

KURZSTUDIE

# Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich

Abschlussbericht

Finale Version vom 31. Juli 2018

**Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**

Christoph Maurer und Christian Zimmer, Consentec GmbH

Lion Hirth, Neon Neue Energieökonomik GmbH

**consentec**

**neon** neue  
energieökonomik

Die nachfolgenden Betrachtungen und Bewertungen basieren zum einen auf Analysen und Einschätzungen der Autoren dieses Berichts und zum anderen auf den Diskussionen bei insgesamt drei Workshops, die im ersten Quartal 2017 im Bundeswirtschaftsministerium mit den folgenden externen Experten durchgeführt wurden (teilweise nur bei einzelnen Terminen anwesend):

- Karsten Neuhoff, DIW (Vortrag)
- Marco Nicolosi, Connect Energy Economics (Vortrag)
- Jens Perner, Frontier Economics (Vortrag)
- Mark Rothleder, California ISO (Vortrag)
- Michael Hogan, RAP (Vortrag)
- Christian Nabe, Ecofys
- Felix Matthes, Öko-Institut
- Frank Peter, Prognos
- Thorsten Lenck, Agora Energiewende
- Tim Felling, Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft
- Andreas Jahn, RAP

Die Autoren möchten an dieser Stelle den Experten für die offenen und engagierten Diskussionen danken. Der Bericht wurde außerdem von Karsten Neuhoff, Marco Nicolosi und Christian Nabe begutachtet.

Der Koalitionsvertrag von CDU, SPD und CSU vom 14. März 2018 bekräftigt ausdrücklich, dass die Bundesregierung am Ziel der einheitlichen Stromgebotzone in Deutschland festhält.

# Inhaltsverzeichnis

---

<b>1. Hintergrund und Fragestellung .....</b>	<b>4</b>
<b>2. Grundsätzliche Optionen für lokale Preise .....</b>	<b>6</b>
2.1. Nodale vs. zonale Preise: Funktionsweise .....	7
2.2. Lokal differenzierte Investitionsanreize: Kurzübersicht.....	9
<b>3. Vorgehen und Bewertungskriterien .....</b>	<b>11</b>
3.1. Prototypen .....	11
3.2. Bewertungskriterien.....	13
<b>4. Bewertung von zonalen und nodalen Preissystemen .....</b>	<b>14</b>
4.1. Übersicht .....	15
4.2. Statische Effizienz und Marktmacht .....	22
4.3. Dynamische Effizienz und lokale Investitionsanreize .....	26
4.4. Operative Systemsicherheit .....	29
<b>5. Abschließend: Anmerkungen zur Vereinbarkeit von EE-Integration und -Förderung.....</b>	<b>30</b>
<b>Kommentar von Prof. Karsten Neuhoff .....</b>	<b>32</b>

# 1. Hintergrund und Fragestellung

---

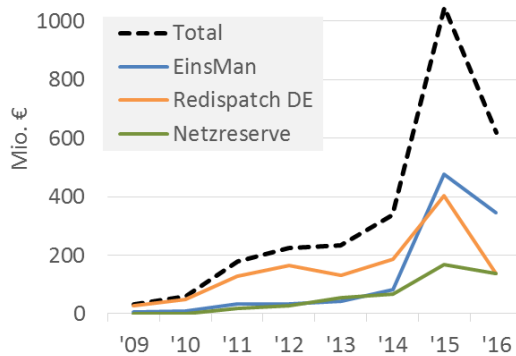
**Netz und Markt.** Dieser Bericht beschäftigt sich mit der Interaktion zwischen Übertragungsnetz und Strommarkt. Konkret werden zwei grundlegende Marktdesign-Optionen diskutiert, die auf verschiedene Weise die beschränkte Übertragungskapazität des Netzes auf dem Strommarkt abbilden: sogenannte zonale und nodale Preise.

**Leitbild des EOM 2.0.** Das deutsche Stromsystem des Energy-only Markets 2.0 basiert auf dem „Leitbild“ von großen Gebotszonen, die räumliche Ausgleichseffekte von variablen erneuerbaren Energien ermöglichen und liquide Großhandelsmärkte schaffen. Netze müssen in diesem Leitbild so weit ausgebaut werden, dass sie diesen Stromhandel in volkswirtschaftlich optimalem Umfang ermöglichen. Verbleibende (kleinere) Netzengpässe werden kurativ<sup>1</sup> durch Redispatch und Einspeisemanagement (EinsMan) gelöst, welche durch kostenbasierte Erstattung Marktakteuren weder Vor- noch Nachteile verschaffen sollen. Dadurch werden strategische Anreize auf dem Großhandelsmarkt vermieden.

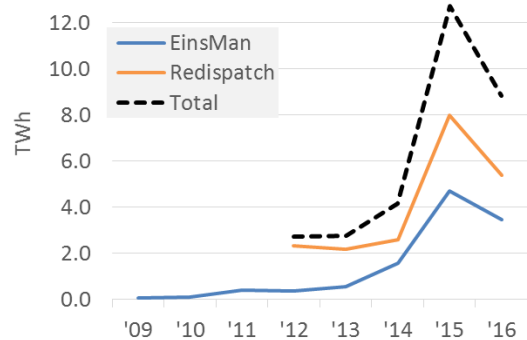
**Aktuelle Situation.** Nach den vorliegenden Zahlen aus Berichten und Daten von Bundesnetzagentur und ÜNB haben sich das Volumen von Redispatch und EinsMan sowie die dadurch ausgelösten Entschädigungszahlungen zwischen 2009 und 2015 um ein Vielfaches erhöht. Die Entschädigungszahlungen beliefen sich im Jahre 2015 inklusive Kosten der Netzreserve auf gut 1 Mrd. €. Nach den vorläufigen Zahlen für das dritte Quartal 2016 sind Kosten und Volumen im vergangenen Jahr allerdings wieder deutlich gesunken. Eine Auswertung der bisher vorliegenden Zahlen für das Jahr 2017 durch den BDEW scheint jedoch nahezu legen, dass dies keine Trendumkehr bedeutet: im Januar 2017 wurde ein neuer Monats-Rekord beim Redispatch-Abruf aufgestellt. Die Entschädigungszahlungen im Rahmen von Redispatch und EinsMan sind allerdings nicht gleichzusetzen mit volkswirtschaftlichen Kosten und deuten nicht notwendigerweise auf einen ineffizienten Kraftwerkseinsatz hin (siehe Abschnitt 4.2).

---

<sup>1</sup> Wir verwenden die in der Literatur etablierten Begriffe „kurativ“ und „präventiv“ zur Beschreibung alternativer Verfahren zum Engpassmanagement als Kurzformen für „kurativ-kostenbasiert“ und „präventiv-anreizbasiert“.



Entschädigungszahlungen für EinsMan und Redispatch. Datenquelle: BNetzA Monitoringberichte, Sicherheitsberichte. 2016 extrapoliert auf Basis von Q1-Q3.



Volumen von EinsMan und Redispatch (nur Herunterregelung). Datenquelle: BNetzA Monitoringberichte, Sicherheitsberichte. 2016 extrapoliert auf Basis von Q1-Q3.

**Kommende Jahre.** Bis 2025 ist tendenziell mit einer Verschärfung der Netzengpasssituation in Deutschland zu rechnen. Zwar sind im Netzentwicklungsplan eine ganze Reihe von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen vorgesehen, doch dürften der weitere Ausbau von Windenergie am Land und vor der Küste, die Abschaltung der verbliebenen Kernkraftwerke und der internationale Handel von Strom Netzengpässe eher verschärfen. Die Inbetriebnahme der fünf geplanten Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen, die in Summe 8 GW Übertragungskapazität von Norddeutschland nach Süddeutschland bereitstellen, dürfte die Situation deutlich entspannen. Im aktuellen Entwurf der NEP 2030 wird die Inbetriebnahme dieser Leitungen mit 2025 angegeben (ein Teilstück bereits 2021).

**Zonal versus nodal.** Neben dem in der EU geltenden „zonalen“ System gibt es mit dem System „nodaler“ Preise eine alternative Art, räumlich differenzierte Preise auf dem Großhandelsmarkt für Strom darzustellen. In einem zonalen Preissystem<sup>2</sup> gilt der gleiche Strompreis für eine gesamte Gebotszone, in nodalen Preissystemen kann für jeden Einspeise- oder Entnahmepunkt („Netzknoten“) ein individueller Preis gelten. Nodale Preissysteme sind eine Form des präventiven Engpassmanagements, bei dem die Restriktionen des Netzes bei der Kraftwerkseinsatzentscheidung bereits berücksichtigt werden. Es tritt somit an die Stelle des kurativen Engpassmanagements im zonalen System, bei dem Engpässe innerhalb von Gebotszonen, wie oben beschrieben, in einem zweiten Schritt nach der Preisbildung des zonalen Spotmarkts behoben werden.

**Ziel des Berichts.** Ziel dieses Berichts ist die Bewertung von Nodal Pricing anhand eines Kriterienkataloges vor dem Hintergrund des aktuellen wissenschaftlichen Verständnisses. Nodal Pricing soll dabei in seinen Vor- und Nachteilen zonalen Preisen gegenübergestellt werden. Sowohl zonale wie auch nodale Preise werden dabei als konzeptionelle Preisregimes betrachtet und nicht anhand eines konkreten Länderbeispiels untersucht. (Das abschließende Kapitel 5

<sup>2</sup> „Preissystem“ und „Preisregime“ werden hier synonym verwendet und beziehen sich auf die räumliche Auflösung von Großhandelspreisen, also zonale vs. nodale Preise.

gibt jedoch einige Anmerkungen in Bezug auf die Situation in Deutschland.) Es ist explizites Ziel des Berichts, den aktuellen Stand der Wissenschaft darzustellen, unterschiedliche Meinungen und Gewichtungen von Kriterien herauszustellen und die Bandbreite der Diskussion auf den drei zugrundeliegenden Workshops wiederzugeben.

**Keine Ziele des Berichts.** Es ist *nicht* Ziel dieses Berichts, einen Konsens unter den beteiligten Experten zu finden. Ebenso wenig ist Ziel des Berichts, konkrete Empfehlungen zur Weiterentwicklung des deutschen Strommarktdesigns und Engpassmanagementsystems wie beispielsweise Preiszonen-Neuzuschneide oder die Einführung von Redispatch-Märkten zu entwickeln. Schließlich ist es ebenfalls kein Ziel des Berichts, aktuelle politische Vorschläge und Diskussionen zu untersuchen oder zu bewerten. Selbstverständlich erhebt der Bericht auch keinen Anspruch auf dauerhafte Gültigkeit, sondern kann nur den heutigen Stand des wissenschaftlichen Verständnisses wiedergeben.

**Dynamische Energiewende.** Die Bewertung von Nodal Pricing erfolgt vor dem Hintergrund der dynamischen Umgestaltung des Strom- und Energiesystems im Rahmen der Energiewende. Der stetige Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere von Wind- und Solarenergie, über die kommenden Jahrzehnte hat zwei fundamentale Implikationen für das Engpassmanagement:

- Auf Grund der räumlichen Verteilung der Potentiale von Solar- und insbesondere Windenergie (tendenziell gute Windressourcen, günstige Pacht, weniger Beeinträchtigung von Anwohnern im Norden und Osten Deutschlands) ist ein konstanter Wandel der räumlichen Struktur der Stromerzeugung zu erwarten. Dies impliziert insbesondere auch einen weiteren Netzausbaubedarf nach 2025. Ein statisch optimales Netz für eine fixe Erzeugungsstruktur ist somit weder realistisch noch wünschenswert.
- Es besteht dauerhaft Innovationsbedarf zur Markt- und Systemintegration von erneuerbaren Energien. Darunter fallen im Besonderen innovative (Aggregatoren)-Modelle zur Flexibilisierung der Nachfrageseite, zum Ausbau von Batterien und anderen Speichern und zur Reduzierung von Must-run durch Flexibilisierung von KWK und Regelleistungserbringung.

Besonderer Augenmerk bei der Beurteilung jedes Engpassmanagementsystems muss auf diesen beiden dynamischen Aspekten liegen.

## 2. Grundsätzliche Optionen für lokale Preise

---

Auf dem Großhandelsmarkt für Strom lassen sich Preise auf verschiedene Art und Weise lokal ausdifferenzieren. Dies kann durch sogenannte zonale und nodale Preise geschehen, deren Funktionsweise im Folgenden erläutert wird. Alternativ oder in Kombination können lokale

Investitionsanreize durch eine Vielzahl von Mechanismen implementiert werden, beispielsweise differenzierte Netzentgelte oder Fördersysteme für erneuerbare Energien. Diese Optionen werden in Abschnitt 2.2 kurz dargestellt.

## 2.1. NODALE VS. ZONALE PREISE: FUNKTIONSWEISE

**Zonale Preise.** „Zonale“ und „nodale“ Preise beziehen sich auf die räumliche Auflösung von Preisen auf dem Großhandelsmarkt für Strom. In zonalen Preissystemen gilt der gleiche Preis für eine gesamte Gebotszone. In Europa verlaufen die Gebotszongrenzen meist entlang von Ländergrenzen. Italien, Dänemark, Norwegen und Schweden sind allerdings in mehrere Gebotszonen gegliedert; Österreich, Luxemburg und Deutschland sind derzeit in einer Gebotszone zusammengefasst.

**Nodale Preise.** In nodalen Preissystemen wird ein individueller Preis für jeden Ein- oder Ausspeisepunkt des Übertragungsnetzes bestimmt. Hierdurch kann der Strompreis die aktuellen Netzrestriktionen mit abbilden (siehe unten „Preisbildung“). Nodale Preise werden auch als „Knotenpreise“ oder „*locational marginal pricing*“ (LMP) bezeichnet. Der Begriff Knotenpreise leitet sich davon ab, dass Ein- und Ausspeisepunkte im Stromnetz auch als „Knoten“ bezeichnet werden; *locational marginal pricing* bezieht sich auf lokal differenzierte Grenzpreisbildung. Nodale Preise werden in mehreren US-amerikanischen Systemen verwendet (Texas, New England, New York, Kalifornien sowie PJM, das 14 Bundesstaaten umfasst) und sind Kernelement des Standard-Marktdesign der Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Außerdem finden sie in Russland, Australien, Neuseeland und Singapur Anwendung. In Texas, einem Stromsystem etwa von der Größe Deutschlands, werden Preise an rund 12.000 einzelnen Knoten ausgewiesen.

**Preisbildung in nodalen Systemen.** Wenn freie Übertragungskapazität zwischen einzelnen Knoten besteht, gleicht sich der Preis in nodalen Systemen auf das gleiche Niveau an – ähnlich wie Preise von Gebotszonen bei ausreichender Interkonnektorkapazität konvergieren. Die Übertragungskapazität zwischen Knoten wird dabei nicht unbedingt nur durch die direkte Verbindungsleitung festgelegt. Freie Übertragungskapazität zwischen Knoten bedeutet vielmehr, dass ein Leistungsaustausch zwischen den Knoten bis zu dem für das Eintreten von Preisgleichheit erforderlichen Umfang möglich ist, ohne die maximale Belastbarkeit auf irgendeiner Übertragungsleitung zu überschreiten.

Steigt die Auslastung der Netze hingegen bis zur Kapazitätsgrenze – wird also so viel transportiert wie das Netz gerade noch aushält – drückt sich diese Knappheit in Preisen aus. Die Strompreise an verschiedenen Knoten unterscheiden sich dann. Die Preise bestimmen sich an jedem einzelnen Knoten als „Grenznutzen für das Gesamtsystem, wenn an diesem Knoten eine MWh zusätzlich eingespeist wird“, unter Berücksichtigung aller Netzrestriktionen. Würde beispielsweise durch eine zusätzliche Einspeisung am Knoten X das Netz entlastet und dadurch an irgendeiner anderer Stelle im Netz ein kostengünstigerer Kraftwerkseinsatz ermöglicht, wäre der Strompreis am Knoten X besonders hoch, um den hohen netzdienlichen Wert der Stromeinspeisung dort abzubilden. Weil Stromflüsse im Netz physikalischen Gesetzen (den sogenannten Kirchhoff'schen Regeln) folgen, sind Knotenpreise in größeren Systemen nur mit Computermodellen zu berechnen. Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft Knotenpreise in

Texas zu einem Zeitpunkt. Im größten Teil des Systems besteht ein einheitlicher Preis von rund 28 USD/MWh, im Westen des Landes liegt der Preis stellenweise um den Faktor fünf höher.

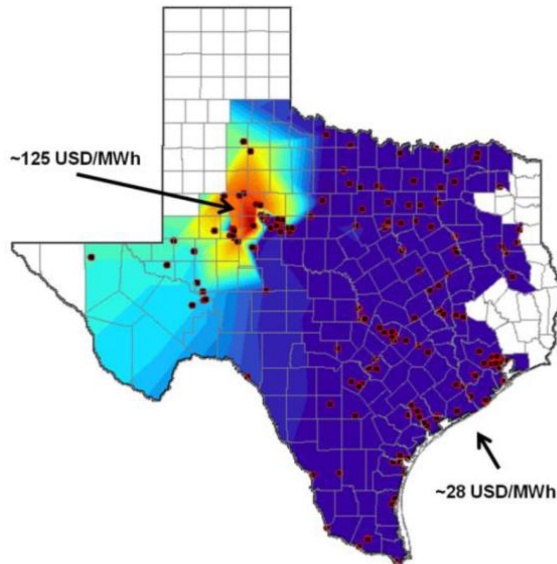


Abbildung 1: Preise in Texas, einem Knotenpreissystem mit ca. 12.000 Netzknoten. Die Farbskala zeigt den aktuellen lokalen Strompreis.

**Engpassmanagement.** Das Engpassmanagement ist in zonalen wie in nodalen Systemen als Abfolge mehrerer Prozesse (sequenzieller Redispatch bzw. sequenzieller Markt) mit jeweils kürzerem Vorlauf vor dem Echtzeitbetrieb strukturiert – z. B. day-ahead, intraday, real-time. Dabei werden sowohl der geplante Kraftwerkseinsatz als auch die Berücksichtigung der Netzengpässe von Stufe zu Stufe auf Basis aktualisierter Informationen verfeinert. Die letzte Stufe ist in beiden Systemen knotenbasiert:

- In zonalen Systemen legen die Kraftwerksbetreiber zunächst ihren Kraftwerkseinsatz fest und informieren den Netzbetreiber über Pläne und deren Änderungen bis zur Gate Closure Zeit. Der Netzbetreiber berechnet die sich daraus ergebenden Stromflüsse und Spannungen. Wenn diese zu Netzüberlastungen führen würden, passt der Netzbetreiber die Kraftwerkseinsatzpläne an und kompensiert Kraftwerksbetreiber für die geschätzten Kosten der Intervention (knotenscharfer Redispatch) an. An Gebotszonengrenzen wird die beschränkte Höhe von Grenzkuppelkapazität dagegen bereits beim Handel und dem daraus folgenden Kraftwerkseinsatz automatisch berücksichtigt, etwa in Form von impliziter Marktkopplung beim Stromhandel an der Börse.
- Beim nodalen System wird die begrenzte Kapazität jeder einzelnen Leitung des Übertragungsnetzes und auch anderer Netzelemente wie Transformatoren bereits bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt. Bei allen aufeinanderfolgender Marktstufen ist der Kraftwerkseinsatz stets kompatibel zu den Netzrestriktionen (im Übertragungsnetz). Daher bedarf es hier keines kurativen Engpassmanagements. Im



Gegensatz zu zonalen Preisen erfolgt das Engpassmanagement also nicht kurativ-kostenbasiert, sondern ausschließlich präventiv-anreizbasiert (durch die nodale Preisbildung). Mit anderen Worten: Die Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes und die Lösung von Netzengpässen sind nicht *zwei* voneinander entkoppelte, sondern *ein* integrierter Schritt. Diese integrierte Optimierung ist mathematisch recht aufwändig und erfordert spezielle Optimierungssoftware, die allerdings von etablierten Anbietern als standardisierte Software angeboten wird.

**Gebote im Handel.** Anbieter und Nachfrager von Strom reichen in nodalen Systemen Angebote für die Erzeugung und Nachfrage an den verschiedenen Netzwerkknoten bei der Auktionsplattform ein, also meist kraftwerksspezifisch. Auf Basis dieser Gebote wird, unter Berücksichtigung aller Netzrestriktionen, von einem Algorithmus der nominell kostenminimale Kraftwerkseinsatz ermittelt. Diese Optimierung erfolgt meist von einem „*Independent System Operator*“ (ISO), der einige der Funktionen bündelt, die in zonalen Systemen von Strombörsen, Netzbetreibern und Kraftwerksbetreibern ausgeführt werden. Die so ermittelten markträumenden Preise berücksichtigen also bereits Netzrestriktionen.

**Zwischenformen.** Nodale Preise sind also ein System, in dem alle Leitungen des Übertragungsnetzes wie Interkonnektoren in einem zonalen *market coupling* behandelt werden. In vielerlei Hinsicht stellen kleine Gebotszonen einen fließenden Übergang zwischen großen Zonen und Knotenpreisen dar.

## 2.2. LOKAL DIFFERENZIERTE INVESTITIONSANREIZE: KURZÜBERSICHT

Lokale Investitionsanreize können durch verschiedene Mechanismen bereitgestellt werden, darunter auch Nodal Pricing. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über einige Mechanismen gegeben. Alle diese Mechanismen funktionieren als Investitionsanreiz nur in dem Maße, in dem sie für Investoren prognostizierbar und glaubwürdig sind (siehe Abschnitt 3.2).

**Lokale Investitionsanreize.** Netzengpässe haben zur Folge, dass der volkswirtschaftliche Wert von Strom nicht an allen Orten derselbe ist. Räumlich differenzierte Anreize können Kraftwerksinvestitionen tendenziell in Regionen lenken, in denen Strom knapper ist und deswegen einen höheren Marktwert besitzt. Umgekehrt werden Investitionen von Stromverbrauchern tendenziell in Regionen mit Stromüberschuss gelenkt, wo der Wert geringer ist. Allerdings sind für Investitionsentscheidungen neben dem Marktwert des Stroms auch weitere Kosten und weitere Kriterien relevant. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, die lokal unterschiedliche Wertigkeit von Strom in Form von Signalen auszudrücken: als Großhandelspreise, auf Redispatch-Märkten, als Netzentgelte, oder als Investitionsförderung, z. B. im Rahmen von EE-Fördersystemen. Die folgende Abbildung gibt eine Übersicht über Ansätze zum Engpassmanagement; Maßnahmen mit Anreizwirkung auf Investitionen sind blau hinterlegt.

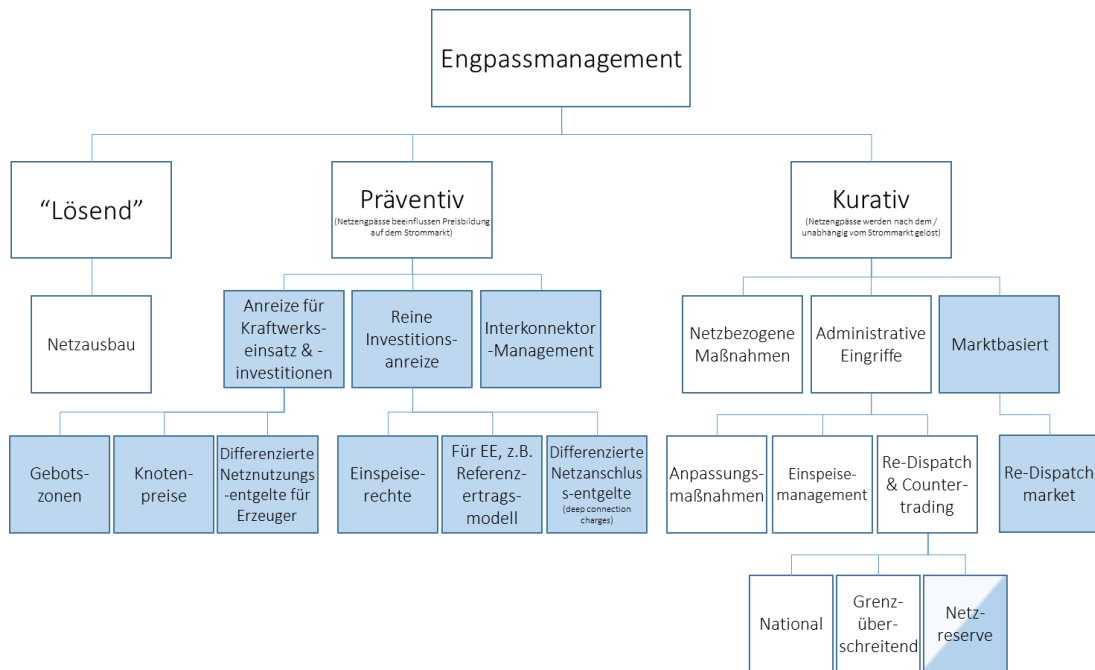


Abbildung 2: Ansätze zum Engpassmanagement (idealisiert, erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, nicht vollständig kompatibel mit der Einordnung im EnWG). Blau: Maßnahmen haben Anreizwirkung auf Investitionen.

**Großhandelspreise.** Preiszonen und Knotenpreise drücken den Wert-Unterschied von Strom in räumlich differenzierten Großhandelspreisen aus. Je kleiner die Zonen, desto feiner die räumliche Differenzierung; am Ende der Skala stehen nodale Preise.

**Redispatch-Märkte.** Einen ähnlichen Effekt wie Knotenpreise haben Redispatch-Märkte. Hierbei wird nach Schließen des Spotmarkts (oder parallel dazu) ein zweiter Markt eröffnet, auf dem die ÜNB Redispatch-Energie einkaufen. Da Anbieter Netzengpässe vermutlich häufig gut antizipieren können, berücksichtigen sie ihre möglicherweise größeren Profite auf dem Redispatch-Markt bei der Gebotserstellung für den Spotmarkt. Als Konsequenz verschiebt sich der Handel auf den Redispatch-Markt, so dass faktisch ein nodales Preissystem entsteht, wenn dies nicht durch administrative Maßnahmen verhindert wird.

**Netznutzungsentgelte.** Statt oder in Ergänzung zu den genannten Anreizen können Netzan-schluss- oder Netznutzungsentgelte räumlich differenziert sein. Netznutzungsentgelte können natürlich nur als Anreiz für Kraftwerksinvestitionen fungieren, wenn diese auch von Erzeugern gezahlt werden („G-Komponente“), was zur Zeit in Deutschland vor allem wegen des Risikos einer Wettbewerbsverzerrung zwischen inländischen und ausländischen Erzeugern nicht der Fall ist. Großbritannien hat von allen europäischen Ländern die größte räumliche Spreizung von Netznutzungsentgelten; für einen Standard-Verbraucher liegen diese je nach Ort zwischen 7 €/MWh und 23 €/MWh. Schweden und Norwegen kombinieren räumlich differenzierte Netznutzungsentgelte für Erzeuger mit Preiszonen. Beide Länder kennen auch negative Netznutzungsentgelte: speist ein Kraftwerk an einem besonders netzdienlichen Punkt ein, erhält es für diese Netznutzung eine Zahlung.

**Netzanschlussentgelte.** Netzanschlussentgelte entfalten dann einen netzdienlichen Investitionsanreiz, wenn sie als „*deep connection charges*“ ausgestaltet sind, also die Netzausbaukosten jenseits des Anschlusspunkts berücksichtigen. Etwa ein Viertel der europäischen Länder verwenden *deep connection charges*, vor allem in Osteuropa. Die Bestimmung effizienter und insbesondere diskriminierungsfreier *deep connection charges* stellt jedoch eine große Herausforderung dar. In Deutschland kommen diese daher bewusst nicht zum Einsatz.

**EE-Fördersysteme.** Fördersysteme für erneuerbare Energien können explizite oder implizite Anreize bieten, an netzdienlichen Standorten zu investieren. Das Referenzertragsmodell des EEG bietet eine höhere Förderung an windschwächeren Standorten, was lokale/regionale Ballungen beim EE-Zubau, die mit hohen Systemintegrationskosten einhergehen, vermeiden soll. Andere europäische Länder staffeln die Förderung anhand von Volllaststunden, mit ähnlicher Anreizwirkung. Das mit dem EEG2017 eingeführte Netzausbaugebiet soll darüber hinaus die Engpassmanagementkosten im Übertragungsnetz durch eine regionale Steuerung des Zubaus begrenzen.

**Weitere Systeme.** Es gibt weitere Systeme, um Investitionen in Überschussregionen zu reduzieren und/oder in Knappheitsregionen zu induzieren. Beispielsweise können Investitionen in bestimmten (Überschuss-)Regionen untersagt oder gedeckelt werden. Bei Deckelung könnte das mögliche Investitionsvolumen im Rahmen von Auktionen für Einspeiserechte versteigert werden. Das deutsche Netzausbaugebiet ist eine solche Deckelung. Ein umgekehrter Investitionsanreiz für Knappheitsregionen besteht in der expliziten Beschaffung von Kapazität für den Einsatz im Redispatch, beispielsweise bei der geplanten Öffnung der deutschen Netzreserve für Neuanlagen.

## 3. Vorgehen und Bewertungskriterien

---

Nodal Pricing wurde anhand einer Reihe von Evaluationskriterien bewertet und mit einem prototypischen zonalen Preissystem verglichen. In den folgenden Abschnitten werden Preisregime-Prototypen und Bewertungskriterien vorgestellt. Kriterien und Bewertung wurden auf drei Workshops mit einer Reihe von Experten diskutiert.

### 3.1. PROTOTYPEN

**Bewertung im Vergleich.** Die Vor- und Nachteile von Nodal Pricing lassen sich nur im Vergleich zu einem Referenzsystem, d.h. einem anderen Preisregime diskutieren. Hier soll ein zonales Preisregime mit kurativ-kostenbasiertem Engpassmanagement als Vergleich herangezogen werden. Allerdings gibt es viele Ausgestaltungsvarianten eines solchen Preisregimes, beispielsweise bezüglich Größe und Stabilität der Gebotszonen. Um dieser Heterogenität Ausdruck zu verleihen, werden zwei alternative zonale Preisregimes betrachtet, die mit den Namen „Status quo“ (große, stabile Zonen) und „CACM-Gebotszonen“ (kleine, variablere Zonen) bezeichnet

werden. Alle drei Systeme werden als stilisierte Prototypen betrachtet und sollen kein konkretes Länderbeispiel abbilden.

„**Status quo**“. Der Status quo in Mitteleuropa zeichnet sich durch relativ große Gebotszonen aus, die häufig entlang von Ländergrenzen verlaufen. Engpassmanagement erfolgt an den Zonengrenzen präventiv-anreizbasiert durch Begrenzung der Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen im Rahmen der impliziten Marktkopplung. Innerhalb der Zonen erfolgt Engpassmanagement kurativ-kostenbasiert im Rahmen von Redispatch und Einspeisemanagement zur Beseitigung von Engpässen, die dadurch entstehen, dass der Dispatch innerhalb der Gebotszonen ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen erfolgt. Das Netz, inklusive dem Engpassmanagement, wird von Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) betrieben. Der Handel erfolgt über Strombörsen oder in bilateralen Handelsgeschäften, *over the counter* (OTC). ÜNB und Börsen kooperieren bei der impliziten Marktkopplung.

„**CACM-Gebotszonen**“. Angelehnt an das Gebotszonenkonzept in der Guideline Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) zeichnet sich dieser System-Prototyp durch kleine Gebotszonen entlang struktureller, d.h. dauerhafter und signifikanter, Engpässe aus. Der Zuschnitt dieser Zonen erfolgt bei Bedarf alle fünf Jahre neu. Engpässe innerhalb von Zonen werden weiterhin kurativ-kostenbasiert gelöst, allerdings dürfte die Anzahl der notwendigen Eingriffe im Vergleich zum Status quo tendenziell geringer sein. Netzbetrieb und Handel erfolgen wie im Status quo; allerdings ergibt sich durch kleinere Zonen und deren Neuzuschnitt mehr Kooperationsbedarf zwischen ÜNB und Börsen.

In der folgenden Tabelle sind die drei prototypischen Preissysteme gegenübergestellt.

Prototypisches Preissystem	(1) Status quo	(2) CACM-Gebotszonen	(3) Nodal Pricing
<b>Art des Engpassmanagement</b>	Kurativ-kostenbasiert (außer an Zonengrenzen), d.h. nachgelagert zum Kraftwerkeinsatz durch Netzbetreiber und basierend auf Kostenschätzungen	Kurativ-kostenbasiert und präventiv-anreizbasiert; Schwerpunkt hängt von Anzahl und Zuschnitt der Zonen ab	Präventiv-anreizbasiert, d.h. integriert in Kraftwerkeinsatz und basierend auf Geboten
<b>Institutioneller Rahmen</b>	Netzbetrieb (TSO) und Handel (Börse, OTC) getrennt – durch implizite Marktkopplung besteht Kooperationsbedarf zwischen beiden	Größerer Kooperationsbedarf	Integrierte Optimierung durch Independent System Operator (ISO) – faktisch „Fusion“ von Börse und Teilen des ÜNB
<b>Gebotszonengrenzen entlang von...</b>	Grenzen von Nationalstaaten (überwiegend)	Strukturellen Engpässen	Keine Gebotszonen, Preisbildung knotenscharf je Übertragungsnetzknotten
<b>Revision von Gebotszonengrenzen</b>	Nein (stabile Zonen)	Ja, bei Bedarf alle 5 Jahre	Nicht notwendig

Anzahl Gebotszonen in Deutschland	1	2-10	Je nach Ausgestaltung mehrere 100 bis einige 1000
-----------------------------------	---	------	---

## 3.2. BEWERTUNGSKRITERIEN

Nodales vs. zonales Preisregime lassen sich anhand einer großen Anzahl von Kriterien gegenüberstellen und bewerten. Für diesen Bericht wurden etwa 40 Einzelkriterien zugrunde gelegt, die in zehn Kategorien gruppiert sind. In vielen Fällen sind die Kriterien nicht unabhängig voneinander und die Eingruppierung zu einem gewissen Grade nicht trennscharf.

### 1. Wirkung auf Einsatzentscheidungen und Netznutzung (statische Effizienz und Marktmacht)

- Effiziente Nutzung des vorhandenen Netzes
- Anreize für effizienten Kraftwerks- und Flexibilitätseinsatz
- Redispatch-Bedarf
- Gefahr von Marktmacht Spotmarkt
- Gefahr von Marktmacht Redispatch
- Notwendigkeit von Maßnahmen gegen Marktmachtmissbrauch

### 2. Wirkung auf Investitionen in Kraftwerke und Flexibilitäten (dynamische Effizienz)

- Anreize für räumlich effiziente Kraftwerksinvestitionen (und Verbraucher) sowie lokale Flexibilität
- Anreize für systemweite Flexibilität
- Glaubwürdigkeit von Preisen als Investitionsanreiz
- Markteintritt von neuen Akteuren
- Anreiz für räumlich effiziente EE-Investitionen

### 3. Wirkung auf Netzausbau (dynamische Effizienz – Netzausbau)

- Preissignal für inländischen Netzausbau
- Akzeptanz und politische Durchsetzbarkeit des Netzausbaus
- Möglichkeit von „Merchant Lines“, also Netzausbau durch Investoren (nicht Netzbetreiber)
- Engpassrente als Finanzierungsquelle für Netzausbau

### 4. Einfluss auf andere Strommärkte

- Finanzielle Märkte / Hedging / Liquidität
- Endkundenversorgung (Retail)
- Regelenergie
- Bilanzkreismanagement / Netzzugangsmodell

### 5. Regulatorische Eingriffstiefe

- Bilateraler Handel / self-dispatch
- Kompatibilität Strommarkt 2.0

- Marktwirtschaftliche / wettbewerbliche Organisation
  - Standard-Produkte im Großhandel
  - Wettbewerb zwischen Spot-Handelsplattformen, z.B. Börsen
- 6. EE-spezifische Kriterien**
- Vereinbarkeit mit gleitender Marktprämie
  - EE-Förderkosten: direkte Kosten des Engpassmanagements (hier: Einspeisemanagement)
  - EE-Förderkosten: Marktrisiko von EE-Investoren
  - Bilanzausgleich: Risikoexposition von Direktvermarktern
- 7. Nachhaltigkeit und „politische“ Kriterien**
- Verteilungswirkung
  - Barrieren für neue Akteure (z.B. Aggregatoren, Direktvermarkter)
  - CO<sub>2</sub>-Emissionen
- 8. Systemsicherheit**
- Automatisierung von Markt- und Engpassmanagementprozessen
  - Vorlaufzeit von Informationen über die geplante Netznutzung
  - Koordination ÜNB-VNB
- 9. Nachbarländer / Europa**
- Interne vs. grenzüberschreitende Flüsse
  - Loop Flows
- 10. Systemumstellung**
- Transaktionskosten bei der Umstellung
  - Aspekte und Prozesse mit Klärungs- oder Umstellungsbedarf

## 4. Bewertung von zonalen und nodalen Preissystemen

---

Im Folgenden werden die drei Preisregimes anhand aller Kriterien verglichen. Daraufhin werden drei Bereiche detailliert diskutiert, die von den Autoren und Teilnehmern der Workshops als besonders relevant angesehen wurden und bezüglich derer unterschiedliche Meinungen vertreten wurden. Dies betrifft:

- Wirkung auf Einsatzentscheidungen (statische Effizienz und Marktmacht)
- Wirkung auf Investitionen in Kraftwerke und Flexibilitäten (dynamische Effizienz – Netznutzung)
- Systemsicherheit

## 4.1. ÜBERSICHT

Die folgende Tabelle stellt eine Übersicht der Bewertung der drei prototypischen Preissysteme durch die Autoren anhand der genannten Kriterien dar. Bei Kriterien, zu denen divergierende Beurteilungen vorliegen, sind unterschiedliche Einschätzungen als Thesen gekennzeichnet.

Prototypisches Preissystem	(1) Status quo	(2) CACM-Gebotszonen	(3) Nodal Pricing
<b>1. Wirkung auf Einsatzentscheidungen (statische Effizienz und Marktmacht)</b>			
<b>Effiziente Nutzung des vorhandenen Netzes</b>	Moderat bis hoch, abhängig von Qualität der Redispatch-Entscheidung. Methodische Herausforderung der Optimierung ähnlich wie bei Nodal Pricing; allerdings keine Anreize für Kraftwerksbetreiber, Fahrplanänderungen zeitnah zu melden	Moderat bis hoch (hängt von Qualität des Redispatch sowie Anzahl/Zuschnitt/Dynamik der Gebotszonen ab)	Hoch bei optimaler Implementierung und Regulierung (Einsparungen gegenüber suboptimalem Redispatch in Höhe von i.d.R. wenigen Prozent der Erzeugungskosten)
<b>Anreize für effizienten Kraftwerks- und Flexibilitätseinsatz</b>	Innerhalb von Gebotszonen effizienz- und innovationsfördernd, jedoch geografisch „unscharf“ (zonal)	Je nach Anzahl/Zuschnitt der Gebotszonen Kombination von (1) und (3)	Geografisch präzise (auf Übertragungsnetzebene), jedoch starre Vorgabe von Gebotstypen, die Flex-Innovationen bremsen können
<b>Unterstützung von kürzeren Gate Closure-Zeiten und Fahrplannintervallen als im Status Quo</b>	-	Wie (1)	Möglicherweise können durch eine Reduktion der manuellen Eingriffe zum Redispatch kürzere Gate Closure-Zeiten erreicht werden
<b>Unterstützung einer Sequenz von Märkten zwischen DA und Echtzeit</b>	Als kontinuierlicher Handel oder als Sequenz von Auktionen möglich	Wie (1)	Als Sequenz von Auktionen möglich; als kontinuierlicher Handel eher nicht
<b>Redispatch-Bedarf</b>	Hoher Bedarf, wenn Netzausbau verzögert. Jedoch kein Effizienzverlust bei optimaler Implementierung und Regulierung	Reduzierter Bedarf gegenüber (1), allerdings finden die meisten Studien nur geringe Reduktion	Kein Redispatch notwendig, da knotengenaue Dispatch-Steuerung

Einsatz von netzbezogenen Maßnahmen (z. B. Netzschaltungen, Einsatz von Phasenschiebertransformatoren) zum Engpassmanagement i. Vgl. zum Status Quo	-	Wie (1)	These 1: weniger diskretionäre Entscheidungen i. Vgl. zu (1), deswegen glaubwürdigere Preise These 2: weniger Einsatz von netzbezogenen Maßnahmen als in (1), deswegen weniger effizient These 3: Klare Zielfunktion für Marketclearing erlaubt effizienteren, grenzüberschreitenden Einsatz von netztechnischen Maßnahmen als (1)
Gefahr von Marktmacht Spotmarkt	Gering, weil selten Knappheit	Moderat, weil häufiger Knappheit in einzelnen Zonen	Hoch, weil häufiger lokale Knappheit. Kontinuierliche Marktmachtüberwachung und Gebotsgrenze (Bid caps) üblich
Gefahr von Marktmacht Redispatch	Hoch, weil häufig Redispatch-Bedarf (hängt von der Qualität der Kostenschätzungen ab), aber bei ausschließlich kostenbasiertem Redispatch wenig relevant, solange kein extrem hoher Redispatch-Bedarf vorliegt	Moderat, weil seltener Redispatch-Bedarf	Keine, weil kein Redispatch
Maßnahmen gegen Marktmachtmissbrauch	Redispatch kostenbasiert	Je nach Anzahl/Zuschnitt der Gebotszonen Kombination von (1) und (3)	Preisregulierung von Geboten
Fazit	Bei jeweils optimal gestalteten Systemen sind die Unterschiede gering: Redispatch-Algorithmus entspricht dem Nodal-Pricing-Algorithmus, und der Kraftwerkseinsatz ist in beiden Fällen identisch. Dies erfordert allerdings beispielsweise auch das „prophylaktische“ Hochfahren von langsam startenden Kraftwerken, die für den Redispatch gebraucht werden. In der Praxis sind Unterschiede möglich und wahrscheinlich, die aber eher durch die jeweilige Implementierung (technisch und regulatorisch) als durch prinzipielle Eigenschaften bedingt sind. Die Existenz von lokaler Marktmacht wird durch Physik bestimmt – (1) und (3) unterscheiden sich in der Art der Preisregulierung zur Verhinderung von Marktmachtmissbrauch.		



## 2. Wirkung auf Investitionen in Kraftwerke und Flexibilitäten (dynamische Effizienz – Netznutzung)

<b>Anreize für räumlich effiziente Kraftwerksinvestitionen (und Verbraucher) sowie lokale Flexibilität</b>	Keine auf Basis von Marktpreissignalen (außer über Zonen hinweg)	Moderat, auf Ebene der Gebotszonen; Wirksamkeit hängt von Glaubwürdigkeit und Stabilität zentraler Preissignale ab	Stärkere Anreize; Wirksamkeit hängt von Glaubwürdigkeit und Stabilität lokaler Preissignale ab – möglicherweise immer noch deutlich zu gering
<b>Anreize für systemweite Flexibilität</b>	Hoch, weil wettbewerbliche und effiziente Preissignale auf Systemebene möglich sind	Je nach Anzahl/Zuschnitt der Gebotszonen Kombination von (1) und (3)	Ggf. überlagert von lokalen Effekten und Unsicherheiten; Erschließung neuer Flexibilitäten nur im Rahmen vorgegebener Gebotstypen – flexible Gebotsmöglichkeiten sind daher zentral (multi-part bid etc.)
<b>Glaubwürdigkeit von Preisen als Investitionsanreiz</b>	Hoch, weil Preise stabiler (Einzelentscheidungen beeinflussen Preise nur wenig) Gering, wenn Investoren Preissystem für nicht nachhaltig halten	Je nach Anzahl/Zuschnitt der Gebotszonen Kombination von (1) und (3)	Reduziert, wenn lokale Preise schwer prognostizierbar sind und von einzelnen (Leitungsausbau-) Entscheidungen stark beeinflusst werden
<b>Markteintritt von neuen Akteuren</b>	<u>These</u> (beim Workshop überwiegend vertreten): Einfacher, wegen Pooling, insbesondere können kleine Flexibilitäten einfach aggregiert und gemeinsam vermarktet werden. <u>Gegenthese</u> : Schwer, da verschiedene Flexibilitätsoptionen gepoolt werden müssen um standardisierte Produkte abzubilden.	Ähnlich (1), Pools aber kleiner, Transaktionskosten damit höher	<u>These</u> (beim Workshop überwiegend vertreten): Keine knotenübergreifende Poolung von Flexibilität möglich, hohe Transaktionskosten können effiziente Erschließung von unkonventionellen Flexibilitäten erschweren. <u>Gegenthese</u> : Einfach, da keine Poolung notwendig, da (i) Multi-Part bids möglich (nicht bei bilateralem Handel), (ii) keine Diskriminierung gegen kleine Akteure für Abweichungen
<b>Anreiz für räumliche effiziente EE-Investitionen</b>	Hängt nur vom EE-Förderinstrument ab	Zusammenspiel mit EE-Förderinstrument	Zusammenspiel mit EE-Förderinstrument

<b>Fazit</b>	<i>Lokales</i> Investitionssignal von (1) nach (3) ansteigend. Dessen Wirksamkeit hängt allerdings fundamental von Prognostizierbarkeit und Glaubwürdigkeit ab. <i>Systemweites</i> Investitionssignal von (3) nach (1) ansteigend. Weitere lokale Investitionssignale (räumlich differenzierte Netznutzungs- und -anschlussentgelte, EE-Förderung, Ausschreibungen) mit allen Preissystemen kombinierbar.
--------------	--

### 3. Wirkung auf Netzausbau (dynamische Effizienz – Netzausbau)

<b>Preissignal für internen Netzausbau</b>	Kein Preissignal; Allerdings fragwürdig, ob ÜNB dies benötigen, um Engpässe zu identifizieren	Preissignal an Zonengrenze	Preissignal an allen Leitungen; Preisdifferenzen dienen als Indikator für Ausbaubedarf
<b>Akzeptanz und politische Durchsetzbarkeit des Netzausbaus</b>	Redispatch-Kosten dienen als Indikator für Ausbaubedarf	Wie (3), in abgeschwächter Form	These 1: Engpassmanagement als „sinnvolle Alternative“ zu Netzausbau könnte diesen verlangsamen, Argument „Netzausbau löst technische Probleme“ fällt weg; These 2: Netzausbau verändert lokale Preise und produziert so mehr Gewinner und mehr Verlierer; These 3: Preisunterschiede unterstreichen ökonomischen Nutzen von Netzausbau
<b>Möglichkeit von „Merchant Lines“ (Leitungsbau durch Investoren)</b>	Interkonnektoren nur an Länder-/Zonengrenzen	Interkonnektoren über Zonengrenzen	Prinzipiell alle Leitungen, aber Relevanz fraglich
<b>Engpassrente als Finanzierungsquelle für Netzausbau</b>	Relevanz der Engpassrente für Zustandekommen des Netzausbaus gering.		

<b>Fazit</b>	Ob Redispatchkosten oder lokale Preisdifferenzen der überzeugende Indikator für Netzausbau sind, ist umstritten. Allerdings ist Netzausbau in der EU ohnehin regulatorisch-politisch gesteuert und nicht über Preissignale. Daher sind Akzeptanz und politische Durchsetzbarkeit wichtiger als Preissignale.
--------------	--

### 4. Einfluss auf andere Strommärkte

<b>Finanzielle Märkte / Hedging / Liquidität</b>	Einfacher Future-Markt; Langfristige Stabilität des Zonenschnitts wichtig	System-Preis + Financial transmission rights (FTR) – Stabilität des Zonenschnitts	Hub-Preis + Financial transmission rights (FTR); Ermittlung FTR-Höhe komplex; Gefahr fehlender Liquidität
--	---	---	---

		schnitts wichtig, bei kleinen Zonen Gefahr fehlender Liquidität	
<b>Retail</b>	Hohe Effizienz durch leichten Zugang zu großem Absatzpotenzial	Entweder Aufwand für Cross-Border-Abwicklung oder Reduktion der Anbietervielfalt durch Rückzug aus einzelnen Zonen (in denen keine physische Absicherung besteht)	Bei Nodalpreisen auf Verbrauchsseite hohes Risiko für Vertriebe, Gefahr von niedrigem Retail-Wettbewerb; in der Praxis häufig Abrechnung von Verbrauch zu regionalem/nationalem Durchschnittspreis → schränkt Wirkung von nodalen Preisen ein und wirft neue Fragen und Probleme auf
<b>Regelenergie</b>	Befriedigender Wettbewerb	Wettbewerbsniveau in kleinen Zonen ggf. niedrig, potenziell Markt-machtprobleme	Regel- und Fahrplanenergiemärkte verschmelzen weitgehend durch Central Dispatch
<b>Bilanzkreismanagement / Netzzugangsmodell</b>	Pooling von vielen Anlagen/ Verbrauchern in einem Bilanzkreis pro Regelzone, durch reBAP faktisch nationale Poolung	Pooling nur innerhalb der Gebotszonen möglich	Knotengenaue Bilanzierung, keine knotenübergreifende Poolung möglich („finanzielle“ Poolung bleibt möglich)
<b>5. Regulatorische Eingriffstiefe</b>			
<b>Bilateraler Handel / self-dispatch</b>	Möglich, aber (ein wenig) eingeschränkt durch implicit market coupling	Möglich, aber noch stärker eingeschränkt durch implicit market coupling	In Spotmärkten nicht sinnvoll (de facto verpflichtende Handelsplattform); in längerfristigen Märkten möglich
<b>Standard-Produkte im Großhandel</b>	Wenige Standard-Produkte im Börsenhandel und bei Regelenergie; OTC freie Ausgestaltung von Produkten und Verträgen (z.B. Kraftwerksscheiben)	Je nach Anzahl/Zuschnitt der Gebotszonen Entwicklung von (1) zu (3)	Nur Standard-Produkte handelbar, diese sind allerdings oft anders ausgestaltet (multi-part bids) als aktuelle Produkte
<b>Wettbewerb zwischen Spot-Handelsplattformen</b>	Alternative Handelsplattformen (EXAA, Nordpool), aber sehr starke Marktkonzentration (EPEX)	Wie (1)	Nur eine Handelsplattform

Wettbewerb zwischen Terminmarkt-Handelsplattformen	möglich	möglich	möglich
Fazit	Bezüglich der Wirkung von Nodal Pricing oder kleinen Preiszonen auf den Netzausbau äußerten die Experten auf den Workshops unterschiedliche Meinungen: Netzausbau könne durch die Kenntlichmachung der ökonomischen Bedeutung von Netzengpässen gefördert werden oder durch aufzeigen einer sinnvollen Alternative gebremst werden.		
<b>6. EE-spezifische Kriterien</b>			
Vereinbarkeit mit gleitender Marktprämie	Hoch, Standortsteuerung über EE-Fördersystem	Theoretisch denkbar, Nichtexposition der EE ggü. Marktwert-Unterschieden aber vermutlich problematisch	Problematisch, weil Wirksamkeit von Preisanreizen entscheidend für sicheren Systembetrieb und diese Anreize durch Marktprämie verändert werden
EE-Förderkosten: direkte Kosten des Engpassmanagements	EinsMan: nur abgeregelte EE-Anlagen werden entschädigt, nachrangige Abregelung umsetzbar	Teilweise marktbasierter Abregelung von EE aufgrund Nichtzahlung der Prämie bei engpassbedingt negativen Preisen	Alle EE-Anlagen am überversorgten Knoten erhalten niedrigen/negative Preise, EE wird nicht mehr nachrangig abgeregelt
EE-Förderkosten: Marktrisiko von EE-Investoren	Gering	mittel	Wohl hoch (bei Beibehaltung Marktprämie)
Bilanzausgleich: Risikoexposition von Direktvermarktern	Unproblematisch	Größere Risiken durch begrenzte Portfolioeffekte in kleinen Zonen, vermutlich aber nicht prohibitiv, solange Zonenanzahl/-größe moderat	Kein physikalischer Bilanzausgleich, da knotenscharfe Bilanzierung („finanzielles Pooling“ ggf. möglich)
<b>7. „Politische“ Kriterien</b>			
Verteilungswirkung	Interne Engpässe beeinflussen Renten der Akteure nicht/kaum	Verteilungswirkung zwischen Erzeugern und Verbrauchern in Überschuss-/Knappheitsregionen	Erhebliche, im Voraus schwer abschätzbare Verteilungswirkungen; durch FTR-Allokation möglicherweise kompensierbar (Kunz et al. 2016)
Barrieren für neue Akteure (z.B. Aggregatoren, Direktvermarkter)	<u>These</u> : Gering (aufgrund weiträumiger Homogenität des Produkts Strom)	Mittel	<u>These</u> : Hoch <u>Gegenthese</u> : Gering (flexible Standardprodukte)

Gegenthese: Hoch (Aggregation notwendig um Standardprodukte abzubilden)

**CO<sub>2</sub>-Emissionen**      **Identische europäische Emissionen im Rahmen des Emissionshandelssystems; Identische deutsche Emissionen bei perfekter Implementierung, da identischer Kraftwerkeinsatz**

## 8. Systemsicherheit

<b>Automatisierung</b>	Systemsicherheit erfordert Eingriffe der ÜNB, keine inhärente Sicherheit, Abwicklung aber im Prinzip ähnlich automatisiert wie in (3) möglich, dann kein systematisch erhöhtes Risiko	Je nach Anzahl/Zuschnitt der Gebotszonen Kombination von (1) und (3)	Voll automatisiertes System notwendig; geringe Fehleranfälligkeit, da keine manuellen Eingriffe (Eingriffe sind jedoch grundsätzlich möglich)
<b>Vorlaufzeit</b>	Pflicht für anlagen-scharfe Fahrpläne, aber keine ökonomischen Anreize für Aktualisierung; potenziell kritisch, wenn dadurch sehr kurzfristiger Redispatch notwendig ist		Anreize, immer aktuelle knotenscharfe Gebote abzugeben („anreizkompatibel“)
<b>Koordination ÜNB-VNB</b>	Zunehmende Automatisierung der Systemführung erfordert verstärkte Abstimmung zwischen ÜNB und Verteilnetzbetreibern (VNB) → z. B. Energieinformationsnetz		Central Dispatch erfordert Berücksichtigung auch von VN-Randbedingungen im NP-Algorithmus → Verantwortung für Verteilnetz-Betriebsführung zumindest teilweise beim ISO
<b>Fazit</b>	<b>Redispatch kann technisch identisch zu Nodal Pricing umgesetzt werden – dann besteht kein Unterschied bezüglich Systemsicherheit und Fehleranfälligkeit. Imperfekte/langsame Implementierung birgt in allen Systemen Gefahren. Langfristig spielt Effekt auf Investitionen eine Rolle für Versorgungssicherheit (siehe „2. Wirkung auf Investitionen“).</b>		

## 9. Nachbarländer / Europa

<b>Interne vs. grenzüberschreitende Flüsse</b>	Diskriminierungspotenzial gegenüber internationalen Flüssen. Behandlung muss im Rahmen der Berechnung der Übertragungskapazitäten geklärt werden	Prinzipiell ähnlicher Klärungsbedarf wie (1), lediglich graduelle Verschiebung interner zu externen Flüssen	Kein Regelungsbedarf, da jede Leitung eine potenzielle „Grenze“ darstellt
--	--	---	---

<b>Loop Flows</b>	Bei perfektem Redispatch gleiche Flüsse in allen drei Preisregimes. Entscheidend ist nicht die definitorische Auftrennung von Flüssen in diverse Anteile, sondern der Aufwand (in 1) zur Abstimmung und Umsetzung von Berechnungsregeln zur Vermeidung einer Diskriminierung zwischen „internen“ und „externen“ Netznutzern		
<b>10. Systemumstellung</b>			
<b>Transaktionskosten bei der Umstellung</b>	Keine (Status Quo)	Mittel Sinnvolle Definition von Zonengrenzen schwierig; Systembetrieb selbst unproblematisch	Groß; viele offene Fragen; Allerdings gibt es auch umfangreiche internationale Erfahrung und etablierte Betreiber
<b>Aspekte und Prozesse mit Klärungs- oder Umstellungsbedarf (Liste nicht vollständig)</b>	Weitere Gestaltung der EE-Fördersysteme (inkl. Regelungen für Altanlagen) Umstellung Langfristverträge Berücksichtigung netzbezogener Anpassungsmaßnahmen Behandlung von Verteilungsnetzen mit mehreren Übertragungsnetzanschlüssen Umgang mit Änderungen von Schaltzuständen und Zuordnungen von Erzeugern/Verbrauchern (Preise je Sammelschienenabschnitt?) Umstellung Bilanzabrechnungssysteme		
<b>Fazit</b>	<b>Signifikante Transaktionskosten und signifikanter Zeitbedarf zur Systemumstellung auf Nodal Pricing oder CACM-Gebotszonen.</b>		

## 4.2. STATISCHE EFFIZIENZ UND MARKTMACHT

**Statische Effizienz.** Die statische Effizienz gibt an, inwieweit bei gegebenem System (d. h. gegebenen Erzeugungspark, Flexibilitäten und Netz) die Nachfrage kostenminimal gedeckt wird. Bei der Beurteilung der statischen Effizienz wird oft ein Zeitraum von einem Jahr zugrunde gelegt; längerfristige Betrachtungen fallen in den Bereich der dynamischen Effizienz (Abschnitt 4.3). Eine insgesamt kostenminimale Nachfragedeckung erfordert es, Optimalität in mehreren Dimensionen zu erreichen:

- *technologisch* – es sollte die jeweils kostenminimale Kombination von Erzeugungsanlagen und damit -technologien zum Einsatz kommen
- *temporal* – Flexibilitäten sollten optimal zur zeitlichen Verschiebung von Erzeugung und/oder Nachfrage genutzt werden
- *lokal* – das vorhandene Netz sollte optimal zum räumlichen Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage genutzt werden

Zwischen diesen Dimensionen bestehen Zielkonflikte, die von den Systemprototypen unterschiedlich adressiert werden. Dieser Bericht legt den Schwerpunkt der Betrachtung auf die räumliche Steuerung.

**Effiziente Nutzung des vorhandenen Netzes.** Im Status Quo erfolgt im Spotmarkt (day-ahead und intraday) eine grobe räumliche Steuerung von Erzeugung und Flexibilitäten durch die Begrenzung der Übertragungskapazität zwischen den Gebotszonen. Der zeitlich nachgelagerte nodale Redispatch dient als Korrekturinstrument zum Nachsteuern bei drohenden Netzüberlastungen innerhalb von Gebotszonen. Die Effizienz der Netzausnutzung ist daher vor allem von der Qualität der Redispatch-Entscheidung abhängig. Diese ist derzeit noch suboptimal, insbesondere im Hinblick auf grenzüberschreitende Koordination. Eine Optimierung ist aber möglich und – nicht zuletzt im Zuge der Umsetzung der System Operations Guideline – Gegenstand laufender Entwicklung.

Auch beim Systemprototyp CACM-Gebotszonen ist die Effizienz der Netznutzung von der Qualität des verbleibenden (s. u.) Redispatch abhängig. Außerdem spielen hier die Anzahl, der Zuschnitt und die ggf. vorhandene Dynamik der Gebotszonen eine Rolle – also die Effizienz, mit der bei der Festlegung der Gebotszonen ihr bedarfsgerechter Zuschnitt antizipiert wird.

Beim Nodal Pricing erfolgt dagegen in jeder Marktstufe, also schon im Sportmarkt, eine exakte räumliche Steuerung von Erzeugung und Flexibilitäten und damit eine nominell optimale Netzausnutzung des Übertragungsnetzes. Dies führt zu einer größeren statischen Effizienz als der Status Quo in Verbindung mit suboptimalem Redispatch (bei dem Netzengpässe zwar vermieden werden, dies aufgrund suboptimaler Prozesse und/oder unvollständiger Kosteninformationen aber nicht immer zu geringsten variablen Kosten erfolgt.) Die tatsächliche Effizienz von Nodal Pricing ist allerdings zum einen davon abhängig, wie gut die algorithmische Komplexität beherrscht wird, und zum anderen davon, wie gut die für den Algorithmus verfügbaren Informationen (Gebote) die tatsächlichen Kostenwirkungen widerspiegeln. Dies sind prinzipiell ähnliche Herausforderungen, wie sie auch für eine Optimierung des Redispatch im Status Quo oder bei verkleinerten Gebotszonen bestehen.

**Effizienter Einsatz von Kraftwerken und Flexibilitäten.** Der Status Quo bietet jeweils innerhalb der Gebotszonen gute Voraussetzungen für einen effizienten Einsatz von Erzeugung und Flexibilität. Der zonale Preis dient dabei als koordinierendes Instrument, das aufgrund seiner räumlichen Homogenität jeweils eine große Anzahl von Anlagen erfasst und somit beispielsweise eine freizügige Poolung kleiner Anlagen und/oder Anlagen unterschiedlicher Technologien erlaubt. In geografischer Hinsicht ist der Einsatz von Kraftwerken und Flexibilitäten allerdings unscharf.

Nodal Pricing bietet im Gegensatz dazu eine präzise räumliche Steuerung des Anlageneinsatzes – jedenfalls in Bezug auf die Auslastung des Übertragungsnetzes<sup>3</sup>. Die Effizienz des Einsatzes von Kraftwerken und Erzeugung ist im Rahmen der verfügbaren Gebotsdaten an der Schnittstelle zwischen ISO und Anlagenbetreiber gegeben. Die tatsächliche Effizienz hängt von der Qualität der Gebotsdaten ab. Wird die Gebotsabgabe eingeschränkt, beispielsweise zur Dämpfung von Marktmacht (s. u.), mindert dies die Effizienz.

Beim Systemprototyp CACM-Gebotszonen mischen sich die Eigenschaften der beiden anderen Prototypen. In dem Maße, in dem die räumliche Präzision durch kleinere Gebotszonen

---

<sup>3</sup> Überlastungen im Verteilnetz und die Koordination zwischen ÜNB und VNB muss in allen Preisregimes gleich erfolgen. Hieraus ergeben sich für die Bewertung zonaler vs. nodaler Preise keine Unterschiede (s. auch Abschnitt 4.4).

steigt, steigt auch der Anteil des Anlageneinsatzes, der durch die starre Schnittstelle des Market Coupling determiniert wird.

**Redispatch-Bedarf.** Ein Bedarf für Redispatch entsteht nur im Status Quo und beim Systemprototyp CACM-Gebotszonen. Der Bedarf wird dann hoch, wenn sich der Netzausbau, der zur Anpassung an veränderte räumliche Erzeugungs- und Lastmuster erforderlich ist, verzögert. Redispatch-Bedarf ist nicht *per se* ineffizient. Dies hängt vielmehr von der Implementierung und Regulierung der Redispatch-Prozesse ab. In diesem Zusammenhang wurde von Workshopteilnehmern betont, dass der deutsche Redispatch in den letzten Jahren deutlich weiterentwickelt wurde, etwa durch den Datenaustausch im neu etablierten Energieinformationsnetz. Verglichen mit dem Status Quo nimmt der Redispatch-Bedarf bei verkleinerten CACM-Gebotszonen tendenziell ab. Aufgrund der Volatilität der Netzbelastung und des Auftretens neuer Ausgleichseffekte in den neuen Gebotszonen ermitteln die meisten einschlägigen Studien allerdings nur eine geringe Reduktion.<sup>4</sup>

**Netzbezogene Maßnahmen.** Durch netzbezogene Maßnahmen wie Netzschaltungen und den Einsatz von Phasenschiebertransformatoren kann die Verteilung der Stromflüsse auf unterschiedliche Übertragungsleitungen in gewissem Umfang beeinflusst werden. Dies beeinflusst die Effizienz der Netzausnutzung und damit die statische Effizienz des Gesamtsystems. Unter den Teilnehmern des Workshops wurden unterschiedliche Auffassungen hinsichtlich des zu erwartenden Umfangs netzbezogener Engpassmanagementmaßnahmen vertreten. So wurde einerseits die These geäußert, dass es bei Nodal Pricing weniger diskretionären Entscheidungsspielraum der Netzbetreiber gebe, was die Glaubwürdigkeit der Preise steigere. Andererseits wurde aber auch die Befürchtung geäußert, dass durch das prozessual vereinfachte, automatisierte Management von Netzknappheit insgesamt weniger netzbezogene Maßnahmen zum Einsatz kommen, wodurch die statische Effizienz sinken könnte.

**Marktmacht.** Eine wichtige Prämisse des EU-Strommarkts besteht darin, dass eine wettbewerbliche Preisbildung stattfindet, die als Koordinationsinstrument der Marktakteure dient. Das Erreichen statischer Effizienz hängt u. a. davon ab, inwieweit diese Prämisse erfüllt oder erfüllbar ist. So kann es insbesondere durch einen Missbrauch von Marktmacht zu einer Verzerrung von Preisen und damit zu Ineffizienzen kommen. Grundsätzlich ist dabei zu unterscheiden zwischen dem Vorhandensein von Marktmacht und deren Missbrauch. Denn der Missbrauch vorhandener Marktmacht kann durch Aufsichtsmaßnahmen gemindert werden. Dabei besteht allerdings die Herausforderung, bei – z. B. knappheitsbedingt – hohen Preisen zwischen einem wettbewerblich grundsätzlich gerechtfertigten und einem missbräuchlich überhöhten Preisniveau zu differenzieren. Hierdurch entsteht die Gefahr einer über-disziplinierenden Wirkung auf die Marktakteure, die zur Vermeidung aufsichtsrechtlicher Konse-

---

<sup>4</sup> Siehe z. B. B. Burstedde, *From Nodal to Zonal Pricing – A Bottom-Up Approach to the Second Best*, EWI Working Paper, No. 12/09, July 2012; B. Burstedde, *Economics of Congestion Management*, Dissertation, University of Cologne; Neuhoff et al. 2011, *Quantifying the value of design of markets for international transmission capacity*, DIW Discussion Paper 1166; Kunz, Friedrich & Alexander Zerrahn (2015): “Benefits of coordinating congestion management in electricity transmission networks: Theory and application to Germany”, *Utilities Policy* 37(C), 34-45; C. K. Breuer, *Optimale Marktgebietszuschnitte und ihre Bewertung im europäischen Stromhandel*, Dissertation, RWTH Aachen, 2014, ABEV No. 157, ISBN 978-3-941704-43-5; Consentec, *Economic efficiency analysis of introducing smaller bidding zones, study for EEX and EPEX Spot*, Final report, 13 January 2015



quenzen von einer freien Preisbildung abweichen könnten. Auch dies führt zu Ineffizienz. Daher ist die Abwesenheit von Marktmacht grundsätzlich vorzugswürdig gegenüber vorhandener, durch Regulierung in ihrer Ausübung begrenzter Marktmacht.

**Gefahr von Marktmacht im Spotmarkt.** Das Auftreten von Marktmacht hängt von der Größe des Teilmarktes ab, innerhalb dessen das Produkt Strom homogen ist. Somit ist die Gefahr von Marktmacht im Spotmarkt im Status Quo eher gering und steigt über die CACM-Gebotszonen bis zum Nodal Pricing an.

**Gefahr von Marktmacht im Redispatch.** Im Status Quo und bei CACM-Gebotszonen ist aufgrund der nodalen Auflösung des Redispatch die Gefahr lokaler Marktmacht hoch. Das Potential für Marktmachtmissbrauch ist durch die Physik von Erzeugungsanlagen und Netz bestimmt – im Fall von nodalen Preisen materialisiert diese sich im Spotmarkt, im Status Quo im Redispatch. Bei Nodal Pricing ist Redispatch nicht erforderlich.

**Maßnahmen gegen Marktmachtmissbrauch.** Alle Systeme weisen somit grundsätzlich die Problematik lokaler Marktmacht auf. Die möglichen Maßnahmen gegen deren Missbrauch hängen davon ab, in welchem (Markt-)Prozess die Marktmacht besteht. Bei Nodal Pricing und tendenziell auch bei CACM-Gebotszonen tritt Marktmacht im Spotmarkt auf. Hier wird die Preisregulierung der Gebote eingesetzt, um Marktmachtmissbrauch zu mindern. Als Maßnahme gegen einen Marktmachtmissbrauch im Redispatch (relevant im Status Quo und bei CACM-Gebotszonen) dient die Ausgestaltung als kostenbasierter, regulierter (im Unterschied zu marktbasierendem) Redispatch beziehungsweise die Regulierung von Geboten in Redispatchmärkten.

**Fazit.** Bei jeweils optimaler Ausgestaltung sind die Unterschiede der Systeme in Bezug auf statische Effizienz gering. Je nach Studie liegt diese in einer Bandbreite von unter 1 bis ca. 10 %, wobei die geschätzte Kostenersparnis relativ zu den Gesamtsystemkosten in den USA größer (4-10%) ausfällt als in Studien zu Deutschland (0,4-2,6%). In den Studien bleibt allerdings meist unklar, inwieweit bei den Vergleichen unterschiedliche Grade an Optimalität der verglichenen Systeme eine Rolle spielt. Ein optimaler Redispatch-Algorithmus (für den Status Quo) entspricht mathematisch letztlich dem Nodal-Pricing-Algorithmus und der resultierende Kraftwerkseinsatz ist in der Theorie identisch. Berücksichtigt der Nodal Pricing-Algorithmus Anfahrtsvorgänge von Kraftwerken (Unit Commitment), was in der Praxis viele solche Algorithmen tun, muss ein Redispatch-Algorithmus dies natürlich ebenfalls berücksichtigen, um einen identischen Kraftwerkseinsatz zur Folge zu haben. In der Praxis sind Unterschiede hingegen möglich und wahrscheinlich; diese ergeben sich jedoch eher aus imperfekter Umsetzung als aus den prinzipiellen Eigenschaften der Systeme. Kritische Umsetzungsaspekte betreffen beispielsweise im Status Quo die operative Implementierung der Redispatch-Prozesse (deren Relevanz wiederum von der Höhe des Bedarfs und damit dem erreichten Netzausbauniveau abhängt). Beim Nodal Pricing seien beispielhaft die Ausgestaltung der Preisregulierung und der Komplexität der Gebotsstrukturen als kritische Aspekte der Umsetzung genannt. Eine Bewertung hängt also letztlich von der Einschätzung ab, welches System technisch besser umgesetzt und in seiner Entwicklung regulatorisch begleitet/gesteuert werden kann.

## 4.3. DYNAMISCHE EFFIZIENZ UND LOKALE INVESTITIONSANREIZE

**Herausforderung dynamische Effizienz.** Ökonomisches Handeln erfordert Planung, d. h. das Treffen von Entscheidung über die künftige Verwendung knapper Ressourcen. Im theoretischen Fall eines Marktgleichgewichts können alle Pläne ohne weitere Anpassungen umgesetzt werden. In der Realität besteht ein solches Gleichgewicht jedoch nicht; vielmehr ist eine permanente Anpassung der Pläne einer Vielzahl von Akteuren notwendig. Dynamische Effizienz beschreibt die Effizienz dieser Plananpassungen. Sie ist umso höher, je vollständiger dabei Informationen genutzt werden können, die „im Markt“ verfügbar sind. Ein wesentliches Informationsinstrument und Anreizinstrument stellen in diesem Zusammenhang Preise dar.

**Preise als Informationsinstrument.** Preise bündeln dezentrales Wissen der Marktakteure, z. B. über Bedarfsentwicklungen, Kostenentwicklungen und technische Innovationen. Als Schnittstelle zwischen den Akteuren reduzieren sie dabei die Komplexität der Information auf ein handhabbares Maß und erlauben es dadurch, das Handeln einer ggf. sehr großen Zahl von Akteuren zu koordinieren.

**Preise als Anreizinstrument.** Gleichzeitig dienen Preise den Marktakteuren als Anreize, Informationen in Handlungen umzusetzen. Für die Wirksamkeit eines Investitionsanreizes ist nicht die *ex post* realisierte Höhe eines Preises entscheidend, sondern die zum Zeitpunkt der Entscheidung *ex ante* antizipierte Höhe. Dafür spielen zwei Faktoren eine entscheidende Rolle: Prognostizierbarkeit und Glaubwürdigkeit. Nur wenn ein Investor vorhersehen kann, wo Anreize hoch sind, und wenn er daran glaubt, dass diese Anreize Bestand haben werden, fließen sie in die Investitionsentscheidung ein.

**Planungsentscheidungen in der Energiewirtschaft.** Die Energiewende stellt für alle Marktakteure in der Energiewirtschaft eine erhebliche Herausforderung dar: Pläne müssen nicht nur in kleinem Umfang modifiziert, sondern strukturell angepasst werden. Das gilt insbesondere für Investitionen bzw. Desinvestitionen. Dabei sind in mehrerlei Hinsicht zu differenzierende Entscheidungen erforderlich, nämlich technologisch (in welche Technologien wird investiert), temporal (wann wird investiert) und lokal (wo wird investiert).

**Preiserwartung und Risikomanagement.** Weil sich Investitionsentscheidungen in der Energiewirtschaft häufig über mehrere Jahrzehnte auswirken, sind hierfür nicht die heutigen Preise relevant, sondern Erwartungen über zukünftige Preise. Entrepreneure wägen bei der Entscheidungsfindung Gewinnchancen und Risiken gegeneinander ab. Weil Gewinnerwartung und Risikoeinschätzung miteinander korrespondieren, müssen die Risiken bewertbar und beeinflussbar sein. Ferner müssen die Rollen des Entrepreneurs und des Investors nicht zwangsläufig zusammenfallen. Damit sich im Markt ein insgesamt effizientes Investitionsverhalten herausbildet, müssen daher effiziente Möglichkeiten zur Risikosteuerung, Risikoweitergabe und Risikoteilung bzw. -ausgleich bestehen. In der Energiewirtschaft werden hierzu beispielsweise Terminhandel und Langfristverträge genutzt.

**Lokale Dimension von Investitionsentscheidungen.** Idealerweise sollten Preissignale Knappheit an Erzeugungskapazität oder Flexibilität in bestimmten Zonen bzw. bei Nodal Pricing an bestimmten Knoten anzeigen, so dass Marktakteure ihre Investitionen in solche Regionen bzw. Standorte lenken können. Per Definition haben zonale Preise keinerlei räumliche Steuerungs-

wirkung innerhalb von Gebotszonen. Werden lokale Investitionsanreize nicht anderweitig bereitgestellt (etwa in Form der Mechanismen aus Abschnitt 2.2), muss ineffizient viel Netzausbau erfolgen, um eine „Kupferplatte“ zu erreichen. In der Theorie steigt die Steuerungswirkung der Preise folglich vom Status Quo über CACM-Gebotszonen zu Nodal Pricing hin an. In der Diskussion beim Workshop wurde in diesem Zusammenhang diskutiert, ob hierzu neben der höheren räumlichen Auflösung bei Nodal Pricing auch eine größere Transparenz beiträgt, was die Berücksichtigung netztechnischer Restriktionen angeht, was zur Glaubwürdigkeit der Preissignale beitrüge.

**Lokale Koordinationsfunktion von Preisen fraglich.** Hinsichtlich lokaler Unterschiede in den Kosten auf der Angebotsseite und der Zahlungsbereitschaft auf der Nachfrageseite können lokal differenzierte Preise tatsächlich ein sinnvolles Informationsinstrument darstellen. Weil nodale Preise die physikalischen Beschränkungen der Übertragungsfähigkeit der Netze direkt abbilden und den lokalen Wert des Stroms marktbasiert ermitteln, haben sie einen inhärenten Glaubwürdigkeitsvorteil gegenüber Alternativen, die auf administrativer Anreizsetzung basieren.

Jedoch ist es fraglich, ob Informationen über künftige bestehende Transportmöglichkeiten effizient über einen Marktmechanismus erschlossen werden können. Denn im EU-Strombinnenmarkt basiert die Netzentwicklung nicht auf Angebot und Nachfrage, sondern der Stromtransport stellt ein reguliertes Monopolgut dar. Es findet kein Wettbewerb um eine effiziente Bedienung des Transportbedarfs statt, sondern Netzbetreiber werden von den Investitionsrisiken freigestellt. Im auf die Angebots- und Nachfrageseite beschränkten Wettbewerb führt dies zum Risiko, dass die unternehmerischen Gewinne, die die Akteure aus dem Ausnutzen lokaler Preisdifferenzen ziehen könnten, durch nicht marktlich koordinierte Netzinvestitionen zu nichtegemacht werden. Es besteht insofern die Herausforderung, den Netzausbau für Investoren antizipierbar zu machen. Die Frage, ob man Preisen eine Eignung als Koordinationsinstrument bzgl. der lokalen Dimension der Investitionsentscheidung zuschreibt, hängt letztlich davon ab, ob und wie man diese Herausforderung für lösbar hält.

**Kein effizientes „lokales Risikomanagement“.** Das – für dynamische Effizienz bedeutsame, wie oben ausgeführt – Management von Investitionsrisiken wird im Vergleich zum Status Quo beim Systemprototyp CACM-Gebotszonen erschwert. Denn der periodische Neuzuschnitt der Gebotszonen, der ja die lokale Preisdifferenzierung verbessern soll, stellt selbst ein erhebliches zusätzliches Risiko dar. In der CACM-Leitlinie ist zwar ein umfangreicher Kriterienkatalog für den Neuzuschnitt vorgegeben, aber diese führen nicht zu einem rein objektiven Prozess des Zonenzuschnitts. Die bisherigen Erfahrungen mit der laufenden ersten Beurteilung von Gebotszonenzuschnitten zeigt vielmehr, dass es sich um einen stark politisch geprägten und letztlich intransparenten Entscheidungsprozess handelt. Anders als Marktrisiken ist dieses regulatorische Risiko für Investoren nicht abzusichern und stellt somit echte volkswirtschaftliche Kosten dar.

In der Diskussion beim Workshop wurde deutlich, dass eine erhöhte Transparenz der Neuzonierung das Problem nicht grundsätzlich löst. Allenfalls eine mit langem Vorlauf angekündigte und dann für viele Jahre stabile neue Gebotszonenstruktur würde zu einer abweichenden Beurteilung führen, denn in diesem Fall würde das Risiko der (ggf. mangelnden) Effizienz des neuen Zuschnitts vom staatlichen Entscheider der Zonierung getragen und nicht von den Marktteilnehmern.

Das bei CACM-Gebotszonen, jedenfalls bei intransparenter und/oder periodischer Neuzonierung, relevante Risiko besteht bei Nodal Pricing nicht. Aufgrund der kleinräumigen Segmentierung des Markts jeweils (d. h. je Knoten) stehen an einem Knoten jedoch jeweils nur sehr wenige potenzielle Partner für Risikoabsicherungsgeschäfte zur Verfügung. In der Praxis wird deswegen Liquidität dadurch gebündelt, dass Absicherungsgeschäfte in Form von FTRs zwischen sogenannten Hubs gehandelt werden, die jeweils eine Vielzahl von Knoten zu einem virtuellen Knoten zusammenfassen. Damit wird der liquide FTR-Handel aber faktisch zonal. Die hoch aufgelöste räumliche Differenzierung der Preise im physischen Markt bewirkt somit einen Anstieg der Transaktionskosten und zwingt die Marktakteure möglicherweise, das Basisrisiko bzgl. lokaler Preisdifferenzen zumindest teilweise selbst zu tragen. In der Diskussion beim Workshop wurde hierzu angemerkt, dass das Basisrisiko lokaler Preisdifferenzen zum Hub mit langfristig vergebenen/auktionierten FTRs zwischen Knoten und Hub abgesichert werden könne.

Angesichts der heute in der EU üblichen Maximalfrist von Übertragungsrechten von einem Jahr erscheint eine langfristige Absicherung der lokalen Preisrisiken durch die TSOs kaum möglich. In der Diskussion beim Workshop wurde allerdings darauf hingewiesen, dass in US-amerikanischen Systemen mit Nodal Pricing auch längerfristige Absicherungsprodukte (z. B. mit 10-jähriger Laufzeit) zur Verfügung stehen.

**Weitere lokale Investitionssignale.** Neben einer lokalen Differenzierung von Großhandelspreisen (über CACM-Gebotszonen oder Nodal Pricing) bestehen weitere Möglichkeiten zur Setzung lokaler Investitionssignale. Hierunter fallen beispielsweise räumlich differenzierte Netznutzungs- und -anschlussentgelte, die Ausgestaltung der EE-Förderung (z. B. das Referenzertragsmodell oder Referenzertragswertmodell) oder Ausschreibungen von Einspeiserechten oder Netzreserveanlagen. Diese Ansätze sind grundsätzlich mit allen Systemprototypen kombinierbar, weisen vielfach jedoch ebenfalls spezifische Nachteile auf. Beim Workshop wurde die lokale Steuerung von EE-Ausbau als Alternative zu den räumlichen Signalen als ein Beitrag von Nodal Pricing hervorgehoben.

**Fazit.** Im Status Quo bestehen keine lokal differenzierten Investitionsanreize, wodurch es zu Ineffizienzen bei der räumlichen Allokation von Kraftwerken und Flexibilitäten kommt, die einen übermäßigen Netzausbaubedarf zur Folge haben. Im Falle eines unzureichenden Netzausbaus besteht die Gefahr einer Notwendigkeit von lokalen ad-hoc Investitionsanreizen in Form von regionalen Kapazitätsmechanismen. Nodal Pricing und CACM-Gebotszonen zielen darauf ab, durch lokal differenzierte Preise die lokale Dimension der Investitionsentscheidungsfindung zu verbessern.

Allerdings ist es fraglich, ob die Exposition gegenüber lokalen Preissignalen für Investoren ein effizient steuerbares Risiko darstellt. Denn aufgrund von Wechselwirkungen mit der regulierten Infrastrukturentwicklung bilden die Preise die benötigten Informationen möglicherweise nicht vollständig ab – es sei denn, es gelingt, den Netzausbau für Investoren antizipierbar zu gestalten. Bei CACM-Gebotszonen wird – im Vergleich zu Nodal Pricing – das o. g. Risiko durch die politische Komponente der Neuzonierung noch verschärft. Diese Effekte könnten eine staatliche Risikoübernahme erforderlich machen, um notwendige Investitionen in Erzeugung und Flexibilitäten sicherzustellen. Damit würde aber der beabsichtigte Nutzen lokaler differenzierter Preise mit Blick auf die dynamische Effizienz entwertet.

Darüber hinaus entstände die Gefahr einer Verschlechterung der technologischen und temporalen Dimensionen der dynamischen Effizienz. Denn der EOM 2.0 sieht Preise als wesentliches Koordinationsinstrument und die Stärkung von Preissignalen als wesentliches Ziel. Hiermit verbunden ist das Bekenntnis zur Technologieoffenheit, insbesondere vor dem Hintergrund von sich durch die Energiewende schnell ändernden Anforderungen sowie Kosten- und Technologiesprüngen. Wenn durch lokal (zu) stark differenzierte Preise marktbasierend nicht abzusichernde Risiken entstehen, überlagern diese die Wirkungen von Preissignalen für technologische und temporale Investitionsentscheidungen und tangieren somit auch deren Effizienz negativ.

Zusammengefasst ist somit die Wirksamkeit der durch Nodal Pricing oder CACM-Gebotszonen beabsichtigten lokalen Investitionslenkung fraglich, während gleichzeitig die technologische und temporale Effizienz von Investitionsentscheidungen geschwächt würde. Beim Verbleib im Status Quo bleibt jedoch die Frage, wie eine ggf. erforderliche lokale Steuerung von Investitionen gelingt. Ein ausreichender Netzausbau würde dies erübrigen – hier ist die Frage, wie viel Verzögerung das System „aushält“, d. h. ob sich der Status Quo auf Dauer aufrechterhalten lässt. Umfang und Vorhersehbarkeit von Netzausbau wurden beim Workshop kontrovers diskutiert. Um Investitionssignale aus den grundsätzlich physikalisch basierten (und damit tendenziell glaubwürdigen) nodalen Preisen zu erzielen, müsste der Verlauf des Netzausbaus planbar(er) werden. Die Mehrzahl der Teilnehmer vertrat jedoch die Auffassung, dass Unsicherheiten bei der Infrastrukturentwicklung unvermeidlich sind.

#### 4.4. OPERATIVE SYSTEMSICHERHEIT

**Operative Systemsicherheit.** Systemsicherheit umfasst verschiedene Aspekte. Zum einen umfasst sie die Frage nach ausreichender Kapazität (*generation adequacy*), insbesondere auch ausreichende Kapazität am richtigen Ort beziehungsweise ausreichenden Netzausbau. Diese Frage betrifft lokale Investitionsanreize und wurde in Abschnitt 4.3 behandelt. Zum anderen umfasst Systemsicherheit Fragen der Fehleranfälligkeit des operativen Netzbetriebs. In der Tendenz ist der Netzbetrieb dann resilienter und robuster, wenn er automatisiert durch regelgebundene Entscheidungen auf Basis von Algorithmen abläuft. Eine große Anzahl manueller Eingriffe auf Basis diskretionärer Entscheidungen erhöht die Wahrscheinlichkeit von Fehlern.

**Ähnlichkeit nodal-zonal.** Redispatch und ein nodales Preissystem stehen vor exakt der gleichen Herausforderung, die sich formulieren lässt als “Finde den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung aller Netzrestriktionen” (*security constrained economic dispatch*). Der Algorithmus, der zum Finden von Knotenpreisen verwendet wird, kann auch für Redispatch-Entscheidungen verwendet werden, inklusive einer Berücksichtigung von Anfahr- und Abschaltvorgängen von Kraftwerken (Unit Commitment). Die Steuerungstechnik für den *central dispatch* bei nodalen Preisen kann auch für Redispatch verwendet werden. In beiden Systemen gilt selbstverständlich, dass eine verspätete Einführung oder fehlerhafte Software oder Hardware ein Risiko für die operative Systemsicherheit ist. Insofern besteht nach der Meinung der Autoren keine grundlegende Differenz zwischen zonalen und nodalen Preisen bezüglich Fehler im Systembetrieb. In diesem grundsätzlichen Punkt herrscht unter den teilnehmenden

Experten des Workshops weitgehend Konsens. Ein Workshopteilnehmer vertrat die abweichende Auffassung, dass bei vermehrter Durchdringung mit dezentralen Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen die Risiken im Systembetrieb bei Redispatch höher liegen bzw. stärker steigen als bei Nodal Pricing.

**ÜNB-VNB-Kooperation.** In einem weiteren Punkt unterscheiden sich zonale und nodale Preissysteme kaum: Da ein großer Teil der erneuerbaren Energien auf Verteilnetzebene an das Netz angeschlossen sind, entsteht ein signifikanter Teil der operativen Herausforderungen im Verteilnetz. Die deswegen notwendige Abstimmung und Kooperation zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ist in beiden Preisregimes im gleichen Maße notwendig. Auch hier herrscht Einigkeit unter den teilnehmenden Experten des Workshops.

**Anreize zur Informationsweitergabe.** In einem Punkt unterscheiden sich beide Systeme jedoch. In einem zonalen Preissystem mit self-dispatch haben Akteure keinen ökonomischen Anreiz, Aktualisierungen ihres Fahrplans – beispielsweise aufgrund von aktualisierten Wetterprognosen oder sich ändernder Intraday-Preise – an den ÜNB zu melden. (Stattdessen besteht eine Pflicht, dies zu tun.) Dadurch besteht die Gefahr, dass Änderungen später als notwendig gemeldet werden und die Netzbetreiber weniger Zeit für Lastflussberechnungen und Engpassmanagementmaßnahmen haben. Ein Workshopteilnehmer berichtete etwa von der Erfahrung in Kalifornien, wo vor der Einführung von Nodal Pricing regelmäßig umfangreiche manuelle Redispatchmaßnahmen nötig waren. In einem nodalen Preissystem mit central dispatch wird der Fahrplan vom Systembetreiber auf Basis der Gebote der Marktakteure erstellt. Mit anderen Worten: in einem Nodal Pricing-System besteht Anreizkompatibilität, Informationen ohne Zeitverzug an den Systembetreiber weiterzugeben. Dadurch könnte eine Verkürzung der Intraday-Gate-Closure-Zeiten vereinfacht werden. Auf dem Workshop herrschte Konsens über das prinzipielle Argument der Anreizkompatibilität, allerdings gab es divergierende Einschätzungen bezüglich seiner Relevanz.

## 5. Abschließend: Anmerkungen zur Vereinbarkeit von EE-Integration und -Förderung

---

In den vorigen Abschnitten wurde eine Bewertung anhand konzeptioneller Preisregimes (Prototypen) vorgenommen, die von Details in konkreten Ländern abstrahieren. In Ergänzung dazu wird nachfolgend ein wichtiger Aspekt im Zusammenhang mit der Energiewende in Deutschland betrachtet, nämlich die Marktintegration und Förderung von Erzeugung aus Erneuerbaren Energien.

Im derzeitigen EE-Förderregime wird durch die gleitende Marktprämie eine Exposition von EE-Anlagen gegenüber Marktpreisrisiken vermieden. Eine Standortsteuerung für neue EE-Anlagen findet somit nicht über die Marktpreise statt. Vielmehr erfolgt sie über die Ausgestaltung des EE-Fördersystems, z. B. mittels Referenzertragsmodell, Netzausbaugebiet und Verteilernetzkomponente. Auf diese Weise wird eine Standortsteuerung ermöglicht, ohne dass hierdurch ein Marktrisiko für EE-Investoren entsteht. In der Betriebsphase können EE-Direktvermarkter den Portfolioeffekt innerhalb der Gebotszone nutzen und durch Ausgleichseffekte hohe Prognosegüten bezüglich der Summeneinspeisung ihrer Anlagen und folglich geringe Ausgleichsenergiekosten erreichen. Am Engpassmanagement können EE-Anlagen über Eins-Man beteiligt werden. Dabei ist eine nachrangige Abregelung (und entsprechende Entschädigung) von EE-Anlagen umsetzbar, so dass zunächst Redispatch mittels konventioneller Erzeugungsanlagen erfolgen kann und die Möglichkeiten zur EE-Stromerzeugung im maximal möglichen Ausmaß genutzt werden können.

Eines von mehreren Zielen von Nodal Pricing besteht darin, über räumlich differenzierte Preise lokale Investitionsanreize zu generieren. Durch die gleitende Marktprämie würden diese Anreize jedoch für den großen und künftig mehr und mehr dominierenden Anteil der EE-Erzeugung an den Investitionen unwirksam. Zudem bürge die Marktprämie auch betriebliche Risiken. Denn bei Nodal Pricing erfolgt die Steuerung der Netzbelastung in allen Prozessstufen bis zum Echtzeitbetrieb über Preisanreize. Deren Wirksamkeit ist folglich für einen sicheren Systembetrieb unabdingbar, weil nachgelagerte (administrativ-kostenbasierte) Eingriffe nicht vorgesehen sind. Eine gleitende Marktprämie, die EE-Anlagenbetreiber bewusst von lokalen Preisrisiken freistellt, würde hier also zu einer Gefährdung der Systemsicherheit führen, weil EE-Anlagen gar nicht auf die Knotenpreise reagieren würden. Die gleitende Marktprämie ist mit Nodal Pricing folglich kaum vereinbar. Auch ist beim Engpassmanagement keine explizite technologiebezogene Differenzierung der Anlagen mehr möglich, also eine Differenzierung, bei der die Technologie Priorität über den Ort hat. Vielmehr erhalten alle (auch EE-)Anlagen an einem überversorgten Knoten dessen niedrigen oder negativen Preis. Je nach dessen Niveau kann es so zu einer marktbasierter Abregelung von EE-Erzeugung an einem Knoten kommen, während an anderen Knoten aufgrund der dort höheren Preise noch konventionelle Anlagen zum Einsatz kommen – eine generell nachrangige Abregelung von EE-Anlagen ist bei Nodal Pricing nicht umsetzbar. Zudem entfällt durch die knotenscharfe Bilanzierung die Möglichkeit des überörtlichen Bilanzausgleichs. Die Ungenauigkeit der lokalen Wetterprognose schlägt somit unmittelbar auf die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch.

Zusammengefasst könnte das derzeitige System der EE-Förderung einschließlich der bisher bewusst vorgenommenen Differenzierung der Risikoexposition von EE-Anlagen gegenüber konventionellen Anlagen unter Nodal Pricing nicht fortgeführt werden.

Inwieweit auch die Einführung kleinerer und dynamischer CACM-Gebotszonen die Fortführung des bisherigen EE-Förderregimes in Frage stellt, hängt im Wesentlichen von der Größe/Anzahl der Gebotszonen ab. Je kleiner die Gebotszonen, desto geringer werden beispielsweise die Portfolioeffekte für EE-Direktvermarkter, und desto häufiger wird es zu teilweise marktbasierter (anstelle grundsätzlich nachgelagerter) Abregelung von EE-Erzeugung aufgrund Nichtzahlung der Marktprämie bei engpassbedingten negativen Preisen kommen.

# Kommentar von Prof. Karsten Neuhoff

Mit der Energiewende ergeben sich neue Anforderungen an das Strommarktdesign, damit:

- der Anteile von Wind- und Sonnenenergie steigen kann, auch wenn wegen geringer Kapazitätsfaktoren die Anschlussleistung auf ein Vielfaches der Netzkapazität wächst.
- weniger fossile Kraftwerke in Teillast betrieben werden müssen und stattdessen neue Flexibilitätspotentiale erschlossen und genutzt werden können.
- Emissionen im Industrie-, Transport und Gebäudebereich reduziert werden können, indem Kohle, Gas und Öl durch erneuerbarem Strom substituiert werden (Sektorkopplung).

Diese neuen Anforderungen können wirtschaftlich nur erfüllt werden, wenn ein umfassender Netzausbau mit effektivem Systembetrieb kombiniert wird. Wichtig dabei sind:

1. Marktanreize – insbesondere für die Nutzung dezentraler Flexibilitätspotentiale.
2. Anreizkompatibilität – damit alle Akteure zur Systemsicherheit beitragen.
3. Gesamtperspektive – zur Berücksichtigung auch anderer Aspekte des Energiemarktes.

Daraus ergeben sich bei folgenden drei Kriterien Abweichungen bei den Schlussfolgerungen:

## **Kriterium 1: Wirkung auf Einsatzentscheidung**

*Fazit des Berichts: „Bei jeweils optimal gestalteten Systemen sind die Unterschiede gering: Redispatch-Algorithmus entspricht dem Nodal Pricing-Algorithmus“*

Bisher werden Engpässe im Stromnetz administrativ durch Einspeisemanagement und Redispatch gelöst. Im Kontext von Redispatch kann (i) systemrelevanten Kraftwerken die Stilllegung verboten werden (ii) allen Kraftwerken vorgeschrieben werden sich einsatzbereit zu halten und die Produktion anzupassen. Betreiber erhalten dann Entschädigungszahlungen entsprechend der jeweils angefallenen Kosten. Bei Entschädigungszahlungen, die von kurzfristigen Kosten abweichen würden, hätten Marktteilnehmer Anreize mit ihren Fahrplänen zunächst zu Engpässen beizutragen um von deren Beseitigung zu profitieren (Inc-Dec Game). Die Kostenerstattung ist für konventionelle Kraftwerke erprobt, lässt sich jedoch nicht auf neue Flexibilitätsoptionen übertragen:

- (i) Viele Flexibilitätsoptionen sind noch nicht erschlossen – Entschädigungen für die kurzfristigen Kosten führen zu keinen Anreizen für den Flexibilitätseinsatz und Investitionen in die Erschließung.
- (ii) Während variable Kosten von Gas- und Kohlekraftwerken für Entschädigungszahlung recht genau abgeschätzt werden können, ist das für nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen kaum möglich da sie von nicht öffentlich zugänglichen Informationen zu (i) den jeweiligen Technologien (ii) Produktionsauslastung (iii) Präferenzen abhängen und für eine Vielzahl von Unternehmen und Haushalten bestimmt werden müssten.



Deswegen sind marktbasierende Anreize für Investition in und Nutzung von neuen Flexibilitätspotentialen notwendig. Solche Anreize entstehen, wenn Engpässe in geeigneten Preiszonen oder nodalen Preisen abgebildet werden, nicht jedoch wenn Engpässe durch kostenbasierten Redispatch mit administrativen Maßnahmen gelöst werden.

*Zusammenfassung: **Marktanreize sind notwendig für die Erschließung und Nutzung dezentraler Flexibilität. Das bedarf entweder kleinerer Preiszonen oder nodaler Preise.***

#### **Kriterium 8: Systemsicherheit**

*Fazit des Berichts: „Redispatch kann technisch identisch zu Nodal Pricing umgesetzt werden“*

Netzbetreiber sind auf verlässliche Informationen zu geplanten Erzeugungs- und Nachfragemustern angewiesen, um Netzflüsse zu berechnen, mit angrenzenden Netzbetreibern abzugleichen, und gegebenenfalls korrektive Maßnahmen einzuleiten.

Bei zu großen Preiszonen haben Marktteilnehmer nur Anreize die Summe aller Erzeugung und Nachfrage Ihrer Erzeugung und Nachfrage innerhalb einer Preiszone auszugleichen (Bilanzkreisverantwortung). Es gibt keine Anreize für eine akkurate Prognose zur räumlichen Verteilung der Erzeugung und Nachfrage innerhalb von Preiszonen.

Marktteilnehmer können meist eine Vielzahl von Kraftwerken mit ähnlichen variablen Kosten in ganz Deutschland zum Ausgleich der Wind- oder Sonnenproduktion nutzen. Das Erzeugungsmuster ist daher schwer prognostizierbar und unterliegt lokal größeren Variationen. Netzbetreiber erhalten somit ungenaue Informationen als Grundlage für die Berechnung von Netzflüssen. Das führt zu unerwarteten Loop Flows und damit zu einer Reduktion der Übertragungskapazität, die Netzbetreiber für kommerzielle Transaktionen zur Verfügung stellen können. Sie müssen hohe Sicherheitsmargen berücksichtigen, da es bis zur Gate Closure zu umfangreichen Änderungen im Dispatch kommen kann. Während Kraftwerksausfälle oder Windprognosen recht genau abgeschätzt werden können, sind die Unsicherheiten, die sich aus unerwartetem Verhalten von Marktteilnehmern ohne Marktanreize ergeben, groß. Deswegen kann trotz Vergrößerung der Sicherheitsmargen auch das Risiko steigen, dass kritischen Systemzustände zu Blackouts führen.

Bei räumlich kleinteiligen Preisen führen Engpässe dagegen zu regionalen Preisunterschieden. Es entstehen Anreize für die Nutzung des am besten gelegenen Kraftwerks. Je frühzeitiger die Entscheidung gefällt wird, desto geringer sind dabei die Preisrisiken. Deswegen werden Anpassungen frühzeitig vorgenommen und über den Markt erhält der Netzbetreiber frühzeitig verlässliche Informationen zu Stromflüssen.

*Zusammenfassung: **Anreizkompatibilität ist notwendig für sicheren Betrieb des Stromsystems. Dafür bedarf es kleine Preiszonen, die Engpässe abbilden, oder nodaler Preise.***

**Kriterium 10: Transaktionskosten**

*Fazit des Berichts:–,Signifikante Transaktionskosten und signifikanter Zeitbedarf zur Systemumstellung auf Nodal Pricing oder CACM-Gebotszonen.“*

Jede Veränderung der Strommarktregulierung bedingt zunächst Aufwand für öffentliche und private Akteure. Das spricht dafür, dass anstatt der Einführung weniger kleinerer Preiszonen der direkte Übergang zu nodalen Preisen sinnvoller ist. So entfällt der periodische Review zu Preiszonen und die damit jeweils verbundene Unsicherheit für Investoren und Entwickler neuer Flexibilitätsoptionen und Geschäftsmodelle.

Der administrative Aufwand für die Einführung einer nodalen Bepreisung wurde im Workshop jedoch im Vergleich zu den Nutzen teilweise infrage gestellt. Das mag an der bisher fehlenden Erfahrung mit dem neuen für Europa neuen Ansatz liegen. In Nord-Amerika zeigte sich, dass nach erster Umsetzung von nodaler Bepreisung in PJM die Nachbarregionen dem Beispiel aufgrund der positiven Erfahrungen gefolgt sind (New-England, New York, Mittlere Westen, Texas, Kalifornien).

Der zusätzliche regulatorische Aufwand reduziert sich ebenfalls, wenn die Veränderung beim Engpassmanagement nicht isoliert, sondern als Teil sowieso anstehender Veränderungen betrachtet werden:

- Für das marktbasierete Engpassmanagement zwischen Preiszonen schlagen die Netzbetreiber die europaweite Einführung von Auktionsplattformen vor (Cross zonal intraday capacity pricing methodology, April 2017). Das führt zu mehr Liquidität, Tiefe des Marktes und Wettbewerbsintensität. Zugleich können kleinere Preiszonen oder nodale Preise aufbauend auf solchen Auktionsplattformen mit geringem Aufwand umgesetzt werden, ohne eine Reduktion der Liquidität oder Zunahme der Marktmacht.
- Für die Lösung zukünftiger Engpassprobleme und die Erbringung von Systemdienstleistungen auf der Verteilnetzebene werden lokalisierte Preise und Regulierung benötigt. Eine Abwägung zu Dienstleistungen auf Übertragungsebene kann nur erfolgen, wenn diese ebenfalls eine lokale Komponente, bzw. Preis haben.
- Die von der EU Kommission vorgesehene Erneuerbaren-Direktive für die Periode nach 2020 ermöglicht und bedingt eine Weiterentwicklung von Fördermechanismen zu Vergütungsmechanismen mit dem Ziel der Reduktion von Risiken um Zugang zu kostengünstiger Finanzierung zu ermöglichen. In diesem Kontext können sowohl die Risiken der kleinteiligeren Preiszonen als auch die Anreize für Standortwahl und Ausrichtung berücksichtigt werden.

*Zusammenfassung: **Transaktionskosten der Einführung nodaler Preise sind überschaubar, insbesondere wenn die Einführung mit weiteren Anpassungen koordiniert wird.***

**Schlussfolgerung von Prof. Karsten Neuhoff:**

Marktanreize sind notwendig für die Erschließung und Nutzung dezentraler Flexibilität. Zugleich ist Anreizkompatibilität notwendig für den sicheren Betrieb des Stromsystems. Um beides zu erreichen, sind ausreichend kleine Preiszonen, die Engpässe abbilden, oder nodale Preise notwendig.

Die Transaktionskosten der Einführung nodaler Preise sind überschaubar, insbesondere bei einer Koordination der Anpassungen mit weiteren Änderungen, die mit der Transformation des Stromsystems anfallen. Befürchtete negative Verteilungswirkungen der Einführung nodaler Preise können mit der Zuteilung von finanziellen Übertragungsverträgen an Erzeuger und Endkunden vermieden werden.