

BEWERTUNG DYNAMISCHER NETZENTGELTE UND WEITERENTWICKLUNG DES REDISPATCH

Eine Studie im Auftrag der RWE AG

01. APRIL 2026

Inhaltsverzeichnis

Management Summary	4
1 Einleitung	9
1.1 Hintergrund und Ziel	9
1.2 Unsere Vorgehensweise	9
2 Das Engpassmanagement- und Redispatchsystem und seine Entwicklung	11
2.1 Das Engpassmanagement-System in seiner heutigen Form hat sich über die Jahre entwickelt	11
2.2 Engpassmanagementmengen werden perspektivisch zurückgehen, jedoch auch künftig weiterhin eine Rolle spielen	12
2.2.1 Übersicht der historischen und erwarteten Entwicklung der Engpassmanagementmengen	13
2.2.2 Implikationen der erwarteten Entwicklungen der Engpassmanagementmengen für die weiteren Analysen	16
3 Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements	18
3.1 Das bestehende Instrumentarium zum Umgang mit Netzengpässen ist in seiner Wirkung präzise, jedoch noch nicht vollständig integriert	18
3.2 Dynamische Netzentgelte verschieben die Steuerung von Mengen zu prognosebasierten Preisen	20
3.2.1 Einordnung dynamischer Netzentgelte im AgNes-Konzept	20
3.2.2 Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des bestehenden Systems	23
3.2.3 Ausgestaltung einer marktlichen Beschaffung von Redispatch	26
4 Gegenüberstellung der Designoptionen	30
4.1 Steuerungslogik: Preisbasierte Ex-ante-Steuerung versus mengenbasierte Ex-post-Korrektur	31
4.2 Informationsanforderungen und Prognoserisiken sind der zentrale Robustheitstest	34
5 Bewertung der Designoptionen	42
5.1 Kurzfristige Effizienz: Mengenmechanismen adressieren Engpässe präziser, hohes Risiko von Fehlsteuerungen bei administrierten Preissignalen	42

BEWERTUNG DYNAMISCHER NETZENTGELTE UND WEITERENTWICKLUNG DES REDISPATCH

5.2	Dynamische Effizienz: Zusätzliche Preisebene erhöht Unsicherheit	46
5.3	Systemkohärenz: Parallele Preissysteme bergen Integrationsrisiken	49
5.4	Komplexität und Implementierungsaufwand sprechen für Weiterentwicklung des bestehenden Systems	51
5.5	Verteilungswirkungen beeinflussen politische Tragfähigkeit	54
5.6	Fazit: Robustheit und Proportionalität sprechen für eine mengenbasierte Weiterentwicklung	57

Management Summary

Diese Studie bewertet den Vorschlag der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Einführung Dynamischer Netzentgelte und vergleicht ihn mit einer Weiterentwicklung des bestehenden Redispatchsystems von einem kostenbasierten System hin zu einem hybriden System, welches den kostenbasierten Redispatch durch einen marktbasierteren Redispatch für bestimmte Anlagen erweitert. Ziel des Vergleichs ist es, die Wirkungsweise der Ansätze zu verstehen und entlang zentraler Kriterien zu bewerten.

Ausgangslage: Herausforderungen beim Redispatch erfordern Weiterentwicklung des Engpassmanagements

Das deutsche Stromsystem steht durch den Ausbau erneuerbarer Energien, regionale Ungleichgewichte und verzögerten Netzausbau unter Druck. Dies führt zu erheblichen Netzengpässen auf Übertragungs- und teilweise auch Verteilnetzebene und damit zu hohen jährlich anfallenden Redispatchmengen und -kosten. Über die nächsten Jahre bleibt das Engpassmanagement eine zentrale Herausforderung, auch wenn mittel- bis langfristig mit einem deutlichen Rückgang der Redispatchmengen durch Netzausbau zu rechnen ist.

Das bestehende kostenbasierte Redispatchsystem ist physikalisch präzise. Es adressiert Engpässe gezielt und stellt Marktteilnehmer wirtschaftlich neutral. Das zentrale Defizit liegt weniger in der Steuerungslogik, sondern in der begrenzten Integration dezentraler Flexibilität wie Speicher und Nachfrage.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die Einführung dynamischer Netzentgelte vorgeschlagen. Mit diesem Instrument sollen v.a. die durch die Netzbetreiber zu administrierenden Redispatchmengen verringert werden. Es stellt sich somit die Frage, ob ein Systemwechsel hin zu dynamischen Netzentgelten zur Adressierung der Herausforderungen adäquat ist, oder ob eine Weiterentwicklung des bestehenden Systems ausreicht.

Vergleich der Designoptionen: Dynamische Netzentgelte als administrativer preisbasierter Mechanismus vs. hybrider Redispatch als mengengesteuerter Mechanismus

Die Studie vergleicht zwei grundlegende Ansätze:

- Dynamische Netzentgelte als administrativer, preisbasierter Mechanismus.
- Hybrider Redispatch als Weiterentwicklung des bestehenden Systems mit marktlichen Elementen: Kostenbasierter Redispatch für große Erzeugungsanlagen, marktbasierter Redispatch für Anlagen, die sich nur schwer in den kostenbasierten Redispatch integrieren lassen, wie Speicher und flexible Nachfrage.

Beide Systeme können zur Steuerung von Ansiedlungs- bzw. Standortentscheidungen für Neuanlagen, in Abgrenzung zu kurzfristigen Dispatch-Entscheidungen, mit regional bzw. lokal differenzierten Baukostenzuschüssen ergänzt werden.

Der zentrale Unterschied beider Designoptionen liegt in der Steuerungslogik:

- Dynamische Netzentgelte setzen auf Preissignale, die vor dem Day-Ahead-Markt zu erstellen sind und beeinflussen Verhalten auf Basis von Prognosen.
- Redispatch führt zu einer konkreten Anpassung der Fahrpläne und korrigiert damit Netzengpässe deterministisch.

Damit unterscheiden sich die Systeme grundlegend in ihren Informationsanforderungen, Risiken und Wirkmechanismen.

Eine Kriterien basierte ökonomische Bewertung zeigt: Die Weiterentwicklung des bestehenden Redispatchsystems ist Dynamischen Netzentgelten in vielen Punkten überlegen

Die vergleichende Analyse der Systeme entlang ökonomischer Kriterien zeigt folgendes Bild:

Kurzfristige Effizienz: Dynamische Netzentgelte können theoretisch effizient sein, setzen jedoch zwei treffsichere Prognosen voraus, nämlich zu den Engpassmengen und zu den Reaktionen des Marktes auf die Preissignale. In der Praxis ist damit zu rechnen, dass dies zu systematischen Risiken führen kann: zu Überreaktionen bei zu hohen Preissignalen und Unterreaktionen bei zu niedrigen Signalen. Insbesondere Überreaktionen gehen mit zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten einher. Gleichzeitig sorgt die fehlende räumliche Präzision (alle Anlagen einer Region werden adressiert) zu Abweichungen von einer effizienten knotenscharfen Anpassung.

Der hybride Redispatch adressiert Engpässe hingegen physisch exakt, d.h. unter anderem knotenscharf. Prognosefehler wirken sich nur auf Redispatchmengen aus, nicht auf das gesamte Marktergebnis. Schwächen, die sich beim kostenbasierten Redispatch aus dem verfügbaren Redispatchpotenzial ergeben, können durch den marktbasierteren Ansatz kompensiert werden. Sofern auch über die Ausgestaltung des hybriden Redispatch und eine effektive Marktaufsicht Inc-Dec-Gaming vermieden werden kann, ist auch die alloкатive Effizienz des hybriden Redispatch gegeben.

Insgesamt ist der hybride Redispatch damit als mengenbasierter Ansatz robuster.

Dynamische Effizienz: Dynamische Netzentgelte setzen zwar Standortssignale, diese sind jedoch:

- volatil, da sich Engpässe durch den Netzausbau schnell verändern können und Marktteilnehmer sie daher nur schwer vorhersehen können;
- nicht hedgefähig, da die Erlöse und Kosten aus Dynamischen Netzentgelten zwar erheblich sein können, aber nicht auf dem Terminmarkt handelbar sind;

- mit zusätzlichem Preisrisiko verbunden, da Dynamische Netzentgelte das Knappheitssignal des Terminmarkts unterminieren.

Dies erhöht Unsicherheit und Investitionskosten. Der hybride Redispatch vermeidet eine flächendeckende zusätzliche Preisebene. Standortsignale können gezielt über Instrumente wie Baukostenzuschüsse gesetzt werden. Dies erhöht Planbarkeit, indem Kosten einmalig auftreten und Haupteinnahmequellen wie der Großhandelsmarkt unberührt bleiben.

Systemkohärenz: Dynamische Netzentgelte schaffen eine zweite Preisebene, neben dem Strommarkt. Daraus entstehen:

- Potenziell widersprüchliche Signale, da Marktteilnehmer Signale aus Dynamischen Netzentgelten und dem Börsenpreis erhalten. Marktteilnehmer reagieren damit auf zwei nicht abgestimmte Preissignale, was zu ineffizienten Dispatch-Entscheidungen führen kann.
- Interaktionen zwischen Netzebenen, da Dynamische Netzentgelte auf unterschiedlichen Netzebenen eingeführt werden, diese sich aber gegenseitig beeinflussen.
- Einschränkungen der Hedgefähigkeit, da Dynamische Netzentgelte nicht handelbar sind und damit über den Terminmarkt nicht abgesichert werden können. Hierdurch entstehen zusätzliche Preisrisiken für Marktteilnehmer.
- Zusätzliche Komplexität im Marktdesign durch die Erweiterung des Systems um zusätzliche Prognose-, Preisbildungs- und Abrechnungsprozesse.

Der hybride Redispatch fügt sich besser in das bestehende System ein, da der einheitliche Börsenpreis erhalten bleibt und Eingriffe gezielt erfolgen.

Implementierungsaufwand: Dynamische Netzentgelte erfordern neue IT- und Preissysteme, komplexe Prognose- und Abrechnungsprozesse und Anpassungen bei allen Marktakteuren zur Integration der Dynamischen Netzentgelte in ihre Entscheidungsprozesse. Dies führt zu dauerhaft hohen Transaktionskosten und erhöhter Systemkomplexität. Der hybride Redispatch baut auf bestehenden Prozessen auf und erweitert diese gezielt. Der Implementierungsaufwand bleibt begrenzt und fokussiert sich auf relevante Flexibilitäten.

Verteilungswirkungen: Dynamische Netzentgelte führen zu breiten Umverteilungen zwischen Regionen, zwischen flexiblen und unflexiblen Akteuren und gehen systematisch zulasten unflexibler Stromverbraucher, also z.B. bestimmten Haushaltstypen oder Industriebranchen. Zudem stehen sie im Spannungsverhältnis zur Fairness der Verteilung der Netzausbaukosten. Verbraucher in engpassbelasteten Regionen profitieren gegenüber Verbrauchern in ähnlich gelagerten Netzgebieten mit ausgebautem Netz auf zweierlei Weise. Einerseits durch geringere Netzentgelte infolge niedrigerer Netzausbaukosten, und andererseits durch eine Einsenkung der dynamischen Netzentgelte in Engpasssituationen. Kosten und Erlöse im weiterentwickelten Redispatchsystem (ohne dynamische Netzentgelte) entstehen hingegen näher an tatsächlichen Maßnahmen und sind besser nachvollziehbar. Dies reduziert Verteilungseffekte und erhöht die politische Tragfähigkeit.

Im Ergebnis können Dynamische Netzentgelte Strompreise erhöhen und Investitionen verteuern

Theoretisch können Dynamische Netzentgelte die Redispatch-Kosten senken in der Praxis besteht allerdings ein erhebliches Prognoserisiko, wodurch dieser Effekt unter Umständen überkompensiert wird:

- Dynamische Netzentgelte verändern den Dispatch im Großhandelsmarkt und können bei Fehlkalibrierung zu Überreaktionen führen, bei denen zusätzlich erneuerbare Erzeugung in Engpassregionen abgeregelt und durch teurere thermische Erzeugung in anderen Regionen ersetzt wird. Dadurch steigen die Brennstoffkosten und für alle Endverbraucher in Deutschland die Stromgroßhandelspreise. Es entstehen Wohlfahrtsverluste durch einen verzerrten Dispatch.
- Dynamische Netzentgelte schaffen eine zusätzliche, volatile und nicht hedgefähige Preisebene neben dem Strommarkt. Dies erhöht Unsicherheit, schwächt die Aussagekraft von Terminmarktpreisen als Knappheitssignal und führt zu höheren Risikoaufschlägen im Stromgroßhandelsmarkt.
- Dynamische Netzentgelte sind durch eine starke Sensitivität gegenüber Prognosefehlern gekennzeichnet. Dies wirkt sich nachteilig auf die Möglichkeit der Marktteilnehmer aus, konsistente Erwartungen zu den Auswirkungen der Dynamischen Netzentgelte auf ihre Investitionsentscheidungen zu treffen, erschweren damit diese Entscheidungen und verteuern die Investitionen.

Im Ergebnis können Dynamische Netzentgelte zwar potenziell die Redispatch-Kosten senken, es besteht allerdings das Risiko, dass die gesamtwirtschaftlichen Kosten durch höhere Großhandelspreise und höhere Investitionskosten für die Endverbraucher in Summe ansteigen.

In der Gesamtschau erweist sich der hybride Redispatch als vorteilhaft

Die Analyse zeigt ein konsistentes Bild: Dynamische Netzentgelte sind ein komplexer, prognosebasierter Preismechanismus mit hohen Informationsanforderungen und systematischen Risiken. Sie erhöhen Komplexität, Unsicherheit und Verteilungswirkungen, ohne Redispatch zu ersetzen.

Der hybride Redispatch adressiert das zentrale Defizit des bestehenden Systems gezielter. Die physikalische Präzision des Redispatch bleibt erhalten, da Engpässe weiterhin knotenscharf über konkrete Anpassungen von Fahrplänen gelöst werden. Gleichzeitig werden zusätzliche Flexibilitäten über wettbewerbliche Mechanismen integriert. Prognoserisiken bleiben auf die Mengenbestimmung begrenzt. Eine zusätzliche Preisebene wird vermieden und das bestehende Marktdesign bleibt weitgehend unverändert. Damit ist der hybride Ansatz robuster, besser integrierbar und praktikabler.

Weiterentwicklung des bestehenden Redispatchsystems als zentrale Empfehlung

Die Reformtiefe sollte sich am zugrunde liegenden Problem orientieren. Die Analyse deutet darauf hin, dass der Redispatchbedarf langfristig zurückgehen wird und die aktuellen Herausforderungen vor allem Ausdruck eines Transformationsprozesses sind und kein dauerhaft strukturelles Problem darstellen.

Vor diesem Hintergrund spricht die Gesamtbewertung für eine schrittweise Weiterentwicklung des bestehenden Systems durch einen hybriden Redispatch, statt für die Einführung eines umfassenden prognosebasierten Preismechanismus wie dynamische Netzentgelte.

Ein solcher Ansatz wirkt zielgerichteter, da er Engpässe direkt adressiert und Flexibilität dort einsetzt, wo sie tatsächlich benötigt wird. Gleichzeitig ist er robuster gegenüber Unsicherheit, da er nicht auf die Prognose von Marktreaktionen angewiesen ist. Er bleibt zudem konsistent mit dem bestehenden Marktdesign, da keine zusätzliche Preisebene eingeführt wird. Schließlich ist er auch politisch besser umsetzbar, da Verteilungswirkungen begrenzter und die Wirkungsweise für Marktteilnehmer nachvollziehbarer bleiben.

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Ziel

Die Bundesnetzagentur hat einen Reformprozess zur Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik gestartet und prüft die Einführung dynamischer Netzentgelte für Verbraucher und Einspeiser. Ziel der Dynamischen Netzentgelte ist es, Netzengpässe stärker über regionale und zeitliche Preissignale zu steuern und dadurch Redispatchkosten zu senken. Hierbei wird angenommen, dass Marktteilnehmer in ausreichendem Maße auf diese Preissignale reagieren.

RWE möchte den Diskussionsprozess konstruktiv begleiten. Hierzu hat RWE Frontier beauftragt, die folgenden Untersuchungen durchzuführen:

- Analyse der vorgeschlagenen Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte: Untersucht werden deren Wirkungsweise, die ökonomischen Vor- und Nachteile sowie mögliche Effizienz- und Verteilungswirkungen.
- Entwurf eines Alternativvorschlags zur Weiterentwicklung des bestehenden Systems sowie Vergleich mit dem vorgeschlagenen System dynamischer Netzentgelte. Im Fokus steht die Weiterentwicklung des bestehenden kostenbasierten Redispatchsystems hin zu einem hybriden, teilweise marktlichen Ansatz.

1.2 Unsere Vorgehensweise

Im Rahmen dieser Studie betrachten wir zunächst in **Kapitel 2** zentrale Kennzahlen des aktuellen Engpassmanagements und deren mögliche Entwicklung.

Darauf aufbauend beschreiben wir in **Kapitel 3** Optionen zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements. Zunächst stellen wir die Instrumente im Status quo dar. Anschließend analysieren wir zwei Weiterentwicklungsoptionen:

- die von der BNetzA vorgeschlagenen Dynamischen Netzentgelte,
- sowie eine Weiterentwicklung des bestehenden Systems durch einen hybriden Redispatch mit marktlichen Elementen und Baukostenzuschüssen.

In **Kapitel 4** stellen wir die Designoptionen systematisch gegenüber. Im Fokus stehen die jeweilige Steuerungslogik sowie die damit verbundenen Informationsanforderungen und Prognoserisiken.

Darauf aufbauend erfolgt in **Kapitel 5** die Bewertung der Designoptionen entlang einheitlicher Kriterien. Dazu zählen kurzfristige Effizienz, dynamische Effizienz, Systemkohärenz, Implementierungsaufwand und Verteilungswirkungen. Ziel ist es, die Vor- und Nachteile

konsistent herauszuarbeiten und einzuordnen. Die Ergebnisse werden abschließend in einem zusammenfassenden Fazit verdichtet.

2 Das Engpassmanagement- und Redispatchsystem und seine Entwicklung

In diesem Kapitel beschreiben wir das bestehende Engpassmanagement-System in Deutschland. Dabei geben wir einen Überblick über die aktuelle und zukünftige Bedeutung des Engpassmanagements mit einem besonderen Fokus auf den Redispatch als zentrales Instrument und schaffen damit den Kontext für die folgenden Ausführungen.

2.1 Das Engpassmanagement-System in seiner heutigen Form hat sich über die Jahre entwickelt

Das Instrumentarium des Netzengpassmanagements hat sich über die Jahre schrittweise ausdifferenziert. Zur Behebung von Netzengpässen stehen dabei heute verschiedene Maßnahmen zur Verfügung:

- **Kostenbasierter Redispatch:** Redispatch bezeichnet Eingriffe von Übertragungs- oder Verteilnetzbetreibern in die geplante Einspeisung oder Entnahmen von Kraftwerken, die im Strommarkt agieren, um Netzengpässe zu vermeiden oder zu reduzieren. Typischerweise wird die Einspeisung vor einem Engpass reduziert und hinter dem Engpass erhöht, wodurch der Stromfluss über die betroffenen Netzelemente entsprechend verändert wird. Im Rahmen dessen werden betroffene Anlagen oder Bilanzkreise grundsätzlich wirtschaftlich neutral gestellt, wodurch insgesamt zusätzliche Kosten entstehen, die über die Netzentgelte von den Netznutzern getragen werden.
- **Netzreservekraftwerke:** Netzreservekraftwerke sind Erzeugungsanlagen, die außerhalb des regulären Strommarktes vorgehalten werden,¹ um bei angespannten Netzsituationen oder unzureichender Marktverfügbarkeit von Kapazität zur Sicherung des Netzbetriebs eingesetzt zu werden. Reservekraftwerke kommen in der Regel erst dann zum Einsatz, wenn Redispatchpotenziale von Kraftwerken, die im Strommarkt agieren, nicht ausreichen, um Netzengpässe im erforderlichen Umfang zu beheben.
- **Countertrading:** Countertrading umfasst gegenläufige Handelsgeschäfte der Übertragungsnetzbetreiber, mit dem Ziel, physikalische Lastflüsse im Netz zu beeinflussen und dadurch Netzüberlastungen zu mindern.

Redispatch ist das zentrale Element des Engpassmanagements. Der **Redispatch in Deutschland ist derzeit kostenbasiert organisiert**. Anlagenbetreiber sind dabei so zu kompensieren, dass sie durch den Redispatch wirtschaftlich weder besser noch schlechter gestellt werden. Der kostenbasierte Ansatz zielt damit nicht auf eine wettbewerbliche Beschaffung und marktliche Preisbildung von Redispatchleistung ab.

¹ Im Ausland kontrahierte Netzreservekraftwerke können – im Gegensatz zu inländischen Kraftwerken – weiterhin regulär im Markt aktiv sein.

Auf europäischer Ebene sieht Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 grundsätzlich einen marktbasierten Ansatz für Redispatch vor. Zugleich lässt das Unionsrecht unter bestimmten Voraussetzungen auch nicht-marktbasierende Verfahren zu. Für das in Deutschland etablierte kostenbasierte Redispatchregime wurde eine entsprechende Ausnahme bewilligt.

Im Rahmen eines effizienten Engpassmanagements können Netzbetreiber seit Einführung des Redispatch 2.0 auf konventionelle Erzeugungsanlagen, EE-Anlagen, KWK-Anlagen und Stromspeicher mit einer Leistung von mehr als 100 kW zur Engpassentlastung für den Redispatch zurückgreifen.

Innerhalb dieses Systems ist zu unterscheiden zwischen:

- **präventivem** Redispatch, der Maßnahmen im Vorfeld eines erwarteten Engpasses umfasst und dazu dient, absehbare Netzüberlastungen bereits im Voraus zu vermeiden; sowie
- **kurativem Redispatch**, wobei Redispatchmaßnahmen vorbereitet werden, aber nur dann abgerufen werden, wenn der Engpass unmittelbar droht.

Diese Unterscheidung ist für die Systemführung von Bedeutung, da sie unterschiedliche Zeithorizonte und Eingriffstiefen betrifft. In beiden Fällen entstehen durch den Redispatch volkswirtschaftliche Kosten, da im Vergleich zu einem vollständig engpassfreien Netz Eingriffe in den kosteneffizienten Kraftwerks- bzw. Speichereinsatz bzw. die Lastgänge erfolgen. Werden Netzengpässe im Rahmen der Marktlösung als unvermeidbar angenommen, so sind ein Großteil der Redispatchkosten kurzfristig nicht vermeidbar und keine (zusätzlichen) Wohlfahrtsverluste, unabhängig davon, welches System des Engpassmanagements implementiert ist. Unterschiedliche volkswirtschaftliche Kosten können sich in diesem Fall lediglich durch Differenzen in der Ausgestaltung der Engpassmanagementsysteme ergeben, die fundamentalen Engpasskosten bestehen und werden lediglich unterschiedlich verteilt.²

2.2 Engpassmanagementmengen werden perspektivisch zurückgehen, jedoch auch künftig weiterhin eine Rolle spielen

Engpassmanagement stellt eine erhebliche Herausforderung für den Netz- und Systembetrieb dar, sowohl aufgrund der benötigten Energiemengen als auch aufgrund der hohen Kosten. So wurden im Jahr 2024 30,3 TWh für Engpassmanagement eingesetzt. Die **Kosten für Engpassmanagement beliefen sich im Jahr 2024 auf rund 3 Mrd. Euro**, wobei Redispatchkosten mit Markt- und Reservekraftwerken rund 96 % der Kosten ausmachten. Auch für 2025 ist mit Kosten in einer ähnlichen Größenordnung zu rechnen.³

² Vgl. Maurer (2026): Ist die Synchronisierung von EE- und Netzausbau sinnvoll oder blockiert sie die Energiewende?, S.3.

³ Vgl. <https://www.smard.de/page/home/topic-article/211972/217842/entwicklung-des-netzengpassmanagements>. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie lagen noch keine Zahlen für das Gesamtjahr 2025 vor. Die bis einschließlich November 2025 vorliegenden Daten weisen gegenüber dem entsprechenden Vorjahreszeitraum einen Anstieg der Kosten des Engpassmanagements um 11 % auf 2,87 Mrd. € aus.

Strom- und spannungsbedingte Engpässe im Übertragungsnetz sind nach wie vor der wesentliche Treiber für die gesamten Redispatchmengen. Im Jahr 2023 wurden 93 % der Mengen (und 97 % der Kosten) durch Engpässe im Übertragungsnetz und 7 % der Mengen (und 3 % der Kosten) durch Engpässe im Verteilnetz verursacht.⁴ Allerdings ist in den letzten Jahren ein kontinuierlicher Anstieg der Redispatchmengen, die durch Verteilernetze verursacht wurden, zu beobachten. Insbesondere in den Sommermonaten scheint der Anteil des Redispatch für Verteilernetze besonders hoch zu sein, was v.a. auf hohe Einspeisungen aus PV-Anlagen zurückzuführen sein dürfte.⁵

Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollte Engpassmanagement, insbesondere durch Netzausbau, auf ein effizientes Maß begrenzt werden. Ein gewisses Niveau an Redispatch kann dabei effizient sein, wenn die Grenzkosten des Netzausbaus die Grenzkosten des Redispatch übersteigen.

2.2.1 Übersicht der historischen und erwarteten Entwicklung der Engpassmanagementmengen

Abbildung 1 zeigt die historische und erwartete Entwicklung⁶ der Engpassmanagementmengen von 2015 bis 2045 im Übertragungsnetz, wobei in den historischen Werten bis 2025 zusätzlich auch der kleine Redispatchanteil aus dem Verteilnetz berücksichtigt ist. Insgesamt lassen sich drei aufeinanderfolgende Phasen unterscheiden:

- **Phase 1:** Seit 2015 und bis zum Jahr 2030 ist ein kontinuierlicher Anstieg der Engpassmanagementmengen zu beobachten.
- **Phase 2:** In den darauffolgenden Jahren gehen die Mengen deutlich zurück und erreichen bis 2037 das minimale Niveau im Betrachtungszeitraum.
- **Phase 3:** Anschließend wird ein leichter Anstieg der Redispatchmengen erwartet. Die Mengen verbleiben aber deutlich unter den erwarteten Höchstwerten.

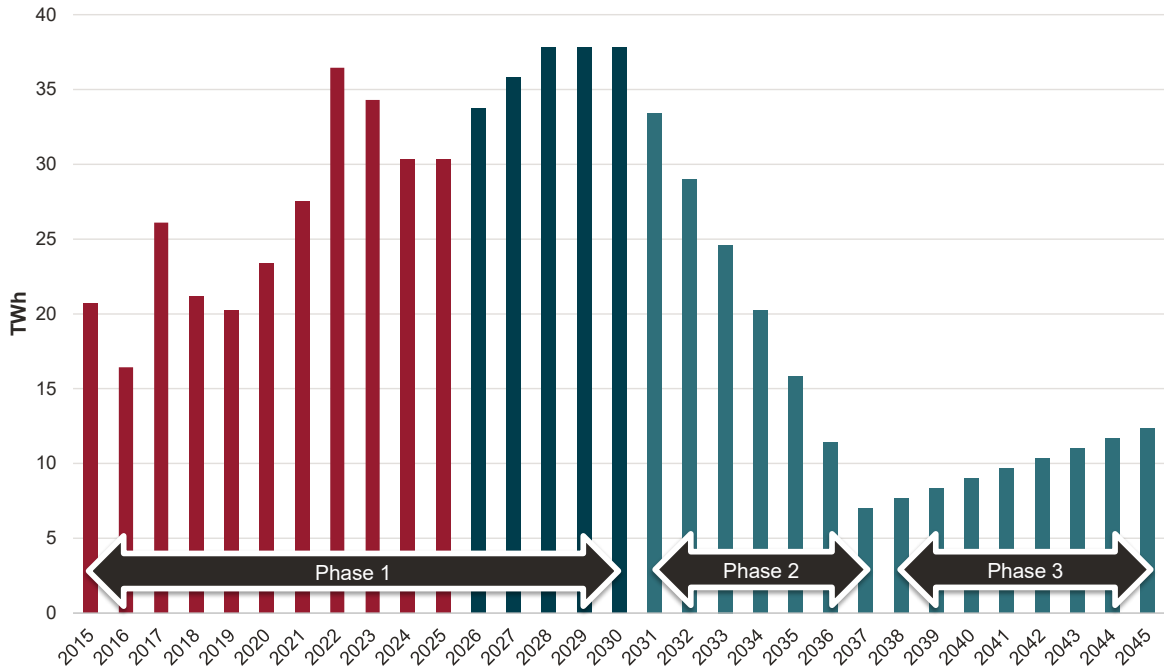
Nachstehend ordnen wir die Entwicklung der Engpassmanagementmengen in den drei Phasen ein.

⁴ Siehe [BNetzA \(2023\): Quartalsbericht Netzengpassmanagement Viertes Quartal 2023](#). In aktuelleren Netzengpassmanagement Berichten der Behörde wird diese allgemeine Differenzierung zwischen ÜNB und VNB nicht weiter fortgeführt, sondern stattdessen nur auf EE-Anlagen abgestellt.

⁵ Siehe <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/218702/anstieg-der-verursachung-im-verteilernetz>.

⁶ Die Prognosen basieren auf heutigen Planungsannahmen und können sich bei geänderten Rahmenbedingungen verändern. Zudem nimmt die Unsicherheit für weiter entfernte Zeiträume zu.

Abbildung 1 Historische und prognostizierte zukünftige Entwicklung der Engpassmanagementmengen für das Übertragungsnetz



Quelle: Für 2015-2024 tatsächliche Werte für das Übertragungs- und Verteilnetz auf Basis von [Smard.de](#) (in rot), für 2026-2030 [ÜNB-Prognosen gemäß § 13 Abs. 10 EnWG](#) für das Übertragungsnetz (in blau), für 2031-2045 ÜNB-Prognosen für das Übertragungsnetz gemäß [NEP 2025 \(2. Entwurf\)](#) mit Rückgriff auf Durchschnitte der verschiedenen Szenarien (in türkis).

Hinweis: Die Mengenwerte bis einschließlich 2030 liegen jahresscharf vor mit Ausnahme des Jahres 2025, für das wir die Ist-Werte von 2024 ansetzen. Die Werte ab 2031 sind lineare Interpolationen mit den Stützjahren 2037 und 2045.

Phase 1 (2015-2030): Starker Anstieg der Engpassmanagementvolumen

Das deutsche Stromsystem befindet sich im Zuge von Energiewende, Kohle- und Kernenergieausstieg sowie dem Ziel der Klimaneutralität 2045 in einer Phase struktureller Neuordnung. In den letzten zehn Jahren sind Engpassmanagementmengen und -kosten deutlich gestiegen und werden kurzfristig auf hohem Niveau verharren. Als wesentliche Treiber sind insbesondere die folgenden Faktoren zu nennen:

- **Erzeugung:** Der Ausbau von Windenergie im Norden bei gleichzeitig rückläufiger konventioneller Erzeugung erhöht die Transportbedarfe in Richtung Süden, wo weiterhin Lastschwerpunkte liegen.

- **Nachfrage:** Die Elektrifizierung und neue flexible Verbraucher wie Elektroautos und Wärmepumpen erhöhen die Transportbedarfe zusätzlich, insbesondere wenn ihr Einsatz auf Preissignalen des Strommarktes und nicht der Netzsituation beruht.⁷
- **Netzausbau:** Verzögerungen, etwa bei SuedLink (Fertigstellung für 2028 erwartet anstatt wie ursprünglich 2022)⁸, verlängern bestehende Engpässe und erhöhen den Redispatchbedarf.

Bis 2030 erwarten die ÜNB, dass Redispatchmengen auf hohem Niveau verbleiben werden. Gleichzeitig erwarten die ÜNB, dass der Spitzen-Redispatch ohne Weiterentwicklung im Marktdesign von rund 25 GW (2020) auf knapp 50 GW ansteigen könnte.⁹

Phase 2 (2031-2037): Rückgang der Engpassmanagementmengen durch Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen

Mit der Fertigstellung zentraler Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) wie Ultranet (2026), SuedOstLink (2027), A-Nord (2027) und SuedLink (2028)¹⁰ ist ein deutlicher Rückgang des überregionalen Redispatchbedarfs zu erwarten.¹¹ Diese Projekte entlasten strukturelle Engpässe im Übertragungsnetz, wodurch Umfang und Häufigkeit von Redispatch sinken.

Zusätzlich werden neue steuerbare Kapazitäten verfügbar.¹² Dazu zählen neue steuerbare Erzeugung im Rahmen der Kraftwerksstrategie¹³ sowie ein starker Ausbau von Batteriespeichern. Soweit diese in den Redispatch integriert werden, entsteht zusätzliches Flexibilitätspotenzial.

Insgesamt dürften die entlastenden Effekte des Netzausbaus überwiegen, auch wenn gegenläufige Entwicklungen bestehen bleiben. Dazu zählen der weitere Ausbau erneuerbarer Energien, eine zunehmende, nicht netzgeführte Flexibilität auf der Nachfrageseite sowie der Rückgang konventioneller Kraftwerkskapazitäten im Rahmen des Kohleausstiegs.

Zugleich verlagern sich Engpässe perspektivisch stärker in die Verteilnetze, insbesondere getrieben durch EE-Anlagen. Entsprechend dürfte der Redispatchbedarf für Verteilnetze künftig zunehmen. Soweit uns bekannt, liegen bislang keine öffentlich verfügbaren

⁷ Mit der zum 1. Januar 2024 wirksam gewordenen Neufassung des § 14a EnWG wurden erste Schritte unternommen, um dies zu ändern. Danach können Letztverbraucher für die netzorientierte Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen durch den Verteilernetzbetreiber mittels einer Reduzierung der Netzentgelte teilweise kompensiert werden.

⁸ Siehe [BMWK \(2025\): Aktueller Stand des Netzausbaus \(Übertragungsnetz\)](#).

⁹ Vgl. [50Hertz/Amprion/Tennet/TransnetBW \(2026\): Dynamische Netzentgeltkomponente, Konsultationsbeitrag der 4 ÜNB](#), S. 5-6.

¹⁰ Siehe [BMWK \(2025\): Aktueller Stand des Netzausbaus \(Übertragungsnetz\)](#).

¹¹ Vgl. [dena \(2024\): Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements](#), S.8.

¹² Siehe [BNetzA \(2025\): Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität](#), S. 8-9.

¹³ Für weitere Ausführungen hierzu, siehe auch **Abschnitt 3.1**.

Informationen zur künftigen Entwicklung der Engpassmanagementmengen in den Verteilernetzen vor. Um dennoch ein grobes Bild der weiteren Entwicklung zu gewinnen, unterstellen wir für die Hochspannung exemplarisch, dass dauerhaft 1,5 % der jährlichen Energieerzeugung¹⁴ der angeschlossenen EE-Anlagen abgeregelt werden. Dies entspricht der Hälfte der im Rahmen des Instruments "Spitzenkappung" zulässigen Mengen. Auf Grundlage dieser überschlägigen Abschätzung steigen die Engpassmengen in der Hochspannung von rund 2,0 TWh im Jahr 2023 auf rund 3,2 TWh im Jahr 2030, rund 4,9 TWh im Jahr 2037 und rund 5,7 TWh im Jahr 2045. Der erwartete Rückgang der Engpassmanagementmengen im Übertragungsnetz könnte hierdurch teilweise abgeschwächt werden. Insgesamt dürfte das Engpassmanagementvolumen gegenüber Phase 1 jedoch weiterhin deutlich zurückgehen.

Phase 3 (2038-2045): Stabilisierung auf niedrigerem Niveau

Mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien bis 2045 könnten Engpässe wieder leicht zunehmen. Der Netzentwicklungsplan 2025 geht dabei allerdings von einem moderaten Niveau an Engpassmanagement aus.¹⁵

Hintergrund ist die Annahme, dass eine **vollständige Vermeidung von Engpassmanagement aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht effizient wäre**. Redispatch bleibt daher auch langfristig notwendig und ergänzt den Netzausbau. Beide Instrumente, Netzausbau und Redispatch, sind komplementär und wirken zusammen, um Netzkapazitäten bereitzustellen und den Stromtransport zu ermöglichen.

2.2.2 Implikationen der erwarteten Entwicklungen der Engpassmanagementmengen für die weiteren Analysen

Für die weiterführenden Analyseschritte ergeben sich aus der erwarteten Entwicklung der Engpassmanagementmengen mehrere zentrale Implikationen:

- Erstens ist davon auszugehen, dass Engpassmanagement im Allgemeinen und Redispatch im Besonderen auch künftig in einem gewissen Umfang strukturell erforderlich bleibt.
- Zweitens ist die Problematik sehr hoher Engpassmanagementmengen und der damit verbundenen Kosten derzeit sowie mittelfristig zwar akut, letztlich jedoch temporärer Natur, da sie nicht auf ein dauerhaftes systemisches Defizit hindeutet.
- Drittens ist davon auszugehen, dass der Netzausbau weiterhin die zentrale Stellschraube zur Entschärfung dieser Situation darstellt.

¹⁴ Die prognostizierten Werte für die Jahresenergieerzeugung stammen aus den [BMWK-Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland](#).

¹⁵ Siehe [NEP 2025 \(2. Entwurf\)](#), S. 194.

- Viertens ist absehbar, dass sich Netzengpässe künftig zunehmend in die Verteilnetze verlagern werden. Der Rückgang der Engpassmanagementmengen im Übertragungsnetz nach 2030 überwiegt jedoch, sodass die Gesamtmengen langfristig insgesamt sinken.

3 Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements

In diesem Kapitel beschreiben wir zunächst bestehende Instrumente zum Umgang mit Netzengpässen und zeigen Stärken und Schwächen der aktuellen Systematik auf. Im Anschluss betrachten wir die von der BNetzA vorgeschlagene Einführung dynamischer Netzentgelte (ggf. ergänzt um Baukostenzuschüsse und anderen Entgeltbestandteilen mit Finanzierungsfunktion – letztere sind im Weiteren nicht Fokus unserer Analyse). Abschließend beleuchten wir ein Modell mit hybridem Redispatch (zur netzentlastenden Steuerung des kurzfristigen Dispatch) und Baukostenzuschüssen (zur Steuerung von Ansiedlungsentscheidungen von Erzeugung und Lasten) als Alternative.

3.1 Das bestehende Instrumentarium zum Umgang mit Netzengpässen ist in seiner Wirkung präzise, jedoch noch nicht vollständig integriert

Das derzeitige System umfasst verschiedene Maßnahmen zum Management von Netzengpässen

Wie im vorherigen Kapitel dargestellt, umfasst das Engpassmanagement verschiedene Instrumente zur Bewirtschaftung von Netzengpässen im Übertragungs- und Verteilnetz. Ergänzend stehen Netzbetreibern weitere Instrumente zur Verfügung, um drohende Netzengpässe abzuwenden oder abzumildern. Im Folgenden geben wir einen Überblick über bereits zur Anwendung kommende Instrumente:

- **Bestehendes Engpassmanagementsystem aus kostenbasiertem Redispatch (§13a EnWG), Netzreserve (§13d EnWG) und Countertrading:** Das zentrale Instrument des heutigen Engpassmanagements ist das zuvor beschriebene kostenbasierte Redispatchsystem. Dieses greift (präventiv oder kurativ) ein, wenn das Ergebnis des Strommarktes physikalisch nicht mit den verfügbaren Netzkapazitäten vereinbar ist. Dabei werden Anlagen in Engpassregionen heruntergeregelt und Anlagen in netzentlastenden Regionen hochgefahren. Die betroffenen Marktteilnehmer erhalten eine kostenbasierte Entschädigung für die angeordneten Maßnahmen.
- **Spitzenlastkappung für Anlagen im Verteilnetz (§ 11 Abs. 2 EnWG):** Die Spitzenlastkappung ermöglicht die temporäre Begrenzung von Einspeisespitzen einzelner Anlagen im Verteilernetz um bis zu 3 % der jährlichen Energiemenge. Ziel solcher Maßnahmen ist es, kurzfristige Überlastungen zu vermeiden, ohne dass umfangreiche Netzverstärkungen erforderlich werden. Ein Vorteil dieses Ansatzes besteht darin, dass Netze effizienter genutzt werden können, indem durch die Begrenzung seltener Spitzenbelastungen Netzkapazitäten flexibel entlastet werden. Dies reduziert den Netzausbaubedarf.
- **„Netzorientierte Steuerung von flexiblen Verbrauchseinrichtungen“ (§14a EnWG):** § 14a EnWG ermöglicht es Verteilnetzbetreibern, steuerbare Verbrauchseinrichtungen

(z.B. Wallboxen/Ladestationen für Elektromobilität, Wärmepumpen, ggf. Speicher) bei drohender Netzüberlastung netzorientiert zu steuern bzw. temporär zu begrenzen, um lokale Engpässe zu vermeiden. Im Gegenzug sind Netzentgeltreduzierungen vorgesehen – der Mechanismus verknüpft Steuerbarkeit mit einem finanziellen Vorteil für Anschlussnehmer bzw. Letztverbraucher. Die konkrete Ausgestaltung erfolgt bundeseinheitlich über Festlegungen der BNetzA, wodurch das Instrument operativ skalierbar wird.

- **„Nutzen statt Abregeln“ (§13k EnWG):** Dieses Instrument soll Abregelungen erneuerbarer Energien vermeiden, indem zusätzliche Nachfrage in Zeiten regionaler Überschüsse in den so genannten Entlastungsregionen im Norden Deutschlands aktiviert wird. Besonders relevant sind hierfür flexible Verbraucher wie Power-to-Heat-Anlagen, Elektrolyseure, dynamische Ladeprozesse. Batteriespeicher werden durch die Ausgestaltung des Instrumentes allerdings aktuell effektiv aus dem Instrument ausgeschlossen.
- **Atypische Netznutzung (§19 StromNEV):** Großverbraucher können reduzierte Netzentgelte erhalten, wenn sie ihren Stromverbrauch außerhalb von Netzspitzen verlagern. Das Instrument schafft damit gezielte Anreize, Lastprofile stärker an die Netzsituation anzupassen. Die atypische Netznutzung wird im Rahmen des AgNes Prozesses gesondert diskutiert.

Die regulierte kostenorientierte Vergütung für Redispatchmaßnahmen geht mit Vor- und Nachteilen einher

Der kostenbasierte Redispatch geht mit keiner eigenständigen marktlichen Preisbildung für Engpassmanagement einher, sondern beruht auf einer regulatorisch eingebetteten kostenorientierten Vergütung. Dies hat Vor- und Nachteile. Durch den Regulierungsansatz werden, sofern sachgerecht umgesetzt, Übergewinne der Marktakteure vermieden. Auch Herausforderungen wie Marktmacht an Netzknoten oder Inc-Dec Gaming können nicht auftreten. Zudem ist der Ansatz in der Umsetzung relativ einfach und schafft für die betroffenen Akteure ein hohes Maß an Planbarkeit und Nachvollziehbarkeit.

Ein zentraler Vorteil des bestehenden Redispatchsystems liegt weiter in seiner hohen physikalischen Präzision. Netzbetreiber können gezielt diejenigen Anlagen einsetzen, die zur Entlastung konkreter Netzengpässe am wirksamsten sind, wodurch auch das Redispatch Volumen minimiert wird.¹⁶

Allerdings geht die Bestimmung der Kostenhöhe mit informatorischen Herausforderungen einher. So ist die Abschätzung der Höhe des notwendigen finanziellen Ausgleichs nicht trivial (insbesondere für Anlagen wie Speicher und Nachfrageflexibilität, siehe unten), zumal sich die Kosten in der stromwirtschaftlichen Praxis über den Zeitverlauf schnell ändern können.

¹⁶ Kosteneffizienz ist hier im Rahmen der regulatorischen Vorgaben zu verstehen, wonach es bis zu einem gewissen Grad eine Priorisierung für die Abregelung von thermischen Kraftwerken gegenüber Erneuerbaren Energien gibt.

Zu den wesentlichen Schwächen des aktuellen Systems zählt insbesondere die fehlende Integration von Speichern und Nachfrageflexibilität

Obwohl Speicher im Rahmen des geltenden Redispatchregimes formal einbezogen werden können, ist ihre praktische Einbindung bislang nur in eingeschränktem Umfang möglich. Dies ist insbesondere auf die komplexe Ausgestaltung der kostenbasierten Vergütung zurückzuführen, die die spezifischen Betriebsweisen und Einsatzmöglichkeiten von Speichern auf der Entnahme- und Einspeiseseite nur unvollständig abbildet. In der Folge bleibt ein potenziell netzdienlicher Beitrag von Speichern zur Behebung von Netzengpässen vielfach ungenutzt.

Eine weitere Begrenzung betrifft die Nutzung dezentraler Flexibilitäten auf der Nachfrageseite. Diese können im derzeitigen System nur dann verlässlich aktiviert werden, wenn für die beteiligten Akteure hinreichende wirtschaftliche Anreize bestehen. Soweit eine Flexibilitätsbereitstellung aus Sicht der Anbieter keinen ausreichenden Gewinn gegenüber den Opportunitätskosten einer reduzierten Entnahme erwarten lässt, bleibt ihre Erschließung regelmäßig aus. Damit stößt der kostenbasierte Redispatch dort an Grenzen, wo zusätzliche Flexibilität zwar systemisch wünschenswert wäre, sich für die jeweiligen Akteure aber nicht oder nicht hinreichend wirtschaftlich darstellen lässt. Im Gegensatz zu Stromerzeugungsanlagen, ist es auf der Nachfrageseite in der Regel praktisch unmöglich, die spezifischen Opportunitätskosten zu ermitteln und somit die gleiche Logik der kostenorientierten Vergütung anzuwenden.

Insgesamt zeigt sich, dass das gegenwärtige Engpassmanagement- und Redispatchsystem zwar einen effizienten Umgang mit den bereits erschlossenen Flexibilitätspotenzialen im Grundsatz ermöglicht, zugleich jedoch bestimmte Anbieter- und Nachfrageflexibilitäten ungenutzt lässt.

3.2 Dynamische Netzentgelte verschieben die Steuerung von Mengen zu prognosebasierten Preisen

3.2.1 Einordnung dynamischer Netzentgelte im AgNes-Konzept

Im Rahmen des AgNes Prozesses sieht die BNetzA vor, dass die Netzentgelte durch zwei konzeptionell zu unterscheidende Arten von Entgeltkomponenten gebildet werden:

- **Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion**, welche grundsätzlich die Finanzierung der Netzinfrastuktur sicherstellen sollen; und
- **Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion**, welche darüber hinaus Anreize für die Marktteilnehmer zu netzdienlichem Verhalten bieten sollen.

Bei der Anreizfunktion unterscheidet BNetzA weiter zwischen Entgeltkomponenten, die Investitionsentscheidungen der Netznutzer beeinflussen sollen, und solchen, die auf das Ein- und Ausspeiseverhalten der Netznutzer wirken.

Die im Rahmen des AgNES Prozesses vorgeschlagenen Dynamischen Netzentgelte gehören zur zweiten Art der Entgeltkomponenten, also mit Anreizfunktion.¹⁷ Wir fokussieren damit im Folgenden auf diese Art der Netznutzungsentgelte mit besonderem Blick auf die kurzfristige Beeinflussung des Ein- und Ausspeiseverhaltens der Marktakteure. Daneben erwägt die BNetzA die Erhebung von regional/lokal differenzierten Baukostenzuschüssen auch für Einspeiser, die Ansiedlungs-/Investitionsentscheidungen beeinflussen sollen. Auf der Ausspeiseseite sind derartige Baukostenzuschüsse bereits etabliert und auf ÜNB-Ebene regional differenziert. Im Folgenden gehen wir deshalb an den relevanten Stellen auch auf die mögliche Interaktion von Dynamischen Netzentgelten und Baukostenzuschüssen ein.

Zielsetzung und Rolle im Engpassmanagement

Ziel der Dynamischen Netzentgelte ist eine Beeinflussung des Verhaltens der Netznutzer, um „*Netzengpässe durch die angereizten Verhaltensänderungen zu entlasten und somit die Kosten des Engpassmanagements (Redispatch) zu reduzieren*“¹⁸.

Die vorgeschlagenen Dynamischen Netzentgelte haben zur Folge, dass die Kosten des Engpassmanagements über dynamische Netzentgelte in den Day-Ahead-Markt verlagert und dort zwischen den Marktteilnehmern aufgeteilt werden.

Die Dynamischen Netzentgelte sollen den kostenbasierten Redispatch ergänzen und nicht ersetzen. Der kostenbasierte Redispatch soll daher weiterhin bestehen bleiben und genutzt werden, um verbleibende Engpässe aufzulösen.¹⁹

Zentrale Designmerkmale und Anwendungsbereich

Aus dem Eckpunktepapier der BNetzA geht hervor, dass

- die Dynamischen Netzentgelte regional und zeitlich variieren sollen,
- symmetrisch ausgestaltet sein sollen, d.h. sie können sowohl negativ als auch positiv sein,
- sich an den Grenzkosten des Redispatch orientieren sollen; sowie
- die Verbraucher, Einspeiser und Speicher erfassen.

Die Dynamischen Netzentgelte sollen zum Zwecke der Erprobung in der Einführungsphase großräumige Engpässe in den Übertragungsnetzen (Netzebene 1 und 2) und in der Hochspannung (Netzebene 3) bei Verteilnetzen adressieren. In diesen Netzebenen ist die Beobachtbarkeit der Netzzustände, welche zur Festlegung der Dynamischen Netzentgelte erforderlich ist, laut BNetzA gegeben.

¹⁷ Vgl. [BNetzA \(2025\): Dynamische Netzentgeltkomponente](#).

¹⁸ Vgl. ebenda S.2.

¹⁹ Vgl. ebenda S.5.

Die BNetzA sieht vor, dass die Dynamischen Netzentgelte Engpässe, die sich aus Dispatch- und Lastentscheidungen im Day-Ahead-Markt ergeben, reduzieren sollen. Netzengpässe, die sich durch Prognosefehler oder Entscheidungen von Marktteilnehmern nach Day-Ahead Gate Closure ergeben, werden durch die Dynamischen Netzentgelte explizit nicht erfasst.

Aufgrund der Verknüpfung mit dem Day-Ahead-Markt müssen die Dynamischen Netzentgelte eine hohe zeitliche Granularität (BNetzA-Vorschlag: viertelstündlich) aufweisen. Sie werden täglich durch den Netzbetreiber vor Day-Ahead-Markt Gate Closure für den Folgetag festgelegt und bekannt gegeben, sodass die Marktteilnehmer die viertelstündlichen Netzentgelte bei ihrer Gebotsabgabe berücksichtigen können. Eine genaue Höhe ist derzeit allerdings noch nicht bekannt. Als erster Anhaltspunkt werden durchschnittliche Engpassmanagementkosten aus der Vergangenheit von ca. 100 €/MWh²⁰ angeführt, die einspeiseseitig im Falle des Auftretens von prognostizierten Redispatchmaßnahmen erhoben werden könnten.

Die räumliche Granularität richtet sich nach den adressierten Netzengpässen. Bundesnetzagentur stellt hierzu fest, dass für die Übertragungsebene eine Einteilung des Bundesgebietes in eine überschaubare Anzahl von Regionen genügen würde und verweist auf die von den Übertragungsnetzbetreibern angeführten 22 Regionen. Für Netzengpässe in der Hochspannungsebene ist eine zusätzliche Unterteilung des Versorgungsgebietes der erfassten Verteilernetzbetreiber erforderlich.

Operative Umsetzung und Prognoseanforderungen

Im täglichen Prozess zur Bestimmung der Dynamischen Netzentgelte muss der Netzbetreiber zunächst eine Prognose der Ergebnisse im Day-Ahead-Markt für den Folgetag und den dadurch verursachten Redispatchbedarf (ohne Dynamische Netzentgelte) durchführen. Im Anschluss soll der Netzbetreiber dann die Höhe des dynamischen Netzentgelts im Idealfall derart festlegen, dass der für den Netzengpass marginal verantwortliche Marktteilnehmer sein Verhalten ändert. Im Ergebnis beinhaltet der Prozess eine Abschätzung der erwarteten Reaktion von Marktteilnehmern auf ein administrativ festgelegtes Preissignal (dynamisches Netzentgelt) und dessen Wirkung auf den regionalen Redispatch – für jede Viertelstunde im Jahr und für zumindest 22 Regionen. Zusätzlich erschwerend kommt hinzu, dass zur Bepreisung der Engpässe de facto eine Abschätzung der Reaktionen der Marktteilnehmer über alle Netzebenen erforderlich ist, um konsistente Preissignale zur Behebung von Engpässen setzen zu können.

Im Rahmen der operativen Umsetzung ist zudem zu berücksichtigen, dass Netzbetreiber die dynamischen Netzentgelte gegenüber den Marktteilnehmern abrechnen müssen. Da das Instrument nicht der Finanzierung dient und symmetrisch ausgestaltet ist, treten Netzbetreiber

²⁰ Diesen Wert verwendet beispielsweise FfE für eine indikative Einschätzung der Auswirkung von Dynamischen Netzentgelten auf Großbatterien und macht gleichzeitig den Hinweis, dass Durchschnittskosten gerade keine Grenzkosten des Engpassmanagements sind und somit nur ein ungenaues Preissignal darstellen (FfE, Dynamisierung und Großbatteriespeicher; Expertenaustausch AgNes am 14. Januar 2026).

sowohl als Schuldner als auch als Gläubiger auf. Dies erfordert Anpassungen im Kredit- und Risikomanagement gegenüber den Marktteilnehmern. Zusätzlich erfordern die Dynamischen Netzentgelte auf Grund ihrer Eingriffstiefe in den Markt klare Governance Strukturen, sodass die BNetzA die Umsetzung der Dynamischen Netzentgelte effektiv kontrollieren kann.

Ökonomische Einordnung und Vergleich zu Nodal Pricing

Konzeptionell approximieren Dynamische Netzentgelte in der von der BNetzA vorgeschlagenen Form Teile des Marktergebnis eines nodalen bzw. zonalen Marktmodells über einen administrativen Ansatz.

Nodal Pricing ist ein Marktmechanismus, bei dem Strompreise standortspezifisch (an einzelnen Netzknoten) gebildet werden und so die tatsächlichen Netzengpässe und Verluste widerspiegeln. Im Kern übernimmt der Markt selbst die Koordination von Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Netzengpässen, sodass sich effiziente Preise und Mengen simultan ergeben, ohne dass Steuerungssignale vorab administrativ festgelegt werden müssen.

Mit den Dynamischen Netzentgelten intendiert die BNetzA im Grundsatz, ähnliche Ergebnisse wie ein nodales oder zonales Marktmodell (mit z.B. 22 Zonen) administrativ nachzubilden. Der zentrale Unterschied liegt im Prozess: Während das Nodal Pricing auf Marktmechanismen basiert, die Angebot und Nachfrage unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen simultan koordinieren, setzen Dynamische Netzentgelte auf vorab definierte Preissignale, die sich an geschätzten Mengenzielen für Einspeisung und Entnahme in einer oder mehreren Regionen orientieren. Die Koordination erfolgt dementsprechend sequentiell: Zunächst werden auf Basis von Prognosen Netzentgelte in viertelstündlicher Granularität definiert, danach ergibt sich ein Marktergebnis. Diese Form der Koordination kann auf Grund von Prognoserisiken nur ineffizienter sein als z.B. die des Nodal Pricings.

Ein weiterer Unterschied kann den Adressatenkreis für die Signale betreffen: Nodal Pricing bzw. Strompreise in Stromgebotszonen wirken immer einheitlich auf alle Marktteilnehmer – Erzeuger, Verbraucher und Speicher – an den entsprechenden Netzknoten bzw. in den Zonen und stellen damit konsistente Preissignale im gesamten System sicher, sofern es keinen administrativen Ausgleich von Preisen über die Knoten/Zonen hinweg gibt (z.B. administrativ vereinheitlichte Preise für bestimmte Verbrauchergruppen auf Basis eines Systempreises, wie dies in Italien in früheren Jahren praktiziert wurde).

3.2.2 Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des bestehenden Systems

Die Einführung Dynamischer Netzentgelte sollte nicht gegenüber dem heutigen Status Quo bewertet werden. Der Referenzmaßstab für die Bewertung von Dynamischen Netzentgelten ist eine gezielte Weiterentwicklung des heutigen Engpassmanagements. Dieses kann auf bestehenden Instrumenten aufbauen und diese dort ergänzen, wo Effizienzpotenziale bislang nicht ausgeschöpft werden.

Im Folgenden beschreiben wir mögliche Instrumente zur Weiterentwicklung des bestehenden Engpassmanagements. Einige dieser Instrumente sind bereits implementiert und könnten weiterentwickelt werden, andere Instrumente sind derzeit noch nicht implementiert, werden aber bereits aktiv durch BMW und BNetzA diskutiert. Daneben gibt es Instrumente, die derzeit nicht im Fokus des BMW und der BNetzA stehen, die aber einen Beitrag zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements leisten können. Dazu zählt das Instrument des marktbasiereten bzw. hybriden Redispatches.

Weiterentwicklung bestehender Instrumente, die das Engpassmanagement beeinflussen

Im Bereich der bestehenden Instrumente, die weiterentwickelt werden könnten, um einen effektiveren Beitrag zum Engpassmanagement zu leisten, ist insbesondere die Weiterentwicklung der Baukostenzuschüsse (BKZ) zu nennen. Daneben besteht die Möglichkeit die Förderung von Erneuerbaren Energien stärker regional zu differenzieren.

Beide Instrumente setzen früh im Investitionsprozess an und können so dazu beitragen, dass neue Kapazitäten verstärkt dort entstehen, wo sie aus Netzsicht langfristig besonders wertvoll sind.

- **Regional differenzierte BKZ für Netzanschlüsse:** BKZ sind eine Möglichkeit zur stärkeren Steuerung von Standortentscheidungen, indem diese nicht nur durch Verbraucher, sondern auch durch die Erzeuger entrichtet werden. BKZ stellen einmalige Beiträge dar, die auch heute schon auf der Nachfrageseite beim Netzanschluss neuer Anlagen erhoben werden und sich an den notwendigen Netzausbaukosten orientieren. Durch eine stärkere regionale Differenzierung könnten Anlagen in netzbelasteten Regionen höhere Anschlusskosten tragen als bisher, während in netzentlastenden Regionen geringere Zahlungen oder sogar Entlastungen möglich wären. Damit würde bereits bei der Investitionsentscheidung ein Preissignal gesetzt, das die tatsächlichen Netzkosten widerspiegelt.
- **Stärker regional differenzierte Ausschreibungen für erneuerbare Energien:** Ergänzend oder alternativ zu BKZ können auch bei der Förderung erneuerbarer Energien Standortanreize stärker berücksichtigt werden. Aktuell erfolgt die Förderung weitgehend technologiebasiert und nur begrenzt regional differenziert über das Referenzertragsmodell und Südquote bei der Ausschreibung für Wind-Onshore Anlagen. Eine stärkere regionale Differenzierung könnte beispielsweise durch einen Reihungsmalus erreicht werden (Verteilernetzkomponente), d.h. Anlagen in Gebieten mit hohem Redispatchvolumen erhalten dabei bei den EE-Auktionen einen Malus.

Neue Instrumente, die aktuell im politischen Raum diskutiert werden

Neben BKZ und einem stärker regional differenzierten Ausbau von erneuerbaren Energien gibt es eine Reihe von möglichen neuen Instrumenten, die einen Beitrag zum Engpassmanagement im weiteren Sinne leisten könnten. Dies sind insbesondere ein

„Südbonus“ im Rahmen der Kraftwerksstrategie (KWS)²¹ oder des geplanten Kapazitätsmechanismus²². Ebenso ist in diesem Zusammenhang, der im Rahmen des Netzpaketes diskutierte Vorschlag des Redispatch-Vorbehalts²³ zu nennen.

Alle drei Instrumente zielen darauf ab, Investitionsentscheidungen besser mit den verfügbaren Transportkapazitäten im Stromnetz abzustimmen. Daneben würde aber insbesondere der „Südbonus“ im Rahmen der KWS und des Kapazitätsmarktes auch das verfügbare Potenzial für Redispatch positiv beeinflussen.

Die Instrumente werden im Folgenden kurz erläutert:

- **Regionaler „Südbonus“ im Rahmen der KWS:** Im Rahmen der derzeit diskutierten KWS ist ein regionaler „Südbonus“ für neue Kraftwerkskapazitäten vorgesehen. Der Südbonus würde die Gebotsreihenfolge der Anlagen in den KWS-Auktionen zugunsten von Anlagen verändern, die in definierten Regionen errichtet werden. Dadurch werden Anlagen an netzdienlichen Standorten in der Auktion bevorzugt, ohne dass die Wirtschaftlichkeit beeinflusst wird. Gleichzeitig kann das Instrument dazu beitragen, Redispatchbedarf zu reduzieren, da Erzeugung näher am Verbrauch stattfindet und die zusätzlichen Kraftwerke als Redispatchpotenzial zur Verfügung stehen.
- **Regionaler „Südbonus“ in einem möglichen Kapazitätsmarkt:** Ein ähnlicher Ansatz könnte auch im Kontext eines Kapazitätsmarktes verfolgt werden. In einem solchen System erhalten Anlagen Zahlungen für die Bereitstellung gesicherter Leistung. Durch eine regionale Differenzierung der Vergütung oder regional definierte Kontingente könnten Investitionsanreize für neue Anlagen oder Anreize zum Weiterbetrieb der Anlagen in strukturellen Engpassregionen geschaffen werden.
- **Redispatch-Vorbehalt im Verteilnetz:** Der Redispatch-Vorbehalt ist ein Instrument, das im Rahmen des Netzpaketes diskutiert wird und mit dem Verteilnetzbetreiber besonders belastete Netzgebiete für einen Zeitraum von bis zu 10 Jahren als kapazitätslimitiert ausweisen können. In diesen Gebieten entfällt im Fall von Redispatch die Entschädigung für neu zu errichtende erneuerbare Anlagen. Damit wird das bisherige Prinzip der vollständigen wirtschaftlichen Kompensation durchbrochen und Anlagenbetreiber tragen einen Teil des Risikos einer Abregelung selbst. Die angedachte Ausgestaltung des Redispatch-Vorbehalts birgt Risiken und potenziell ungewollte Wirkungen. Der Mechanismus beinhaltet aktuell ein nahezu unbegrenztes Mengenrisiko für neue EE-Anlagen, da der künftige Redispatch-Bedarf kaum kalkulierbar ist, und der Anlagenbetreiber die gesamten durch die Abregelung verursachten Kosten trägt. Für neue EE-Anlagen entsteht dadurch ein finanzielles Risiko aus entgangener Vergütung/Entschädigung (z.B. Fördersatz oder Marktpreis). Dadurch wird die

²¹ Siehe zum Beispiel [Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage zur Umsetzung der Kraftwerksstrategie, BT-Drucksache 20/13645](#). Auf S. 10 wird seitens des BMWK der Südbonus explizit thematisiert.

²² Siehe zum Beispiel [BMWK \(2024\): Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts](#). Im Kapitel 3.4 werden durch die Gutachter des BMWK zwei Ansätze zur regionalen Steuerung diskutiert.

²³ Siehe zum Beispiel [IHK Schwaben \(2026\)](#), die Bezug nehmen auf den „geleakten“ Entwurf des Netzpaketes des BMWK.

Projektfinanzierung („Bankability“) der Projekte gefährdet. Von der rein einseitigen Allokation der Risiken aus verzögertem Netzausbau auf neue EE-Anlagen ist eine negative Auswirkung auf das Investitionsverhalten zu erwarten. Zudem gibt es die Kritik, dass die Einführung des Redispatch-Vorbehalt gegen europarechtlichen Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie und der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung verstößt. Es wird u.a. angeführt, dass die Voraussetzungen, unter denen eine Kompensation für Redispatch gemäß der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung ausgeschlossen werden kann, nicht vorliegen.²⁴

Weitergehende Vorschläge zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements

Über die genannten Instrumente hinaus kann der kostenbasierte Redispatch um marktliche Elemente ergänzt werden. Ziel ist es, zusätzliche Flexibilität zu erschließen, die im bestehenden System nur begrenzt genutzt wird.

In einem solchen Modell könnten ausgewählte Marktteilnehmer eine Vergütung erhalten, die wettbewerbsmäßig bestimmt wird. Marktteilnehmer würden Gebote für die Bereitstellung von Flexibilität oder für Anpassungen ihrer Einspeisung und Nachfrage (unter Berücksichtigung von Opportunitätskosten) abgeben. Der Netzbetreiber beschafft die benötigte Menge auf Basis dieser Gebote. Die Preise entstehen damit im Wettbewerb und nicht durch administrative Festlegung.

Der kostenbasierte Redispatch kann parallel für große Erzeugungsanlagen bestehen bleiben, wodurch ein hybrides System aus administrativen und marktlichen Elementen entsteht.

Der hybride Redispatch und dessen mögliche Ausgestaltung wird im folgenden Unterkapitel als Alternativvorschlag zu Dynamischen Netzentgelten ausführlicher skizziert.

3.2.3 Ausgestaltung einer marktlichen Beschaffung von Redispatch

Marktbasierte Elemente helfen gezielt Schwachstellen des kostenbasierten Redispatch zu überwinden

Ein zentrales Defizit des heutigen Redispatchsystems liegt in der begrenzten Integration von Speichern und dezentralen Flexibilitäten, auch wenn diese teilweise bereits begrenzt als steuerbare Lasten nach §14 a EnWG genutzt werden können. Gleichzeitig handelt es sich genau um jene Flexibilitätsoptionen, deren Bedeutung in den kommenden Jahren deutlich zunehmen wird. Eine Weiterentwicklung des Systems sollte daher gezielt darauf ausgerichtet sein, diese Potenziale besser zu erschließen.

Ein wesentliches Hindernis liegt in der kostenbasierten Vergütungslogik des bestehenden Redispatch. Insbesondere bei Speichern ist eine administrative Bestimmung der Kosten nur

²⁴ Vgl. RAUE, Kurzgutachten zur unionsrechtlichen Zulässigkeit der im Netzanschlusspaket geplanten Einführung eines sogenannten Redispatchvorbehalts, Rechtsgutachten im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), 17. Februar 2026.

eingeschränkt möglich. Der Einsatz eines Speichers ist durch Opportunitätskosten geprägt, da dieser zwischen verschiedenen Vermarktungsoptionen wählen kann, etwa im Day-Ahead-Markt, Intraday-Markt oder im Regelenergiemarkt. Auch ist es nicht unbedingt möglich, einer konkreten Ausspeicherung (bspw. aufgrund eines Redispatchabrufs) die damit zusammenhängenden Kosten der Einspeicherung (z.B. Wiederbefüllung des Beckens eines PSW) zuzuordnen. Diese Opportunitätskosten sind für den Netzbetreiber nicht direkt beobachtbar. Daraus ergibt sich eine klassische Informationsasymmetrie:

- Wird die Vergütung administrativ zu niedrig angesetzt, drohen Speicherbetreiber mit klagen.
- Wird sie zu hoch angesetzt, entsteht Überkompensation.

Ein ähnliches Problem zeigt sich bei dezentralen Flexibilitäten auf der Nachfrageseite. Viele dieser Flexibilitäten entstehen als Nebenprodukt anderer Anwendungen: Elektrofahrzeuge dienen primär der Mobilität und Wärmepumpen dienen primär der Wärmeversorgung von Gebäuden. Die Bereitstellung von Flexibilität ist in beiden Fällen nicht der primäre Zweck, sondern erfordert zusätzliche Koordination, Steuerung und teilweise Investitionen. Entsprechend werden diese Potenziale nur dann gehoben, wenn sich daraus ein wirtschaftlicher Vorteil ergibt.

Ein rein administrativer, kostenbasierter Redispatch ist hierfür ungeeignet. Er bietet keine ausreichenden Anreize, um dezentrale Flexibilitäten systematisch zu erschließen. Auch regulatorische Vorgaben stoßen an Grenzen, da eine gezielte Aktivierung insbesondere dort erforderlich ist, wo Flexibilität aus Netzsicht tatsächlich wertvoll ist.

Vor diesem Hintergrund bieten marktbasierende Beschaffungsmechanismen eine naheliegende Lösung, die im Grundsatz der europarechtlichen Norm entspricht (Strommarktverordnung 2019/943) und beispielsweise auch in Skandinavien, den Niederlanden und Großbritannien praktiziert wird. Auch in Deutschland wird der marktbasierende bzw. hybride Redispatch in Pilotprojekten getestet.²⁵ Dynamische Netzentgelte in der regionalen und zeitlichen Granularität, wie sie die BNetzA vorschlägt, werden hingegen in dieser Form nirgends in Europa angewendet.

Marktliche Lösungen ermöglichen, dass:

- Marktteilnehmer oder Aggregatoren ihre Flexibilität aktiv heben und anbieten;
- Preise für Redispatchleistungen durch Wettbewerb entstehen können; und
- Flexibilität dort zum Einsatz kommt, wo sie den höchsten systemischen Wert hat.

Die konkrete Ausgestaltung kann dabei variieren. Denkbar sind sowohl Modelle mit administrativem Preisrahmen als auch vollständig wettbewerbliche Verfahren. Entscheidend ist es durch die Vergütung solche Anreize zu setzen, dass die Flexibilitäten gezielt gehoben

²⁵ Ein Beispiel hierfür ist das auch als Redispatch 3.0 bezeichnete Pilotprojekt „[OctoFlexBW](#)“ von TransnetBW und Octopus Energy.

werden und den Netzbetreibern für Engpassmanagement zur Verfügung stehen. Der kostenbasierte Redispatch bleibt dabei weiterhin erhalten, sodass sich durch die Kombination von kostenbasiertem und marktbasierem Redispatch ein hybrider Redispatch ergibt.²⁶

Inc-Dec-Gaming-Risiken stellt ein Risiko bei marktbasiereten Instrumenten dar und sollte im Design der Instrumente adressiert werden

Die Einführung marktlicher Elemente im Redispatch wirft die Frage nach strategischem Verhalten, insbesondere Inc-Dec-Gaming, auf. Dabei handelt es sich um strategische Fahrplananpassungen im Strommarkt, um von nachgelagerten Eingriffen im Engpassmanagement zu profitieren. Dieses Risiko ist grundsätzlich ernst zu nehmen, sollte jedoch differenziert eingeordnet werden. Zunächst ist festzuhalten:

- Marktbasierter Redispatch wird bereits in verschiedenen europäischen Ländern eingesetzt;
- Auch im bestehenden System gibt es bereits marktbasierete Elemente, etwa beim Einsatz von Anlagen aus dem Ausland, oder bei Überkompensation von Anlagen im kostenbasierten Redispatch;
- Ein vollständig marktbasierter Redispatch ist nicht Gegenstand der hier betrachteten Weiterentwicklung. Im Folgenden untersuchen wir eine Variante, in der der marktbasierete Redispatch auf mittlere und kleinere Anlagen fokussiert wird.

Möglichkeiten zum Umgang mit Inc-Dec-Gaming

Für den Umgang mit Inc-Dec-Gaming stehen verschiedene Maßnahmen zur Verfügung. Diese zielen darauf ab, strategische Anreize zu begrenzen, ohne die Effizienzvorteile marktlicher Mechanismen aufzugeben.

Ein zentraler Ansatz besteht darin, die Instrumente „hybrid“ zu gestalten, d.h. **marktbasierete und kostenbasierete Elemente zu kombinieren**. Dabei verbleiben Erzeuger, die bereits aktuell durch den kostenbasierten Redispatch erfasst werden, weiterhin im kostenbasierten Redispatch. Durch die Kombination:

- wird die Marktmacht einzelner Anbieter durch Anlagen im kostenbasierten Redispatch begrenzt;
- entstehen Referenzwerte durch kostenbasierete Anlagen, welche es erlauben, überhöhte Gebote im Rahmen des marktbasiereten Redispatch zu identifizieren; und
- sinkt die Attraktivität strategischer Fahrplananpassungen.²⁷

²⁶ Für eine Diskussion zur Ausgestaltung und Herausforderungen eines Hybriden Redispatch siehe: Frontier Economics, Hybrides Redispatch Modell: Integration von Kleinanlagen und Optionen für den Umgang mit Marktmacht und Inc-Dec Gaming, Studie für TransnetBW und TenneT, April 2024.

²⁷ Siehe Ehrart, Eicke, Hirth, Ocker, Ott, Schlecht Wang; 2022; Congestion Management Games in Electricity Markets; ZEW Discussion Paper No. 22-060 | 12/2022

Die Kombination eines marktbasierten mit einem kostenbasierten Redispatch kann also disziplinierend auf Anlagen wirken und Preissetzungsspielräume marktbasierter Anbieter für strategisches Verhalten reduzieren.

Dennoch ist ein mögliches strategisches Verhalten gezielt in der Ausgestaltung der marktbasierten Redispatchinstrumente zu berücksichtigen. Ein weiterer zentraler Baustein besteht in der **systematischen Überwachung des Marktverhaltens**. Dabei können insbesondere folgende Aspekte analysiert werden:

- Die Entwicklung des Gebotsverhaltens einzelner Akteure über die Zeit und insbesondere in Zeiten mit und ohne Netzengpässen, sowie
- der Vergleich des Gebotsverhaltens in Engpassregionen und Nicht-Engpassregionen.

Auffällige Muster können identifiziert und bei Bedarf regulatorisch adressiert werden. Dieser Ansatz ermöglicht eine flexible und lernende Regulierung.

Sollte es trotz hybridem Redispatch und Überwachung des Gebotsverhaltens zu problematischem Inc-Dec-Gaming kommen, kann eine **Teilnahme am marktbasierten Redispatch über Leistungspreise** erwogen werden. Dabei erhalten Anbieter eine Vergütung für die Bereitstellung von Flexibilität, unabhängig von der tatsächlichen Aktivierung. Dies reduziert Anreize für Inc-Dec-Gaming, da ein Teil der Erlöse unabhängig von der konkreten Aktivierung erzielt wird.²⁸ Hierbei kommt es jedoch sehr auf die genaue Ausgestaltung des Instruments an. Eine Möglichkeit zur Begrenzung von Inc-Dec-Gaming über Leistungspreise bestünde darin, diese mit einer Verpflichtung zur Vermarktung im Day-Ahead-Markt zu kombinieren.²⁹ In diesem Fall wäre eine nachträgliche strategische Fahrplananpassungen nicht mehr möglich.

²⁸ Siehe Ehrart, Eick Kie, Hirth, Ocker, Ott, Schlecht Wang; 2024; Analysis of a Capacity-Based Redispatch Mechanism; ZEW Discussion Paper No. 24-025 | 05/2024

²⁹ Holmberg; 2024; The inc-dec game and how to mitigate it; Cambridge Working Paper in Economics CWPE2479

4 Gegenüberstellung der Designoptionen

In diesem Kapitel vergleichen wir die grundlegende Steuerungslogik der beiden Designoptionen für das Engpassmanagement, sowie die Informationsanforderungen und die daraus resultierenden Prognoserisiken.

Die Steuerungslogik der betrachteten Designoptionen bestimmt, wie Engpässe identifiziert, koordiniert und aufgelöst werden. Sie legt fest, ob Eingriffe über Preise oder Mengen erfolgen, zu welchem Zeitpunkt sie ansetzen und ob die Koordination zentral oder über den Markt organisiert wird. Diese Ausgestaltung beeinflusst nicht nur die Wirkungsweise der Instrumente, sondern auch deren Informationsanforderungen und Prognoserisiken.

Insbesondere hängt die Effizienz der Mechanismen davon ab, welche Informationen verfügbar sein müssen und wie sensitiv sie auf Prognosefehler reagieren. Damit sind Steuerungslogik, Informationsbedarf und Robustheit eng miteinander verknüpft.

Für den in den folgenden Kapiteln durchgeführten Vergleich der Designoptionen zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements ziehen wir die folgenden beiden Modelle heran:

1. **Dynamische Netzentgelte:** Im Vergleich der Designoptionen gehen wir von 15-Minutenscharfen Dynamischen Netzentgelten aus, die differenziert in 22 Regionen von allen Verbrauchern, Erzeugern und Speichern symmetrisch erhoben werden. Die Festlegung der Dynamischen Netzentgelten erfolgt vor dem Day-Ahead-Markt.
2. **Weiterentwicklung des bestehenden Systems durch hybriden Redispatch und BKZ:** Alternativ zu Dynamischen Netzentgelten wird das bestehende kostenbasierte Redispatchsystem weiterentwickelt, indem gezielt marktbasierende und wettbewerbliche Instrumente genutzt werden, um zusätzliche Flexibilitäten für den Redispatch zu mobilisieren.

Zu kombinieren wäre der hybride Redispatch mit BKZ, um stabile langfristige Preissignale zu setzen und langfristig den Ausbau der Erzeugung und des Netzes zu koordinieren.

Zunächst werden dabei die wesentlichen Dimensionen der Steuerungslogik systematisch dargestellt und die beiden Designoptionen entlang dieser Merkmale eingeordnet. Hierbei fokussieren wir in diesem Abschnitt auf die kurzfristige Steuerungswirkung, also Eingriffe in den Dispatch von Erzeugung und Lasten, über Dynamische Netzentgelte einerseits und den hybriden Redispatch andererseits. Dies bildet die Grundlage für die anschließende vergleichende Bewertung. Langfristige Signalwirkungen inklusive der Wirkung von regional/lokal differenzierten Baukostenzuschüssen werden – neben den kurzfristigen Effekten - in Kapitel 5 aufgegriffen.

4.1 Steuerungslogik: Preisbasierte Ex-ante-Steuerung versus mengenbasierte Ex-post-Korrektur

Die Steuerungslogik der unterschiedlichen Maßnahmen unterscheidet sich entlang mehrerer Dimensionen. Zentrale Unterscheidungsmerkmale sind die Steuerung über Preise oder Mengen und der Zeitpunkt des Eingriffs (ex ante vs. ex post). Darüber hinaus variieren die Mechanismen hinsichtlich der Koordinationsform (administrativ vs. wettbewerblich), der Wirkungslogik (verhaltensbasiert vs. deterministisch) sowie den adressierten Flexibilitäten (breit vs. gezielt). Die untenstehende Tabelle gibt einen Überblick über die unterschiedlichen Ausgestaltungsmerkmale der Steuerungslogik.

Tabelle 1 Merkmale der Steuerungslogik und mögliche Ausprägungen

Merkmal	Ausprägung	Beschreibung
Steuerungsgröße	Preissteuerung vs. Mengensteuerung	Steuerung erfolgt über Preissignale oder direkte Vorgabe von Anpassungsmengen
Zeitpunkt des Eingriffs	ex ante vs. ex post	Eingriff vor dem Day-Ahead-Markt auf Basis von Prognosen oder nachgelagert auf Basis der Day-Ahead Marktergebnisse und Fahrpläne
Koordinationsform	administrativ vs. wettbewerblich	Zentrale Festlegung (von Preissignalen) durch Netzbetreiber oder dezentrale Koordination über Marktmechanismen
Wirkungslogik	Verhaltensbasiert vs. deterministisch	Wirkung basiert auf erwarteten Reaktionen oder auf physisch bestimmter Anpassungsmenge
Adressierung von Flexibilitäten	breit vs. gezielt	Alle Marktteilnehmer reagieren auf Signale oder nur selektive Flexibilitäten werden adressiert

Quelle: Frontier Economics

Einordnung der Steuerungslogik der Dynamischen Netzentgelte

Dynamische Netzentgelte lassen sich entlang der in **Tabelle 1** genannten Merkmale einordnen.

Im Rahmen der Dynamischen Netzentgelte erfolgt die **Steuerung** der für das Engpassmanagement erforderlichen Flexibilitäten **über Preise**. Regionale und zeitlich

differenzierte Netzentgelte setzen ein zusätzliches Preissignal, das das Verhalten von Einspeisern und Verbrauchern beeinflussen soll. Ziel ist es, Engpässe bereits im Marktprozess durch Preissignale zu vermeiden, anstatt sie nach dem Day-Ahead-Markt über Mengenanpassungen zu korrigieren (präventives Engpassmanagement).

- Der **Eingriff erfolgt ex ante vor dem Day-Ahead Prozess**. Die Netzentgelte werden auf Basis von Prognosen über Netzengpässe und erwartete Marktreaktionen im Voraus festgelegt und veröffentlicht. Die Wirksamkeit hängt damit wesentlich von der Qualität dieser kleinräumig zu erstellenden Prognosen ab.
- Weiter erfolgt die Steuerung der Flexibilitäten über eine administrative Festlegung der Steuerungsgröße (Dynamische Netzentgelte). Die Höhe der Netzentgelte wird durch den Netzbetreiber festgelegt und bildet sich nicht über einen dezentralen Prozess im Wettbewerb. Es handelt sich damit um ein **zentrales administratives Steuerungssignal** und nicht um ein Ergebnis dezentraler Marktprozesse.
- Im Gegensatz zur Steuerungslogik ist die **Wirkungslogik** jedoch **verhaltensbasiert**. Das System greift nicht direkt in die physische Fahrweise einzelner Anlagen ein, sondern setzt Anreize, auf die Marktteilnehmer reagieren sollen. Ob und in welchem Umfang Engpässe tatsächlich reduziert bzw. vermieden werden, hängt von diesen Reaktionen ab und ist damit nicht deterministisch.
- Aufgrund der Steuerungslogik über ein Preissignal und der verhaltensbasierten Wirkungslogik, ist die **Adressierung von Flexibilitäten breit**. Die Preissignale gelten grundsätzlich für alle Netznutzer innerhalb einer Region, für die die Dynamischen Netzentgelte gültig sind. Es erfolgt keine gezielte Auswahl oder Aktivierung einzelner Flexibilitäten, sondern eine flächendeckende Anreizsetzung. Diese kann höchstens über die selektive Anwendung dynamischer Netzentgelte für ausgewählte Netznutzer gesteuert werden.

In Summe handelt es sich bei Dynamischen Netzentgelten um einen ex-ante festgelegten, administrativen Preismechanismus, der breit wirkt und auf erwartete Verhaltensanpassungen angewiesen ist.

Einordnung der Steuerungslogik des kosten- und marktbasiereten Redispatch

Der hybride Redispatch kombiniert kostenbasierten und marktbasiereten Redispatch und lässt sich entlang der genannten Merkmale wie folgt einordnen.

- **Die Steuerung erfolgt über Mengen**. Ausgangspunkt ist die physikalisch bestimmte Engpassmenge, die durch Netzanalysen ermittelt wird. Diese Menge wird anschließend entweder administrativ (kostenbasierter Redispatch) oder wettbewerblich (marktbasierter Redispatch) beschafft. Effektive Kosten bzw. Preise zur Auflösung der Netzengpässe bestimmen die Auswahl der günstigsten Gebote, sind aber nicht das primäre Steuerungssignal. Dies sind weiterhin die für den Redispatch benötigten Mengen.
- Der **Eingriff erfolgt ex post** nachgelagert zum Day-Ahead-Markt. Zunächst entsteht ein Marktergebnis auf Basis der abgegebenen Fahrpläne. Stellt sich heraus, dass dieses

Ergebnis netzseitig nicht umsetzbar ist, greifen die Netzbetreiber ein und passen die Fahrpläne gezielt an. Die Steuerung basiert damit auf der konkreten Netzsituation, die auf Basis der tatsächlich vorliegenden Fahrpläne erwartet werden kann und nicht auf vorgelagerten Preissignalen.

- Die **Koordinationsform ist hybrid**. Ein Teil der Maßnahmen wird weiterhin **administrativ** zugewiesen und kostenbasiert vergütet. Ergänzend werden Flexibilitäten **wettbewerblich** über Gebote beschafft. Die Mengenfestlegung bleibt zentral, während die Preisbildung im marktbasieren Teil dezentral erfolgt.
- Die **Wirkungslogik ist deterministisch**. Die notwendige Engpassmenge wird physisch bestimmt und gezielt beschafft. Auch im marktbasieren Teil hängt die Wirkung nicht von unsicheren Verhaltensreaktionen ab, sondern von konkret kontrahierten und darauf basierend angewiesenen Anpassungen.
- Die **Adressierung von Flexibilitäten ist gezielt**. Es werden nur diejenigen Anlagen oder Akteure aktiviert, die tatsächlich zur Engpassbehebung benötigt werden oder entsprechende Gebote abgeben. Gleichzeitig ermöglicht der marktbasieren Teil eine breitere Integration von Flexibilitäten wie Speicher oder Nachfrage.

In Summe handelt es sich beim hybriden Redispatch um einen mengenbasierten, nach dem Day-Ahead Prozess ansetzenden Mechanismus, der auf Basis konkreter Fahrpläne eingreift und Engpässe physisch präzise adressiert.

Gegenüberstellung der Steuerungslogik der beiden Designoptionen

Die Gegenüberstellung der beiden Designoptionen zeigt, dass sich diese in ihrer Steuerungslogik wesentlich unterscheiden.

Der zentrale Unterschied liegt in der Art der Steuerung. Dynamische Netzentgelte setzen ex ante vor Bekanntwerden der Day-Ahead Fahrpläne auf Preise und intendieren, das Verhalten der Marktteilnehmer im Vorfeld zu beeinflussen. Der hybride Redispatch greift hingegen ex post nach Bekanntwerden der Day-Ahead Fahrpläne ein und steuert direkt über Mengen auf Basis der tatsächlich vorliegenden Fahrpläne. Damit ist er näher an der physikalischen Netzsituation.

Eng damit verbunden ist die Wirkungsweise. Dynamische Netzentgelte sind verhaltensbasiert und damit unsicher in ihrer Wirkung, da sie von der Reaktion der Marktteilnehmer abhängen. Der Redispatch ist dagegen deterministisch, da die notwendige Engpassmenge konkret bestimmt und umgesetzt wird.

Auch in der Koordination bestehen klare Unterschiede. Dynamische Netzentgelte sind administrativ festgelegt und wirken flächendeckend in einer Region. Der hybride Redispatch kombiniert zentrale Mengenfestlegung mit in Teilbereichen wettbewerblicher Beschaffung und aktiviert Flexibilität gezielt dort, wo sie benötigt wird und systemisch den höchsten Wert bietet.

Gemeinsam ist beiden Ansätzen, dass zentrale Netzanalysen notwendig sind. Auch ist in beiden Fällen der Netzbetreiber eine zentrale Instanz, entweder bei der Festlegung von Preissignalen oder bei der Bestimmung und Beschaffung der Engpassmengen.

Tabelle 2 fasst die Gegenüberstellung der Steuerungslogik der beiden Designoptionen zusammen. In der Gesamtschau zeigt sich, dass der hybride Redispatch insbesondere Vorteile hinsichtlich Zielgenauigkeit, Robustheit und geringerer Abhängigkeit von Prognosen aufweist. Dies spiegelt sich auch in der späteren Bewertung der Designoptionen, insbesondere der kurzfristigen Effizienz, wider.

Tabelle 2 Gegenüberstellung der Steuerungslogik der Designoptionen

Merkmal	Dynamische Netzentgelte	Hybrider Redispatch (kosten- und marktbasierend)
Steuerungsgröße	Preissteuerung	Mengensteuerung
Zeitpunkt des Eingriffs	Ex ante vor dem Day-Ahead-Prozess auf Basis von Prognosen	Ex post nach dem Day-Ahead-Prozess auf Basis der abgegebenen Fahrpläne
Koordinationsform	Administrativ (zentrale Festlegung der Netzentgelte)	Hybrid: zentral festgelegte Mengen, kombiniert mit administrativer und wettbewerblicher Beschaffung
Wirkungslogik	Verhaltensbasiert (indirekte Wirkung über Preissignale und erwartete Reaktionen)	Deterministisch (direkte physische Anpassung der notwendigen Engpassmenge der ausgewählten Anlagen)
Adressierung von Flexibilität	Breit (flächendeckende Anreize für alle Netznutzer innerhalb einer Region)	Gezielt (Aktivierung konkreter Anlagen bzw. Gebote zur Engpassbehebung)

Quelle: Frontier Economics

4.2 Informationsanforderungen und Prognoserisiken sind der zentrale Robustheitstest

Die Informationsanforderungen und Prognoserisiken der Designoptionen können hinsichtlich verschiedener Dimensionen diskutiert werden. Diese Dimensionen beschreiben, wie hoch die impliziten Informationsanforderungen für den Wirkmechanismus sind und wie empfindlich diese auf Prognosefehler reagieren:

- **Prognosegegenstand:** Für Redispatch ist die Prognose von Engpassmengen ausreichend. Dynamische Netzentgelte erfordern zusätzlich eine Einschätzung der

Verhaltensreaktionen von Marktteilnehmern (bzw. aller Marktteilnehmer) auf Preissignale. Damit steigen Umfang und Komplexität der notwendigen Informationen deutlich an.

- **Art der Informationsverarbeitung:** Systeme unterscheiden sich darin, ob Informationen zentral beim Netzbetreiber verarbeitet werden, oder ob Preisbildung und Entscheidungsfindung dezentral im Markt erfolgen. Dezentrale Ansätze verlagern Informationsanforderungen auf Marktakteure.
- **Prognoserisiko auf Mengenebene:** Wird die Engpassmenge falsch eingeschätzt, kann dies je nach Design zu zusätzlichem Redispatch führen oder systematisch ineffiziente Anpassungen auslösen. Wesentlich ist hierbei u.a., wann eine Prognose durchgeführt wird: Je weiter im Voraus die Prognose erstellt werden muss, desto höher das Risiko von fehlerhaft prognostizierten erforderlichen Redispatchmengen.
- **Prognoserisiko auf Wirkungsebene:** In preisbasierten Systemen hängt die Effizienz davon ab, ob Marktteilnehmer, wie prognostiziert, auf Signale reagieren. Fehlannahmen über diese Reaktionen können zu Über- oder Untersteuerung führen. Dies gilt insbesondere bei preissensitiven (flachen) Angebotskurven für die zu adressierenden Redispatchmengen, wie beispielsweise bei Speichern oder Erneuerbaren Energien in einer Region anzunehmen.

Tabelle 3 Übersicht der Informationsanforderungen und Prognoserisiken

Dimension	Ausprägung	Beschreibung
Prognosegegenstand	Mengenprognose Verhaltensprognose	Erfordert das System nur die Prognose von Engpassmengen oder zusätzlich die Antizipation von Marktreaktionen auf Preissignale
Informationsverarbeitung	Zentral vs. dezentral	Erfolgt die Verarbeitung der relevanten Informationen primär beim Netzbetreiber oder wird sie durch Marktakteure im Wettbewerb dezentral geleistet
Prognoserisiko (Mengenebene)	Niedrig vs. hoch	Welche Folgen entstehen, wenn die Engpassmenge falsch prognostiziert wird (z. B. zusätzlicher Redispatch vs. systematische Fehlsteuerung)
Prognoserisiko (Wirkungsebene)	Niedrig vs. hoch	Spielt die Unsicherheit über die tatsächliche Wirkung eines Signals eine Rolle für die Effizienz des Systems

Quelle: Frontier Economics

Beschreibung der Informationsanforderungen und Prognoserisiken der Dynamischen Netzentgelte

Dynamische Netzentgelte weisen entlang aller genannten Dimensionen (**Tabelle 3**) hohe Informationsanforderungen und ausgeprägte Prognoserisiken auf.

Der **Prognosegegenstand** geht über eine reine Mengenprognose hinaus. Neben Ort, Zeitpunkt und Höhe von Engpässen muss auch antizipiert werden, wie Marktteilnehmer innerhalb der adressierten Region auf ein gegebenes Preissignal reagieren. Hierfür ist ein umfangreiches und detailliertes Verständnis der Einsatzentscheidungen aller Verbraucher, Erzeuger und Speicher in den jeweiligen Regionen erforderlich – also genau jene Informationsanforderungen, die es derzeit im kostenbasierten Redispatch erschweren, Speicher und Nachfrageflexibilitäten zu integrieren. Erforderlich ist somit eine kombinierte **Prognose von Netzsituation und Marktverhalten**.

Die **Informationsverarbeitung erfolgt weitgehend zentral**. Der Netzbetreiber muss die relevanten Informationen zusammenführen, bewerten und in ein geeignetes Preissignal übersetzen. Dies setzt detaillierte Kenntnisse über Kostenstrukturen, Flexibilitäten und Reaktionsmöglichkeiten der Marktakteure voraus. Eine ähnlich komplexe Informationsverarbeitung muss die BNetzA vornehmen können, um Entscheidungen der Netzbetreiber und die Abrechnung der Dynamischen Netzentgelte nachvollziehen zu können.

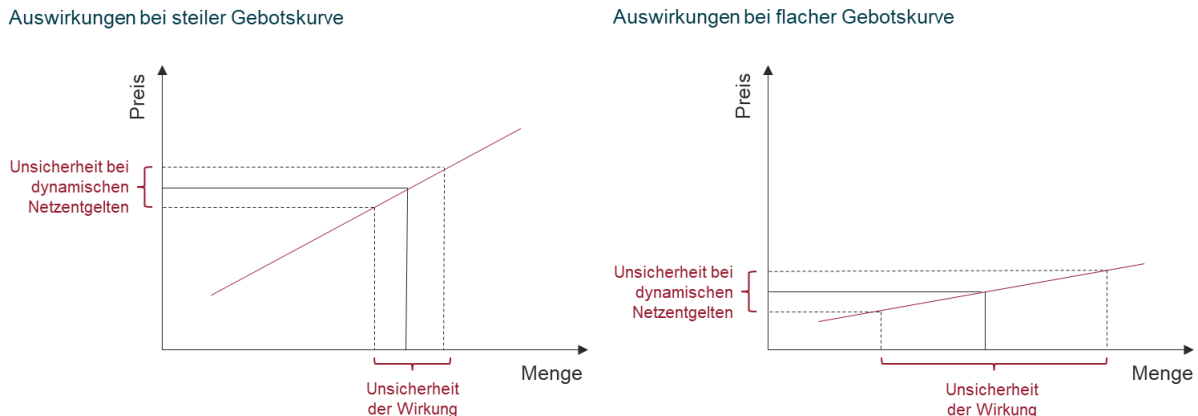
Das **Prognoserisiko auf Mengenebene** besteht darin, dass Engpässe falsch antizipiert werden. In diesem Fall werden Preissignale für Situationen gesetzt, in denen kein Bedarf besteht, oder sie fehlen bei tatsächlichen Engpässen. Dies führt entweder zu unnötigen Anpassungen oder zu fortbestehenden Netzengpässen. Im Falle der Dynamischen Netzentgelte ist mit einem **höheren Prognoserisiko auf Mengenebene** zu rechnen, da die Mengenprognosen im Grunde am Vortag der Day-Ahead Auktion erstellt werden müssen und somit einen erheblichen Vorlauf bis zur Erfüllung haben.

Zentral ist zudem **das Prognoserisiko auf Wirkungsebene**. Die Effizienz des Instruments hängt davon ab, dass das gesetzte Preissignal die gewünschte Verhaltensänderung trifft. Bereits geringe Fehlannahmen über Preiselastizitäten oder technische Restriktionen können dazu führen, dass zu viele oder zu wenige Marktteilnehmer reagieren. Dies kann Überreaktionen mit zusätzlichen Kosten oder Unterreaktionen mit weiterem Redispatchbedarf zur Folge haben. Um die Wirkung des Instruments zu bestimmen, ist dabei die Reaktion **aller Marktakteure** im Wesentlichen über alle Netzebenen abzuschätzen, nicht nur einer Teilmenge oder einer Untergruppe. Dieser Sachverhalt wiegt umso schwerer, da sich die Verhaltensanpassungen bei bestimmten Marktakteuren wie Speichern und bei Nachfrageflexibilitäten nur schwer abschätzen lassen.

Das Prognoserisiko auf Wirkungsebene kann insbesondere in Situationen mit einer sehr flachen Angebotskurve kritisch werden, beispielsweise in Regionen mit viel Erneuerbaren Energien. In diesem Fall kann eine moderate Fehlkalibrierung der Dynamischen

Netzentgelten zu erheblichen Fehlwirkungen auf der Mengenseite führen (siehe **Abbildung 2**). Das **Prognoserisiko auf Wirkungsebene ist daher als sehr hoch einzustufen**.

Abbildung 2 Unsicherheit der Wirkung dynamischer Netzentgelte bei unterschiedlichen Angebotsfunktionen



Quelle: Frontier Economics

Werden wie in der **Abbildung 2** dargestellt mehr EE-Anlagen durch die dynamischen Netzentgelte abgeregelt als notwendig (Redispatch-Fall, z.B. im Norden Deutschlands), müssen im Gegenzug Anlagen (im Süden Deutschlands), z.B. Gaskraftwerke, hochgefahren werden. Diese zusätzlichen Gaskosten stellen letztlich einen Wohlfahrtsverlust der Dynamischen Netzentgelte dar.

Abbildung 3 veranschaulicht dies:

- Im oberen Teil der Abbildung ist die gemeinsame Merit Order im illustrativen Strommarkt vor der Anpassung ohne Netzengpässe (und damit ohne dynamische Netzentgelte) dargestellt. Hierbei werden die sieben günstigsten Kraftwerke eingesetzt. Rot markierte Kraftwerke sind hierbei in einer hypothetischen Nordzone angesiedelt, grün markierte in einer hypothetischen Südzone.
- Im mittleren Teil der Abbildung wird gezeigt, wie sich die Merit Order durch einen Netzengpass zwischen den Zonen bei Anwendung dynamischer Netzentgelte verschiebt: In der linken Abbildung mit einer Situation ohne „Übersteuerung“ wird Kraftwerk 4 im Norden (z.B. eine EE-Anlage) heruntergefahren, Kraftwerk 9 (z.B. ein Gaskraftwerk) in der Südzone aktiviert. In der rechten Abbildung mit „Übersteuerung“ werden weitere Kraftwerke heruntergefahren (Kraftwerke 3 in der Nordzone) bzw. hochgefahren (Kraftwerk 10 in der Südzone). Es erfolgt also eine zusätzliche Verschiebung der Merit Order infolge des Einsatzes eines weiteren, teureren Kraftwerks.
- In unteren Teil der Abbildung ist der aus dem Netzengpass entstehende Wohlfahrtsverlust dargestellt, der daraus resultiert, dass teurere Kraftwerke im Süden hochgefahren werden müssen. Ohne Übersteuerung ergibt sich der Wohlfahrtsverlust aus der Preisdifferenz zwischen dem hochgefahrenen Kraftwerk 9 im Süden und dem abgeregelteten Kraftwerk 4

im Norden. Diese Kosten fallen netzengpassbedingt an und würden grundsätzlich auch im kostenbasierten Redispatch entstehen. Im Fall einer Übersteuerung ergibt sich hingegen ein zusätzlicher Wohlfahrtsverlust, da nunmehr auch das teuerste Kraftwerk 10 im Süden aktiviert werden muss. Dieser zusätzliche Wohlfahrtsverlust ist ausschließlich auf die Übersteuerung zurückzuführen.

Abbildung 3 Wohlfahrtsverluste des Engpass mit und ohne Übersteuerung



Quelle: Frontier Economics
Hinweis: Schematische Darstellung

Quelle insgesamt sind Dynamische Netzentgelte damit durch hohe implizite Wissensanforderungen und eine starke Sensitivität gegenüber Prognosefehlern gekennzeichnet. Die hohen Informationsanforderungen wirken sich deshalb auch nachteilig auf die Möglichkeit der Marktteilnehmer aus, konsistente Erwartungen zu den Auswirkungen der Dynamischen Netzentgelte auf ihre Investitionsentscheidungen zu treffen und erschweren damit diese Entscheidungen erheblich.

Beschreibung der Informationsanforderungen und Prognoserisiken des hybriden Redispatch

Der hybride Redispatch weist im Vergleich zu Dynamischen Netzentgelten deutlich geringere und anders gelagerte Informationsanforderungen sowie begrenzte Prognoserisiken auf.

Beim **Prognosegegenstand** beschränkt sich das System im Kern auf die Bestimmung der **Engpassmengen**. Diese Prognose kann nach dem Day-Ahead-Markt erfolgen und auf den

resultierenden Fahrplänen aufsetzen. Damit basiert die Engpassanalyse auf einem bereits realisierten Marktergebnis und nicht auf einer antizipierten bzw. prognostizierten Marktlösung. Eine zusätzliche **Prognose der Verhaltensreaktionen ist nicht erforderlich**, da die Anpassung über konkrete angewiesene Fahrplanänderungen erfolgt, ggf. nach einer Gebotsreihenfolge angerufen.

Im kostenbasierten Redispatch erfolgt die **Informationsverarbeitung weitgehend zentral**. Der Netzbetreiber bestimmt sowohl das notwendige Engpassvolumen als auch die Auswahl der Anlagen auf Basis physikalischer Netzanalysen. Zusätzlich werden **Kostenparameter der Anlagen** benötigt, um die Vergütung zu bestimmen. Informationen zu Flexibilitäten und Kosten müssen daher in strukturierter Form zentral vorliegen.

Im **marktbasierten Redispatch** bleibt die Bestimmung des Engpassvolumens eine zentrale Aufgabe des Netzbetreibers. Die Auswahl der konkreten **Maßnahmen und die Preisbildung erfolgen jedoch dezentral über Gebote** von Flexibilitätsanbietern. Informationen zu Kosten, Opportunitäten und technischen Restriktionen werden von den Marktakteuren selbst verarbeitet und in Form der Gebote offengelegt.

Das **Prognoserisiko auf Mengenebene** besteht wie im rein kostenorientierten Redispatch in der **Unsicherheit über die tatsächliche Engpassmenge**. Durch die Nutzung von Day-Ahead-Fahrplänen als Ausgangspunkt ist die Prognose jedoch näher am realisierten Systemzustand als im System der Dynamischen Netzentgelte. Fehlprognosen führen in der Regel zu Nachsteuerungsbedarf, etwa durch zusätzlichen Redispatch, haben jedoch beim hybriden Redispatch keine systemweiten Auswirkungen auf das Marktergebnis.

Ein **Prognoserisiko auf Wirkungsebene** besteht **nur in begrenztem Umfang**. Da die Steuerung über Mengen erfolgt und Preise aus realen Geboten entstehen, ist keine zentrale Annahme über Akteurs-Reaktionen (Preiselastizitäten) erforderlich. Unsicherheiten betreffen eher die Verfügbarkeit und Preisgebote der Flexibilitäten als deren grundsätzliche Reaktion auf ein Signal.

Insgesamt ist der hybride Redispatch durch eine deutlich geringere zentrale Informationslast und eine robustere Reaktion auf Prognosefehler als bei Dynamischen Netzentgelten gekennzeichnet. Prognoserisiken bleiben im Wesentlichen auf die Mengenbestimmung beschränkt und führen primär zu operativen Anpassungen, nicht zu systematischen systemweiten Fehlsteuerungen.

Gegenüberstellung der Informationsanforderungen und Prognoserisiken der beiden Designoptionen

Die beiden Designoptionen unterscheiden sich klar in Umfang und Struktur der Informationsanforderungen, sowie in der Ausprägung der Prognoserisiken.

Dynamische Netzentgelte erfordern eine doppelte Prognose von Engpassmengen und Marktverhalten. Die Informationsverarbeitung erfolgt weitgehend zentral und setzt detaillierte

Kenntnisse über Kostenstrukturen und Reaktionsmuster voraus. Entsprechend hoch sind die Prognoserisiken. Auf der Mengenebene entstehen Risiken durch den langen zeitlichen Vorlauf der Prognose vor dem Day-Ahead-Markt. Auf der Wirkungsebene besteht ein zusätzliches Risiko, da die Effizienz davon abhängt, dass Preissignale die erwarteten Verhaltensanpassungen auslösen. Fehlprognosen können zu systematischen Über- oder Unterreaktionen führen. Insbesondere Überreaktionen führen dabei zu einem vermehrten Einsatz thermischer Erzeugungsanlagen, zu höheren Strompreisen und durch die höheren Brennstoffkosten zu Wohlfahrtsverlusten.

Der hybride Redispatch beschränkt sich demgegenüber auf die Prognose der Engpassmengen und kann dabei auf Day-Ahead-Fahrpläne aufsetzen. Eine explizite Verhaltensprognose ist nicht erforderlich. Die Informationsverarbeitung ist zwischen Netzbetreiber und Marktakteuren aufgeteilt. Während die Beschaffungsmengen zentral bestimmt werden, ist die Vergütung im kostenbasierten Teil bekannt, und im marktbasierter Teil erfolgt die Preisbildung dezentral über Gebote. Prognoserisiken sind dadurch geringer. Fehler in der Mengenprognose führen primär zu zusätzlichem Redispatch, ohne systemweite Fehlanreize auszulösen. Ein eigenständiges Wirkungsrisiko besteht nur in begrenztem Umfang.

Insgesamt sind Dynamische Netzentgelte durch hohe zentrale Informationsanforderungen und eine hohe Sensitivität gegenüber Prognosefehlern gekennzeichnet, während der hybride Redispatch mit geringeren Informationsanforderungen und höherer Robustheit operiert.

Tabelle 4 Gegenüberstellung der Steuerungslogik der Designoptionen

Merkmal	Dynamische Netzentgelte	Hybrider Redispatch (kosten- und marktbasierter)
Prognosegegenstand	Mengen- und Verhaltensprognose: Neben Engpassmengen (D-1) müssen auch Marktreaktionen auf Preissignale antizipiert werden.	Fokus auf Mengenprognose: Engpassbestimmung erfolgt auf Basis von Day-Ahead-Fahrplänen. Keine explizite Verhaltensprognose erforderlich.
Informationsverarbeitung	Weitgehend zentral. Netzbetreiber muss Netzsituation, Kostenstrukturen und Reaktionsverhalten integrieren und in Preissignale übersetzen.	Geteilt: Mengenbestimmung zentral beim Netzbetreiber. Kostenbasierter Teil zentral, marktbasierter Teil dezentral über Gebote.
Prognoserisiko (Mengenebene)	Hoch. Prognosen müssen vor dem Day-Ahead-Markt erfolgen und haben langen Vorlauf.	Niedriger. Prognosen basieren auf Day-Ahead-Fahrplänen und liegen näher am realisierten Systemzustand.

Merkmal	Dynamische Netzentgelte	Hybrider Redispatch (kosten- und marktbasierend)
Prognoserisiko (Wirkungsebene)	Hoch. Effizienz hängt von korrekter Einschätzung der Reaktionen auf Preissignale ab. Fehlannahmen führen zu Über- oder Unterreaktionen.	Gering. Steuerung über Mengen, Kosten und reale Gebote. Keine zentrale Annahme zu Preisreaktionen erforderlich. Unsicherheiten betreffen eher Verfügbarkeit und Gebote.

Quelle: *Frontier Economics*

5 Bewertung der Designoptionen

Dieses Kapitel bewertet die Designoptionen entlang zentraler ökonomischer und regulatorischer Kriterien. Ziel ist es, die Wirkungsweise der Ansätze systematisch zu vergleichen und ihre Eignung zur effizienten Bewirtschaftung von Netzengpässen einzuordnen.

Im Fokus stehen die **kurzfristige und langfristige Effizienz**, die **Systemkohärenz**, der **Implementierungsaufwand** sowie **Verteilungswirkungen und politische Umsetzbarkeit**. Die Bewertung erfolgt entlang eines einheitlichen analytischen Rahmens und berücksichtigt explizit Informationsanforderungen, Prognoserisiken und mögliche Fehlsteuerungen.

Auf dieser Basis werden die Stärken und Schwächen der Designoptionen gegenübergestellt und bewertet. Für die folgende Bewertung ziehen wir wiederum die folgenden beiden Modelle heran:

- **Dynamische Netzentgelte**, ggf. mit Ergänzung durch BKZ,
- **Weiterentwicklung des bestehenden Systems durch hybriden Redispatch und BKZ.**

5.1 Kurzfristige Effizienz: Mengenmechanismen adressieren Engpässe präziser, hohes Risiko von Fehlsteuerungen bei administrierten Preissignalen

Kurzfristige Effizienz bemisst sich daran, wie präzise Engpässe antizipiert werden und wie kosteneffizient die erforderlichen Anpassungen umgesetzt werden.

Kurzfristige Effizienz der Designoptionen

Dynamische Netzentgelte können in der Theorie eine hohe kurzfristige Effizienz erreichen, sofern sie optimal parametrisiert sind und eine ausreichende zeitliche und geografische Granularität aufweisen. Voraussetzung ist, dass sowohl die Engpassmengen korrekt prognostiziert als auch darauf aufbauend effiziente Preissignale in optimaler Weise bestimmt werden. In diesem Fall würde ein zentraler Vorteil darin liegen, dass die Preissignale auf alle über die Dynamischen Netzentgelte erfassten Flexibilität innerhalb einer Zone wirken und damit ein breites Anpassungspotenzial mobilisieren.

In der praktischen Umsetzung wird diese theoretische Effizienz jedoch nicht erreicht. Hierfür gibt es verschiedene Gründe:

- **Prognoserisiken der Mengen:** Bereits die Bestimmung der Engpassmengen auf D-1 Basis ist mit Unsicherheit behaftet. Dies verdeutlichen auch die vier deutschen ÜNB in ihrem Konsultationsbeitrag (siehe **Abbildung 4**).
- **Prognoserisiko der Wirkung:** Hinzu kommt eine zweite Ebene der Unsicherheit bei der Ableitung der Preissignale. Hier muss durch ÜNBs und VNBs abgeschätzt und koordiniert

werden, wie Marktteilnehmer auf ein gegebenes Preissignal reagieren. Diese Wirkungsprognose muss für alle Marktteilnehmer und für Viertelstundenintervalle durchgeführt werden, im Grundsatz auch unter Berücksichtigung der Rückwirkungen auf das Ausland. Die Herausforderung ist, dass die Reaktionen über die Vielzahl der Marktakteure und der sich schnell verändernden Rahmenbedingungen sehr heterogen und damit nur begrenzt vorhersehbar sind. Beispielweise muss bei der Bestimmung der Dynamischen Netzentgelte auf der ÜNB-Ebene und/oder VNB-Hochspannungsebene ein mögliches Verhalten auch auf niedrigeren Netzebenen antizipiert werden, damit hier nicht falsche Preissignale Engpässe noch verstärken. Auch aus Sicht der vier ÜNB besteht das Risiko, dass sich die Prognoseunsicherheiten so stark überlagern, dass dynamische Netzentgelte mittel- bis langfristig überlagern und damit nicht die gewünschte Reduktion des Redispatchbedarfs im Übertragungsnetz mit sich bringen.³⁰

- **Zonale anstatt nodale Wirkung:** Hinzu kommt, dass die Steuerung zonal erfolgt und nicht knotenscharf. Damit fehlt eine räumlich präzise Abstimmung der Maßnahmen auf die tatsächlichen Netzengpässe. Kleinere Zonen ermöglichen zwar eine netztopologisch genauere Steuerung, erhöhen aber das Risiko, dass das gewählte Preissignal innerhalb einer kleineren Zone nicht zur gewünschten Reaktion führt.

Abbildung 4 Vergleich des vorhergesagten und des tatsächlichen Redispatchbedarfs

Gegenüberstellung von vorhergesagten und abgerufenen negativen Redispatch

Vorhersage WAPP d-1

	kein RD (0 GW)	geringer RD (0-3 GW)	mittlerer RD (3-7 GW)	hoher RD (7-10 GW)	Spitzen-RD (> 10 GW)	Summe
kein RD (0 GW)	12.074	1.990	188	0	0	14.252
geringer RD (0-3 GW)	7.377	8.268	2.199	140	0	17.984
mittlerer RD (3-7 GW)	181	1.263	738	211	35	2.428
hoher RD (7-10 GW)	0	107	119	34	5	265
Spitzen-RD (>10 GW)	0	4	64	43	0	111
Summe	19.632	11.632	3.308	428	40	35.040

* Die Grafik stellt Prognosegüte in den 35.040 Viertelstunden des Jahres 2025 für den negativen Redispatch dar. Die regionale Prognosegüte wurde nicht untersucht, es wurde ausschließlich die Gesamtmenge an negativem Redispatch betrachtet.

Quelle: Dynamische Netzentgeltkomponente; [Konsultationsbeitrag der vier ÜNB zum Sachstandspapier der BNetzA](#); Stand Februar 2026

³⁰ Dynamische Netzentgeltkomponente; Konsultationsbeitrag der vier ÜNB zum Sachstandspapier der BNetzA; Stand Februar 2026

Damit ergeben sich beim Dynamischen Netzentgelt systematische Effizienzrisiken. Preissignale wirken typischerweise breit innerhalb einer Region und können zu gleichgerichteten Reaktionen führen:

- **Ist das Signal zu hoch**, reagieren zu viele Akteure. Dies führt zu Überreaktionen und damit zu unnötigen Kosten. Die abgeregelten EE-Mengen auf der einen Seite des Engpasses werden u.a. durch thermische Erzeugung auf der anderen Seite des Engpasses substituiert. Diese zusätzlichen Kosten der thermischen Erzeugung stellen einen möglichen Wohlfahrtsverlust der dynamischen Netzentgelte dar.
- **Ist das Signal zu niedrig**, bleibt der Engpass bestehen und muss weiterhin durch kostenbasierten Redispatch behoben werden. Dieses Szenario ist aus kurzfristiger Sicht volkswirtschaftlich weniger kritisch, birgt aber das Risiko, dass weiterhin stark auf das Engpassmanagement im Status Quo zurückgegriffen werden muss.

Darüber hinaus ist auch bei dynamischen Netzentgelten strategisches Verhalten von Marktteilnehmern denkbar. Insbesondere in einer Einführungs- und Lernphase, in der Netzbetreiber versuchen, die Höhe der Entgelte schrittweise zu kalibrieren, können Anreize entstehen, Fahrpläne gezielt anzupassen. Ziel könnte es sein, die zukünftige Ausgestaltung der Entgelte zu beeinflussen und später von höheren oder niedrigeren dynamischen Netzentgelten zu profitieren. Der **hybride Redispatch** kann bei optimaler Parametrierung kurzfristig effizient sein. Seine Stärke liegt zudem in der direkten, physikalischen Steuerung. In der praktischen Umsetzung bestehen jedoch ebenfalls Einschränkungen:

- **Prognoserisiken der Mengen**: Der hybride Redispatch basiert weiterhin auf einer Prognose der Engpassmengen, typischerweise auf Basis von Day-Ahead Fahrplänen. Dabei setzt die Prognose zeitlich später ein als beim System der Dynamischen Netzentgelte. Prognosefehler können auch hier zu Abweichungen führen, bleiben jedoch auf die Mengenbestimmung beschränkt. Hier bestehen schon Prozesse zur Koordination zwischen ÜNBs und VNBs im Rahmen des Redispatch 2.0.
- **Potenziell ineffiziente Abrufreihenfolge**: Der kostenbasierte Redispatch ermöglicht eine gezielte und in sich konsistente Ansteuerung von Anlagen, greift aber nicht auf das gesamte verfügbare Flexibilitätspotenzial zu. Der hybride Redispatch kann dieses Potenzial erweitern, indem er die Vergütung von Flexibilitäten mit komplexen Opportunitätskosten, wie Speichern und Lasten, vereinfacht und diese so in den Redispatch integriert. Allerdings bringt der hybride Redispatch eigene Herausforderungen mit sich. Sofern sich Probleme mit Inc-Dec-Gaming durch den hybriden Ansatz und eine Marktaufsicht beherrschen lassen, ist eine effiziente Einsatzreihenfolge weiterhin gegeben. Erfolgt dagegen die wettbewerbliche Preisbildung über Leistungskomponenten ist eine effiziente Einsatzreihenfolge nicht mehr sicher gegeben, da Leistungspreise zwar Anlagen mit geringen Vorhaltekosten identifizieren, aber kein vollständiges kurzfristiges Preissignal für den Abruf liefern. Die Netzbetreiber müssen daher eine Abrufreihenfolge festlegen, die mit Unsicherheit behaftet ist und die kurzfristige Effizienz mindern kann.

Die verbleibenden Effizienzrisiken des hybriden Redispatch sind damit real, aber enger begrenzt und operativ besser beherrschbar als bei Dynamischen Netzentgelten.

Gleichzeitig bleibt ein zentraler Vorteil bestehen: Der kostenbasierte Redispatch und seine hybride Weiterentwicklung greifen in den Dispatch nur in dem Maße ein, wie dies erforderlich ist. Über- und Unterreaktionen sind systemisch begrenzt, da die Anpassung unmittelbar aus der physikalischen Netzsituation abgeleitet wird.

Vergleich der kurzfristigen Effizienz

Im Vergleich zeigt sich ein klares Muster: Dynamische Netzentgelte können Flexibilität breit aktivieren, sind aber stark von Prognosen und Verhaltensannahmen abhängig und daher anfällig für systematische Fehlsteuerung. Der hybride Redispatch adressiert Engpässe gezielt und physikalisch präzise. Auch wenn es Einschränkungen bei der Erschließung und Auswahl von Flexibilitäten gibt, bleibt die Steuerung insgesamt robuster. In der Gesamtbetrachtung spricht dies für Vorteile des hybride Redispatch bei der kurzfristigen Effizienz.

Tabelle 5 Vergleich der kurzfristigen Effizienz

	Dynamische Netzentgelte	Hybrider Redispatch (kosten- und marktbasierend)
Prognoserisiko der Mengen	Negativ Mengenprognose auf Basis von D-1 Erwartungen (vor Day-Ahead Fahrpläne)	Neutral Mengenprognose auf Basis der Day-Ahead Fahrpläne (zeitnäher)
Prognoserisiko der Wirkung	Negativ Ableitung der Preissignale mit hoher Unsicherheit behaftet	Keine
Genauigkeit der Wirkung	Neutral/negativ Keine knotenscharfe Aktivierung möglich. Aber: Wirkung auf Netzengpässe durch kleine Zonen effektiver als bei großen Zonen.	Positiv Knotenscharfe Aktivierung weiterhin möglich
Allokative Effizienz	Positiv/neutral Preissignale sprechen alle Flexibilitäten innerhalb einer Region an; Aber: Fehlparametrierung kann allokativer Effizienz erheblich einschränken, da Gesamtwirkung	Neutral Hybrider Redispatch erlaubt Festlegung einer Einsatzreihenfolge auf Basis der Kosten bei den teilnehmenden Anlagen; falls Leistungspreise bei marktbasierendem Redispatch

	Dynamische Netzentgelte	Hybrider Redispatch (kosten- und marktbasierend)
		erforderlich, eingeschränkte allokativen Effizienz.
Gesamtwirkung	Kombination von Prognoserisiko von Mengen und Preisen birgt erhebliche Gefahr für kurzfristige Effizienz durch Übersteuerung.	Effizienzvorteile durch bessere Mengenprognose und fehlendem Risiko aus der Wirkung. Allerdings Risiko ineffizienter Abrufe durch fehlende Informationen zur Einsatzreihenfolge bei Anlagen aus marktbasierendem Redispatch, wenn Leistungspreise verwendet werden.

Quelle: Frontier Economics

5.2 Dynamische Effizienz: Zusätzliche Preisebene erhöht Unsicherheit

Dynamische Effizienz beschreibt, wie gut ein System langfristige Entscheidungen steuert. Im Kern geht es darum, Investitionen so zu lenken, dass sie netzdienlich erfolgen und gleichzeitig unnötige Risikoaufschläge vermieden werden. Im Fokus stehen insbesondere Investitions- und Standortentscheidungen. Entscheidend ist, ob ein System

- verlässliche Standortanreize setzt,
- Investoren ausreichende Planbarkeit bietet und
- Preissignale so ausgestaltet sind, dass sie abgesichert werden können.

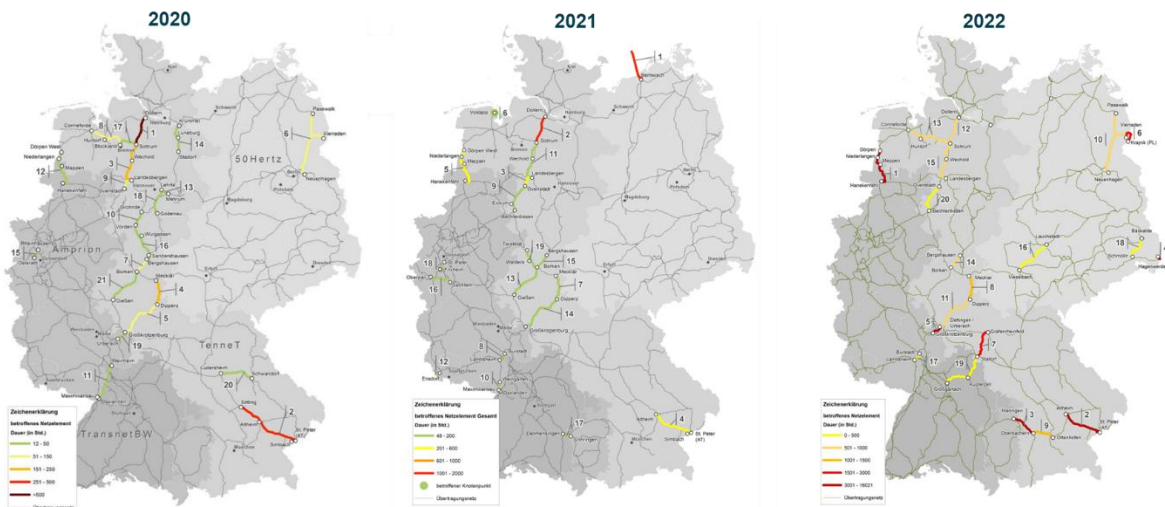
Dynamische Effizienz der Designoptionen

Dynamische Netzentgelte setzen in der Theorie ein solches Standortsignal:

- Hohe Entgelte in Engpassregionen können Investitionen dort dämpfen.
- Niedrige Entgelte bzw. Rückzahlungen setzen Anreize, zusätzliche Kapazitäten zu schaffen.

In der praktischen Umsetzung ist die Wirkung jedoch eingeschränkt. Die Preissignale basieren auf Prognosen und sind daher stark volatil und schwer vorhersehbar. Zudem können einzelne Netzausbauprojekte die Engpasssituation und damit die Höhe der Netzentgelte deutlich verändern. **Abbildung 5** illustriert die Variation der überlasteten Netzelemente in den Jahren 2020, 2021 und 2022 und verdeutlicht, dass Investoren ein sehr genaues Verständnis der Netztopologie brauchen, um Risiken und Chancen aus Dynamischen Netzentgelten richtig abzuschätzen.

Abbildung 5 Variation der überlasteten Netzelemente zwischen 2020 und 2022



Quelle: BNetzA Bericht Netz- und Systemsicherheit, 2020, 2021 und 2022

Gleichzeitig sind die Dynamischen Netzentgelte nicht hedgefähig. Investoren können sich gegen zukünftige Belastungen nicht oder nur schwer absichern. Ebenso können sie zukünftige Erlöse aus Dynamischen Netzentgelten nicht oder nur schwer monetarisieren. Hinzu kommt, dass eine zusätzliche Preisebene neben dem Strompreis entsteht. Dies erhöht die Komplexität und führt zu zusätzlicher Unsicherheit im Markt und damit zu Risikoaufschlägen.

Ein weiteres Problem besteht darin, dass Dynamische Netzentgelte den Stromgroßhandelspreis beeinflussen werden. Da die Terminmarktpreise dem erwarteten Durchschnitt der zukünftigen Spotpreise entsprechen, beeinflussen die Dynamischen Netzentgelte somit auch den Terminmarktpreis und reduzieren damit die Zuverlässigkeit der Preissignale aus dem Terminmarkt. Es wird Marktteilnehmern daher erschwert, anhand des Terminmarktpreises die zukünftige Knappheit von elektrischer Energie abzuschätzen, was die Investitionsunsicherheit erhöht.

Der **hybride Redispatch** verändert das bestehende Marktdesign hingegen nicht grundlegend. Der einheitliche Börsenpreis bleibt das zentrale Signal. Lokale Preissignale entstehen fokussiert auf den marktbasieren Anteil des hybriden Redispatch und damit gezielt für tatsächlich benötigte Flexibilität. Deren Höhe hängt ebenfalls von der Netzsituation ab und kann sich mit dem Netzausbau verändern. Im Gegensatz zu den Dynamischen Netzentgelten entsteht allerdings keine flächendeckende zusätzliche Preisunsicherheit. Investoren sind somit weniger Risiken durch schwer prognostizierbare Netzentgelte ausgesetzt.

Die Steuerungswirkung von Baukostenzuschüssen

Ergänzend können langfristige Standortsignale über Baukostenzuschüsse (BKZ) gesetzt werden. Dies ist sowohl im System mit Dynamischen Netzentgelten als auch mit einem hybriden Redispatch der Fall. BKZ können einmalig bei Investitionen erhoben und regional

differenziert ausgestaltet werden. Durch ihre Einmaligkeit sind sie für Investoren gut kalkulierbar und vermeiden laufende Unsicherheit.

So können BKZ beispielsweise so kalibriert werden, dass sie Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen auf Grund unterschiedlicher Auslastungen kompensieren. Hierdurch würden tendenziell mehr Anlagen im Süden Deutschlands errichtet und der Ausbau damit langfristig besser mit den verfügbaren Netzkapazitäten koordiniert. Ein BKZ-Unterschied von ca. 100 €/kW eignet sich, um Unterschiede in der Auslastung von bis zu 200 Stunden zu kompensieren³¹.

Vergleich der dynamischen Effizienz

Im direkten Vergleich zeigt sich folgender Unterschied in der Wirkungslogik:

- Dynamische Netzentgelte setzen auf kurzfristige, prognosebasierte Preissignale, die mit Unsicherheit behaftet und nicht hedgefähig sind.
- Der hybride Redispatch, ergänzt durch regional bzw. lokal differenzierte Baukostenzuschüsse, verzichtet auf eine solche breite Preisdynamik und setzt stattdessen auf Stabilität im Markt sowie auf gezielte Instrumente für Standortanreize. Langfristige Signale können über die Baukostenzuschüsse bereitgestellt werden, die aufgrund ihrer einmaligen Zahlung bei Netzanschluss deutlich besser planbar sind als laufende, nicht hedgefähige Netzentgelte. Insgesamt erscheint der hybride Ansatz damit robuster im Hinblick auf dynamische Effizienz, da vor allem Unsicherheiten im Markt verringert werden.

Tabelle 6 Vergleich der dynamischen Effizienz

	Dynamische Netzentgelte	Hybrider Redispatch + BKZ
Standortanreize	Direkte, laufende Preissignale für alle Marktteilnehmer	Direkt für Anlagen im marktbasieren Redispatch Direkt für alle Anlagen über BKZ
Planbarkeit für Investoren	Gering, da Entgelte volatil und prognoseabhängig.	Gering für Anlagen im marktbasieren Redispatch da Preise volatil sein können. Hoch für BKZ
Hedgefähigkeit	Nicht gegeben Dynamische Netzentgelte beeinflussen Großhandelserlöse und damit Haupteinnahmequelle	Erlöse aus marktbasieren Redispatch nicht absicherbar. Diese stellen aber nur einen Teil der Erlöse dar. Für restlichen

³¹ Illustratives Beispiel einer Wind-Anlage mit 2.300 bzw. 2.100 Volllaststunden, Investitionskosten i.H.v 1.500 €/kW.

	Dynamische Netzentgelte	Hybrider Redispatch + BKZ
		Erlöse bleibt vorherige Hedgefähigkeit erhalten. Für BKZ durch Einmalzahlung nicht notwendig
Gesamtwirkung	Eher schwach aufgrund der Unsicherheit und fehlender Absicherung	Robuster durch bessere Planbarkeit der BKZ

Quelle: Frontier Economics

5.3 Systemkohärenz: Parallele Preissysteme bergen Integrationsrisiken

Systemkohärenz beschreibt, wie gut sich neue Instrumente in das bestehende Strommarktdesign einfügen und ob konsistente, widerspruchsfreie Signale für Marktteilnehmer entstehen.

System- und Marktkohärenz der Designoptionen

Bei **Dynamischen Netzentgelten** ergeben sich mehrere Spannungsfelder.

- **Zweite Preisebene neben dem Börsenpreis:** Dynamische Netzentgelte ergänzen den Börsenpreis um ein zusätzliches Preissignal. Marktteilnehmer reagieren damit auf zwei Größen, die nicht aus einem gemeinsamen Optimierungsproblem hervorgehen. Während der Börsenpreis Knappheiten im Energiemarkt abbildet, setzen Netzentgelte separate Anreize zur Netzsteuerung. Dies kann insbesondere bei Fehlparametrierungen zu widersprüchlichen Signalen führen und die Effizienz der Dispatch-Entscheidungen beeinträchtigen.
- **Interaktion zwischen Netzebenen:** Engpässe treten sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz auf. Dynamische Netzentgelte können auf unterschiedlichen Ebenen unterschiedliche Signale erzeugen. Diese können sich überlagern oder widersprechen. Für Marktteilnehmer wird dadurch unklar, welches Signal maßgeblich ist, was die Steuerungswirkung reduziert.
- **Fehlende Hedgefähigkeit und Auswirkungen auf Terminmärkte:** Dynamische Netzentgelte sind nicht handelbar und können nicht über Terminmärkte abgesichert werden. Dadurch entsteht ein zusätzliches Risiko, das nicht abgesichert werden kann. Dies erhöht Risikoaufschläge, verschlechtert die Planbarkeit und kann die Liquidität im Terminmarkt reduzieren, da bestehende Absicherungsinstrumente an Wirksamkeit verlieren. Zudem verliert der Terminmarktpreis auch an Aussagekraft, was die Liquidität des Terminhandels weiter untergräbt.
- **Keine Substitution des Redispatch:** Dynamische Netzentgelte können Redispatch nicht ersetzen, sondern nur ergänzen. Prognosefehler und unvollständige Reaktionen der

Marktteilnehmer machen weiterhin kurative Eingriffe notwendig. Es entsteht damit eine Parallelstruktur aus einer komplexen preisbasierten ex ante Steuerung und mengenbasierter ex post Korrektur.

- **Unklare Integration in europäische Kostenallokation:** Ein Teil der Netzengpässe wird durch grenzüberschreitende Flüsse verursacht. Für Redispatch bestehen etablierte europäische Mechanismen zur verursachungsgerechten Kostenaufteilung. Dynamische Netzentgelte wirken hingegen national. Es ist unklar, wie die dadurch entstehenden Kosten in bestehende europäische Regelwerke integriert werden können.
- **Inkonsistenzen mit dem Flow-Based Market Coupling:** Die Kapazitätsberechnung im europäischen Strommarkt basiert auf Annahmen über das Verhalten von Gebotszonen, etwa über „Generation Shift Keys“. Dynamische Netzentgelte verändern jedoch die Reaktionsmuster von Anlagen innerhalb einer Zone in Abhängigkeit von regionalen Preissignalen. Dies erschwert die Modellierung und kann die Genauigkeit der Kapazitätsberechnung reduzieren. Im Ergebnis kann dies zu konservativeren Annahmen und geringeren verfügbaren Übertragungskapazitäten führen.
- **Strompreiseffekt:** Ziel der dynamischen Netzentgelte ist es zu beeinflussen, welche Kraftwerke produzieren und welche Verbraucher Strom beziehen. Dafür ist es erforderlich die marginalen Erzeuger und Verbraucher am Markt in ihrer Einsatzentscheidung zu beeinflussen. Dies wird aber dazu führen, dass sich im gesamten System ein neuer höherer marginaler Preis für Strom ergibt. Der Strompreis in Deutschland wäre damit im Gegensatz zu seinen Nachbarländern wesentlich durch regulatorische Eingriffe beeinflusst, was erhebliche Auswirkungen auf den internationalen Stromhandel haben kann. Des Weiteren kann davon ausgegangen werden, dass sich die Stromgroßhandelspreise durch die dynamischen Netzentgelte erhöhen, da davon auszugehen ist, dass sich die Grenzkosten der preissetzenden Erzeugungseinheiten im Gesamtmarkt in einer Reihe von Stunden erhöhen. Wie sich die Veränderung des Stromgroßhandelspreises letztlich auf die einzelnen Endverbraucher auswirkt, hängt wiederum von den jeweiligen dynamischen Netzentgelten ab.

Der **hybride Redispatch** lässt sich demgegenüber leichter in das bestehende System einfügen. Der einheitliche Börsenpreis bleibt erhalten und Engpässe werden weiterhin mengenbasiert adressiert. Es entsteht keine flächendeckende zusätzliche Preisebene. Stattdessen erfolgt die Integration marktlicher Elemente gezielt dort, wo Flexibilität benötigt wird. Dies begrenzt Verzerrungen und hält Eingriffe lokal.

Die zentrale Herausforderung beim hybriden Redispatch liegt dagegen in der Ausgestaltung der Schnittstelle zwischen Markt und Redispatch. Zudem sollten möglichst alle Flexibilitäten in das System integriert werden, die einen Beitrag zum Redispatch leisten können. Dabei ist eine effiziente Ansteuerung dieser Anlagen erforderlich. Zudem muss verhindert werden, dass systematische Arbitragemöglichkeiten zwischen Day-Ahead-Markt und Redispatch entstehen. Inc-Dec-Gaming ist daher eine zentrale Kohärenzfrage. Eine geeignete Ausgestaltung, etwa durch die Kombination mit kostenbasiertem Redispatch oder, falls dies nicht ausreichend ist, einer leistungsbasierten Vergütung, kann dieses Risiko begrenzen.

Zudem ist eine klare Abgrenzung zwischen kostenbasiertem und marktbasierem Redispatch erforderlich. Nur wenn die Rollen und Anreizmechanismen eindeutig definiert sind, lassen sich widersprüchliche Signale innerhalb des Systems vermeiden. Aber wie dargelegt, wird der Redispatch in mehreren Ländern marktlich organisiert, dynamische Netzentgelte in der vorgeschlagenen regionalen und zeitlichen Granularität aber nicht. D.h. die Probleme erscheinen deutlich lösbarer.

Vergleich der System- und Marktkohärenz

In der Gesamtbetrachtung zeigt sich, dass Dynamische Netzentgelte tief in die bestehende Marktarchitektur eingreifen und dabei eine Reihe von Kohärenzfragen aufwerfen. Der hybride Redispatch baut hingegen auf bestehenden Strukturen auf und erfordert vor allem eine saubere Ausgestaltung der Marktintegration. Insgesamt ist der hybride Redispatch systemkohärenter, weil er den einheitlichen Börsenpreis als zentrales Leitsignal beibehält und Netzengpässe gezielt nachgelagert adressiert.

5.4 Komplexität und Implementierungsaufwand sprechen für Weiterentwicklung des bestehenden Systems

Komplexität und Implementierungsaufwand beschreiben, wie aufwändig ein Instrument praktisch eingeführt und betrieben werden kann. Es geht dabei nicht um die ökonomische Zielwirkung, sondern um die Kosten und die Komplexität der Umsetzung im realen System. Hierbei lassen sich drei Ebenen unterscheiden:

- Einmaliger Implementierungsaufwand;
- Laufende Transaktionskosten im Betrieb; und
- Administrative und koordinative Komplexität.

Im Folgenden wird der Implementierungsaufwand für die beiden Designoptionen diskutiert.

Implementierungsaufwand der Designoptionen

Dynamische Netzentgelte gehen mit hohem Implementierungsaufwand und dauerhaft erhöhten Transaktionskosten einher. Dieser ist charakterisiert durch einen hohen IT- und Systemaufwand bei der Implementierung, aufwendige Prognoseprozesse im laufenden Betrieb und einem administrativ komplexen Prozess.

- **Hoher initialer IT- und Systemaufwand:** Für Dynamische Netzentgelte müssen neue Kalkulations- und Kommunikationssysteme aufgebaut werden, die regional und viertelstundenscharf Netzentgelte berechnen und veröffentlichen. Hierfür ist die Verarbeitung einer Vielzahl von Informationen erforderlich, wie z.B. die Verfügbarkeiten von Erzeugern, Speichern und flexiblen Lasten, der Grenzkosten des Einsatzes etc. Der hohe Aufwand zur Implementierung neuer Systeme betrifft nicht nur Netzbetreiber, sondern alle Einsatzverantwortlichen und Bilanzkreisverantwortliche, welche zur

Integration der Dynamischen Netzentgelte in ihre Einsatzplanung entwickeln und separate Abrechnungssysteme für die Abwicklung der Zahlungen mit den Netzbetreibern nutzen müssen.

- **Hohe laufende Prognose-, Berechnungs- und Abrechnungskosten:** Das System der Dynamischen Netzentgelte erfordert kontinuierlich Engpassprognosen, Lastflussrechnungen mit hoher Granularität, sowie die Ableitung und Kalibrierung von Preissignalen. Damit entsteht ein dauerhafter, systematischer Rechen- und Datenaufwand für alle Marktteilnehmer. Zudem müssen Marktteilnehmer neben einer Abrechnung für Energielieferungen eine separate Abrechnung für die Dynamischen Netzentgelte etablieren und durchführen. Auf Seite der Netzbetreiber erfordert dies das Management erheblicher Zahlungsströme und die Notwendigkeit, sich gegen die zusätzlichen Risiken aus Zahlungsausfällen abzusichern. Dies gilt insbesondere auch für die viertelstundenscharfe Durchreichung dynamischer Netzentgelte von den ÜNB an VNB und ihre Anschlussnehmer.
- **Hohe operative Komplexität und Koordinationsbedarf:** Die Koordination zwischen Netzebenen und ÜNBs/VNBs wird anspruchsvoll. Unterschiedliche Engpässe im Übertragungs- und Verteilnetz müssen konsistent in Preissignale übersetzt werden. Gleichzeitig müssen Marktteilnehmer die Signale verarbeiten, umsetzen und schlussendlich müssen die Signale auch abgerechnet werden.
- **Flächendeckende Betroffenheit aller Marktakteure:** Da die Dynamischen Netzentgelte breit wirken, betrifft das System potenziell alle Einspeiser und Verbraucher. Das erhöht die Transaktionskosten systemweit.

In Summe entsteht ein komplexes, prognoseintensives System mit laufenden Kosten.

Implementierungsaufwand und Transaktionskosten könnten geringer ausfallen, wenn Dynamische Netzentgelte es erlauben würden, andere Instrumente abzuschaffen. Laut BNetzA soll und muss der kostenbasierte Redispatch aber weiterhin bestehen bleiben. Inwiefern andere Instrumente wie „Nutzen statt Abregeln“ durch Dynamische Netzentgelte verzichtbar werden, ist kann an dieser Stelle nicht abgeschätzt werden.

Der hybride Redispatch verursacht ebenfalls Implementierungsaufwand.

- **Initialer Anpassungsbedarf:** Es müssen Marktmechanismen für die Beschaffung von Flexibilität aufgebaut werden. Gleichzeitig kann auf bestehenden Redispatchprozessen und IT-Systemen aufgebaut werden.
- **Transaktionskosten:** Prognosen beschränken sich im Wesentlichen auf das Engpassvolumen. Die Preisbildung erfolgt über Gebote, sodass keine zentrale Parametrierung eines Preissignals erforderlich ist.
- **Systemkomplexität:** Die Komplexität konzentriert sich auf Engpasssituationen und relevante Akteure, sofern Inc-Dec-Gaming im Design des marktbasieren Redispatch adäquat adressiert wird. Es entsteht keine zusätzliche flächendeckende Preisebene.

- **Gezielte Einbindung von Flexibilitäten:** Nur Akteure, die tatsächlich Flexibilität anbieten, nehmen aktiv teil. Dadurch bleiben Koordinations- und Abwicklungskosten begrenzt.

Insgesamt ist der hybride Redispatch operativ näher am bestehenden System und erweitert es selektiv um marktliche Elemente. Dadurch bleibt der Implementierungsaufwand kontrollierbar und die laufenden Transaktionskosten vergleichsweise gering.

Auch bei einer Erweiterung des heutigen Redispatchsystems können ggf. bestehende, alternative Instrumente wie „Nutzen statt Abregeln“ verzichtbar werden. Inwieweit dies der Fall ist, kann an dieser Stelle nicht abgeschätzt werden.

Vergleich des Implementierungsaufwands

Implementierungsaufwand und Transaktionskosten unterscheiden sich deutlich zwischen den beiden Designoptionen. Die folgende Tabelle stellt die wesentlichen Unterschiede entlang der Dimensionen dar:

Tabelle 7 Vergleich des Implementierungsaufwands

Dimensionen	Dynamische Netzentgelte	Hybrider Redispatch
Einmaliger Implementierungsaufwand	Hoher Aufwand durch Aufbau eines neuen Preissystems mit regionaler und viertelstundenscharfer Granularität. Umfassende Anpassungen bei Netzbetreibern, Lieferanten, Bilanzkreisverantwortlichen und Abrechnungssystemen erforderlich. Entwicklung eines komplexen Algorithmus zur Berechnung der Dynamischen Netzentgelte	Moderater Aufwand. Aufbau marktlicher Beschaffungsmechanismen, aber Nutzung bestehender Redispatchprozesse und IT-Systeme möglich.
Laufende Transaktionskosten	Hoch. Kontinuierliche Engpassprognosen, Lastflussrechnungen und Preiskalibrierung notwendig. Zusätzliche Abrechnungsebene für Netzentgelte sowie erhöhte Anforderungen an Zahlungsabwicklung und	Begrenzt. Prognosen konzentrieren sich auf Engpassmengen. Preisbildung erfolgt dezentral über Gebote. Keine zusätzliche flächendeckende Abrechnungsebene notwendig.

Dimensionen	Dynamische Netzentgelte	Hybrider Redispatch
	Risikomanagement (ÜNB und Marktteilnehmer).	
Administrative und koordinative Komplexität	Hoch. Erfordert Abstimmung zwischen Netzebenen und konsistente Übersetzung von Engpässen in Preissignale. Flächendeckende Wirkung auf alle Marktakteure erhöht Koordinationsaufwand.	Geringer. Komplexität beschränkt sich auf Engpasssituationen und teilnehmende Akteure. Keine zweite Preisebene, daher geringerer Abstimmungsbedarf.
Betroffenheit der Marktakteure	Flächendeckend. Alle Einspeiser und Verbraucher müssen Preissignale verarbeiten und abrechnen.	Selektiv. Teilnahme beschränkt sich auf Anbieter von Flexibilität.
Gesamtwirkung	Neues, prognosebasiertes Preissystem mit dauerhaft hohem operativem Aufwand. Parallelität zu bestehendem Redispatch bleibt bestehen.	Inkrementelle Weiterentwicklung des bestehenden Systems. Zusätzliche Elemente sind gezielt und begrenzt.

Quelle: Frontier Economics

5.5 Verteilungswirkungen beeinflussen politische Tragfähigkeit

Verteilungswirkungen und ihre Nachvollziehbarkeit sind zentral für die politische Umsetzbarkeit der Designoptionen. Entscheidend ist, wie stark **Belastungen zwischen Regionen** und **Akteursgruppen** verschoben werden und ob diese **Effekte** für Marktteilnehmer verständlich und **als fair wahrgenommen** werden.

Verteilungswirkung und Nachvollziehbarkeit der Designoptionen

Dynamische Netzentgelte führen zu breiten Verteilungswirkungen, da sie flächendeckend auf alle Akteure wirken. **Regional** ergeben sich deutliche Umverteilungen:

- Erzeuger in Defizitregionen und Verbraucher in Überschussregionen werden tendenziell entlastet;
- Erzeuger in Überschussregionen und Verbraucher in Defizitregionen werden stärker belastet werden.

Dies sei an folgendem einfachen Beispiel illustriert: Angenommen, ein marginales Kraftwerk A mit Einsatzkosten von 100 €/MWh soll aufgrund eines Netzengpasses nicht mehr produzieren. Ein zweites Kraftwerk B mit marginalen Einsatzkosten von 110 €/MWh soll im

Gegenzug hochgefahren werden. Wir nehmen zudem an, dass ein dynamisches Netzentgelt von +5,01 €/MWh für das Kraftwerk A und von -5,01€/MWh für das Kraftwerk B mit dem Ziel der Kraftwerkseinsatzsteuerung erhoben werden. Hierdurch hat das neue marginale Kraftwerk nun einen Einsatzpreis von 105,01€/MWh anstatt 110 €/MWh.

Infolgedessen steigt der Großhandelspreis für die gesamte Stromgebotszone Deutschland/Luxembourg an – mit entsprechenden Auswirkungen auf die Stromverbraucher. Nimmt man weiterhin an, dass die Verbraucher in den Netzentgeltpreiszonen den Kraftwerken entgegengesetzte Netzentgelte zahlen müssen, zahlen Verbraucher in der Zone A in Summe ca. 100 €/MWh, in Zone B dagegen 110 €/MWh. Im Schnitt über alle Verbraucher bleibt eine Erhöhung des Strompreises also bestehen. Dieses einfache Beispiel zeigt also, dass über die Strompreiswirkungen erhebliche Verteilungswirkungen im Stromsystem ausgelöst werden: Grundsätzlich von den Verbrauchern zu den Stromerzeugern, sowie von den Zonen mit Stromdefizit zu den Zonen mit Stromüberschuss.

Die resultierenden Effekte ähneln einer Aufteilung in mehrere Preiszonen, insbesondere wenn die Dynamischen Netzentgelte innerhalb der Zonen für Einspeiser und Verbraucher symmetrisch erhoben werden. Beide Systeme bieten Preissignale in engpassentlastender Richtung, beide Systeme werden nur dann aktiv, wenn Netzengpässe zwischen den Zonen greifen, also Redispatchbedarf besteht. So würden auf Übertragungsebene voraussichtlich in beiden Systemen Einspeiser im Norden sowie Lasten im Süden des Landes unter dem Strich belastet, Einspeiser im Süden sowie Lasten im Norden entlastet bzw. weniger stark belastet. Allerdings entstehen diese Effekte ohne die koordinativen Vorteile eines integrierten Marktmechanismus. Vor dem Hintergrund der bereits intensiven Diskussion um Gebotszonentrennung wäre zu prüfen, ob vergleichbare regionale Verteilungswirkungen über regionale bzw. lokal differenzierte Netzentgelte politisch tragfähig wären.

Auch **zwischen Markakteuren** ergeben sich aufgrund derer unterschiedlicher Charakteristik Umverteilungseffekte:

- Flexible Marktteilnehmer können auf Preissignale reagieren und ihre durch die Dynamischen Netzentgelte entstehenden Kosten begrenzen bzw. über die Dynamischen Netzentgelte zusätzliche Erlöse erzielen.
- Unflexible Akteure sind den Preissignalen weitgehend ausgesetzt und können nicht entsprechend reagieren.

Zudem könnten **Dynamische Netzentgelte im Zusammenhang mit dem Netzausbau zumindest als unfair wahrgenommen** werden. Die Kosten des Ausbaus der Netzinfrastruktur wird über die Netzentgelte finanziert. Die Kosten werden also von allen Netznutzern im jeweiligen Netzgebiet getragen, unabhängig davon, wo konkret investiert wird.

Dynamische Netzentgelte durchbrechen diese Logik teilweise. In Regionen mit unzureichendem Netzausbau und Stromüberschuss können niedrige oder sogar negative Entgelte entstehen, um zusätzlichen Verbrauch anzureizen. In anderen Regionen mit ähnlichen Einspeise- und Laststrukturen, in denen das Netz jedoch bereits ausgebaut wurde,

treten keine Engpässe auf. Dort fallen keine negativen Entgelte an, obwohl auch diese Netze von allen Netznutzern finanziert wurden.

Verbraucher in diesen Regionen tragen somit die Kosten des Netzausbaus, profitieren aber nicht von entlastenden Preissignalen. Dies kann als doppelte Benachteiligung wahrgenommen werden.

Hinzu kommt eine begrenzte Nachvollziehbarkeit der Verteilungswirkungen. Die Berechnung dynamischer Netzentgelte ist komplex und basiert auf Prognosen. Für viele Marktteilnehmer ist nicht transparent, wie konkrete Entgelte zustande kommen. Auch die Abgrenzung von Netzregionen kann als willkürlich erscheinen, wenn benachbarte Standorte unterschiedlich behandelt werden. Die Kombination aus intransparenten Mechanismen und wahrgenommen unfairen Belastungen erhöht das politische Risiko.

Ein hybrider Redispatch wirkt demgegenüber gezielter. Belastungen entstehen primär dort, wo tatsächlich Engpassentlastung beschafft wird. Marktteilnehmer können durch die Bereitstellung von Flexibilität zusätzliche Erlöse erzielen, während die Kosten weiterhin systemweit getragen werden. Dies entspricht weitgehend der bestehenden Systematik. Die Verteilungswirkungen sind damit enger an konkrete Systemkosten gekoppelt und für die Marktteilnehmer besser nachvollziehbar. Dies erhöht die Transparenz und verbessert die politische Vermittelbarkeit.

Vergleich der Verteilungswirkungen

Die Verteilungswirkungen unterscheiden sich grundlegend entlang der Steuerungslogik der beiden Ansätze.

Dynamische Netzentgelte wirken breit und flächendeckend über ein zusätzliches Preissignal. Dadurch entstehen systematische Umverteilungen zwischen Regionen und Akteursgruppen. Regionen mit Netzengpässen werden stärker belastet, während andere entlastet werden. Gleichzeitig verschieben sich Kosten hin zu unflexiblen Marktteilnehmern, da diese Preissignalen kaum ausweichen können. Besonders relevant ist, dass diese Belastungen nicht direkt an tatsächlich verursachte Systemkosten gekoppelt sind, sondern auf Prognosen beruhen.

Der hybride Redispatch wirkt dagegen gezielter und enger entlang tatsächlich entstehender Systemkosten. Belastungen entstehen primär dort, wo Engpassentlastung beschafft wird. Die Kosten werden weiterhin systemweit getragen, während Erlösmöglichkeiten gezielt für Anbieter von Flexibilität entstehen. Die Verteilungswirkungen sind damit weniger breit, stärker verursachungsnah und besser an bestehende Marktmechanismen anschlussfähig. Unterschiede zwischen Akteuren bestehen weiterhin, ergeben sich jedoch primär aus der Fähigkeit, Flexibilität bereitzustellen, und nicht aus regionalen Preisunterschieden.

Insgesamt sind die Verteilungswirkungen bei Dynamischen Netzentgelten breiter, weniger zielgenau und schwerer vermittelbar. Der hybride Redispatch führt zu engeren, stärker systemkostenbasierten Verteilungen und ist damit politisch robuster.

Tabelle 8 Vergleich der Verteilungswirkung

Dimensionen	Dynamische Netzentgelte	Hybrider Redispatch
Regionale Effekte	Starke Umverteilung zwischen Regionen (ähnlich Preiszonen). Kosten werden durch einen Teil der Regionen getragen.	Geringere regionale Umverteilung. Anbieter von marktbasierendem Redispatch können profitieren. Kosten werden sozialisiert.
Akteursunterschiede	Vorteil für flexible Akteure, Belastung unflexibler Akteure.	Vorteil für Flexibilitätsanbieter, aber ohne breite Zusatzbelastung. Geringere direkte Mehrbelastung für Haushalte.
Nachvollziehbarkeit und Fairness	Gering, komplexe Berechnung und regionale Abgrenzung. Nachvollziehbarkeit kritisch, da Belastung ohne Einflussmöglichkeit.	Höher, da an konkrete Maßnahmen gekoppelt. Nachvollziehbarkeit höher, da verursachungsnäher an Maßnahmen

Quelle: *Frontier Economics*

5.6 Fazit: Robustheit und Proportionalität sprechen für eine mengenbasierte Weiterentwicklung

Dynamische Netzentgelte und ein hybrider Redispatch unterscheiden sich grundlegend in ihrer Steuerungslogik. Diese Unterschiede wirken sich systematisch auf Effizienz, Robustheit, Umsetzbarkeit und Verteilungswirkungen aus.

Dynamische Netzentgelte verfolgen einen preisbasierten ex-ante-Ansatz. Ihre Wirksamkeit hängt stark von Prognosen und der Kalibrierung der Preissignale ab. In der Praxis entstehen daraus strukturelle Risiken:

- Doppelte Prognoseunsicherheit (Engpassmengen und Marktreaktionen)
- Risiko von Über- und Unterreaktionen durch breite Preissignale
- Hohe Informationsanforderungen an Netzbetreiber
- Zusätzliche, nicht hedgefähige Preisebene mit erhöhten Risikoaufschlägen
- Hohe operative Komplexität und laufende Systemkosten
- Breite und teils schwer nachvollziehbare Verteilungswirkungen

Hinzu kommt, dass Redispatch weiterhin notwendig bleibt. Es entsteht somit keine Ablösung, sondern eine zusätzliche Komplexitätsebene im System.

Der hybride Redispatch baut dagegen auf der bestehenden Logik auf und entwickelt diese gezielt weiter. Die Vorteile ergeben sich aus der Kombination von physikalischer Steuerung und marktlichen Elementen:

- Weiterhin präzise, mengenbasierte Steuerung entlang der Netzsituation
- Begrenzung der Prognoserisiken auf die Mengenbestimmung
- Dezentrale Preisbildung über Gebote statt zentraler Parametrierung
- Gezielte Aktivierung zusätzlicher Flexibilität (z. B. Speicher, Nachfrage)
- Keine flächendeckende zusätzliche Preisebene
- Geringere Systemkomplexität und niedrigere Transaktionskosten
- Stabileres Investitionsumfeld durch bessere Planbarkeit
- Verteilungswirkungen näher an tatsächlichen Systemkosten und besser nachvollziehbar

Im direkten Vergleich ergibt sich damit ein klares Muster:

- Kurzfristige Effizienz: Risiken der Fehlparametrierung bei Dynamischen Netzentgelten mit breiter Marktwirkung und damit Vorteile für den mengenbasierten Ansatz durch präzisere und robustere Steuerung
- Dynamische Effizienz: Nachteile für Dynamische Netzentgelte durch Unsicherheit und fehlende Absicherbarkeit, damit auch Erhöhung der Investitionskosten für Neuanlagen aufgrund von Risikoaufschlägen
- Systemkohärenz: Risiken bei Dynamischen Netzentgelten durch parallele Preissysteme
- Implementierung: Deutlich höhere Komplexität und Kosten bei Dynamischen Netzentgelten
- Verteilungswirkungen: Breiter und politisch schwerer vermittelbar bei Dynamischen Netzentgelten

Wenn die Engpassproblematik primär durch Netzausbauverzögerungen und regionale Strukturunterschiede geprägt ist, spricht die Analyse gegen einen grundlegenden Systemwechsel hin zu einem prognosebasierten Preismechanismus. Insgesamt ergibt sich eine klare Präferenz für einen hybriden Redispatch. Dieser adressiert die identifizierten Effizienzdefizite gezielt, integriert zusätzliche Flexibilität und bleibt gleichzeitig robust gegenüber Unsicherheit.

Tabelle 9 Vergleich entlang der Bewertungskriterien

Dimensionen	Dynamische Netzentgelte	Hybrider Redispatch
Kurzfristige Effizienz	Theoretisch hohe Effizienz bei korrekter Preissetzung Doppelte Prognoseunsicherheit (Mengen und Verhalten) Risiko von Über- und Unterreaktionen Keine knotenscharfe Steuerung	Physikalisch präzise Mengensteuerung Prognoserisiken auf Mengen begrenzt Robuste Vermeidung von Überreaktionen Einschränkungen bei Abrufreihenfolge im marktbasieren Teil
Dynamische Effizienz	Standortsignale grundsätzlich vorhanden Hohe Volatilität und geringe Planbarkeit Nicht hedgefähig Zusätzliche Preisebene erhöht Risikoaufschläge	Stabileres Marktumfeld ohne flächendeckende Zusatzpreise Gezielte Standortsignale über BKZ möglich Höhere Planbarkeit für Investoren
Systemkohärenz	Zweite Preisebene neben Börsenpreis Risiko widersprüchlicher Signale Komplexe Interaktion zwischen Netzebenen Redispatch bleibt parallel bestehen	Gute Integration in bestehendes System Einheitlicher Börsenpreis bleibt zentral Lokale, gezielte Eingriffe Herausforderung: Vermeidung von Inc-Dec-Gaming
Implementierungsaufwand und Transaktionskosten	Sehr hoher initialer IT- und Systemaufwand Hohe laufende Prognose- und Abrechnungskosten Hohe Komplexität für alle Marktakteure	Moderater Implementierungsaufwand Nutzung bestehender Strukturen Geringere laufende Kosten Komplexität auf relevante Akteure begrenzt
Verteilungswirkungen und politische Umsetzbarkeit	Breite Umverteilung zwischen Regionen	Zielgerichtete Verteilung entlang tatsächlicher Maßnahmen

BEWERTUNG DYNAMISCHER NETZENTGELTE UND WEITERENTWICKLUNG DES REDISPATCH

Dimensionen	Dynamische Netzentgelte	Hybrider Redispatch
	Belastung unflexibler Akteure (z. B. Haushalte) Teilweise inkonsistent mit sozialisierter Netzkostenlogik Geringe Nachvollziehbarkeit	Kosten weiterhin weitgehend sozialisiert Höhere Transparenz und Nachvollziehbarkeit Politisch weniger risikobehaftet
Gesamtwirkung	Breiter, prognosebasierter Preismechanismus mit hoher Komplexität und systemischen Risiken	Gezielte Weiterentwicklung mit höherer Robustheit, besserer Integration und geringerer Komplexität

Quelle: *Frontier Economics*

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.