

Berlin, 31.08.2023

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Abschlusspapier Task Force Rahmenbedingungen Redispatch 2.0

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Einleitung, Hintergrund und Ziele..... | 3 |
| 2 | Bilanzierung..... | 4 |
| 2.1 | Bilanzierungsmodelle | 4 |
| 2.2 | Organisation des Übergangs vom Prognose- ins Planwertmodell | 6 |
| 2.3 | Vergütungsaspekte | 9 |
| 2.4 | Clusterabrufe | 10 |
| 3 | Komplexität und Transparenz | 13 |
| 3.1 | Überprüfung und ggf. Weiterentwicklung von Zuständigkeiten und Aufgaben beteiligter Marktrollen am Redispatch | 13 |
| 3.2 | Standardisierung der Abrufvariante | 13 |
| 3.3 | Standardisierung der Netzbetreiberschnittstelle | 14 |
| 3.4 | Akteure zur Bereitstellung eines funktionierenden Redispatch 2.0-Prozesses besser befähigen | 14 |
| 4 | Praktikabilität der Prozesse..... | 14 |
| 4.1 | Abstimmungs- und Abrechnungsprozess zur Ausfallarbeit | 15 |
| 4.2 | EIV-Wechselprozess..... | 15 |
| 4.3 | Vorausschauender Abrufprozess/Planprozess..... | 15 |
| 5 | Zusammenfassung und Ausblick | 16 |
| 5.1 | Zusammenfassung der Empfehlungen | 16 |
| 5.2 | Allgemeine Vorgehensweise | 17 |
| 5.3 | Problemanalyse Hochfahrpotenzial | 17 |

1 Einleitung, Hintergrund und Ziele

Seit dem Auslaufen der BDEW-Übergangslösung zum gesicherten Einstieg in den Redispatch 2.0 zum 31. Mai 2022 gelten formal die von der Bundesnetzagentur festgelegten Vorgaben und Prozesse für alle Teilnehmer am Redispatch 2.0. Allerdings bestehen bis heute erhebliche Schwierigkeiten bei der branchenweiten Umsetzung, insbesondere bei der effektiven Einbindung vieler neuer Akteure, der Resilienz der IT-Prozesse und der Qualität der Bilanzierungsprozesse. Besonders bei Clusterabrufen sind aktuell die Qualität von Prognosen und Planungsdaten, Abweichungen zwischen physikalischer Umsetzung und bilanzierungsrelevanter Ausfallarbeit und eine nicht ausreichende Steuerungstechnik Kernprobleme. Auch nach den Erfahrungen des Pilotbetriebs, kontinuierlichen Prozessweiterentwicklungen im Rahmen der BDEW-Fachgruppen und einer mehrjährigen Einstiegsphase werden die Anforderungen zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs nicht ausreichend erfüllt. Im BDEW und der Branche besteht daher Einigkeit, dass für eine zeitnahe, sichere und branchenweite Umsetzung des Redispatch 2.0 eine Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen erforderlich ist.

Vor diesem Hintergrund hat der Steuerungskreis Redispatch im BDEW im Februar 2023 die „Task Force Rahmenbedingungen Redispatch 2.0“ eingesetzt, in der Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Energieerzeuger und Direktvermarkter gemeinsam Eckpunkte für eine mögliche Weiterentwicklung des Redispatch 2.0-Regimes erarbeitet haben. Ziel der Weiterentwicklung ist ein system-, planungs-, prozess- und innovationssicherer Redispatch 2.0, der schnell und flächendeckend umsetzbar ist. Mit diesem Papier legt die Task Force ihre Vorschläge für diese Weiterentwicklung vor.

Die Empfehlungen betreffen insbesondere drei Themenbereiche, nach denen das Papier gegliedert ist: Verbesserung der Bilanzierungsqualität, Verringerung der Komplexität und Praktikabilität der Prozesse für eine weitere Anwendung. Die vorgelegten Empfehlungen bieten gegenüber den bestehenden Redispatch 2.0-Regeln die folgenden Vorteile:

- Die Vorschläge bauen auf den Erfahrungswerten der vergangenen Jahre auf: Funktionierende, branchenweit umgesetzte Prozesse werden beibehalten. Prozesse und Vorgaben, die nachweislich nicht umgesetzt werden konnten, werden überarbeitet oder abgeschafft.
- Die Komplexität des Redispatch 2.0 wird deutlich reduziert. Wo möglich, werden Standardfälle und -prozesse geschaffen, wo das nicht möglich ist, werden die Prozesse vereinfacht und verschlankt. Marktteilnehmer mit begrenzten Kapazitäten werden entlastet.
- Der Einstieg in den bilanziellen Ausgleich im Redispatch 2.0 erfolgt planbar und schrittweise und damit kontrolliert. Ein einzelner Stichtag, zu dem alle Vorgaben und Prozesse

greifen, wird vermieden. Best Practices sollen identifiziert und darauf aufbauend als standardisierte Massenprozesse festgelegt werden.

- Die Transparenz und die Prozesse im Redispatch 2.0 werden verbessert. Der Umsetzungsstand in der Branche soll für alle nachvollziehbar sein, Überraschungen und kurzfristige Notlösungen werden vermieden.

Bei den Empfehlungen ist zu beachten, dass diese erste Impulse für eine Anpassung der Rahmenbedingungen des Redispatch 2.0 darstellen. Präzisierungen und Weiterentwicklungen können sich im Rahmen weiterer subsequenter Arbeitsschritte ergeben.

Zentral ist ein gesamthaftes Zusammenwirken der energiewirtschaftlichen Prozesse. Wechselwirkungen aufgrund sich parallel weiterentwickelnder gesetzlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen (u.a. im Zusammenwirken mit dem BNetzA-Festlegungsverfahren für einen beschleunigten werktäglichen Lieferantenwechsel in 24 Stunden, BK6-22-024) sind im weiteren Vorgehen zu berücksichtigen.

2 Bilanzierung

2.1 Bilanzierungsmodelle

Kernschwierigkeit bei der Umsetzung des Redispatch 2.0 ist die Feststellung und Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs. Für alle Beteiligten stellen der Aufbau und die Umsetzung dafür notwendiger Prozesse eine erhebliche technische Herausforderung dar. Um das Ziel des funktionsfähigen bilanziellen Ausgleichs durch den Netzbetreiber für Redispatch-relevante Anlagen zu erreichen, ist daher ein zügiges schrittweises Vorgehen notwendig: In einem ersten Schritt sollten alle Anlagen des Redispatch 2.0 dem Prognosemodell zugeordnet werden (nur direkt an das Übertragungsnetz angebundene Anlagen verbleiben im Planwertmodell). Anschließend sollten für den Redispatch 2.0 wesentliche Anlagen Schritt für Schritt in das Planwertmodell überführt werden. Da dies anstelle der Wahlfreiheit eine Zuordnung zu einem Modell bedeuten würde, müssen zwei klar definierte, operativ umsetzbare und ökonomisch gleichwertige Bilanzierungsmodelle geschaffen werden, die beide eine Ex-ante-Festlegung des bilanziellen Ausgleichs beinhalten:

- Prognosemodell: Im angepassten Prognosemodell verbleibt die Verantwortung für den energetisch-bilanziellen Ausgleich weiterhin beim Netzbetreiber. Der energetisch-bilanzielle Ausgleich soll aber im Auftrag des Netzbetreibers durch den jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) durchgeführt werden. So würde der BKV den bilanziellen Ausgleich durchführen, der Netzbetreiber dafür finanziell ausgleichen. Mit einer solchen Aufgabenteilung wird der bilanzielle Ausgleich branchenweit umsetzbar. Als

Voraussetzung müssen die entsprechenden Regelungen und Anreize für den BKV geschaffen werden, damit dieser die Aufgabe, den energetisch-bilanziellen Ausgleich durchzuführen, übernimmt. Die REMIT-Konformität ist durch die jeweils betreffenden Marktrollen im Rahmen ihrer Zuständigkeiten sicherzustellen, insbesondere Veröffentlichungspflichten zu Netzengpässen liegen beim Netzbetreiber.

- Planwertmodell: Im angepassten Planwertmodell erfolgt der energetisch-bilanzielle Ausgleich wie bisher im Redispatch 2.0 vorgesehen durch den Netzbetreiber als Bilanzkreisfahrplan.

Die Wahlmöglichkeiten der Anlagenbetreiber (AB) und Einsatzverantwortlichen (EIV) bei der Auswahl des Bilanzierungsmodells wäre unter der Voraussetzung der Diskriminierungsfreiheit dabei wie folgt einzuschränken: Alle Anlagen sollten zunächst im angepassten Prognosemodell starten (mit Ausnahme von Anlagen am Übertragungsnetz, die bereits heute im Planwertmodell sind). Anschließend sollen ausgewählte Anlagen nach Anweisung des Anschlussnetzbetreibers (ANB) Schritt für Schritt ins angepasste Planwertmodell überführt werden (Details zum Übergang weiter unten). So werden die aktuell oder zukünftig für den Redispatch 2.0 wesentlichen Anlagen im angepassten Planwertmodell bilanziert (siehe auch Organisation des Übergangs) und die Effizienz des Redispatch 2.0 -Prozesses gesteigert. Das angepasste Prognosemodell besteht daneben langfristig für alle übrigen Anlagen weiter.

Sofern für eine Steuerbare Ressource (SR) gemäß Anweisung des Netzbetreibers (NB) das Prognosemodell angewendet wird, ist die freiwillige Planungsdatenlieferung mit entsprechender Berücksichtigung beim NB weiterhin zu ermöglichen. Letztere ist insbesondere in Fällen sinnvoll, in denen die Planungsdaten direkten Einfluss auf die Dimensionierung von Redispatch-Maßnahmen haben (z.B. in Fällen der Regelleistungsvorhaltung).

Eine Durchführung des bilanziellen Ausgleichs im Prognosemodell durch den BKV im Auftrag des Netzbetreibers ist mit den gesetzlichen Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes vereinbar. Um dies zum Standard zu machen, sind aber entsprechende Festlegungen durch die BNetzA zu treffen. Eine dezidierte rechtliche Einschätzung der Handlungsoptionen liegt vor. Weitere Voraussetzung für eine rechtssichere, heißt diskriminierungsfreie, Umsetzung ist ebenfalls eine ökonomische Gleichwertigkeit der beiden angepassten Bilanzierungsmodelle. Für die betroffenen Netzbetreiber ist die entsprechende Kostenanerkennung sicherzustellen.

Im angepassten Planwertmodell können weitere Änderungen zu einer Verbesserung beitragen: Hier darf es jeweils nur einen a priori benannten Netzbetreiber-Bilanzkreis für die Fahrplanbuchung im Planwertmodell je SR geben. Eine Pflicht zur Einrichtung eines Bilanzkreis- und Fahrplanmanagementsystems soll möglichst nur gelten, sofern für eigene Engpässe angefordert wird.

Folgendes Vorgehen wird vorgeschlagen:

- Der ANB deklariert den Bilanzkreis für die Fahrplanbuchung im Planwertmodell. Die prozessrelevanten BKV der Netzbetreiber werden informiert.
- Sofern das Planwertmodell anzuwenden ist, hat der ANB die Pflicht, ein Fahrplanmanagement zu ermöglichen. Dies kann entweder durch den Aufbau der entsprechenden Prozesse oder durch Beauftragung eines Dritten erfolgen.
- Bei Abruf informiert entsprechend der anweisende Netzbetreiber zusätzlich den deklarierten BKV des Netzbetreiber-Bilanzkreises für die Fahrplanbuchung im Planwertmodell.

2.2 Organisation des Übergangs vom Prognose- ins Planwertmodell

Da nach dem vorliegenden Vorschlag alle Anlagen (mit Ausnahme der direkt an das Übertragungsnetz angebundenen Anlagen) zu Beginn im Prognosemodell bilanziert werden sollen, ist eine Regelung zum Übergang von Anlagen aus dem Prognose- ins Planwertmodell notwendig.

Hierzu schlägt die Task Force einen rollierenden Übergangsprozess vor, nach dem zu festgelegten Zeitintervallen (maximal einmal pro Quartal) vom ANB bestimmte Anlagen mit einer von den ÜNB bestimmten Leistungsmenge vom Prognose- ins Planwertmodell überführt werden. Einmal überführte Anlagen sollten dann nach erfolgreichem Durchlaufen der Inbetriebnahmetests dauerhaft im Planwertmodell bleiben. Das Verfahren der Prognosegütebewertung entfällt als Präqualifikation für das Planwertmodell und wird durch das Vorgehen des schrittweisen Einstiegs mit Feedbackloops und Verbesserungen auf Basis von Erfahrungswerten ersetzt. Sollten die Prognosedaten in nicht ausreichender Qualität übermittelt werden, informiert der ANB den EIV über die Notwendigkeit der Qualitätsverbesserung und stößt einen Prozess zur Verbesserung der Datenqualität an.

Bei allgemeiner Zustimmung zu der vorgeschlagenen Neuordnung der Bilanzierungsmodelle könnte der Start in die neuen Modelle auf freiwilliger und optionaler Basis unmittelbar erfolgen (z.B. im Rahmen von Forschungs- und Testprojekten mit Unterstützung der BNetzA). Vor dem verpflichtenden, branchenweiten Einstieg in die neue Modellwelt ist eine Festlegungsänderung erforderlich, die die freiwillige Modellwahl durch eine Zuordnung von Anlagen zu Bilanzierungsmodellen ersetzt. Ein Go-Live mit dann verpflichtender, sukzessiver Überführung wesentlicher Anlagen aus dem neuen Prognose- ins neue Planwertmodell erfolgt im Anschluss. Ab diesem Einstiegszeitpunkt sollte mit zunehmender Standardisierung der Massenprozess für einen automatisierten Wechsel vom Prognose- ins Planwertmodell eingeleitet werden. In diesem Prozess kann aus Sicht der Task Force dann weiterer Festlegungsbedarf zu den Massenprozessen bestehen.

Wichtig ist, dass die Detailregelungen des Massenprozesses nicht bereits vor dem Start der neuen Bilanzierungsmodelle vorgegeben werden. Zwar ist eine frühe, möglichst weitgehende Standardisierung des Überführungsprozesses wünschenswert. In den vergangenen Jahren haben sich jedoch Detailregelungen, die vor dem Sammeln von Praxiserfahrungen getroffen wurden, nicht immer als praxistauglich erwiesen. Daher ist eine laufende Weiterentwicklung der Redispatch 2.0-Maßgaben und eine Schärfung der Details für den Massenprozess sowie deren zeitlich nachgelagerte Umsetzung erst nach Auswertung erster Praxiserfahrungen mit den verpflichtenden Modellen sinnvoll.

Für den Wechsel vom Prognose- ins Planwertmodell sind folgende Schritte zu durchlaufen:

1. Festlegung der zu überführenden Gesamtleistung durch die 4 ÜNB
2. Aufteilung auf die Regelzonen nach netztechnischer Notwendigkeit durch die ÜNB
3. Aufteilung auf die VNB nach netztechnischer Notwendigkeit und Angebot durch die ÜNB
4. Vorgabe eines Leistungskorridors und ggf. Netzregion/Cluster je VNB durch die ÜNB
5. VNB erarbeitet Auswahlvorschlag der Anlagen (siehe unten)
6. VNB stimmt umsetzbare Leistung und Auswahlvorschlag mit ÜNB ab
7. Festlegung der Auswahlentscheidung durch den VNB
8. VNB benachrichtigt AB und EIV über den zukünftigen Start ins Planwertmodell
9. EIV setzt um
10. Inbetriebnahmetests und Inbetriebnahme (siehe unten)

Für die Auswahl der Anlagen durch den VNB (siehe Schritt 5) sollen folgende Kriterien angelegt werden:

- Historische und erwartete Redispatch 2.0-Relevanz
- Energieträger (dargebotsabhängig, nicht dargebotsabhängig)
- Anlagenleistung
- Anlagensteuerungstechnik: Voraussetzung für einen Wechsel ins Planwertmodell ist eine Anlagensteuerungstechnik mit fernwirktechnischer Anbindung (oder vergleichbar)
- Berücksichtigung netztechnischer Restriktionen
- Berücksichtigung von Wechselwunsch ins Planwertverfahren seitens AB/EIV (Eine mögliche Ablehnung von Wechselwünschen von AB/EIV in das Planwertverfahren ist auf Basis der vorgenannten technischen Kriterien durch den ANB zu begründen.)
- Berücksichtigung von Hinderungsgründen seitens AB/EIV in begründeten Einzelfällen
- Weitere Gründe können Berücksichtigung finden

Vorlaufzeiten und Fristen zur Mitteilung der Überführung von Anlagen in das Planwertmodell müssen definiert und ausreichend bemessen sein. Verantwortung für die Umsetzung der Maßnahmen zum Einstieg ins Planwertmodell trägt der AB als juristische Person. Da die Maßnahmen im Regelfall aber durch den EIV umgesetzt werden, soll auch dieser durch den Netzbetreiber informiert werden.

Zur Inbetriebnahme der automatisierten Abrufchnittstelle zwischen Netzbetreibern sind die folgenden Inbetriebnahmetests und -schritte vorzunehmen, die ausschließlich die Schnittstelle Netzbetreiber-Netzbetreiber betreffen. Je nach Umfang der über die Schnittstelle abzuwickelnden Redispatch 2.0-Maßnahmen ist eine Reduzierung der hier dargestellten Testschritte sinnvoll.

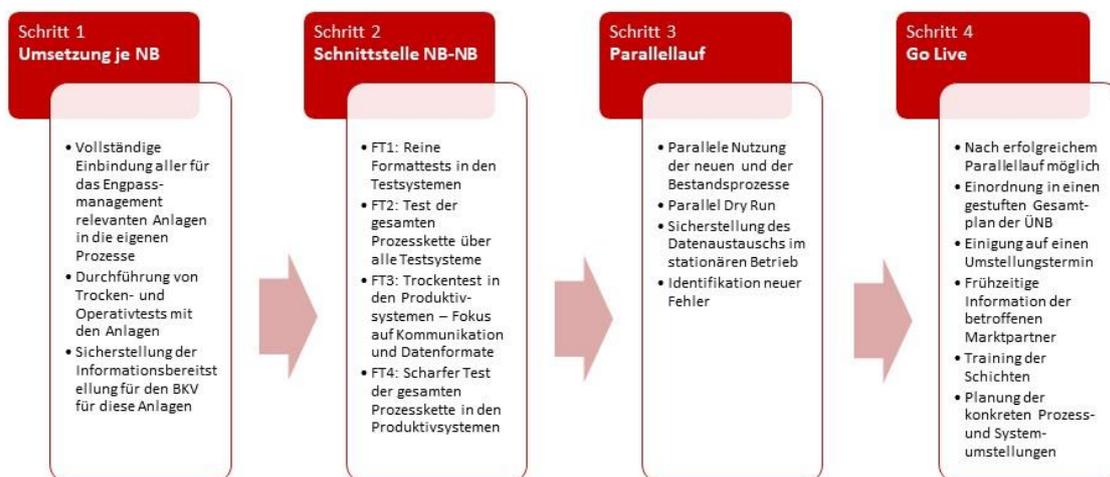


Abbildung 1 Inbetriebnahmetests und -schritte an der Schnittstelle Netzbetreiber-Netzbetreiber

Zur Inbetriebnahme von Anlagen, die ins Planwertmodell überführt werden, sind die folgenden Inbetriebnahmetests und -schritte vorzunehmen, die sowohl die Schnittstelle NB-NB als auch NB-EIV betreffen und eng verzahnt werden müssen. Im Zuge einer Ausweitung der Überführung von Anlagen ins Planwertmodell kann eine Reduzierung des Testumfangs an der Schnittstelle zwischen den Netzbetreibern sowie an der Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und EIV erfolgen.

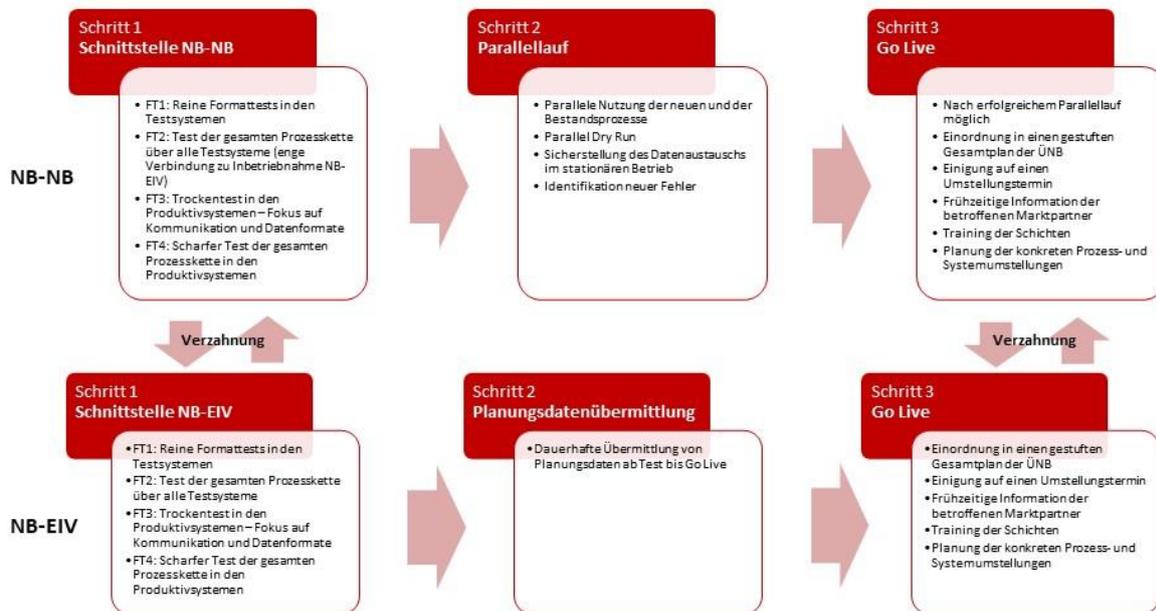


Abbildung 2 Inbetriebnahmetests und -schritte an den Schnittstellen NB-NB und NB-EIV

Das gesamte Testkonzept wird durch Fallback-Tests und -Prozesse flankiert.

2.3 Vergütungsaspekte

Wird die Zuordnung zu den Bilanzierungsmodellen nicht mehr vom AB selbst getroffen, sondern vorgegeben, ist die ökonomische Gleichwertigkeit beider Bilanzierungsmodelle Voraussetzung für ein rechtssicheres und diskriminierungsfreies Redispatch-System.

Fragen eines grundsätzlich angemessenen finanziellen Ausgleichs des Anlagenbetreibers nach §13a Absatz 2 EnWG werden im Rahmen des BNetzA-Festlegungsverfahrens geklärt.

Prognosemodell

Um die Gleichwertigkeit der Bilanzierungsmodelle zu ermöglichen, schlägt die Task Force zur Ermittlung einer angemessenen Vergütung im neuen Prognosemodell vor, eine externe Studie durch sachkundige Dritte in Auftrag zu geben. Die Studie sollte das Ziel haben, eine sachgerechte und anwendbare Vergütung für die Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs im neuen Prognosemodell als konkreten Umsetzungsvorschlag zu erarbeiten. Zudem soll die Studie eine Abschätzung der Zusatzkosten für den Fall einer Nichtbereitstellung der Abrufinformationen ermitteln und darauf aufbauend eine angemessene Vergütung vorschlagen. In der Studie sollen sowohl kurative als auch präventive Redispatch 2.0-Fälle berücksichtigt werden, z.B. durch

Einführung eines zeitlichen Schwellenwerts, bis zu dem der BKV des Lieferanten (LF) noch handeln kann. Ergebnis der Studie sollte eine einheitliche Formel zur Berechnung der Vergütung sein. Die folgenden Punkte sollten bei der Untersuchung der Kosten insbesondere berücksichtigt werden:

- Die Vergütung deckt alle Kosten der Redispatch 2.0-Abwicklung. Hierzu gehören:
 - Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs
 - Einkauf am Spot- oder Intradaymarkt (Marktindizes plus Handelsgebühren)
 - Ausregelung durch andere „gedrosselte“ Anlagen, die zuvor nicht „im Geld“ waren
 - Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie (rebat) wenn keine Möglichkeit zum Reagieren mehr gegeben war
 - Kosten für die Abrechnung/Abwicklung der Redispatch 2.0-Maßnahme
- Die Redispatch 2.0-Maßnahme darf den AB nicht schlechter stellen. Er hätte immer die Möglichkeit gehabt, die Anlage selbst abzustellen (Kappung der Gesamtvergütung nach unten bei 0€ je MWh).
- Eine frühzeitige Informationsbereitstellung erhöht die Möglichkeiten der Beschaffung, senkt somit die Kosten und mindert die Mengen, welche durch Ausgleichsenergie „beschafft“ werden. Eine frühzeitige Informationsbereitstellung ist für einen effizienten Redispatch 2.0 daher essenziell wichtig. Eine Differenzierung der Vergütung nach Informationsbereitstellungszeitpunkt ist jedoch nicht zielführend, da die Vergütung möglichst einfach erfolgen und möglichst nicht die Kosten der Abwicklung in die Höhe treiben sollte.
- Unabhängig davon sollten Anreize für eine frühzeitige Informationsbereitstellung untersucht werden.

Planwertmodell

Basis für zwei gleichwertige Modelle ist die adäquate diskriminierungsfreie Berücksichtigung von Opportunitäten. Eine Vergütung von Opportunitäten im Planwertmodell ist Voraussetzung für die Gleichwertigkeit. Dies ist aktuell Gegenstand eines Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur.

2.4 Clusterabrufe

Die Bilanzierungsqualität der Clusterabrufe hat sich in der Pilotphase als unzureichend für einen sicheren Systembetrieb erwiesen. Maßgeblich sind drei Themenkomplexe, zu denen nachfolgend Bewertungen und Lösungen aufgeführt sind:

- **Steuerungsqualität:** Bei unzureichender Qualität der technischen Steuerungseinrichtungen entsteht ein wesentlicher negativer Einfluss auf die Bilanzierungsqualität. Durch den Smart Meter-Rollout und die Regelungen nach §§ 9 und 52 EEG 2023 sind diesbezüglich langfristig erhebliche Verbesserungen bei der Steuerungstechnik auf Anlagenebene zu erwarten und auch durch den Netzbetreiber einzufordern. Angesichts der zahlreichen Fälle, in denen eine Umrüstung vorzunehmen wäre, ist jedoch davon auszugehen, dass die Umrüstungen mit einem enormen zeitlichen und praktischen Aufwand sowohl bei den Netzbetreibern als auch bei den Anlagenbetreibern verbunden wären. Hinzu kämen rechtliche Unsicherheiten hinsichtlich einer entsprechenden Verpflichtung der Betreiber von Bestandsanlagen, die bereits technische Einrichtungen eingebaut haben, die den Anforderungen der §§ 9 und 100 EEG 2023 in den Grundzügen genügen sowie in Bezug auf die Tragung der für eine etwaige Um- oder Nachrüstung anfallenden Kosten. Die Androhung und Durchsetzung von Sanktionen nach § 52 EEG 2023 (soweit diese Vorschrift zur Umsetzung des § 13a EnWG einschlägig ist) würde diesen Aufwand zusätzlich deutlich erhöhen. Die angestrebte schnelle und kurzfristige Lösung der mit der Steuerungstechnik einhergehenden Schwierigkeiten ist auf diesem Wege nicht zu erreichen. Schnelle Abhilfe würde durch die priorisierte Verwendung von Anlagen mit hoher Steuerungsqualität und moderner Steuerungstechnik mit Rückkanal geschaffen werden. Die Nutzung von Echtzeitdaten, die über die technischen Einrichtungen gemäß §10b EEG 2023 für den Direktvermarkter erfasst werden, auch durch die Netzbetreiber, etwa über eine einheitliche Schnittstelle, könnte ebenfalls zur Verbesserung der Steuerungsqualität beitragen.
- **Prognose/Planungsdatenqualität:** Mit dem angepassten Prognosemodell ist eine Bilanzierung von Clusterabrufen durch den clusternden NB nur noch im Planwertmodell erforderlich. Durch den bilanziellen Ex-ante-Ausgleich auf Grundlage der Planungsdaten ist eine hohe Qualität des bilanziellen Ausgleichs sichergestellt.
- **Pauschalverfahren:** Die Abweichungen aus der Differenz zwischen physikalischer Umsetzung und bilanzierungsrelevanter Ausfallarbeit entfallen zukünftig durch die Anpassung des Prognosemodells.

Auf dieser Grundlage erscheint eine direkte Beanreizung der Clusterabrufqualität (vgl. Diskussionen im NKK-Rahmendokument) nicht zielführend. Bei der Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 ist in Bezug auf die Abrufqualität zwischen der vereinzelt notwendigen, aber aufwändigen Umrüstung der Steuerungstechnik und kurzfristigen Maßnahmen für einen funktionierenden Redispatch mit der Bestandstechnik zu unterscheiden. Technische Umrüstungen werden zunächst prioritär bei regelmäßig im Redispatch genutzten Anlagen vorgenommen

und anschließend, je nach Entwicklung der Netzsituation, auch bei weiteren Anlagen. Zeitnah werden sich auch durch den verpflichtenden Einsatz intelligenter Messsysteme deutliche Verbesserungen bei der Steuerungsqualität einstellen. Um aber bereits vor und unabhängig von diesen schrittweisen Verbesserungen die Abrufqualität zu verbessern, sind drei kurzfristige Maßnahmen zielführend:

A) Kontinuierlicher Verbesserungsprozess, der durch alle im Redispatch 2.0 aktiven Netzbetreiber umzusetzen ist

1. Datenerhebung
2. Monitoring der Prozess-Performance anhand definierter KPI, insbesondere
 - A) ANB – Anlage
 - Abregelungsfall: prognostizierte Ausfallarbeit (Sollwert) und realisierte Ausfallarbeit
 - Nicht-Abregelungsfall: Planungsdaten (Referenzwert) gegenüber realisierter Einspeisung
 - B) vorgelagerter NB – clusternder NB
 - Abregelungsfall: messbar durch ¼-h scharfen Vergleich zwischen Anforderung und Ausfallarbeit
 - Nicht-Abregelungsfall: Planungsdaten (Referenzwert) gegenüber realisierter Einspeisung
3. Ableitung von Maßnahmen zur Verbesserung der Qualität, können sich auf alle Elemente der Cluster- und Abrufkette beziehen
 - Beurteilung der Qualität erfolgt durch den ANB/clusternden NB an der jeweiligen Schnittstelle, die zu bewerten ist
 - Der anfordernde NB kann auf Verlangen einen Nachweis der entsprechenden Qualitätserhebung einfordern. Dabei gilt, dass die Datenbereitstellung auf der Aggregationsebene erfolgt, die auch für die entsprechende Schnittstelle gilt.

B) Priorisierter Abruf von Clustern bestehend aus Anlagen mit hoher Steuerungsqualität

C) Echtzeitdaten, die bisher bei den Direktvermarktern vorliegen, sind durch den AB auch den NB über eine einheitliche zentrale Schnittstelle verpflichtend zugänglich zu machen.

3 Komplexität und Transparenz

Neben der Bilanzierung stellt die Vielfalt und Komplexität der Anwendungsfälle im Redispatch für viele Akteure in der Branche eine erhebliche Herausforderung dar. Um die Komplexität der Redispatch 2.0-Prozesse zu verringern und die Umsetzung branchenweit zu erleichtern, werden verschiedene Ansatzpunkte empfohlen:

- Überprüfung und ggf. Weiterentwicklung von Zuständigkeiten und Aufgaben beteiligter Marktrollen am Redispatch (z.B. EIV und LF)
- Standardisierung der Abrufvariante
- Standardisierung der Netzbetreiberschnittstelle
- Akteure zur Bereitstellung eines funktionierenden Redispatch 2.0-Prozesses besser befähigen

3.1 Überprüfung und ggf. Weiterentwicklung von Zuständigkeiten und Aufgaben beteiligter Marktrollen am Redispatch

Ein möglicher Schritt zur Vereinfachung des Redispatch 2.0 könnte eine Überprüfung und ggf. Weiterentwicklung der Zuständigkeiten und Aufgaben der heute am Redispatch 2.0 beteiligten Rollen EIV und LF darstellen. Die Möglichkeiten und Konsequenzen hieraus gilt es in Wechselwirkung mit weiteren energiewirtschaftlichen Prozessen (u.a. BNetzA-Festlegungsverfahren für einen beschleunigten werktäglichen Lieferantenwechsel in 24 Stunden, BK6-22-024) zunächst zu analysieren. In enger Wechselwirkung hierzu steht auch die Ausgestaltung eines EIV-Wechsels.

3.2 Standardisierung der Abrufvariante

Ein wichtiger Schritt zur Vereinfachung ist die Definition von Standardfällen. Nach den bisherigen Erfahrungen funktioniert der Abruf im Duldungsfall sehr gut. Im Sinne der Vereinfachung wird daher, wo immer möglich, der Duldungsfall verwendet. Der Aufforderungsfall sollte zukünftig nur in den Fällen Anwendung finden, in denen der Duldungsfall aus technischen Gründen nicht praktikabel ist.

Eine zentrale Motivation für die Nutzung des Aufforderungsfalls ist derzeit die unsaubere Sachlage bei der Abbildung von steuerbaren Anlagen mit mehreren BKV (Multi-BKV-Fall). Abgesehen davon wird der Aufforderungsfall praktisch nur bei nicht durch den NB steuerbaren Anlagen genutzt und spielt bei der Abregelung von Anlagen eine untergeordnete Rolle.

Die bestehende Nutzung des Aufforderungsfalls soll durch die Klärung des Multi-BKV-Falles minimiert werden. In diesem Zusammenhang bedarf es weiterer Analysen und

Lösungsvorschläge. Hierzu wird im BDEW aktuell ein konkreterer Vorschlag erarbeitet. Mit Klärung des Multi-BKV-Falles wäre der Aufforderungsfall dann nur noch bei bestimmten Erzeugungstechnologien (etwa Laufwasseranlagen, KWK-Anlagen) und bei positivem Redispatch relevant.

3.3 Standardisierung der Netzbetreiberschnittstelle

An der NB-NB-Schnittstelle soll die Entscheidung zwischen Clusterabrufen und Einzelanlagenabrufen im Sinne der Komplexitätsreduktion durch den überlagerten Netzbetreiber definiert werden. An der Schnittstelle ÜNB-VNB sollen grundsätzlich Clusterabrufe erfolgen. Im Ausnahmefall können auch Einzelanlagenabrufe vereinbart werden. Damit die entsprechenden Vorbereitungen getroffen werden können, muss dies aber dann für einen längeren Zeitraum von mehreren Jahren gelten. Zwischen den betroffenen VNB ist die Entscheidung zwischen Cluster- und Einzelanlagenabruf von den jeweiligen regionalen Gegebenheiten abhängig.

In den BDEW-Fachgremien wird in diesem Zuge geprüft, wie die Regelungen der Netzbetreiberkoordination auf Basis dieser Vorschläge angepasst werden müssten. Im Cluster-Kontext wird insbesondere geprüft, ob die T_x -Logik noch Vorteile bietet und ob ein eindeutiger Abruf- fall in beiden angepassten Bilanzierungsmodellen als Standardfall definiert werden kann.

3.4 Akteure zur Bereitstellung eines funktionierenden Redispatch 2.0-Prozesses besser befähigen

Alle Akteure, die am Redispatch 2.0 beteiligt sind, sollten in die Lage versetzt werden, Redispatch 2.0 mit ausreichender Qualität durchführen zu können (Dienstleister, Personalressourcen, Kommunikations-Prozesse, etc.). Hier gibt es Verbesserungsmöglichkeiten.

Durch den Aufbau von Know-how und die Übertragung einer für die gesamte Prozesskette geltenden Handlungsvollmacht bzw. Dienstleistungen kann eine spürbare Prozessverbesserung bewirkt werden.

4 Praktikabilität der Prozesse

Für eine sichere Anwendung der Redispatch 2.0-Prozesse müssen diese praktikabler und verbessert werden. Die folgenden Vorschläge bilden daher eine Basis für die erfolgreiche Anwendung des angepassten Prognosemodells, das bereits oben beschrieben wurde. In jedem Fall ist eine frühestmögliche Verbesserung der Prozesse auf Basis der Vorschläge notwendig, da sich diese auch unmittelbar positiv auf die gelebte Praxis auswirken.

Folgende Prozesse müssen für eine weitere Anwendung und einen Übergang ins Zielmodell verbessert werden:

- Abstimmungs- und Abrechnungsprozess der Ausfallarbeit
- EIV-Wechselprozess in Wechselwirkung mit Kapitel 3.1
- Vorausschauender Abrufprozess/Planprozess

Im Folgenden werden die Kernprobleme der einzelnen Prozesse beschrieben. Gleichzeitig arbeiten aktuell die Fachgruppen im BDEW an konkreten Verbesserungsvorschlägen.

4.1 Abstimmungs- und Abrechnungsprozess zur Ausfallarbeit

Bei der Abrechnung von Redispatch 2.0-Maßnahmen sind die Abrechnungsdaten aktuell zum Teil nicht korrekt oder nicht fertig abgestimmt. Es handelt sich hierbei um die Abstimmung der Ausfallarbeit sowie die Abrechnung des BKV. Die Betreiber einer technischen Ressource (BTR) erhalten in einer Vielzahl von Fällen keine Erstaufschläge seitens des ANB, LF erhalten oftmals keine Aktualisierung über korrekte Daten, sodass regelmäßig manuelle, maßnahmenscharfe Klärungsprozesse notwendig sind. Im BDEW werden aktuell konkrete Optionen zur Prozesspraktikabilität erarbeitet. Die Änderungen, die hier berücksichtigt werden sollen, betreffen den Abrechnungsstandard, die Automatisierung der Klärfallbehandlung sowie die Standardisierung von geeigneten Datenformaten, das Aufschlagsrecht, den Datentransport direkt mit Erstaufschlag und Gegenvorschlag und die zügige Auszahlung des abgestimmten Betrags. Die Abrechnungsprozesse zwischen ANB und BKV sind mit dem Ziel einer größtmöglichen Automatisierung weiterzuentwickeln. Diese Arbeiten gilt es mit hoher Priorität zu verfolgen, um obengenannten Problematiken und Risiken für das Gelingen und die Akzeptanz des Redispatch zu begegnen.

4.2 EIV-Wechselprozess

Bisher ist keine Abmeldung beim (manuellen) EIV-Wechselprozess möglich, d.h. ein Unternehmen, das die Rolle des EIV ausführt, kann die Rolle auch ohne Vertrag fortführen. Im BDEW werden aktuell konkrete Optionen zur Prozesspraktikabilität erarbeitet. Die Ausgestaltung eines EIV-Wechsels steht in enger Wechselwirkung mit den Zuständigkeiten und Aufgaben beteiligter Marktrolle am Redispatch.

4.3 Vorausschauender Abrufprozess/Planprozess

Beim Abrufprozess treten aktuell verschiedene Fehlerfälle auf. Die Information über den Abruf kann z.B. fehlen, nicht beim EIV und LF angekommen sein oder verspätet beim Empfänger ankommen. Nächster Schritt muss sein, die Fehlerursachen in den Abrufprozessen zu analysieren und auf dieser Basis Maßnahmen zur Prozessverbesserung abzuleiten. Die Analyse und Erarbeitung von Lösungsvorschlägen läuft aktuell im BDEW, auch unter Einbindung des Data Providers Connect+. Insgesamt soll die Transparenz der Abrufdaten verbessert werden, z.B. durch

ein allgemeines Transparenzportal mit Informationen über die Abrufe, die mindestens SR-scharf erfolgen soll. Die Einigung bei unterschiedlichen Sichtweisen bzw. Datenständen soll unterstützt werden. Dies kann z.B. durch eine zentrale Clearingstelle und/oder die Klarstellung der Entscheidungsprozesse und Fristigkeiten erfolgen. Die Konsistenz der Stammdaten muss z.B. durch die Erhöhung der Transparenz der jeweiligen Datenstände im Marktstammdatenregister sichergestellt werden.

Die gesetzlich vorgesehene Ex-ante-Übermittlung von geplanten Abrufen ist für die vorausschauende Planung und Bewirtschaftung des bilanziellen Ausgleichs sehr wichtig. Aktuell ist dies noch nicht ausreichend umgesetzt. Die Bereitstellung der Informationen über geplante Abrufe ist kontinuierlich durch den ANB zu überwachen und weiterzuentwickeln. Dies könnte in Anlehnung an den kontinuierlichen Verbesserungsprozess der Clusterabrufe analog auf der Schnittstelle EIV-NB erfolgen.

5 Zusammenfassung und Ausblick

5.1 Zusammenfassung der Empfehlungen

Zusammengefasst werden für eine Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 hin zu einem umsetzbaren und in allen Aspekten sicheren Engpassmanagement die folgenden Änderungen empfohlen, die schnellstmöglich umgesetzt werden sollten:

- Verbesserung der Planungs-, Abruf-, Abstimmungs-, Abrechnungs- und Wechselprozesse im aktuellen Prozess sowie als Basis für das Zielmodell
- Herstellung zweier klar definierter und ökonomisch gleichwertiger Bilanzierungsmodelle, u.a. durch Berücksichtigung von Opportunitäten im neuen Planwertmodell
- Anpassung des Prognosemodells, sodass der bilanzielle Ausgleich vom BKV im Auftrag des NB bereitgestellt wird
- Erarbeitung einer Vergütungsformel im angepassten Prognosemodell durch unabhängige Dritte
- Anpassung des Planwertmodells, sodass es nur einen a priori benannter benannten NB-Bilanzkreis für die Fahrplanbuchung im Planwertmodell je SR gibt
- Beendigung der Wahlfreiheit bei den Bilanzierungsmodellen und stattdessen Einstieg in eine schrittweise Überführung von Anlagen aus dem Prognose- ins Planwertmodell
- Definition eines Übergangs- und Inbetriebnahmeprozesses vom Prognose- ins Planwertmodell, der das Lernen von Erfahrungen aus dem Live-Betrieb erlaubt

- Einführung eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses für Clusterabrufe, der durch alle im Redispatch aktiven NB umzusetzen ist
- Priorisierter Abruf von Clustern bestehend aus Anlagen mit hoher Steuerungsqualität
- Verfügbarmachen der Echtzeitdaten für den Netzbetreiber
- Stärkung des Duldungsfalls als Standardfall durch eine Lösung des Multi-BKV-Falls, der aktuell nur im Aufforderungsfall lösbar ist
- Überprüfung und ggf. Weiterentwicklung von Zuständigkeiten und Aufgaben beteiligter Marktrollen am Redispatch
- Standardisierung der Netzbetreiberschnittstelle
- Verbesserung der Befähigung der Akteure zur Bereitstellung eines funktionierenden Redispatch-Prozesses

5.2 Allgemeine Vorgehensweise

Die weitere Arbeit zur Umsetzung des bestehenden Redispatch 2.0 wurde und wird parallel zur Arbeit der Task Force fortgesetzt. Die Ergebnisse und Empfehlungen der Task Force werden in die Arbeitsgruppen zur Berücksichtigung und fachlichen Weiterentwicklung eingebracht. Die Umsetzung zahlreicher hier vorgelegter Empfehlungen ist abhängig von den Entscheidungen der BNetzA und entsprechenden Festlegungsänderungen. Der BDEW setzt sich für die entwickelten Vorschläge der Task Force ein und informiert die Marktakteure bei relevanten Mitteilungen oder Plänen der BNetzA.

5.3 Problemanalyse Hochfahrpotenzial

Die Task Force hat in ihrer Arbeit die Potenziale beim negativen und positiven Redispatch 2.0 separat und differenziert betrachtet. Im Fokus standen die Prozesse beim negativen Redispatch, da diese deutlich öfter genutzt werden sowie mit höheren abzuregelnden Leistungen einhergehen.

Auch den positiven Redispatch sieht die Task Force zukünftig als wichtig an. Dieser ist aber aktuell bei geringen Hochfahrpotenzialen mit großem Aufwand verbunden. Das Schöpfen von Hochfahrpotenzialen bei Anlagen im Redispatch 2.0 im kostenbasierten Redispatch erfordert zum einen eine Umstellung der Steuerungsmechanismen, die mit großem Aufwand verbunden wäre. Außerdem ist eine aktivere Mitarbeit aller AB durch Meldung positiver Redispatch-Potenziale Voraussetzung, die aktuell nicht gegeben ist. In Ermangelung von Alternativen stellt die Task Force fest, dass die Potenziale im Redispatch 2.0 wohl nicht im möglichen Umfang und der möglichen Zeit gehoben werden konnten und können. Der Aufbau von weiteren

Pilotanwendungen in diesem Feld wird auch hier weitere Erkenntnisse über die Hürden liefern und sollte vorangetrieben werden. Darüber hinaus könnte ein Anreizsystem (z.B. marktbasierter Ansatz über Aggregator) Abhilfe schaffen. Dies ist als Impuls für die langfristige Weiterentwicklung des Redispatch-Regimes zu verstehen und sollte nach Auffassung der Task Force bei allen weiteren Überlegungen zur Weiterentwicklung des Redispatch berücksichtigt werden.