

[REDACTED]

---

**Von:** [REDACTED]  
**Gesendet:** Dienstag, 28. Oktober 2025 15:21  
**An:** [REDACTED]  
**Cc:** [REDACTED]  
**Betreff:** Stellungnahmen Netzentgelte  
**Anlagen:** GBK\_25\_01\_1\_3\_VIK\_v1.PDF; 20251017\_Stellungnahme Aurubis AG zum Diskussionspapier\_v2.pdf; VCI\_Stellungnahme BNetzA-Diskussionspapier zu Industrienetzentgelten\_21102025\_v1.pdf; 20251022\_Anlage zur Stellungnahme.pdf; BDI\_Stellungnahme\_BNetzA-Papier\_Entgelte\_Industrie\_Gewerbe\_v1.pdf

Sehr geehrter [REDACTED],

Sie hatten um ergänzende Informationen gebeten, inwieweit unser „Aurubis Vorschlag“ zur modifizierten Bandlast auch von den Verbänden erwähnt und unterstützt wird im Rahmen des „Diskussionspapiers Entgelte für Industrie und Gewerbe“ vom 24.09.2025.

Im Anhang beigefügt finden Sie die Stellungnahmen vom VCI, VIK und des BDI, mit farblicher Markierung der unterstützenden Argumente im PDF.

- VIK: S. 1/12
- VCI: S. 1/15, S. 3/15, S. 4/15
- BDI: S. 3/18, S. 4/18, S. 7/18, S. 12/18

Auch wir als Aurubis AG haben am 21.10.2025 eine eigene Stellungnahme der BnetZA übermittelt, der Vollständigkeitshalber haben wir Ihnen diese ebenso beigefügt.

Die Informationen zur Ausgestaltung der Bandlastregelung in anderen europäischen Ländern wie z.B. in Frankreich senden wir Ihnen nach, warten da aber selbst noch auf die Dokumente.

Mit freundlichen Grüßen  
With best regards

[REDACTED]

[REDACTED]

 **Aurubis**  
Metals for Progress

Registereintrag nationales Lobbyregister: [R001636](#)

Registereintrag europäisches Transparenzregister: [11160169347-78](#)

## 1. Einleitung / Aurubis

Die Bundesnetzagentur hat am 24. Juli 2024 ein Diskussionspapier zur Weiterentwicklung der Industrienetzentgelte veröffentlicht und am 24. September 2025 in einem weiteren Diskussionspapier ergänzende Vorschläge zur Anpassung der reduzierten Netzentgelte für energieintensive Unternehmen nach § 19 Abs. 2 StromNEV im Rahmen des AgNes Prozesses präsentiert. Bei dem Stakeholderworkshop am 30.09.2025 in Bonn hat Aurubis sich aktiv in die Diskussion mit eingebracht.

Aurubis hat bereits in der ersten Runde des Konsultationsprozesses am 18.09.2024 eine umfangreiche Stellungnahme an die BNetzA übermittelt. Auf die in dieser Stellungnahme übermittelten Anmerkungen, Vorschläge und technischen Hinweise sei erneut verwiesen, da sie grundsätzlich auch weiterhin Bestand haben. Die Integration der Fortentwicklung der Industrienetzentgelte in die Diskussion um die allgemeinen Netzentgelte bietet jedoch weitere Möglichkeiten für die Gestaltung einer ganzheitlichen Netzentgeltsystematik im Sinne eines möglichst effizienten Systems. Das könnte dabei helfen, die enormen Netzausbaukosten zu reduzieren.

Aurubis ist ein **24/7-Bandverbraucher** mit sehr hoher elektrischer Dauerlast, der in Deutschland pro Jahr ca. 1 TWh Strom benötigt. Als Hersteller des strategisch insbesondere für die Transformation wichtigen Rohstoffs Kupfer trägt Aurubis wesentlich zur Versorgung der deutschen und europäischen Industrie bei. Gleichzeitig ist Aurubis ein Vorreiter in Sachen **Energieeffizienz und Dekarbonisierung**: So liegt der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der deutschen Aurubis-Standorte heute bereits **ca. 60 % unter dem des weltweiten Durchschnitts** aller Kupferhütten. Hierdurch werden jährlich bereits über 4 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart. Über Jahre wurden umfangreiche Maßnahmen umgesetzt – von **Abwärmenutzung** (einen Großteil des Prozesswärmebedarfs deckt Aurubis intern durch Rückgewinnung) bis zur **Lieferung CO<sub>2</sub>-freier Industriewärme** in das Hamburger Fernwärmenetz, wodurch jährlich bis zu 28.000 Wohnungen beheizt und 140.000 t CO<sub>2</sub> eingespart werden können. Auch wurde z.B. 2024 eine 40 Mio. €-Investition getätigt, um die Anodenöfen **H<sub>2</sub>-ready** umzurüsten. In Bulgarien hat Aurubis mit aktuell 23,5 MW peak und ab Sommer 2026 mit 41,5 MW peak den größten privat betriebenen Solarpark errichtet. Diese nachhaltigen Fortschritte zeigen: Aurubis unterstützt die **Integration erneuerbarer Energien**, *solange* die dafür gewünschte **Lastflexibilität** nicht die Wirtschaftlichkeit der stromintensiven Prozesse untergräbt.

Aurubis begrüßt ausdrücklich, dass die BNetzA weitere Flexibilitätsinstrumente einführen möchte, da durch flexibles Verhalten und eine Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch hohe Kosten im Energiesystem gespart werden könnten. Unter diesen Kosten leidet Aurubis als energieintensives Unternehmen besonders stark. Bei energieintensiven Unternehmen ist die **Hebelwirkung der Energiepreise auf die Kostenstruktur** besonders hoch – häufig ist Strom einer der größten Kostenpositionen. Grundstoffindustrien wie die Kupfererzeugung operieren im **globalen Wettbewerb** und sind zumeist **Preisnehmer** (Price Taker) auf den Weltmärkten. Die Produkte – etwa Kupferkathoden – sind **Commodities** mit an Börsen bestimmten Preisen, sodass **gestiegene Stromkosten nicht einfach an Kunden weitergegeben** werden können. Jeder zusätzliche Euro bei Strom und Netzentgelten schlägt daher *voll* auf die Marge und Wettbewerbsfähigkeit durch.

## 2. Kostenentwicklung beim Netzausbau

In den letzten Jahren haben die Stromnetzentgelte enorm angezogen; allein seit 2023 hat sich das durchschnittliche Übertragungsnetzentgelt mehr als **verdoppelt**. 2024 machten Netzentgelte schon rund 28 % des Industriestrompreises aus, Tendenz weiter steigend durch den massiven Netzausbaubedarf. Das EWI Köln und ef.Ruhr haben errechnet, dass allein durch den laut Netzentwicklungsplan geplanten Netzausbau i.H.v. ca. 700 Mrd. EUR für die Industrie ca. 7 ct/kWh an zusätzlicher Netzentgeltbelastung zu erwarten sind - für Privathaushalte sogar 18 ct/kWh<sup>1</sup>. Andere Studien gehen davon aus, dass die Kosten noch sehr viel höher ausfallen werden, wofür angesichts der zunehmenden Ressourcen und Komponenten-Knappheit in der Tat einiges spricht.<sup>2</sup> Allein dieser netzausbaubedingte zusätzliche Kostenblock übersteigt die Gesteungskosten von Erneuerbarem Strom bei weitem und läge für sich genommen schon weit höher als das Strompreinsniveau der internationalen Wettbewerber insgesamt (3,5 – 6 ct/kWh). Ein ersatzloser Wegfall der bestehenden Entlastungen würde schon beim heutigen Netzentgeltniveau die energieintensiven Industrien stark in Ihrer Existenz bedrohen. In Kombination mit weiter steigenden Netzentgelten wäre das Ende einer Vielzahl der Betriebe endgültig besiegelt.

Diese Kostenentwicklung zeigt eines sehr deutlich: Die Systemkosten – insbesondere der noch erforderliche Netzausbau – werden zum größten Kostenfaktor im Strombereich. Es sollte daher oberstes Ziel allen Handelns und der Regulatorik sein, diese Kosten durch ein möglichst effizientes System auf das absolut notwendige Maß zu begrenzen.

### 3. Wirtschaftliche Bedeutung der Energieverfügbarkeit und Netzentgelte

Die BNetzA ist zwar formal unabhängig in Netzfragen und darf aufgrund EU-rechtlicher Vorgaben auch keine rein industriepolitischen Ziele mit den Netzentgelten verfolgen, aber sie kann sich nicht der Pflicht entziehen, auch **gesamtwirtschaftliche Gemeinwohlbelange** zu beachten. Es würde das grundgesetzlich geschützte Eigentum verletzen (Art. 14 GG), wenn stromintensive Unternehmen durch im internationalen Vergleich exzessiv hohe Netzentgelte quasi **erdrosselt** würden.

Schon ein deutlicher Rückgang der bisherigen Netzentgeltreduktionen hätte **drastische Folgen**. Die Stromkosten würden eklatant steigen und die ohnehin schwierige Lage der energieintensiven Industrien im internationalen Wettbewerb weiter verschärfen. Investitionen in die **Elektrifizierung** weiterer Prozesse – eigentlich gewünscht zur Dekarbonisierung – würden gebremst, und das Risiko von **Carbon Leakage** (Verlagerung der Produktion ins Ausland) nähme zu. Die **Versorgungssicherheit** der EU mit für die Transformation, Digitalisierung und Verteidigung wichtigen und kritischen Rohstoffen wie Kupfer stünde auf dem Spiel. Gerade im Kontext des Green Deal muss verhindert werden, dass Europa zwar klimafreundliche Technologien will, aber die Basisindustrien dafür aus Kostengründen abwandern. Die EU-Kommission hat Ende Februar 2025 den **Affordable Energy Action Plan** bekräftigt, der die *Senkung* und nicht die Anhebung von Energiekosten zum Ziel hat. Eine Regulierung, die als Folge ihrer Energiewendepolitik den

---

<sup>1</sup> [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024\\_04\\_Abschlussbericht\\_Netzentgelte\\_BW\\_DE.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf).

<sup>2</sup> <https://www.dihk.de/resource/blob/137196/97f39a33a519ece00c3a65e014fbc707/energie-dihk-energiewende-plan-b-data.pdf>  
[mckinsey\\_zukunftspfad\\_stromnachfrage\\_januar\\_2025.pdf](https://www.mckinsey.com/de/industry/energy/energie-wende-zukunftspfad-stromnachfrage-januar-2025.pdf)

**Untergang oder die Abwanderung** stromintensiver Unternehmen in Kauf nimmt, wäre mit EU-Recht unvereinbar.

Die Industrie ist in ihrer Entstehung und Ansiedlung stets der Energie gefolgt. Günstige und verlässlich verfügbare Energie war und ist vor allen anderen Faktoren wie bspw. Infrastruktur und Rohstoffen der wichtigste Faktor für die Entstehung und das Wachstum der Industrie. Diese historische Wahrheit, die auf der gesamten Welt gilt, muss bei der Gestaltung des Energiesystems berücksichtigt werden. Es muss unbedingt gelingen, diese Grundsäulen industrieller Existenzen bei der Transformation nicht einzureißen. Das Ziel muss ein dekarbonisiertes Stromsystem sein, dass weiterhin in der Lage ist, die Nachfrage zu jeder Zeit und ohne prohibitiv hohe Kosten zu bedienen. Energie- und Kosteneffizienz ist dabei der Schlüssel des Erfolgs.

#### **4. Nachteile der aktuellen Netzentgeltsystematik und sonstige Fehlanreize**

Die heutige Netzentgeltsystematik ist in einem Energiesystem entstanden, in dem sich das Angebot großer, zentraler und steuerbarer Kraftwerke nach der Nachfrage und dem Energiebedarf der Verbraucher richtete. Die Netze wurden durch die Einspeisung von Grundlastkraftwerken und stetiger Bandabnahme großer Industriekunden kontinuierlich auf einem hohen Niveau ausgelastet. Dabei gilt für alle Investitionen in Anlagen und Infrastruktur, dass diese umso kosteneffizienter sind, je höher die Auslastung ist. Die Netzentgelte waren aus diesem Grund jahrzehntelang ein fast zu vernachlässigender Faktor. Heute erreichen sie bereits fast die Höhe der durchschnittlichen Stromgestehungskosten und werden sie in Zukunft absehbar sogar erheblich übersteigen, wenn nicht gegengesteuert wird.

##### **a. (Fehlende) Anreize für Einspeiser**

Dies liegt insbesondere daran, dass zur Förderung des Hochlaufs erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen verschiedene Rahmenbedingungen geschaffen wurden, die sich mit steigendem Anteil solch volatiler Einspeiser exponentiell zunehmend in den Kosten niederschlagen. Diese Erleichterungen waren richtig und wichtig, da es ohne sie keinen Hochlauf gegeben hätte. Heute gehören sie jedoch – gemeinsam mit den Erleichterungen für Bandabnehmer – auf den Prüfstand. Dazu gehören unter anderem:

- Anschlusszwang für Netzbetreiber: Unverzögerlicher und vorrangiger Anschluss an das Netz - § 8 EEG
- Einspeisevorrang/-garantie: Vorrangige Abnahme von EE-Strom; Begrenzung nur bei Netzüberlastung - §§ 11, 14 EEG
- Gesetzlich garantierte Vergütung oder Marktprämie für 20 Jahre - §§ 19-28 EEG
- Entschädigung bei Abregelung wegen Überlastung - § 15 EEG
- Netzbetreiber tragen Anschlusskosten; Anlagenbetreiber nur Anschluss bis zum Netzverknüpfungspunkt; § 13 EEG
- Vollständiger Verzicht auf Netzentgelte
- Netzbetreiber müssen EE-Ausbau bei Planung priorisieren; § 12 EEG

Alle genannten Punkte beseitigen jegliche Anreize, sich marktorientiert oder systemdienlich zu Verhalten. Standorte konnten rein nach Sonnen- und Windertrag gewählt werden – ohne Rücksicht auf vorhandene Netzkapazitäten oder potenzielle Abnehmer. Einspeisung und Vergütung waren zu jeder Zeit gesichert. Die Einspeisung erfolgt weder unter Preis-, noch unter Netzgesichtspunkten und damit rein dargebots- und nicht bedarfsabhängig.

Da geförderte Systeme ohne jegliche Marktanreize nahezu immer ineffizient sind oder werden, gehören die genannten Ausnahmen allesamt mit auf den Prüfstand.

Im Verantwortungsbereich der BNetzA sollten im Rahmen des AgNES Prozesses unbedingt Anreize für ein netz- und systemdienliches Verhalten per se volatiler EE-Erzeuger geschaffen werden. Neben Baukostenzuschüssen, die auf die regionale Verteilung von Anlagen einwirken können, gehören dazu zwingend auch dynamische Netzentgelte, die auf den Zeitpunkt der Einspeisung lenkend einwirken könnten. Dass sich diese neuen Belastungen für EE-Erzeuger am Ende im Strompreis wiederfinden werden, liegt in der Natur der Sache. Aufgrund der marktlichen Wirkung könnten die bestehenden Möglichkeiten zur bedarfsgerechten Errichtung und Einspeisung von EE-Erzeugern besser genutzt werden. Dazu gehören u.a.:

- Standortwahl
  - Regionale Nähe zu Lastzentren
  - Klimatische und meteorologische Diversität der Wetterprofile unterschiedlicher Standorte
- Anlagenausrichtung und Technologie
  - Ost-/Westausrichtung bei PV
  - PV Nachführsysteme
  - Neigungswinkel für höhere Wintererträge
  - Bei Windenergieanlagen Kombination unterschiedlicher Nabenhöhen und Rotordurchmesser zur Nutzung unterschiedlicher Windgeschwindigkeiten
- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit steuerbarer/bandlastfähiger EE-Erzeugung
  - Biomasse und Biogas
  - Wasserstoff
  - (Tiefen-)Geothermie
  - Laufwasserkraftwerke
  - Speicher- und Pumpkraftwerke
  - Thermische Solarenergie
- Anreize zur Integration von Speichern bei den Erzeugungsanlagen
  - Kurzzeitspeicher wie Batterien oder Flywheels
  - Langzeitspeicher wie Pumpspeicher, thermische Speicher, Wasserstoff

Unbestritten würde der Wegfall der oben genannten Erleichterungen, die Einführung dynamischer Netzentgelte und Baukostenzuschüsse und die Maßnahmen für bedarfsgerechtere Einspeisung zu höheren Kosten auf Seiten der Erneuerbaren Erzeuger führen und so letztendlich auch in den Stromkosten landen. Es ergäben sich dennoch wesentliche Vorteile:

1. Die durch die Volatilität verursachten Kosten würden transparenter ersichtlich und deutlicher zugeordnet und diffundieren nicht im System.
2. Sie würden verursachergerecht zugeordnet und damit das EU-rechtliche Prinzip der Kostenreflektivität erfüllen.
3. Durch die Zuordnung der Kosten beim Verursacher entstehen marktliche Anreize, diese Kosten so klein wie möglich zu halten – sei es durch Steuerung oder eine Verschiebung der verschiedenen Erzeugungsformen.
4. Durch system- und netzdienlicheres Verhalten der Einspeiser können erhebliche Netzausbaukosten gespart werden, da das Netz nicht mehr auf die Erzeugungsspitzen ausgebaut werden müsste, um den Strom überhaupt erst zu den

flexiblen Verbrauchern transportieren zu können und die Volatilität erst am Ende der Lieferkette zu glätten.

## **b. Fehlanreize der geltenden Verbrauchernetzentgelte**

Auf Seiten der Verbraucher gibt es im heutigen System ebenfalls fehlende bzw. sogar Fehl-Anreize in der Netzentgeltlogik.

### Flexible Verbraucher

Per se bestehen für sehr flexible Nutzergruppen wie bspw. (bidirektional) aufladbare Elektroautos, Haushaltsgeräte von Privatverbrauchern etc. derzeit aufgrund fixierter Netzentgelte sowie weitestgehend fixierter Stromtarife keinerlei Anreize, sich nach Marktsignalen zu richten und sich damit systemdienlich zu verhalten. Hier bleiben enorme Potenziale ungenutzt, die über dynamische Netzentgelte (und Stromtarife) dringend gehoben werden müssen.

### Atypische Netznutzer

Die atypischen Netzentgelte nach § 19 II 1 StromNEV richten sich in erster Linie nach tageszeittypischen Lastkurven der Verbraucher und incentivieren eine reduzierte Abnahme in Spitzenzeiten. Da sie für lange Zeiträume im Voraus festgelegt werden reizen sie sozusagen eine „starre Flexibilität“ im Sinne wiederkehrender Lastreduktionen an. Mangels langfristig prognostizierbarer wetterabhängiger EE-Erzeugungssituation tun sie dies aber bspw. auch in Zeiten, in denen viel Sonnen- und Windstrom dringend Abnehmer sucht.

Hier könnte darüber nachgedacht werden, die Zeiträume der festgelegten Zeitfenster zu verkürzen, um kurzfristiger bspw. auch Wetterprognosen mit einfließen lassen zu können. Diese Zielrichtung wird auch in **Option B des Diskussionspapiers** aufgegriffen. Dabei ist jedoch sicherzustellen, dass **flexible Industriekunden** über eine angemessene **Vorlaufzeit** verfügen, um ihre Produktionsprozesse entsprechend anpassen und zuverlässig planen zu können.

### Bandabnehmer

Die derzeitige „Bandlastregelung“ nach § 19 II 2 StromNEV setzt in ihrer derzeitigen Ausgestaltung ebenfalls erhebliche Fehlanreize. Da das Erreichen der 80/85/90-prozentigen Entlastung im Kippschalterprinzip starr an das Erreichen von 7.000/7.500/8.000 Vollbenutzungsstunden geknüpft ist, werden gewisse systemdienliche Verhaltensweisen durch die Netzentgeltregulatorik behindert:

Das Erreichen einer neuen Lastspitze durch eine Erhöhung des Stromverbrauchs in Zeiten sehr geringer Strompreise wirkt sich unmittelbar auf die Vollbenutzungsstundenzahl aus und wird daher von Bandlastkunden vermieden, obwohl ein solches Verhalten systemdienliche Effekte hätte. Hierdurch hebt die starre Regelung – sehr zum Leidwesen der Betroffenen – die Marktsignale auf dem Strommarkt aus, die industrielle Verbraucher eigentlich gerne nutzen würden.

Auch umgekehrt sorgt ein drohendes Verfehlen der jeweiligen Schwellenwerte aufgrund eines „zu niedrigen“ Stromverbrauchs für Verhaltensänderungen in der Stromabnahme, die im Sinne der Energieeffizienz eigentlich nicht gewünscht sind. So kann es aufgrund der starren Regelung wirtschaftlich sinnvoll sein, mehr Strom zu verbrauchen, da die Kosteneinsparung bei den Netzentgelten durch das Erreichen des Schwellenwertes erheblich höher sein kann als die Kosten

für den dazu erforderlichen zusätzlichen Stromverbrauch. So werden Energieeffizienzmaßnahmen konterkariert und ggf. wirtschaftlich unsinnige Verschiebung von Produktion oder Wartungsarbeiten – insbesondere rund um den Jahreswechsel – angereizt.

Diese Fehlanreize ließen sich relativ einfach dadurch beheben, indem Lastspitzen, die in vordefinierten Zeitfenstern (analog Option B) oder bei besonders günstigen Strompreisen (analog Option A) entstanden sind, bei der Berechnung der Vollbenutzungsstunden außenvor bleiben.

Umgekehrt könnten reduzierte Verbräuche in Zeiträumen sehr hoher Strompreise (analog Option A) oder vordefinierter Zeitfenster (analog Option B) ebenfalls fiktiv herausgerechnet werden.

Entsprechende Vorschläge hat es hierzu bspw. vom Umweltbundesamt schon vor längerer Zeit gegeben. Die Festlegungen BK4-22-089 und BK4-22-089A02 gehen ebenfalls bereits in eine ähnliche Richtung, wären zur Realisierung des vollen Potenzials allerdings überarbeitungsbedürftig. Eine entsprechende Regel müsste entfristet geschaffen werden, um Planungssicherheit bei der Umstellung von Prozessen zu haben. Zudem ist das eintägige Vorankündigungs- und Zustimmungserfordernis durch den Anschlussnetzbetreiber nicht praktikabel. Es sollte einen festen Maßstab zur Orientierung geben, wie etwa die Voraussetzungen für die Optionen A und B.

Die Marktanreize an der Strombörse wären für die Bandlastkunden dann bereits Anreiz genug, vorhandene Flexibilitäten zu nutzen. Ein gegenläufiges Verhalten würde jedenfalls ausgeschlossen.

## 5. Hürden der Flexibilisierung

In der Stellungnahme vom 18.09.2024 hat Aurubis bereits umfangreich dazu vorgetragen, welche technischen und tatsächlichen Hürden es für die prozesstechnisch sehr komplexe Kupferproduktion gibt. Neben der Kupferproduktion stehen nach unserem Kenntnisstand auch weitere Industrien bspw. Papier- und Glashersteller sowie Rechenzentren vor ähnlichen Herausforderungen bzw. Unmöglichkeiten.

Wir haben in der damaligen Stellungnahme ebenfalls die wenigen vorhandenen Flexibilitätspotenziale benannt und spezifiziert. Insoweit sei auf die Ausführungen von damals verwiesen und hier nur noch bulletpointartig zusammengefasst:

- Umweltschutzmaßnahmen wie Abluft- und Filtersysteme machen 30% des Strombedarfs aus und können nicht flexibel gefahren werden, da sie zwingend an den Hauptprozessen hängen.
- Wegen der 24/7/365 Volllast Fahrweise der Anlagen kann allenfalls heruntergefahren werden (keine Symmetrie). Die verlorengegangene Produktion kann nicht wieder aufgeholt werden und verursacht hohe Opportunitätskosten.
- Anlagen können allenfalls für kurze Zeiträume (30-60 Min.) im Verbrauch gedrosselt werden, jedoch nicht für längere und starre Zeitfenster.
- Stromreduktion (bspw. in der Kupferelektrolyse) sind nur begrenzt möglich, da sich ansonsten Ablagerungen/Einschlüsse an den Kathoden bilden und diese Qualitätsverluste das Produkt unbrauchbar machen.
- Arbeitsrechtliche und tarifliche Herausforderungen bei der Schichtplanung (unbezahlte Pausen bei geringer Erzeugung).

- Ein nicht kontinuierlicher oder gar Stop&Go Betrieb von Anlagen bedeutet immer und tlw. erhebliche Verluste bei der Energieeffizienz. Die ist aufgrund anderer höherrechtlicher Vorgaben (EED, IED, EMAS, EnEFG, EDL-G, SpaEfV, ISO 50001, als Voraussetzung für andere Entlastungstatbestände) jedoch verbindlich vorgeschrieben. Dieser Zielkonflikt müsste über Öffnungsklauseln in den genannten Vorschriften aufgelöst werden („Geringere Energieeffizienz durch systemdienliche Flexibilitätserbringung bleibt unberücksichtigt.“ o.ä.)

Ein weiteres rein praktisches Problem bei jeglicher Art von Flexibilitätserbringung ist die Definition des Absprungpunktes und der Nachweis der Flexibilitätserbringung. Durch die enorm komplexen Produktionsprozessketten innerhalb eines Werksgeländes schwankt die Lastkurve produktionsbedingt auch bei Bandlastkunden mit sehr hohen Lastsprüngen in kurzen Zeitabständen um mehrstellige MW-Beträge. Dies allerdings auf einem sehr hohen Grundniveau, wie die folgende 24-Stunden-Lastkurve des Aurubis Werkes in Hamburg zeigt.



**Die durch Produktionsprozesse bedingten Lastsprünge sind in der Regel nicht steuerbar und nur mit sehr kurzem Vorlauf – meist wenigen Minuten – prognostizierbar.** Dies wirft die zentrale Frage auf, auf welcher konkreten Lastbasis die zu erbringende Flexibilität zu einem bestimmten Zeitpunkt berechnet werden soll. Eine belastbare Antwort darauf fehlt bislang.

Aufgrund der teils erheblichen Schwankungen kann es vorkommen, dass sich die aktuelle Produktionslast in einem gegenläufigen Zustand zur geforderten Flexibilitätsleistung befindet. Beispielhaft: Liegt der durchschnittliche Lastgang des Vortages bei 100 MW und soll eine Reduktion um 3,5 % erfolgen, wäre eine Zielgröße von 96,5 MW anzustreben. Befindet sich die tatsächliche Last zum betreffenden Zeitpunkt jedoch bei 115 MW, müsste eine Reduktion um 18,5 MW erfolgen – was unter Umständen technisch nicht darstellbar ist.

Ob die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Korrelationsmethode in diesem Kontext einen geeigneten Lösungsansatz bietet, wird im Kapitel zur Beantwortung der Einzelfragen näher betrachtet.

## 6. EU-rechtlicher Rahmen

Das Energierecht inklusive der Vorgaben für die Netzentgeltgestaltung unterliegen zunehmend europäischem Einfluss. Neben den übergeordneten Primärrechtlichen Zielen des Vertrags kommt im Bereich der Netzentgelte insbesondere Art. 18 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (ElektrizitätsbinnenmarktVO) zum Tragen.

Das sogenannte Guidance Paper der EU Kommission, speziell der „ANNEX Communication to the Commission Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs“ (Guidance Paper) hingegen entfaltet keine unmittelbare Wirkung. Das Papier, das im Wesentlichen die Tatbestandsmerkmale des Art. 18 ElektrizitätsbinnenmarktVO beleuchtet, ist eine unverbindliche Auslegung des EU-Rechts und geht nach unserem Dafürhalten in Teilen deutlich über den expliziten Inhalt der Vorschrift hinaus.

So verweist das Papier mehrfach auf eine notwendige Verhaltensänderung – ein Begriff, den auch die BNetzA aufgegriffen hat. Konkret würde laut BNetzA ein Bandabnehmer ja „ohnehin“ ein Bandprofil abnehmen und dürfe mangels Verhaltensänderung nicht mehr belohnt werden. In Art. 18 ElektrizitätsbinnenmarktVO wird jedoch mit keinem Wort eine notwendige Verhaltensänderung erwähnt. Vielmehr soll durch Preissignale langfristig zur Gesamteffizienz des Netzes beigetragen werden (Art. 18 I). Auch soll anhand der „Verbrauchs- der Erzeugungsprofile der Netznutzer“ unterschieden werden können (Art. 18 VII). Also ausdrücklich (existierende) Profile und nicht nur Verhaltensänderungen. Alles andere wäre auch paradox, weil ansonsten ein möglicherweise bereits heute flexibler Stromverbraucher, der sich nach den Marktsignalen des Strompreises richtet, mangels Verhaltensänderung zum status quo nicht belohnt werden dürfte. Auch müsste bei dieser Auslegung die Belohnung offenbar entfallen, sobald das Verhalten umgestellt wurde. Viele Bandabnehmer haben in den letzten Jahrzehnten ihren Betrieb auf eine Erfüllung der Anreizvorgaben hin optimiert. Der Vorwurf, nun ja „ohnehin“ ein Band abzunehmen wirkt daher etwas konstruiert.

Es sollte daher aus Sicht von Aurubis durchaus möglich sein, gewisse Verbrauchsprofile auch ohne explizite Verhaltensänderung zu belohnen, sofern diese Profile innerhalb der Netzentgeltsystematik auf die einzelnen Ziele von Art. 18 einzahlen.

#### **a. Tatbestandsmerkmale und Ziele von Art. 18 ElektrizitätsbinnenmarktVO**

Die wesentlichen Ziele von Art. 18, die sich in den Netzentgelten wiederfinden sollen, sind:

- Kostenorientierung
- Transparenz
- Netzsicherheit
- Flexibilität
- Kostenreflektivität
- Freiheit von nicht mit dem Energiesystem zusammenhängenden politischen Zielen
- Preissignale für die Gesamteffizienz
- Keine Nachteile oder Vorteile für Energiespeicherung
- Keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder Teilnahme an Laststeuerung
- Keine Entfernungsabhängigkeit
- Anreize für Netzbetreiber, Effizienz, einschließlich Energieeffizienz zu steigern
- Alle Netznutzer an den Kosten beteiligen

Diese Merkmale gilt es bei der Schaffung eines neuen Netzentgeltsystems inklusive der Industrienetzentgelte bestmöglich zu adressieren. Ohne dabei Fehlanreize zu setzen, die eines der Ziele behindern.

**b. Bewertung der Vorschläge der BNetzA vor dem EU-Recht**

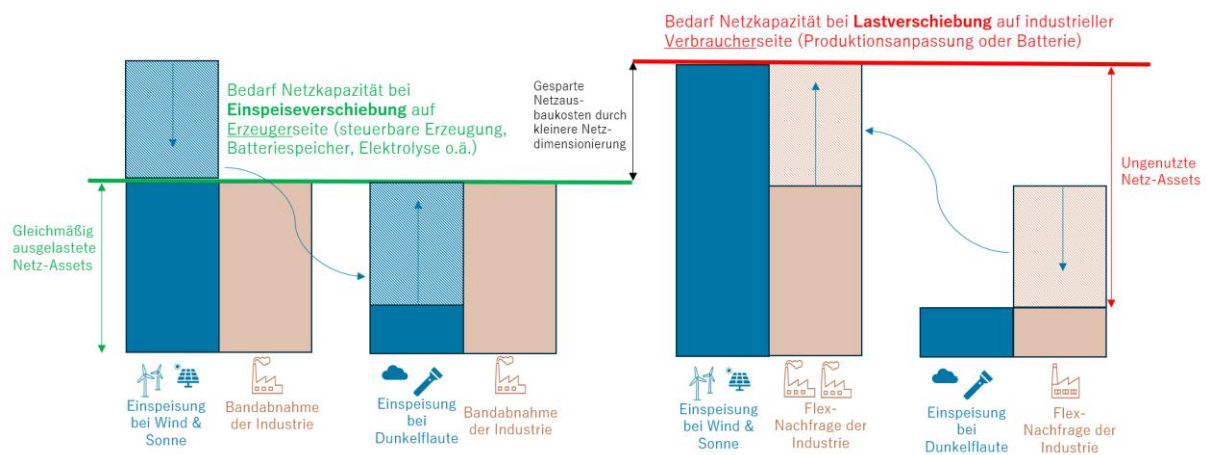
Aurubis bedauert, dass die BNetzA trotz der ausgedrückten „Ergebnisoffenheit“ des Prozesses bereits im ersten Diskussionspapier einen konkreten Vorschlag als EU-rechtlich nicht machbar verworfen hat (modifizierte Bandlastregelung). Dieser würde sich nämlich – wie gleich noch zu zeigen sein wird – hervorragend mit den Vorschlägen der Bundesnetzagentur ergänzen.

Die BNetzA plant zukünftig eine Entlastung bei den Netzentgelten nur noch bei flexiblem Verhalten zu gewähren. Sie begründet dies mit einer EU-rechtlich indizierten Gegenleistung in Form einer Verhaltensänderung, die für die Gewährung eines geringeren Netzentgeltes erforderlich sei.

Der Ansatz, durch neue Flexibilitätsinstrumente auch in den Netzentgelten Anreize zu flexiblem Verhalten zu setzen wird von Aurubis ausdrücklich begrüßt. Die heute nötigen Maßnahmen im Engpassmanagement in Form von Einspeisemanagement und Redispatch verursachen enorm hohe Kosten, die sich in den Netzkosten wiederfinden. Ein flexibles Netznutzungsverhalten kann daher dazu beitragen, Engpässe zu beseitigen, die ineffiziente Abschaltung von EE-Anlagen zu verhindern und extreme Preisausschläge an der Strombörse zu verhindern. Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung zahlt ein solches Instrument also grundsätzlich auf die Sekundärrechtlichen Ziele der Flexibilität und Energieeffizienz ein. Allerdings nimmt Art. 18 wie auch das Guidance Paper ausdrücklich die Einspeiserseite in den Blick. Und zwar nicht nur in Form von „Baukostenzuschüssen, sondern in Form des „Erzeugungsprofils“ (Art. 18 VII) und „injection charges“ (Guidance Paper, S. 16 f.). Eine solche Beteiligung ist vor dem Hintergrund der Merkmale „Kostenreflektivität“ und „Transparenz“ auch dringend erforderlich. Anders als mitunter behauptet, verursacht nämlich nicht die Bandlast zusätzliche Kosten im Netz, sondern die dargebotsabhängigen volatilen Einspeiser. Daher wäre es nicht nur folgerichtig, sondern EU-rechtlich geboten, einen Teil der Kosten auch bei den Einspeisern zu allokatieren, um diese transparent zu machen. Insbesondere jedoch um Anreize zu setzen für ein bedarfsgerechteres und systemdienlicheres Einspeiseverhalten.

Es dürfte unstrittig sein, dass das Netz als sehr kapitalkostenintensives Wirtschaftsgut am kosteneffizientesten bei einer möglichst gleichmäßigen Auslastung auf hohem Niveau betrieben werden kann. Jede Flexibilität auf Verbraucherseite in Form zusätzlicher Lastabnahme in Zeiten der EE-Spitzenerzeugung setzt nämlich voraus, dass das Netz auch in der Lage ist, diese Erzeugungsspitzen zum Verbraucher zu transportieren. Es muss daher grundsätzlich (am Verbrauch gemessen) für die Spitzen überdimensioniert werden und ist in Zeiten geringer Erzeugung und korrespondierender Lastreduzierung auf Verbraucherseite nur gering ausgelastet.

Dieser Zusammenhang wird auch in folgender Darstellung deutlich:



Im Ergebnis würde also die oben bereits beschriebene Erzeugerflexibilität – sei es in Form angepasster Erzeugung oder der Nutzung von Batteriespeichern – Netzausbaubedarf reduzieren. Umgekehrt führt jede künstliche Flexibilitätserrichtung nach oben (in Form neuer Verbraucher oder Batteriespeicher) beim Verbraucher tendenziell zu zusätzlichem Netzausbau, da der Anschlussnetzbetreiber im Zweifel erst die Anschlusskapazität durch kostspieligen Zubau erhöhen muss. Ziel sollte es daher sein, in erster Linie Einspeiserflexibilität zu heben und erst im zweiten Schritt noch verbleibende Flexibilitätslücken auf Verbraucherseite zu heben. Diese dann aber primär in den vorhandenen Prozessen und nicht durch kapitalintensive Investitionen in „künstlich“ zu errichtende Verbraucher, die unter Umständen noch Netzausbaubedarf verursachen.

Ein gleichmäßig hoch ausgelastetes Netz sollte also vor dem Hintergrund der Netzkosteneffizienz das oberste Ziel einer umfassenden Netzentgeltreform sein.

In Kombination mit dem beabsichtigten Wegfall der Bandlastregelung ergeben sich jedoch Anreize für Industriebetriebe zur Errichtung großer Batterien auf dem Werksgelände. Da die Bundesnetzagentur selbst anerkennt, dass nicht alle bandlastbegünstigten Betriebe und Prozesse die geforderte Flexibilität werden erbringen können nimmt sie dies nicht nur billigend in Kauf, sie schlägt die Batterie sogar selbst als „businesscase“ vor. Da § 19 II 2 StromNEV für viele heutige Bandlastkunden mit seiner Entlastungswirkung von existenzieller Bedeutung ist, könnte in diesem Zusammenhang auch von einem de facto Flexibilisierungszwang gesprochen werden. Dieser führt jedoch wie gezeigt zu fehlallokierten Batteriespeichern (hinten statt vorne in der Lieferkette), zusätzlichen Netzausbaukosten und bestraft die eigentlich zu einer gleichmäßigen (und damit effizienten) Netzauslastung beitragenden Bandkunden, indem er diese in Investitionen zwingt, obwohl die Kosten zweifelsohne durch die volatilen Einspeiseprofile verursacht werden. Damit verstößt dieser „demand-side-only“ Flexibilitätsansatz zumindest gegen die Ziele der Kostenreflexivität, der Netzkosteneffizienz und der Beteiligung aller Netznutzer.

Während einige im Prozess vorhandene Flexibilitäten wie leichte Produktionsverschiebung (bei nicht Volllast-Betrieben) oder virtuelle Speicher in Form von Zwischenprodukten mit relativ überschaubarem Aufwand mögen realisieren lassen, führen erzwungene oder künstlich geschaffene Flexibilitäten durch eine unstete Fahrweise oder Reduktion der Produktion (ohne Aufholmöglichkeit der Produktionsverluste) immer zu einer Verschlechterung der Energieeffizienz. Gleiches gilt auch für die Wirkungsgradverluste durch den Einsatz einer Batterie. Neben den oben bereits angesprochenen (höherrechtlich gesetzten) Zielkonflikten zu

Energieeffizienzvorgaben, geht dieser Effekt auch entgegen des erklärten Ziels der Energieeffizienz von Art. 18 und muss daher in der Gesamtabwägung unbedingt berücksichtigt werden. Es ist daher bemerkenswert, dass das Tatbestandsmerkmal der Energieeffizienz in einem juristischen Aufsatz von zwei Mitgliedern der Beschlusskammer <sup>4</sup> ausschließlich aus dem Blickwinkel vermiedener Abregelung von EE-Strom betrachtet wird – und das, obwohl dieser Gesichtspunkt bereits in der ersten Konsultationsrunde und weiteren Gesprächen mehrfach deutlich durch verschiedene Stakeholder kommuniziert wurde. Eine solch einseitige Betrachtungsweise und Außerachtlassung der Auswirkungen auf der Industrieseite könnte nur als ermessensfehlerhaft bewertet werden.

Exakt das Gleiche gilt auch für die Kosteneffizienz und -reflektivität, da in dem Aufsatz ebenfalls die Aspekte von einer Kostenbeteiligung und/oder Anreizen auf Erzeugerseite für eine gleichmäßige Einspeisung wie auch den Netzkosteneffizienzvorteilen einer hohen und gleichmäßigen Netzauslastung mit keinem Wort Erwähnung finden.

Ein weiterer Aspekt, der tendenziell in allen Optionen der BNetzA zum Tragen kommt ist ein Art. 18 unmittelbar entgegenlaufendes Hemmnis für die Errichtung eigener erneuerbarer Erzeugungsanlagen wie bspw. Dach- und Fassaden-PV, Solarthermie oder auch Windräder auf dem Werksgelände. Die Eigenerzeugung von Solaranlagen „behind the meter“ würde nämlich die eigene Lastkurve nahezu immer genau entgegengesetzt der in dem Moment gewünschten Flexibilität beeinflussen. Bei viel Sonne und niedrigen Preisen soll die Last nämlich eigentlich erhöht werden – die Eigenerzeugung senkt aber im gleichen Moment die eigene Last, die aus dem Netz entnommen wird.

Hinsichtlich des Ziels der Netzsicherheit sei hier nur die – durch Aurubis nicht überprüfte/überprüfbare – Aussage eines Verteilnetzbetreibers wiedergegeben, dass es in dessen Netz zu Kurzschlussituationen kommen könne, wenn nun mehrere Industriebetriebe Großbatterien zur Errichtung der geplanten Anforderungen errichten und diese gleichzeitig zu den jeweils vorgegebenen Flexibilitäts-Signalen (sei es durch Markt- oder Netzsignale) laden und entladen würden.

Als Zwischenergebnis lässt sich festhalten, dass der von der BNetzA in dem Diskussionspapier aufgezeigte Weg hinsichtlich mehrerer Ziele und Tatbestandsmerkmale von Art. 18 in seinen Auswirkungen zumindest als fragwürdig, wenn nicht sogar kontraindiziert einzustufen wäre.

### **c. Ergänzender Vorschlag zur Gesamtsystemoptimierung**

Wie erläutert, werden die Netzausbau- und -betriebskosten künftig zum vsl. größten Kostenfaktor im Strombereich anwachsen. Es sollte daher oberstes Ziel sein, den Netzausbau auf das notwendige Maß zu beschränken und möglichst gleichmäßig auszulasten. Das ist in einem auf volatiler Erzeugung basierendem System eine große Herausforderung und schwer zu bewerkstelligen. Oben wurden jedoch bereits Möglichkeiten aufgezeigt, wie auch erneuerbare Einspeiser einen Beitrag leisten könnten, wenn Sie Anreize erhielten. Der hierdurch und ggf. weitere Grundlastkraftwerke (Gas-CCS, Wasserstoff, Kernfusion, Biomasse) erzielten Vergleichmäßigung der Einspeisung sollte auch eine stabile und planbare Abnahme gegenüberstehen. Die verbleibenden Spitzen können am effizientesten aus vorhandenen

---

<sup>3</sup> Gekennzeichnet als „persönliche Auffassung der Autoren“: Qureischie und Zabout, „Die Bandlastregelung im Lichte des Europarechts“, Recht der Energiewirtschaft (RdE), Heft 8/2025, S. 333 (336).

Flexibilitätpotenzialen und den unzähligen Batterien gehoben werden, die bei den Netzbetreibern derzeit einen Netzanschluss beantragt haben.

Hierzu schlägt Aurubis ein „auslastungsbasiertes Effizienzmodell“ vor, das aus folgenden Bausteinen bestehen könnte:

- Neue Anreize für Erzeuger, um systemdienliche Einspeisung zu fördern:
  - Baukostenzuschüsse
  - Dynamische Einspeisenentgelte
  - Marktsignale (Wegfall der garantierten Einspeisevergütung)
- Anpassung der Regelungen für klassische Bandlastkunden (Fehlanreize beseitigen)
  - Keine Anrechnung von systemdienlichem Flexibilitätsverhalten auf die Berechnung der Vollbenutzungsstunden (s.o.) durch Überarbeitung des Beschlusses BK4-22-089 (sollte durch die BNetzA aufgrund der Unabhängigkeit auch ohne gesetzliche Grundlage wie § 118 Abs. 46a EnWG festgelegt werden können).
  - Kein Flexibilisierungszwang, sondern Honorierung der systemdienlichen und netzkosteneffizienten Beiträge
  - Ggf. Berücksichtigung einer Energiewendekompetenz, CO<sub>2</sub>-Einsparung und der Teilnahme an bereits bestehenden Systemdienstleistungen (Sekundärregelleistung, abschaltbare Lasten, Unterfrequenzabwurf, etc.)
- Neue Anreize für Verbraucher mit Flexibilitätpotenzial (nicht alternativ):
  - Dynamische Netzentgelte
  - Netzentgeltrabatt für Flexibilitätserbringung für große Industriekunden
  - Möglichkeit für Bandlastkunden, in den gewünschten Zeitfenstern, Flexibilität zu erbringen, ohne dass dies auf den Netzauslastungsbeitrag angerechnet wird.
- Anreize für Speicher an strategisch wichtigen Netzknotenpunkten und in Einspeisernähe

#### **d. EU-rechtliche Einordnung des Effizienzmodells**

Ein solches ideales System würde nahezu alle Tatbestandsmerkmale von Art. 18 in positivem Sinne erfüllen:

- Netzkosteneffizienz:
  - Weniger Netzausbau durch mehr Flexibilität am Anfang der Lieferkette
  - Weniger Netzausbau durch Vermeidung von Flexibilisierungszwang (Batterien) an falscher Stelle
  - Hohe Auslastung und wirtschaftliche Nutzung der Netzassets
  - Baukostenzuschuss kann regionale Verteilung der EE-Anlagen optimieren
- Flexibilität:
  - Erstmalige Anreize für Einspeiser zu systemdienlichem Verhalten (durch Baukostenzuschuss, dyn. Einspeiseentgelte, Wegfall von garantierter Einspeisevergütung)
  - Zusätzliche Flexibilitätsanreize für grds. flexible Verbraucher durch Netzentgeltreduktionen
- Energieeffizienz:
  - Reduzierung der Abregelung von EE-Anlagen

- Erhalt der Energieeffizienz in industriellen Prozessen durch Vermeidung eines Flexibilisierungszwangs
- Kostenreflektivität + Transparenz:
  - Die Verursacher der Systemkosten werden verursachergerecht an den Netzkosten beteiligt – das Problem wird nicht allein auf die Verbraucher abgewälzt
  - Der hohe Deckungsbeitrag und die hohe Netzauslastung durch Bandlastkunden wird honoriert
  - Durch physikalischen Pfad ist weiterhin sichergestellt, dass über die Berechnung der genutzten Betriebsmittel mindestens der eigene Kostenverursachungsbeitrag in den Netzinvestitionen gedeckt ist
- Netzsicherheit
  - Hohe Grundauslastung der Netze ist weniger anfällig für Störungen
  - Keine lokalen Probleme durch Häufung industrieller Batterien, die gleichzeitig gefahren werden
- Primärrechtliche Ziele:
  - Erhalt der industriellen Wettbewerbsfähigkeit für alle Branchen (niemand fällt durch das Raster)

Kernpunkt bei diesem Modell ist die Frage der europarechtlichen Zulässigkeit aufgrund einer grundsätzlichen Anerkennung und Entlastung von Bandprofilen. Hierzu sei auf die Stellungnahme von Aurubis vom 18.09.2024 und die Aufsätze von Säcker sowie Küper/Linden verwiesen, die sich ausführlich mit dieser Frage auseinandersetzen.<sup>4</sup>

Hier sollen daher nur dort nicht vertieft behandelte Aspekte der Bandlastregelung beleuchtet werden, die eine „Gegenleistung“ bzw. einen Beitrag zu den EU-rechtlichen Zielen des Netzes darstellen.

Zunächst einmal wurde die Bandlastregelung bislang damit gerechtfertigt, dass die entsprechenden Abnehmer den Gegenpol zur stetigen Erzeugung großer Grundlastkraftwerke bilden. Diese Welt habe sich durch die zunehmende Umstellung auf volatile und dezentrale Energieerzeuger gewandelt. Allerdings stellt dies ein sich selbst ausschleichendes System dar, das gar keine vorzeitige Beendigung der Bandlastregelung bedürfe. Neben der Vollbenutzungsstundenzahl ist die Entlastung nämlich noch an den physikalischen Pfad geknüpft. Mit der Abschaltung der Grundlastkraftwerke sind bereits verschiedene physikalische Pfade zerschnitten worden und die entsprechenden Bandlastkunden der jeweiligen Kraftwerke aus der Regelung herausgefallen bzw. rechnen einen anderen physikalischen Pfad. Das bedeutet, dass mit der Abschaltung des letzten Grundlastkraftwerks in Deutschland (falls es dazu kommen sollte) automatisch auch der letzte Bandlastkunde aus der Regelung herausfiere. Umgekehrt dürfte es gut argumentierbar sein, dass, solange das letzte Grundlastkraftwerk noch läuft, auch der entsprechende Bandlastkunde am physikalischen Pfad noch seine Berechtigung hat. Würde man dies verneinen, würde man im Grunde anerkennen, dass auch bislang die Netzentgeltlogik EU-rechtswidrig gewesen sein müsste. Dies ist jedoch nicht der Fall und sie wurde auch durch die EU-Kommission anerkannt.

---

<sup>4</sup> Säcker, „Grenzen der Abnahmeflexibilität und EU-Netzentgeltregeln“, RdE, Heft 4-5/2025, S. 161 ff.; Küper/Linden „Industrienetzentgelte als integraler Bestandteil der Energiewende – zur Konvergenz von Bandlastabnahme und Abnahmeflexibilität“, RdE, Heft 4-5/2025, S. 167 ff.; anderer Ansicht: Qureischie und Zabout, RdE, Heft 8/2025, S. 333.

*Exkurs: Im Fall von Aurubis Hamburg ist es übrigens heute sogar so, dass aufgrund des durch die Vollbenutzungsstunden begrenzten Rabatts ca. das 4-5 fache Netzentgelt gezahlt wird, als nach der Berechnung der genutzten Betriebsmittel eigentlich an Kosten entstanden ist.*

### **Systemdienlichkeit eines Grundlast-Abnahmeprofils**

Auch in einer Welt volatiler Erzeuger hat eine Bandabnahme (neben der hohen Auslastung des Netzes in Kombination mit den vorgeschlagenen Anreizen für Einspeiser) weiterhin einen systemdienlichen Nutzen, wie im Folgenden gezeigt wird.

Die Minimallast im deutschen Stromnetz liegt bei ca. 30-35 GW. In der ersten Januarwoche 2024 betrug die minimale Residuallast jedoch nur 1 GW und liegt inzwischen häufiger unter 10 GW. Wenn also ein aus Systemstabilitätsgründen notwendiger Mindesterzeugungssockel höher ist als die Residuallast, muss die volatile EE-Einspeisung zur Wahrung der Netzstabilität entsprechend gedrosselt oder zu Negativpreisen ins Ausland abtransportiert werden. Jede auch zu solch kritischen Zeitpunkten gesicherte Last (diese Bedingung wird nur durch ein Grundlastprofil erfüllt) hilft also in der vollen Höhe ihrer gesicherten Abnahme, eine EE-Einspeiseleistung in korrespondierender Höhe systemverträglich ins Netz zu integrieren.

### **Höhe des Mindesterzeugungssockels aus rotierenden Synchronmaschinen**

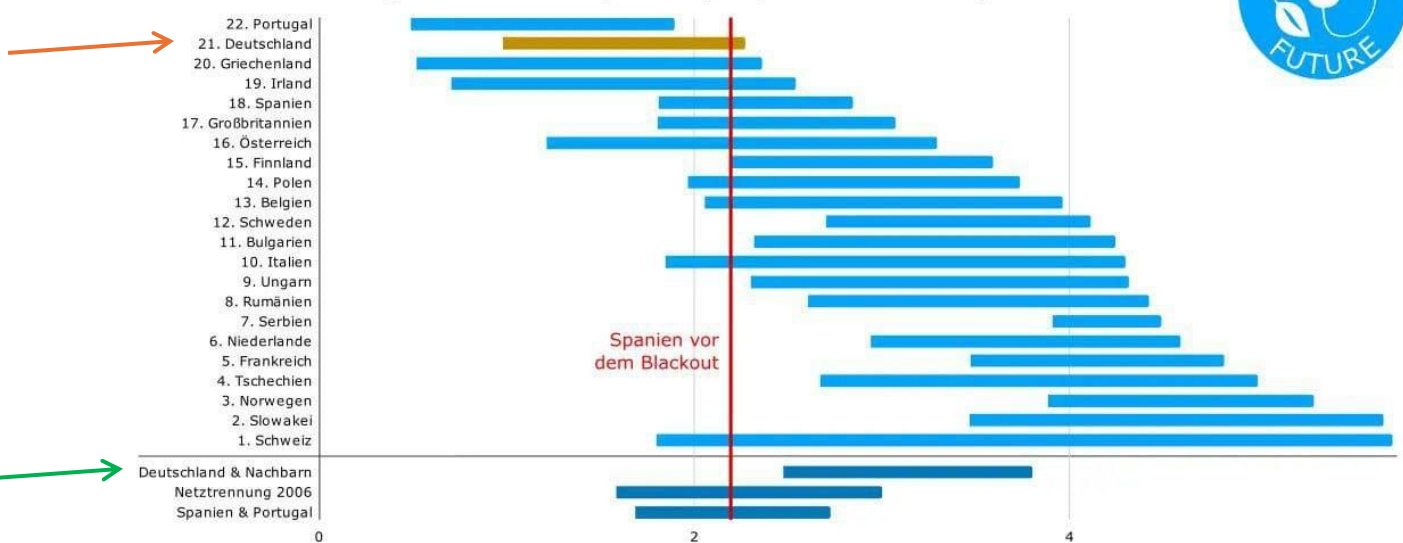
Zu diesem Sachverhalt sei auf die zwei folgenden Grafiken zur Momentanreserve im deutschen Netz hingewiesen.

#### a) Vergleich mit anderen EU-Staaten im europäischen Verbundnetz

Im Vergleich des orange markierten Balkens für Deutschland alleine, mit der Verbundreserve für Deutschland in Kopplung mit seinen elektrischen Nachbarn (grüner Pfeil), sieht man, dass das deutsche Netz nur noch aufgrund der Stützung durch die Kopplung zu den Nachbarnetzen mit einer für die Stabilität ausreichenden Momentanreserve arbeitet.

### Vergleich der Momentanreserven in Europa 2024

Verhältnis von Schwungmassen zu Leistung in GVAs/GW, Bandbreite des 1. Quartil



Quellen: Erzeugung: Transparency Platform ENTSO-E (2025), Konstanten: Inertia and Rate of Change of Frequency ENTSO-E (2020), Solarthermie Spanien fix 2.3 GW

Vergleicht man dies mit der Momentanreserve im spanischen Netz zum Zeitpunkt des Blackouts, ist leicht zu erkennen, dass die residuale Momentanreserve im deutschen Netz alleine (ohne elektrisch verbundene Nachbarn) schon weit unter dem kritischen Wert liegt, mit dem das spanische Netz nicht mehr vor dem Blackout bewahrt werden konnte.

#### b) Entwicklung der Momentanreserve über die letzten 10 Jahre

Wenn wir die Momentanreserve des spanischen Netzes in Höhe von 75 GWs zum Zeitpunkt des Blackouts als Dimensionierungsgröße für den Mindesterzeugungssockel im deutschen Netz heranziehen, lässt sich daraus eine Dimensionierung auf ca. 12,5–15 GW installierte und betriebene Leistung an rotierenden Synchronmaschinen ableiten.

Bei höherem EE-Anteil (z. B. 80% bis 2030) könnte der Sockel auf 20 GW steigen, es sei denn, synthetische Lösungen wären dann verfügbar und entsprechend hochskaliert.

### Schwungmassen am deutschen Stromnetz seit 2015

Monatliche Minimalwerte in GVAs nach ENTSO-E Massenträgheitskonstanten



Quellen: Erzeugung de: SMARD (2025), Erzeugung es: ENTSO-E (2025) inklusive 2,3 GW Solarthermie, Massenträgheitskonstanten: Inertia and Rate of Change of Frequency ENTSO-E (2020)

Weitere Erläuterungen zum Mindesterzeugungssockel im deutschen Stromnetz inkl. der Berechnungsmethoden finden sich in der Anlage zu dieser Stellungnahme.

## 7. Stellungnahme zu den Optionen und Beantwortung der Einzelfragen

Aurubis hat die vorgeschlagenen Optionen mit Blick auf seine deutschen Produktionsstätten kurzfristig analysiert und bewertet. Neben den bereits beschriebenen Hürden aus Punkt 5 der Stellungnahme, möchten wir die Fragen zu den Optionen beantworten. Dabei begrüßen wir die Möglichkeit sich aktiv zu den vorgeschlagenen Optionen zu beteiligen.

Für alle Optionen gilt, dass eine symmetrische Flexibilität nicht verlangt werden kann. Es sollte ein Wahlrecht geben, ob die Flexibilität nur noch oben, nach unten oder in beide Richtungen erbracht wird.

Sollte es tatsächlich zu einer Abschaffung der Bandlastregelung kommen, wäre die Wettbewerbsfähigkeit vieler Unternehmen vor dem Hintergrund perspektivisch weiter stark steigender Netzentgelte in Gefahr. Da Batterien nicht in allen Fällen realisierbar sind bzw. aufgrund mangelnder Netzanschlusskapazitäten in Einzelfällen nur mit vielen Jahren Vorlauf,

sollte es mindestens eine 10-jährige Übergangsfrist geben in der die Bandlastregelung weiter gelten muss. Bevorzugt und wie vorgeschlagen in modifizierter Form und ohne übergangsweises Abschmelzen in der Zwischenzeit.

Da sich die Industrie sowohl zwischen den Branchen als auch innerhalb einzelner Branchen stark unterscheidet, gibt es keine „one-size-fits-all“ Lösung. Die Bandlastregelung ist aus guten Gründen als Jahresdurchschnitt berechnet worden. Die drei vorgeschlagenen Optionen sollten daher – neben einer weitergeführten geöffneten Bandlastregelung – kumulativ nebeneinander gelten.

Die Schwellenwerte zur Teilnahme an dem Mechanismus sollte von derzeit 10 GWh keinesfalls weiter erhöht werden.

#### **a. Option A: Spotmarktorientierte Flexibilität**

Diese Option ähnelt dem im letzten Jahr vorgeschlagenen Modell, ist in seiner Ausgestaltung aber deutlich praktikabler und handhabbarer geworden. Es bleibt allerdings dabei, dass Aurubis die Werte der gewünschten Flexibilität in seinen Prozessen nicht erreichen können. Daher wäre diese Option allenfalls mit einer Batterie erreichbar, die sich nicht an allen Standorten realisieren ließe.

Grundsätzlich gilt für Option A und B, dass davon abgesehen werden sollte, für jeden Tag zwingend starre Zeitfenster vorzugeben. An vielen Tagen sind das Netz und die Spotmärkte in einem guten Gleichgewichtszustand. Hier würde durch die zwingende Flexibilitätsvorgabe an die gesamte Industrie ggf. sogar erst ein Ungleichgewicht verursacht. Daher sollte eine Flexibilitätsvorgabe erst ab einem gewissen Schwellenwert von Preisausschlägen nach oben und/oder unten gemacht werden.

Ein festes Schema ist erforderlich, um die Vergleichbarkeit und Transparenz sicherzustellen. Die Regelung muss „leitwarentauglich“ sein. Idealerweise sollten die erforderlichen Abweichungen auf einer zentralen Plattform mind. drei Tage im Voraus veröffentlicht werden.

Die „Netzampel“ kann als ergänzendes Instrument dienen, um netzseitige Engpässe sichtbar zu machen und die Aktivierung von Flexibilität gezielt zu steuern.

Zur Frage nach der im Diskussionspapier genannten Korrelation haben wir den Vorschlag von S.21, nämlich die Einführung eines Korrelationskoeffizienten als Bewertungsmaßstab als alternative zur starren zeitlichen Definition von Flexibilitätsfenstern mit tatsächlichen historischen IST-Daten untersucht und kommen zu folgender Erkenntnis:

Die Flexibilitätswirkung zeigt sich deutlich auf Tagesbasis, was die Eignung kurzfristiger Betrachtungszeiträume für die Bewertung unterstreicht. Eine langfristige Korrelation (Monat/Jahr) ist weniger aussagekräftig und kann zu Fehlanreizen in der Produktionsplanung führen, da Preisniveaus sich dynamisch ändern.

Die folgende Darstellung zeigt eine Gegenüberstellung der Korrelation des Aurubis Lastgangs ohne Flexibilität und einmal mit durch Batterie erbrachter Flexibilität. Daran ist zu erkennen, dass die Korrelation zwar etwas verbessert würde, sich jedoch immer noch leicht gegenläufig verhält.

Ein besserer Ansatz wäre, den Lastgang einer Batterie als Nachweis für die erbrachte Flexibilität zuzulassen. Hiermit ließe sich unabhängig von den komplexen Produktionsprozessen zweifelsfrei nachweisen, dass flexibel agiert wurde.

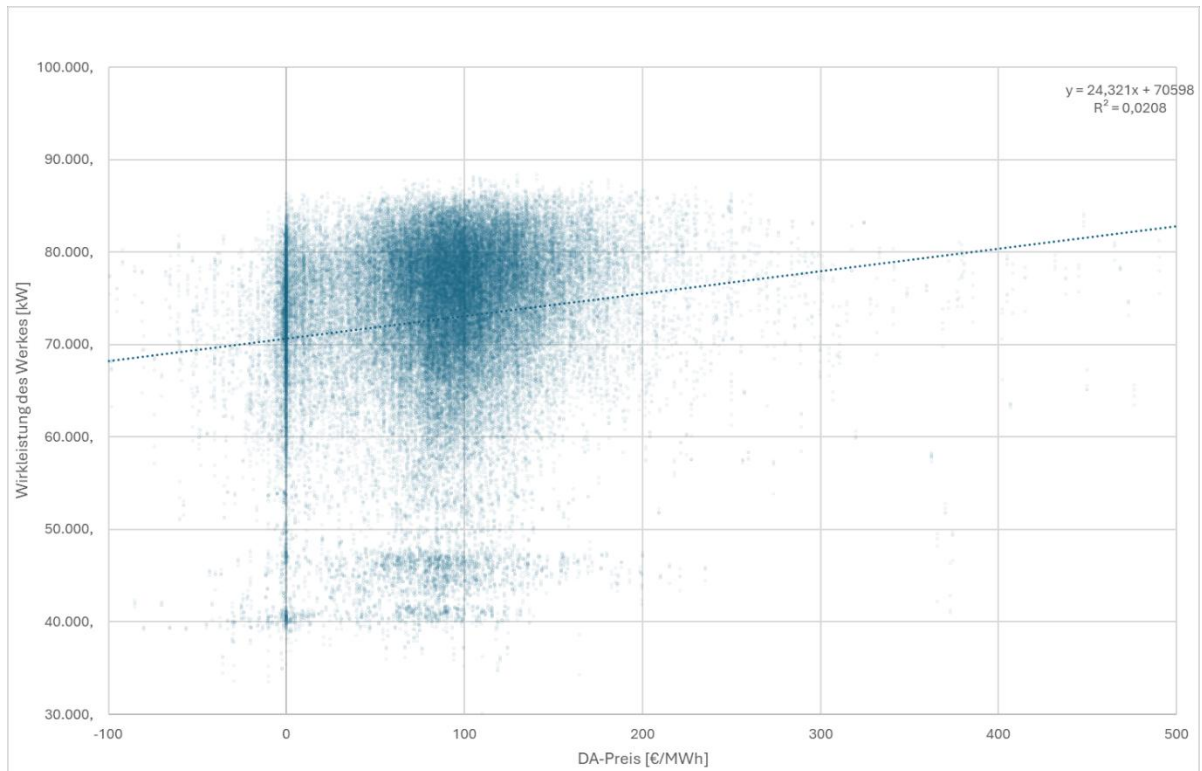


Abbildung 1: Korrelation von Wirkleistung und Day-Ahead-Börsenpreis ohne 4,5%/6h-Flexibilität (Overall)

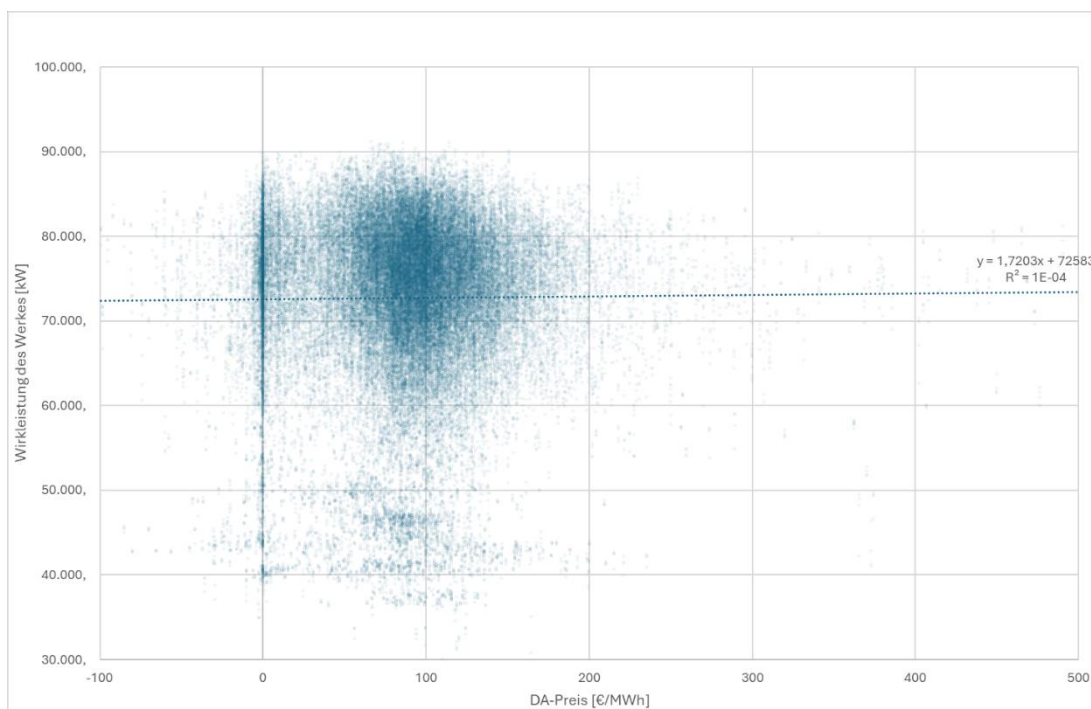


Abbildung 2: Korrelation von Wirkleistung und Day-Ahead-Börsenpreis mit 4,5%/6h-Flexibilität (Overall)

**i. Fazit:**

Der Korrelationskoeffizient eignet sich nicht für Zeiträume, die über einen Planungshorizont hinausgehen (bspw. täglich). Es bilden sich häufig Preisniveaus auf Tagesbasis aus. Der Einsatz von Korrelationskoeffizienten als Steuerungsgröße sollte **zeitlich begrenzt** und mit Vorsicht erfolgen.

Ein langer Betrachtungszeitraum würde zu einer Häufung von Mehr- und Minderbezugszeiten bspw. im Laufe eines Monats führen. Da dieser Zeitraum als Prognose nicht verfügbar ist, führt es jedoch zu Fehlanreizen in der Produktionsplanung. So besteht das Risiko, dass getroffene Entscheidungen in der Produktionsplanung durch eine Änderung des Preisniveaus im Betrachtungszeitraum (bspw. im Verlaufe eines Monats) sich als Fehlentscheidungen entpuppen.

**ii. Frage 1: Wäre in dem Modell eine eigenständige „Beschaffung“ der Preisprognosen sinnvoll oder sollten zentrale Prognosen veröffentlicht werden?**

Zentrale Prognosen bieten Standardisierung und Vergleichbarkeit. Die Anlagenführer in den einzelnen Betrieben müssen unzweifelhaft und ohne Interpretationsspielräume wissen, wann und in welche Richtung Flexibilität verlangt wird (Leitwartentauglichkeit). Fehlerhafte Prognosen können zu ineffizientem Flexibilitätseinsatz, erhöhtem organisatorischem Aufwand und zusätzlichen Kosten führen. Eine klare Haftungsregelung und Qualitätssicherung sind essenziell.

**iii. Würden Sie die Kritik teilen, die Bemessung des Rabatts an einer Abweichung von einem zuvor definierten Lastgang zu messen, setze ihrerseits wieder einen flexibilitätshehmenden Anreiz, zunächst einen solchen Standardlastgang zu realisieren, um dann die Abweichung nachzuweisen?**

Eine dynamische, realitätsnahe Referenzwertbildung ist grds. sinnvoll. Die Notwendigkeit der vorherigen Ermittlung eines Standardlastgang, kann Flexibilität tatsächlich hemmen. Es ist nicht auszuschließen, dass einzelne Betriebe den „Absprungpunkt“ gezielt manipulieren könnten, in dem die Last bspw. vor einer geforderten Lastsenkung künstlich gezielt erhöht wird. Dies ließe sich nur durch längerfristige Betrachtungszeiträume zur Ermittlung des Referenzwertes erzielen. Diese wiederum bergen das oben geschilderte Problem mit den „Flutterkurven“ und eine zu hohe Ungenauigkeit, da sich Produktionsvolumina geändert oder verschoben haben könnten oder geplante/ungeplante Stillstände den Referenzlastgang kaputt machen und einen völlig falschen Absprungpunkt vorgeben.

**iv. Welche Anforderungen stellt die Erreichung von Lastflexibilität von z.B. 3% bis 5% durch (zusätzlichen) Einsatz von Speichern (Lieferzeit, notwendige Fläche, Netzanschluss etc.)?**

Erforderlich sind kurze Lieferzeiten, ausreichende Flächenverfügbarkeit und ein leistungsfähiger Netzanschluss. Insbesondere Letzterer stellt häufig einen Bottle-Neck dar – Unternehmen berichten von bis zu 12 Jahren angekündigter Wartezeit. In Störfallbetrieben stellen sich zusätzliche Herausforderungen beim Brandschutz und Ex-Schutz. Die Integration muss technisch

und wirtschaftlich sinnvoll sein. Es sollte möglich sein, den Lastgang der Batterie als Flexibilitätsnachweis verwenden zu können.

Es muss in anderen Vorschriften geklärt werden, dass die Wirkungsgradverluste einer zur Flexibilitätserbringung genutzten Batterie sich nicht negativ auswirken (Auszug betroffener Normen siehe oben).

**v. Wie verändern sich in den nächsten Jahren Lasten und Flexibilitätspotentiale durch die geplante Elektrifizierung von weiteren Prozessen in verschiedenen Branchen?**

Die Elektrifizierung erhöht die Grundlast und belastet den Netzanschluss. Speicherlösungen können helfen, erfordern aber zusätzliche Investitionen und Netzanschlusskapazitäten. Es ist grundsätzlich davon auszugehen, dass allein im Bereich der Elektromobilität große Potenziale gehoben werden können, sobald bidirektionales Laden flächendeckend zur Verfügung steht. Aufgrund der hohen Kosten für grünen Wasserstoff wird heute mehr als noch vor einigen Jahren über zusätzliche Elektrifizierungsmöglichkeiten bspw. durch Plasmafackeln nachgedacht.

**b. Option B: Netzdienliche Flexibilisierung**

Das Modell liest sich wie eine Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung auf Basis kurzfristiger und flexiblerer Festlegung der Zeitfenster. Auch hier gilt zur Vorgabe starrer Stundenvorgaben das zu Option A Gesagte. Auch diese Zeitfensterlösung wird sich durch Aurubis leider nicht aus Haupt- oder Nebenprozessen erfüllen lassen – zu begrenzt sind die vorhandenen Potenziale.

**i. Sind aus Sicht der Netzbetreiber einheitliche Vorgaben an die Minstdauer von Lastabweichungen innerhalb der Zeitfenster zweckdienlich? Falls ja, in welchem Bereich sollten sich diese bewegen?**

Diese Frage ist durch Netzbetreiber zu beantworten. Aus Sicht der Industrie wären einheitliche Vorgaben einerseits sinnvoll, da sie die Steuerbarkeit und Planbarkeit verbessern könnten. Andererseits müssen sie praxisnah sein. Flexibilitätspotenziale sind höchst individuell und von Prozess zu Prozess unterschiedlich. Mal können mehrere Stunden erreicht werden, mal nur wenige Minuten, bevor der Prozess wieder in seinen Normalzustand überführt werden muss.

Sie ergeben zudem keinen Sinn bzw. setzen Fehlanreize, wenn sie das Netz durch die starren Vorgaben erst aus einem Zustand des Gleichgewichts herausbringen könnten.

**ii. Welche minimale Vorlaufzeit benötigen die Letztverbraucher, um Verbrauchsänderungen umzusetzen?**

Batterie und thermischer Speicher: wenige Minuten

Produktionsprozesse: mehrere Tage bis Wochen, abhängig von Schicht- und Produktionsplanung

**iii. Welche maximalen Vorlaufzeiten zur Veröffentlichung der Zeitfenster sind aus Sicht der Netzbetreiber vertretbar, damit die Netzzustände tatsächlich abgebildet werden können?**

Diese Frage ist durch Netzbetreiber zu beantworten. Die Vorlaufzeit muss die tatsächlichen Netzzustände abbilden können.

**iv. Gibt es ein Rampenproblem und wie löst man es?**

Bei Batterien und thermischen Speichern besteht kein Rampenproblem. Im vorgelagerten Netz können jedoch Einschränkungen auftreten. In den industriellen Prozessen kann im Einzelfall ein langsames Hoch- und Runterfahren erforderlich sein. Aber auch hier gilt, dass es aufgrund der enormen Heterogenität keine einheitliche Antwort gibt.

Gelöst werden könnte das Problem evtl. über gewisse „Karenzzeiten“ oder Durchschnittsbetrachtungen, sodass einzelne verfehlte Zeiträume über andere wieder ausgeglichen werden könnten.

**v. Welcher Referenzzeitraum erscheint Netzbetreibern und Letztverbrauchern geeignet, die durchschnittliche Last des gesamten Vorjahres oder die Last im Vorjahreszeitraum des jeweiligen Zeitfensters?**

Weder das Vorjahr noch der Vorjahreszeitraum sind geeignet. Die hohe Volatilität von  $\pm 10\%$  macht eine belastbare Planung unmöglich. In Jahren mit großen Werksstillständen gibt es bspw. erhebliche Abweichungen. Wenn es um einzelne Zeitfenster des Vorjahres geht, kann der Lastgang durch die Flexibilität bereits manipuliert sein. Wenn bspw. im entsprechenden Vorjahreszeitraum die Last aufgrund von Dunkelflaute reduziert wurde, ist der Lastgang im Folgejahr nicht mehr geeignet bzw. durch die im Vorjahr erbrachte Flexibilität verfälscht.

**vi. Ist für die Letztverbraucher eine ansteigende Anforderung an die Flexibilität hilfreich, die neuen Anforderungen besser erfüllen zu können?**

Eine stufenweise Einführung könnte die Akzeptanz erhöhen und das Sammeln von Erfahrungswerten ermöglichen. Es muss aber praktikabel und wirtschaftlich darstellbar sein. Langfristige Planungssicherheit ist ebenso erforderlich wie ein fixer „Deckel“.

**c. Option C: Netzdienliche Anforderungen des Flexibilitätseinsatzes durch Netzbetreiber**

Diese Option ist derzeit am schwierigsten zu bewerten, da sie am wenigsten konkret beschrieben ist. Deutlicher Vorteil dieser Variante ist, dass es keine starren Flexibilitätserbringungspflichten gibt, sondern die Flexibilität nur abgerufen würde, wenn sie auch tatsächlich vom Netzbetreiber gebraucht wird.

Die Möglichkeit der individuellen Vereinbarung mit dem Netzbetreiber eröffnet die Möglichkeit die jeweils individuelle Leistungsfähigkeit und die vorhandenen Flexibilitätspotenziale nach individuellem Können und Vermögen zu berücksichtigen. So könnte eine individuell passgenaue Lösung gefunden werden.

Großer Nachteil ist die enorm hohe Eingriffsqualität. Ein direktes Eingreifen in den Produktionsbetrieb ist ein äußerst sensibel zu behandelndes Instrument. Je nach Ausgestaltung wäre es aber denkbar, hier zu umsetzbaren Lösungen zu kommen (bspw. durch gewisse Voranlaufzeiten). Die gewährte Entlastung sollte aufgrund der sehr hohen Eingriffsqualität im

Verhältnis zum Flexibilitätsumfang erheblich höher ausfallen dürfen – bzw. die Flexibilitätshöhe geringer sein.

Bei diesem Instrument sollte es auch möglich sein, bereits vorhandene Flexibilitätsdienstleistungen anzurechnen (Sekundärregelleistung, Abschaltbare Lasten, Unterfrequenzabruf etc.) da diese schon einen entsprechenden Eingriff darstellen und über die Netzentgelte zusätzlich incentiviert werden könnten.

**i. für welche Zeiträume müsste eine Anforderung durch den Netzbetreiber am Stück möglich sein, um Wirkung entfalten zu können? Welche Zeiträume wären aus Sicht der Verbraucher vertretbar?**

Individuelle Vereinbarungen sind sinnvoll, da sie das Maximum herausholen können. Auch kleinere Mengen sind netzwirksam, die genauen Zeiträume müssten in Abstimmung mit dem Netzbetreiber genauer untersucht und bestimmt werden. Stillstandszeiten inkl. An- und Abfahrprozesse müssen berücksichtigt werden. Visualisierung in internen Prozessen oder durch vorherige Anmeldung sind erforderlich.

**ii. Gibt es hinsichtlich des Referenzwertes besondere Anforderungen? Würden etwa saisonal unterschiedliche Referenzwerte benötigt?**

Es ist unklar, was in diesem Zusammenhang mit Referenzwert gemeint sein soll. Wenn dem Netzbetreiber in gewissem Umfang für gewisse Zeiträume in gewissen Prozessen eine direkte Durchgriffsmöglichkeit gegeben wäre, dürfte sich die Erbringung der Flexibilität unmittelbar aus dem Eingriff ergeben. Im Übrigen sind Referenzwerte generell schwankend, aber nicht saisonal.

**iii. Wie hoch müsste die Vorlaufzeit aus Sicht der Netzbetreiber sein, um die Anforderung bestmöglich in den bestehenden Engpassmanagementprozessen berücksichtigen zu können? Welche Vorlaufzeiten sind für die Verbraucher mindestens notwendig?**

Netzbetreiber: abhängig vom Engpassmanagementprozess Verbraucher: mindestens 7 Tage, abhängig von Produktionsplanung und Prozessanforderungen

**iv. Wie werden die Anforderungen durch die Anschlussnetzbetreiber im Rahmen der Netzbetreiberkoordination mit den vorgelagerten Netzbetreibern berücksichtigt?**

Diese Frage ist durch die Netzbetreiber zu klären.

## 8. Fazit

Wir appellieren, die im Sekundärrecht gegebenen Interpretationsspielräume zu nutzen und ein möglichst effizientes Gesamtsystem zu konstruieren, das die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie erhält. Es wird keine „one-size-fits-all“ Lösung geben, sodass eine Bandbreite verschiedener Optionen nebeneinander existieren muss.

Aus Gründen der Netzkosteneffizienz halten wir eine hohe Netzauslastung für elementar. Eine Kombination von Anreizen für gleichmäßige Einspeisung mit einer geöffneten Bandlastregelung und neuen Flexibilitätsinstrumenten wäre aus unserer Sicht die optimale Lösung. Und wir halten

---

diese – wenn man sie als neues Gesamtkonstrukt im Sinne eines „Auslastungsorientierten Effizienzmodells“ ausgestaltet auch für EU-rechtlich gut vertretbar.

Die vorgeschlagenen Flexibilitätslösungen gehen im Vergleich zu den Diskussionen im Vorjahr in eine richtige Richtung. Gleichwohl gibt es für viele technische Fragen noch keine Lösungsansätze. Hierzu zählen insbesondere die sinkende Energieeffizienz im Prozess sowie die Definition des Absprungpunktes für die Flexibilität und deren Nachweis.

Auch der auf EE-Integration fokussierte Vorschlag der Bundesnetzagentur würde – wenn man die Bandlastregelung zeitgleich abschafft – Fehlanreize setzen, die den Zielvorgaben von Art. 18 ElektrizitätsbinnenmarktVO widersprechen. Es würde zudem der Netzausbaubedarf steigen.

## Mindesterzeugungssockel für rotierende Synchronmaschinen im deutschen Stromnetz

Der **Mindesterzeugungssockel** (auch Mindest-Synchronleistung oder Minimum Synchronous Generation) bezeichnet die minimale Leistung konventioneller Kraftwerke mit rotierenden Synchronmaschinen (z. B. Gas-, Kohle- oder Kernkraftwerke), die im Netz betrieben werden müssen, um ausreichend **Trägheitsmoment** (Inertia) bereitzustellen. Dies dient der Stabilisierung der Netzfrequenz (50 Hz) bei plötzlichen Leistungsungleichgewichten, wie z. B. dem Ausfall eines Kraftwerks. Die Trägheit stammt aus der kinetischen Energie der rotierenden Massen der Synchronmaschinen und verhindert eine zu schnelle Änderung der Frequenz (RoCoF – Rate of Change of Frequency).

### Zielwert: 75 GWs Trägheitsmoment

- **Definition:** 75 GWs entspricht 75 Gigawatt-Sekunden (auch als 75.000 MWs geschrieben), also der minimalen gespeicherten kinetischen Energie im gesamten Netz. Dies ist ein typischer Mindestwert für das deutsche Verbundnetz (Teil des europäischen Synchronous Areas), um die Frequenzstabilität zu gewährleisten. Er basiert auf Vorgaben der ENTSO-E und der Bundesnetzagentur (BNetzA), die RoCoF-Werte unter 0,5–1 Hz/s begrenzen. Aktuell (Stand 2025) sinkt die natürliche Trägheit durch den Ausbau erneuerbarer Energien (Wind, Solar via Wechselrichter), die keine rotierenden Massen beitragen.
- **Hintergrund:** Ohne ausreichende Trägheit kann die Frequenz bei Störungen (z. B. 3-GW-Ausfall) zu schnell fallen, was zu Lastabwürfen oder Blackouts führen könnte. Der Wert von 75 GWs wird in Studien und Netzbetreiber-Dokumenten als Schwellenwert für "niedrige Inertia-Szenarien" genannt, z. B. in Prognosen für 2030 mit >70% EE-Anteil.

### Erforderliche Kraftwerksleistung

Um 75 GWs zu erreichen, muss eine minimale installierte und betriebene Leistung an Synchronmaschinen vorhanden sein. Die Berechnung basiert auf der **Trägheitskonstante H** (in Sekunden), die die gespeicherte Energie pro MW Leistung angibt:

- **Formel:** Gespeicherte Energie  $E = H \times P$  (in MWs, wobei  $P$  die Leistung in MW ist).
  - Umgestellt:  $P = \frac{E}{H} = \frac{75.000 \text{ MWs}}{H}$  (in MW).
- **Typische H-Werte für deutsche konventionelle Kraftwerke** (basierend auf Daten von Fraunhofer ISE, ENTSO-E und Herstellern wie Siemens/GE):
  - Dampfkraftwerke (Kohle/Gas-Kombikraftwerke):  $H \approx 5\text{--}7$  s (Durchschnitt 6 s).
  - Gasturbinen (einfach):  $H \approx 4\text{--}6$  s (Durchschnitt 5 s).
  - Kernkraftwerke:  $H \approx 6\text{--}8$  s (Durchschnitt 7 s).
  - Wasserkraftwerke:  $H \approx 3\text{--}6$  s (niedriger, da oft polig, aber in DE begrenzt verfügbar).
  - **Gewichteter Durchschnitt für Mix:** Ca. 5–6 s (konservativ, da viele Anlagen Dampf- oder Kombi-Typen sind).

### Berechnungsschritte:

1. Nehmen wir den konservativen Durchschnitt  $H = 5 \text{ s}$  (für robuste Planung, berücksichtigt ältere Anlagen und Teillastbetrieb).
2.  $P = \frac{75.000}{5} = 15.000 \text{ MW} = 15 \text{ GW}$ .
3. Bei optimistischem  $H = 6 \text{ s}$ :  $P = \frac{75.000}{6} \approx 12.500 \text{ MW} = 12,5 \text{ GW}$ .

**Ergebnis:** Es sind **ca. 12,5–15 GW** installierte und betriebene Leistung an rotierenden Synchronmaschinen erforderlich, um mindestens 75 GWs Trägheit zu sichern. Dies entspricht dem Mindesterzeugungssockel, der – je nach Tageszeit und EE-Einspeisung – dynamisch angepasst wird (z. B. via Unit-Commitment-Modelle der Übertragungsnetzbetreiber wie Tennet oder Amprion).

### Praktische Umsetzung und Herausforderungen

- **Aktueller Stand (2025):** Der konventionelle Park hat ca. 60–70 GW installierte Leistung, aber der effektive Sockel liegt bei 10–20 GW, da viele Anlagen bei hoher EE-Einspeisung abgeschaltet werden. In Tiefenlastphasen (z. B. sonnige Wochenenden) sinkt die Trägheit unter 100 GWs, was zu Zwangsbetrieb führt.
- **Maßnahmen jenseits reiner Kraftwerke:**
  - **Synthetische Inertia:** Wechselrichter (z. B. bei Windparks) emulieren Trägheit (bis 20–30% des Werts), reduziert den Bedarf um 2–5 GW.
  - **Phasenschieber/Synchronous Condensers:** Reine rotierende Massen ohne Erzeugung (z. B. mit Flywheels), liefern 1–4 GWs pro Einheit (z. B. ABB-Projekte in DE/UK).
  - **Vorgaben:** Die BNetzA und ENTSO-E fordern seit 2023 Mindest-Inertia-Constraints in Dispatch-Modellen; Ziel: RoCoF < 1 Hz/s bei 3-GW-Störung.
- **Quellen und Empfehlung:** Basierend auf ENTSO-E-Richtlinien, Fraunhofer ISE-Studien und Netzbetreiber-Daten (z. B. Tennet-Jahresberichte). Für Echtzeitwerte: ENTSO-E Transparency Platform. Bei höherem EE-Anteil (z. B. 80% bis 2030) könnte der Sockel auf 20 GW steigen, es sei denn, synthetische Lösungen skalieren.