Bundesverband
Neue Energiewirtschaft e.V.
Hackescher Markt 4
D-10178 Berlin

Fon: +49 30 400548-0
mail@bne-online.de
www.bne-online.de

Positionspapier

Systembetrieb 2030

Zusammenfassung: Fünf Empfehlungen zum Systembetrieb 2030

Die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im Rahmen des Branchendialogs „Systembetrieb 2030“ geforderte flächendeckende Bereitstellung von Plandaten für sämtliche Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) – bekannt unter dem Begriff „Feasibility Ranges“ – ist in der Praxis nicht umsetzbar. Bereits die Einführung von Redispatch 2.0 hat die schwerwiegenden Probleme einer solchen Umsetzung verdeutlicht. Eine erneute Einführung würde für alle beteiligten Akteure einen erheblichen zusätzlichen Aufwand bedeuten und zugleich massive Risiken sowohl für die Marktteilnehmer als auch für die Verteilnetzbetreiber (VNB) schaffen. Gleichzeitig bedeuten „Feasibility Ranges“ eine drastische Einschränkung des Strommarktes insbesondere des Intradayhandels mit erheblichen negativen Folgen.

Für einen sicheren Systembetrieb 2030 empfiehlt der bne, den beiden Herausforderungen (1) Prognoseabweichungen in der Systemführung und (2) steigende Redispatch-Spitzenbedarfe, vorrangig mit marktlichen Lösungen und verbesserten Redispatch-Prozessen zu begegnen. So lassen sich Einschränkungen des Intraday-Stromhandels vermeiden. Der bne unterstützt daher fünf aufeinander abgestimmte Maßnahmen:

- **Systembooster für Großbatteriespeicher entwickeln.**
  Mit dem „Systembooster“ sollten insbesondere Stand-Alone-Großspeicher für das Engpassmanagement der Übertragungsnetzbetreiber erschlossen werden. Sie stellen zeitweise gesicherte Leistung für den Netzbetrieb bereit und können außerhalb dieser Zeiträume weiter am Strommarkt vermarktet werden.
- **Neue Co-Location-Speicher zügig ins Redispatch-Zielmodell überführen.**
  Batteriespeicher in Verbindung mit Erneuerbare-Energien-Anlagen sollten schnell in das

Planwertmodell mit bilanziellem Ausgleich integriert werden. Verlässliche Fahrplandaten verbessern die Planungsgrundlage der ÜNB und können kurzfristige Engpassrisiken verringern. Dafür sollte die Umsetzung des bereits vorgesehenen Zielmodells des Redispatch 2.0 beschleunigt werden.

- **Direktvermarkter und Bilanzkreisverantwortliche absichern.**
  Diese Unternehmen werden wesentliche Aufgaben bei der Datenbereitstellung und Umsetzung neuer Vorgaben übernehmen. Ein eigenes Arbeitspaket im Branchendialog sollte die Auswirkungen auf ihre Prozesse und Geschäftsmodelle untersuchen und Maßnahmen entwickeln, die zusätzliche finanzielle Risiken und Abwicklungsaufwand begrenzen.
- **EU Network Code Demand Response und Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung fordern marktliche Beschaffung von Flexibilität.**
  Marktbasierter Redispatch sollte zusätzliche Speicher- und Verbrauchsflexibilität für das Engpassmanagement erschließen. Risiken strategischer Gebote („Inc-Dec-Gaming“) müssen durch geeignetes Marktdesign, belastbare Baselines und wirksame Marktüberwachung begrenzt werden.
- **Feasibility Ranges vermeiden.**
  Fahrplanrestriktionen sollten erst infrage kommen, wenn marktliche Lösungen und verbesserte Redispatch-Prozesse nicht ausreichen. Sie sollten auf systemrelevante Anlagen mit hoher Engpasssensitivität beschränkt sein und ausschließlich engpassverschärfende Fahrplanänderungen begrenzen.

Inhalt

Einordnung und Problemstellung im Rahmen des Branchendialogs 3
Maßnahme 1: Implementierung eines marktlichen Instruments (Systembooster) 4
Maßnahme 2: Überführung neuer Co-Location-Batteriespeicher in das Planwertmodell des Redispatch 2.0 (No-Regret-Maßnahme) 5
Maßnahme 3: Absicherung der Direktvermarktung und Risikominderung 6
Maßnahme 4: EU Network Code Demand Response und Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung fordern marktliche Beschaffung von Flexibilität 7
Maßnahme 5: Feasibility Ranges vermeiden 7
Bewertung alternativer Maßnahmen 10
Fazit: Netzengpässe gezielt entschärfen und den Intraday-Handel offenhalten 11

QUELLENVERZEICHNIS 13

Einordnung und Problemstellung im Rahmen des Branchendialogs

Der Branchendialog „Systembetrieb 2030“ widmet sich den tiefgreifenden operativen Herausforderungen der zukünftigen Systemführung. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) führt den Dialog gemeinsam mit den ÜNB und weiteren Marktakteuren mit dem Ziel, frühzeitig tragfähige und wirksame Lösungen zu entwickeln. Damit sollen die Voraussetzungen für einen dauerhaft sicheren und stabilen Netzbetrieb im Zuge der weiteren Umsetzung der Energiewende geschaffen werden. [1] Die Analysen der ÜNB verdeutlichen dabei zwei zentrale Problemfelder, deren Bedeutung für die Systemführung in den kommenden Jahren weiter zunehmen wird. [2]

Zunehmende Prognoseabweichungen erfordern eine konsequente Umsetzung von Redispatch 2.0

Die ÜNB verzeichnen zunehmend erhebliche Abweichungen zwischen dem tatsächlichen Systemverhalten und den Prognosen, die sie ihrer Berechnung der Netzbelastung zugrunde legen. Eine wesentliche Ursache hierfür ist, dass Anlagenbetreiber im Intraday-Markt auf Preissignale reagieren und ihre Anlagenfahrweise kurzfristig anpassen. [2] Diese Anpassungen sind grundsätzlich kein Fehler im System, sondern vielmehr ein ausdrücklich erwünschter Effekt des Strommarktes.

Allerdings führen die kurzfristigen Handelsaktivitäten zum Ausgleich von Prognoseabweichungen aufseiten der Anlagenbetreiber zugleich zu zusätzlichen Prognoseabweichungen in der Systemführung der ÜNB. Eine wesentliche Ursache hierfür ist, dass den ÜNB im bestehenden System für viele Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) keine aktuellen Fahrplandaten, sondern lediglich Prognosedaten zur Verfügung stehen. Die daraus resultierenden Informationsdefizite erschweren eine verlässliche Einschätzung der tatsächlichen Netzauslastung und führen zu neuen, systemkritischen Engpassbefunden bei den ÜNB.

Die Analysen der ÜNB zeigen, dass im Jahr 2030 in einer Vielzahl von Stunden mehrere Netzelemente von n-1-Überlastungen betroffen sein könnten[1]. Hohe Auslastungen sind kritischer für den Systembetrieb, da sie die Komplexität erhöhen. Die identifizierten Probleme erfordern daher zeitnahe Lösungen. Da die fehlenden Prognose- und Fahrplandaten wesentlich mit Defiziten bei der Umsetzung des Redispatch 2.0 zusammenhängen, müssen entsprechende Maßnahmen auch dort ansetzen. Dabei gilt es, die Erfahrungen aus der bisherigen Einführungsphase zu nutzen und bestehende Umsetzungsdefizite gezielt zu beheben.

Verdopplung der Redispatch-Spitzenbedarfe erfordert zusätzliche Flexibilitäten

Die ÜNB gehen davon aus, dass sich die maximalen Redispatchbedarfe bis 2032 auf über 60 Gigawatt verdoppeln werden. Damit würden sie das heutige Spitzenniveau von rund 30 Gigawatt deutlich übersteigen. [2] [3] Zugleich nehmen sowohl die Anzahl der überlasteten Leitungen als

[1] Das n-1 Kriterium bezeichnet die Regel, wonach die nach dem Auftreten einer Ausfallvariante weiter in Betrieb befindlichen Betriebsmittel der ÜNB in der Lage sind, sich an die neue Betriebssituation anzupassen, ohne betriebliche Sicherheitsgrenzwerte zu überschreiten (EU 2017/1485 – System Operation Guideline).

auch die Häufigkeit von Tagen mit besonders hohen Redispatch-Abrufen zu. Die Engpassmuster werden komplexer und umfassen neben den bekannten Nord-Süd-Engpässen zunehmend auch Ost-West-Lastflüsse.

Die bestehende Ausgestaltung des Redispatch 2.0 wird diesen steigenden Spitzenbedarfen voraussichtlich nicht gerecht werden. Auch punktuelle Anpassungen des bestehenden Systems dürften nicht ausreichen. Um die erforderliche Regelbarkeit sicherzustellen, müssen den ÜNB zusätzliche Flexibilitäten und steuerbare Erzeugungs- und Verbrauchskapazitäten zur Verfügung stehen. Die ÜNB benötigen zusätzliche steuerbare Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherkapazitäten, die im Bedarfsfall nicht nur vorhanden, sondern tatsächlich einsatzfähig sind.

Der bne hat fünf Konkrete Maßnahmen entwickelt, um die beiden Herausforderungen zu adressieren.

Maßnahme 1: Implementierung eines marktlichen Instruments (Systembooster)

Um den ÜNB ab 2030 sicher steuerbare Leistung aus dem Markt bereitzustellen und die Redispatch-Spitzen zu decken, empfiehlt der bne ein marktliches Instrument, das gezielt auf die Bedarfe der ÜNB zugeschnitten ist: den Systembooster. Er sollte zunächst[2] Stand-Alone-Großspeicher in den Netzebenen 1, 2 und gegebenenfalls 3 adressieren.

Konzept

Ein bereits gutachterlich begleiteter Vorschlag in dieser Diskussion ist der Systembooster-Ansatz, der von Amprion und Consentec (2026) erarbeitet wurde. Dieses Konzept sieht vor, Netzbooster-Kapazitäten als Systemdienstleistung von grundsätzlich im Markt agierenden Batterien zu beschaffen. Die Großbatteriespeicher stehen temporär als Netzbooster zur Verfügung und können außerhalb dieser definierten Anforderungszeiträume an anderen Strommärkten vermarktet werden. Dadurch entfällt die Notwendigkeit, dass Übertragungsnetzbetreiber eigene Speicher beschaffen und betreiben müssen. Dies läge außerhalb ihres Kerngeschäfts und wäre mit erheblichem regulatorischem und prozessualem Aufwand verbunden, insbesondere im Hinblick auf die Genehmigung im Rahmen der Netzentwicklungsplanung gemäß § 12 EnWG. Zudem wäre eine solche Lösung mit höheren Kosten verbunden. [4]

Ablauf

Das Einsatzkonzept des Systemboosters beinhaltet eine Prognose des Bedarfs durch die ÜNB, beispielsweise sieben Tage vor Erfüllung (D-7) sowie eine wettbewerbliche Einkaufsauktion. Die Validierung und Übermittlung der tatsächlichen Anforderung an den Speicherbetreiber muss bis spätestens 07:00 Uhr am Vortag (D-1), also vor Gate Closure des Primärregelenergiemarktes, erfolgen. [4]

Vergütung

Für eine anreizkompatible Ausgestaltung empfiehlt sich ein mehrteiliges Vergütungskonzept, das auf möglichst geringe Kosten aus Systemsicht abzielt. Dieses sollte eine anforderungsunabhängige Vorhalteprämie in Euro pro Kilowatt beinhalten. Diese Art von Bereitstellungspauschale

[2] Perspektivisch sollte das Instrument auch für weitere technisch geeignete Flexibilitäten, insbesondere dezentrale und aggregierte Speicher im Verteilnetz, geöffnet werden können.

schafft zunächst einen grundsätzlichen Anreiz für die Teilnahme an diesem Markt. Zusätzlich ist ein anforderungsabhängiger Opportunitätskostenausgleich vorzusehen. Denn in dem Fall, dass eine tatsächliche Aktivierung der Anlage erfolgt, sollte der Anlagenbetreiber für die Speicherfüllstandsänderungen kompensiert werden. Die Kompensation kann dann beispielsweise an Intraday-Indizes gekoppelt sein. Auf einen bilanziellen Ausgleich bei Aktivierung wird bei diesem Konzept verzichtet. Ein Anlagenbetreiber, der seine Speicherkapazität für den Systemboostereinsatz zur Verfügung stellt, würde auf diese Weise nach einem klaren Konzept vergütet. Er sollte im sonstigen marktlichen Betrieb wirtschaftlich weder besser noch schlechter stehen als ohne die Teilnahme am Systembooster. [4]

Anpassungsbedarf bei Vergütungslogik und Einsatzkonzept für Systembooster
Laut des Gutachtens von Consentec (2026) müssen Kostenerstattungs- und Vergütungskonzepte angepasst werden, um eine effiziente Vergütungslogik für Systembooster zu ermöglichen. Darüber hinaus muss das Einsatzkonzept beschrieben werden, inklusive der planbaren und sicheren Verfügbarkeit der Netzbooster-Funktionalität sowie die Kompatibilität der bestehenden Engpassmanagement- und Zeitabläufe mit dem Systembooster-Ansatz sichergestellt werden. [4]

Maßnahme 2: Überführung neuer Co-Location-Batteriespeicher in das Planwertmodell des Redispatch 2.0 (No-Regret-Maßnahme)

Derzeit besteht das Problem, das EE-Anlagen im Rahmen des unzureichend umgesetzten Redispatch 2.0 überwiegend im Prognosemodell von den VNB geführt werden.[3] Da das Planwertmodell und der bilanzielle Ausgleich auf VNB-Ebene vielfach nicht umgesetzt werden, weicht die tatsächliche physikalische Situation im Netz regelmäßig von der Prognose ab. Dieses Problem ist besonders prägnant für EE-Anlagen mit Batteriespeichern (Co-Location[4]) im „Prognosemodell“. [5] [6]

Darüber hinaus werden Co-Location-Batteriespeicher bei einer netzbedingten Abregelung der Erzeugungsanlage aktuell im Redispatch nicht adäquat integriert. Die unzureichende Berücksichtigung von Co-Location Speichern verschenkt nicht nur Redispatch-Potenzial, sondern führt zu fragwürdigen Abrechnungskonstellationen. Ursache hierfür sind nicht die Speicher selbst, sondern die in Deutschland inkonsequent umgesetzten Redispatch-Regelungen, die von dem gemäß Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 vorgesehenem marktbasierten Ansatz abweichen. [7]

Unser Vorschlag: Neue Batteriespeicher in räumlicher und technischer Verbindung mit EE-Anlagen (Co-Location) sollten schnellstmöglich in das Zielmodell des Redispatch 2.0, konkret in das Planwertmodell mit Bilanzausgleich, überführt werden. **Der Branchendialog sollte somit daher zu substanziellen Maßnahmen führen, um schneller als aktuell geplant, in das**

[3] Die beiden Bilanzierungsmodelle im Redispatch 2.0 – das Planwertmodell und das Prognosemodell – unterscheiden sich grundlegend darin, wer die Erzeugung prognostiziert, wann der bilanzielle Ausgleich stattfindet und wie Abrechnungen durchgeführt werden.
[4] Anlagen werden heute oft mit Batteriespeichern aus- oder nachgerüstet (Co-Location).

Zielmodell des Redispatch 2.0 zu kommen. Solche Maßnahmen würde das Problem der kurzfristigen Engpassbefunde erheblich reduzieren und sollten daher priorisiert werden.

Verbesserung der Prognosequalität durch die Integration von Co-Location-Speichern
Die Integration von neuen Co-Location-Speichern in das Planwertmodell stellt eine No-Regret-Maßnahme dar. Durch die Bereitstellung verbindlicher Fahrplandaten verbessert sich die Prognosequalität für die Übertragungsnetzbetreiber signifikant, da diese Anlagen nicht länger unerwartete Schwankungen im Prognosemodell verursachen. Diese Maßnahme würde insbesondere die Prognosegenauigkeit bei den Anlagen steigern, die absehbar am weitesten mit ihren Fahrplänen von den EE-Prognosedaten im Prognosemodell abweichen. Sie stellt zudem kein gänzlich neues Instrument dar, sondern nutzt den vorgesehenen Zielrahmen des Redispatch. Darüber hinaus gewährleistet die Maßnahme einen finanziellen und bilanziellen Ausgleich für die Anlagenbetreiber. [5] [8] So könnten die komplexen Abrechnungsprobleme zwischen VNB und Anlagenbetreiber gelöst und das Onboarding von EE-Anlagen erleichtert werden. Die beschleunigte Überführung von Co-Location-Speichern in das Planwertmodell würde die Pönalisierung bei Nichteinhaltung der Feasibility-Range samt dem damit verbundenen Abwicklungsaufwand für Tausende EE-Anlagen überflüssig machen.

Maßnahme 3: Absicherung der Direktvermarktung und Risikominderung

Die Maßnahmen des Systembetriebs 2030 werden Direktvermarkter und Bilanzkreisverantwortliche (BKV) erheblich betreffen. Als systemrelevante Akteure müssen sie bei der Ausgestaltung der Maßnahmen angemessen berücksichtigt und vor unverhältnismäßigen Risiken geschützt werden, da sie einen wesentlichen Teil der operativen Anpassungen im Systembetrieb 2030 umsetzen werden.

Die Erfahrungen mit dem Redispatch 2.0 unterstreichen die Bedeutung, die Auswirkungen auf diese Akteure frühzeitig zu berücksichtigen. [6] [9–13] Nach dem weitgehend gescheiterten Start des Redispatch 2.0 im Jahr 2021 waren es die BKV, die das System stabilisierten. Bis in das Jahr 2031 übernehmen nun die BKV den bilanziellen Ausgleich, weil die Netzbetreiber diesen nicht zuverlässig sicherstellen konnten. Die technischen Defizite der Netzbetreiber blieben hingegen weitgehend bestehen. [5]

Auch die Umsetzung und Abwicklung der Maßnahmen im Rahmen des Systembetriebs 2030 wird maßgeblich durch Direktvermarkter und Bilanzkreisverantwortliche (BKV) erfolgen. Dies betrifft insbesondere die erforderlichen Datenmeldungen, deren Wechselwirkungen mit dem Redispatch sowie die Abwicklung eines erheblichen Teils der Markteingriffe, die mit dem Systembetrieb 2030 verbunden sind. Restriktive Marktregeln oder pauschale Pönalisierungen würden die Kosten der Direktvermarktung erheblich erhöhen, da die mit der Umsetzung und mit Fahrplanabweichungen verbundenen Risiken häufig auf die Direktvermarkter und Anlagenbetreiber verlagert werden [6].

Daher sollte im Rahmen des BMWE-Prozesses ein eigenes Arbeitspaket eingerichtet werden, das die Auswirkungen der vorgeschlagenen Maßnahmen auf die Direktvermarktung systematisch untersucht und darauf aufbauend pragmatische Maßnahmen zur Risikominderung entwickelt.

Maßnahme 4: EU Network Code Demand Response und Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung fordern marktliche Beschaffung von Flexibilität

Deutschland hält beim Redispatch weiterhin an einer überwiegend kostenbasierten Beschaffung fest, bei der die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Methodik des finanziellen Ausgleichs festlegt (§ 13a Abs. 2 EnWG). [8] [14] Dies steht im Spannungsverhältnis zum vorgeschriebenen Grundsatz der marktbasieren Beschaffung nach Art. 13 Abs. 2 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943, von dem bislang ständig Ausnahmen genutzt werden.[5] [7]
Der kostenbasierte Ansatz erfordert eine dezentrale, einzelfallbezogene Abrechnung zwischen Anlagen- und Netzbetreibern. Zugleich werden Flexibilitätskosten, insbesondere Opportunitätskosten aus entgangener Vermarktung am Day-Ahead- und Intraday-Markt, nicht in einem Bieterwettbewerb sichtbar. Dadurch bleibt insbesondere nachfrageseitige Flexibilität unzureichend erschließbar. Marktbasierte lokale Flexibilitätsmärkte, wie sie Großbritannien und die Niederlande nutzen, können Flexibilität effizienter mobilisieren und Engpässe frühzeitig entschärfen; lokaler Marktmacht muss dabei mit Hilfe von Baseline-Monitoring gezielt begegnet werden. [16] [17] Lokale Flexibilitätsmärkte würden somit insbesondere das Redispatch-Spitzen im Systembetrieb 2030 verkleinern.

- **Baseline-Monitoring[6] und Marktüberwachung:** Sie sorgt für faire und transparente Märkte und funktioniert vollautomatisiert. Im niederländischen Engpassmanagement ist die Baseline fester Bestandteil der Marktprozesse: Bei der Ressourcenregistrierung und im Flexibilitäts-Reporting der Day-Ahead-Produkte (z. B. KV-Flex-DER) ist ein eigenes „Baseline Event" vorgesehen, über das der Anbieter die Referenzwerte seiner Anlagen meldet. Der CSP (Congestion Service Provider) übernimmt dabei als Pflichtintermediär Aggregation, Gebotsabgabe und Abwicklung einschließlich der Baseline-basierten Leistungsmessung. [18] [19] [17]
- **Zeitpunkt der Vermarktungsentscheidung:** Gepoolte Redispatch-Potenziale nachfrageseitiger Flexibilitäten im Niederspannungsnetz werden dann bereits vor dem Day-Ahead-Markt vermarktet, etwa durch eine Beschaffung zwei Tage vor dem Abruf (D-2). Vermarktungsentscheidung und Zuschlag sind damit vom tatsächlichen Abruf entkoppelt. [20] [21]

Maßnahme 5: Feasibility Ranges vermeiden

ÜNB schlagen hauptsächlich die Einführung sogenannter *Feasibility Ranges* (sicherheitsbezogener Rahmenvorgaben) vor. Diese sehen vor, dass Anlagen in einer bestimmten Region und innerhalb eines festgelegten Zeitraums kurz vor Echtzeit nur noch eingeschränkt oder gar nicht mehr von ihren Fahrplanmeldungen abweichen dürfen. Dadurch sollen Reaktionen verhindert werden, die bestehende Netzengpässe verschärfen. [22] [1] Feasibility Ranges stellen einen erheblichen

[5] Der geplante Network Code Demand Response sieht dagegen die marktbasierte Beschaffung lokaler Flexibilitätsdienste als Regelfall vor. Ausnahmen sollen von der nationalen Regulierungsbehörde genehmigt und zeitlich befristet werden (Art. 29 und 30 des ACER-Entwurfs; maximal zwei Jahre). [15]

[6] **Baselining** bezeichnet die Ermittlung eines Referenzprofils für den erwarteten Verbrauch bzw. die Einspeisung ohne Flexibilitätsabruf. Nachfrageseitige Flexibilität wird als Differenz zwischen diesem Referenzprofil und der tatsächlichen Messung bestimmt. Übliche Verfahren basieren auf historischen Verbrauchsdaten, Fahrplänen oder vergleichbaren Anlagen; erforderlich sind Messdaten mindestens in Viertelstundengranularität.

Eingriff in den Markt dar, welcher in der Praxis weder wirksam und umsetzbar ist. **Der bne lehnt daher Feasibility Ranges soweit wie möglich ab**.

Die Energiewirtschaft der Zukunft setzt auf Flexibilität und durchdigitalisierte Prozesse. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der bne, durch die zuvor genannten Maßnahmen die Notwendigkeit von Feasibility Ranges zu reduzieren.
Gleichzeitig ist **absehbar**, dass auch die Weiterentwicklung des Redispatch und rein marktliche Instrumente allein möglicherweise **nicht ausreichen** werden, um sämtliche Restrisiken für den Übertragungsnetzbetrieb in den frühen 2030er-Jahren auszuschließen. Daher sind hilfsweise der Anwendungsbereich, die Einführung und die Ausgestaltung von Feasibility Ranges sehr eng zu begrenzen.

Erneute flächendeckende Plandateneinforderung droht an praktischen Umsetzungshürden zu scheitern
Die flächendeckende Einforderung von Plandaten für sämtliche EE-Anlagen innerhalb einer Region wird in der Praxis nicht funktionieren. Bereits bei der Einführung von Redispatch 2.0 hat sich gezeigt, dass eine solche Umsetzung mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden ist. [5] [6] Eine erneute Einführung – diesmal mit weniger klaren Regelungen, höherem Zeitdruck und zusätzlichen Pönalisierungsrisiken – würde für alle Beteiligten einen erheblichen Mehraufwand verursachen und neue Risiken sowohl im **Markt** als auch auf Seiten der Verteilnetzbetreiber (**VNB**) schaffen. Wenn entsprechend den Vorschlägen der ÜNB erneut die gesamte Branche – bis hin zu kleinen Anlagenbetreibern im Verteilnetz – mit komplexen und unausgereiften Format- und Prozessanpassungen konfrontiert wird, ist mit weiteren erheblichen Umsetzungsdefiziten, Verzögerungen und Widerständen zu rechnen.

Mangelnde Wirksamkeit von Feasibility Ranges
Dazu kommt, dass bei beidseitigen Feasibility Ranges Direktvermarkter Prognoseabweichungen nur bedingt kurzfristig ausgleichen können. Sie sind somit potenziell höheren Ausgleichsenergiekosten ausgesetzt. Die daraus resultierenden Redispatch-Bedarfe müssten in der Folge von den ÜNB durch den kostenintensiven Einsatz von Regelenergie wieder aufgefangen werden. Die Aktivierung von Regelenergie ist jedoch nicht örtlich differenzierbar: Der ÜNB kann nicht erkennen, auf welcher Seite eines Engpasses die aktivierte Flexibilität physikalisch wirkt. Somit besteht auch bei diesem Instrument das Risiko, dass eine Anlage auf der falschen statt auf der richtigen Seite des Engpasses angesteuert wird. [22]
Bei einseitiger Fahrplaneinschränkung besteht zudem das Risiko, dass Marktteilnehmer Fahrpläne künstlich aufblasen, um sich Freiheiten im Handel beizubehalten. Diesem Risiko kann nur durch Baselining begegnet werden. [22]

Feasibility Ranges gefährden die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern
Durch Feasibility Ranges entstehen insbesondere für Batteriespeicher erhebliche Erlöseinbußen. Ein zentraler Grund ist, dass ein großer Teil des Intraday-Handels erst kurz vor Lieferung stattfindet: Modo Energy beziffert den Anteil des Handels in der letzten Stunde vor Lieferung auf rund 35 Prozent des gesamten Intraday-Volumens. [23]

Mangelnde Kompatibilität mit Unionsrecht

Artikel 13 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung 2019/943 verlangt marktbasierten Redispatch als Regelfall. Nicht-marktbasierte Eingriffe sind nur zulässig, wenn es keine marktbasierte Alternative gibt. [7] Eine Feasibility Range ist funktional ein unvergüteter, nicht-marktbasierter Eingriff in den Dispatch. Damit sie verhältnismäßig bleibt, darf sie nur flankieren und nicht das Engpassmanagement ersetzen. In der Praxis bedeutet dies, dass ein Netzbetreiber die Feasibility Range erst dann nutzen darf, wenn er in dem vom Netzengpass betroffenen Netzgebiet bereits eine Redispatch-Maßnahme angeordnet hat. Voraussetzung hierfür ist zudem, dass die Gefahr besteht, dass sich die Marktteilnehmer durch ihre Optimierungsentscheidungen in eine engpassverschärfende Richtung bewegen.
Dürfte der Netzbetreiber gleich einschränken, könnte er sich die Kosten für Flexibilität sparen und die Last unvergütet auf den Markt abwälzen. Die Restriktion darf nur den bereits hergestellten, bezahlten Zustand schützen [24] [25] [26].

Ausgestaltung der Feasibility Ranges für den Notfall
Der bne empfiehlt, derartige Vorgaben äußerst maßvoll und streng zielgerichtet anzuwenden. Feasibility Ranges sollten ausschließlich für Anlagen gelten, die eine hohe Sensitivität gegenüber einem kritisch ausgelasteten Netzelement aufweisen (Anlagen in den Netzebenen 1, 2 und 3) und zugleich einen signifikanten Einfluss auf das System haben. Dies betrifft insbesondere EE-Anlagen in Kombination mit Speichern (vgl. Maßnahme 2).
Ein pauschaler Eingriff, der sämtliche Anlagen im Redispatch erfasst und damit die gesamte Branche erneut mit Systemumstellungen, Umrechnungen und Formatanpassungen belastet, ist abzulehnen [27].

Finanzielle Risiken von Feasibility Ranges mit Hilfe einer Rampenkompensation begrenzen
Durch die Rampenkompensation könnten die finanziellen Risiken für BESS, die aus Feasibility Ranges resultieren, abgemildert werden. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass Netzbetreiber die Leistungsrampen der Batteriespeichern begrenzen, um Regelenergiekosten zu reduzieren. Durch eine Begrenzung der Leistungsrampen werden die Ladungs- und Entladeänderungsgeschwindigkeit des Speichers eingeschränkt. Folglich kommt es zu finanziellen Einbußen für Anlagenbetreiber. [22] In Kombination mit weiteren Maßnahmen (z.B. Feasibility Ranges) können solche Restriktionen die Wirtschaftlichkeit und damit die Finanzierbarkeit von Batteriespeicherprojekten erheblich beeinträchtigen.

Die ÜNB haben deshalb einen Vorschlag erarbeitet, der eine Anpassung des Bilanzkreisvertrags vorsieht, um Rampen bilanziell auszugleichen. Die durch die Rampe weniger vermarktete Energie soll anschließend über den Ausgleichsenergiemechanismus finanziell kompensiert werden: Die Batterie würde dabei so behandelt, als hätte sie gemäß Fahrplan tatsächlich sprunghaft ein- bzw. ausgespeist – da sie dies technisch problemlos hätte tun können. Diese bilanzielle Berücksichtigung von Rampen würde somit die Marktrisiken der Feasibility Ranges begrenzen. [22]

Weitere Ausgestaltungsparameter
Fahrplan-Leitplanken sollten ausschließlich gelten, wenn sie eine Engpassverschärfung verhindern. Nur so lässt sich die Finanzierbarkeit von Speicherprojekten unter Berücksichtigung zusätzlicher finanzieller Belastungen durch Baukostenzuschüsse (BKZ), Speichernetzentgelte,

Regelenergie-CAPs und Rampen gewährleisten. Abweichungen in die entlastende Richtung sollten hingegen bis unmittelbar vor Echtzeit uneingeschränkt möglich bleiben.
Darüber hinaus sollten Fahrplan-Leitplanken frühestens eine Stunde vor der Erbringung gelten. Eine frühere Anwendung ist möglichst zu vermeiden, da sich die finanziellen Auswirkungen zwischen einer Beschränkung zwei Stunden und einer Stunde vor der Erbringung erheblich unterscheiden können. Der Einsatz von Feasibility Ranges sollte zudem je betroffene Anlage auf maximal 1.000 Stunden pro Kalenderjahr begrenzt werden.[7]

Bewertung alternativer Maßnahmen

- **Pönale für Fahrplanuntreue**: Eine Pönalisierung für Fahrplanuntreue oder für die Nicht-Übermittlung von Fahrplanmeldungen wird in den Gremien und im Rahmen des Systembetrieb 2030 diskutiert. [2] Dies wäre ein komplett neues Instrument mit neuen Fragen rund um die Abrechnung. Bei einer Einführung von Pönalen muss beachtet werden, dass Anlagenbetreiber stets die Möglichkeit haben müssen, nachzuweisen, wenn eine vollumfängliche Einhaltung einer Anweisung aufgrund des Dargebots oder eines Anlagendefekts schlichtweg nicht möglich war. Unverhältnismäßige finanzielle Strafen auf prognosebedingte Erzeugungsabweichungen entwerten das Geschäftsmodell der Direktvermarktung von EE. Regulatorische Anpassungen sollten daher pragmatisch, verhältnismäßig und in enger Abstimmung mit den Marktakteuren erfolgen. Darüber hinaus müsste geklärt werden, an welcher Stelle bzw. in welchem Prozessschritt die Pönalen greifen würden und wer für deren Erhebung und Durchsetzung verantwortlich wäre.

- **Flexible Connection Agreements:** Im Rahmen des Systembetriebs 2030 wird teilweise diskutiert, Vorgaben für Neuanlagenanschlüsse zu nutzen. Dabei sollte unbedingt zwischen zwei Anwendungsfällen unterschieden werden: (1) Großbatterien, die direkt an das ÜNB-Netz angeschlossen sind, und (2) Anlagen, die an das VNB-Netz angeschlossen werden. Großspeicher am **Übertragungsnetz** werden so oder so eine flexiblen Netzanschlussvereinbarung (FCA) abschließen, in denen auch Aspekte wie Fahrplan-Leitplanken und die Kompensation von Rampen geregelt werden können. Auch brauchen diese Großbatterien den FCA als Finanzierungsgrundlage. [22] Bei Anlagen im **Verteilnetz** ist die Lage bzgl. FCA eine andere. Flexible Netzanschlussverträge, die Details zu den Inhalten der Feasibility Ranges (der ÜNB) regeln, haben z.B. das Problem, dass der ÜNB nicht der Vertragspartner ist. Es wird daher ausdrücklich empfohlen, FCAs auf VNB-Ebene **nicht** als Instrument im Systembetreib 2030 zur präventiven Übertragungsnetzsteuerung einzusetzen. Flexible Netzanschlussvereinbarungen verfolgen grundsätzlich einen anderen Zweck: Sie dienen der Bewältigung kurzfristiger Verteilnetzengpässe und lokaler Netzsituationen. Zudem haben FCA im Verteilsnetz den Nachteil, dass die Regelungen einzelvertraglich getroffen werden – und in der Praxis nicht mehr änderbar sind.

- **Regionale Handelsgebiete kurz vor Echtzeit:** Diese Maßnahme sieht vor, den uneingeschränkten Stromhandel innerhalb Deutschlands nur noch bis zu einem bestimmten

[7] Diese Grenze ist ausdrücklich als absolute Obergrenze und nicht als regulärer Anwendungsumfang zu verstehen.

Zeitpunkt (z. B. der Intraday Cross-Zonal Gate Closure Time) zuzulassen. Danach soll das Handelsgebiet in mehrere regionale Scheduling Areas aufgeteilt werden. Kurzfristige Handelsgeschäfte zum Ausgleich von Prognosefehlern wären dann nur noch innerhalb dieser regionalen Zonen möglich. Der bne tendiert dazu, diese Maßnahme abzulehnen. Der Eingriff ist derart komplex einzuführen, dass der konkrete Nutzen stark infrage steht. Der Deutschlandweite Handel endet schon jetzt 30 Minuten vor Lieferung; danach ist Handel nur noch innerhalb der jeweiligen Regelzone bis 5 Minuten vor Lieferung möglich. [2] Eine Aufteilung in mehrere Zonen – betrachtet wurden Modelle mit bis zu sieben Zonen – erfordert einen enormen Implementierungsaufwand bei allen Beteiligten, der dem Aufwand einer vollständigen Gebotszonentrennung nahekommt. Portfolios müssten regional aufgespalten und IT-Prozesse fundamental umgestellt werden. Zudem würde eine Abkehr vom einheitlichen Ausgleichsenergiepreis (AEP) die Ausgleichsenergiekosten für Marktakteure deutlich in die Höhe treiben. Auch die ÜNB selbst konstatieren eine sehr begrenzte Wirksamkeit dieser Maßnahme (beispielsweise aufgrund des Ausbleibens einer Abweichung von der ursprünglichen Redispatch-Anweisung), was ein unangemessenes Aufwand-Nutzen-Verhältnis verdeutlicht. [28]

- **Dispatch Hubs (Market Bid Variante):** Bei diesem Konzept sollen Anlagenklassen geografischen Dispatch Hubs zugeordnet werden, die wie eigene Gebotszonen funktionieren. Der Handel zwischen diesen Hubs und der regulären Preiszone wäre dann kapazitätsbeschränkt. Dieses Instrument würde die Preisbildung entkoppeln und Erzeuger vor Engpässen strukturell benachteiligen. Zudem hängt die Umsetzbarkeit maßgeblich von komplexen europarechtlichen Rahmenbedingungen ab, insbesondere den Vorgaben zur Bereitstellung grenzüberschreitender Handelskapazitäten (minRAM-Vorgaben). [7] Das Konzept der Dispatch Hubs greift tief in die bestehende einheitliche Gebotszone ein und stellt nach aktueller Einschätzung keine praxistaugliche Lösung dar, die zeitnah umgesetzt werden könnte.

Fazit: Netzengpässe gezielt entschärfen und den Intraday-Handel offenhalten

Nach Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber könnte der Redispatch-Spitzenbedarf bis 2032 von rund 30 auf über 60 Gigawatt steigen. Zugleich sind die kurzfristige Fahrplanänderungen des Intra-Day-Handels nicht kompatibel mit den Engpassmanagement-Prozessen der ÜNB, da diese Anpassungen auf ÜNB-Ebene zu kurzfristigen Prognoseabweichungen in der Systemführung führen. Diese beiden Problemfelder erfordern fundierte, pragmatische und kurzfristig umsetzbare Lösungen, die vorrangig marktlich entwickelt und getragen werden müssen. Die Sicherstellung eines stabilen Systembetriebs im Jahr 2030 darf nicht auf Kosten der Handelsfreiheiten und der Liquidität am Intraday-Markt gehen. Ein solcher Ansatz birgt nicht nur das Risiko kontraproduktiver Effekte, sondern lässt zudem starke Zweifel an der Wirksamkeit der Maßnahme aufkommen.

Der bne empfiehlt deshalb, das Zielmodell von Redispatch 2.0 prioritär und unverzüglich umzusetzen und zusätzliche Flexibilität im Wettbewerb zu beschaffen. Neue Batteriespeicher an Erneuerbare-Energien-Anlagen sollten ins Planwertmodell mit bilanziellem Ausgleich

aufgenommen werden. So erhalten die Übertragungsnetzbetreiber verlässliche Fahrplandaten für Anlagen, deren tatsächliche Einspeisung deutlich von der Erzeugungsprognose abweichen kann. Über einen Systembooster können die Netzbetreiber in kritischen Stunden auf die Leistung eigenständiger Großbatteriespeicher zugreifen. Außerhalb dieser Zeiten können die Betreiber ihre Speicher weiter am Strommarkt vermarkten. Marktbasierter Redispatch kann darüber hinaus Speicher und flexible Verbraucher gezielt dort einbinden, wo ihr Einsatz Netzengpässe entschärft.

Damit diese Maßnahmen in der Praxis greifen, sollte das Bundeswirtschaftsministerium im Branchendialog ein eigenes Arbeitspaket für die Direktvermarktung einrichten. Direktvermarkter und Bilanzkreisverantwortliche setzen einen wesentlichen Teil der neuen Vorgaben um. Die Folgen für ihre Abläufe und die finanziellen Risiken müssen daher frühzeitig geklärt und begrenzt werden.

Erst **nachrangig** zu diesen Maßnahmen und **nur** bei nachgewiesenem Bedarf sollten maßvolle und strikt zielgerichtete Rahmenvorgaben (Feasibility Ranges) für systemrelevante Großanlagen als ergänzendes Instrument zur Schließung verbleibender Regelungslücken im Systembetrieb 2030 in Betracht gezogen werden.

Quellenverzeichnis

Die Quellenkennungen 1 bis 27 im Text führen zu den nachstehenden Einträgen. Die Titel sind direkt mit den Originalquellen verlinkt. P1 bis P11 verweisen auf die anschließenden Prüfpunkte. Quellenstand 5. November 2026.

[1] BDEW (2026). BDEW-Diskussionspapier Systembetrieb 2030

Veröffentlichungsseite vom 23.09.2026; Abschnitte zum Beginn des Branchendialogs und zu netztechnischen Rahmenvorgaben sowie lokalen Stromhandelsgebieten.

[2] Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2026). Branchenprozess Systembetrieb 2030 Übersicht Engpassmanagement

10.10.2026.

[3] Hennig, Roman / TenneT (2025). Lösungsoptionen für Herausforderungen im Engpassmanagement 2030+

Strommarktforum, 20.11.2025. Insbesondere Folien 2 und 9. Ergänzender öffentlicher ÜNB-Beleg; kein Nachweis für die genaue Angabe 60 GW bis 2032.

[4] Consentec GmbH im Auftrag der Amprion GmbH (2026). Beschaffung von Netzbooster-Kapazitäten als Systemdienstleistung Machbarkeit eines Systemboosters

Kurzgutachten, Juni 2026. S. 2–3 und 8–12; Kapitel 3.1 bis 3.3.

[5] Bundesnetzagentur (2026). Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen BilAReM

Anlage zum Beschluss BK6-23-241 vom 07.05.2026. Insbesondere Kapitel 2, S. 6–9. Die zugehörige Verfahrensseite erläutert die Übergangsregelung bis Ende 2031.

Verfahrensseite BK6-23-241 mit Erläuterung der Übergangsregelung

[6] Bundesverband Neue Energiewirtschaft (2026). Redispatch 2.0 Fünf Jahre Flickwerk statt funktionierender Netzsteuerung

Hintergrundanalyse, Oktober 2026. Insbesondere S. 2, 10–12 und 14. Ergänzender Verbandsbeleg; Rechtsaussagen vorrangig anhand der Primärquellen prüfen.

[7] Europäisches Parlament und Rat. Verordnung EU 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

Konsolidierte Fassung vom 16.07.2024. Art. 13 Abs. 2, 3 und 7 sowie Art. 16 Abs. 8.

[8] Bundesrepublik Deutschland. Energiewirtschaftsgesetz § 13a

Insbesondere Abs. 1a und 2 zum bilanziellen und finanziellen Ausgleich; ergänzend § 13j Abs. 1 zur Festlegungskompetenz. Amtliche Online-Fassung.

[9] Consentec GmbH (2024). Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241 – Weiterentwicklung von Redispatch 2.0

Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 22.03.2024. Insbesondere Abschnitt 3.2 (Steuerungstechnik und Systembilanzabweichungen). Direkter PDF-Link.

[10] Bundesnetzagentur, Beschlusskammern 6 und 8 (2022). Mitteilung Nr. 8 zum Redispatch 2.0 – Herstellung der Betriebsbereitschaft und Beginn des bilanziellen Ausgleichs im Rahmen der BDEW-Übergangslösung

Mitteilung vom 04.02.2022, Az. BK6-20-059.

[11] Bundesnetzagentur, Beschlusskammern 6 und 8 (2023). Mitteilung Nr. 11 zum Redispatch 2.0 – Vorläufige Beendigung der Pilotprojekte, Höhe des Aufwendungsersatzes und Abschlagszahlungen an BKV
Mitteilung vom 13.11.2023.

[12] Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2025). Bericht zur Steuerbarkeit von Anlagen nach § 12 Abs. 2c EnWG – Berichtsjahr 2025
Bericht von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, 30.11.2025. Insbesondere S. 9, Tabelle 3. Direkter PDF-Link.

[13] Bundesnetzagentur, Beschlusskammern 6 und 8 (2025). Mitteilung Nr. 12 zum Redispatch 2.0 – Neue Rechtslage zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen in Verteilernetzen
Mitteilung zur Rechtslage nach dem Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 23.12.2025.

[14] Bundesnetzagentur. Redispatchkosten
Abschnitt zum finanziellen Ausgleich; Festlegung BK8-22-001-A vom 05.06.2024. Primärbeleg für die regulierte Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs.

[15] ACER (2025). Recommendation 01/2025 Annex 1 Amended Demand Response Network Code
07.03.2025. Entwurf, insbesondere Art. 29 Abs. 2 und Art. 30 Abs. 3 Buchstabe d, S. 43–44. Als Entwurf zitiert, nicht als geltendes Recht.

[16] SP Electricity North West (2026). Baselining guidance
In der Dokumentenbibliothek mit 16.07.2026 geführt. Insbesondere S. 3–6 und 9. Primärbeleg für die praktische Anwendung von Baselines im britischen Flexibilitätsmarkt.

[17] GOPACS. Frequently Asked Questions
Insbesondere die Fragen zu Flexgeboten, CSP-Zertifizierung und Beschaffung über die Plattform. Primärbeleg für die niederländische Marktpraxis.

[18] GOPACS Developer Portal. Baseline Event
KV-Flex-DER; Resource Registration & Flexibility Reporting; Abschnitt Baseline Event. Die Netzbetreiberseite versendet das Baseline Event.

[19] GOPACS Developer Portal. Flex Delta Report
KV-Flex-DER; Resource Registration & Flexibility Reporting; Abschnitt Flex Delta Report. Der Service Provider antwortet auf das Baseline Event mit Flexibilitätsdeltas.

[20] GOPACS (2026). Cross Operator activations possible from 1 November
30.10.2026; Anwendung ab 01.11.2026. Abschnitt You may receive an activation earlier. Belegt D-2-Aktivierungen.

[21] E-Bridge Consulting im Auftrag von Amprion, E.ON, TenneT und TransnetBW. Vorbereitung der Pilotierung des komplementären marktbasierten Engpassmanagements mit Fokus auf Flexibilität im Niederspannungsnetz
Abschlussbericht vom 14.05.2024, Abschnitt 3.3 „Komplementärer marktbasierter Redispatch“ (S. 14–20). Primärbeleg für das vorgeschlagene Markt- und Produktdesign und für die Einschätzung, dass strategisches Bieten (Inc-Dec) in der Praxis unwahrscheinlich ist.

[22] Neef, Alexander; Eicke, Anselm; Hirth, Lion (2026). Regulierung von Batterien im Übertragungsnetz
Studie von Neon Neue Energieökonomik im Auftrag von ECO STOR, 08.05.2026. Insbesondere S. 22–24 und 29–31. Direkter PDF-Link; ergänzend die bereits vorhandene Fußnote 4.

[23] Till Stehr, Modo Energy. Schedule freeze revisited – modelling the revenue impact of different freeze durations in Germany
Research-Artikel vom 01.10.2026, Abschnitt „Longer freezes do proportionally less damage per extra hour, but even a 1h freeze costs 8-12% in revenue". Beleg für die Erlöseinbußen von Batteriespeichern durch einen Schedule Freeze vor Lieferung: Schon bei einer Stunde Freeze verliert ein 2-h-Speicher 12,0 % seines Gesamterlöses und ein 4-h-Speicher 8,4 %. Bei vier Stunden sind es 26,8 % bzw. 17,5 %.

[24] College van Beroep voor het bedrijfsleven (Niederlande). Uitspraak van 11 juni 2024, zaaknummer 22/1231, ECLI:NL:CBB:2024:396
Insbesondere r.o. 6.3.4 und 6.3.5 zur Verhältnismäßigkeit der Marktrestriktion (Einsatz erst nach vorherigen Maßnahmen), r.o. 7.3 und 7.4 zur Einordnung von Kapazitätsbegrenzung und Marktrestriktion als kein Redispatching i.S.v. Art. 2 Nr. 26 VO (EU) 2019/943 („standstill"), r.o. 8.2.1 zur fehlenden Vergütungspflicht nach Art. 13 Abs. 7 VO (EU) 2019/943. Amtliche Veröffentlichung auf Rechtspraak.nl, auch abgedruckt in NJB 2024/1433.

[25] Autoriteit Consument en Markt (Niederlande). Systeemcode elektriciteit 2026, Staatscourant 2026, nr. 4089
Insbesondere Art. 9.11 Abs. 3–9 zur Marktrestriktion, Art. 9.1 Abs. 1 i.V.m. Bijlage 6 Abs. 7 zur Kapazitätsbegrenzung (Dispatch Limitation) sowie Art. 9.4 zur Freistellung von der Redispatch-Gebotspflicht. Amtliche Veröffentlichung, gültig seit 21.02.2026.

[26] Autoriteit Consument en Markt (Niederlande). Codebesluit congestiemanagement, Staatscourant 2022, nr. 14201
Insbesondere die Begründung zu Art. 9.2 Abs. 4 Netcode elektriciteit (Marktrestriktion als Ausnahme von der Dispatch-Freiheit) und die Abwägung der Stellungnahmen. Amtliche Veröffentlichung, Vorgängerregelung zur Systeemcode 2026.

[27] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. 4-ÜNB-Regelreserve Anbieterworkshop 2026
Workshop-Foliensatz vom 13.10.2026, Folien 165–182, Abschnitt „Deterministische Systembilanzabweichungen".

[28] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE). Fachgespräch „Regionale Stromhandelsgebiete kurz vor Echtzeit", Foliensatz vom 23.06.2026 (nicht öffentlich, Unterlage aus dem Branchendialog Systembetrieb 2030, Folien auf Anfrage).