



Marktbasiertes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch in Deutschland

05.09.2019



Zur Behebung von Netzengpässen wird der Redispatchbedarf weiter steigen

Stromnetzbetreiber benötigen neue Lösungen für effizientes Engpassmanagement.

Die Kosten für Engpassmanagement in Deutschland haben sich zu fast 5 Mrd. EUR in den letzten 4 Jahren aufsummiert. Im ersten Quartal 2019 wurde mit 3,3 TWh [BNetzA 2019a] ein Rekordwert an Abregelung von Erneuerbaren Energien (EE) erreicht. Zusätzlich steigen die prognostizierten Ausbaukosten der Verteilnetzbetreiber (VNB) kontinuierlich an (von 6,6 Mrd. EUR in der zukünftigen Dekade im Jahr 2014 auf 11,1 Mrd. EUR im Jahr 2018) [BNetzA 2019b]. Dies unterstreicht die Notwendigkeit und die Dringlichkeit von effektiven und effizienten Engpassmanagement-Lösungen.

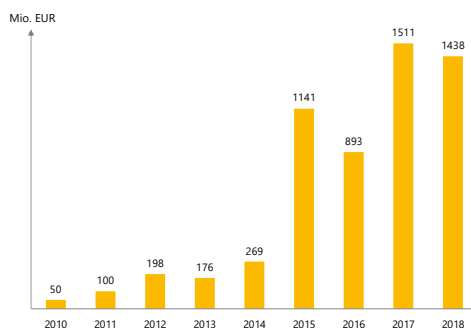


Abbildung 1: Steigende Redispatchkosten in Deutschland zwischen 2010 und 2018¹

Der kontinuierliche EE-Ausbau, der gleichzeitige Kohleausstieg und weitere potenzielle Verzögerungen beim Netzausbau begründen die Annahmen, dass auch zukünftig mit einem hohen Redispatchvolumen zu rechnen ist und die Kosten für Engpassmanagement in Deutschland weiter steigen werden.

Ein effektives Engpassmanagement ist ein wichtiger Baustein einer kosteneffizienten Transformation des gesamten Stromsystems.

Die Europäische Kommission hat das Problem eines drohenden Anstiegs des Engpassmanagementbedarfs erkannt und verschiedene Maßnahmen ergriffen, um die Flexibilität des Stromsystems zu erhöhen. Das Clean Energy Package (CEP) rückt ausdrücklich ein marktbasierendes Engpassmanagement in den Mittelpunkt, um das gesamte Flexibilitätspotenzial für Redispatch zu nutzen, den Technologiewettbewerb zu fördern und Innovation im Netzbetrieb zu ermöglichen.

Marktbasierendes Engpassmanagement ermöglicht eine Bewertung von elektrischer Energie - einschließlich Netzbeschränkungen - differenziert nach Zeit und Ort. Es erhöht die Transparenz im System und schafft so Anreize für neue Marktteilnehmer (bspw. Lasten, dezentrale Erzeuger und Speicher) zur Flexibilitätsbereitstellung. Ziel ist es, das gesamte Redispatchpotenzial zu erschließen und durch die Förderung und Entwicklung neuer Produkte und innovativer Lösungen kosteneffizient nutzbar zu machen.

Flexibilitätsanbieter können darüber hinaus nicht nur für Engpassmanagement, sondern auch für weitere Energie- und Netzdienstleistungen genutzt werden. So entstehen Win-Win-Situationen für Anbieter und Netzbetreiber.

Marktbasierendes Engpassmanagement kann grundsätzlich durch diverse Instrumente, wie z.B. dynamische, zeit- und ortsabhängige Netzentgelte, regionale oder knotenscharfe Preismechanismen und marktbasierendes Redispatch erreicht werden. Für Redispatch hat die Europäische Union marktbasierende Ansätze als Standard festgelegt.

¹Quelle: Berichte der Bundesnetzagentur

Nicht-marktbasierte Ansätze dürfen nur dann eingesetzt werden, wenn „durch die aktuelle Netzsituation derart regelmäßig und vorhersehbar Engpässe verursacht werden, dass ein marktbasierter Redispatch ein regelmäßiges strategisches Bietverhalten herbeiführen würde, was die interne Engpasslage weiter verschlechtern würde“².

Die Bundesregierung hat durch das NABEG ihre Präferenz für ein reguliertes Redispatch manifestiert

Der deutsche regulierte Redispatch beruht auf folgenden Bausteinen:

1. **Teilnahme aller verfügbaren Kapazitäten** am verpflichtenden Redispatch zum Selbstkostenpreis.
2. **Netzreserven:** Kraftwerke, die den Markt verlassen wollen, müssen dem Netzbetreiber weiterhin zum Selbstkostenpreis für Redispatch zur Verfügung

stehen, wenn dies für die Versorgungssicherheit erforderlich ist.

3. Der Netzbetreiber kann **besondere netztechnische Betriebsmittel** kontrahieren, um die N-1-Sicherheit sicherzustellen.

Zukünftig wird die Anzahl der Erzeugungskapazitäten, die dem regulierten Redispatch unterliegen, deutlich steigen.

Durch die mit der NABEG-Novelle eingeführten Änderungen steigt die Zahl der Redispatch-Anlagen deutlich an. Ab Oktober 2021 müssen alle Marktteilnehmer mit einer Leistung größer 100 kW am regulierten Redispatch teilnehmen. Darüber hinaus müssen auch alle kleineren EE-Anlagen teilnehmen, sofern diese durch die Netzbetreiber steuerbar sind (siehe Abb. 2). Somit werden zukünftig nicht nur ca. 80 Kraftwerke in den Redispatchprozess miteinbezogen, sondern weit über 60.000 Anlagen.

	< 100 kW	100 kW – 10 MW	> 10 MW
Produktion (konventionelle Erzeuger, EE-Anlagen, KWK-Anlagen)	Zukünftig erfasst durch NABEG (EE-Anlagen, wenn durch Netzbetreiber steuerbar) Nicht erfasst	Zukünftig erfasst durch NABEG	Zukünftig erfasst durch NABEG Bereits heute erfasst (nur für konv. Erzeuger)
Speicher (Batterien, Elektrolyse, E-PKW, etc.)	Nicht erfasst	Zukünftig erfasst durch NABEG	Bereits heute erfasst
Nachfrage (Industrie, Gewerbe, Haushalte, Wärmeanwendungen, etc.)	Nicht erfasst	Nicht erfasst	Nicht erfasst

Potential für marktbasierendes Redispatch

Abbildung 2: NABEG erhöht die Anzahl der für den Redispatch verfügbaren Flexibilitäten, lässt aber die nachfrageseitigen Flexibilitäten und Kleinseriengeneratoren unberücksichtigt.

Des Weiteren geht die BNetzA davon aus, dass die als Netzreserve zu kontrahierende Kapazität von 5,1 GW im Jahr 2019/2020

auf 10,6 GW im Jahr 2022/23 ansteigt. Begründet wird der Anstieg mit zunehmendem grenzüberschreitendem Handel und

² Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt - Artikel 13

der Stilllegung von Kraftwerken in Süddeutschland.

Durch den regulierten Redispatch-Mechanismus wird somit zukünftig nahezu der gesamte Erzeugungsbereich in Deutschland erfasst sein. Als Begründung für die Wahl eines regulierten Redispatches wird das potenzielle Risiko von „Gaming“ genannt. Mögliche Vorteile, die ein marktbasierter Ansatz liefern würde, werden dagegen ignoriert.

Eine Beurteilung von Gaming-Risiken auf Basis einer theoretischen Analyse ist unzureichend

Wesentlicher Vorteil eines regulierten Ansatzes ist es, eben keine Anreize für das sogenannte inc-dec-Gaming zu erzeugen. Die Notwendigkeit dieses Schrittes wird derzeit intensiv und kontrovers in akademischen Kreisen diskutiert.

Grundsätzlich sind Anreize für strategisches Verhalten jedem Energiemarkt immanent. Auch heute ist es Marktteilnehmern gestattet, ihr Portfolio über verschiedene Zeiträume – Day-ahead, Intraday und Balancing – zu optimieren. Entstehende Arbitragemöglichkeiten sind Teil des Marktes und dienen dazu, den Wert von Produktions- und Lastflexibilität effizient zu allokalieren. Ein ähnliches Prinzip gilt für marktbasierter Redispatch.

In der vom BMWi beauftragten Analyse wird eine Reihe vereinfachender Annahmen getroffen, die eine objektive und belastbare Beurteilung der mit markt-basiertem Redispatch verbundenen Risiken nicht zulassen:

- Die Analyse geht von einer perfekten Prognose der entstehenden Engpässe, Preise und Redispatch-Volumina aus.

- Die Nachfrage wird als unelastisch angenommen.
- Ein statisches Stromsystem wird unterstellt, das sich nicht dynamisch weiterentwickelt, bspw. durch den Eintritt neuer Marktteilnehmer und neuer Erzeugungskapazitäten.

Unter realen Marktbedingungen birgt jedes „Gaming“ auch Risiken für den „Gamer“. Die Vernachlässigung dieser Risiken führt zwangsläufig dazu, dass die Gaming-Bedrohung überschätzt wird.

Risiken ergeben sich aus der Schwierigkeit, die Wechselwirkungen zwischen Bietverhalten und Netzbetreiberaktionen zu antizipieren. Ein drohender Reputationsverlust für den „Gamer“ wirkt zusätzlich abschreckend.

Die folgenden Beispiele illustrieren einige mit „Gaming“ verbundene Risiken für den „Gamer“:

- Der Einfluss verschiedener Bietstrategien auf Engpässe hängt stark von den Netzcharakteristika ab.
- Diese können wiederum durch den Netzbetreiber beeinflusst werden, z.B. durch Schaltmaßnahmen und Topologieänderungen der Netze.
- Bei der Optimierung des Netzbetriebs greifen Netzbetreiber auf immer neuere Technologien, wie z.B. Phasenschieber, regelbare Ortsnetztransformatoren oder Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen Erzeugungsanlagen, zurück. Dieses umfangreiche Maßnahmenportfolio erhöht die Komplexität der Vorhersage möglicher Engpässe deutlich.
- Auch die Teilnahme von Lasten am marktbasierter Redispatch erhöht den Wettbewerb der Anbieter und das Risiko einer Fehleinschätzung durch den „Gamer“.

Eine Vernachlässigung dieser realen Risiken führt zwangsläufig zu einer Überschätzung des inc-dec-Gaming-Potenzials.

Risiken und Gaming-Möglichkeiten können durch das Marktdesign und entsprechende regulatorische Ausgestaltung (z.B. Preisobergrenzen, Beschränkungen bei Preisunterschieden zwischen den Märkten, usw.) maßgeblich beeinflusst werden. Diese Risiken und ihre Rückwirkungen auf das Bietverhalten werden von Hirth et al. bei ihrer Bewertung eines marktbasierten Ansatzes nicht ausreichend berücksichtigt. Die Unvollständigkeit der Analyse lässt somit keine abschließende Bewertung über die Notwendigkeit regulierter Redispatch-Verfahren zu.

In der Praxis zeigt sich eine - im Vergleich zum theoretischen Potenzial - deutlich geringere Relevanz von Gaming

Eine quantitative modellbasierte Untersuchung der Risiken der verschiedenen Redispatchoptionen ist nicht Teil dieses Diskussionspapiers. Einige relevante internationale Beispiele sollen jedoch veranschaulichen, wie wichtig es ist, die tatsächlichen Risiken der Teilnehmer zu berücksichtigen.

Andere europäische Länder setzen schon länger auf marktbasierte Ansätze. Anhand von drei Beispielen wird analysiert, in welchem Maß Gaming stattfindet und welche Maßnahmen zur Gaming-Beschränkung genutzt werden.

Beispiel 1: Redispatch in den Niederlanden

Im Übertragungsnetz kann der niederländische Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) TenneT Regelenergieangebote, die einen Standort angeben und eine Aktivierungszeit von mehr als 30 Minuten haben, für Redispatch nutzen. Zusätzlich können

auch bilaterale Verträge mit weiteren Anlagen geschlossen werden, die einer Überprüfung durch die Regulierungsbehörde unterliegen. Diese Verträge sind vergleichbar mit Abkommen, die die deutschen ÜNB mit ausländischen Kraftwerken für Redispatch schließen. Sie sind zwar reguliert, jedoch nicht kostenbasiert [TenneT 2019].

Des Weiteren wurde ein Mechanismus zur Nutzung von marktbasiertem Redispatch zur Überbrückung von Verzögerungen beim Netzausbau etabliert. Wenn ein Netzbetreiber eine Überlastung prognostiziert, kann Redispatch gemäß dem niederländischen Grid Code angewendet werden. Dieser sieht vor, dass eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen ist, um die Notwendigkeit eines (temporären) Redispatches nachzuweisen. Darüber hinaus muss der Netzbetreiber realistische Investitionspläne vorlegen, die aufzeigen, wie der Engpass beseitigt wird. Die Energy Supply Consultation Group (OTE) – ein Industriegremium – hat zusätzlich noch einen Vorschlag erarbeitet, um marktbasierendes Redispatch dauerhaft einsetzen zu dürfen [OTE 2018]. Ein solcher Mechanismus wird auch vom CEP als Alternative zum Netzausbau propagiert.

Um Gaming vorzubeugen, darf marktbasierendes Redispatch nur in Gebieten angewendet werden, in denen ausreichender Anbieterwettbewerb sichergestellt ist (mindestens drei oder mehr Anbieter). Andernfalls greift ein regulierter Mechanismus.

Gaming konnte im aktuellen System nicht nachgewiesen werden. Dies wird vor allem darauf zurückgeführt, dass die Marktparteien sich der damit einhergehenden Risiken bewusst sind. Regulatorische Eingriffe, Strafen und die Aufteilung der Gebotszone sind Teil des Maßnahmenportfolios zur Gaming-Begrenzung. Als Resultat beobachten sich die Marktteilnehmer gegenseitig und informieren die

Regulierungsbehörde, wenn verdächtiges Verhalten auftritt.

Bisher konnte in den Niederlanden - trotz des theoretischen Potenzials - kein erkennbarer Anstieg von Engpässen durch Gaming der Marktteilnehmer beobachtet werden.

Beispiel 2: Erfahrungen an der dänisch-deutschen Grenze

Im Falle eines Engpasses an der dänisch-deutschen Grenze führen die ÜNB auf beiden Seiten der Grenze Countertrading durch. Hier entsteht ein mögliches Gaming-Potenzial, da der dänische ÜNB Energinet Anbieter von Regelenergie für den Redispatch als so genannte Special Regulation einsetzt [Energinet, TenneT 2019]:

- Erzeuger-Bilanzkreise könnten in solchen Fällen mit hoher Erzeugung in den Spotmarkt bieten und gleichzeitig negative Regelenergie anbieten. Sie würden also für ein von ihnen verursachtes Problem Zahlungen erhalten.
- Verbraucher-Bilanzkreise könnten weniger Strom als benötigt einkaufen, positive Relleistung anbieten und dann mehr beziehen.

Solches Bietverhalten ist eine Variante des inc-dec-Gaming und könnte dann möglich werden, wenn Einsatzzeit und -volumen der Special Regulation gut prognostizierbar wäre. Energinet und TenneT haben deshalb eine Analyse zu Gaming durchgeführt und die folgenden Erkenntnisse gewonnen [Energinet, TenneT 2019]:

- Es konnten keine Anzeichen für die Ausnutzung von Preisarbitrage erkannt werden. Konventionelle Kraftwerke haben in den letzten drei Jahren ein steigendes Volumen an Special Regulation geliefert. Die Analyse

des unterjährlichen Lieferumfangs zeigt kein atypisches Verhalten.

- Zusätzlich wurden alle Bilanzkreise von Energinet auf Abweichungen zwischen angemeldeten Fahrplänen und Ausgleichsenergie in Stunden von Special Regulation überprüft. Einige Marktteilnehmer schienen tatsächlich in Zeiten der Special Regulation weniger Energie zu beschaffen als zur Deckung ihrer Nachfrage erforderlich gewesen ist. Es war jedoch kein einheitliches und systematisches Verhalten feststellbar. Grund für das Fehlen einer systematischen Unter- oder Überdeckung ist wahrscheinlich die Schwierigkeit, Volumen und Dauer der Special Regulation mit ausreichender Genauigkeit vorherzusagen. Es konnten nur 10 % der anfallenden Ausgleichsenergie während der Special Regulation dem Unterbieten zugeordnet werden [Energinet, TenneT 2019].

Das dänisch-deutsche Grenzbeispiel zeigt, dass die theoretischen Gaming-Möglichkeiten in der Praxis bei weitem nicht ausgeschöpft werden.

Beispiel 3: Redispatch in Großbritannien

In Großbritannien wird ein effizienter Netzbetrieb mit marktbasierendem Redispatch folgendermaßen gewährleistet:

1. Der ÜNB wird beanreizt, Engpässe kosteneffizient zu lösen. Er verfügt hierfür über hohen Gestaltungsspielraum. Redispatch-Anbieter können bspw. über verschiedene Zeiträume und Entgelte kontrahiert werden – anstatt einen kostenbasierten Zwangsmechanismus zu nutzen. Der ÜNB kann also frei wählen, wie er mit Flexibilitätsanbietern Verträge abschließt. Dazu gehört auch die Nutzung von Regelenergieangeboten für Redispatch.

2. Alternative Flexibilitätsquellen werden durch Ausschreibung und Einbeziehung von innovativen Technologien und der Lastseite (seit den 90iger Jahren) erschlossen. In jüngster Zeit wurden bspw. Batteriespeichersysteme durch Ausschreibungen kostengünstig kontrahiert. Obwohl nicht alle diese Anbieter an den richtigen Netzstandorten sind, können viele von ihnen standortspezifische Netzdienstleistungen anbieten.
3. Trotz der Marktorientierung verfügt die Regulierungsbehörde über weitreichende Befugnisse. Dazu gehört u.a. die Möglichkeit, Geldbußen von bis zu 10 % des weltweiten Umsatzes als Strafe bei Verstößen gegen das Wettbewerbsrecht zu verhängen. Dieser regulatorische Backstop entfaltet eine entsprechende Wirkung, die von den Marktparteien ernst genommen wird.

Dennoch wird der marktbasierter Ansatz auch in GB kontinuierlich überprüft und dessen Wirksamkeit überwacht. Dabei wird auch die Erfahrung aus der Einführung des BETTA-Marktes im Jahr 2005 genutzt. Damals wurde schottischen Erzeugern der Zugang zum britischen Markt gewährt. Die Einführung des "Connect-and-Manage"-Regimes ermöglichte neuen Windkraftanlagen in Schottland einen Marktzugang, bevor Netzverstärkungsmaßnahmen fertiggestellt werden konnten. Dadurch verschärfte sich ein bestehender Engpass zwischen Schottland und England.

Der Regulierer Ofgem identifizierte das Gaming-Potenzial, war aber der Ansicht, dass er unter dem damals gültigen Regime nicht eingreifen konnte.

Sieben Jahre, nachdem Schottland dem Markt beigetreten war, führte Ofgem die Transmission Constraint License Condition (TCLC) für Erzeuger ein. Diese definiert, unter welchen Umständen Bietverhalten als inakzeptabel gilt. Darin heißt es frei

übersetzt: „Marktteilnehmer dürfen keinen exzessiven Nutzen aus der Stromerzeugung während Netzengpässen erwirtschaften“. Diese Bedingung ist weit davon entfernt, eine kostenbasierte Regelung zu sein. Es handelt sich im Wesentlichen um eine Bestätigung des Marktmechanismus und Ansatzes, der Missbrauch einschränkt. Darüber hinaus fungiert das Wettbewerbsrecht als ultimative Rückfallebene, der den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung ausschließt.

Ofgem schätzt, dass die TCLC seit ihrer Einführung zu Kosteneinsparungen von 156 Millionen Pfund geführt hat [Ofgem 2017]. Zusätzlich gab es seitdem nur einen einzigen regulatorischen Eingriff. Durch eine Reformulierung des TCLC wurde deren Umfang auf die Reichweite der REMIT-Richtlinie reduziert. Die Wirkung bleibt jedoch bestehen.

Das britische Beispiel zeigt die Effektivität von wenig restriktiven, aber gezielten regulatorischen Maßnahmen, um die Vorteile eines marktbasierter Ansatzes zu erzielen und gleichzeitig die Gaming-Risiken zu begrenzen.

Der gemeinsame Nenner der Beispiele für eine erfolgreiche Implementierung von marktbasierter Redispatch-Ansätzen ist die Begleitung durch eine effektive Regulierung. In Großbritannien konnte mit der Umformulierung der Bedingungen für Flexibilitätsanbieter im Jahr 2017 sogar eine Reduktion des regulatorischen Rahmens durchgesetzt werden, da einige der Anforderungen bereits durch die REMIT-Anforderungen abgedeckt waren.

Ein marktbasierter Redispatch-Ansatz schafft kurz- und mittelfristig einen erheblichen zusätzlichen wirtschaftlichen und ökologischen Nutzen

Ein kostenbasierter Ansatz stellt immer nur die zweitbeste Lösung gegenüber echtem Wettbewerb dar. Dies gilt für den Strommarkt genauso wie für andere Märkte. Wettbewerbsorientierte Marktkräfte fördern Effizienz und setzen Anreize zur kontinuierlichen Verbesserung von bestehenden Erzeugungskapazitäten sowie Investitionen in neue Anlagen. Gerade die mittel- und langfristige Perspektive und ihre Rückwirkung auf Investitionsentscheidungen geht bei einer zu starken Fokussierung auf kurzfristige Grenzkosten verloren. Diese dynamische Effizienz ist wichtig, da Marktteilnehmer ihre Entscheidungen über kurzfristig regulierte Kosten hinaus treffen.

Die Steigerung der Wettbewerbsintensität in einem marktbasierten System ermöglicht es auch Speicherbetreibern und der Nachfrageseite, ihre Flexibilitätsdienste anzubieten. In einem kostenbasierten System können diese Anbieter nur eingeschränkt miteinbezogen werden, da ihre kurzfristigen Grenzkosten nicht einheitlich und nachvollziehbar bestimmt werden können. Dieses Problem stellt sich mit einem marktbasierten Ansatz nicht.

Das ungenutzte Flexibilitätspotenzial, das über alle Spannungsebenen hinweg mit einem marktbasierten Ansatz auch regional aktiviert werden kann, ist enorm. Dezentrale Systeme (E-Autos, Wärmepumpen, Speichersysteme) können bis 2030 bis zu 22,5 GW an Flexibilität bereitstellen - und das könnte sogar eine zu konservative Einschätzung sein [E-Bridge, IAEW 2019].

Die Berücksichtigung von Großkunden verbessert die Effektivität des Redispatches weiter. Verschiedene Pilotprojekte haben

bereits gezeigt, dass die Nutzung von Anlagen, die näher am Engpass liegen, den Redispatchbedarf der eingesetzten Generatoren, die typischerweise weit entfernt vom Engpass liegen, deutlich reduzieren [Deuchert 2019]. Das vollständige Potenzial wird jedoch erst sichtbar, wenn gleiche Wettbewerbsbedingungen für Erzeugung und Last geschaffen werden.

VNB benötigen effektive Instrumente für Engpassmanagement, um die Energiewende zu unterstützen.

Die Durchdringung von dezentralen Energiesystemen wird weiterwachsen. In Kombination mit der Sektorkopplung sehen sich Verteilnetzbetreiber mit zunehmenden Engpässen konfrontiert. Diese Treiber zeigen, dass der Bedarf an lokalem Engpassmanagement auch mit der Zeit nicht abnehmen wird. Wenn Flexibilität nicht effektiv bereitgestellt werden kann, werden sich Sektorkopplung und Dekarbonisierung verzögern und große Investitionen in die Netzinfrastruktur werden notwendig.

Eine Studie von IAEW und E-Bridge hat deutschlandweit Verteilnetze mit mehr als 1,8 Millionen Simulationen analysiert, um die Auswirkungen der Berücksichtigung von Lastflexibilitäten und Speichern auf den Netzausbaubedarf zu quantifizieren.

Wenn Verteilnetzbetreiber Zugang zu dieser Flexibilität erhalten, könnte der zusätzliche Investitionsbedarf im Verteilnetz bis 2035 um 55 % von 36,8 Mrd. EUR auf rund 16,8 Mrd. EUR gesenkt werden. Selbst wenn die Kosten für IKT in Verteilnetzen berücksichtigt werden, können die jährlichen Kosten um 1,6 Milliarden Euro pro Jahr reduziert werden.

Neben diesen Einsparungen werden erhebliche ökologische Vorteile erwartet. Durch die Nutzung der Flexibilität kann die EE-Abregelung um bis zu 65 % reduziert

und so CO₂-Emissionen eingespart werden [E-Bridge, IAEW 2019].

Die Autoren schlagen vor, das bestehende regulierte Regime um einen marktbasierteren Ansatz zu ergänzen („Hybrider Ansatz“)

Engpässe werden sowohl im Übertragungs- als auch Verteilnetz über viele Jahre oder gar Jahrzehnte bestehen bleiben. Die Notwendigkeit der Nutzung des gesamten verfügbaren Flexibilitätspotenzials steigt damit weiter und wird ein immer wichtigerer Baustein für den Erfolg der Energiewende.

Ein nachhaltiges und wirksames Redispatch muss daher die Vorteile eines marktbasierteren Ansatzes nutzen und gleichzeitig die Auswirkungen von Gaming begrenzen.

Der marktbasierter Ansatz sollte zunächst nur auf die Flexibilität angewendet werden, die vom derzeitigen regulierten Regime nicht erfasst werden – also kleine Speicher-Systeme und die Lastseite. So können sich der regulierte und der marktbasierter Mechanismus sinnvoll ergänzen.

Insbesondere durch die komplementäre Nutzung des regulierten Ansatzes können die Gaming-Risiken des marktbasierter Mechanismus effektiv begrenzt und kontrolliert werden.

Dieses hybride Modell ermöglicht die kontrollierte Einführung eines marktbasierter Redispatches. Es erhöht so die Anzahl der verfügbaren Flexibilitätsressourcen und stärkt den Wettbewerb, ohne die wirtschaftliche Effizienz zu gefährden.

Ein solches Hybridsystem stellt auch sicher, dass die einheitliche Gebotszone in Deutschland nicht beeinträchtigt wird. Der Ansatz ist komplementär zu den

bestehenden Märkten und kann sogar dazu beitragen, sie zu stärken. Der in den Niederlanden eingeführte Mechanismus zeigt, wie der Flexibilitätsmarkt in den bestehenden Intraday-Markt integriert werden kann.

Ein marktbasierter Redispatch könnte darüber hinaus nicht nur die Effizienz des Redispatches in Deutschland erhöhen, sondern auch den grenzüberschreitenden Redispatch verbessern.

Die Ausgestaltung des marktbasierter Ansatzes sollte kontinuierlich so weiterentwickelt werden, dass er sukzessive den regulierten Ansatz ablöst. Dabei kann auf den gesammelten Erfahrungen aufgebaut und so das Vertrauen in den marktbasierter Ansatz gestärkt werden.

Schlussfolgerungen

Vor dem Hintergrund einer fehlenden Koordination zwischen Netzausbau und EE-Ausbau, kombiniert mit einer schwieriger werdenden Umsetzung von Infrastrukturmaßnahmen, wird der Bedarf an Engpassmanagement weiterwachsen und langfristig zu hohen Kosten führen. Effiziente Verfahren zum Management dieser Engpässe sind ein zentraler Baustein der Energiewende.

Das BMWi sieht einen regulierten Ansatz als einzige Möglichkeit für Redispatch vor. Begründet wird diese Entscheidung durch potenzielle Gaming-Risiken im Rahmen der von der EU präferierten marktbasierter Verfahren. Diese Einschätzung basiert auf theoretischen Analysen.

Allerdings bilden die vom BMWi beauftragten theoretischen Analysen die in der Praxis existierenden und relevanten Risiken der Marktparteien nicht ab. Eine Analyse von realen Beispielen aus den

Niederlanden, Dänemark und Großbritannien mit Gaming-Risiken zeigt, dass das in der Praxis zu beobachtende Fehlverhalten deutlich geringer als theoretisch möglich ausfällt und effektiv reduziert werden kann. Durch die Entscheidung für den regulierten Ansatz steht ein hoher Anteil der verfügbaren Flexibilität für Redispatch nicht zur Verfügung.

Die ökonomischen und ökologischen Vorteile des durch marktbasierter Verfahren zusätzlich erreichbaren Flexibilitätspotenzials ist enorm. IAEW und E-Bridge schätzen das zusätzliche Potenzial auf ca. 25 GW bis 2030. Dadurch könnten bis zu 20 Mrd. EUR an Netzinvestitionen eingespart und die

Abregelung von Erneuerbaren-Energien um bis zu 65 % reduziert werden.

Die Autoren empfehlen die Einführung eines marktbasierter Verfahrens flankierend zum regulierten System. Durch die Ausgestaltung des marktbasierter Verfahrens kann gewährleistet werden, dass die Vorteile genutzt und die Gaming-Risiken minimiert werden. Dadurch lässt sich der marktbasierter Ansatz in der Praxis erproben und kann mit wachsender Erfahrung weiterentwickelt werden und im Laufe der Zeit das regulierte System teilweise oder vollständig ersetzen.

Literaturverzeichnis

[BNetzA 2019a] Bundesnetzagentur, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Erstes Quartal 2019, 18.07.2019.

[BNetzA 2019b] Bundesnetzagentur, Monitoring report 2018, 29.05.2019.

[Deuchert 2019] B. Deuchert, The NODES market for decentral flexibility in real operation, Strommarkttreffen, Engpassmanagement, 15.03.2019.

[E-Bridge, IAEW 2019] E-Bridge, IAEW, Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen, 12.02.2019.

[Energinet, Tennet 2019] Energinet, Tennet, Monitoring report - DK1-DE Countertrade following joint declaration 2018, March 2019.

[Hirth et al. 2019] L. Hirth, C. Maurer, I. Schlecht, B. Tersteegen, Strategisches Bieten in Flex-Märkten, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 6, 2019.

[OTE 2018] Overlegtafel Energievoorziening (OTE), Afwegingskader verzwaren tenzij, Report 2018.

[Ofgem 2017] Ofgem Impact Assessment on extension of TCLC licence condition, <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/110681>, February 2017

[Tennet 2019] Tennet, Congestion management, <https://www.tennet.eu/electricity-market/dutch-market/congestion-management/>, 2019.

Kontaktpersonen

Dr. Jens Büchner / jbuechner@e-bridge.com / +49 228 90906510

Enno Böttcher / enno.boettcher@NODESmarket.com / +47 468 19 423

Stephen Woodhouse / stephen.woodhouse@poyry.com / +44 7970 572444