

Marktliche Lösungen ermöglichen Integration von EE und Flexibilitäten, fördern Systemstabilität und unterstützen effizientes Stromsystem

Stellungnahme des Energiehandels zum Branchendialog „Systembetrieb 2030“ des BMW

Berlin, 7. August 2026 - Regulatorische Eingriffe wie beispielsweise eingefrorene Fahrpläne oder eine regionale Aufteilung des Intraday-Marktes, schränken die Flexibilität des Marktes ein. Diese künstliche Hemmung der Flexibilität erschwert jedoch den Ausgleich von Bilanzkreisen und führt zu neuen Problemen an anderen Stellen: steigender Regelleistungsbedarf, geringere Systemeffizienz, höhere Kosten für das Stromsystem und die Verbraucher sowie weniger Anreize für eine Flexibilisierung. Energy Traders Deutschland begrüßt, dass das BMW beabsichtigt, die tatsächliche Problemlage sowie die Optionen mithilfe einer externen Studie zu analysieren. Wir sind jedoch besorgt, dass sich die Diskussion nur darauf fokussiert, wie marktliche Flexibilität reduziert werden kann, obwohl die Notwendigkeit für flexibles Verhalten weiterhin besteht.

Kernforderungen von Energy Traders Deutschland:

- Ergebnisoffene Diskussion von Analyse und Lösungsraum mit allen Stakeholdern
- Keine vorschnelle Implementierung einer oder mehrerer der drei Optionen
- Synchronisation mit anderen Initiativen (z. B. AgNes-Prozess, EU Grid Package)
- Netzausbau ist weiterhin unverzichtbar

Die Übertragungsnetzbetreiber beklagen zunehmende Schwierigkeiten bei der Stabilisierung des Netzbetriebs. Sie führen diese Schwierigkeiten darauf zurück, dass sich die Fahrpläne von Stromerzeugungsanlagen und Batterien zunehmend sehr kurzfristig vor dem physikalischen Liefertermin ändern und der Stromhandel auf Netzengpässe keine Rücksicht nehme. Zudem sei das kurzfristig aktivierbare Redispatch-Potenzial aktuell begrenzt.

Im Branchendialog „Systembetrieb 2030“ werden drei Optionen diskutiert, mit denen die Verursachung von Netzengpässen kurz vor Lieferung über Markteingriffe verhindert werden könnte. Jede der drei Optionen reduziert durch regulatorische Vorgaben die Fähigkeit und die wirtschaftliche Freiheit von Marktteilnehmern, flexibel auf Veränderungen in Angebot und Nachfrage zu reagieren.

Es ist wichtig hervorzuheben, dass kurzfristige Anpassungen von Fahrplänen seitens der Marktteilnehmer nicht ohne Grund vorgenommen werden. Sie sind notwendig, um physischen Notwendigkeiten wie Anlagenausfällen, Wetter-Entwicklungen oder Prognosefehlern zu begegnen und damit der jeweiligen Bilanzkreisverantwortung jederzeit nach kommen zu können.

Der Stromhandel ist eine Lösung für viele Herausforderungen des Stromsektors, da er durch Innovationen die Integration erneuerbarer Energien und Flexibilitäten marktlich vorantreibt. Marktteilnehmer, Strombörsen und ÜNB haben erhebliche Anstrengungen unternommen und Investitionen in Prozesse und IT-Systeme getätigt, um die stark gestiegenen Mengen erneuerbarer Energien und die zunehmenden Flexibilitäten erfolgreich in den Markt zu integrieren. Beispiele sind die Einführung von 15-Minuten-Produkten, die Möglichkeit Trade-Until-Delivery und die Verkürzung der Intraday Cross-zonal gate closure time auf 30 Minuten.

Grundlage ist das gemeinsam getragene europäische Strommarktdesign, wonach marktliche Lösungen aktiv zur Systemstabilität beitragen sollen – auch unter der anerkannten Annahme, dass der Markt diese Aufgabe günstiger erledigen kann als andere Lösungen. Flexibilitäten künstlich zu hemmen, konterkariert diese Zielsetzung und zunehmend dringliche Notwendigkeit einer Flexibilisierung des Stromsystems. Somit wird nicht nur die Systemeffizienz beschnitten, sondern auch der Anreiz für Netznutzer ihre Anlagen zu flexibilisieren. Im Ergebnis wird dies zu einer weniger effizienten und für den Verbraucher kostspieligeren Stromversorgung führen.

Wir begrüßen, dass das BMWF beabsichtigt, die tatsächliche Problemlage sowie die Optionen mithilfe einer externen Studie zu analysieren. Wir sind jedoch besorgt, dass sich die Diskussion nur darauf fokussiert, wie Flexibilität reduziert werden kann, obwohl die Notwendigkeit für flexibles Verhalten weiter fortbesteht. **Insofern fordern wir, Problembeschreibung und Lösungsraum ergebnisoffen mit allen relevanten Stakeholdern zu diskutieren, anstatt vorschnell eine oder mehrere der vorliegenden drei Optionen zu implementieren.**

Zudem ist es wesentlich, die verschiedenen Initiativen (AgNes-Prozess, Netzanschlusspaket, EU Gridpackage, Umsetzung von §13k, Weiterentwicklung und Implementierung des Redispatch 2.0, Netzentwicklungsplanung etc.) mit diesem Lösungsraum zu

synchronisieren. Es darf sich beim „Branchendialog Systembetrieb 2030“ nicht um einen losgelösten Prozess handeln.

Zu den drei Optionen im Einzelnen:

Vorschlag I (Netzsicherheitsbezogene Rahmenvorgaben)

Diese Option sieht vor, dass die Fahrpläne für Erzeugungs- und Speicheranlagen in einem noch zu definierenden Zeitraum kurz vor Lieferung nicht mehr angepasst werden dürfen. Durch diese Option werden Anlagenbetreiber gehindert, den Einsatz ihrer Anlagen kurzfristig nach Marktsignalen zu optimieren oder kurzfristige Anlagenausfälle selbständig auszugleichen. Damit wird marktwirtschaftliche Effizienz im System verloren gehen und den Bilanzkreisverantwortlichen Möglichkeiten zum Ausgleich ihrer Bilanzkreise genommen. Im Ergebnis wird der Regelleistungsbedarf steigen, dessen Kosten dann auf die Netzkunden umgelegt wird. Zudem beschränkt der Vorschlag das Recht der Betreiber, die eigenen Anlagen zu vermarkten, ohne dafür eine Kompensation zu leisten. Dies ist ein unsachgemäßer Eingriff in die Eigentumsrechte der Anlagenbetreiber. Außerdem ist damit zu rechnen, dass bei umfassender Anwendung die Liquidität des Intraday-Markts eingeschränkt würde. Ein Fahrplan-Freeze würde den Business Case für Speicherprojekte und Tolling-Agreements empfindlich beschädigen.

Vorschlag II (Flexible Netzanschlussverträge)

Diese Option ist vergleichbar mit Vorschlag I, betrifft jedoch nur Neuanlagen, die zum Abschluss eines flexiblen Netzanschlussvertrages verpflichtet werden sollen. Auf Basis des Vertrags werden die Rechte der Betreiber ähnlich wie im Vorschlag I beschränkt, wobei insbesondere für Speicher auch weitergehende Einschränkungen zu erwarten sind. Entsprechend sollten Umfang und Häufigkeit dieser Einschränkungen limitiert und kalkulierbar gemacht werden.

Die Möglichkeiten für Netzbetreibereingriffe müssen strikt begrenzt werden. Wenn FCA angewendet werden, dann nur, wenn die Vereinbarungen auf Mindeststandards basieren, die von der BNetzA unter Beteiligung der Netznutzer festgelegt wurden. Auch mit FCA muss die eigenständige Handlungsfähigkeit des Anlagenbetreibers in den Strommärkten gewährleistet sein. Jegliche Einschränkungen sind vollständig zu kompensieren.

Andererseits sollte ein flexibler Netzanschlussvertrag immer auch einen zeitlich definierten Übergang zu einer festen Netzanschlusskapazität nach einer angemessenen Frist

enthalten. Denn die Nutzung von FCA darf nur eine Option sein, jedoch nicht zur Voraussetzung für die Gewährung eines Netzanschlusses gemacht werden. Auch mit FCAs bleiben Netzausbau und andere marktliche Optionen unverzichtbar.

Fazit: Da der Vorschlag nur auf Neuanlagen angewendet werden soll, sind die Auswirkungen auf die Prognoseungenauigkeit vermutlich nur begrenzt. Flexible Netzanschlussverträge können eine wichtige Rolle spielen, um die Gewährung von Netzanschlüssen während des laufenden Netzausbaus zu beschleunigen, stellen aber keine geeignete dauerhafte Lösung für das hier beschriebene Problem dar.

Vorschlag III (Regionale Stromhandelsgebiete kurz vor Echtzeit)

Hier ist eine regionale Aufteilung des Intraday-Marktes kurz vor Lieferung vorgesehen. Wir lehnen eine „regionale“ Aufteilung des Cross-Border-Intraday-Marktes ab, da dies die Liquidität im Intraday-Handel zersplittert und es zudem den Marktteilnehmern erschwert, ihre Portfolios kurz vor der Lieferung auszugleichen, was wiederum zu höheren Ausgleichsenergiekosten führt.

Je nach Lage in den regionalen Stromhandelsgebieten steigt oder sinkt der Wert der Anlagen. Der Vorschlag ist ein Konstrukt im Sinne einer nodalen Lösung, dessen Effizienzvorteile fraglich sind und in der Praxis durch hohe Komplexität und aufwändige Umsetzung wettgemacht würden. Es wäre dann notwendig, die Bepreisung von Ausgleichsenergie in diesen Teilgebieten anzupassen sowie börslich handelbare regionale Produkte einzuführen. Inwiefern diese zusätzliche Komplexität überhaupt mit den europäischen Vorgaben vereinbar ist, muss noch geprüft werden. Sollte die Teilung schon vor der „cross-zonal gate closure time“ (zukünftig 30 Minuten vor Lieferung) stattfinden, wird sich dies auf den gekoppelten kontinuierlichen Intraday (SIDC) auswirken und somit die Komplexität des Vorschlags nochmals deutlich erhöhen. Die Option steht im deutlichen Widerspruch zum EU-Binnenmarkt und dem damit verbundenen Ziel, einen integrierten europäischen Strommarkt zu etablieren.

Mögliche Alternativen

Soweit der Netzbetreiber kurzfristige regionale Eingriffsmöglichkeiten in Stromproduktion und -verbrauch benötigt, ist es energiewirtschaftlich effizienter, diesen Bedarf als Flexibilitätsprodukt aususchreiben, statt die marktwirtschaftliche Flexibilität der Betreiber zu beschneiden. Ein ergänzendes marktbasiertes Redispatch-Produkt – kurz vor Lieferung, auf

das sich Speicher und Nachfrager regional bewerben können – ist deutlich sinnvoller als die Vorschläge des BMW, da marktwirtschaftlicher als Vorschläge I und II sowie deutlich weniger komplex als Vorschlag III.

Zusätzlich sollten die Redispatch-Prozesse durch mehr Digitalisierung und rechtzeitige Informationsbereitstellung technisch und organisatorisch verbessert werden. Dies betrifft sowohl die Kommunikation zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern als auch die Datenübermittlung der Verteilnetzbetreiber an die BKV. Gelingt hier eine schnellere Kommunikation, so müssen die schnellen Anpassungsmöglichkeiten der Marktteilnehmer nicht künstlich verlangsamt werden.

Es ist zudem grundsätzlich sinnvoll, längerfristig wirksame wirtschaftliche Anreize zu setzen, um beim Ausbau der erneuerbaren Energien die vorhandenen Netzressourcen bestmöglich zu nutzen und so den Bedarf an Redispatch-Maßnahmen zu begrenzen. Baukostenzuschüsse (BKZ) können bei regional differenzierter Ausgestaltung als Einmalzahlung ein geeignetes Instrument darstellen, um den Netz- und Erneuerbaren-Ausbau zu optimieren. Zunächst ist eine transparente und ausführliche Veröffentlichung der Problembeschreibung notwendig. Energy Traders Deutschland wird dann gern zur Entwicklung von Vorschlägen beitragen, wie die benötigten Leistungen wettbewerbskonform zur Verfügung gestellt werden können. Erste Ansätze hierzu haben wir in unseren Positionspapieren [„Die Kraft des Marktes: Wie marktbasiertes Design Netzstabilität unterstützt“](#) sowie [„Energiehandel setzt auf marktbasierte Lösungen für Systemstabilität, lehnt technische Einschränkungen ab“](#) beschrieben.

Über uns: Energy Traders Deutschland setzt sich ein für die Förderung des Energiehandels in offenen, transparenten und liquiden Großhandelsmärkten in Deutschland und in Europa – uneinträchtig von Staatsgrenzen oder anderen Barrieren.