

KURZGUTACHTEN

Regionale Großhandelspreise

Welche Probleme die einheitliche Preiszone mit sich bringt
und wie nodale oder zonale Preise diese lösen

27. Januar 2026

Im Auftrag der enercity AG

Autoren:

Anselm Eicke (eicke@neon.energy)

Lion Hirth (hirth@neon.energy)

Regionale Großhandelspreise

Welche Probleme die einheitliche Preiszone mit sich bringt und wie nodale oder zonale Preise diese lösen

Diese Studie ist verfügbar unter neon.energy/regionale-großhandelspreise

Neon Neue Energieökonomik ist ein energiewirtschaftliches Beratungsunternehmen mit Sitz in Berlin. Als Boutique sind wir seit 2014 spezialisiert auf anspruchsvolle quantitative und ökonomisch-theoretische Analysen rund um den Strommarkt. Mit Beratungsprojekten, Studien und Schulungen unterstützen wir Entscheidungsträger bei den aktuellen Herausforderungen und Zukunftsfragen der Energiewende. Zu unseren Kunden gehören Regierungen, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger und Stromhändler aus Deutschland und Europa.

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Schönleinstraße 31
10967 Berlin

Prof. Dr. Lion Hirth
hirth@neon.energy
+49 157-55 199 715



Zusammenfassung

Hintergrund. Deutschland ist im Stromgroßhandel eine einheitliche Preiszone: Überall gilt der selbe Großhandelspreis. Es entsteht die „Illusion der Kupferplatte“: Kraftwerke, Speicher und Verbraucher handeln so, als stünde überall unbegrenzte Netzkapazität zur Verfügung. Tatsächlich sind Leitungen häufig ausgelastet, doch der Strommarkt bleibt für diese Netzengpässe blind.

Probleme. Daraus folgen drei zentrale Probleme. Erstens sind die Dispatch-Entscheidungen oft ineffizient und müssen anschließend per Redispatch korrigiert werden, was die Netzentgelte nach oben treibt. Mit mehr Elektroautos, Wärmepumpen und Großbatterien verschärft sich das Problem, da sich diese Flexibilitäten kaum in den Redispatch integrieren lassen. Zweitens verzerrt die einheitliche Preiszone den grenzüberschreitenden Handel: Exporte und Importe werden anhand des deutschlandweiten Großhandelspreises bestimmt und verstärken innerdeutsche Engpässe häufig. Drittens steigt mit wachsender kurzfristiger Flexibilität das Risiko schwer beherrschbarer Netzengpässe: Flexible Anlagen (z. B. Batterien) reagieren so schnell auf Intraday-Preissignale, dass entstehende Engpässe nicht immer rechtzeitig durch Redispatch entschärft werden können. Um das zu verhindern, drohen regulatorische Eingriffe in den Betrieb flexibler Anlagen – bei Großbatterien ist das bereits heute sichtbar.

Lösungen. Eine Differenzierung des Großhandelsmarkts in regionale oder lokale Preise bietet einen systematischen Lösungsansatz. Würde Deutschland in mehrere Preiszonen („zonal pricing“) aufgeteilt oder würden lokale Strompreise eingeführt („nodal pricing“), würden Engpässe im Übertragungsnetz im Preis sichtbar: Strom wäre in Überschussregionen günstiger und in Knappheitsregionen teurer. Diese Preisunterschiede würden im Viertelstundentakt variieren und die aktuelle Angebots- und Nachfragesituation abbilden. Marktteilnehmer würden Netzengpässe damit bereits in Dispatch- und Investitionsentscheidungen einpreisen. Fehlanreize bei Speichern, flexiblen Verbrauchern, Erzeugern und im Außenhandel würden reduziert. Da sich eine solche Reform auch auf den Intraday-Markt erstrecken würde, würde kurzfristige Flexibilität automatisch dort aktiviert, wo sie keine Engpässe auslöst.

Verteilungseffekte. Regionale Preise hätten Verteilungseffekte für Verbraucher und Erzeuger. Im Jahresmittel würden die Großhandelspreise im Norden tendenziell sinken und im Süden steigen. Der Anstieg dürfte jedoch gering sein; die meisten Studien erwarten 0,5 ct/kWh oder weniger. Gleichzeitig würden die Netzentgelte deutschlandweit sinken, weil Redispatch-Kosten zurückgehen und innerdeutsche Engpassrenten entstehen. Insgesamt würden die Stromkosten für die meisten Verbraucher sinken. Besonders preissensible Verbraucher (z. B. exportorientierte Schwerindustrie) könnten aus den Engpassrenten gezielt kompensiert werden. EEG-geförderte Erzeuger wären bei geeigneter Ausgestaltung der Marktpremie und auch bei CfDs gegen Erlösverluste abgesichert. Insgesamt überwiegen die Vorteile regionaler Strompreise; die verbleibenden Herausforderungen sind lösbar. Eine Einführung ist daher zu empfehlen.

1 Einführung

Status Quo. Der Strompreis am Großhandelsmarkt ist überall in Deutschland gleich. So zahlen Verbraucher in Norddeutschland am Großhandelsmarkt für Strom genauso viel wie in Süddeutschland, obwohl in Norddeutschland deutlich mehr Windkraftanlagen stehen. Dies gilt auch dann, wenn der Windstrom aus Norddeutschland wegen Engpässen im Übertragungsnetz nicht in den Süden transportiert werden kann. Dies liegt daran, dass der Großhandelsmarkt für Strom in einer einheitlichen Preiszone für Deutschland und Luxemburg organisiert ist. Diese einheitliche Preiszone ermöglicht unbegrenzten Handel zwischen Akteuren innerhalb Deutschlands zum gleichen Preis. Netzengpässe werden hierbei nicht berücksichtigt. Dies schafft die „Illusion einer Kupferplatte“, als ob Strom also zu jedem Zeitpunkt in unbegrenztem Umfang an jeden Ort geleitet werden könnte.

Redispatch. Der Einsatz von Stromerzeugern und -verbrauchern, der sich aus dem Großhandelsmarkt ergibt, ist jedoch häufig nicht mit vorhandenen Netzkapazitäten realisierbar. Dann korrigieren die Netzbetreiber den Anlageneinsatz aus dem Großhandelsmarkt durch Engpassmanagement („Redispatch“): sie fahren Erzeugungsanlagen „vor“ dem Netzengpass herunter und „dahinter“ hoch. Der Umfang und die Kosten des Engpassmanagements sind in den letzten Jahren stark angestiegen (Abbildung 1). Im Übertragungsnetz machte das Engpassmanagement in den letzten Jahren rund 60 % der Gesamtkosten aus. Das Engpassmanagement ist damit aktuell Haupttreiber der stark angestiegenen Netzentgelte, die Haushalte und Unternehmen belasten. Durch den regional ungleich verteilten Ausbau von erneuerbaren Energien und der zunehmenden Flexibilisierung von Verbrauchern im Rahmen der Energiewende werden die Stromflüsse im deutschen Übertragungsnetz absehbar weiter ansteigen. Darüber hinaus ergeben sich Netzengpässe aufgrund der mit der installierten Leistung ansteigenden Prognosefehler von Wind- und Solarerzeugung und der damit einhergehenden wachsenden Bedeutung des Intraday-Marktes immer kurzfristiger. Dies führt zu tendenziell größeren Herausforderungen beim Betrieb der Stromnetze.

Volumen und Kosten des Engpassmanagements in Deutschland

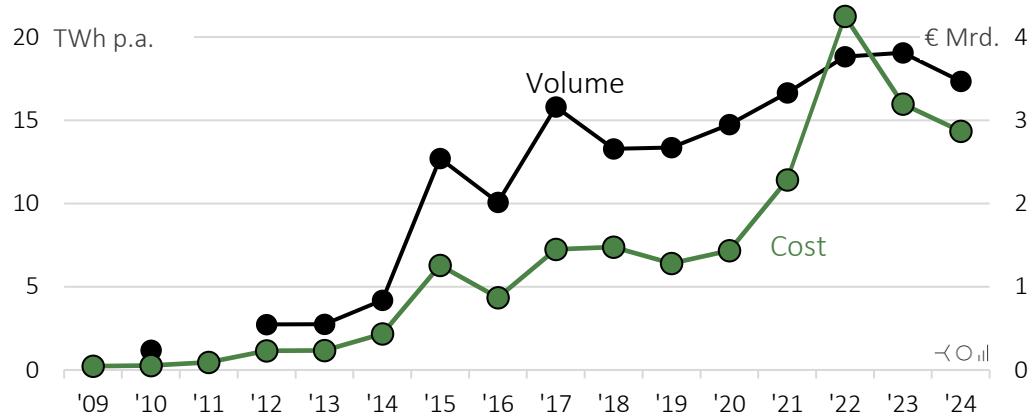


Abbildung 1: Volumen und Kosten des Engpassmanagements haben sich in den letzten zehn Jahren verfünfacht

Diese Studie. Dieses Kurzgutachten hat drei Ziele. Erstens diskutieren wir die Probleme, die einheitlichen Großhandelspreise im Übertragungsnetz verursachen. Zweitens zeigen wir auf, wie regionale Großhandelspreise diese Probleme vermeiden. Sie reflektieren Engpässe im Übertragungsnetz, und unterscheiden sich dadurch innerhalb Deutschlands. Drittens diskutieren wir die Implikationen einer Einführung von regionalen Großhandelspreisen für Verbraucher, Erzeuger und den Terminmarkt, und welche begleitenden Maßnahmen notwendig und sinnvoll wären.

2 Die Probleme der einheitlichen Preiszone

In diesem Abschnitt diskutieren wir drei Probleme für den Betrieb des deutschen Übertragungsnetzes, die aus der einheitlichen Preiszone resultieren:

- Der Dispatch am Day-Ahead Markt ignoriert Netzengpässe
- Der grenzüberschreitende Stromhandel berücksichtigt vor allem Netzengpässe zwischen Gebotszonen und verstärkt oft Engpässe im Land
- Kurzfristige Handelsentscheidungen von flexiblen Anlagen gefährden die Stabilität des Netzbetriebs

2.1 DAY-AHEAD DISPATCH IGNORIERT NETZENGPÄSSE

Problem. Erzeugern, Verbrauchern und Speichern treffen ihre Entscheidungen zunächst auf Basis der Preise auf dem Day-Ahead-Markt. Da der Strompreis in ganz Deutschland einheitlich ist, können sie dabei Netzengpässe nicht berücksichtigen. Akteure auf dem Strommarkt sind qua Marktdesign blind für das Netz. Ökonomisch ausgedrückt sind die Auswirkungen auf Netzengpässe externe Effekte. Dies führt zu volkswirtschaftlich kostspieligen Fehlentscheidungen von Speichern, Erzeugern und flexiblen Verbrauchern.

Beispielhafte Netzsituation. Wir illustrieren beispielhafte Fehlentscheidungen anhand einer Situation mit starkem Wind im Nordseeraum. Starkwind führt zu zwei Konsequenzen: Einerseits zu niedrigen Börsenstrompreisen, andererseits zu Nord-Süd-Engpässen im Übertragungsnetz (Abbildung 2). Dies führt zu einer Reihe von individuell rationalen, jedoch volkswirtschaftlich falschen Entscheidungen, wie folgende Beispiele illustrieren.

Nord-Süd-Engpass im deutschen Übertragungsnetz

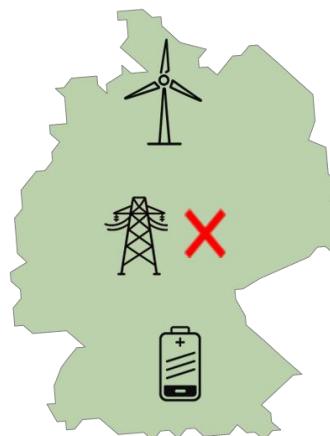


Abbildung 2: Illustratives Beispiel eines Nord-Süd-Engpasses in Deutschland. Dieser kann u.a. bei hoher Winderzeugung an den deutschen Küsten entstehen.

Speicher. Auf Grund der niedrigen Großhandelspreise beginnt ein Pumpspeicherwerk im Schwarzwald, Wasser bergauf zu pumpen. Die zusätzliche Nachfrage auf dem Strommarkt bewirkt, dass weniger Windparks am Strommarkt abregeln. Wegen der Nord-Süd-Engpässe im Übertragungsnetz kann dieser zusätzliche Windstrom aus Norddeutschland jedoch gar nicht in den Süden abtransportiert werden. Daher müssen die Netzbetreiber die Windparks doch abregeln und ein Redispatch-Kraftwerk in Süddeutschland hochfahren. Das Pumpspeicherwerk „denkt“ also, es würde günstigen, sauberen Windstrom einspeichern, physikalisch wird jedoch teurer Strom aus eigens dafür angefahrenen fossilen Kraftwerken genutzt – die Kupferplatte ist eben nur eine Illusion.

Erneuerbare. Nicht nur beim Speichereinsatz entstehen Fehlentscheidungen in einer solchen windreichen Situation. Auch die preisgetriebene Abregelung von Erneuerbaren kann kontraproduktiv sein. Wenn der Strompreis unter null sinkt, regeln Solarparks außerhalb des EEG-Vergütung ab. Liegt ein solcher Solarpark beispielsweise in Franken, fehlt der Strom dort. Denn der Stromüberfluss ist ja, anders als es der einheitliche Strompreis suggeriert, regional auf Norddeutschland begrenzt. Der abgeregelte Solarpark in Franken muss daher durch fossile Redispatch-Kraftwerke ersetzt werden.

Flexible Verbraucher. Auch eine Flotte von flexibel ladenden Elektroautos in München würde in dieser Situation auf das Strompreissignal reagieren und Strom aus dem Netz beziehen. Auch diesen Elektroautos signalisiert der Markt, dass überschüssiger Windstrom genutzt werden kann. Tatsächlich fließt der Windstrom aber nicht nach München, sondern ein Gaskraftwerk in Bayern muss dafür angefahren werden. Je mehr flexible Verbraucher auf die Preissignale einer einheitlichen Preiszone reagieren, desto folenschwerer werden diese Fehlanreize.

Folge. In den kommenden Jahren werden Millionen von Elektroautos und Wärmepumpen ans Netz angeschlossen werden, von denen immer mehr von Aggregatoren optimiert werden. Gleichzeitig entwickelt der Hochlauf der Großbatterien eine große Dynamik (Abbildung 3). Die drei Beispiele zeigen jedoch, dass flexibler Stromverbrauch, der Ausbau von Stromspeichern und die marktliche Abregelung von erneuerbaren Energien im großen Stil nicht mit der einheitlichen Gebotszone kompatibel sind. Ein sicherer Übertragungsnetzbetrieb, in dem sich mehrere hundert Gigawatt intelligent-ladende Elektroautos oder auch nur 50 GW Großbatterien ohne Rücksicht auf Netzengpässe nach dem einheitlichen deutschen Strompreis richten ist nur schwer vorstellbar. Die Integration von flexiblen Verbrauchern und Speichern in den Redispatch-Mechanismus ist im aktuellen System des kostenbasierten Redispatch kaum möglich: anders als bei Erzeugern, ist die Bestimmung einer geeigneten Entschädigung für zusätzlichen oder reduzierten Strombezug nicht objektiv möglich.

Installierte flexible Leitung bei Erzeugung und Verbrauch

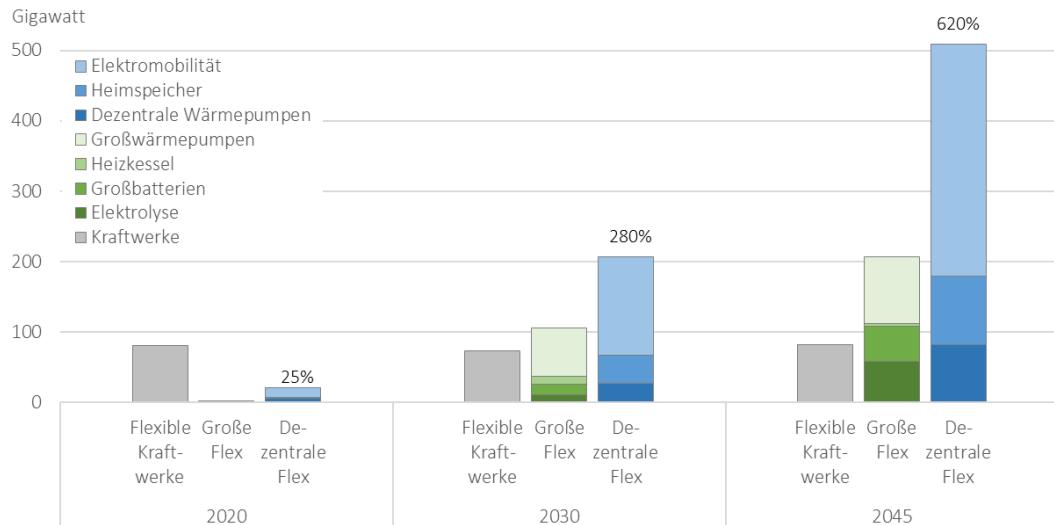


Abbildung 3: Die installierte Leistung von flexiblen Verbrauchern und Speichern wird die Leistung flexibler Kraftwerke bereits in wenigen Jahren um ein Vielfaches übersteigen. Nur regionale Preisanreize könnten verhindern, dass dadurch neue Probleme im Stromnetz und bei der Stromerzeugung entstehen. Eigene Darstellung auf Basis des Netzentwicklungsplans Strom 2037 / 2045 und des BMWK-Langfristzenarios „T45-Strom“. Die Elektromobilität-Anschlussleistung wurde errechnet als 11 kW für 75% der erwarteten Elektroautos; die Kapazität von Großbatterien und Heimspeichern folgt den Annahmen des Netzentwicklungsplans.

2.2 VERZERRTER AUßenHANDEL

Problem. Ein in der deutschen Debatte oft vernachlässigtes Problem sind die durch die einheitliche Gebotszone begünstigten „falschen“ Handelsflüsse zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern. Importe und Exporte von Strom sind in Deutschland heute unter Normalbedingungen jeweils bis zu rund 12 GW möglich. Der „Hebel“ der Marktkopplung auf Deutschland beträgt also 24 GW, was im Vergleich zur durchschnittlichen Last von 60 GW sehr erheblich ist. In welchem Umfang und in welcher Richtung die grenzüberschreitenden Leitungen ausgelastet werden, wird im Rahmen der impliziten Marktkopplung bestimmt. Nur ein Teil der Netzengpässe innerhalb Deutschlands werden bei der Bestimmung der Außenhandelsflüsse im Flow-Based Market Coupling (FBMC) berücksichtigt. Darüber hinaus verpflichtet die europarechtliche 70 %-Regel die Übertragungsnetzbetreiber, mindestens 70 % der Übertragungskapazität jedes kritischen Netzelements für den grenzüberschreitenden Handel bereitzustellen – selbst dann, wenn diese Leitungen bereits durch innerdeutsche Stromflüsse nahezu ausgelastet sind. Die Korrektur „falscher“ Außenhandelsflüsse findet aktuell praktisch nicht statt, da es in der Realität länderübergreifender Redispatch de facto nicht stattfindet.

Beispiel Österreich. Dieses Problem lässt sich ebenfalls an einer windreichen Stunde mit niedrigen Preisen und Nord-Süd-Engpässen illustrieren. Der negative Börsenstrompreis in Deutschland bewirkt, dass Strom von Deutschland in seine südlichen Nachbarstaaten mit weniger Windkraft exportiert wird, z.B. nach Österreich. Da der Strom physisch jedoch nicht von

den Küsten in den Süden geleitet werden kann, müssen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber wiederum Redispatch anfordern, um die von diesen Handelsflüssen ausgelösten Engpässe innerhalb Deutschlands zu beheben. Wenn nicht ausreichend Kraftwerke zur Verfügung stehen, werden Netzreservekraftwerke hochgefahren, die eigens für diesen Fall vorgehalten werden. Weil auch davon nicht ausreichend in Deutschland vorhanden sind, wird regelmäßig Netzreserve in Österreich kontrahiert. Dies resultiert dann in der absurdnen Situation, dass deutsche Übertragungsnetzbetreiber Netzreservekraftwerke in Österreich dafür bezahlen, den Strom physikalisch zu erzeugen, den Deutschland zu negativen Strompreisen nach Österreich verkauft hat. Passiert dies häufig genug, müssen die Übertragungsnetzbetreiber weitere Reservekraftwerke kontrahieren und dafür nochmals bezahlen. Deutschland zahlt dann also für die Vorhaltung von Reservekraftwerken in Österreich, deren Aktivierung, und (bei negativen Preisen) auch noch für die Abnahme des Stroms in Österreich. Diese Kosten landen in Form von Netzentgelten bei deutschen Stromverbrauchern.

2.3 KURZFRISTIGE HANDELENTSCHEIDUNGEN

Problem. Dispatch-Entscheidungen vom Vortag (Day-Ahead-Fahrpläne) können bei ausreichend verfügbarer Redispatch-Kapazität durch Engpassmanagement behoben werden. Das verursacht zwar Kosten die die Netzentgelte erhöhen, ist aber ein erprobter und robuster Prozess. Sehr kurzfristige Fahrplanänderungen wenige Stunden oder Minuten vor Lieferung können jedoch nicht durch Redispatch korrigiert werden. Diese werden dem ÜNB zwar mitgeteilt, können aber oftmals nicht mehr in den Redispatch-Prozess einbezogen werden, da dieser mehrere Stunden Vorlaufzeit benötigt – etwa für Lastflussrechnungen zur Identifizierung von Engpässen, die Bestimmung von Gegenmaßnahmen, die Benachrichtigung von Anlagenbetreibern und den bilanziellen Ausgleich. Das führt dazu, dass kurzfristiger Stromhandel, z. B. im kontinuierlichen Intraday-Markt, zu nicht behebbaren Netzengpässen führt. Dies gefährdet den sicheren Betrieb des Stromsystems.

Beispiel Windprognose. Das Problem kurzfristig auftretender Engpässe lässt sich am Beispiel von Windenergie illustrieren. Wenn kurz vor Echtzeit klar wird, dass in einer windigen Situation noch mehr Windstrom als bislang erwartet erzeugt werden wird, sinkt der Strompreis auf dem Intraday-Markt kurz vor Lieferung ab. Eine Großbatterie reagiert, indem sie den Strom kauft und einspeichert. Damit trägt sie zur Kompensation dieses Prognosefehlers bei – genau so, wie Batterien sich verhalten sollten. Befindet sich diese Batterie allerdings in Süddeutschland, verstärkt sie damit den Nord-Süd-Netzengpass. Eigentlich würden Netzbetreiber durch Redispatch-Maßnahmen reagieren, dies ist jedoch in der Kürze der Zeit gegebenenfalls nicht mehr realisierbar, sodass eine Netzüberlastung im schlimmsten Fall nicht verhindert werden kann. Antizipieren Netzbetreiber solche Effekte, müssen sie die Netze mit mehr Puffer fahren, also präventiv mehr Abregeln als eigentlich notwendig. Dieses Problem diskutieren ÜNB unter dem Stichwort „Systemstabilität“ mit zunehmender Dringlichkeit (Amprion 2025, Energate Messenger 2025).

Eingriffe. Dieses Problem mit einer einheitlichen Preiszone zu adressieren ist schwierig und nur mit größeren Kollateralschäden denkbar. Von Seiten der Netzbetreiber wurden zuletzt

eine ganze Reihe von Maßnahmen vorgeschlagen, Marktakteure kurzfristig in ihrer Handlungsfreiheit einzuschränken, etwa in Form von „Feasibility Ranges“ oder „Central Dispatch-Elementen“. De facto gehen solche Vorschläge in die Richtung, den Stromhandel früher zu schließen (während gleichzeitig durch europäische Reformen die Gate Closure für den internationalen Handel verkürzt wird). Abgesehen von europarechtlichen Hürden wäre dies auch mit erheblichen Wohlfahrtsverluste verbunden: kurzfristige Prognosefehler von Wind- und PV-Erzeugung könnten nicht mehr durch Handelsgeschäfte ausgeglichen werden und liefern somit in die Regelenergie. Dies würde zu einem Anstieg der Regelleistungsabrufe und Vorhaltung führen. Diese Vorschläge zeigen die reale Gefahr, dass die Erfolge des deutschen Strommarktes zurückgedreht werden, um kurzfristige Flexibilität zu verhindern, die Netzengpässe ignoriert. Bereits heute ist dies beim Netzanschluss von Großbatterien zu beobachten. Der wesentliche Grund für die Zurückhaltung bei der Netzanschlussvergabe sind Sorgen, dass die Reaktion des Speicherbetriebs auf kurzfristige Preissignale zu Netzengpässen führt. Im schlimmsten Fall wird also der Ausbau dieser Zukunftstechnologie aus Sorge um kurzfristige Netzengpässe abgewürgt. Die langfristigen Kosten der einheitlichen Gebotszone sind daher noch größer als nur die sichtbaren Redispatch-Kosten, sondern bestehen vor allem aus verpassten Chancen, Innovationen und Investitionen.

3 Regionale Großhandelspreise

Ansatz. Die drei im vorherigen Abschnitt skizzierten Probleme entstehen, weil der Großhandelspreis deutschlandweit einheitlich ist. Sie lassen sich dadurch lösen, dass der Großhandelsmarkt räumlich granularer ausgestaltet wird, also regionale oder lokale Preise eingeführt werden (Abbildung 4).

Regionale Preise. Bei regionalen Preisen oder „kleinen Preiszonen“ funktioniert der börsliche Strommarkt genau wie heute, nur dass Deutschland nicht aus einer einzigen, sondern z. B. aus drei bis sieben Preiszonen besteht. Diese sind untereinander im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung miteinander verbunden, die den zonenübergreifenden Stromhandel organisiert, und zwar auf Termin-, Day-Ahead-, Intraday- und Regelleistungsmärkten. Technisch gesehen ist eine Preiszonenteilung eine überschaubare Reform, weil die heutigen Mechanismen der Preisbildung und Marktkopplung alle weiter genutzt werden können. Verschiedene europäische Länder haben in den letzten Jahren ihre Preiszonen geteilt, darunter Schweden, Norwegen, Italien – und auch Deutschland mit der Abspaltung Österreichs aus der gemeinsamen Preiszone.

Lokale Preise. Bei lokalen Preisen oder „Nodal Pricing“ kann sich ein eigener Preis in jedem Netzknoten des Übertragungsnetz bilden, also für jedes Umspannwerk. Damit wären rund 300 unterschiedliche Preise in Deutschland möglich. Nodale Märkte sind unter dem Begriff „Locational Marginal Pricing“ seit rund 15 Jahren in den meisten US-amerikanischen Strommärkten fest etabliert. Auch bei lokalen Preisen geht es um das Übertragungsnetz – räumlich differenzierte Strompreise innerhalb von Verteilnetzen erscheinen auf absehbare Zeit unrealistisch.



Abbildung 4: Bei einem zonalen Preis ist der Strompreis überall in Deutschland gleich hoch, der Markt ist dadurch „blind“ für Netzengpässe (links). Nach einer Gebotszonenteilung würden etwa 2 bis 7 Preiszonen mit regionalen Preisen entstehen (mitte). Bei lokalen Preisen hätte jedes Umspannwerk im Übertragungsnetz einen eigenen Strompreis (rechts). Illustrative Darstellung.

Netzengpässe im Day-ahead Dispatch. Regionale und lokale Großhandelspreise reflektieren Netzengpässe: Vor einem Engpass wäre der Strompreis niedriger, dahinter höher. Daher würden Marktteilnehmer die abgebildeten Netzengpässe bereits in ihren Dispatch-Entscheidungen berücksichtigen. In einer Starkwind-Situation lägen die Preise in Norddeutschland somit unter denen in Süddeutschland. Regionale Preise würden die Fehler der einheitlichen Gebotszone vermeiden. Das Pumpspeicherwerk im Schwarzwald würde Strom erzeugen, anstatt zu verbrauchen. Anstatt des Solarparks in Franken würde ein Windpark im Norden abregeln. Das Elektroauto in München würde das Laden auf einen späteren Zeitpunkt verschieben, an dem das Netz engpassfrei ist. Der Export nach Österreich würde sich zu einem Import umkehren.

Kurzfristiger Handel. Die regionalen Preisunterschiede würden nicht nur im Day-Ahead Markt auftreten. Auch im Intraday-Handel, bei der Ausgleichsenergie und der Regelenergie würden sich bei Netzengpässen jeweils unterschiedliche Preise pro Preiszone ergeben. Daher würde auch der kurzfristige Flexibilitätseinsatz Netzengpässe berücksichtigen. Wenn beispielsweise kurzfristig unerwartet mehr Windstrom im Norden erzeugt werden kann, wird nur der dortige Intraday-Preis einbrechen, so dass anstatt der Batterie im Süden eine Batterie im Norden einspringt, um die Mehrerzeugung zu absorbieren.

Netzausbaubedarf. Der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz wird mit räumlich differenzierten Großhandelspreisen sinken, weil flexible Verbraucher, Speicher und der Außenhandel weniger innerdeutsche Netzengpässe verursachen. Möglicherweise helfen regionale Großhandelspreise auch bei der netzdienlichen regionalen Steuerung von Investitionen: so haben Verbraucher einen Anreiz, sich in Regionen mit eher niedrigen Preisen anzusiedeln und Erzeuger in Regionen mit höheren Preisen. Allerdings spielen bei der Standortwahl in den meisten Fällen andere Faktoren eine größere Rolle, wie beispielsweise die Verfügbarkeit von Flächen, qualifizierten Arbeitskräften oder dem Wind oder Einstrahlungs-Potenzial. Jedoch wird auch mit räumlich differenzierten Großhandelspreisen ein weiterer Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig sein, denn die räumliche Verteilung der Erzeugung und deren über die Zeit schwankendes geographisches Potenzial wird weiter zunehmen.

4 Auswirkungen auf Verbraucher und Erzeuger

Effekt auf Großhandelspreise. Die Einführung regionaler oder lokaler Großhandelspreise hat finanzielle Auswirkungen auf alle Marktteilnehmer. In manchen Gegenden würden die Börsenpreise im Vergleich zu heutigen Preisen fallen, in anderen steigen. Die Preisunterschiede wären in einzelnen Viertelstunden mit starken Netzengpässen sehr hoch, aber in den vielen Stunden ohne nennenswerte Netzengpässe gering oder null. Während in windigen Zeiten die Preise in Nord- und Ostdeutschland sinken würden, wären sie in sonnigen Stunden in Süddeutschland ggf. niedriger als im Norden.

Verteilungseffekte. Im Jahresmittel würden die Strompreise in Norddeutschland tendenziell etwas sinken und in Süddeutschland leicht ansteigen. Davon profitieren tendenziell Verbraucher in Norddeutschland und Erzeuger in Süddeutschland, wohingegen Verbraucher im Süden und Erzeuger im Norden eher verlieren. Gleichzeitig sinken die Kosten des Netzbetriebs, wovon alle Netzentgelt-zahlende Verbraucher profitieren.

Größenordnung. Für regionale Großhandelspreise zeigen Modellierungs-Studien einen sehr geringen Anstieg des mittleren Großhandelspreises in Süddeutschland. Der mittlere Strompreis in Bayern würde bei einer Zonenteilung um weniger als 5 €/MWh gegenüber der einheitlichen Gebotszone ansteigen (Tabelle 1). Bei Privathaushalten entspricht dies einem Anstieg des Strompreises von weniger als 2 %. Der Anstieg ist gering im Vergleich zu den heute bestehenden regionalen Unterschieden bei den Netzentgelten, die teilweise mehr als 30 €/MWh betragen. Agora Energiewende schätzt, dass die Großhandelspreise in Süddeutschland 2023 bei lokalen Preisen um maximal 7 EUR/MWh ansteigen würden ([Agora Energiewende 2024](#)).

Tabelle 1: Die Großhandelspreise würden in Bayern im Falle einer Gebotszonenteilung ansteigen. Laut aktuellen Modellierungen fiele dieser Anstieg im Vergleich zur Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone jedoch gering aus.

	Anzahl der Preiszonen	Preisanstieg in Bayern 2030
Ariadne (2023)	2	+ 5 €/MWh
	3	+ 3 €/MWh
Frontier (2024)	2	+ 2,9 €/MWh
	4	+ 3,3 €/MWh
EWI / Thema (2023)	2	+ 4 €/MWh

4.1 AUSWIRKUNGEN AUF VERBRAUCHER

Endkundenpreise. Die Endkundenpreise für Strom setzen sich aus Beschaffungskosten (Großhandelspreisen), Netzentgelten, Steuern und Umlagen zusammen. Für Haushalte machen die Beschaffungskosten grob 40 % der Gesamtkosten aus, die Netzentgelte rund 30% und Steuern und Umlagen ebenfalls rund 30 %. Die regional unterschiedlichen Effekte auf Großhandelspreise hätten daher bereits dadurch nur einen begrenzten Effekt auf die Gesamtrechnung von privaten Verbrauchern. Bei industriellen Verbrauchern, die in der Regel weniger bis kaum Netzentgelte zahlen, hätte eine Veränderung der Großhandelspreise hingegen einen größeren Einfluss auf die Gesamtstromkosten.

Netzentgelte. Die Einführung von regional differenzierten Großhandelspreisen würde die von Verbrauchern gezahlten Netzentgelte senken. Dafür gibt es zwei Ursachen:

- geringere Redispatch-Kosten
- zusätzliche Engpassrenten

Weniger Redispatch-Kosten. Weil Netzengpässe zwischen Preiszonen bereits im Anlagen-Dispatch berücksichtigt werden, ist für diese kein Redispatch mehr notwendig. Darüber hinaus gäbe es erhebliche Effizienzgewinne, weil Speicher und andere flexible Assets Netzengpässe im Übertragungsnetz in ihrem Betrieb berücksichtigen, während ihr aus Netzsicht falscher Betrieb im aktuellen System nicht einmal durch einen Redispatch dieser Marktteilnehmer kompensiert werden kann. Dadurch kann das Netz besser ausgelastet werden, es sinken die Kosten für Redispatch und damit die Netzentgelte.

Engpassrenten. An den deutschen Außengrenzen fallen Engpassrenten ein: weil über die Interkonnektoren Strom von einer günstigen Preiszone in eine teure Preiszone geleitet wird, entsteht ein Mehrwert. Dieser ergibt sich aus der Höhe der Preisdifferenz und der übertragenen Strommenge. Die Engpassrenten werden zwischen den jeweiligen Netzbetreibern aufgeteilt. Sie tragen somit zur Finanzierung der Netzkosten bei und senken somit die Netzentgelte. Bei einer Einführung von räumlich differenzierten Großhandelspreisen würden Engpassrenten auch innerhalb von Deutschland anfallen. Diese kämen dann ausschließlich den deutschen Netzbetreibern zugute und könnten genutzt werden, um die Netzentgelte für alle Verbraucher zu senken. Alternativ könnten diese Erlöse auch zur zielgerichteten Entlastung von sensiblen Stromverbrauchern verwendet werden, etwa energieintensive Industrie im internationalen Wettbewerb.

Quantitative Abschätzung. Bei einer Teilung der deutschen Gebotszone in 4 bis 5 Zonen dürfte die innerdeutsche Engpassrente in der Größenordnung von rund 2 Mrd. Euro pro Jahr liegen. Addiert man dazu sinkende Redispatch-Kosten von 1 Mrd. Euro, ergäbe sich eine Reduktion der Netzentgelte in der Größenordnung von 6 €/MWh für den gesamten deutschen Stromverbrauch. Bei der Einführung lokaler Preise würden die Netzentgelte noch stärker absinken.

Verteilungseffekte. Während alle Haushalte von reduzierten Netzentgelten profitieren, sind die Auswirkungen über die Großhandelspreise je nach Region unterschiedlich. Es ist jedoch zu erwarten, dass der Netto-Effekt aus veränderten Großhandelspreisen und reduzierten Netzentgelten für die meisten Haushalte positiv ist, also nur in wenigen Ausnahmefällen höhere

Stromkosten anfallen. Diejenigen Verbraucher, die heute schon kaum Netzentgelte zahlen – etwa die im Rahmen von §19(2) StromNEV weitgehend befreite Schwerindustrie – profitiert hingegen kaum von sinkenden Entgelten und wäre daher ohne zusätzliche Kompensation schlechter gestellt als im Status Quo.

Gleichwertige Lebensverhältnisse. Manchmal wird in der öffentlichen Diskussion grundsätzlich argumentiert, dass der Strompreis deutschlandweit der gleiche sein sollte, manchmal mit Bezug auf Art. 72 des Grundgesetzes. Dieses Argument übersieht, dass die Endkundenpreise für Verbraucher seit Jahren und Jahrzehnten regional große Unterschiede aufweisen, weil die Verteilnetzentgelte unterschiedlich sind. Für Haushalte gibt es also in Deutschland sozusagen bereits 900 Preiszonen. Die regionalen Unterschiede betragen hier teilweise 10 ct/kWh und mehr, liegen also eine Größenordnung über den erwarteten Preiseffekten regionaler Großhandelspreise.

Regionale Unterschiede bei Endkundenpreisen für Haushalte 2025

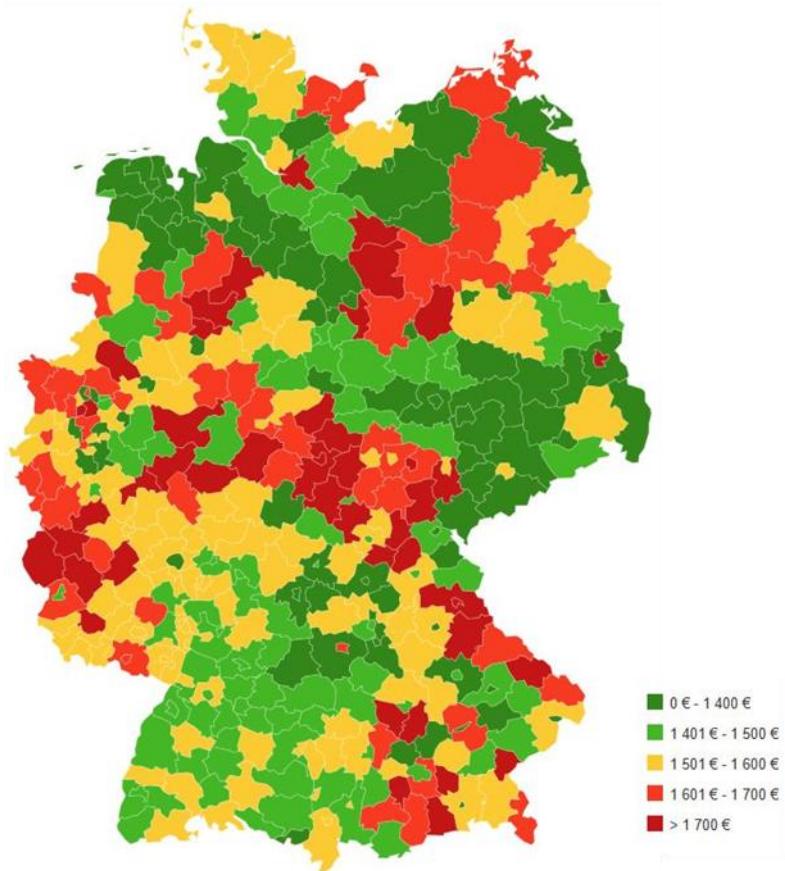


Abbildung 5: Quelle Stromauskunft.de

4.2 AUSWIRKUNGEN AUF ERZEUGER

Verteilungseffekte. Die Aufteilung der einheitlichen Gebotszone hätte auch Auswirkungen auf Erzeuger. Insbesondere Erzeugern in Norddeutschland drohen geringere Markterlöse, während Erzeuger in Süddeutschland tendenziell von höheren Marktpreisen profitieren dürften. Beispielsweise müssten Windkraftanlagen in Norddeutschland Einbußen bei den Erlösen ihrer Stromvermarktung befürchten: da ihr Erzeugungsprofil stark mit den Engpässen im Übertragungsnetz korreliert ist, wäre der von ihnen generierte Strom am Großhandelsmarkt weniger wert. Im Falle von zukünftigen Süd-Nord-Engpässen in den Mittagsstunden, die durch den PV-Zubau in Süddeutschland verursacht werden, müssten auch PV-Anlagen in Süddeutschland von räumlich differenzierten Großhandelspreisen finanzielle Einbußen hinnehmen.

Nicht betroffene Akteure. Viele Erzeuger sind jedoch von diesen Verteilungseffekten isoliert. So ist beispielsweise der überwiegende Teil der Windanlagen in Deutschland direktvermarktet. Diese Anlagen müssten bei geeigneter Ausgestaltung der Marktprämie keine finanziellen Einbußen durch regionale Großhandelspreise befürchten, da Mindereinnahmen am Strommarkt durch eine höhere Marktprämie ausgeglichen würden. Die Marktprämie errechnet sich aus der Differenz zwischen dem anlagenspezifischen „anzulegenden Wert“ und dem Monatsmarktwert der jeweiligen Technologie. Wenn der Monatsmarktwert in jeder Preisregion in Zukunft auf Basis der jeweiligen regionalen Großhandelspreise berechnet würde, gleicht die Marktprämie Änderungen im Großhandelspreis komplett aus. Gleiches gilt auch für Contracts-for-difference (CfDs), solange der zugrunde liegende Referenzpreis, der für die jeweilige Anlage gültige Großhandelspreis ist. Auch alle kleineren und älteren Windanlagen wären von den Verteilungseffekten regionaler Großhandelspreise isoliert, da sie eine feste Einspeise-Vergütung erhalten.

4.3 KOMPENSATION VON VERLIERERN

Kompensation. Neben den vielen Gewinnern der Einführung räumlich differenzierter Großhandelspreise wird es auch Verlierer einer solchen Reform geben. Grundsätzlich sind finanzielle Handlungsspielräume zu deren Kompensation vorhanden, wegen der neu anfallenden innerdeutschen Engpassrenten und Effizienzgewinnen. Wie diese Handlungsspielräume genutzt werden, ist vor allem eine politische Frage. Ein Spannungsfeld besteht zwischen der Entlastung von Verbrauchern, insbesondere durch eine Reduktion der Netzentgelte, und der Kompensation von Erzeugern, denen durch die Reform geringere Einnahmen drohen. Letzteres wäre insbesondere wichtig, um das Vertrauen in sichere Rahmenbedingungen für Investitionen zu erhalten.

4.4 AUSWIRKUNGEN AUF DEN TERMINHANDEL

Status Quo. Neben diesen Verteilungseffekten mit Gewinnern und Verlieren wird als weitere Herausforderung für Erzeuger die Auswirkungen auf den Terminhandel genannt. Für Stromerzeuger ist es wichtig, einen Teil ihrer zukünftigen Erzeugung bereits frühzeitig zu vermarkten, insbesondere wenn ihre Kosten vor allem zum Zeitpunkt der Anlagenerrichtung anfallen, wie bei erneuerbaren Energien. Durch die langfristige Stromvermarktung können Erzeuger ihre finanziellen Risiken reduzieren, was die Kreditaufnahme erleichtert. Aktuell konzentriert sich der Terminhandel für Strom auf die deutsche Gebotszone, vor allem, weil diese viel größer ist als alle anderen Gebotszonen in Europa. Wegen der hohen Liquidität tätigen Marktakteure aus ganz Mitteleuropa den Großteil der Terminmarktgeschäfte in Deutschland. Von dem Status Quo profitieren insbesondere deutsche Marktteilnehmer, die einen hoch liquiden Langfristmarkt vorfinden und, im Gegensatz zu ausländischen Akteuren, kein Risiko von Preisdifferenzen zum heimischen Markt haben.

Befürchtung. Eine Aufteilung der deutschen Gebotszone könnte die Konzentration des europäischen Terminhandels in Deutschland aufbrechen, weil es nicht mehr die eine große Preiszone gibt, in der sich die Handelstätigkeit konzentriert. Dies ist jedoch alles andere als sicher, so konzentriert sich der Handel von Erdgas in Europa aus historischen Gründen im kleinen niederländischen Markt, ein großes Marktgebiet ist somit nicht zwingend erforderlich, um die Handelstätigkeiten zu bündeln. Sollte sich der Terminmarkt stärker verteilen, würde die Liquidität in Deutschland stark abnehmen. Dann würde es insbesondere für deutsche Marktteilnehmer schwieriger werden, für langfristige Handelsgeschäfte einen Gegenpart zu finden. Dies würde die Kosten des Risikomanagements von Unternehmen erhöhen und somit zu volkswirtschaftlichen Kosten führen.

Lösungsansatz: Virtuelle Trading Hubs. Virtuelle Trading Hubs sind ein denkbarer Ansatz, um einen liquiden Langfristhandel auch ohne einheitliche deutsche Gebotszone zu erleichtern. Ein virtueller Trading Hub ist kein physischer Marktort, sondern ein Preisindex. Diese kann als Grundlage für rein finanzielle Terminprodukte wie Forwards, Futures oder Spreads dienen. Der zugrundeliegende Preisindex könnte im Settlement als gewichteter Durchschnitt mehrerer zonaler Spotpreise oder Knotenpreisen definiert werden. Für viele kleine Zonen könnte ein gut definierter regionaler Hub besser mit inländischen Forward-Preisen korrelieren als der deutsche Zonenpreis heute; für Deutschland selbst würde die Hedging-Qualität hingegen tendenziell sinken.

5 Alternativen zu regionalen Großhandelspreisen

Die Einführung regionaler oder lokaler Großhandelspreise ist aus energiewirtschaftlicher Sicht sinnvoll, darin ist sich die Wissenschaft weitgehend einig. Jedoch gibt es große politische Bedenken gegen eine solche Reform. Daher diskutieren wir in diesem Abschnitt Alternativen. Dazu zählen insbesondere regionalisierte Netzentgelte und lokale Flexibilitätsmärkte.

5.1 RÄUMLICH UND ZEITLICH DIFFERENZIERTE NETZENTGELTE

Idee. Heute werden Netzentgelte für das Netzgebiet jedes Verteilnetzbetreibers separat berechnet. Innerhalb eines Verteilnetzgebiets unterscheiden sich die Netzentgelte jedoch in der Regel nicht. Im Übertragungsnetz gilt ein einheitliches Netzentgelt für ganz Deutschland. Die Idee von zeitlich und räumlich differenzierten Netzentgelten ist eine Anpassung der Entgelte an Netzengpässe. Netzentgelte für Stromverbraucher wären also in den Regionen und zu den Zeitpunkten niedrig, wo und wann Strom nicht vollständig abtransportiert werden kann. Umgekehrt wären sie dort hoch, wo Strom aufgrund von Netzengpässen nur begrenzt zur Verfügung gestellt werden kann. Verbraucher bekommen somit einen Anreiz, ihre Stromnachfrage der Netzauslastung anzupassen.

Verteil- vs. Übertragungsnetz. Regionale und lokale Großhandelspreise wirken immer nur auf der Ebene des Übertragungsnetzes. Selbst bei der Einführung von Nodal Pricing verbleiben also Engpässe im Verteilnetz für den Markt unsichtbar. Innerhalb des Verteilnetzes sind also dynamische Netzentgelte keine Alternative zu einer Preiszonenteilung, sondern eine ergänzende Maßnahme. Angesichts des politischen Wunsches nach einer einheitlichen Preiszone werden jedoch auch dynamische Entgelte *auf Übertragungsnetzebene* vorgeschlagen (Neon 2025, BNetzA 2025).

Nachteile. Das Konzept zeitvariabler Netzentgelte im Übertragungsnetz hat zwei große Nachteile gegenüber regionalen Großhandelspreisen: sie wirken nur auf Verbraucher und sie sind kurzfristig starr.

Nur Verbraucher. Netzentgelte betreffen aktuell nur Verbraucher. So bieten regionalisierte Netzentgelte zwar einen Anreiz für das netzdienliche Verhalten von Stromverbrauchern, wirken aber nicht auf:

- Speicher (die aktuell befreit sind)
- Zukünftige Elektrolyse (die ebenfalls befreit ist)
- Stromintensive Industrie (die ebenfalls weitgehend befreit ist)
- Erzeuger (die in Deutschland keine Netzentgelte zahlen)
- Importe und Exporte (auf die ebenfalls keine Netzentgelte anfallen)

Netzentgelte wirken also nur auf einen kleinen Teil des Strommarkts. Die Einführung von Netzentgelten für Erzeuger und Speicher wird zwar gerade diskutiert, Importe und Exporte werden jedoch auch auf Dauer von Netzentgelten nicht betroffen sein.

Kurzfristig starr. Die zweite Einschränkung von differenzierten Netzentgelten ist, dass sie zu einem Zeitpunkt festgelegt werden müssen und anschließend nicht mehr verändert werden. Dies bedarf einer Prognose von Lastflüssen und ist immer mit Fehlern behaftet, vor allem aber macht dies eine Reaktion auf kurzfristige Ereignisse unmöglich. Zwar können regionale Netzentgelte absehbare Netzengpässe tendenziell entlasten, jedoch würden kurzfristige Marktänderungen (Wetter) weiterhin zu kurzfristigen Entscheidungen (Abregelung, Speicher) führen, die kurzfristig Lastflüsse ändern, auf die Netzbetreiber in der Kürze der Zeit nicht mehr mit Redispatch reagieren können. Mit anderen Worten: das Problem der kurzfristigen Netzengpässe (Abschnitt 2.3) lösen regionale Netzentgelte nicht.

„Third best“. Die Einführung zeitvariabler Netzentgelte für die unteren Netzebenen ist grundsätzlich sinnvoll, insbesondere weil dort die Einführung regionaler Großhandelspreise nicht realistisch erscheint. Zur Behebung von Netzengpässen im Übertragungsnetz sind zeitlich differenzierte Netzentgelte räumlich differenzierten Großhandelspreisen aus den oben genannten Gründen deutlich unterlegen. Dies sieht auch das aktuelle Sektorgutachten der Monopolkommission so: es hält räumlich und zeitlich differenzierte Netzentgelte als drittbeste Option nach lokalen Strompreisen („First-Best“) und einer Preiszonenteilung („Second-Best“) – allerdings immer noch besser als der Status Quo (Monopolkommission 2025).

5.2 MARKTBASIERTER REDISPATCH

Europäische Regulierung. Die Europäischen Kommission plant im ersten Quartal 2026 einen Network Code Demand Response zu veröffentlichen. Dieser sieht vor, dass Netzbetreiber Redispatch wettbewerblich beschaffen müssen. Markakteure sind dabei nicht mehr zur Teilnahme am Redispatch verpflichtet – wie derzeit in Deutschland üblich – sondern können freiwillig Redispatch-Leistung anbieten. Deren Vergütung erfolgt auf Basis der abgegebenen Gebote, anstatt auf Basis von Kostenschätzungen. Ziel von lokalen Flexibilitätsmärkten ist insbesondere die Nutzung von Speichern und flexiblen Lasten im Redispatch.

Probleme. Allerdings entstehen beim marktbasierten Redispatch Anreize für Markakteure ihr Verhalten am Spotmarkt zu verändern: das sogenannte Inc-Dec Gaming. Dabei nutzen rational handelnde Akteure Preisdifferenzen zwischen dem lokalen Flexibilitätsmarkt und dem nationalen Großhandelsmarkt aus. Zum Beispiel würde ein Verbraucher in einem Überschussgebiet bei absehbarem Netzengpass nicht am Großhandelsmarkt Strom einkaufen, sondern im lokalen Flexibilitätsmarkt zu dann sehr viel niedrigeren Preisen. Durch die Kauf-Zurückhaltung verstärkt der Verbraucher allerdings den Netzengpass, weil dadurch der regionale Stromüberschuss ja nochmals verstärkt wird. Ein Flexibilitätsmarkt setzt also systematische Anreize, das Engpass-Problem zu verstärken, das er ja eigentlich lösen soll. Im schlimmsten Fall löst der Flexibilitätsmarkt also nur die Probleme, die er selbst geschafft hat – und kostet dabei Geld. Im Rahmen von wissenschaftlichen Untersuchungen und Pilotprojekten wird aktuell untersucht, ob eine langfristige Kontrahierung von Leistung für den Redispatch die fehlgeleiteten

Anreize ausreichend adressieren kann, um Flexibilitätsmärkte sinnvoll zu nutzen (DataFlex 2025). Der Fehlanreiz, der sich aus der unterschiedlichen geographischen Granularität der parallelen Märkte ergibt, bleibt jedoch ein fundamentales Problem. Genau dieses Problem vermeiden regionale oder lokale Großhandelsmärkte.

6 Fazit

Die öffentliche Debatte um eine Preiszonenteilung wird oft auf die Frage von Gewinnern und Verlierern reduziert. Dabei sind diese Verteilungseffekte eher gering und es gibt sinnvolle und leicht finanzierte Kompensationsmechanismen. Dabei wird oft übersehen, dass der Status Quo zunehmend problematisch ist. Die wesentlichen Kosten der einheitlichen Preiszone liegen dabei noch nicht einmal in steigenden Redispatch-Kosten, sondern vor allem in wachsenden Systemrisiken und verpassten Innovations- und Investitionschancen. Als Kollateralschaden der einheitlichen Preiszone droht daher eine Beschränkung des kurzfristigen Stromhandels, was hohe Kosten und Systemrisiken verursachen würde. Alternativen zur Preiszonenteilung, wie zeitvariable regionalisierte Netzentgelte im Übertragungsnetz, sind besser als gar keine lokalen Anreize, adressieren aber nur einen Teil der Probleme und sind regionalen oder lokalen Preisen in Bezug auf volkswirtschaftliche Effizienz und operative Systemsicherheit deutlich unterlegen. Ohne regionale Großhandelspreise erscheint uns eine weitgehende Flexibilisierung von Verbrauch und der Ausbau von Großspeichern nicht mit einem sicheren Netzbetrieb vereinbar. Und ohne flexiblen Verbrauch und Speicher wird die Stromversorgung deutlich teurer.