

# Kurzfristige Netzengpässe: Herausforderungen und Lösungsansätze mit erneuerbaren Energien und Batteriespeichern

Andreas Maaz, Frederik Sapp und Peter Edel

*Ein liquider Strommarkt mit umfassenden Handlungsmöglichkeiten ist für ein effizientes und kostengünstiges Energiesystem essenziell. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass alle Verbraucher auch in kritischen Netz-situationen am Netz gehalten und mit Energie versorgt werden können. Unter dem aktuellen Marktdesign stellen kurzfristige Netzengpässe eine zunehmende Herausforderung im Betrieb des Übertragungsnetzes dar. Hier gilt es, gemeinsam geeignete Lösungen zu finden. In Frage kommen insbesondere Konzepte für eine netzdienliche Verortung marktlich abgeregelter Mengen aus erneuerbaren Energien (EE) und für einen netzdienlichen Batteriespeichereinsatz.*

Eine zentrale Herausforderung im zukünftigen Netzbetrieb der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) stellen kurzfristig und unvorhersehbar auftretende Netzengpässe dar. Diese entstehen zu großen Teilen aus Unschärfen in der Prognose von lokaler EE-Erzeugung. EE-Anlagen werden entweder durch Direktvermarkter oder durch die ÜNB anhand von Prognosen vermarktet – typischerweise initial am Day-Ahead-Markt. Abweichungen in den Dargebotsprognosen der EE-Erzeugung werden am Intraday-Markt oder innerhalb eines Portfolios ausgeglichen. Hier stehen flexible Erzeugungsanlagen, Speicher und flexible Verbraucher als Handelspartner zur Verfügung. Auch die EE-Anlagen selbst zählen – im Rahmen ihres volatilen Dargebots – immer mehr zu kurzfristig verfügbaren flexiblen Erzeugern.

Gemäß aktueller Ausbauziele wird sich die installierte Leistung aus Wind- und Photovoltaik(PV)-Anlagen gegenüber 2024 bis 2030 nahezu verdoppeln und bis 2040 mehr als verdreifachen [1]. Gleichzeitig hat sich die Batteriespeicherkapazität in Deutschland von 2020 bis 2025 mehr als verzehnfacht [2] und wird in Zukunft ebenfalls weiter steigen. So lagen Anfang 2025 allein im deutschen Übertragungsnetz Anschlussanfragen von rd. 200 GW vor [3]. Auch wenn die EE-Ausbauziele und die Anschlussanfragen für Batteriespeicher nicht vollständig bzw. nicht planmäßig umgesetzt werden, wird der Trend zu signifikant steigender volatiler Erzeugung und Flexibilität anhalten.

Der Zubau von EE und Batteriespeichern hat Auswirkungen auf den Strom-

handel und vor allem auf die intraday gehandelten Volumina. Hier ist bereits seit einigen Jahren ein signifikanter Anstieg zu beobachten [4]. Schon heute fällt ein großer Anteil des Handelsvolumens am Intraday-Markt auf die letzten zwei Stunden vor Handelsschluss. Im Single Intraday Coupling, dem Stromhandel zwischen verschiedenen europäischen Ländern im Intraday-Markt, betrug dieser Anteil im Jahr 2024 bspw. rd. 50 % [5].

## Auswirkungen von Prognoseunschärfen auf kurzfristige Netzengpässe

In Summe führt die Unschärfe in der Prognose der lokalen EE-Erzeugung zu den Unsicherheiten hinsichtlich der realen Lastflüsse und damit zu potenziellen kurzfristigen Netzengpässen im Übertragungsnetz. Diese Unsicherheiten lassen sich wie folgt typisieren:

### Naturgemäße Prognoseunsicherheit

Die Einspeisung aus EE-Anlagen wird auf Basis von Prognosemodellen antizipiert. Die Vorhersagen dienen sowohl den Direktvermarktern zur Planung ihrer Handelsgeschäfte als auch den Betriebsplanungsprozessen der ÜNB, in denen Redispatch-Maßnahmen dimensioniert werden. Auch wenn kontinuierlich an der Verbesserung der Prognosegüte gearbeitet wird, ist absehbar, dass die aus Prognoseabweichungen resultierenden Unsicherheiten zunehmen. Dies zeigt eine Untersuchung des Fraunhofer IEE über die Entwicklung

der Prognoseabweichung volatiler EE-Einspeisung [6].

Aufbauend auf den Studienergebnissen haben die deutschen ÜNB die Auswirkungen von kurzfristigen Wind-Prognoseabweichungen auf die zukünftigen Redispatch-Bedarfe mit dem Zieljahr 2030 analysiert.

Bei einer angenommenen Abweichung der Windprognose in Deutschland von 7,7 % zeigen erste Ergebnisse, dass eine kurzfristig erhöhte Windeinspeisung Engpässe deutlich verschärfen kann [7]. Anhand der Analysen ist zu erkennen, dass diese Prognoseabweichung in 25 % der untersuchten Netz-situationen die kurzfristigen Redispatch-Bedarfe um mehr als 3 GW erhöht. Im Vergleich zum heutigen Redispatch-Spitzenwert von 15 GW ist dies ein signifikanter zusätzlicher Anteil von über 20 %.

Selbst wenn die ÜNB ihre Redispatch-Maßnahmen auf Randszenarien in der Prognose ausrichten, also den extremen Prognosefehler pessimistisch antizipieren, bleibt das Risiko kurzfristiger Engpässe bestehen. Laut den ÜNB-Analyseergebnissen steigen die kurzfristigen Redispatch-Bedarfe bei einer solchen Planung in etwa 10 % der untersuchten Netz-situationen signifikant um mehr als 3 GW, wenn anstelle des extremen Prognosefehlers der ursprüngliche Erwartungswert eintritt. Das liegt daran, dass eine plötzlich reduzierte Windenergieeinspeisung, abhängig von Standort und Netz-situation, Engpässe nicht nur entlasten, sondern auch verstärken kann.

## Unsicherheit der Dispatch- oder Vermarktungsentscheidung zum Ausgleich von Prognoseabweichungen

Zur naturgemäßen Prognoseunsicherheit kommt die Ungewissheit darüber, wie ein Direktvermarkter eine Abweichung seiner Dargebotsprognosen kurzfristig ausgleicht. Grundsätzlich kann er dies entweder über Anlagen im eigenen Portfolio oder über den Stromhandel tun. Letzteres ist innerhalb von Regelzonen bis Echtzeit (d. h. bis zum Erfüllungszeitpunkt) möglich.

Kommt es also zu EE-Prognosefehlern, kann der Direktvermarkter bis Echtzeit entscheiden, an welcher Stelle der physikalische Ausgleich im Stromnetz erfolgt. Demnach beeinflusst neben der naturgemäßen EE-Prognoseabweichung auch die Entscheidung über den bilanziellen Ausgleich die reale Lastflusssituation.

## Unsicherheit der Dispatch- oder Vermarktungsentscheidung zur kurzfristigen Optimierung des eigenen Portfolio-Einsatzes

Darüber hinaus sorgen Marktteilnehmer auch über die Optimierung ihres Portfolio-Einsatzes für kurzfristige Änderungen der Lastflusssituation. Das erwartete EE-Dargebot hat wesentlichen Einfluss auf die Marktpreise und damit auf die Arbitragemöglichkeiten zwischen den Strommärkten. Marktteilnehmer können ihren Dispatch im Rahmen ihrer echtzeitnahen Handlungsmöglichkeiten also kurzfristig anpassen, um von schwankenden Marktpreisen zu profitieren.

Insbesondere flexible Anlagen wie Batterie- oder Pumpspeicher nutzen Trading-Strategien, die durch häufige Veränderung des geplanten Speicherarbeitspunkts und entsprechende Handelsgeschäfte Erlöse generieren. Dies geschieht über die verschiedenen Marktstufen hinweg: von der Day-Ahead-Auktion über die Intraday-Auktionen bis in den kontinuierlichen Intradayhandel hinein [8, 9, 10].

Eine besondere Unsicherheit bei der kurzfristigen Portfolio-Optimierung besteht darin, in welchem Umfang ein Direktvermarkter die EE-Erzeugung in Überschuss-situationen tatsächlich abregelt und welche EE-Anlagen er dafür auswählt. Denn in solchen Überschuss-situationen kann

er bspw. kurzfristig entscheiden, eine ursprünglich geplante Abregelung doch zu vermarkten.

Darüber hinaus müssen im operativen Netzbetrieb zusätzliche Unsicherheiten berücksichtigt werden, die sich aus den kurzfristigen Entscheidungen der Marktteilnehmer ergeben. Dazu gehören etwa die Allokation von Regelleistungsabrufen innerhalb eines Portfolios oder die lokale Entscheidung zur Erhöhung der Erzeugung, um einen Kraftwerksausfall auszugleichen.

## Konzepte zur Begegnung kurzfristiger Netzengpässe

Dass sich die physikalischen Arbeitspunkte bis kurz vor Echtzeit stark ändern können, ist bereits heute aus den Planungsdaten der Marktteilnehmer erkennbar. Davon ausgehend macht es der Trend hin zu mehr volatiler Erzeugung und Flexibilität notwendig, neben dem Netzausbau eine Kombination der drei im Folgenden beschriebenen Konzepte umzusetzen. Das ist essenziell, um hohen volkswirtschaftlichen Kosten, vermeidbaren EE-Abregelungen und einem Risiko für kontrollierte Lastabschaltungen vorzubeugen.

## Redispatch-Anweisungen nach probabilistischer Abschätzung

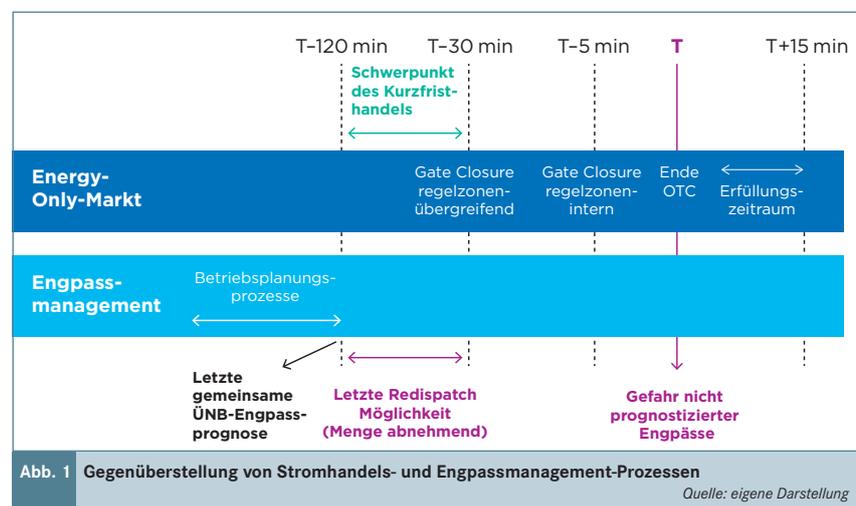
Aufgrund der beschriebenen Herausforderung kurzfristiger Engpässe ist ein Umdenken im Engpassmanagement erforderlich. Heute erstellen die ÜNB im Rahmen von Betriebsplanungsprozessen bereits ab einer Woche im Voraus Prognosen, um Engpass-situationen abzuschätzen. Auf

dieser Basis dimensionieren sie wesentliche Redispatch-Maßnahmen zum großen Teil am Vortag der Stromlieferung und stimmen diese ab. Veränderungen berücksichtigen die ÜNB in Form von veränderten Regelzonensaldi, Kraftwerkeinsatz-Planungsdaten sowie eigenen Prognosen. Darauf reagieren sie mit angepassten Redispatch-Maßnahmen.

Bilanziell werden Redispatch-Maßnahmen dabei immer durch Gegenmaßnahmen ausgeglichen. Insbesondere für positive Redispatch-Maßnahmen (Erzeugung erhöhen) nimmt das verfügbare Potenzial jedoch mit Annäherung an den Erfüllungszeitpunkt deutlich ab. Das liegt vor allem daran, dass das Anfahren von Kraftwerken einer gewissen Vorlaufzeit bedarf.

Das derzeitige Vorgehen funktioniert, solange die Prognosen in der Betriebsplanung die Situation am Folgetag ausreichend gut antizipieren und kurzfristige Unsicherheiten mithilfe von geeigneten Sicherheitsmargen für die Auslastung der Netzelemente berücksichtigt werden können. Wie in Abb. 1 dargestellt, stößt das Engpassmanagement in seiner derzeitigen Form jedoch an seine Grenzen.

So sind Redispatch-Maßnahmen aktuell im wichtigen Zeitfenster des Kurzfristhandels kurz vor Echtzeit nur eingeschränkt möglich. Mit steigendem absolutem EE-Prognosefehler und zunehmendem Kurzfristhandel, der aktuell schwerpunktmäßig bis 30 Minuten vor Echtzeit erfolgt, ist die finale Lastflusssituation immer schwieriger zu prognostizieren.



In Zukunft wird es aufgrund der steigenden Unsicherheiten notwendig sein, neben dem Erwartungswert auch mögliche Abweichungen in der Dimensionierung von Engpassmanagement-Maßnahmen zu berücksichtigen. Dies stellt einen Paradigmenwechsel dar, der mit entsprechend großen technischen und prozessualen Herausforderungen verbunden ist [11].

Ohne zusätzliche Maßnahmen wäre dieses Vorgehen allerdings mit extremen Redispatch-Mengen und -Kosten verbunden. Werden demgegenüber aus Kostengründen Abstriche bei Sicherheitsmargen gemacht, würde dies das Risiko für die Notwendigkeit sogenannter Letztmaßnahmen (z. B. kontrollierter Lastabwurf) erhöhen.

### **Echtzeit-Redispatch: Integration von Batteriespeichern in das Engpassmanagement**

In Zukunft wird es deswegen zusätzlich notwendig sein, Redispatch-Potenziale zu entwickeln, die in Echtzeit abrufbar sind, und entsprechende Prozesse aufzubauen, damit die ÜNB sehr kurzfristig auf Prognoseabweichungen reagieren können. Solche Potenziale können über flexible Marktteilnehmer bereitgestellt werden. Eine weitere Möglichkeit der Potenzialsicherung besteht über eigene ÜNB-Assets wie Netzbooster (also exklusiv für den Netzbetrieb bereitstehende Batteriespeicher) oder sog. Besondere netztechnische Betriebsmittel.

Durch die Handlungsfähigkeit in Echtzeit können Sicherheitsmargen für die Auslastung auf Netzelementen reduziert werden. Dabei gilt es zu beachten, dass die ÜNB nur gesichert verfügbare Echtzeit-Redispatch-Potenziale in ihren Betriebsplanungsprozessen berücksichtigen können. Vielversprechend erscheint insbesondere die Möglichkeit, Batteriespeicher in das Engpassmanagement zu integrieren: Denn sie werden ein zentraler und flexibel einsetzbarer Bestandteil des zukünftigen Energiesystems sein.

Um vom Teil der beschriebenen Herausforderung kurzfristiger Engpässe zum Teil der Lösung zu werden, müssen Batteriespeicher ihre Flexibilität im Engpassmanagement zur Verfügung stellen. Aktuell kommen Batteriespeicher aller-

dings noch kaum im Engpassmanagement zum Einsatz: Denn auch wenn das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festlegt, dass die ÜNB bei allen Speichern ab einer Nennleistung von 100 kW die Einspeisung oder den Bezug von Wirkleistung anpassen können [12] und die BNetzA hierfür eine kostenbasierte Entschädigung geregelt hat [13], werden den ÜNB kaum entsprechende Redispatch-Potenziale gemeldet.

Die wichtigsten Hemmnisse bei der Integration von Batteriespeichern in den Redispatch und damit der zentrale Grund, warum den ÜNB aktuell kaum Potenziale gemeldet werden, sind die Komplexität und die Restriktionen beim Speichereinsatz. Dazu gehören neben den Restriktionen aus der Bewirtschaftung des Speicherstandes auch Leistungsbeschränkungen abhängig von Temperatur, Speicherstand und Zustand der Zellen sowie garantiebedingte Einschränkungen (bspw. tägliche Zyklengrenzung). Auch der Einsatz von Batterien im Portfolio des Anlagenbetreibers, bspw. zur Vorhaltung und Besicherung von Regelleistung, hemmt die Nutzung im Engpassmanagement.

Eine Lösung könnte in einer prozessualen Trennung der Reservierungs- und der Abrufentscheidung bestehen: Eine frühzeitig getroffene Anweisung, Redispatch-Potenziale bereitzuhalten, würde die anderweitige Vermarktung verhindern und die Betriebsbereitschaft im notwendigen Umfang sichern. Der Speicherbetreiber kümmert sich damit auf Anweisung des ÜNB um die Bereitstellung von kurzfristig abrufbaren Redispatch-Potenzialen. Dies schließt Vorbereitungen wie den Speicherfüllstand und Vor-Kühlungen ein. Dadurch würde die Batterie temporär zum „Netzbooster-for-a-day“.

Die vom Speicher bereitgestellten Redispatch-Potenziale sollten bedarfsorientiert und möglichst spät angesteuert werden, um auf Abweichungen von Prognosen flexibel reagieren zu können. Die hierbei entstehenden Kosten sollten kostenbasiert kompensiert werden. Eine solche Kostenerstattungsstrategie minimiert u. a. Inc-Dec-Gaming-Anreize.

Die Sicherung neuer Echtzeit-Redispatch-Potenziale ist ein technischer Bau-

stein zur Begegnung kurzfristiger Engpässe. Allerdings kann auch dieser Ansatz die Herausforderung nicht vollständig lösen. Denn bei einem Ausfall oder einer Störung des Echtzeit-Redispatch-Systems gibt es keine Möglichkeiten, hierauf zu reagieren. Der Versuch, das Engpassmanagement zur Wahrung des (n-1)-Sicherheitskriteriums in großen Teilen auf Echtzeit-Redispatch zu stellen, wäre demnach aus Gründen der Resilienz problematisch. Zudem ist davon auszugehen, dass Echtzeit-Redispatch mit signifikanten Redispatch-Kosten zur Reservierung der notwendigen Potenziale einhergeht.

### **Anpassung des Marktdesigns: Feasibility Ranges und partieller Central Dispatch mit Wind und PV**

Folglich braucht es auch eine Anpassung des Marktdesigns, damit Handelsgeschäfte selbst bei einzelnen Systemausfällen kein erhebliches Risiko für kurzfristig auftretende Engpässe darstellen. Weiterhin gilt es, die kurzfristigen Redispatch-Bedarfe auf ein kostenverträgliches Maß zu beschränken. Hierfür wird es notwendig sein, zumindest den kurzfristigen Stromhandel zu begrenzen.

Eine sehr weitreichende Marktbegrenzung über alle Handelsschritte hinweg wäre eine Neukonfiguration der Gebotszone. Wichtig zu erwähnen ist dabei, dass auch eine einfache Gebotszonenteilung die Herausforderung kurzfristiger Engpässe nicht in dem benötigten Umfang lösen kann, da innerhalb der kleineren Gebotszonen Engpässe und relevante Unsicherheiten verbleiben. Sie birgt darüber hinaus ein Risiko, nicht rechtzeitig wirksam zu werden, und liegt aktuell zudem außerhalb des politischen Lösungsraums [14]. Vor diesem Hintergrund ist es erforderlich, alternative Lösungsansätze zu erarbeiten.

Dabei helfen können Maßnahmen, die bereits in Central-Dispatch-Systemen unter anderem in Italien, Griechenland oder Polen zu finden sind. Wie sie auf die Herausforderung kurzfristiger Engpässe, den Stromhandel und Gaming-Anreize wirken, hängt von ihrer konkreten Ausgestaltung ab. Im Fokus sollte die Entwicklung eines geeigneten Rahmens für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten stehen.

## Feasibility Ranges

Ein mögliches und für die Bewältigung kurzfristiger Engpässe zielführendes Central-Dispatch-Element wären Feasibility Ranges. Aus Sicht des Netzbetriebs ähnelt deren flächendeckende Anwendung der von Preiszonenteilungen: Statt Handelsrestriktionen über beschränkte zonale Kapazitäten umzusetzen, würden diese im Falle von Feasibility Ranges über eine anlagenscharfe Beschränkung des Handlungsspielraums erfolgen.

Beim Engpassmanagement werden lediglich einzelne Anlagen in dem Umfang unter Redispatch genommen, bis der Engpass behoben ist. Demgegenüber würden Feasibility Ranges diskriminierungsfrei alle Anlagen betreffen, die durch Dispatch-Anpassungen potenziell Engpässe hervorrufen können. Da sie flächendeckend angewendet nicht als Redispatch, sondern als zusätzliches Werkzeug analog zu beschränkten zonalen Übertragungskapazitäten zu verstehen sind, entstehen keine entschädigungsrelevanten Erlösmöglichkeiten.

Im bisherigen Gesetzesrahmen sind Feasibility Ranges in dieser Form nicht vorgesehen. Um sie sachgerecht und als zentrales Werkzeug zur Beherrschung von Unsicherheiten einsetzen zu können, müssen die gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen angepasst werden. Feasibility Ranges würden insbesondere dann angewendet werden, wenn ansonsten kurzfristig Engpässe entstehen könnten, die nicht mehr durch Redispatch-Maßnahmen korrigierbar sind.

## Partieller Central Dispatch mit Wind und PV

Herausfordernde Situationen für den Netzbetrieb entstehen unter anderem dann, wenn EE-Überschüsse zu Abregelungen und negativen Preisen führen. In solchen Situationen können Direktvermarkter ihr prognostiziertes Dargebot nicht vollständig vermarkten. Das bedeutet, dass sie eine sog. Long-Position einnehmen. Direktvermarkter mit einer Long-Position können bis kurz vor Echtzeit entscheiden, ob sie diese doch vermarkten oder Anlagen in ihrem Portfolio abregeln, um ihren Bilanzkreis auszugleichen. Tritt eine Abweichung der Dargebotsprognose nach unten auf, ist ein bilanzieller Ausgleich nicht mehr, bzw.

nur noch in geringerem Umfang notwendig. Das Einnehmen einer Long-Position, ob freiwillig oder unfreiwillig, minimiert folglich das Risiko nach unten abweichender Erzeugungsprognosen.

Das Konzept des partiellen Central Dispatches mit Wind und PV ermöglicht, dass dieses Vorgehen zusätzlich die Unsicherheiten im Netzbetrieb reduziert und Redispatch-Kosten senkt. Hierzu werden die Vermarktungsentscheidung auf Bilanzkreisebene und das Erzeugungsverhalten der Anlagen auf der physikalischen Dispatch-Ebene voneinander getrennt: Während die Verantwortung für die Bilanzkreisbewirtschaftung weiterhin vollständig beim Direktvermarkter liegt, entscheiden die ÜNB prinzipiell über den physikalischen Dispatch, also darüber, welche Anlagen im Überschussfall abgeregelt werden. Statt wie heute auf die Einsatzentscheidung von EE-Direktvermarktern in Form von Redispatch zu reagieren, werden marktbedingte Wind- und PV-Abregelungen also direkt und netzdienlich aus dem Engpassmanagement heraus verortet.

Damit einhergehend sieht das Konzept vor, dass der Direktvermarkter seinen Bilanzkreis nicht mehr vollständig durch Anlagenabregelung selbst ausgleicht. Stattdessen erfolgt der Ausgleich in Teilen über einen Bilanzkreis-Fahrplan mit dem ÜNB-Redispatch-Bilanzkreis. Die Strommenge aus der marktlichen Abregelung geht somit in den Vorplanungsprozess des Engpassmanagements ein. Hier wird festgelegt, welche EE-Anlagen netzdienlich eingesenkt werden, um diese nicht vermarkteten Mengen zu kompensieren. Dies ist nicht auf das Portfolio des betroffenen Direktvermarkters be-

schränkt, sondern erfolgt netzdienlich über alle Anlagen im Redispatch.

Abb. 2 zeigt ein Beispiel zur Veranschaulichung: Zurzeit hat ein Direktvermarkter keinen Anreiz, seine abgeregelten EE-Mengen netzdienlich zu verorten. So kann er bspw. im Falle eines Nord-Süd-Engpasses PV-Erzeugung in Süddeutschland kurzfristig herunterfahren. Aufgrund technischer Restriktionen, die sich aus der gemeinsamen Steuerbarkeit von EE-Anlagen durch den entsprechenden Direktvermarkter und den Netzbetreiber ergeben, kann dies zum Einsatz teurer und CO<sub>2</sub>-intensiver Gegenmaßnahmen in Süddeutschland führen. Die Umsetzung des neuen Konzepts könnte hingegen sicherstellen, dass in einer solchen Situation Windenergie in Norddeutschland abgeregelt und das Netz auch ohne konventionelle Gegenmaßnahmen gleichermaßen entlastet wird.

Die erste erwartete Long-Position des Direktvermarkters, die für eine netzdienliche Verortung in Frage kommt, ergibt sich aus den in der Day-Ahead-Auktion erfolgten Zuschlägen. Diese teilt er dem ÜNB mit und gleicht seinen Bilanzkreis über ein Fahrplangeschäft mit dem ÜNB-Bilanzkreis aus. Daraufhin kann der Direktvermarkter die marktlich abgeregelte Menge, die netzdienlich verortet werden soll, zu definierten Zeitpunkten aktualisieren. Diese Zeitpunkte sind auf die jeweiligen Dimensionierungsprozesse des ÜNB-Engpassmanagements abgestimmt. Das letztmögliche Update der Abregelung erfolgt vor dem letzten Intraday-Planungsprozess. Danach bleibt der Intraday-Handel für den Direktvermarkter offen.

Abhängig von der Ausgestaltung des Konzeptes können damit in EE-Überschuss-

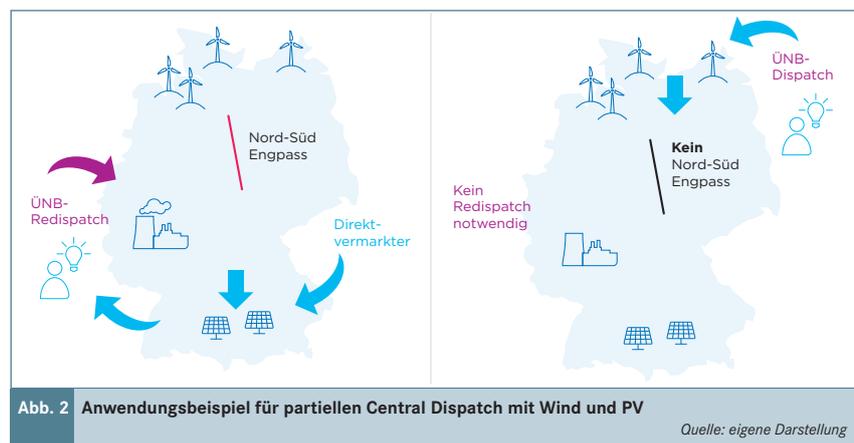


Abb. 2 Anwendungsbeispiel für partiellen Central Dispatch mit Wind und PV

Quelle: eigene Darstellung

situationen zwei Dimensionen der zuvor beschriebenen Unsicherheiten im Netzbetrieb reduziert werden. Erstens: die Unsicherheit hinsichtlich der Dispatch- oder Vermarktungsentscheidung zum Ausgleich von Prognoseabweichungen. Denn der Direktvermarkter aktualisiert die dem ÜNB übertragenen marktlich abgeregelten EE-Mengen zu festgelegten Zeitpunkten entlang der Engpassmanagement-Prozesskette. Zweitens: die Unsicherheit hinsichtlich der Dispatch- oder Vermarktungsentscheidung zur kurzfristigen finanziellen Optimierung. Denn wenn der Direktvermarkter dem ÜNB marktlich abgeregelte EE-Mengen bereits übertragen hat, kann er diese kurzfristig nicht mehr vermarkten.

Überwiegt die zur netzdienlichen Verortung vorgesehene marktliche Abregelung der Menge, die zur Engpassbehebung benötigt wird, lässt sich über das Konzept auch ein Sicherheitspuffer für die Leitungsauslastung realisieren. Dies trägt ebenfalls zur Systemsicherheit bei.

Interne Amprion-Analysen für ein Szenario, angelehnt an 2034, zeigen, dass allein die netzdienliche Verortung des EE-Überschusses das Jahresredispatch-Volumen um 13 % reduzieren kann. In den entsprechenden Simulationsrechnungen wurde das heute zu beobachtende Muster einer technologiespezifischen Abschaltreihenfolge (erst Offshore-Wind, dann Onshore-Wind, dann PV) mit dem neuen Konzept verglichen, das die Absenkmenge mit dem Ziel der Engpassminimierung optimiert.

Bei der Detailausgestaltung des Konzepts muss abgewogen werden, dass die Steuerungsmöglichkeit auch für den Direktvermarkter einen hohen Wert hat, um seinen Bilanzkreis auszugleichen. Darüber hinaus ergibt sich aus der Long-Position zusätzliche Liquidität für den Intraday-Markt. Es sollte sowohl dieser Nutzen bewahrt als auch der beschriebene Mehrwert im Netzbetrieb ermöglicht werden. Ein sinnvoller Mittelweg wäre es demnach, dass der Direktvermarkter nur einen Teil seiner Long-Position zur netzdienlichen Abregelung zur Verfügung stellt und einen Teil selbst steuert. Hier wären sowohl ein Pflichtanteil seiner finalen Long-Position als auch ein darüber hinausgehender freiwilliger Anteil denkbar.

Eine Ausgestaltung mit freiwilligem Anteil bietet den Direktvermarktern zusätzlichen Spielraum bei der Vermarktungsentscheidung. Die festgelegten Regeln für Menge, Zeitpunkt der Übermittlung und Preis beeinflussen den Anreiz für ihre freiwillige Teilnahme. Dabei wäre es wichtig, mögliche Gaming-Anreize frühzeitig zu identifizieren und zu beseitigen, insbesondere wenn sie die Netzunsicherheit negativ beeinflussen könnten.

Um Ineffizienzen zu vermeiden, könnte dem ÜNB offengelassen werden, die Mengen ganz oder nur teilweise zur netzdienlichen Abregelung anzunehmen. So bliebe bei entspannter Netzsituation die Abregelung wie heute vollständig in der Verantwortung des Direktvermarkters.

Eine große Herausforderung ist das Monitoring des Konzepts und die Pönalisierung von nicht-konformem Verhalten. So muss z. B. sichergestellt werden, dass die direkte Steuerung des Direktvermarkters und die in Anspruch genommene netzdienliche Abregelung in Summe nicht das Flexibilitätspotenzial überschritten haben, das real zum Lieferzeitpunkt im Portfolio des Direktvermarkters bestanden hat.

## Fazit und Handlungsempfehlungen

Aufgrund der Unschärfe in der Prognose der lokalen EE-Erzeugung werden kurzfristige Engpässe im zukünftigen Energiesystem eine erhebliche Herausforderung darstellen. Um diese zu bewältigen, braucht es Lösungen, die ein netzdienliches Verhalten von Batteriespeicherbetreibern und EE-Direktvermarktern nahe Echtzeit fördern.

Hierzu ist insbesondere eine Anpassung des Strommarktdesigns notwendig. Wichtig zu erwähnen ist dabei, dass auch eine einfache Gebotszonenteilung die Herausforderung kurzfristiger Engpässe nicht in dem benötigten Umfang lösen kann. Sie birgt darüber hinaus ein Risiko, nicht rechtzeitig wirksam zu werden, und liegt aktuell zudem außerhalb des politischen Lösungsraums. Daher müssen alternative Ansätze in Betracht gezogen werden. Dazu gehören der partielle Central Dispatch mit Wind und PV, die umfassende Anwendung von Feasibility Ranges und die Integration von Batteriespeichern

in die Redispatch-Prozesse. Geeignete Lösungsansätze und Detailausgestaltungen, die sowohl zielführend für die ÜNB als auch möglichst verträglich für die Marktteilnehmer sind, sollten in einem Branchendialog diskutiert werden.

## Quellen

- [1] <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/erneuerbare-energien-kennzahlen/>
- [2] <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>
- [3] <https://www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2025/Batteriespeicher-Chancen-und-Risiken-%C3%BCr-das-Stromnetz.html>
- [4] <https://www.epexspot.com/en/tradingproducts>
- [5] <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/cacm-annual-report-2024.pdf>
- [6] <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/Systemstabilitaet/start.html>
- [7] Entsprechend den Ergebnissen der Fraunhofer IEE Studie entspricht die kurzfristig erhöhte Windeinspeisung um 7,7 % dem 99 % Quantil des Prognosefehlers.
- [8] <https://flex-power.energy/de/energieblog/optimierung-batteriespeicher-spot-markt/>
- [9] <https://www.kyos.com/wp-content/uploads/2024/06/20240618-KYOS-PowerBot-webinar-realtime-battery-optimizer-def.pdf>
- [10] <https://energy.acm.org/eir/an-algorithm-for-modelling-rolling-intrinsic-battery-trading-on-the-continuous-intraday-market/>
- [11] <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2024/prometheus.html>
- [12] [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/\\_13a.html](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_13a.html)
- [13] [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK8-GZ/2022/2022\\_4-Steller/BK8-22-0001/BK8-22-0001-A-Festlegung.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0001/BK8-22-0001-A-Festlegung.html)
- [14] Aufgrund der Entscheidungsprozesse zur Neukonfiguration von Gebotszonen im europäischen Recht ist schon für die Entscheidung hinsichtlich der neuen Konfiguration mit einem Verzug von mindestens ein bis zwei Jahren zu rechnen. Hinzu kommt die technische Implementierungsdauer die an sich drei bis fünf Jahre in Anspruch nehmen würde.

*Dr.-Ing. A. Maaz, Leiter Systemdienstleistungen Netzführung, F. Sapp, Referent Internationales Regulierungsmanagement und Marktentwicklung, P. Edel, Referent Energiemarkt, Amprion GmbH, Dortmund  
frederikpaul.sapp@amprion.net*