieser Zusammenführung der Reformvorschläge kann die Grundlage für eine neue Netzentgelt-systematik gelegt werden. Mit dieser Zusammenführung der beiden Reformvorschläge für § 17 Abs. 2 StromNEV und für § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV wird im Zielbild ab dem Jahr 2036 erstmals erreicht, dass keine Hemmnisse für die Flexibilitätserbringung und keine Anreize für Ineffizienz mehr bestehen, sondern im Gegenteil für alle Netznutzer kontinuierlich steigende Anreize für die dringend notwendige Flexibilitätserbringung gesetzt werden. Damit haben Unternehmen langfristige Planungssicherheit für die hierfür erforderlichen, betriebs- und volkswirtschaftlich vorteilhaften Investitionen in Energieflexibilität. Weiterhin würden für alle Netznutzer die Netzentgelte mit zunehmender Jahresarbeit kontinuierlich steigen und so zum Ziel der BNetzA beitragen, „sicherzustellen, dass die Sondernetzentgelte sich effektiv in das Gesamtgefüge der Netzentgeltsystematik einfügen wird“ (BNetzA, 2024b) (siehe Abbildung 10).

Zusammenwirken der Reformvorschläge für § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV und § 17 Abs. 2 StromNEV; dargestelltes Jahr: 2033

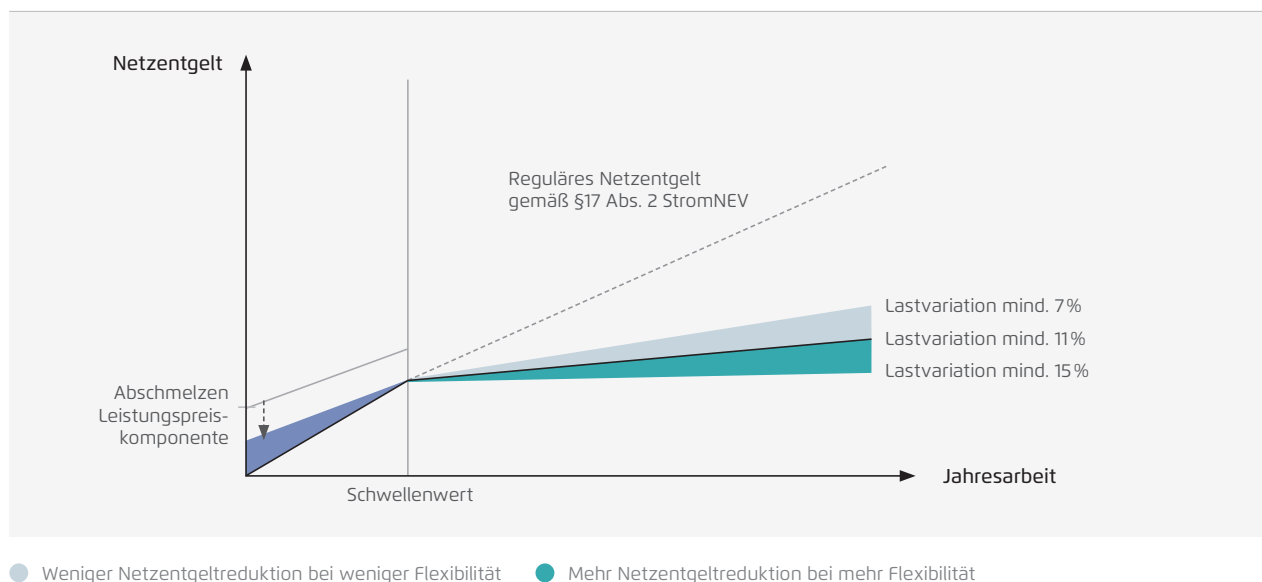
Abb. 9



Agora Energiewende, Agora Industrie, FIM und RAP (2024)

Zusammenwirken der Reformvorschläge für § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV und § 17 Abs. 2 StromNEV; dargestelltes Jahr: 2036

Abb. 10



Agora Energiewende, Agora Industrie, FIM und RAP (2024)

7 Fallstudie eines Papierproduzenten in Süddeutschland

Um den im vorangegangenen Kapitel vorgestellten Vorschlag zur Weiterentwicklung des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV mit der gegenwärtigen Berechnungssystematik zur Ermittlung der individuellen Netzentgelte für Bandlastverbraucher zu vergleichen, wird im Rahmen eines Fallbeispiels ein in Süddeutschland ansässiges Unternehmen aus der Papierindustrie betrachtet. Das Beispiel basiert auf Realdaten für den Produktionsprozess des Unternehmens und untersucht im Rahmen einer modellgestützten Optimierung die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen verschiedener Berechnungssystematiken zur Netzentgeltermittlung.

7.1 Rahmenbedingungen der Fallstudie

Mit einem Energieverbrauch von etwa 15,9 TWh im Jahr 2022 zählt die Herstellung von Papier und Zellstoffen zu den energieintensiven Industrien in Deutschland (Verband Deutscher Papierfabriken, 2023). Der Produktionsprozess lässt sich grundsätzlich in zwei Phasen aufteilen: die Halbstoffproduktion und die eigentliche Papierherstellung (Kernproduktionsprozess). Vor dem Hintergrund, dass die Abschaltung einer Papiermaschine, die auf eine konstante Produktionsweise ausgelegt ist, mit hohen Kosten verbunden ist und demnach nur in Betracht gezogen wird, wenn die mit einer Flexibilitätserbringung einhergehenden Erlöse bzw. vermiedenen Kosten sehr groß sind, wird im Folgenden insbesondere das in der Halbstoffherzeugung steckende Flexibilitätspotenzial genauer betrachtet. Das Fallbeispiel ist deshalb auch exemplarisch für einen großen Anteil der (energieintensiven) Industrie in Deutschland mit eher geringerer Flexibilität im Kernproduktionsprozess, dafür in der Regel umso flexibleren vor- und nachgelagerten Prozessen.

Bereits heute liegen im Papierherstellungsprozess Flexibilisierungspotenziale vor. Der Papierherstellungsprozess startet im Wesentlichen mit der Gewinnung von Fasern aus Durchforstungsholz, Hackschnitzeln oder Altpapier, die im weiteren Produktionsprozess mit Füllstoffen angereichert, zu Papierbahnen geformt und getrocknet werden. Durch den Einsatz von Halbstoffspeichern in Form von Bütten kann das Flexibilitätspotenzial in der Halbstoffherzeugung vergrößert werden (VDI, 2021). Für die Halbstoffherzeugung wird im betrachteten Beispiel das eingesetzte Durchforstungsholz für die Papierherstellung auf mehrere Holzschleifer verteilt. Der produzierte Halbstoff kann anschließend in einer Bütte gelagert und anschließend zu Papier weiterverarbeitet werden. Da die Holzschleifer im vorliegenden Fallbeispiel des betrachteten Unternehmens bei Volllast mehr Halbstoff produzieren als die Papiermaschine verarbeiten kann, liegt ein Energieflexibilitätspotenzial in der Halbstoffproduktion vor.

Dieses Flexibilitätspotenzial wird bereits heute im Rahmen der regulatorischen Möglichkeiten genutzt, um den Betrieb der Holzschleifer insbesondere auf die Zeiträume mit möglichst niedrigen Strompreisen zu legen und die Zeiträume, in denen besonders hohe Strompreise vorliegen, zu vermeiden. Um über einer Benutzungsstundenzahl von 7.000 Stunden zu bleiben und folglich eine Netzentgeltreduktion von maximal 80 Prozent zu erhalten, darf die Maximallast nicht zu hoch und die Minimallast nicht zu lange zu gering sein. Ansonsten läuft das Unternehmen bei der Flexibilitätsbereitstellung aufgrund der aktuellen Berechnungssystematik des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV Gefahr, die individuellen Netzentgelte zu verlieren und somit erhebliche wirtschaftliche Mehrkosten davonzutragen.

Im Folgenden werden anhand des Beispielunternehmens drei Optimierungsszenarien modelliert, um die Auswirkungen verschiedener Netzentgeltallokationen auf den Einsatz industrieller Energieflexibilität in energieintensiven Unternehmen beispielhaft zu analysieren:

- **„Optimierung der Flexibilität rein am Börsenstrompreis“:** In diesem Szenario optimiert das Unternehmen den Produktionsprozess sowie den Einsatz der Energieflexibilität ausschließlich anhand des Day-Ahead-Strompreises. Eine Berücksichtigung und Berechnung der Netzentgelte erfolgen erst nach der Optimierung.
- **„Einsatz der Flexibilität im Status quo gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV“:** In diesem Szenario optimiert das Unternehmen den Produktionsprozess sowie den Einsatz der Energieflexibilität anhand des Day-Ahead-Strompreises und unter Berücksichtigung der für den Erhalt von individuellen Netzentgelten zu erbringenden Jahresbenutzungstunden. Aufgrund technischer sowie produktionsbedingter Restriktionen kann das Unternehmen nur weniger als 8.000 Benutzungstunden erbringen, womit gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV im Status quo eine Netzentgeltreduktion von bis zu 85 Prozent erzielt werden kann.
- **„Einsatz der Flexibilität in unserem Vorschlag zur Nachfolgeregelung zu § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV“:** In diesem Szenario optimiert das Unternehmen den Produktionsprozess sowie den Einsatz der Energieflexibilität anhand des Day-Ahead-Strompreises und unter Berücksichtigung der für den Erhalt von individuellen Netzentgelten zu erbringenden Lastvariation. Die Berechnungen werden beispielhaft für den Fall einer Festlegung der Hochlast-, Standardlast- und Niedriglastfenster auf Quartalsebene quantifiziert. Demnach muss die durchschnittliche Last eines Unternehmens in mindestens 548 Hochlaststunden die durchschnittliche aus dem Netz bezogene Last innerhalb eines Quartals um mindestens 4 Prozent unterschreiten. Gleichzeitig muss die durchschnittliche Last eines Unternehmens in mindestens

548 Niedriglaststunden die durchschnittliche aus dem Netz bezogene Last innerhalb eines Quartals um mindestens 4 Prozent übersteigen, um eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 85 Prozent zu erhalten. Für eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 80 Prozent müsste die Last um mindestens $\pm 3,5$ Prozent und für eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 90 Prozent um mindestens $\pm 4,5$ Prozent variiert werden.

Der Fallstudie liegen die Day-Ahead-Strompreise des Jahres 2022 zugrunde. Es sei angemerkt, dass die Preise am Day-Ahead-Markt im Jahr 2022 mit einem durchschnittlichen Strompreis in Höhe von 249,80 EUR/MWh und einer Standardabweichung von 146,05 EUR/MWh deutlich über den vorhergegangenen und nachfolgenden Jahren lagen. Das hohe Preisniveau ist – sofern Industrieunternehmen unter diesen Bedingungen überhaupt produzieren – für die Flexibilitätserbringung irrelevant; die erhöhte Volatilität ist hingegen für die Vermarktung von Energieflexibilität entscheidend. Aufgrund des zunehmenden Anteils volatiler Erneuerbarer Energien ist in den kommenden Jahren zu erwarten, dass die Volatilität und insbesondere auch die Preisspreads auf den Strommärkten weiter zunehmen werden, so dass die dem Beispiel zugrundeliegenden besonders volatilen Strompreise mit hoher Wahrscheinlichkeit beispielhaft auch für die kommenden Jahre sein werden. So können bereits im Jahr 2024 wesentlich mehr Stunden mit negativen Strompreisen beobachtet werden als jemals zuvor in einem Jahr.

Alle technischen Parameter sowie das Produktionsprogramm, das der Simulation zugrunde liegen, basieren auf Realdaten eines Papierherstellers. Das betrachtete Unternehmen produziert Papier an sechs Tagen pro Woche. Für die Berechnungen der Netzentgelte werden die Angaben zu den Arbeits- und Leistungspreisen des Verteilnetzbetreibers Bayernwerk Netz aus dem Jahr 2022 zugrunde gelegt. Die nachfolgend ermittelten Ergebnisse basieren somit auf einem Leistungspreis in Höhe von 97.260 EUR/MW und einem Arbeitspreis in Höhe von 1,20 EUR/MWh.

7.2 Vergleich der Berechnungssystematiken

Die aus der beschriebenen Fallstudie resultierenden Optimierungsszenarien wurden in Python programmiert und mit der Optimierungssoftware Gurobi gelöst. Die Ergebnisse der Berechnung sind in Tabelle 1 illustriert.

Es wird deutlich, dass die verschiedenen Berechnungssystematiken der Netzentgelte sich in den Szenarien erheblich auf die Gesamtkosten der Papierproduktion sowie den Einsatz der Energieflexibilität bei der Halbstoffproduktion auswirken. Bei einer Optimierung der Flexibilität rein am Börsenstrompreis unter Berücksichtigung der produktionstechnischen Gegebenheiten würden für das Papierunternehmen mit etwa 122,2 Mio. EUR die geringstmöglichen Stromkosten, d. h. mengen-gewichtete Day-Ahead-Strompreise, anfallen. Da in der Optimierung des Produktionsprogramms jedoch keine Berücksichtigung der Netzentgelte erfolgt, sondern diese erst ex-post ermittelt werden, wäre diese Produktionsweise mit den höchsten Netzentgelten versehen. Dies ist damit zu begründen, dass aufgrund der flexiblen Fahrweise der Holzschleifer nur 5.670 Volllaststunden erreicht werden und somit keine individuellen Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV für besonders intensive Netznutzung in Anspruch genommen werden können. Aufgrund der hohen Korrelation zwischen

niedrigen Day-Ahead-Preisen und niedrigen CO₂-Emissionen liegt nicht nur im Hinblick auf die Stromkosten ein optimales Ergebnis vor, sondern auch hinsichtlich der mit der Produktion verbundenen CO₂-Emissionen.

Die aus Unternehmenssicht gegenwärtig gesamtkostenoptimale Lösung ergibt sich bei Inanspruchnahme der individuellen Netzentgelte und einer damit verbundenen Erfüllung einer Volllaststundenzahl von mindestens 7.000, wie aus der mittleren Spalte ersichtlich wird. Das Unternehmen strebt unter den gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen einen größtmöglichen Einsatz der Energieflexibilität an, wobei die mindestens zu erfüllenden 7.000 Benutzungsstunden den Flexibilitätseinsatz erheblich einschränken. Im Vergleich zum Szenario der vollständigen Energieflexibilitätsvermarktung liegen zwar die Strombezugskosten um fast 5 Mio. EUR über dem Optimum, jedoch kann das Unternehmen aufgrund der hohen Netzentgeltreduktionen in Höhe von über 8 Mio. EUR die Gesamtkosten des Strombezugs insgesamt um 2,67 Prozent reduzieren. Aufgrund dieses starken finanziellen Anreizes sind bereits heute flexible Unternehmen wirtschaftlich deutlich bessergestellt, wenn ihr Strombezug aus dem Netz möglichst gleichmäßig erfolgt. Damit einher geht jedoch auch, dass vermeidbare CO₂-Emissionen in Höhe von fast 3.000 Tonnen emittiert werden.

Auswirkung der drei Szenarien zu Netzentgeltallokationen

→ Tabelle 1

	Optimierung der Flexibilität rein am Börsenstrompreis	Einsatz der Flexibilität im Status quo § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV	Einsatz der Flexibilität in unserem Vorschlag § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV
Jahresarbeit [GWh]	544	544	544
Lastspitze [MW]	96	77	96
Benutzungsstunden	5.670	7.068	5.672
Stromkosten [EUR]	122.216.777	127.053.258	122.216.777
Netzentgelte [EUR]	9.990.252	1.628.432	999.034
Gesamtkosten [EUR]	132.207.029	128.681.690	123.215.811
Emissionen [t CO ₂]	208.268	211.621	208.279

Der Reformvorschlag für die Ermittlung individueller Netzentgelte führt im Fall des betrachteten Papierproduzenten dazu, dass nahezu das gesamte Flexibilitätspotenzial gehoben wird und das Unternehmen im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien finanziell bessergestellt ist. Das Unternehmen kann demnach eine strombezugskostenoptimale Lösung bei gleichzeitigem Erhalt einer Netzentgeltreduktion in Höhe von 90 Prozent erzielen und ist damit – verglichen mit der heutigen Situation – sowohl gegenüber dem Szenario „Optimierung der Flexibilität rein am Börsenstrompreis“ als auch dem Szenario „Einsatz der Flexibilität im Status quo § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV“ bessergestellt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der im Fallbeispiel betrachtete Papierproduzent aufgrund seiner bereitgestellten Flexibilität eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 90 Prozent erzielt, die unter den gegenwärtigen Bedingungen aufgrund der damit einhergehenden Anforderung von mindestens 8.000 Benutzungsstunden technisch nicht erfüllbar wäre. Auch im Hinblick auf die mit der Papierproduktion verbundenen CO₂-Emissionen sind – verglichen mit dem Status quo – deutliche Reduktionen erreichbar und liegen mit dem neuen Vorschlag nahe beim Optimum. Dies liegt insbesondere daran, dass die Auslastung der flexibel betriebenen Holzschleifer mit 56 Prozent verglichen mit typischen Auslastungen in der (energieintensiven) Industrie eher gering ist und somit ausreichende Freiheitsgrade bei der Lastreduktion und -erhöhung

vorliegen. In allen Quartalen beträgt die Lastreduktion mindestens 6 Prozent und die Lasterhöhung mindestens 8 Prozent.

Ausgehend von diesem Beispiel wird nun untersucht, welche Auswirkungen eine Erhöhung der Papiernachfrage und eine damit verbundene Erhöhung der Auslastung der flexiblen Schleifer auf die Ergebnisse haben. Im Vergleich zum Ausgangsbeispiel wird angenommen, dass sich die Papiernachfrage um 22 Prozent erhöht und demnach die Auslastung der Holzschleifer von bislang durchschnittlich 56 Prozent auf nun 68 Prozent steigt, um die Papiermaschine kontinuierlich mit Halbstoff zu versorgen. Die Ergebnisse der veränderten Rahmenbedingungen sind in Tabelle 2 dargestellt.

Mit der im Vergleich zum Ausgangsbeispiel gestiegenen Jahresarbeit und den noch immer relativ großen Flexibilitätspotenzialen ist es für den Papierhersteller nun am wirtschaftlichsten, unter den gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 85 Prozent in Anspruch zu nehmen. Das Unternehmen reduziert die Vermarktung seiner Flexibilitätspotenziale, weil die möglichen Einsparungen durch eine optimierte Vermarktung der Flexibilität am Day-Ahead-Markt nun geringer sind als die mit einer Erhöhung der Benutzungsstundenzahl (und damit der Konstanz im Produktionsprozess) auf mindestens 7.500 Stunden erzielbare Reduktion bei den Netzentgelten.

Auswirkung der drei Szenarien zu Netzentgeltallokationen mit einer um 22 % gestiegenen Papiernachfrage

→ Tabelle 2

	Optimierung der Flexibilität rein am Börsenstrompreis	Einsatz der Flexibilität im Status quo § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV	Einsatz der Flexibilität in unserem Vorschlag § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV
Jahresarbeit [GWh]	588	588	588
Lastspitze [MW]	96	78	96
Benutzungsstunden	6.129	7.541	6.129
Stromkosten [EUR]	133.344.073	139.848.795	133.344.073
Netzentgelte [EUR]	10.042.966	1.658.437	1.079.628
Gesamtkosten [EUR]	143.387.039	141.507.232	134.423.701
Emissionen [t CO ₂]	226.387	230.279	226.398

Der in diesem Impuls erarbeitete Reformvorschlag kann diesem Fehlanreiz entgegensteuern, wie aus der rechten Spalte in Tabelle 2 hervorgeht. Auch unter den veränderten Rahmenbedingungen einer deutlich höheren Papiernachfrage reizt der Reformvorschlag das Unternehmen dazu an, das gesamte ökonomische und nahezu das gesamte ökologische Potenzial der auslastungsbedingt verringerten Energieflexibilität einzusetzen. Im direkten Vergleich mit der gegenwärtigen Ausgestaltung von § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV können somit die unmittelbaren Strombezugskosten um 4,65 Prozent und die CO₂-Emissionen um fast 1,7 Prozent gesenkt werden.

Zudem ist es dem Unternehmen möglich, auch die Netzentgelte gegenüber dem Status quo zu reduzieren, was im Wesentlichen auf zwei Effekte zurückzuführen ist:

1. Aufgrund der gestiegenen Papiernachfrage kann das Unternehmen nun bedingt durch die technischen Restriktionen nicht mehr in allen vier Quartalen des betrachteten Jahres die für eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 90 Prozent notwendige Lasterhöhung von 4,5 Prozent bereitstellen. Konkret kann im ersten und dritten Quartal des betrachteten Jahres die Last nur um maximal 4,3 Prozent bzw. 4,46 Prozent erhöht werden. Da die vier Quartale bei der Netzentgeltermittlung separat voneinander betrachtet werden und im zweiten sowie vierten Quartal mit Lasterhöhung und -reduktion von mindestens 6,3 Prozent die Voraussetzungen für eine Reduktion in Höhe von 90 Prozent erfüllen, muss das Unternehmen nur für das erste und dritte Quartal höhere Netzentgelte durch die geringere Flexibilitätsbereitstellung entrichten.
2. Darüber hinaus wirkt sich das in Kapitel 5.2 vorgestellte „Flexibilitätsband“ zwischen 80 Prozent und 90 Prozent vorteilhaft auf den Papierhersteller aus. Im Falle diskreter Reduktionsstufen in Höhe von 80 Prozent, 85 Prozent und 90 Prozent wäre das Unternehmen im ersten und dritten Quartal des Jahres 2022 auf eine 85-prozentige Netzentgeltreduktion zurückgestuft worden, obwohl in beiden Quartalen teils deutlich mehr als

4 Prozent Flexibilität bereitgestellt wurde. Durch den Vorschlag, ein „Flexibilitätsband“ zwischen 80 Prozent und 90 Prozent einzuführen, könnte im ersten Quartal eine Reduktion in Höhe von 88 Prozent und im dritten Quartal eine Reduktion in Höhe von 81 Prozent erreicht werden.

Auf Basis der beiden beschriebenen Effekte könnte das Unternehmen im Vergleich zum Szenario des Flexibilitätsseinsatzes im Status quo von § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV die Netzentgelte zusätzlich um 34,9 Prozent senken.

Ausgehend von der gestiegenen Papiernachfrage soll abschließend der Fall untersucht werden, wie sich die Ergebnisse verändern, wenn die Papiernachfrage aus dem Basisszenario nicht um 22 Prozent, sondern um 26 Prozent steigt. Dadurch würde die Auslastung der Holzschleifer von durchschnittlich 56 Prozent im Ausgangsbeispiel auf 70 Prozent steigen. Die Ergebnisse der veränderten Rahmenbedingungen können Tabelle 3 entnommen werden.

Die Erhöhung der Papiernachfrage führt dazu, dass das betrachtete Unternehmen nun die gemäß unserem Vorschlag an eine Netzentgeltreduktion geknüpften Flexibilitätsbedingung von mindestens 3,5 Prozent in drei von vier Quartalen erfüllen kann.

Im ersten Quartal des untersuchten Jahres kann der Papierhersteller lediglich eine Lasterhöhung von maximal 3,4 Prozent bereitstellen und verliert deshalb in diesem Zeitraum den Anspruch auf ein reduziertes Netzentgelt. Damit müsste der Papierhersteller nach Wegfall des heutigen § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV das reguläre Netzentgelt, das sich gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV ermittelt, entrichten. Um die damit einhergehenden Mehrkosten zu vermeiden, könnte das Unternehmen auf die Erfüllung der Kundennachfrage im Quartal verzichten oder Aufträge zwischen den Quartalen verschieben und die Holzschleifer nur mit einer Auslastung in Höhe von 68 Prozent, wie im vorherigen Beispiel, betreiben. Entscheidet sich das Unternehmen hingegen dafür, die Kundennachfrage vollständig zu erfüllen, würde der Papierhersteller die verfügbare Energieflexibilität im ersten Quartal uneingeschränkt vermarkten und die Leistung der Holzschleifer vollständig an

Auswirkung der drei Szenarien zu Netzentgeltallokationen mit einer um 26 % gestiegenen Papiernachfrage

→ Tabelle 3

	Optimierung der Flexibilität rein am Börsenstrompreis	Einsatz der Flexibilität im Status quo § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV	Einsatz der Flexibilität in unserem Vorschlag § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV
Jahresarbeit [GWh]	596	596	596
Lastspitze [MW]	96	78	96
Benutzungsstunden	6.212	7.644	6.129
Stromkosten [EUR]	135.465.018	142.825.572	135.465.018
Netzentgelte [EUR]	10.052.633	1.660.353	3.493.291
Gesamtkosten [EUR]	145.517.651	144.485.925	138.958.309
Emissionen [t CO ₂]	229.759	233.923	229.759

FIM (2024)

das Marktsignal, das heißt den Day-Ahead-Preis, anpassen, um die Mehrkosten – bedingt durch die regulären Netzentgelte gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV – möglichst gering zu halten. Im zweiten, dritten und vierten Quartal hingegen liegt die jeweils erbrachte Lasterhöhung und -reduktion bei teils deutlich mehr als 3,5 Prozent und erfüllt damit die Voraussetzungen für die individuellen Netzentgelte.

In der Gesamtschau aller vier Quartale könnte das Unternehmen unter den neuen regulatorischen Rahmenbedingungen das gesamte ökonomische und ökologische Potenzial der auslastungsbedingt weiter verringerten Energieflexibilität heben. Die Netzentgelte betragen im Vergleich zum Szenario einer reinen Optimierung der Flexibilität am Börsenstrompreis circa 33 Prozent; im Vergleich mit dem Szenario eines Flexibilitätseinsatzes unter den gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen (mittlere Spalte in Tabelle 3) sind sie allerdings mehr als doppelt so hoch. Vor diesem Hintergrund könnte überlegt werden, die Netzentgeltreduktionen bei Wahrung der Aufkommensneutralität unter die Schwelle von 80 Prozent abzusenken. So könnte zukünftig das Risiko, welches sich durch solche Sprungstellen für Unternehmen ergibt, abgemildert werden.

7.3 Diskussion

Der präsentierte Reformvorschlag für § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV kann Unternehmen, wenn sie flexibel agieren, finanziell besser stellen als im Status quo. Der Vorschlag erleichtert Lasterhöhungen zu Zeiten hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien und reizt insbesondere die energieintensive Industrie zunehmend zur Erbringung markt- und netzdienlicher Lastflexibilität an. Durch die zu Beginn bewusst gering gehaltenen Anforderungen an die für eine Netzentgeltreduktion geknüpften Lasterhöhungen und -reduktionen soll ein möglichst niederschwelliger Eintritt in zukünftige, auf der Bereitstellung von Flexibilität basierender Sondernetzentgelte im Elektrizitätsbereich ermöglicht werden.

Die im vorangegangenen Kapitel vorgestellten Ergebnisse unterstreichen dabei die mit dem präsentierte Reformvorschlag verbundenen Vorteile. Die Weiterentwicklung der individuellen Netzentgelte basiert darauf, dass ein Unternehmen als Voraussetzung für eine Reduzierung gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV zukünftig im Vergleich zur Durchschnittslast den Strombezug aus dem Netz in einem definierten Zeitraum in Hochlastzeiten um einen bestimmten Prozentsatz reduziert, oder in Niedriglastzeiten den Strombezug aus dem Netz erhöht – oder eine Kombination von beiden Reaktionen auf die Netzentgelte vornimmt.

Das vorgeschlagene „Flexibilitätsband“ zwischen der unteren und oberen Begrenzung der Netzentgeltreduktionen kann eine bessere Lösung darstellen als die gegenwärtig diskret ausgestalteten Reduktionsstufen. Ein solches „Flexibilitätsband“ würde vermeiden, dass Unternehmen, die beispielsweise in einem Quartal oder einem Monat die Anforderungen für eine höhere Reduktionsstufe knapp nicht erreichen, auf die nächstkleinere Stufe zurückfallen. Dies hat sich in der vorliegenden Fallstudie im zweiten Beispiel (22 Prozent höhere Papiernachfrage) und dritten Beispiel (26 Prozent höhere Papiernachfrage) bewährt. Ein solches „Flexibilitätsband“ reduziert das Risiko für Unternehmen, innerhalb des Betrachtungszeitraums unter Umständen (deutlich) schlechter gestellt zu werden.

Perspektivisch könnte auch darüber nachgedacht werden, Netzentgeltreduktionen unterhalb von 80 Prozent zu gewähren. Wie im dritten Beispiel (26 Prozent höhere Papiernachfrage) verdeutlicht, erhält das Unternehmen gemäß dem präsentierten Reformvorschlag keine Netzentgeltreduktion im ersten Quartal, gleichwohl die Last um über 10 Prozent verringert und um ca. 3,4 Prozent erhöht wurde. Unternehmen, die aufgrund interner oder externer Faktoren die erforderliche Lastvariation knapp (zum

Beispiel um 0,1 Prozent) nicht erreichen, verlieren den Anspruch auf individuelle Netzentgelte und können – sofern nicht unmittelbar ausreichende Flexibilitäten zur Verfügung stehen – die Mehrkosten innerhalb des für die Netzentgeltermittlung zugrunde gelegten Zeitraums auch nur bedingt über einen marktdienlichen Flexibilitätseinsatz kompensieren.

Die mit individuellen Netzentgelten einhergehenden Flexibilitätsanforderungen könnten für Monate oder Quartale separat erhoben werden, um etwaige Risiken zu mindern. Im Gegensatz zur gegenwärtigen Praxis könnten sie nicht mehr an ein gesamtes Jahr geknüpft werden, sondern die Quartale oder Monate könnten separat voneinander erhoben werden. Unternehmen wie das hier betrachtete Papierunternehmen, die die Flexibilitätsanforderungen innerhalb eines Quartals oder Monats nicht erfüllen, verlieren somit im Zweifel nur die Netzentgeltreduktion in dem entsprechenden Quartal oder Monat. So könnte der Zielkonflikt zwischen Einhaltung des Produktionsplans und Erhalt der Netzentgeltreduktionen in einem Szenario wie zum Beispiel einer kalten Dunkelflaute in Kombination mit einer hohen Produktionsauslastung und somit begrenzten Flexibilitätspotenzialen entschärft werden.

8 Abschließende Bemerkungen und Ausblick

Durch die vorgestellten Reformvorschläge für § 17 Abs. 2 StromNEV und § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV werden bestehende Flexibilitätshemmnisse schrittweise abgebaut sowie im zeitlichen Verlauf zunehmend Anreize für markt- und netzdienliche Flexibilitäten gesetzt. Über kontinuierlich steigende Anreize für energieflexibles Verhalten und Investitionen in Energieflexibilität werden Rahmenbedingungen geschaffen, die für das Gelingen der Energiewende entscheidend sind. Abbildung 7 verdeutlicht die Grundgedanken und das Zusammenspiel der kombinierten Reformvorschläge: Sowohl die Reform des § 17 Abs. 2 StromNEV, als auch die des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV reduzieren die Nachteile der Lastspitzen bei den Netzentgelten und der Berechnung der Benutzungsstunden. Damit erleichtern sie insbesondere Lasterhöhungen zu Zeiten hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien. Für die energieintensive Industrie reizen die Vorschläge die Erbringung markt- und netzdienlicher Lastflexibilität in beide Richtungen zunehmend an.

Insgesamt bleibt die Aufkommensneutralität der Netzentgelte erhalten, jedoch verändert sich deren

Verteilung innerhalb der Gruppe der rechts vom Schwellenwert liegenden energieintensiven Unternehmen. Aufgrund der schrittweisen Dynamisierung des § 17 Abs. 2 StromNEV und/oder der im Zeitablauf zunehmenden Anreize für Lastflexibilität in § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV werden flexiblere Unternehmen zunehmend finanziell bessergestellt, wohingegen weniger flexible Unternehmen geringere Netzentgeltreduktionen erhalten. Wie sich dies in konkreten Beispielen darstellt, zeigen Abbildung 11, Abbildung 12 und Tabelle 3.

Die im Rahmen von § 17 Abs. 2. StromNEV vorgeschlagene zeitliche und räumliche Netzentgeltdifferenzierung für industrielle Großverbraucher kann mittelfristig zur Grundlage für eine breitere Netzentgeltsystematik werden. Die Erfahrungen in der energieintensiven Industrie können genutzt werden, um eine reformierte Netzentgeltsystematik nach § 17 Abs. 2 StromNEV auch auf weiterreproduzierende Unternehmen und im weiteren Schritt auf alle Verbraucher mit registrierender Leistungsmessung auszuweiten. So könnte die BNetzA eine konsistente und effektive Netzentgeltsystematik schaffen.

Literaturverzeichnis

Bundesnetzagentur (2023). *Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität.* Online verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/963994/426254069988ea329bd588bd14c558a5/Ausschussdrucksa-che-20-25-281.pdf>

BNetzA (2024a). *Kraftwerksliste.* Online verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fach-themen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>

Bundesnetzagentur (2024b). *Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich.* Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschluss-kammern/1_GZ/BK4-GZ/2024/BK4-24-0027/BK4-24-0027_Eckpunktepapier_24072024.pdf?__blob=publicationFile&v=4

ENTSO-E Transparency Platform (2024). *Total Load Day Ahead/Actual.* Online verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show>

SynErgie (2021a). *Netzentgelte-Demonstrator.* Online abrufbar unter: <https://synergie-projekt.de/ergebnis/netzentgelte-demonstrator>

SynErgie (2021b). *In Dänemark lohnen sich energieflexible Technologien schon heute; in Deutschland nicht: Was wir von unseren Nachbarn lernen können.* Online verfügbar unter: https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/synergie_energieflexibilitaet_de_dk_vergleich_netzentgelte

Verband deutscher Papierfabriken (2023). *Statistiken zum Leistungsbericht Papier 2023.* Online abrufbar unter: https://www.papierindustrie.de/fileadmin/0002-PAPIERINDUSTRIE/07_Dateien/XX-LB/PAPIER2023-Statistik-digital.pdf

VDI (2021). *Energieflexibel in die Zukunft. Wie Fabriken zum Gelingen der Energiewende beitragen können.* Online abrufbar unter: https://www.ipa.fraunhofer.de/content/dam/ipa/de/documents/Projekte/Forschungsprojekte/VDI_Energieflexibel_In_Die_Zukunft.pdf

Publikationen von Agora Industrie

Auf Deutsch

Klimaneutrales Deutschland

Von der Zielsetzung zur Umsetzung – Vertiefung der Szenariopfade

Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe

Potenziale und Politikoptionen

Direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärme

Eine Bewertung von Technologien, Potenzialen und Zukunftsaussichten für die EU

Klimaneutrales Deutschland

Von der Zielsetzung zur Umsetzung

Reduktion und Regulierung von Embodied-Carbon-Emissionen im deutschen Gebäudesektor

Schaffung von Leitmärkten für klimafreundliche Grundstoffe

Wasserstoffimporte Deutschlands

Welchen Beitrag können Pipelineimporte in den 2030er Jahren leisten?

Resilienter Klimaschutz durch eine zirkuläre Wirtschaft

Perspektiven und Potenziale für energieintensive Grundstoffindustrien

Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland

Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf

Chemie im Wandel

Die drei Grundpfeiler für die Transformation chemischer Wertschöpfungsketten

Power-2-Heat

Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Stahl) – Update

Aktualisierte Analyse zur Stahlbranche

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Zement)

Analyse zur Zementbranche

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

Publicationen von Agora Industrie

Auf Englisch

Industrial Value Chain Transformation

Renewable hydrogen as an enabler of a just global energy transition

A vision for international trade in CO₂-intensive materials

The role of carbon product requirements

Low-carbon hydrogen in the EU

Towards a robust EU definition in view of costs, trade and climate protection

Creating markets for climate-friendly basic materials

Potentials and policy options

Direct electrification of industrial process heat

An assessment of technologies, potentials and future prospects for the EU

9 Insights on Hydrogen – Southeast Asia Edition

12 Insights on Hydrogen – Brazil Edition

Low-carbon technologies for the global steel transformation

A guide to the most effective ways to cut emissions in steelmaking

Circular Economy and Net-Zero Industry

Potentials for energy-intensive value chains in Germany

EU policies for climate neutrality in the decisive decade

20 Initiatives to advance solidarity, competitiveness and sovereignty

Labels for climate-friendly basic materials

A guide to the debate

Hydrogen import options for Germany (Summary)

Analysis with an in-depth look at synthetic natural gas (SNG) with a nearly closed carbon cycle

Ensuring resilience in Europe's energy transition

The role of EU clean-tech manufacturing

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-industry.org

Publikationsdetails

Über Agora Industrie und Agora Energiewende

Agora Industrie und Agora Energiewende erarbeiten unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabriken agieren unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und sind ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Industrie

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000
www.agora-industrie.de
info@agora-industrie.de

Agora Energiewende

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Korrektorat/Lektorat: Swea Starke

Satz: Urs Karcher

Titelfoto: photographer | iStock

350/09-I-2024/DE

Version 1.0, Dezember 2024



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



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