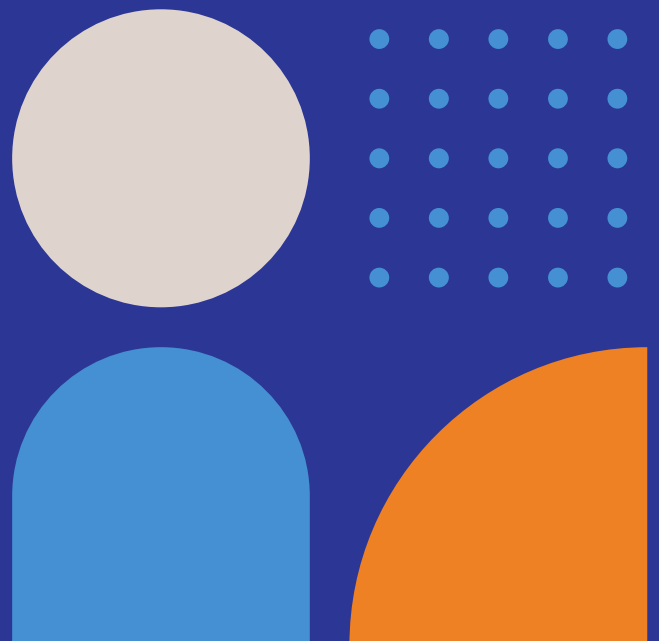


# Stellungnahme zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente: Orientierungspunkte der BNetzA

Stuttgart, 27.02.2026



---

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung und Zusammenfassung.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Sachstand.....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Gründe für die Ablehnung.....</b>	<b>4</b>
3.1	Prognoseunsicherheiten bei Engpassvorhersage .....	4
3.2	Operativer Aufwand .....	7
3.3	Strukturelle Mehrbelastung.....	9
<b>4</b>	<b>Erlösstabilität.....</b>	<b>11</b>
<b>5</b>	<b>Alternative Ansätze.....</b>	<b>12</b>
5.1	Zeitvariable Netzentgelte .....	13
5.2	FCA als Grundlage für eine Rabattierung der Netzentgelte .....	16

---

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

## 1 Einleitung und Zusammenfassung

Aufbauend auf das zuvor veröffentlichte Sachstandspapier vom 20. November 2025 zu Netzentgeltkomponenten im Rahmen des Festlegungsverfahrens AgNes (GBK-25-01-1#3) hat die Bundesnetzagentur am 17. Dezember 2025 ein weiteres Sachstandspapier vorgelegt. Dieses widmet sich nun vertieft der Netzentgeltkomponente mit Anreizfunktion und legt die Ausgestaltung einer dynamischen Netzentgeltkomponente dar. Zum vorliegenden Sachstandspapier kann bis zum 27. Februar 2026 Stellung genommen werden. Diese Möglichkeit nehmen wir gerne wahr.

Die Behörde schlägt in dem Papier zur dynamischen Netzentgeltkomponente die verpflichtende Einführung einer orts- und zeitdynamischen Arbeitspreiskomponente vor, die gezielt Anreize für netzdienliches Verhalten setzen und dadurch zur Reduzierung von Netzengpässen sowie der damit verbundenen Redispatchkosten beitragen soll. Nicht Gegenstand des Sachstandspapiers sind hingegen Anreizmechanismen, die ausschließlich auf Investitionsentscheidungen von Netznutzern abzielen.

Netze BW sieht in der Ausgestaltung der Anreizfunktion ein wichtiges Element für die zukünftige Netzentgeltssystematik, lehnt jedoch den Vorschlag der Bundesnetzagentur entschieden ab. Der Vorschlag über eine dynamische Arbeitspreiskomponente, die das Ziel der Reduzierung von Engpässen verfolgt, erreicht nach Auffassung der Netze BW nicht das intendierte Ziel und geht gleichzeitig mit einem außerordentlichen operativen Aufwand und Risiken einher. So bestehen unumgängliche Prognoseunsicherheiten bei einer Day-Ahead Netzengpassprognose, die zukünftig aufgrund der volatileren Einspeisung weiter zunehmen werden. Insbesondere aus diesen Gründen, den damit verbundenen Verwerfungen durch die Prognoseunsicherheiten und den strukturellen Mehrbelastungen ist das Modell der Bundesnetzagentur abzulehnen.

Netze BW schlägt hingegen ein evolutionäres Vorgehen im Hinblick auf die Variabilisierung der Netzentgelte vor. Dies umfasst insbesondere die zielführende Option einer Weiterentwicklung des heutigen Moduls 3 nach der BNetzA-Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG (BK8-22/010-A). Daneben könnten auch dauerhafte FCAs in Verbindung mit einer Netzentgeltrabattierung ein praktikables und sinnvolles Instrument sein, um Flexibilitäten zu heben und die Netznutzung effizienter zu gestalten.

Zu dem vorgesehenen Modell der Bundesnetzagentur und den daraus resultierenden operativen sowie ökonomischen Auswirkungen nimmt die Netze BW im Folgenden zu ausgewählten, aus unserer Sicht zentralen Aspekten Stellung.

### **Zusammenfassung der zentralen Punkte der Netze BW**

- Für das Modell der Bundesnetzagentur benötigt es eine qualitativ hochwertige und zielgenaue Netzengpassprognose. Die Qualität der Netzengpassprognose ist jedoch schlichtweg nicht ausreichend, um die von der Bundesnetzagentur gewünschte Wirkung einer Verhaltensanpassung zur Reduktion oder Vermeidung von Redispatch zu erzielen.

---

**Stellungnahme der Netze BW**

zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:

Orientierungspunkte der BNetzA

- Mit diesen Prognoseunsicherheiten in Verbindung mit der Entwicklung eines fluktuierenden, von Erneuerbaren Energien dominierten Systems, ist das Modell der Bundesnetzagentur aus Sicht der Netze BW nicht wirkungsvoll. Denn es kann hierbei zu unerwünschten Netzzuständen kommen, da es enorm schwierig ist, das Marktergebnis von Day-Ahead- und Intraday-Märkten korrekt vorherzusagen und lokal zu verorten. Im schlechtesten Fall kommt es aufgrund falscher Preissignale zu weiteren Engpässen.
- Zudem ergeben sich nach Einschätzung der Netze BW durch das Modell der Bundesnetzagentur enorme IT-seitige Herausforderungen. Insbesondere mit Blick auf die Marktkommunikation, die nachgelagerten Prozesse sowie die operative Abwicklung und Abrechnung ist mit außerordentlichen Aufwänden und Risiken zu rechnen. Hierbei regen wir dringend dazu an, den damit verbundenen Aufwand mit dem erwarteten Nutzen abzugleichen.
- Die Auswirkungen und Mehrbelastungen aus einer dynamisierten Netzentgeltkomponente für die unterschiedlichen Regionen in Deutschland sollten transparent und nachvollziehbar durch die Bundesnetzagentur im Vorfeld abgeschätzt und veröffentlicht werden. Insbesondere Letztverbraucher, die sehr häufig „hinter“ dem Engpass liegen, würden nach den derzeitigen Überlegungen mit einem zusätzlichen Entgelt belegt werden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Komponente verpflichtend für alle Verbraucher eingeführt werden soll.
- Im Hinblick auf die Erlösstabilität der Netzbetreiber führt der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Ansatz dynamischer Netzentgelte absehbar zu deutlichen Mehr- bzw. Mindererlösen bei den Netzbetreibern. Aufgrund der geplanten symmetrischen Ausgestaltung sowie der Anwendung auf Nutzergruppen mit sehr unterschiedlichen Preiselastizitäten ist davon auszugehen, dass die Preissignale erhebliche Erlösschwankungen auslösen und somit zu Risiken führen können. Sofern die Erlösschwankungen auf ein Preissignal des Übertragungsnetzbetreibers zurückzuführen sind, muss das Risiko außerhalb der Erlösobergrenzen des Verteilnetzbetreibers abgebildet werden.
- Grundsätzlich beschränkt sich der Vorschlag der Bundesnetzagentur allein auf die beabsichtigte Beseitigung von Engpassituationen. Dies stellt prinzipiell nur einen Aspekt der möglichen Anreizsetzung in den Vordergrund. Nach Auffassung von Netze BW sollte der Fokus einer Entgeltreform, unter Berücksichtigung des Aufwands, vielmehr auf eine grundsätzliche Optimierung der Netzbelastung gelegt werden. Dies gelingt insbesondere durch eine Weiterentwicklung und Öffnung des heutigen § 14a Modul 3.
- Nach Auffassung der Netze BW kann zudem ein alternativer und ergänzender Ansatz in flexiblen Netzanschlussverträgen (FCAs) in Verbindung mit einer Rabattierung des Netzentgeltes liegen. Dies stellt ein nützliches und praktikables Instrument dar, um netzneutrales bzw. netzdienliches Verhalten anzureizen.

---

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

## 2 Sachstand

Das im Sachstandspapier vorgeschlagene Modell der dynamischen Netzentgeltkomponente sieht die Einführung eines dynamischen Arbeitspreises vor, der gezielt auf das Nutzungsverhalten der Netznutzer einwirken soll. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur kann die dynamische Netzentgeltkomponente dazu beitragen, ein stärker netzdienliches Verhalten anzureizen und so Engpässe zu reduzieren und die damit verbundenen Redispatchkosten zu senken.

Zwar soll der dynamische Arbeitspreis verpflichtend eingeführt werden, jedoch ausschließlich dort anfallen, wo Engpässe bestehen oder absehbar sind. Damit ist der Arbeitspreis sowohl ortsbezogen als auch dynamisch zeitvariabel und kann, abhängig davon, ob Last gesenkt (Einspeisung erhöht) oder Last erhöht (Einspeisung gesenkt) werden soll, positiv oder negativ ausfallen. Grundlage für die Preisermittlung sollen zunächst Engpässe in den oberen Netzebenen 1 bis 3 sein, da hier der überwiegende Teil des Engpassgeschehens und der damit verbundenen Kosten entsteht. Perspektivisch wird jedoch eine Ausweitung auf Engpässe aller Ebenen bis hin zur Niederspannung in Betracht gezogen. Das Preissignal soll in 15-Minuten-Intervallen am Vortag festgelegt und vor Ende der Day-Ahead-Auktion veröffentlicht werden, damit Marktteilnehmer dieses in ihren Geboten berücksichtigen können.

Ein zentrales Element des Ansatzes ist die Kaskadierung der Preissignale über die Netzebenen hinweg. Den Ausgangspunkt bildet dabei der vorgelagerte Netzbetreiber, der bei identifizierten Engpässen einen dynamischen Arbeitspreis festlegt. Dieser Preis wird dann an nachgelagerte Netzbetreiber weitergegeben, die bei Bedarf zusätzliche Auf- oder Abschläge aufgrund lokaler Engpässe hinzuaddieren und das Signal an alle Netznutzer bis hin zur Niederspannung weitergeben, um möglichst viel Flexibilitätspotential zu aktivieren.

Auf Basis der Ausführungen in den Orientierungspunkten soll die dynamische Arbeitspreiskomponente vom Anschlussverteilnetzbetreiber vereinnahmt und anteilig an vorgelagerte Netzbetreiber weitergereicht werden. In dem Expertenaustausch am 14. Januar 2026 hat ein Vertreter der Bundesnetzagentur allerdings ausgeführt, dass die Abwicklung vollständig über das Regulierungskonto des Anschlussnetzbetreibers erfolgen soll. In diesem Fall würde das Erlösrisiko insbesondere bei den Verteilnetzbetreibern liegen, auch wenn das Preissignal vom Übertragungsnetzbetreiber stammt.

Die Einführung der dynamischen Netzentgeltkomponenten ist ab 2029 vorgesehen, soll jedoch zunächst ausschließlich Speicher mit eigenem Netzanschluss betreffen, da diese aufgrund ihrer hohen Flexibilität und Preissensibilität in der Lage sind, auf entsprechende Preissignale zu reagieren. Eine Ausweitung auf alle übrigen Netznutzer, inklusive Einspeiser, ist vorgesehen.

Solange die kurzfristige Kommunikation der Preissignale noch nicht vollständig umsetzbar ist, wird eine Übergangslösung erwogen, bei der zeitvariable Preissignale mit größerer Vorlaufzeit zur Anwendung kommen könnten.

Netze BW lehnt das von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Modell grundsätzlich ab. Es erreicht nach unserer Einschätzung, wie auch durch die Vorträge der vier

---

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

Übertragungsnetzbetreiber bei den Expertenworkshops im Januar und Februar 2026 bestätigt worden ist, nicht die gewünschte Senkung des Redispatchbedarf. Zudem beinhaltet der Vorschlag eine operativ kurz- und mittelfristig nicht umsetzbare Komplexität. Es handelt sich folglich um eine hochkomplexe Lösung, die das gesteckte Ziel nicht erreicht. Im Folgenden erläutern wir die Gründe, die aus Sicht von Netze BW deutlich gegen eine Einführung sprechen.

## 3 Gründe für die Ablehnung

### 3.1 Prognoseunsicherheiten bei Engpassvorhersage

In dem Modell der Bundesnetzagentur ist vorgesehen, dass auf Basis einer Prognose der Netzengpasssituation entsprechende Preissignale ausgegeben werden. Der Netznutzer soll dann idealerweise auf diese Preissignale mit einer Verhaltensanpassung reagieren, um den Engpass möglichst zu reduzieren. Somit kommt der Netzengpassprognose und deren Qualität in dem Modell der Bundesnetzagentur eine überaus zentrale Rolle zu.

Im Hinblick auf die Qualität der Netzengpassprognose ist jedoch festzustellen, dass diese schlichtweg nicht ausreichend ist, um die von der Bundesnetzagentur gewünschte Wirkung zu erzielen. Zu einem so frühzeitigen Zeitpunkt wie vor Ende der Day-Ahead-Auktion kann es eine große Diskrepanz zwischen den prognostizierten Engpässen und dem tatsächlichen Redispatchbedarf geben. Somit kann das auf Basis fehlerhafter Engpassprognosen festgestellte Preissignal falsche und unerwünschte Verhaltensanpassungen nach sich ziehen, die im schlechtesten Fall zu weiteren Engpässen führen.

#### *Übertragungsnetzebene*

Aufgrund des EE-Zubaus und dem damit verbundenen volatileren Einspeiseverhalten (Faktor Wetter) werden die Prognoseabweichungen weiter zunehmen, auch wenn in die Verbesserung der Prognosegüte investiert wird. Neben dieser eher naturgemäßen Prognoseunsicherheit ergeben sich auch Prognoseunsicherheiten aufgrund von Dispatch- oder Vermarktungsentscheidung zum Ausgleich der Prognoseabweichungen oder zur kurzfristigen Optimierung des eigenen Portfolio-Einsatzes des Anlagenbetreibers.<sup>1</sup>

Im Rahmen des Engpassmanagements mit Redispatch wird für den Zeithorizont ab dem Jahr 2030 davon ausgegangen, dass selbst bei einem Vorlauf von zwei Stunden weiterhin Prognoseunsicherheiten im hohen einstelligen Gigawattbereich bestehen bleiben können, die

---

<sup>1</sup>Edel, Peter; Maaz, Andreas; Sapp, Frederik: "Kurzfristige Netzengpässe: Herausforderungen und Lösungsansätze mit erneuerbaren Energien und Batteriespeichern", Energiewirtschaftliche Tagesfragen 75. Jh. 2025, Heft 10, S.18-22, abzurufen unter: [https://www.amprion.net/Dokumente/Publikationen/251007\\_et-Ver%C3%B6ffentlichung\\_kurzfristige\\_Netzengp%C3%A4sse.pdf](https://www.amprion.net/Dokumente/Publikationen/251007_et-Ver%C3%B6ffentlichung_kurzfristige_Netzengp%C3%A4sse.pdf)

---

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

mindestens einmal wöchentlich auftreten. Infolgedessen kann es regelmäßig zu kurzfristigem zusätzlichem Redispatchbedarf in vergleichbarer Größenordnung kommen.<sup>2</sup>

Zudem ließ der Vortrag der Übertragungsnetzbetreiber beim Expertenaustausch zum Thema dynamische Netzentgelte am 14. Januar 2026 außerordentlich tief blicken. Insbesondere im Hinblick auf die Engpasssituation sind keine klaren, wiederkehrenden Muster zu erkennen und ein Engpass lässt sich nur mit sehr kurzem zeitlichem Vorlauf zuverlässig prognostizieren. Letzten Endes kommen die vier Übertragungsnetzbetreiber zu dem Ergebnis, dass Engpässe nicht mit der für den Markt erforderlichen Qualität vorhergesagt werden können, um ein wirksames dynamisches Netzentgelt bereits vor dem Day-Ahead-Marktschluss veröffentlichen zu können.

#### *Verteilnetzebene*

Auf der Verteilnetzebene ist eine verlässliche Engpassprognose ebenfalls mit großen Herausforderungen verbunden. In Bezug auf die Hochspannungsebene sind die Voraussetzungen zur Netzzustandsprognose und somit auch zur Engpassprognose grundsätzlich gegeben. Es werden Netzzustands- und Engpassprognose auf Betriebsmittelebene erstellt, beginnend mit einer ersten Prognose zwei Tage im Voraus und anschließend fortlaufenden Aktualisierungen am Vortag (stündlich) und intraday (alle 15 Minuten). Dabei werden aktuelle Informationen der Lieferanten bzw. der Einsatzverantwortlichen zur Verfügbarkeit der Anlage und marktlichen Anpassung berücksichtigt.

Bei einer Netzzustandsprognose ist der Netzbetreiber neben den bei ihm vorliegenden Netzparametern jedoch auch auf verschiedene Eingangsdaten angewiesen. Die Prognose der Einspeisung hängt wiederum von entscheidenden Parametern ab, insbesondere der dazugehörigen Wetterprognose. Innerhalb dieser Prozesskette muss deshalb neben dem Aufbau der grundsätzlichen Fähigkeit der Netzzustandsprognose auch eine ausreichende Datenqualität aller Teilnehmenden vorliegen. Denn die Qualität der Prognosen kann bei außergewöhnlichen (Wetter-)Situationen deutlich nachlassen.

Im Hinblick auf die Einspeiser sind zwar grundsätzlich alle Betreiber von Direktvermarktungsanlagen – unabhängig davon, ob sie sich bei der Wahl des Bilanzierungsmodelles für das Prognose- oder das Planwertmodell entschieden haben – dazu verpflichtet, kurzfristige Änderungen zu melden, jedoch bestehen derzeit keine verbindlichen Meldefristen und folglich auch kaum Sanktionsmechanismen. Dadurch ist unklar, in welchem Umfang Anlagenbetreiber ihrer Meldepflicht tatsächlich nachkommen. In der Praxis werden Änderungen teilweise erst nachträglich gemeldet, was die Genauigkeit der Prognosen beeinträchtigt.

---

<sup>2</sup>Neuhoff, Karsten; Niemöller, Paula; Ott, Marion, „Welcher Reformbedarf besteht im Engpassmanagement?“, Berlin, 28.8.2025, Workshop mit Übertragungsnetzbetreibern und Stadtwerken als Verteilnetzbetreiber, abzurufen unter: [https://www.diw.de/documents/dokumentenarchiv/17/diw\\_01.c.975393.de/report\\_fpm\\_berlin\\_29092025.pdf](https://www.diw.de/documents/dokumentenarchiv/17/diw_01.c.975393.de/report_fpm_berlin_29092025.pdf), S. 3

---

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

Auch in der Mittelspannung ist es zwar grundsätzlich möglich, für einen Großteil der Leitungen die aktuelle Auslastung zu berechnen. Im Vergleich zur Hochspannungsebene sind in der Mittelspannungsebene jedoch deutlich weniger Messpunkte vorhanden, weshalb die Prognosegüte hier geringer ausfällt. Zudem nehmen insbesondere die technisch zu berücksichtigenden Leitungsstränge und die Anzahl der Einspeiseanlagen in den unteren Spannungsebenen deutlich zu.

Selbst wenn eine Prognose über einen bevorstehenden Netzengpass unter Berücksichtigung der geeigneten Datenqualität und Vorlaufzeit ermittelt werden könnte, muss, wie auch von den Übertragungsnetzbetreibern am 14. Januar beim Expertenaustausch dargelegt, mit Prognosefehlern, die zu (teils) nicht unerheblichen Unschärfen in der Engpassprognose führen können, gerechnet werden.

*Möglicher Zielkonflikt zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber*

Grundsätzlich ist es möglich, dass innerhalb eines Netzgebiets gleichzeitig entgegengesetzte Engpassanforderungen auftreten können. Während die Verteilnetzbetreiber vorrangig lokale Netzengpässe betrachten, fokussieren die Übertragungsnetzbetreiber stärker auf die Systembilanz und überregionale Engpasssituationen. Dadurch entstehen in bestimmten Situationen unterschiedliche Anforderungen und potenziell auch widersprüchliche Steuerungsimpulse. Eine solche Konstellation könnte beispielsweise im Sommer auftreten, wenn der Übertragungsnetzbetreiber aufgrund überregionaler Lastflüsse eine Erhöhung der Einspeisungen anstrebt, während auf der Verteilnetzebene der gegenteilige Bedarf entsteht, um lokale Überlastungen zu vermeiden. Dies könnte sowohl die Prognoseerstellung als auch die Ermittlung der kumulierten Preissignale erschweren.

Diese Situation kann ebenfalls innerhalb eines regional begrenzten Verteilnetzgebiets entstehen, wenn dessen räumlicher Zuschnitt unterschiedliche strukturelle Besonderheiten aufweist. Eine pauschale Anpassung der Netzentgelte führt in diesem Fall zu keinem gezielten Steuerungseffekt, da die spezifischen regionalen Herausforderungen dabei unberücksichtigt bleiben.

*Modell der Bundesnetzagentur funktioniert unter diesen Prognoseunsicherheiten nicht*

Unter diesen aktuellen Prognoseunsicherheiten in Verbindung mit der Entwicklung eines fluktuierenden, durch erneuerbare Energien dominierten Systems, ist das Modell der Bundesnetzagentur aus Sicht der Netze BW nicht wirkungsvoll. Denn es kann aufgrund einer unzuverlässigen Engpassprognose zu unerwünschten Netzzuständen kommen, da es äußerst schwierig ist, das Marktergebnis von Day-Ahead- und Intraday-Märkten korrekt vorherzusagen und lokal zu verorten. Zudem ist es fraglich, ob der Redispatchbedarf dadurch wirklich erheblich verringert werden kann. Im Ergebnis kann der Ansatz das verfolgte Ziel nach Einschätzung von Netze BW nicht erfüllen.

---

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

## 3.2 Operativer Aufwand

### *Kaskade Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber*

Für die dynamischen Arbeitspreise ist ein Top-Down-Mechanismus vorgesehen. Das vom Übertragungsnetzbetreiber ermittelte Preisblatt wird zur Weitergabe an den nachgelagerten Verteilnetzbetreiber versandt. Stellt dieser eine weitere Engpasssituation in seinem eigenen Netz fest, muss er das Preisblatt des Übertragungsnetzbetreibers um die sich daraus ergebenden Kosten anpassen und an die eigenen nachgelagerten Verteilnetzbetreiber übermitteln.

Der Datenaustausch kann grundsätzlich auf bestehenden Marktprozessen aufsetzen, etwa mit dem Versand des elektronischen Preisblatts. Der aktuelle Prozess ist jedoch (noch) nicht für tägliche Preisanpassungen ausgelegt und bereits die derzeit lediglich ein- bis zweimal jährlich vorgenommenen Preisänderungen sind mit erheblichem Aufwand verbunden. Für die Umsetzung wären zudem weitere Prozesse zu definieren.

Auch die Nutzung der Kooperationsplattform Connect+, die für die Implementierung der Redispatch-Maßnahmen die Datenverteilung zwischen Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Anlagenbetreibern übernimmt, stellt keine geeignete Alternative dar. Der Datenaustausch zwischen Netzbetreibern kann im Rahmen der Koordinationsprozesse zwar über die Plattform erfolgen, aber Connect+ ist nicht darauf ausgerichtet, die Kommunikation zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber zu vereinfachen, sondern vielmehr einen zentralen Anlaufpunkt für Einsatzverantwortliche zu schaffen.

Darüber hinaus bleibt offen, wie die Kommunikation gegenüber Endkunden erfolgen kann. Während die Marktprozesse im etablierten Marktpartnerumfeld gut verankert sind, stellt sich die Frage, wie Endkunden über die (täglichen) Preissignale informiert und ob zusätzliche Schnittstellen oder weitere Kundenportale erforderlich werden.

Zudem stellt der zeitliche Ablauf eine größere Herausforderung dar. Sämtliche Schritte, von der Identifikation eines voraussichtlichen Engpasses über die Ermittlung der daraus entstehenden dynamischen Arbeitspreise, bis hin zur Weitergabe an den nachgelagerten Verteilnetzbetreiber zur Bewertung und möglichen Einpreisung müssten in sehr kurzer Zeit erfolgen, wenn die finalen Preissignale noch vor Ende der Day-Ahead- oder sogar der Regelenergie-Auktion an die Lieferanten und Kunden versandt werden. Diese enge Abfolge birgt hohe Risiken für Fehleinschätzungen oder Abstimmungsprobleme, was zu einer geschwächten, wenn nicht sogar fehlenden Anreizwirkung der dynamischen Arbeitspreise führen würde. Dies trifft insbesondere zu, wenn die täglichen Berechnungen und nachgelagerten Prozesse eine ausgeprägte regionale Differenzierung einbeziehen müssen.

### *Marktkommunikation, Abwicklung und Abrechnung*

Wie bereits in unseren ergänzenden Hinweisen vom 30. Januar 2026 zu unserer Stellungnahme vom 16. Januar 2026 dargelegt, entsteht ein erheblicher Mehraufwand bei den Abrechnungsprozessen.

Die Einführung dynamischer Netzentgelte erfordert eine zeit- und netzzustandsabhängige Abrechnung in sehr kurzen Intervallen (viertelstündlich). Dadurch steigt das zu verarbeitende

---

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

Datenvolumen deutlich an, da pro Kunde eine Vielzahl zusätzlicher Einzelabrechnungsschritte entsteht. Zwar existieren bereits Abrechnungsmodule für eine viertelstundenscharfe Bepreisung (vgl. dynamische Stromtarife). Sie finden jedoch noch keine Anwendung im Netzbereich und müssen für die besonderen Netzanforderungen neu implementiert werden.

Zudem müssen die Abrechnungssysteme in der Lage sein, regionale Preissignale zu verarbeiten und an nachgelagerte Netzbetreiber weiterzugeben. Somit müssen im gesamten Netzgebiet unterschiedliche Preismodelle (Jahresentgelte/dynamische 1/4h-Arbeitspreise) parallel geführt und korrekt abgerechnet werden. Hierfür ist eine vollständig neue, deutlich flexiblere Tarifierungs- und Prozesslogik erforderlich.

Die IT-Systeme müssen flexibel und skalierbar gestaltet werden, um die Vielzahl an Preissignalen und Abrechnungsvarianten zu verarbeiten. Mit steigender Granularität oder jeder zusätzlichen Variabilität erhöht sich sowohl die Berechnungskomplexität als auch die Fehleranfälligkeit. Der Aufwand für Plausibilisierung, Abstimmung mit Marktpartnern und Nachbearbeitungen wächst deutlich. Gleichzeitig erfordern fortlaufende regulatorische Änderungen regelmäßige Updates der Kommunikationsprozesse und IT-Schnittstellen.

Werden perspektivisch alle Netznutzer bis zur Niederspannung einbezogen, könnten die Lieferanten die unterschiedlichen Netzentgeltmodelle nicht mehr adäquat in ihre Stromtarife einpreisen und auf vollintegrierte Stromlieferverträge verzichten. Die Prozesse des Verteilnetzbetreibers (Markt- und Systemprozesse) sind aber nicht auf eine direkte Netzabrechnung gegenüber Kleinkunden ausgerichtet. Eine Umsetzung würde sowohl enorm umfangreiche Anpassungen als auch weitreichende Erweiterungen der Abrechnungssysteme erforderlich machen. Der Netzbetreiber müsste ein vollständiges Kundenmanagement für alle Haushalts- und Gewerbekunden aufbauen, einschließlich Stammdatenpflege, Zahlungsabwicklung, Mahnwesen und Klärungsfällen.

Nach Einschätzung von Netze BW stellt auch die mangelnde Qualität und Unvollständigkeit von Messwerten eine erhebliche Hürde für die Einführung dynamischer Netzentgelte dar, insbesondere wenn die Preise auch an Niederspannungs- und somit iMSys-Kunden adressiert werden. Zwar existiert ein Automatismus zur Ersatzwertbildung für iMSys-Kunden, jedoch hängt die Datenqualität wesentlich von der Anzahl verfügbarer Referenzwerte ab. Viele iMSys liefern nur unvollständige oder lückenhafte Zeitreihen, teilweise fehlen Messwerte gänzlich. Für die monatliche Abrechnung müssen die Ersatzwerte mit den Monatsständen abgeglichen und gegebenenfalls angepasst werden. Dies führt zu einem erheblichen manuellen Aufwand, insbesondere angesichts der kurzen Fristen für die Abrechnung.

Auch die Umsetzung des vergleichsweise einfachen Moduls 3 stellt sich im Markt bisher als holprig dar und ist aktuell nur für einen sehr kleinen Kundenkreis produktiv. Es fehlen fundierte Erfahrungswerte, ob das Preismodell zu tatsächlichen Lastverschiebungen führt. Reagieren Kundinnen und Kunden bereits im einfachen Modell nicht, erscheint fraglich, ob komplexere dynamische Modelle die erwarteten Netzentlastungen erzielen können. Daher erscheint es sinnvoll, auf den im Rahmen von Modul 3 bereits implementierten Prozessen aufzubauen, statt neue, noch komplexere Prozesslandschaften einzuführen.

---

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

### 3.3 Strukturelle Mehrbelastung

Neben der Prognoseunsicherheit von Netzengpässen und den kritischen Aspekten des operativen Aufwands, kann sich darüber hinaus je nach Ausgestaltung des dynamischen Netzentgeltes eine strukturelle Mehrbelastung insbesondere für Letztverbraucher im Südwesten Deutschlands ergeben. Aufgrund dieses strukturellen Verteilungseffektes ist vom dynamischen Netzentgelt in der angedachten Ausgestaltung Abstand zu nehmen.

Dieser Verteilungseffekt ergibt sich im Kern dadurch, dass die Letztverbraucher in der Regelzone der Transnet BW und der Amprion sehr häufig „hinter“ dem Engpass liegen und nach dem Modell der Bundesnetzagentur somit mit einem positiven Entgelt belegt werden würden. Dieser Umstand ergibt sich rein durch die regionale Verteilung von Netzengpässen und steht nicht im Zusammenhang mit einem grundsätzlich unerwünschten Kunden- oder Netzbetreiberverhalten.

Das von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Modell sieht im Grundsatz vor, dass die dynamischen Netzentgelte orts- und zeitdynamisch ausgestaltet werden sollen. Für die regionale Unterteilung der Netzentgeltregionen wurden die 22 Regionen des Week-Ahead-Planning Process in die Diskussion eingebracht. Zudem soll das dynamische Netzentgelt symmetrisch und vorzeichengerecht ausgestaltet sein und perspektivisch für alle Nutzergruppen gelten.

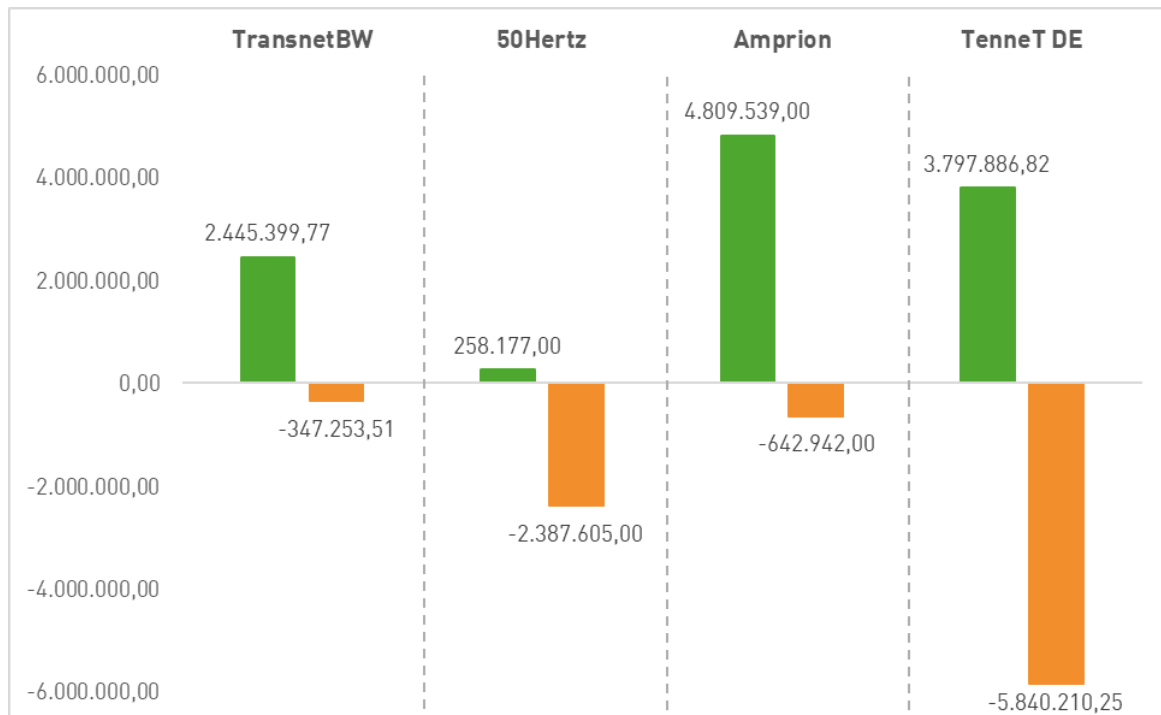
Mit dieser Ausgestaltung und der Wirkung, dass „vor“ dem Engpass ein negatives Entgelt den Verbrauch anreizen soll und „hinter“ dem Engpass ein positives Entgelt den Verbrauch reduzieren soll, entsteht in Regionen wo bisher Kraftwerke im Rahmen des Redispatchprozesses angewiesen worden sind, die Einspeisung zu erhöhen, eine strukturelle Mehrbelastung. Einen fundierten Überblick der aktuellen Engpasssituation und wie die Engpässe zwischen den Übertragungsnetzbetreibern verteilt sind, geben die Redispatch-Mengen von [netztransparenz.de](http://netztransparenz.de).

Netze BW hat in diesem Kontext die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung im Redispatch nach anweisendem Übertragungsnetzbetreiber ausgewertet. Abbildung 1 zeigt die aggregierten Redispatchmengen (in MWh) aus dem Jahr 2025 nach anweisendem Übertragungsnetzbetreiber, getrennt nach der Richtung der Maßnahme. Positive Werte stellen Maßnahmen zu Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung dar, während negative Werte Maßnahmen zur Reduktion der Wirkleistungseinspeisung abbilden.

Die Darstellung verdeutlicht die unterschiedlichen Strukturen beim Redispatch zwischen den Regelzonen: Während in den Regelzonen von TransnetBW und Amprion überwiegend Einspeiserhöhungen angeordnet werden, dominieren in anderen Regelzonen – insbesondere bei 50Hertz – Einspeisereduktionen. Es ist also davon auszugehen, dass Verbraucher in den netzbelasteten Regelzonen von TransnetBW und Amprion häufig hinter dem Engpass liegen. Das bedeutet, dass sich bei einer Umsetzung dynamischer Netzentgelte auf Basis von Engpässen der Übertragungsnetzbetreiber eine strukturelle Mehrbelastung für Verbraucher in diesen Regelzonen wahrscheinlich ist, da sie überwiegend mit einem Preisaufschlag als Anreiz zur Verbrauchsreduktion konfrontiert wären.

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

*Abbildung 1 - Anpassung Wirkleistungseinspeisung im Redispatch 2025, in MWh, nach anweisendem Übertragungsnetzbetreiber<sup>3</sup>*



Dieser Effekt wird auch durch Abbildung 2 bestätigt. Auf Basis derselben Daten zeigt Abbildung 2 die räumliche Verteilung von Redispatchmengen in Deutschland im Jahr 2025<sup>4</sup>. Hierzu wurden die betroffenen Anlagen geokodiert. Die Kreise repräsentieren Anlagen, bei denen im betrachteten Zeitraum mindestens eine Redispatchmaßnahme durchgeführt wurde.

Für jede Anlage wurde die Netto-Redispatchmenge als Differenz zwischen Erhöhung und Reduktion der Wirkleistungseinspeisung berechnet. Standorte, die netto eine Einspeiserhöhung verzeichnen sind in Grün dargestellt. Standorte, die netto eine Reduktion verzeichnen sind in Orange dargestellt. Die Größe der Kreissymbole ist proportional zum Betrag der Netto-Redispatchmenge, sodass Standorte mit hohem Redispatchvolumen durch größere Kreise repräsentiert sind.

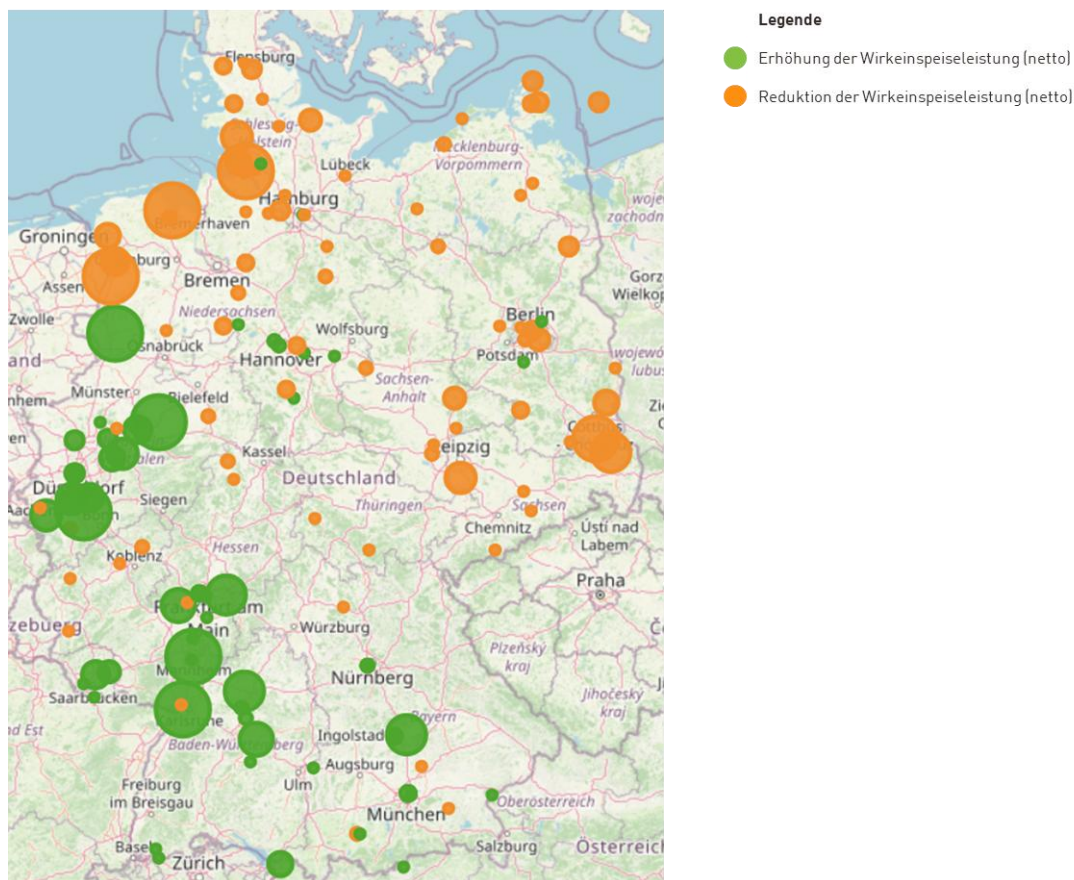
<sup>3</sup>Datenquelle: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Redispatch>

<sup>4</sup>Es konnten nicht für alle Anlagen Koordinaten ermittelt werden. Die Karte deckt 84 % (basierend auf der gesamten Redispatchmenge) ab.

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

Beide Abbildungen legen nahe, dass der Vorschlag der Bundesnetzagentur wie ein "Strompreiszonensplit light" wirken könnte. Diese möglichen Verteilungswirkungen sollten bei der Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte berücksichtigt werden.

*Abbildung 2 - Räumliche Verteilung der Netto-Redispatchmengen (MWh) in Deutschland, 2025*



## 4 Erlösstabilität

Der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Ansatz dynamischer Netzentgelte wird absehbar zu deutlichen Mehr- bzw. Mindererlösen bei den Netzbetreibern führen. Aufgrund der geplanten symmetrischen Ausgestaltung sowie der Anwendung auf Nutzergruppen mit sehr unterschiedlichen Preiselastizitäten ist davon auszugehen, dass die Preissignale erhebliche Erlösschwankungen auslösen.

Hinzu kommt, dass die Bundesnetzagentur in den Orientierungspunkten und dem daran folgenden Expertenaustausch am 16. Januar 2026 widersprüchliche Aussagen getroffen hat, wie diese Mehr- und Mindererlöse abgewickelt werden sollen. Netze BW lehnt eine Übernahme entsprechender

---

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

Erlösrisiken, die allein aus den Preissignalen der Übertragungsnetzbetreiber resultieren, strikt ab. Die dadurch entstehenden Erlösschwankungen sind rein exogen verursacht – der Verteilnetzbetreiber hat hierauf keinerlei Einfluss. Daher kann dieses Risiko nicht auf diesen abgewälzt werden.

Auch eine Abwicklung über das Regulierungskonto adressiert das grundsätzliche Problem nicht. Sollte die Bundesnetzagentur, an der nicht zielführenden Einführung dynamischer Netzentgelte festhalten, so ist zwingend sicherzustellen, dass die daraus resultierenden Erlöswirkungen bei den Verteilnetzbetreibern vollständig neutral gestellt werden. Das bedeutet: Die Abwicklung muss außerhalb der Erlösbergrenzen der Verteilnetzbetreiber erfolgen, sofern die Erlösschwankungen auf ein Preissignal des Übertragungsnetzbetreibers zurückzuführen sind.

Der aktuell skizzierte Umsetzungsplan der Bundesnetzagentur beinhaltet nach Auffassungen von Netze BW auch große Risiken für die Abwickel- und Abrechnungsbarkeit. So stellt eine überhastete und realitätsferne Einführung dynamischer Netzentgelte eine erhebliche Gefahr für die ordnungsgemäße Abrechnung dar. Sollte die Abrechnungssystematik aufgrund unrealistischer Vorlaufzeiten nicht rechtzeitig und vollumfänglich für die betroffenen Kundengruppen im Markt realisiert werden können, wäre die Nicht-Abrechenbarkeit von Entgelten mit potenziell gravierenden Liquiditätsrisiken für die Netzbetreiber und bei integrierten Rechnungen beim Lieferanten verbunden.

Nach Einschätzung von Netze BW handelt es sich hierbei nicht um ein theoretisches Risiko, sondern – angesichts der aktuellen Überlegungen der Bundesnetzagentur – um ein realistisches Szenario. Der Begriff der „Abrechnungssystematik“ umfasst hierbei die komplette Abrechnungsprozesskette mit deren Abhängigkeiten: korrekte Werte des Messstellenbetreibers für die Erstellung des Lieferscheins als Basis der Netznutzungsabrechnung, Bestätigung des Lieferscheins für die Netznutzungsabrechnung durch den Lieferanten, Abrechnungssystem des Netzbetreibers und ggf. Rechnungstellung vom Lieferanten an den Kunden bei einer integrierten Rechnungsstellung an den Kunden.

## **5 Alternative Ansätze**

Das konzeptionelle Ziel einer Dynamisierung der Netzentgelte liegt in einer effizienteren Nutzung der Ressource Netz. Das dahinterstehende ökonomische Prinzip sieht vor, dass der Netzbetreiber Knappheitssignale in Form eines Preises kommuniziert, um zu signalisieren, inwiefern zu einer bestimmten Zeit und an einem bestimmten Ort Netzknappheiten auftreten. Je nach Ausgestaltung kann eine solche Dynamisierung unterschiedliche Zielsetzungen verfolgen, von der Reduzierung der Engpasssituationen bis hin zu einer strukturellen Optimierung der Netzauslastung und damit zu einer langfristigen Effizienzsteigerung des Energiesystems.

Das beabsichtigte Modell der Bundesnetzagentur verengt diese Zielperspektive jedoch deutlich (ohne jedoch das gesteckte Ziel zu erreichen) und geht wie gezeigt mit enormem Aufwand einher. Es fokussiert sich ausschließlich auf die Reduzierung konkreter Netzengpässe und blendet damit

---

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

weitergehende Effizienzpotenziale aus. Noch im Diskussionspapier vom 12. Mai 2025 wurden verschiedene Zielrichtungen einer Dynamisierung dargestellt. Die vorgesehene Ausgestaltung beschränkt sich nun faktisch auf die Engpassvermeidung. Eine solche Verengung erscheint systemisch nicht überzeugend. Sie droht, die Chancen einer evolutionären Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik ungenutzt zu lassen.

Aus Sicht von Netze BW sollte nicht die kurzfristige Beseitigung einzelner Engpasssituationen im Fokus stehen, sondern eine generelle Optimierung der Netzbelastung. Ziel sollte es sein, vorhandene Netzkapazitäten insgesamt effizienter zu nutzen und Lastverschiebepotenziale zu heben.

Vor diesem Hintergrund befürwortet Netze BW die Weiterentwicklung der zeitvariablen Netzentgelte im bestehenden Modul 3 nach § 14a EnWG. Ergänzend könnte auch über eine Rabattierung der Netzentgelte bei Abschluss einer dauerhaften flexiblen Netzanschlussvereinbarung (FCA) nachgedacht werden. Beide Ansätze bieten das Potenzial, Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und die Anreizfunktion der Netzentgelte weiterzuentwickeln. Nachfolgend werden diese Alternativen näher betrachtet.

## **5.1 Zeitvariable Netzentgelte**

*Seit April 2025: Zeitvariable Netzentgelte für § 14a-Kunden in Modul 3*

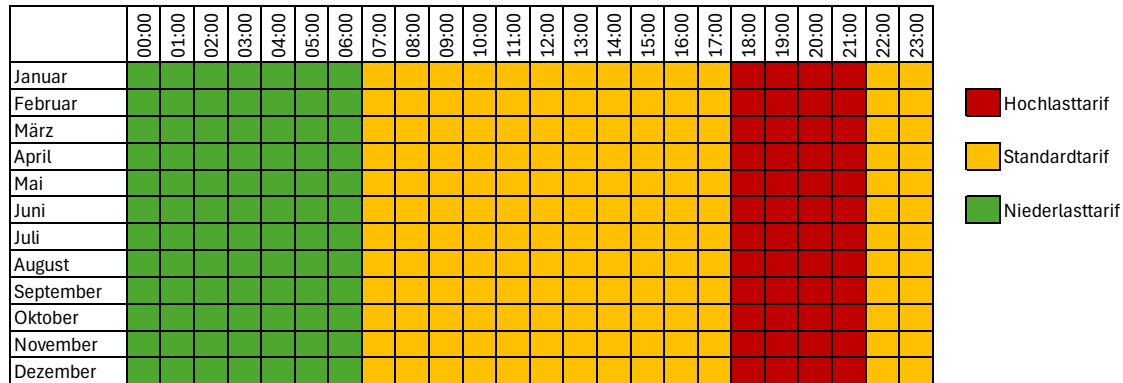
Die Ausgestaltung zeitvariabler Netzentgelte im Modul 3 knüpft an definierte technische und regulatorische Voraussetzungen an. Kunden mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen erhalten einen Netzentgeltrabatt und im Gegenzug erhält der Netzbetreiber ein eng begrenztes Eingriffsrecht, um drohende, lokale Netzengpässe abzuwenden. Voraussetzung ist der Einsatz eines intelligenten Messsystems.

Im Hinblick auf die Tarifgestaltung des zeitvariablen Netzentgeltes sind drei Tarifstufen mit Arbeitspreis vorgesehen: Hoch-, Standard- und Niederlasttarif. Der Aufschlag des Hochlasttarifs ist auf maximal 100 % des Standardtarifs begrenzt, während der Abschlag im Niederlasttarif zwischen 60 % und 90 % des Standardtarifs liegen muss. Für den Hochlasttarif ist eine Mindestdauer von zwei Stunden pro Tag festgelegt, um eine verlässliche Verlagerungsoption zu gewährleisten. Zentrale Anforderung ist zudem die Indifferenzbedingung: Ein Kunde mit einem Verbrauchsverhalten entsprechend dem Standardlastprofil soll im Erwartungswert weder besser noch schlechter gestellt sein als im reinen Standardarbeitspreis. Damit wird sichergestellt, dass das Modell primär Flexibilitätsanreize setzt, ohne nicht reagierende Letztverbraucher systematisch zu benachteiligen.

Hinsichtlich des Dynamisierungsgrades ist Modul 3 als planbares Instrument ausgestaltet. Wie in Abbildung 3 schematisch dargestellt, werden die gewählten Zeitfenster sowie die prozentualen Auf- und Abschläge für ein Kalenderjahr fixiert. Eine örtliche Differenzierung findet nicht statt. Aktuell muss das Modul 3 nicht in allen vier Quartalen Anwendung finden, jedoch in mindestens zwei Quartalen eines Kalenderjahres. In der Abbildung 3 ist angenommen, dass das Modul 3 in allen vier Quartalen angeboten wird. Auch wurde in der Darstellung auf eine viertelstündliche Auflösung der Tarife verzichtet.

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

Abbildung 3 - Schematische Darstellung der zeitvariablen Netzentgelte in Modul 3<sup>5</sup>



Der schematischen Darstellung ist zu entnehmen, dass der Niederlasttarif zu den nächtlichen Stunden angeboten wird, wodurch tendenziell eine schwache Netzauslastung signalisiert wird. Hingegen ist in den Abendstunden zwischen 18 und 21 Uhr der Hochlasttarif aktiv und soll somit Lastverschiebungen der Netznutzer anreizen, da eher eine hohe Netzauslastung erwartet wird.

*Weiterentwicklung der zeitvariablen Netzentgelte sowie Öffnung für weitere Kundengruppen*

Netze BW hat sich bereits in seinen Stellungnahmen zum Diskussionspapier der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom vom 30. Juni 2025 sowie zum Sachstandspapier Netzentgeltkomponenten vom 16. Januar 2026 für eine evolutionäre Entwicklung der zeitvariablen Netzentgelte ausgesprochen.

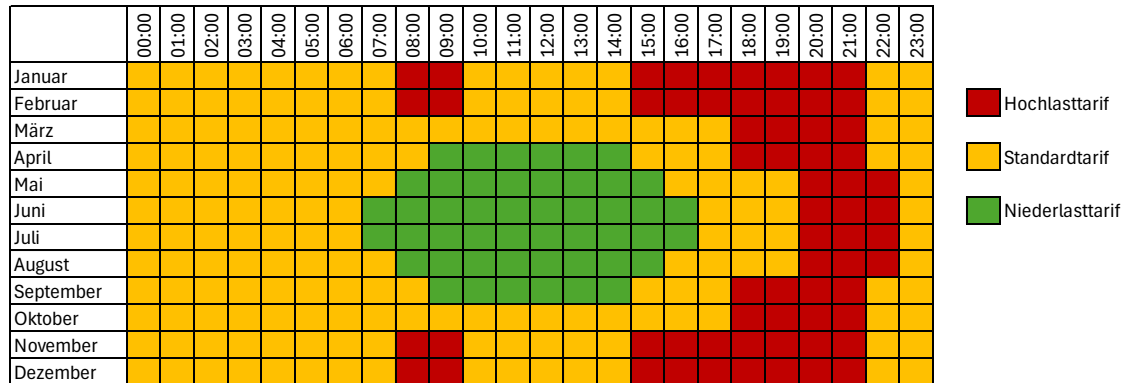
Im Hinblick auf die Tarifgestaltung erscheint der Beibehalt der drei Tarifstufen Hoch-, Standard- und Niederlasttarif ausreichend, um die entsprechenden Netzauslastungen adressieren zu können. Damit könnte auf bisherige Abwicklungs- und Abrechnungslogiken aufgebaut werden. Etwaige prozentuale Begrenzungen könnten nachvollziehbar sein und müssten diskutiert werden. Ein großer Gestaltungsspielraum für den Netzbetreiber erscheint hierbei jedoch sinnvoll, da dieser über die Informationen der Netzbelastung verfügt.

Auch die aktuelle starre Festlegung der Zeitfenster für das komplette Kalenderjahr ist kritisch zu hinterfragen. Um die zeitvariablen Netzentgelte näher an der Netzlast ausrichten zu können, ist eine entsprechende Weiterentwicklung notwendig. Mit einer monatlichen Preisdifferenzierung könnten saisonale Netzbelastungen deutlich besser adressiert werden. In Abbildung 4 ist eine schematische Darstellung möglicher zeitvariabler Netzentgelte mit den drei Tarifstufen und monatlicher Dynamisierung abgebildet.

<sup>5</sup>Basierend auf den Auswertungen in Gabel, M.; Kronmüller, J.: „Status Quo zeitvariabler Netzentgelte in Deutschland“, energiewirtschaftliche Tagesfragen 75. Jh. 2025, Heft 9, S.24

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

Abbildung 4 - Schematische Darstellung weiterentwickelter zeitvariabler Netzentgelte<sup>6</sup>



Die Ausgestaltung der zeitvariablen Netzentgelte in Abbildung 4 unterstellt tendenziell ein Netzgebiet mit hoher PV-Einspeisung, die in den sonnenreichen Monaten und zur Mittagszeit den lokalen Verbrauch des PV-Stroms eher beanregt. Hingegen würde in den eher kälteren Monaten und zum Nachmittag- bzw. Abend Preissignale ausgegeben werden, die eine hohe Netzbelastung signalisieren. Die Ausgestaltung der Zeitfenster sollte aufgrund der individuellen Netzbelastungen jedoch dem Netzbetreiber obliegen. Auch eine weitere Differenzierung zwischen Montag bis Freitag, Samstag und Sonn-/Feiertag wäre denkbar, um die unterschiedliche Netznutzung besser abzubilden.

Darüber hinaus ist ein Ausrollen dieser zeitvariablen Netzentgelte auf alle Spannungsebenen als freiwillige Option überlegenswert. Es sollten jedoch aufgrund der unterschiedlichen Netzbelastungen in den Spannungsebenen die Zeitfenster auf die entsprechende Spannungsebene zugeschnitten werden können, um auch den unterschiedlichen Verbraucher- und Erzeugungsstrukturen Rechnung zu tragen. Demnach wäre eine Abweichung von der schematischen Darstellung in Abbildung 4 für andere Spannungsebenen durchaus möglich. Weitere Fortentwicklungen der Ausgestaltung können im Zeitablauf, aufgrund der gewonnenen Erkenntnisse sowie des Kosten-/Nutzenverhältnisses auch eine örtliche Differenzierung beinhalten. Der Zuschnitt sollte jedoch dem Netzbetreiber überlassen werden.

Zudem stellt sich die Frage, ob entsprechende Tarife verpflichtend oder freiwillig eingeführt werden sollten. Nach Auffassung der Netze BW überwiegen die Vorteile einer freiwilligen Teilnahme. Ein freiwilliger Ansatz über zeitvariable Netzentgelte ermöglicht es, zunächst bei einer selbstselektierten Kundengruppe belastbare Erfahrungen hinsichtlich Preisreaktionen, Flexibilitätspotenzialen und tatsächlichem Nachfrageverhalten zu sammeln. Diese „Lernphase“ ist

<sup>6</sup>Abbildung in Orientierung an: Authority for Consumers & Markets, "Tariff Reform in NL", Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik (AgNes)-Workshop 03.06.2025, S.7-8

---

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

für jede Form der Dynamisierung von zentraler Bedeutung. Zudem würde die empirische Fundierung künftiger Regulierungsentscheidungen dadurch erheblich gestärkt.

Darüber hinaus reduziert ein freiwilliges Modell der zeitvariablen Netzentgelte potenzielle Akzeptanzrisiken. Dynamische Netzentgelte sind erklärungsbedürftig und mit höherer tariflicher Komplexität verbunden. Eine verpflichtende Einführung könnte daher auf Kundenseite zu Verunsicherung oder Ablehnung führen und die kommunikative Umsetzung unnötig belasten. Bei einer freiwilligen Teilnahme hingegen entscheiden sich primär solche Netznutzer für das Modell, die über entsprechende Flexibilität verfügen oder ein wirtschaftliches Interesse an aktiver Laststeuerung haben. Gerade diese Gruppe weist typischerweise das größte Potenzial auf, sich im Bedarfsfall netzentlastend zu verhalten.

*Weitere Entwicklungsschritte auf Basis gewonnener Erfahrungswerte*

Angesichts der hohen Komplexität ist wie beschrieben ein evolutionäres Vorgehen mit einer angemessenen Einführungsphase erforderlich. Denn insbesondere die Gestaltung der Netzentgeltkomponenten mit Anreizfunktion sollte so erfolgen, dass Erfahrungen, neue Erkenntnisse und technologische Entwicklungen bei der Ausgestaltung berücksichtigt und entsprechende Anpassungen auch nach dem Jahr 2029 vorgenommen werden können. Wie Netze BW bereits mehrfach betont hatte, hätte vor diesem Hintergrund eine eigenständige und anpassungsfähige Methodenfestlegung „Dynamisierung“ durchaus Vorteile.

## **5.2 FCA als Grundlage für eine Rabattierung der Netzentgelte**

Netze BW sieht zudem in Flexible Connection Agreements (FCAs) in Verbindung mit einer Rabattierung des Netzentgeltes ein nützliches und praktikables Instrument, um netzneutrales bzw. netzdienliches Verhalten anzureizen. Indem der Netzkunde sich vertraglich verpflichtet, seinen Leistungsbezug bzw. seine Einspeisung innerhalb eines definierten technischen Rahmens zu steuern, wird eine netzneutrale bzw. netzdienliche Fahrweise sichergestellt, die die bestehenden Betriebsmittel nicht zusätzlich beansprucht.

Der Rabatt fungiert als Preissignal für die Bereitstellung von Flexibilität und spiegelt die vermeidbaren oder zumindest aufgeschobenen Netzausbau- und Engpasskosten wider. Damit wird die Option auf eine uneingeschränkte Netznutzung explizit bepreist. Wer auf diese Option verzichtet und stattdessen flexibel agiert, erhält eine Rabattierung. Die Rabatthöhe ergäbe sich dann aus dem Grad der möglichen Einschränkungen aufgrund des FCA und würde, unterstellt man die Überlegungen der Bundesnetzagentur für das Grundmodell der zukünftigen Netzentgeltsystematik, auf den Kapazitätspreis und den Arbeitspreis 1 angewendet werden.

Gerade für flexible Anlagen wie Großbatteriespeicher oder steuerbare industrielle Lasten entsteht so ein klarer Investitions- und Betriebsanreiz, die Fahrweise netzdienlich auszurichten. FCA-basierte Rabatte erhöhen die Auslastung bestehender Infrastruktur, reduzieren Spitzenlasten und verbessern die Allokation knapper Netzkapazität, ohne pauschal in bestehende Rechte einzugreifen. Im Unterschied zu rein zeitvariablen Netzentgelten adressieren FCAs dabei standort- und anschlusspezifische Engpässe und ermöglichen somit eine differenzierte, effizienzorientierte Steuerung.

**Stellungnahme der Netze BW**  
zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente:  
Orientierungspunkte der BNetzA

Insbesondere in der Hoch- und Mittelspannung kann dieses Instrument dazu beitragen, Netznutzern eine verlässliche und zugleich effiziente Nutzung ihres Anschlusses zu ermöglichen, indem die Fahrweise verbindlich auf den technischen Leistungsrahmen begrenzt wird, den die vorhandenen Netzbetriebsmittel dauerhaft und sicher bereitstellen können.