Berlin, 8. November 2023

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Stellungnahme

zur Festlegung der Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs für Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezuges nach § 13a Abs. 2 EnWG

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 3

2 Generelle Anmerkungen zum Festlegungsentwurf 3

3 Anmerkungen zu einzelnen Regelungsvorschlägen 4

3.1 Erzeugungsauslagen 4

3.2 Leistungsspitzenermittlung in der Netzentgeltabrechnung 5

3.3 Batteriespeicher 6

3.4 Verkürzte Nutzungsdauern von Assets 6

3.5 Herkunftsnachweise 6

3.6 Entgangene Einnahmen 8

3.7 Virtuelle Bemessungsleistung 9

3.8 Nicht getätigte Geschäfte am Strommarkt 9

3.9 Regelungen zu Biogasanlagen 12

3.10 Zuordnung der Redispatch-Kosten zwischen den Netzbetreibern 12

1 Einleitung

Am 11. Oktober 2023 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) einen Festlegungsentwurf zur Festlegung der Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs für Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezuges nach § 13a Abs. 2 EnWG vorgelegt (BK8-22-001-A). Der BDEW begrüßt die Möglichkeit, Stellung zu beziehen und bittet um die Berücksichtigung der folgenden Anmerkungen. Auch bedankt sich der BDEW für das sehr offene und konstruktive bisherige Verfahren der BNetzA, in dem betroffene Stakeholder bereits zur Einleitung des Festlegungsverfahrens im Frühjahr 2022 sowie im Rahmen der durchgeführten Workstreams Gelegenheit hatten, ihre Sichtweisen einzubringen.

2 Generelle Anmerkungen zum Festlegungsentwurf

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass die BNetzA Regelungen für den angemessenen finanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen treffen will. Die im Festlegungsentwurf enthaltenen Regelungsvorschläge greifen viele Impulse aus der Branche auf und bilden in weiten Teilen eine gute Grundlage für die zukünftige Umsetzung des finanziellen Ausgleichs. Wichtig ist insbesondere, sachgerechte und anwendbare Kompensationsregelungen für Energieerzeuger und -speicher (Wirkleistungserzeugung und -bezug) zu finden und gleichzeitig den Umsetzungsaufwand in der Branche möglichst gering zu halten.

Im September 2023 hat die BNetzA außerdem ein Festlegungsverfahren zur Anpassung der Redispatch-Festlegungen BK6-20-059, BK6-20-060 sowie BK6-20-061 eröffnet (BK6-23-241). Der BDEW begrüßt diese Entwicklung ausdrücklich und hat im Rahmen des „Abschlusspapiers der Task Force Rahmenbedingungen Redispatch 2.0“ bereits Richtungsimpulse für eine Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 vorgelegt. Darin wird u.a. vorgeschlagen, im Prognosemodell künftig den bilanziellen Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) im Auftrag des Netzbetreibers beschaffen zu lassen. Damit adressiert der BDEW die von der Beschlusskammer 8 im hier betroffenen Festlegungsverfahren (Kapitel 1.2.) angesprochene Sachlage, dass der bilanzielle Ausgleich durch den Verteilernetzbetreiber auf absehbare Zeit nicht zu erwarten ist. Entsprechend ist eine enge Verzahnung der beiden laufenden Festlegungsverfahren zum angemessenen finanziellen Ausgleich und zu den Redispatch-Rahmenbedingungen entscheidend. Sofern die Vorschläge der Task Force umgesetzt werden, nach denen der BKV den bilanziellen Ausgleich übernehmen würde, sollte auch die Berücksichtigung von Opportunitäten erneut bewertet werden.

In diesem Sinne wäre es aus Sicht des BDEW auch begrüßenswert, wenn die BNetzA zeitnah auf die Gültigkeit und Ausgestaltung der in der BDEW-Übergangslösung getroffenen Regelungen zum bilanziellen Ausgleich eingehen würde.

Der BDEW weist darauf hin, dass anstelle des Begriffs „Wirkleistungseinspeisung“, der im Festlegungsentwurf an verschiedenen Stellen genutzt wird (u.a. 2.5.1.1.), der Begriff „Wirkleistungserzeugung“ verwendet werden sollte.

3 Anmerkungen zu einzelnen Regelungsvorschlägen

3.1 Erzeugungsauslagen

Der BDEW begrüßt die weitgehende Übernahme des Branchenleitfadens für die Vergütung von Redispatch-Maßnahmen in den neuen Festlegungsentwurf. Positiv ist dabei, dass Erzeugungsauslagen weiterhin auf der Basis der Wiederbeschaffungskosten ermittelt werden. Ebenso erfreulich ist, dass weiterhin der Grundsatz gilt, nach dem für die Bestimmung der Erzeugungsauslagen dieselben Wiederbeschaffungskosten und dieselbe Berechnungslogik, wie sie durch den Anlagenbetreiber in der Bewertung der internen Einsatzplanung bzw. -steuerung Verwendung finden, herangezogen werden sollen. Zuletzt wird auch begrüßt, dass diese Werte – so sie denn geprüft und plausibel sind – zur Abrechnung herangezogen werden.

Grundsätzlich sollten zumindest die bestehenden Regelungen aus dem bisherigen Branchenleitfaden fortgeführt werden. Allerdings werden im vorliegenden Entwurf jedoch einige Anpassungen im Vergleich zu den (ursprünglichen) Formulierungen vorgenommen, welche im Konflikt zu den oben genannten Grundsätzen stehen könnten:

- Innerhalb des Kapitels 2.1.1. muss klargestellt werden, dass es sich bei den nachfolgend aufgeführten Kostenbestandteilen (Kapitel 2.1.1.1. bis 2.1.1.4.) um eine rein exemplarische und nicht abschließende Aufstellung handelt. Die Gesetzesbegründung der Bundestags-Drucksache 18/7317 (Seite 87) sieht ebenso keine abschließende Auflistung vor.
- In Bezug auf Brennstoffkosten (Kapitel 2.1.1.2.) sowie Kosten für Hilfs- und Einsatzstoffe (Kapitel 2.1.1.3.) werden zwar die Wiederbeschaffungskosten frei Standort genannt. Allerdings werden Lieferkosten ausgeschlossen. Liefer- bzw. Logistikkosten sind jedoch Teil der Wiederbeschaffungskosten und sind somit zu berücksichtigen.
- Das Kapitel 2.1.1.1. endet zwar mit der Aufzählung von Brennstoffkosten, Kosten für Hilfs- und Einsatzstoffen sowie Kosten für CO_2-Emissionsrechten. Bei den in Kapitel 2.1.3. genannten „Sonstige[n] maßnahmenbezogene[n] Kosten“ wird für den Einzelfall ein kausaler Nachweis zur jeweiligen Redispatch-Maßnahme gefordert. Weiterhin sollen pauschale Abrechnungsverfahren nur zulässig sein, wenn sie ausdrücklich vorgesehen sind. Dies steht im Widerspruch zu den zuvor geäußerten Grundsätzen und wird wie im Folgenden beispielhaft erläutert abgelehnt:

- Variable Instandhaltungskosten werden im Allgemeinen als einsatzabhängig angesehen. Für gewöhnlich berücksichtigt ein Anlagenbetreiber diese auch im Zuge seiner internen Einsatzplanung. Grundlage der Berücksichtigung sind Pauschalisierungen, welche im gleichen Zuge auch bei der Bestimmung der Erzeugungsauslagen Berücksichtigung finden sollten. Weiterhin ist in der Festlegung von „außerordentlichen" variablen Instandhaltungskosten die Rede. Hier ist unklar, wie diese Abgrenzung zu verstehen ist und welche Berücksichtigung die BNetzA für „gewöhnliche" variable Instandhaltungskosten sieht. Aus Sicht des BDEW ist eine Differenzierung hier nicht zielführend. Eine Konkretisierung des kausalen Zusammenhangs zusätzlicher variabler Instandhaltungskosten angelehnt an das Prinzip gleicher Bewertungsgrundsätze bei Redispatch und kommerzieller Einsatzplanung wäre wünschenswert. So wären beispielsweise zusätzliche Instandhaltungskosten, sofern und soweit sie in der Einsatzplanung und Vermarktung Berücksichtigung finden, auch bei der Redispatch-Vergütung anzuwenden.
- Auch in Bezug auf die Reststoffentsorgungs- oder Verwertungskosten bzw. -erlöse (2.1.3.2.) sollten Pauschalisierungen wie sie in der internen Einsatzplanung vorgesehen werden in der Ermittlung der Erzeugungsauslagen Anwendung finden können.
- Grundsätzlich darf die Berücksichtigung von Ausgleichsenergie (2.1.3.5.) in der Redispatch-Abrechnung nicht ausgeschlossen werden. Dazu müssen auch Abrechnungskosten, wie im bisherigen Leitfaden, berücksichtigt werden, sofern ein Nachweis dafür erbracht wird. Auch ein Ausgleich erhöhter Aufwendungen durch Redispatch-bedingten Zusatzstrombezug soll möglich sein.
- Der Branchenleitfaden sah bislang vor, dass Anlagenbetreiber arbeitsabhängige Kosten den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) day-ahead bis 14.30 Uhr übermitteln müssen. Der Festlegungsentwurf der BNetzA sieht keine solche feste Uhrzeit mehr für Meldungen vor. Diese sollte wieder aufgenommen werden.
- Für den finanziellen Ausgleich vom positiven Redispatch bei KWKG-Anlagen sind die Bestimmungen für thermische Kraftwerke und Speicher heranzuziehen. Aufgrund fehlender Fahrplandaten sind die Methoden im Prognosemodell jedoch nicht anwendbar.

3.2 Leistungsspitzenermittlung in der Netzentgeltabrechnung

Für die Abrechnung der Hochlastzeitfenster für ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV hat die Bundesnetzagentur mit dem Beschluss BK4-13-739 (S. 31) die Regelung getroffen, dass Regelenergieerbringung und Redispatch nicht zur Ermittlung der Leistungsspitzen herangezogen werden sollen. Dies sollte ebenso auf alle übrigen Fälle der

Leistungsspitzenermittlung für die Netzentgeltabrechnung geregelt werden. Kommt es bspw. bei Anlagen, deren Erzeugungsleistung bspw. von Industriekunden zur Deckung eines eigenen Bedarfs verwendet werden, zu Redispatch mit Einfluss auf den Netzbezug, so verändert sich auch die Bezugszeitreihe und gegebenenfalls die Leistungsspitze, die das Leistungsentgelt der Netzentgeltabrechnung bestimmt. Hier sollte ebenfalls bei der Ermittlung der Leistungsspitze die Redispatch Zeitreihe im Lastgang korrigiert werden (siehe Kapitel 2.1.2.).

3.3 Batteriespeicher

Vor dem Hintergrund der aktuellen Gesetzeslage, dass Batteriespeicher ebenfalls für Redispatch-Maßnahmen eingesetzt werden können, ist es positiv zu bewerten, dass Batteriespeicher nun als Technologie im Kapitel 2.1. aufgeführt werden und somit eine Regelung für den finanziellen Ausgleich geschaffen wird. Batteriespeicher sind sehr flexibel und können sehr kurzfristig ohne Einschränkung, u. a. für Viertelstundenprodukte im Intraday, eingesetzt werden. Für Batteriespeicher ist eine Konkretisierung der Vergütungsregeln, wie sie bereits für Pumpspeicher bestehen, zeitnah wünschenswert.

3.4 Verkürzte Nutzungsdauern von Assets

Aufgrund der mittlerweile zahlreichen Redispatch-Maßnahmen an einzelnen Standorten, stellt die gelebte Praxis einen wirtschaftlich nicht hinnehmbaren Status dar. Die Redispatch-Maßnahmen haben zum Teil einen Umfang erreicht, der zu einer Verkürzung der Lebenszeit des Assets führt. Dies geht weit über die Regelungen zu Opportunitäten aus Einsatzrestriktionen und Instandhaltungskosten hinaus. Dem sollte Rechnung getragen und Möglichkeiten eingeräumt und entwickelt werden, unverhältnismäßig hohen Fremdeinsatz für den Anlagenbetreiber zu kompensieren.

3.5 Herkunftsnachweise

Grundsätzlich begrüßt der BDEW die erstmalige Berücksichtigung von Herkunftsnachweisen (HKN) im Festlegungsentwurf zum angemessenen finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 EnWG (2.5.1.1.). Ebenso befürwortet wird grundsätzlich die vereinfachte Abrechnung für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber. Hier ist es allerdings wichtig, dass diese „vereinfachte Abrechnung“ lediglich eine von mehreren zulässigen Optionen darstellt, wie entgangene HKN-Einnahmen infolge von Redispatch-Maßnahmen nachgewiesen werden können. Für die Branche ist ein standardisierter, massentauglicher Prozess notwendig. Dem Netzbetreiber muss es

möglich sein, die eingereichten Kosten zu prüfen und mit wenig Aufwand plausibilisieren zu können.

Sofern auf eine vertragliche Vereinbarung mit einem Abnehmer abgestellt wird (Kapitel 2.5.1.1 Absatz 3) kann dies aus Sicht der Netzbetreiber nur erfolgen, wenn der Preis für die HKN ex-ante im Kostenblatt übermittelt wird.

Es werden die folgenden Anpassungen vorgeschlagen. Voraussetzung für diese Anpassungen ist eine diskriminierungsfreie Entschädigung und praktisch handhabbare Umsetzung:

Im Kapitel 2.5.1.1. Absatz 3 sollte klargestellt werden, dass ein Nachweis für entgangene HKN-Einnahmen auch mit konzerninternen Verträgen geführt werden kann. Insofern sollte anstelle von „vertraglichen Vereinbarungen mit einem Lieferanten“ von „vertraglichen Vereinbarungen mit einem Abnehmer“ gesprochen werden, um sachgerecht auch konzerninterne Verträge einzuschließen. Im Konkreten wird die nachfolgende Formulierung als Ersatz für den bisherigen Absatz 3 im Kapitel 2.5.1. vorgeschlagen:

> *Bei Anlagenbetreibern, die eine vertragliche Vereinbarung mit einem Abnehmer haben, in der eine feste Vergütung für Herkunftsnachweise enthalten ist, die für die Erzeugung einer Anlage ausgestellt werden, kann diese Vergütung (Preis je HKN) auch als Nachweis für eine entgangene Einnahme im Sinne des EnWG §13a Abs. 2 Satz 3 Nr. 5 verwendet werden. Die Redispatch-Entschädigung für die entgangene Einnahme ist dann das Produkt aus der Redispatch-Ausfallarbeit und dem vertraglich vereinbarten HKN-Preis für eine Lieferperiode. Ein solcher Nachweis kann auch durch vertragliche Vereinbarungen mit einem konzerninternen Abnehmer erbracht werden, sofern in dem Vertrag eine nachweislich marktübliche Vergütung festgelegt ist (z.B. durch Referenzieren auf durchschnittlich erzielte Verkaufspreise, wie sie von gängigen HKN-Vermarktungsplattformen wie u.a. Commerg monatlich veröffentlicht werden).*

Zur Berechnung des Durchschnittspreises, auf dessen Basis die finanzielle Kompensation stattfindet, schlägt der BDEW die folgenden Einschränkungen vor:

- Beschränkung auf HKN aus demselben Land, sofern ein liquider Handel mit HKN in diesem Land möglich ist (bspw. weisen HKN aus anderen Ländern andere Preise auf und sollten daher nicht einbezogen werden),
- Beschränkung auf HKN desselben Typs (z.B. Wind-Wind),
- Beschränkung auf Transaktionen im Betrachtungszeitraum (Idee ist der Ausschluss von cPPAs mit Abschluss > 1 Jahr zuvor und der Fokus auf Transaktionen an Märkten),

- Durchschnittspreise sollten basierend auf Spotmarktpreisen, z.B. durch Angebote von Brokern berechnet werden, um dem Grundsatz der Wiederbeschaffungsbewertung gerecht zu werden.

Hintergrund dieser Vorschläge ist, dass in dem vorliegenden Festlegungsentwurf ein Durchschnittspreis „*aller seiner vermarkteten HKN*“ zu bilden ist. Bei Unternehmen, welche nicht nur HKN eines Typs und HKN in mehreren Ländern handeln, sollte eine Fokussierung auf die zu kompensierenden HKN stattfinden, insbesondere da die Preise für HKN je nach Land variieren.

Langfristige Stromabnahmeverträge (PPAs) sind häufig derart gestaltet, dass dort eine Ersatzbeschaffung von HKN für Zeiträume mit Redispatch-Maßnahmen geregelt ist. Diese Ersatzbeschaffung muss aufgrund der Kurzfristigkeit der Redispatch-Anweisungen ebenfalls kurzfristig erfolgen. Die in den langfristigen Stromabnahmeverträgen vorgesehenen Preise für HKN entsprechen aufgrund der Struktur der Verträge jedoch nicht den Preisen an kurzfristigen Märkten. Somit sind Preise, die in langfristigen Stromabnahmeverträgen vereinbart wurden, nicht zur Berechnung des Durchschnittspreises geeignet und heranzuziehen.

Darüber hinaus schlägt der BDEW vor, zur Berechnung des Durchschnittspreises nicht nur auf Geschäfte der Abrechnungsperiode abzustellen, sondern als Betrachtungsperiode die zurückliegenden zwölf Monate inklusive des Abrechnungsmonats zu nutzen um der relativ geringen Liquidität im Markt und entsprechend volatiler Preise Rechnung zu tragen.

Zu beachten sind mögliche Risiken eines rein finanziellen Ausgleichs von nicht ausgestellten HKN bei gleichzeitigem physischem Ausgleich der Strommengen für den PPA-Markt. Ein physikalischer Ausgleich für HKN könnte dieses Risiko minimieren, ist jedoch mit anderen Konzeptions- und Umsetzungsschwierigkeiten verbunden.

3.6 Entgangene Einnahmen

Bei einer Redispatch-Entscheidung muss berücksichtigt werden, dass Anlagen im Prognosemodell dadurch evtl. Verpflichtungen hinsichtlich Systemdienstleistungen (u.a. Inertia, Schwarzstart, Blindleistung) nicht erfüllen könnten. Sollte dadurch die bestehende Verpflichtung für die Erbringung von Systemdienstleistungen nicht erfüllt werden können, muss auch die hieraus entgangene Marge vergütet werden, um keinen Nachteil durch die Redispatch-Maßnahme zu kreieren. Die Redispatch-Einsätze dürfen außerdem nicht dazu führen, dass die Anlagen für Systemdienstleistungen als nicht verfügbar deklariert werden.

3.7 Virtuelle Bemessungsleistung

Der BDEW begrüßt grundsätzlich, dass im Falle einer negativen Redispatch-Maßnahme die entgangene Förderung eine entgangene Einnahme nach § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG darstellt (2.5.1.3.). Die Formulierung für eine Umsetzung ist jedoch nicht zielführend und lässt weitere Fragestellungen offen. Insbesondere die Formulierung, dass die Bildung einer virtuellen Bemessungsleistung (VBML) zur Berechnung der entgangenen Einnahmen beitragen kann, lässt sich in der Praxis ohne klar definierte Verbindlichkeit nur schwer umsetzen. Die Komplexität in der Darstellung und Abrechnung mithilfe einer VBML erfordert aus Sicht des BDEW eine weiterführende Diskussion. Der BDEW empfiehlt daher die vollständige Streichung des Punktes 2.5.1.3. und regt an, hierzu zeitnah entsprechende Klarstellungen und weiterführende Anwendungshilfen zu realisieren.

3.8 Nicht getätigte Geschäfte am Strommarkt

Aus Sicht des BDEW ist der Festlegungstext in Kapitel 2.5.1.8. wie folgt zu verstehen:

- Entgangene Einnahmen durch nicht getätigte Geschäfte werden im Fall einer Reduzierung der Wirkleistungserzeugung nicht gemäß § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 3 EnWG gesehen. Die BNetzA sieht jedoch, dass entgangene Einnahmen nach § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG existieren.
- Der Festlegungsentwurf erkennt an, dass Opportunitäten entstehen, wenn der Direktvermarkter (DV) die Leistung der Anlage aufgrund der obligatorischen Abnahme des bilanziellen Ausgleichs nicht mehr drosseln kann und somit eine Put-Option verliert.
- Seltener aber durchaus vorkommend und relevant ist die Situation, dass der DV die Anlagenleistung bereits teilweise oder komplett gedrosselt hat. Der NB fixiert diesen Arbeitspunkt z.B. durch Aussprache einer Redispatch-Maßnahme mit bilanziellem Ausgleich gleich 0 MW und einer Beschränkung der Einspeisung nach oben. In einer solchen Konstellation verliert der DV die Möglichkeit der Leistungserhöhung und somit die Call-Option. Somit können auch in diesem Fall Opportunitäten entstehen, die kompensiert werden müssen.
- Grundlegender Hinweis zum Abrechnungsprozess: Sowohl für die bestehende Regelung als auch für sich aus dieser Konsultation ergebende mögliche Anpassungen sollte sichergestellt sein, dass diese auch prozessual handhabbar ausgestaltet sind. Ziel der Branche ist ein pauschales Abrechnungsverfahren.

Außerdem ist folgende Einschätzung aus Sicht der im BDEW vertretenen Energieerzeugungs- und Direktvermarktungsunternehmen zu den in Anlage 2 und 3 zur Verfügung gestellten Gutachten zu ergänzen. Hintergrund dieser Ergänzung ist die besondere Betroffenheit der

Energieerzeuger von den Ergebnissen sowie die Tatsache, dass die Studie durch einen Übertragungsnetzbetreiber in Auftrag gegeben wurde und die Netzbetreiber sich hierzu entsprechend nicht positionieren:

Aufgrund des vorliegenden Backtesting des Weber-Ansatzes durch das IAEW und die dort festgestellte angebliche erhebliche Übervergütung zweifelt die BNetzA die Anwendung des für konventionelle Anlagen geeigneten Weber-Ansatzes bei EE-Anlagen an. Diese Einschätzung teilen die im BDEW vertretenen Energieerzeugungs- und Direktvermarktungsunternehmen explizit nicht: Das IAEW-Gutachten stellt keinen geeigneten Benchmark dar. Insbesondere sind Fehlannahmen in der Benchmark-Berechnung des Gutachtens enthalten, woraus sich ein nicht aussagekräftiger Vergleich von Ergebnissen sowie eine insgesamt falsche Bewertung ergibt. Der durch das IAEW berechnete Benchmark definiert in Abschnitt 3.2.2. Voraussetzungen, welche eintreffen müssen, damit Opportunitäten entstehen. Diese Voraussetzungen sind unvollständig bzw. fehlerhaft. In vielen Fällen werden im IAEW-Gutachten die auftretenden Opportunitäten dadurch als null definiert, wohingegen der finanzmathematische Ansatz korrekterweise eine Opportunität berechnet. Die Energieerzeugungs- und Direktvermarktungsunternehmen betrachten den Weber-Ansatz auch für EE-Anlagen als ein adäquates und die Höhe der Opportunitäten im Vorfeld korrekt berechnendes Modell, welches auch ohne Anpassungen als Nachweis herangezogen werden sollte.

Das vorliegende Gutachten ist bereits die dritte Benchmark-Bewertung des Weber-Gutachtens durch das IAEW. Die zwei vorhergehenden Vergleichsstudien haben zwar in Teilen niedrigere Opportunitäten als das Weber-Modell berechnet. Die festgestellten Abweichungen der Modelle waren aber nicht erheblich und schienen insgesamt tolerierbar.

Die vorliegende dritte Studie wurde in Auftrag gegeben, um eine etwaige Anwendung des Weber-Modells auf evtl. Besonderheiten von EE-Anlagen zu prüfen. Im Vergleich zu den bisherigen Backtestings wurden aus nicht nachvollziehbaren Gründen Änderungen der Backtesting-Logik vorgenommen, welche im Folgenden erläutert werden.

Der in Abschnitt 3.2.1. beschriebene Ansatz eines „Erlösmaximierenden Einsatz[es] der Redispatch-Leistung“ beschreibt die drei Wertschöpfungsstufen, Day-Ahead-Auktion, Viertelstundenauktion und kontinuierlichen Intradayhandel in der Studie angenähert analog zum Weber-Ansatz durch den ID1-Index. Durch einen theoretisch optimalen Einsatz gegenüber diesen Wertschöpfungsstufen bestimmt das IAEW die alternative Opportunität. Bei dieser Ermittlung berücksichtigt die aktuelle Studie im Gegensatz zu den Vorgängerstudien jedoch ausschließlich die Wertschöpfungsstufe Viertelstundenauktion zu ID1-Index. Die davorliegende Wertschöpfungsstufe Day-Ahead gegenüber Viertelstundenaktion wird nicht berücksichtigt, da angenommen wird, dass Redispatch bei EE-Anlagen erst nach der Viertelstundenauktion auftritt.

Die Beschränkung auf die Wertschöpfungsstufe Viertelstundenauktion zu ID1-Index ist allerdings aus verschiedenen Gründen nicht zu rechtfertigen.

- Es entspricht nicht wie in der vorliegenden Studie angenommen der Realität, dass EE-Anlagen nach der Viertelstundenauktion entsprechend der Ergebnisse der Viertelstundenauktion vermarket und geplant sind. Im Normalfall findet die Vermarktung von EE-Anlagen im Day-Ahead- und anschließend im Laufe des gesamten Intradayhandels statt. Hierbei wird auch immer wieder nachoptimiert und gegebenenfalls mehrfach die Position „gedreht".
- Ohne dass das tatsächliche Vermarktungsverhalten einer erlösmaximierenden Strategie widerspricht, stimmt es folglich nicht mit dem angenommenen theoretischen Ansatz überein (siehe zum Beispiel auch: Marktmeinung, Prognoseanpassungen, Liquidität, Preiswolke anstatt ID1-Index).
- Im Übrigen ist sich auch das IAEW bewusst, dass die getroffenen Annahmen bzgl. Vermarktungsverhalten nicht zwingend die einzige erlösmaximierende Vermarktungsstrategie darstellen. So wird explizit von „kann" und nicht von „muss" gesprochen (vergleiche hierzu Seite 19).

Wie in Abschnitt 3.2.2. bzw. Abbildung 3.4. beschrieben, wird im Backtesting eine Opportunität nur bestimmt, wenn

- die Viertelstundenauktion höher ist als die negative Marktprämie,
- in dieser Viertelstunde auch tatsächlich ein Redispatch abgewickelt wurde und
- der ID1-Index niedriger ist als die negative Marktprämie.

In allen anderen Fällen wird in der Benchmark-Berechnung kein Use Case gesehen und die Opportunität als null definiert. Die Beschränkung der Betrachtung auf die Viertelstunden, welche die genannten Bedingungen erfüllen, reduziert die insgesamt auftretende Opportunität erheblich. So werden nicht nur einfach Viertelstunden aus der Betrachtung gestrichen, sondern auch gerade die Viertelstunden aus der Betrachtung gestrichen, in denen die Option bereits im Geld ist und besonders hohe Opportunitäten bestehen. Dies ist dann der Fall, wenn die erste Bedingung nicht eingetreten ist, aber der Kraftwerksbetreiber die Leistung aus vermarktungstaktischen Gründen noch nicht eingekauft hat und Redispatch eintrifft.

Dieser Widerspruch wird sehr deutlich, wenn man die Annahmen mit dem tatsächlichen Redispatch-Abrufverhalten vergleicht. Es gibt sehr häufig Redispatch-Maßnahmen mit bilanziellem Ausgleich in den durch die Studie ausgeschlossenen Zeiträumen.

In Abschnitt 3.3.1. wird dargelegt, dass nur die Put-Option für die Betrachtung relevant sei. Die Tatsache, dass Netzbetreiber sehr wohl negative Redispatch-Maßnahmen (also

Beschränkungen der Einspeisung nach oben) nach erfolgter wirtschaftlicher Einsenkung aussprechen, findet keine Beachtung in der Studie. Der hiermit einhergehende Verlust der Call-Option wird aufgrund der getroffenen Annahmen vernachlässigt. Im Übrigen kann der Betrachtungszeitraum dahingehend ein verzerrendes Bild vermitteln, da es für einen DV insbesondere nach der Einführung von Redispatch 2.0 relevant sein konnte, dass er, aufgrund unkalkulierbarer Risiken in der Redispatch-Abwicklungskette bei paralleler Abschaltung durch NB und DV, von vornerein keine marktlichen Abschaltungen vornahm.

Fazit der im BDEW vertretenen Energieerzeugungs- und Direktvermarktungsunternehmen: Die im Festlegungsentwurf festgestellten Opportunitäten sind folgerichtig zu vergüten. Die im IAEW-Benchmark getroffenen Annahmen und Vereinfachungen sind jedoch nicht begründbar. Ein Vergleich der beiden Modelle ist somit nicht aussagekräftig. Die daraus gezogenen Schlüsse und Verbesserungsvorschläge sind dementsprechend fehlerhaft. Vor diesem Hintergrund besteht die Auffassung, dass der Weber-Ansatz auch bei EE-Anlagen anzuwenden ist, da er die Opportunitäten in sachgerechter Höhe bewertet.

3.9 Regelungen zu Biogasanlagen

In Kapitel 1.3.2. des Festlegungsentwurfs wird darauf hingewiesen, dass aufgrund der hohen Komplexität noch keine Regelungen zum finanziellen Ausgleich für Biogasanlagen getroffen werden sollen. Nichtsdestotrotz wird weiter unten im Kapitel 2.5. und erneut im Unterkapitel 2.5.1.5. auf Anwendungsfälle für Biogasanlagen abgestellt. Um Verwirrung zu vermeiden, sollte entweder einleitend klargestellt werden, dass nun doch einzelne Biogasthemen adressiert werden oder die Verweise auf Biogasanlagen im Text entfernt werden. Aus Sicht des BDEW sind zeitnah spezifische Regelungen für Biogasanlagen bspw. im Rahmen einer separaten Festlegung erforderlich und unter Beachtung der allgemeinen Regeln bis dahin bilaterale vertragliche Absprachen zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber möglich.

3.10 Zuordnung der Redispatch-Kosten zwischen den Netzbetreibern

Unter Kapitel 3 schlägt die Bundesnetzagentur vor, die Kosten von Redispatch-Maßnahmen unter den Netzbetreibern weiterhin anhand des Anfordererprinzips zuzuordnen, wobei abweichende vertragliche Vereinbarungen unter Netzbetreibern möglich sind. Der BDEW begrüßt die weitere Anwendung des Anfordererprinzips ausdrücklich, das sich in der Praxis bewiesen hat und deutlich weniger komplex als alternative Kostenteilungsmodelle ist. Ebenfalls begrüßt wird die Möglichkeit, abweichende Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern zu treffen, wo dies als sinnvoll angesehen wird. Der BDEW möchte jedoch darauf hinweisen, dass

insbesondere bei Anwendung eines reinen Anfordererprinzips sowohl eine ausreichende Qualität der zur Verfügung gestellten Prognosedaten als auch eine ausreichende Steuerungsgüte maßgeblich sind, um eine angemessene Kostenallokation beim jeweils anfordernden Netzbetreiber sicherzustellen.