

Welcher Reformbedarf besteht im Engpassmanagement?

Karsten Neuhoff (DIW Berlin), Marion Ott (ZEW Mannheim), Paula Niemöller (DIW Berlin)

Berlin, 28.8.2025, Workshop mit Übertragungsnetzbetreibern und Stadtwerken als Verteilnetzbetreiber unter Chatham House Rule.

Struktur

Herausforderungen für Netzbetrieb durch Netzengpässe wachsen	2
Engpassmanagement mit Redispatch kommt besonders intraday an seine Grenzen.....	3
Redispatch-Märkte können Engpassmanagement kaum unterstützen	5
Flexibilität und Speicher erschweren Engpassmanagement	6
Dynamische Netzentgelte können Engpässe reduzieren sind aber für aktives Engpassmanagement wenig geeignet	7
Weitere Einschränkungen des Marktes werden deswegen erwogen	9
Alternative Optionen für lokalere Marktpreise sollten sorgfältig wissenschaftlich untersucht und erwogen werden	10
Zusammenfassung der neuen Herausforderungen	13

Herausforderungen für Netzbetrieb durch Netzengpässe wachsen

Erzeuger und Stromkunden können deutschlandweit unter der Fiktion unbegrenzter Netzkapazitäten miteinander handeln. Sie teilen dann dem Stromnetzbetreiber ihre Fahrpläne mit, also wann und wo Strom erzeugt und damit ins Netz eingespeist beziehungsweise verbraucht und ausgespeist wird.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) stellen dann sehr oft fest, dass die angekündigten Übertragungsvolumen das Übertragungsnetz überlasten würden. Sie weisen dann bis zu 15 GW an Stromerzeugung, die wegen zu geringer Netzkapazität nicht transportiert werden kann, an, nicht zu produzieren, und ersetzen an anderer Stelle diese 15 GW Erzeugung durch steuerbare Kraftwerke oder Countertrade, um die fehlende Erzeugung auf der anderen Seite des Engpasses zu ersetzen. Damit werden im Redispatch heute bis zu 30 GW an Leistung auf beiden Seiten des Engpasses bewegt. Die Kosten für diesen Redispatch Erzeugungskapazitäten belaufen sich aktuell auf rund 3 Mrd. Euro pro Jahr und werden über Netzentgelte an die Stromkunden weitergegeben.

Basierend auf der letzten Langfristanalyse wurde von ÜNBs berechnet, dass die Spitzenleistung an notwendigem Redispatch bis zum Jahr 2030 in manchen Situationen von aktuell bis zu 30 GW auf bis zu 68 GW ansteigen könnte.

Dabei verschiebt sich zugleich auch die Herausforderung. Bisher lag sie in der kurzfristigen Absenkung der erneuerbaren Produktion. Doch Offshore-Windparks können von ÜNBs bereits genauso zentral angesteuert werden wie Großkraftwerke. Zusätzlich können mittlerweile auch rund 50 % der relevanten PV-Anlagen-Leistung durch die Anschlussnetzbetreiber angesteuert werden.

In der Zukunft liegt die Herausforderung nicht mehr so sehr in der Absenkung der Produktion vor dem Netzengpass, sondern im Ersatz dieser Produktion oder Reduktion der Nachfrage hinter dem Engpass. Heute sind bereits Netzreservekraftwerke nötig, um Hochfahrpotenzial zu sichern. Zukünftig wird sich der Redispatch-Bedarf verdoppeln, während sich die Kapazität fossiler Kraftwerke, die zur Verfügung stehen, reduziert. Das erhöht nicht nur die Redispatch-Kosten, sondern Netzbetreiber befürchten, dass sie die Situation dann mit Redispatch nicht mehr handhaben können. Darüber hinaus können Engpässe wegen wachsender erneuerbaren Erzeugung und dem kurzfristig anpassbaren Marktverhalten von Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher immer kurzfristiger erkannt werden. Damit gibt es unzureichenden Vorlauf, um Redispatch umsetzen zu können.

Für Verteilnetzbetreiber (VNBs) bestehen die größten Herausforderungen in der Bereitstellung von Netzanschlüssen, im städtischen Bereich insbesondere für Last von Rechenzentren, Wärmepumpen oder Ladekapazitäten für E-Mobilität und Batterien, im ländlichen Bereich für Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen. Erstens wurden Netzkapazitäten oftmals schon Bestandskunden vertraglich zugesichert. Auch wenn diese Kapazitäten nicht voll ausgelastet werden, ist es für VNBs schwierig diese „zurückzuerhalten“. Zweitens kennen VNBs die tatsächliche Netzauslastung nur ungenau. Die von ihnen installierte Messtechnik zur Erfassung der Belastung des Verteilnetzes in Echtzeit (State Estimation) liegt oftmals 10–15 Jahre hinter dem Technologiestand der ÜNBs. Drittens hätten VNBs auch nur eingeschränkte Möglichkeiten auf Engpässe durch Fernschaltung der Transformatoren und Netzschaltungen zu reagieren. Sie werden noch bis Anfang der 2030er Jahre für die Umstellung der Anlagen auf eine digitale Steuerung benötigen. Viertens wird befürchtet, dass Stromkunden, die auf das Großhandelspreissignal der Einheitspreiszone reagieren, in manchen Situationen die lokale Engpasssituation verschärfen.

Engpassmanagement mit Redispatch kommt besonders intraday an seine Grenzen

Seit mehr als einem Jahrzehnt arbeiten Netzbetreiber und Regulierungsbehörden eng zusammen, um den Redispatch zu verbessern und so die fehlende Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten im Strommarktdesign auszugleichen:

- ÜNBs haben ihre **Prognosen kontinuierlich verbessert**, sowohl für die Stromnachfrage als auch für Erzeugung insbesondere von Wind- und Solarkraftwerken, um so die regionale Verteilung und damit Netzbelastung besser zu antizipieren. Allerdings werden im Zeitbereich 2030+ auch mit zwei Stunden Vorlauf verbleibende Prognoseunsicherheiten im hohen einstelligen GW Bereich mindestens einmal pro Woche erwartet und somit kann kurzfristiger zusätzlicher Redispatchbedarf in dieser Größenordnung auftreten.
- **ÜNBs koordinieren Redispatch-Maßnahmen international**. So können auch Kraftwerke in Nachbarländern eingesetzt werden, um Netzengpässe innerhalb Deutschlands aufzulösen. Die verbesserten Prognosen sind eine wichtige Voraussetzung, um Zeit für die Koordination zu schaffen.
- Darauf basierend weisen Netzbetreiber **Redispatch-Maßnahmen von Kraftwerken nach Paragraph 13.1 Energiewirtschaftsgesetz** an. Durch frühzeitige Anweisungen an Kraftwerke, meist bereits am Vortag, können auch fossile Kraftwerke mit längeren Vorlaufzeiten genutzt werden.
- Nach **Paragraph 13.2 Energiewirtschaftsgesetz kann der Netzbetreiber alle Verbraucher und Erzeuger einschränken**, wenn keine anderweitigen Maßnahmen mehr zur Verfügung stehen. In sehr seltenen Fällen kann das eine Abschaltung von Teilen des Verteilnetzes beinhalten (Abschalt-Kaskade).
- Der neue **Paragraph 14a Energiewirtschaftsgesetz ermöglicht es VNBs, steuerbare Anlagen**, also vor allem Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen, im Rahmen einer präventiven Steuerung für zwei Stunden pro Tag **zu dimmen**, bei Einzelanlagen auf 4,2 kW ([link](#)). Im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit erfolgt der Eingriff im durch den VNB zu bestimmenden notwendigen Umfang ([link](#)). Erlaubt ist nur den Einsatz für das Engpassmanagement im Niederspannungsnetz. Statt einer spezifischen Kompensation für jeden Eingriff, erhalten Stromkunden reduzierte Netzentgelte. Die VNBs müssen die Engpässe dann in der Netzausbauplanung berücksichtigen und unverzüglich Maßnahmen zur Abhilfe ergreifen (Pkt. 6 in [link](#)). Mithilfe dieser Regelung wurde die Grundlage geschaffen auf der VNBs verpflichtet sind, Netzanschlüsse bereit zu stellen.

Mit diesen Methoden können Netzbetreiber bereits allen größeren konventionellen Kraftwerken und einem großen Teil der erneuerbaren Energieerzeugung sowie steuerbaren Verbrauchseinrichtungen auf Niederspannungsebene direkte Anweisungen für den Betrieb geben.

Die Herausforderung im Netzbetrieb verlagert sich jedoch von der Koordination der Stromerzeugung auf die Koordination von flexibler Stromnachfrage und Speichern. Für Notfallsituationen kann der ÜNB Last nach Paragraph 13.2 abschalten bzw. der VNB nach Paragraph 14a dimmen. Die häufige Dimmung oder Lastabschaltung durch VNB oder ÜNB ist jedoch wenig effektiv (Vorwegnahme/Erhöhung bei antizipierter Abschaltung/Dimmung bzw. Nachholeffekte), wirtschaftlich fraglich (welche Kosten entstehen durch unkoordinierte Abschaltung/Dimmung) und die Akzeptanz einer breiteren Anwendung noch nicht erprobt und insbesondere für Last auch absolut nicht angestrebt. Bei Engpässen, die nicht durch kurzfristige Solarspitzen, sondern durch längerfristige Windsituationen entstehen, müssten zudem die Zeiträume für Eingriffe verlängert werden, so dass die mit den Eingriffen verbundenen Herausforderungen zunehmen.

Eine weitere Herausforderung für den Redispatch ergibt sich aus den Anforderungen zur Versorgungssicherheit.

- Um Versorgungssicherheit sicher zu stellen, ist das Energiesystem so gebaut, dass es kurzfristig auch unabhängig vom Internet betrieben werden kann. Zum Beispiel gibt es für die Kommunikation zwischen Netzbetreibern und großen Erzeugungsanlagen Standleitungen über die auch Redispatchmaßnahmen koordiniert werden können.
- Solche sicheren bidirektionalen Kommunikationswege bestehen allerdings nicht mit den kleineren Erzeugern und Verbrauchern. Stattdessen nutzen Aggregatoren und Vermarkter internetbasierte Systeme auch für kurzfristige Steuerung.
- Das ist noch unkritisch, solange nur wenige Endkunden eingebunden werden und somit die gesteuerte Leistung noch kein Volumen im GW-Bereich erreicht. So kann jetzt schon erprobt werden, wie Endkunden für die Erschließung von Nachfrageflexibilität gewonnen werden können und attraktive Geschäftsmodelle und Angebote können entwickelt werden.
- Mittelfristig wird jedoch die bei Endkunden gesteuerte Leistung zwei- bis dreistellige GW-Bereiche erreichen. Deren (Re-)Dispatch über zentrale internetbasierte Systeme würde zu einer unerwünschten Abhängigkeit der Versorgungssicherheit von der Funktionsfähigkeit des Internets führen.

Redispatch-Märkte können Engpassmanagement kaum unterstützen

Da mit einem administrativ angeordneten Redispatch dezentrale Akteure und Nachfrageflexibilität nur schwerlich angesprochen werden können, wurden neue Möglichkeiten erkundet, mit marktbasierendem Redispatch auch diese Akteure beim Engpassmanagement einzubinden.

- **Redispatch-Märkte** wurden erstmals 2017 in Deutschland ins Gespräch gebracht. Sie wurden aufgeführt als eine Möglichkeit, Engpassmanagement innerhalb von Preiszonen mit lokalen Marktpreissignalen durchzuführen ([link](#)). Auf dieser Grundlage setzte sich Deutschland für den Beibehalt der deutsch-luxemburgischen Einheitspreiszone im vierten Energiemarktpaket 2019 auch gegen das Interesse seiner Nachbarländer (bis auf Luxemburg) ein. Die Hoffnung in den Mechanismus wurde jedoch enttäuscht, da bei strukturellen Engpässen die Marktteilnehmer die Profitmöglichkeiten im Redispatch-Markt antizipieren und ihr Angebote im Energiemarkt entsprechend anpassen (Inc-Dec Gaming). Das verzerrt Strommarktergebnisse und führt zu einem ineffizienten Betrieb, erschwert die Prognosen der Netzbetreiber und führt zu Investitionen am falschen Ort.
- **Die Bereitstellung von Kapazität für Redispatch** vergüten zu lassen wurde vorgeschlagen, um das Inc-Dec Problem zu umgehen. Anbieter werden für die Vorhaltung von Leistung bezahlt. Allerdings kann das dazu führen, dass Marktteilnehmer deren Teilnahme im Energiemarkt netzdienlich ist, lieber in den Kapazitätsmarkt für Redispatch gehen, um dort höhere Erlöse zu erzielen. Dadurch verschärft sich die Engpasssituation, und der Kapazitätsmarkt für Redispatch löst lediglich das Problem, das durch seine Einführung überhaupt erst entstanden ist. Dabei fallen jedoch Kosten für die Stromkunden an.
- **Lokale Flexibilitätsmärkte** übertragen das Konzept des nationalen Redispatch-Marktes auf Verteilnetzebene. In den Fällen, in denen Engpässe und damit der Abruf im Verteilnetz selten und für Marktteilnehmer nicht prognostizierbar sind, können sie beim Engpassmanagement im Verteilnetz hilfreich sein. Wenn sie jedoch für Engpassmanagement bei strukturellen und damit vorhersagbaren Engpässen auf Übertragungsnetzebene genutzt werden, ergeben sich wieder die bekannten Herausforderungen des Inc-Dec Gamings.
- **Redispatch-Märkte können hohe Liquidität aufweisen, ohne einen positiven Beitrag zum Energiesystem zu leisten** ([link](#)). Die Transaktionen mögen für die beteiligten Marktteilnehmer und Plattformen profitabel sein, auch wenn sie zu keinem Mehrwert für das Energiesystem, sondern zu zusätzlichen Kosten für Stromkund*innen führen. Liquidität sollte also nicht zur alleinigen Bewertung von Redispatch-Märkten genutzt werden.

Die Diskussion zeigt, dass Redispatch-Märkte keinen großen Beitrag zum Engpassmanagement bei der Lösung struktureller Engpässe leisten können, da sie zu Fehlanreizen bei Marktteilnehmenden führen. Damit bieten sie auch keine Perspektive für eine umfassende Einbindung der nachfrageseitigen Flexibilität ins Engpassmanagement. Lediglich für Nischen-Anwendungen ergänzend zu einem kostenbasierten Engpassmanagement könnte marktbasierter Redispatch in bestimmten Situationen helfen.

Flexibilität und Speicher erschweren Engpassmanagement

Die Anschlussleistung von Batteriespeichern, Elektromobilität, Wärmepumpen und elektrifizierten Industrieprozessen wird die Übertragungskapazität des Stromnetzes um ein Vielfaches übersteigen. Das ist wirtschaftlich sinnvoll, denn nicht alle Autos müssen gleichzeitig geladen werden, und flexible Lasten können billigeren Strom in Zeiten nutzen, wenn die Nachfrage anderer Lasten gering ist. Ein Teil der Erzeugung kann zusätzlich vor Ort genutzt und gespeichert werden.

Der Strompreis übernimmt dabei die Koordination von Angebot und Nachfrage auf zentraler Ebene. Damit reagieren Flexibilität und Speicher auf das einheitliche Preissignal der deutsch-luxemburgischen Gebotszone. Dabei ergeben sich jedoch zwei Herausforderungen:

- Individuelle Speicher und flexible Nachfrager werden damit in manchen Zeiten zur Reduktion und in anderen Zeiten zur Verschärfung der Engpasssituation beitragen. **Dadurch vergrößern sich das maximal benötigte Redispatch-Volumen** und die dafür notwendigen Kapazitäten. Dieser zusätzliche Kapazitätsbedarf bei einer Einheitspreisszone wird in Langfristanalysen und Marktsimulationen, die von perfekter Voraussicht und netzdienlichem Einsatz ausgehen, nicht berücksichtigt.
- Zweitens können Batterien und erneuerbare Energien sehr kurzfristig gesteuert werden und somit besonders aktiv im Handel während der letzten zwei Stunden vor Echtzeit agieren. Entsprechend **müssen Netzbetreiber zusätzliche Redispatch-Kapazitäten für den kurzfristigen Abruf vorhalten**, um mögliche Netzengpässe auszugleichen, die sich dabei ergeben.

Die Herausforderung ist mit der Kostenreduktion bei großen Batteriespeichern und dem sich daraus ergebenden Interesse für Netzanschlüsse jetzt akut geworden, wird aber bei Erschließung und Marktintegration auch andere Flexibilitätsoptionen betreffen. Entsprechend sind Lösungen notwendig, die nicht nur für Batterien, sondern auch für andere Flexibilitätsoptionen angewendet werden können.

Dynamische Netzentgelte können Engpässe reduzieren sind aber für aktives Engpassmanagement wenig geeignet

Netzentgelte haben unterschiedliche Strukturen. So werden sie traditionell bei privaten Endkunden vorwiegend proportional zum Energieverbrauch (Arbeitspreis) erhoben, bei großen Industriekunden zu einem größeren Teil entsprechend der Anschlussleistung (Leistungspreis). Zusätzlich gibt es noch Ausnahmetatbestände, insb. 19.2 StromNEV. Die verschiedenen Ansätze hemmen auf jeweils unterschiedliche Weise die Erschließung und Nutzung von Flexibilität. Das soll mit zeitvariablen Netzentgelten adressiert werden. Dafür gibt es viele internationale Beispiele und Ansätze. So können Netzentgelte zum Beispiel zu Mittageszeiten reduziert werden, damit die Nachfrage die tendenziell hohe PV-Produktion nutzt, und zu Abendzeiten erhöht werden, um der Nachfrage Anreize für Investition und Nutzung von Speichern zu geben.

Allerdings hilft diese nachfrageseitige Flexibilität den Netzbetreibern nicht notwendigerweise beim Engpassmanagement. Solange die Nachfrage auf den einheitlichen Zonenpreis reagiert, kann sie auch Engpässe verstärken, und Unsicherheiten bei der Prognose von Engpässen erhöhen.

Deswegen wird auch diskutiert, dynamische Netzentgelte als Instrument zum Netzengpassmanagement kurzfristig festzulegen und regional zu variieren. Dazu gibt es allerdings noch keine konkreten Ausarbeitungen. Eine andiskutierte Variante besteht in der Festlegung des Netzentgelts durch Netzbetreiber am Vormittag des Vortages, so dass Marktteilnehmende die dynamischen Netzentgelte schon im Day-Ahead Markt berücksichtigen können. Dies könnte dazu beitragen, die durch Engpassmanagement zu behebbenden Engpässe zu reduzieren. Unter der idealtypischen Annahme perfekter Information und Voraussicht, sowohl über die Systemsituation als auch die Reaktion der Marktteilnehmer, und ohne Unsicherheit wäre damit sogar ein effizientes Marktergebnis zu erwarten und es wäre kein Redispatch im Übertragungsnetz mehr notwendig, um Netzengpässe zu adressieren.

Der Ansatz erfasst die gesamten Energievolumen, und vermeidet somit die Herausforderungen des Inc-Dec Gamings der verschiedenen marktbasieren Redispatch-Instrumente (deren Einsatz allerdings gerade aufgrund der fehlenden Information über die Opportunitätskosten von Nachfrage und Batterien in Erwägung gezogen wurde). Für die mögliche Nutzung insbesondere im Verteilnetz könnte ein Vorteil der Vorgabe von Preisen mithilfe der administrativ gesetzten Netzentgelte sein, dass diese nicht durch fehlende Liquidität und Marktmacht im Verteilnetz verzerrt werden. Bisher werden sie noch nicht für ihre Verteilungswirkung kritisiert, obwohl diese ähnlich wie bei lokalen Marktpreisen wäre. Bezüglich der Umsetzung wurden folgende Fragen aufgeworfen:

- Nach der Festlegung des dynamischen Netzentgeltes vor der Day-Ahead Auktion können sich Wind- und Solarproduktion, Fahrpläne konventioneller Kraftwerke und internationaler Handel noch deutlich zeitlich und räumlich verschieben (z.B. Gewitterzelle). Am Vortag festgesetzte dynamische Netzentgelte können somit zur falschen regionalen Verteilung beim Einsatz von Batterien und flexibler Nachfrage führen.
- Mit den meisten Flexibilitätsoptionen wird die Nachfrage von Zeiten höherer Preise in Zeiten niedrigerer Preise verschoben, invers bei der Einspeisung. Die Netzbetreiber müssen also nicht nur den morgigen Marktpreis, sondern gleichzeitig auch das zukünftige Verhalten der Marktteilnehmenden und die daraus folgenden Preise der folgenden Tage bei der jeweiligen Festlegung von kurzfristigen Netzentgelten antizipieren. Die kurzfristig auftretenden Preisspitzen in Intraday-Märkten oder Regelenergiemärkten illustrieren diese Herausforderung. Insgesamt reduzieren diese zusätzlichen Herausforderungen die Präzision des Mechanismus.

- Bei großen Volumen von homogener Flexibilität ist eine reine Preissteuerung schwierig (Synchronisationseffekt). Denn wenn für diese gesamte Flexibilität bei der gleichen Preisschwelle zum Beispiel die Einspeisung wirtschaftlich attraktiv wird, dann ist es kaum möglich einen Preis zu finden, bei dem nur die Hälfte der Kapazität reagiert. Deswegen werden in Energiemärkten Auktionen genutzt, um einerseits einen Clearingpreis zu finden und um andererseits zu klären, wer das Angebot zur Deckung der Nachfrage bereitstellt.
- Es wird Zeit bedürfen, um über dynamische Netzentgelte zu entscheiden, diese umzusetzen, und Erfahrungen mit einer weltweit ersten Nutzung beim Einspielen mit dem Mechanismus zu sammeln. Ein Ausgangspunkt könnte das Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik (Agnes) der Bundesnetzagentur sein.
- Die einheitliche deutsch-luxemburgische Preiszone führt auch zu großen Fehlanreizen im internationalen Handel. So bleibt bei großer EE-Produktion in Nord-Westdeutschland und geringer EE-Produktion in anderen Teilen Deutschlands der deutsche Strompreis moderat hoch und Importe aus Skandinavien damit attraktiv. Doch diese Importe verstärken die Engpasssituation in Schleswig-Holstein. Lokale Marktpreise wären in Nord-Westdeutschland gering und würden diese Importe vermeiden. Dynamische Netzentgelte hingegen korrigieren die internationalen Fehlanreize nicht.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass zeitvariable Netzentgelte sinnvoll sind und bereits genutzt werden, um Flexibilitätshemmnisse zu vermeiden. Dahingegen werfen neue Konzepte von dynamischen Netzentgelten zum kurzfristigen Engpassmanagement auf Übertragungsebene eine Vielzahl von Fragen auf. Selbst wenn die sehr komplexe Umsetzung in einem jahrelangen Ressourcenbindenden Prozess gelingen sollte, ist unklar wie kurzfristig auftretende Engpässe damit adressiert werden könnten, und welcher Anteil der Engpässe durch dynamische Netzentgelte vermieden werden kann.

Weitere Einschränkungen des Marktes werden deswegen erwogen

Damit Netzbetreiber Engpassmanagement planen und umsetzen können, ist eine frühzeitige und genaue Sichtbarkeit der geplanten Produktion und Nachfrage essenziell. Deswegen müssen Marktteilnehmende ihre einheitenscharfen Kraftwerkseinsatzpläne frühzeitig mitteilen. Das ist eine wichtige Grundlage mithilfe derer die ÜNBs die Netzflüssen prognostizieren.

Die Berichtspflichten wurden in den letzten Jahren deutlich verschärft. Insbesondere müssen jetzt auch alle Änderungen der Kraftwerkseinsatzpläne zeitnah den ÜNBs mitgeteilt werden. Im Falle großer Energiekonzerne manchmal im Zehn-Minuten-Takt.

Allerdings sind diese Information und damit die darauf aufbauenden Prognosen nicht belastbar, denn Marktteilnehmende können ihre Fahrpläne und Kraftwerkseinsatzpläne immer wieder ändern. Dies betrifft insbesondere die Fahrweise flexibler Anlagen bei sich ändernder Marktsituation. Heute werden lediglich die Anlagen, für die Redispatch-Maßnahmen ausgesprochen werden, in ihrer weiteren Intraday-Vermarktung eingeschränkt. Jede Redispatch-Maßnahme umfasst eine Einschränkung der Fahrweise für die betroffene Anlage. Auf diese Weise wird verhindert, dass die Anlage durch Änderung der Fahrweise die Engpasswirkung der Redispatch-Anweisung konterkariert. Für mögliche Fahrplanänderungen aller anderen Anlagen müssen die ÜNBs entsprechend zusätzliche Redispatch-Potentiale betriebsbereit halten, für den Fall, dass Fahrplan-Anpassungen zu zusätzlichen Netzengpässen und damit Redispatch-Bedarf führen. Dies umfasst bspw. Maßnahmen wie den frühzeitigen Start eines Netzreservekraftwerks in den Teillastbetrieb. Dies ist insbesondere in dem Zeitbereich kurz vor Erfüllung kritisch, da an vielen Marktplätzen der Handel bis fünf Minuten vor oder sogar bis zum Erfüllungszeitpunkt möglich ist. In diesem Zeitrahmen bleibt keine Zeit, um den Dispatch durch einen Redispatch rechtzeitig zu verändern.

Um die Vorhaltung und den kurzfristigen Einsatz von Redispatch auf ein handhabbares Maß zu begrenzen, wird über zusätzliche Begrenzungen des Marktgeschehens nachgedacht. Diese Begrenzung müsste, anders als gezielte Maßnahmen im Engpassmanagement, zumindest kurz vor Erfüllung alle möglichen Engpass-Verursacher gleichermaßen betreffen, um sicher kurzfristige Engpässe zu verhindern. Diese Einschränkungen würden insbesondere auch Batteriespeicher betreffen, da diese zu großen und sehr kurzfristigen Anpassungen in der Lage sind. Ein Diskussionsbeitrag von Amprion sieht vor, dass Marktteilnehmende (Batteriespeicher oder Kraftwerke) ihren Fahrplan nicht mehr kurzfristig anpassen dürften, wenn sich durch diese Anpassung negative netztechnische Auswirkungen ergeben würden, die durch Redispatch nicht mehr behoben werden können ([link](#)). Der Vorschlag illustriert den großen Handlungsbedarf. Er bedarf noch weiterer Untersuchung – ob bspw. Batteriespeicher, wenn sie zum Beispiel erwarten, ihre Einspeicherung kurzfristig nicht erhöhen zu dürfen, bereits längerfristig eine höhere Einspeicherung ankündigen. Solches Verhalten könnte Prognoseunsicherheit und Redispatch-Volumen erhöhen.

Auch für andere Marktakteure werden Anforderungen diskutiert, um Verlässlichkeit von Prognosen zu stärken. Sie könnten verpflichtet werden, Ein- bzw. Ausspeisung ins Netz innerhalb einer „Hüllkurve“ zu halten ([link](#)). Das würde jedoch zugleich auch den Wert des integrierten Stromsystems für die betroffenen Kundensegmente reduzieren und gegen kleine Energieversorger diskriminieren, die lokal über weniger Haushalte oder Anlagen die Unsicherheit mildern können als große Energieversorger.

Alternative Optionen für lokalere Marktpreise sollten sorgfältig wissenschaftlich untersucht und erwogen werden

Vor dem Hintergrund der Herausforderungen die sich bei (i) der nachträglichen Korrektur der Marktergebnisse mit Redispatch-Maßnahmen, (ii) der Antizipation und Abbildung der Knappheit an Netzkapazität mit dynamischen Netzentgelten und (iii) der Vermeidung von Marktversagen durch Markteinschränkungen ergeben, halten wir es auch für notwendig, Marktdesignoptionen zu diskutieren, bei denen die Externalitäten (physische Restriktion der Übertragungskapazität) im Markt internalisiert werden.

Option 1: Verkleinerung von Preiszonen

Im Rahmen des zonal angelegten EU-Strommarktdesigns wird dazu im öffentlichen Diskurs vor allem eine Anpassung (Verkleinerung) der Preiszonen diskutiert. Im Gebotszonen-Review sollten europäische ÜNBs dazu verschiedene von ACER vorgeschlagenen Optionen für eine Gebotszonenteilung bewerten und darauf aufbauend eine Empfehlung aussprechen. Ihre Analyse zeigt: Wenige, große Preiszonen lösen das Problem der Netzengpässe nur teilweise und führen weiterhin zu großen Redispatchvolumen. Bei kleinere Preiszonen wiederum reduziert sich Liquidität und Wettbewerb. Die Methodik des Gebotszonen-Reviews zielte auch nicht darauf ab, die Herausforderung kurzfristiger Engpässe zu adressieren. Die ÜNBs haben sich für keine der von ACER vorgeschlagenen Gebotszonenaufteilung ausgesprochen ([link](#)). Wir haben diese Diskussion im Workshop nicht weiter vertieft.

Option 2: Knotenpreise

Auch andere Strommärkte hatten zunächst Preiszonen definiert – und ähnliche Herausforderungen erlebt. Die liberalisierten Strommärkte in den USA, Mexiko, Teilen von Kanada und Neuseeland haben deswegen in der Zwischenzeit Knotenpreise eingeführt.

Dabei wird die Größe der Gebotszone auf einen oder wenige Abnahmepunkte des Hochspannungsnetzes reduziert, so dass alle Engpässe im Übertragungsnetz im Markt bereits integriert werden. Ex-post Korrekturen des Marktergebnisses sind nicht notwendig und der Strommarkt muss nicht mehr 5 Minuten vor Echtzeit innerhalb von Zonen und 30–45 Minuten vor Echtzeit zwischen Zonen beendet werden, um Zeit für Redispatch zu schaffen. Damit können bis in Echtzeit Energie und Regelenergie gehandelt beziehungsweise durch kleine Marktteilnehmer in Reaktion auf das Echtzeitpreissignal angeboten werden. Bisher werden dabei keine Knotenpreise innerhalb von Verteilnetzen gebildet, sondern vereinfachte Mechanismen für die Koordination mit dem Engpassmanagement im Verteilnetz genutzt ([link](#)). Die Auktionen bewahren die Liquidität und Wettbewerbsintensität großer Gebotszonen beziehungsweise stärken sie durch die Integration von Energie- und Regelenergiemärkten. Die neuen Chancen und Aufgaben, die sich durch Unit-Based Bidding für die Marktüberwachung ergeben, sollten allerdings im europäischen Diskurs noch klargestellt werden ([link](#)).

Der Umstieg zu einem Marketclearing in Echtzeit mit einer hohen geographischen Auflösung kann dabei prinzipiell auf verschiedenen Wegen erfolgen ([link](#)):

- Erstens, durch Gebotszonenteilung, die langfristig immer granularer wird. Das würde eine wiederholte Anpassung bedingen, die Transaktionskosten und Verunsicherung für Marktteilnehmer bedingt. Da jede Anpassung auch mit Verteilungswirkungen einhergeht, wären die notwendigen Kompensationen zudem als recht hoch einzuschätzen. Die eingeschränkte Liquidität und Wettbewerbsintensität der zunehmend kleineren Preiszonen wäre ein weiteres Hindernis.

- Zweites, mit gemeinsamen Reformen in ganz Europa. Einzelne Schritte könnten dabei sein der Übergang von physischer zu finanzieller Bilanzkreisverantwortung, von komplexen Geboten zu mehrteiligen Geboten, die Einführung von Auktionen auch nahe an Echtzeit und die Integration von Energie- und Regelenergiemärkten. Der für jeden dieser Schritte erforderliche Konsens innerhalb der EU könnte jedoch zu erheblichen Verzögerungen führen.
- Drittens, durch Einführung in Pilotregionen. Der erfolgreiche Übergang zur Knotenpreisbildung in Nordamerika wurde Region für Region vorangetrieben. Solch ein Ansatz könnte auch in Europa genutzt werden. Die Erfahrungen bei anderen Marktreformen in der EU hat gezeigt, dass andere Länder dann leichter folgen können. Dafür müsste der EU Regulierungsrahmen (Grid-Code) einzelnen Ländern die Flexibilität für die nationale Umsetzung bieten (sogenannte regulatorische Sandboxes), statt sie wie zum Beispiel Polen bei der Umsetzung mit zusätzlichen Anforderungen auszubremsen. Es gilt weiter zu untersuchen, wie sich solche Ausnahmen zum Beispiel auf die europäischen Kooperationen beim Regelenergieaustausch auswirken.

Allerdings gab es bisher nur wenig Verständnis und Interesse in Gesellschaft und Politik an Marktreformen zur Umsetzung lokaler Preissignale, solange der Eindruck bestand, dass diese ausschließlich darauf ausgerichtet waren, ÜNBs beim Engpassmanagement zu helfen. Mit dem wachsenden Bewusstsein des hohen Netzausbau-Bedarfs und der sich daraus ergebenden Kosten für einen weitestgehend engpassfreien Betrieb des Stromsystems mit einer deutsch-luxemburgischen Einheitspreiszone könnte sich das jetzt ändern. Wir hatten diskutiert, wie dafür die Kriterien angepasst werden müssen, nach denen der Netzausbaubedarf bemessen wird. Bisher ist das Kriterium ein weitestgehend Redispatch-freier Netzbetrieb. Mit lokalen Preisen wird Redispatch vermieden, ein gewisser Netzausbau ist jedoch weiterhin notwendig, damit Nachfrage durch günstig erzeugten Strom befriedigt werden kann und sich lokale Preise langfristig durchschnittlich angleichen. Aus energiewirtschaftlicher Sicht könnte sich ein Kriterium aus der gesamtwirtschaftlichen Optimierung ergeben – also ein Netzausbau, der Versorgungssicherheitskriterien erfüllt und bei dem die marginalen Kosten eines weiteren Netzausbaus den damit ermöglichten Wohlfahrtsgewinnen entsprechen.

Wir hatten weitere Aspekte diskutiert, die das Verständnis von Gesellschaft und Politik für entsprechende Strommarktreformen unterstützen könnten:

Den Verbraucher statt den Übertragungsnetzbetreiber ins Zentrum der Diskussion stellen.

Letztendlich sind die Reformen dadurch motiviert, dass flexible Nachfrage und Speicher beim Verbraucher nur mit Einschränkungen zentral durch Übertragungsnetzbetreiber im Redispatch gesteuert werden können. Deswegen ist ein lokales Strommarktsignal notwendig, auf das flexible Verbraucher und Speicher reagieren können. Es bietet sich also an, lokale Marktplattformen zu schaffen, um Verbrauchern das lokale Preissignal zu kommunizieren, und ihnen eine Möglichkeit der lokalen Beteiligung zu bieten. Dabei könnte man auf positiven europäischen Erfahrungen mit der Umsetzung von lokalen Flexibilitätsplattformen aufbauen. Statt Flexibilität relativ zu einer (schwer zu definierenden) Baseline zu handeln, sollte dann allerdings die gesamte Energie gehandelt werden. Dafür würden die lokalen Marktplätze im Strommarkt integriert, also die lokalen Angebote zu einem national bzw. europaweiten Clearing zusammengeführt ([link](#)).

Eine weitere Motivation für die Nutzung lokaler Marktplätze kann sich aus den oben beschriebenen Anforderungen an die Versorgungssicherheit ergeben. Wenn die kurzfristige Steuerung der Nachfrageflexibilität von Millionen von dezentralen Kunden wegen Versorgungssicherheitsrisiken nicht über zentrale internetbasierte Systeme erfolgen soll, dann bieten sich dezentrale Kommunikationswege an. Für große Marktteilnehmende könnten die bestehenden getrennten Kommunikationssysteme genutzt werden. Für kleinere, dezentrale Erzeuger und Lasten könnten

unidirektionale Kommunikationskanäle (übers Stromnetz oder Funk) genutzt werden, um Echtzeitpreissignale und Preisprognosen zu kommunizieren.

Während in Europa umfassende Studien und Analysen zu Fragen der Ausgestaltung von Gebotszonen vorliegen, bedarf es für eine evidenzbasierte Diskussion zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns auch Analysen zu Ausgestaltungsoptionen für die Umsetzung lokaler Marktpreise, möglicherweise auch im Rahmen von Pilotprojekten.

Ausgestaltung durchdenken und Wirkungen quantifizieren

- Was ist eine gute räumliche Auflösung für lokale Marktplätze? Dafür reicht es nicht, die großen DENA Netzgruppen in der Modellierung vorzugeben, wenn es gilt zu erfassen ob möglicherweise eine kleinteiligere Auflösung notwendig ist. Was sind die Implikationen für VNBs mit größeren Netzen?
- Welche Instrumente sollten genutzt werden, um Stromkunden und Erzeuger vor lokalen Preisrisiken schützen? Mit der Umstellung von Redispatch auf lokale Marktpreise entfallen die Kosten für Redispatchmaßnahmen die auf Stromkunden umgelegt werden. Stattdessen entstehen Engpasserlöse, die genutzt werden könnten, um Stromkosten zu reduzieren. Sie könnten dabei genutzt werden, um Stromkunden gegen lokale Preisrisiken abzusichern, zum Beispiel in dem sie deutschlandweit zu den gleichen Preisen Zugang zu einem Pool aus erneuerbaren Energien bekommen ([link](#)). Bisher ergeben sich bereits Engpasserlöse aus dem Handel zwischen europäischen Gebotszonen, also mit Nachbarländern. Diese werden für die Finanzierung von Netzausbau und die Reduktion von Netzentgelten genutzt. Es sollte also auch diskutiert werden, wofür Engpasserlöse in Zukunft eingesetzt werden sollten.
- Welche weiteren Abhängigkeiten ergeben sich durch Bestandsschutz und wie kann das überführt werden? Dabei sollten auch Transaktionskosten berücksichtigt werden.
- Wir benötigen gemeinsame Sprache und Plattformen. Wie können wir das komplexe Strommarktsystem herunterbrechen, damit eine breitere Gruppe von Akteuren den Reformbedarf und Reformoptionen versteht? Wir benötigen dafür auch bessere Begrifflichkeiten.

Pfade für die Reform erkunden – und Übergangslösungen finden

- In welchem Zeitraum wäre eine Umstellung bei den verschiedenen Ansätzen möglich?
- Welche Herausforderungen müssen bereits davor adressiert werden?
- Welche Instrumente (weitere Markteinschränkung, dynamischere Netzentgelte etc.) könnten für die Übergangszeit eingesetzt werden?
- Werden mit diesen Instrumenten Synergien mit der mittelfristigen Marktreform erschlossen, oder würden notwendige Kapazitäten gebunden und wichtige Reformen verzögert?

Zusammenfassung der neuen Herausforderungen

Mit dem Anschluss von Ladeinfrastruktur für E-Mobilität, Wärmepumpen, diversen Speichern und elektrifizierten Industrieprozessen vervielfacht sich die Anschlussleistung im Stromnetz. Wenn sie gut koordiniert wird, erschließen sich Möglichkeiten, die Netzauslastung zu verbessern und so Systemkosten relativ zum Energieverbrauch zu reduzieren. Innerhalb einer Einheitspreiszone erhalten Anlagen keine Anreize sich netzdienlich zu verhalten, Netzengpässe werden zunehmen, Redispatch-Kosten und damit Netzgebühren wachsen. Zugleich werden Netze weniger effektiv genutzt, so dass die Kosten der Netze je gelieferter Energiemenge, also Netzgebühren, noch weiter steigen.

Mit dem Portfolio an bestehenden Redispatch-Maßnahmen werden Netzbetreiber bereits in wenigen Jahren nicht mehr in der Lage sein, die Fehlsteuerungen durch den einheitlichen deutsch-luxemburgischen Großhandelspreis auszugleichen. Als Aushilfe wurden bereits in den Jahren 2017/2018 lokale Redispatch-Märkte in die Diskussion gebracht. Diverse Ausgestaltungsoptionen wurden in der Zwischenzeit detailliert untersucht. Es hat sich gezeigt, dass sie im Allgemeinen ungeeignet sind, um strukturelle Netzengpässe im Übertragungsnetz zu adressieren.

Der Handlungsbedarf wächst noch, da die internationale Bedrohungslage zusammen mit der zunehmenden Bedeutung von Cyberangriffen dazu führt, dass auch in Zukunft Engpassmanagementmechanismen für ausreichende Volumina unabhängig vom Internet funktionieren müssen.

Dynamische Netzentgelte können in Zukunft eine wichtigere Rolle spielen – insbesondere um Hemmnisse für die Erschließung und Nutzung von Flexibilitäten abzubauen. Hemmnisse ergeben sich bisher bei der Verteilung von Netzkosten auf Stromkunden mit statischen Netzentgelten. Eine Dynamisierung der Netzentgelte führt jedoch nicht immer dazu, dass Marktteilnehmende sich netzdienlich verhalten. Dafür müssten Netzentgelte immer sehr kurzfristig auf die jeweilige Netzsituation angepasst werden. Dabei ergeben sich bezüglich der Anreizwirkung, der Robustheit der regulatorischen Entscheidungen zu den Netzentgelten und der praktischen Umsetzung eine Vielzahl von kritischen Fragen. Deswegen sollten keine zu hohen Erwartungen in den Beitrag von dynamischen Netzentgelten zum Engpassmanagement gesetzt werden.

Vor diesem Hintergrund wird bereits von Netzbetreibern erwogen, den kurzfristigen Strommarkt einzuschränken, also zum Beispiel keine Anpassung der geplanten Einspeisungen von Batterien zu erlauben, wenn das Netzengpässe verstärkt.

Als Alternative wird deswegen jetzt verstärkt diskutiert, beschränkte Übertragungskapazitäten direkt im Markt abzubilden. Das kann approximiert werden durch eine Verkleinerung der Gebotszonen. Allerdings ergeben sich dabei diverse Herausforderungen. Deswegen sollte als Alternative auch die Einführung von lokalen Marktplätzen mit einem nationalen bzw. europaweiten Clearing sorgfältig untersucht und erwogen werden. Es könnte auf der internationalen Erfahrung mit „locational marginal pricing“ aufgebaut werden. Wir haben diskutiert, wie dabei die (i) Anforderungen der Stromkunden in Europa mithilfe von lokalen Marktplätzen abgebildet werden könnten, (ii) lokale Preisunterschiede durch Ausgleichsmechanismen und lokale Preisrisiken mit finanziellen Übertragungsverträgen oder einem Erneuerbaren Energien Pool adressiert werden könnten und (iii) eine pragmatische Umsetzung entweder in einer schrittweisen Reform oder Umsetzung zunächst in Pilotländern beziehungsweise Pilotprojekten bei VNBs erfolgen könnte. Dabei haben sich spannende Fragen für weitere Diskussionsrunden ergeben.