Bundesnetzagentur

Anlage

zur Festlegung des angemessenen finanziellen Ausgleichs

nach § 13a Abs. 2 EnWG

vom

[redacted]

ENTWURF

Inhalt

1. Einleitung 4
1.1. Hintergrund 4
1.2. Bilanzieller Ausgleich 5
1.3. Finanzieller Ausgleich 6
1.3.1. Historie der Festlegungen zur Redispatch-Vergütung 6
1.3.2. Umfang der Festlegung 7
2. Einzelne Kostenpositionen 7
2.1. Erzeugungsauslagen (Nr. 1) 8
2.1.1. Auslagen für thermische Energieerzeugungsanlagen 9
2.1.1.1. Arbeitsabhängige Kosten 9
2.1.1.2. Brennstoffkosten 9
2.1.1.3. Kosten für Hilfs- und Einsatzstoffe 10
2.1.1.4. Kosten für CO2-Emissionsrechte 10
2.1.2. Auslagen für (Pump-)Speicherkraftwerke und Speicher 11
2.1.2.1. (Pump-)Speicherkraftwerke 11
2.1.2.1.1. Tagesspeicher 12
2.1.2.1.2. Jahresspeicher 16
2.1.2.2. Batteriespeicher 17
2.1.3. Sonstige maßnahmenbezogene Kosten 17
2.1.3.1. Außerordentliche variable Instandhaltungskosten 17
2.1.3.2. Reststoffentsorgungs- oder Verwertungskosten bzw. -erlöse 17
2.1.3.3. Brennstoffhandelsverluste oder -gewinne 17
2.1.3.4. Vermiedene Netznutzungsentgelte (§ 18 StromNEV) 17
2.1.3.5. Ausgleichsenergiekosten 18
2.1.3.6. Umplanungskosten 18
2.1.3.7. Zusätzliche Kosten für den Strom-Eigenbedarf 19
2.1.3.8. Sonstige Zusatzkosten 19
2.2. Anteiliger Werteverbrauch (Nr. 2) 19
2.2.1. Handelsrechtliche Restwerte und -nutzungsdauern 19
2.2.2. Verhältnis anrechenbare zu geplanten Betriebsstunden 20
2.2.2.1. Anrechenbare Betriebsstunden 21
2.2.2.1.1. Quotierung 21
2.2.2.1.2. Quotierung bei thermischen Kraftwerken 22
2.2.2.1.3. Quotierung bei Speichern 24
2.2.2.2. Bei der Investitionsentscheidung geplante Betriebsstunden 26

ENTWURF

2.3. Entgangene Erlösmöglichkeiten (Nr. 3) 28
2.3.1. Optionswert auf unterschiedlichen Märkten 29
2.3.2. Opportunitäten aufgrund von Flexibilitätsverlust im Intraday 29
2.3.3. Opportunitäten aus Einsatzrestriktionen 30
2.4. Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft oder die Verschiebung einer geplanten Revision (Nr. 4) 31
2.4.1. Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft 31
2.4.2. Auslagen für die Verschiebung einer geplanten Revision 31
2.5. Entgangene Einnahmen, zuzüglich zusätzlicher Aufwendungen für EE- und KWK-Anlagen (Nr. 5) 32
2.5.1. Entgangene Einnahmen 32
2.5.1.1. Herkunftsnachweise 33
2.5.1.2. Thermische Abfallverwertung 34
2.5.1.3. Berechnung der Bemessungsleistung 36
2.5.1.4. Interne Wärmeversorgung 36
2.5.1.5. Externe Wärmeversorgung 36
2.5.1.6. Besonderheiten KWK 37
2.5.1.6.1. Brennstoffkosten 37
2.5.1.6.2. Verlust Hocheffizienzkriterium 37
2.5.1.6.3. Mehrkosten alternativer Wärmeerzeugung 37
2.5.1.7. Besonderheiten EE-Anlagen mit Einspeisevergütung 37
2.5.1.8. nicht getätigte Geschäfte am Strom-Markt 38
2.5.1.9. Vermiedene Netzentgelte 39
2.5.2. Zusätzliche Aufwendungen 39
2.5.2.1. Kosten für verbrauchten Brennstoff 39
2.5.2.2. Instandhaltungs- und Verschleißkosten 39
2.6. Ersparte Aufwendungen 40
3. Zuordnung der Redispatch-Kosten zwischen den Netzbetreibern 40

ENTWURF

1. Einleitung

1.1. Hintergrund

Diese Festlegung regelt die Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs des Anlagenbetreibers für Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezuges nach § 13a Abs. 2 i. V. m. Abs. 1 EnWG. Als Redispatch sind demnach marktbezogene Maßnahmen i. S. d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zu verstehen, bei denen die Übertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzbetreiber[1] Eingriffe in Wirkleistungserzeugung oder -bezug von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Erzeugungsanlagen) und von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie (Speichern) vornehmen, um Leitungsabschnitte eines Netzes vor einer strom- oder spannungsbedingten Überlastung zu schützen. Wird aufgrund von Netzsicherheitsrechnungen oder aufgrund anderer gesicherter Erkenntnisse an einer bestimmten Stelle im Netz eine Überlastung erwartet, werden bspw. Anlagen diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt. Der Redispatch kann durch die Übertragungsnetzbetreiber auch als sogenannter Countertrade durchgeführt werden. Dabei handelt es sich um Handelsgeschäfte im In- und Ausland und grenzüberschreitend abgestimmte Engpassentlastungsmaßnahmen. Dabei ist darauf zu achten, dass das jeweilige Handelsgeschäft auf „der richtigen Seite“ des Engpasses wirkt.

Dem Regelleistungsmarkt zur Verfügung gestellte Leistungsscheiben werden nicht für Redispatch-Maßnahmen herangezogen, es sei denn die Energieerzeugungsanlagen werden auf freiwilliger Basis zur Verfügung gestellt. Dies ist der Fall, wenn der Betreiber einer durch Regelenergie blockierten Energieerzeugungsanlage freiwillig bereit und technisch in der Lage ist, den Regelenergieeinsatz auf eine andere Anlage seines Pools umzulegen. Damit wird die vorher blockierte Leistungsscheibe für den Einsatz von Redispatch ganz oder in Teilen freigegeben ohne die für den Einsatz von Regelenergie beschaffte Leistungsmenge zu reduzieren. § 13 Abs. 2 EnWG bleibt unberührt.

Bei den Übertragungsnetzbetreibern sind vom Redispatch als marktbezogene Maßnahmen, die in gleicher Weise wirkenden Einsätze von Netzreservekraftwerken abzugrenzen. Für die Berücksichtigung der daraus entstehenden Kosten und Erlöse bzw. Erträge gelten die Maßgaben der entsprechenden freiwilligen Selbstverpflichtungen.[2]

Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019 (BGBl. I 2019, 706) wurden die Regelungen zum sog. Einspeisemanagement aus dem EEG mit Wirkung zum 01.10.2021 in das EnWG überführt. Damit EE- und KWK-Stromerzeugung im regulären Redispatch je nach ihrer Wirksamkeit berücksichtigt werden kann und deren Einspeisevorrang grundsätzlich gewahrt bleibt, hat die Bundesnetzagentur sog. Mindestfaktoren i.S.d. § 13 Abs. 1a EnWG festgelegt (Festlegung vom 30.11.2020, Az.PGMF-8116-EnWG § 13j). Daher ist es im Rahmen der Kostenberechnung geboten, wo möglich, die Kosten ex ante zu bestimmen. Nur so können diese Berechnungen zur effizienten Anlagenauswahl beitragen. Die Kosten der Anlagen sollten daher möglichst ex ante beziffert werden. Für einige Kostenpositionen ist dies allerdings schwerlich möglich. Beispiele hierfür sind die Bestimmung von entgangenen Erlösen aufgrund von Flexibilitätsverlusten, der arbeitspunktabhängige Wirkungsgrad einer Erzeugungsanlage sowie die Kosten der Rückführung von Beckenständen auf den ursprünglichen Planungsstand bei Pumpspeicherkraftwerken. Dann können die Einsatzkosten im kostenorientierten Redispatch aber auch durch Vereinfachungen, Näherungen oder Annahmen bestimmt werden. Die Vorgabe der Ex-ante-Bestimmbarkeit der Einsatzkosten ergibt sich aus Artikel 35 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2015/1222. Ziel des Redispatch 2.0 ist eine

[1] Für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber ergibt sich die Möglichkeit Redispatch-Maßnahmen anzuordnen aus § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1 und Abs. 1c S. 2 EnWG.

[2] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_07_Kraftwerksth/BK8_Kraftwerksth.html

gesamtoptimierte Auswahlentscheidung nach der Wirksamkeit der Anlagen zur Engpassentlastung und deren Kosten.

Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs durch den Netzbetreiber sind seit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus als sog. „Redispatch 2.0“ einheitlich in §§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, 13a EnWG geregelt. Der Redispatch 2.0 umfasst somit die konventionelle Erzeugung, die Erzeugung aus Stromspeichern und die EE- und KWK-Stromerzeugung.

1.2. Bilanzieller Ausgleich

Da alle erzeugten Energiemengen im europäischen Strommarkt vermarktet sind, braucht eine Abregelung immer einen Ausgleich der Energie im Bilanzkreis des Bilanzkreisverantwortlichen für diese Menge. Der Bilanzkreisverantwortliche der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestelle hat nach 13a Abs. 1a S. 1 EnWG daher einen Anspruch auf „bilanziellen Ausgleich“ gegen den anweisenden Netzbetreiber.[3] Damit korrespondiert ein Anspruch des Netzbetreibers auf Abnahme des bilanziellen Ausgleichs (§ 13a Abs. 1a S. 2 EnWG). Der Netzbetreiber muss den Bilanzkreisverantwortlichen und den Anlagenbetreiber unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Anpassung unterrichten.

Die Beschlusskammer 6 hat gemäß § 13j Abs. 5 EnWG nähere Bestimmungen zum bilanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 1a EnWG getroffen (Beschluss vom 06.11.2020, Az. BK6-20-059). Danach sollen die Einspeise- und Entnahmebilanzkreise, welche von der Redispatch-Maßnahme betroffen sind, möglichst so gestellt werden, wie sie ohne die Redispatch-Maßnahme stünden. Im Fall von positivem Redispatch werden die mehr erzeugten Energiemengen aus dem Einspeisebilanzkreis heraus und in den Redispatch-Bilanzkreis des Netzbetreibers hineingebucht. Im Fall von negativem Redispatch wird dagegen die aufgrund der Redispatch-Maßnahme weniger eingespeiste Menge durch den anweisenden Netzbetreiber beschafft und aus dem Redispatch-Bilanzkreis in den Einspeisebilanzkreis gebucht.[4] Darüber hinaus enthält der Beschluss Anordnungen zu massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen im Zusammenhang mit dem Datenaustausch. Die weiteren Festlegungen der Beschlusskammer 6 regeln die Netzbetreiberkoordinierung (Beschluss vom 12.03.2021, Az. BK6-20-060) und die Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen (Beschluss vom 23.03.2021, Az. BK6-20-061).

Die Einführung des bilanziellen Ausgleichs erweist sich als äußerst anspruchsvoll für alle Beteiligten. Die Übertragungsnetzbetreiber führen den bilanziellen Ausgleich mittlerweile vollständig durch. Angesichts der Verzögerungen bei der Implementierung der Vorgaben aus Gesetz und Festlegungen hat der BDEW eine Übergangslösung vorgeschlagen, welche die Beschlusskammern 6 und 8 in ihren gemeinsamen Mitteilungen (Nr. 8 bis 10) vorübergehend gebilligt und weitere Rahmenbedingungen für den Übergang zum Redispatch 2.0 beschrieben haben. Die Beschlusskammer 8 wird die Vorgaben der vorgenannten Mitteilungen auch weiterhin regelmäßig evaluieren und anpassen, sofern geboten.

Auch zu Beginn der vierten Regulierungsperiode und zum Inkrafttreten dieser Festlegung werden die Vorgaben zum bilanziellen Ausgleich in den Elektrizitätsverteilernetzen auf Grund vielfältiger Probleme noch nicht umgesetzt sein. Die Beschlusskammer 6 hat vor diesem Hintergrund am 07.09.2023 ein Verfahren zur Änderung ihrer Redispatch-Festlegungen eingeleitet. Mit der Einleitungsverfügung stellt sie fest, dass eine flächendeckende Einführung des gezielten bilanziellen Ausgleichs auf Verteilernetzebene unter den derzeit geltenden Umständen auf absehbare Zeit nicht zu erwarten ist. Ziel des Verfahrens sei eine zügige, aber schrittweise Realisierung des gezielten bilan-

[3] Bezogen auf Elektrizitätsverteilernetzbetreiber ergibt sich dieser Anspruch aus § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1 und Abs. 1c S. 2 EnWG.

[4] Beschreibung aus der Festlegung BK6-20-059.

ziellen Ausgleichs in den Elektrizitätsverteilernetzen. Sofern sich daraus Abweichungen für den angemessenen finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 EnWG ergeben, werden diese nachfolgend zum Stand der Beschlussfassung dargestellt. Sollte sich die Sach- oder Rechtslage nach Beschlussfassung erheblich ändern, ist ggf. eine Anpassung der Festlegung nach § 29 EnWG Abs. 2 EnWG erforderlich.

1.3. Finanzieller Ausgleich

Die Bundesnetzagentur kann gemäß § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG Festlegungen zur Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs treffen. Nach § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG hat der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf finanziellen Ausgleich. Der finanzielle Ausgleich erfolgt unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 1a EnWG. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, unverzüglich Ausfallzeitreihen zur Verfügung zu stellen, um eine Abrechnung durch den Anlagenbetreiber zu ermöglichen.

1.3.1. Historie der Festlegungen zur Redispatch-Vergütung

Die Bundesnetzagentur hat bereits in der Vergangenheit verschiedentlich Festlegungen zur angemessenen Vergütung von Redispatch-Maßnahmen getroffen. Die meisten dieser Festlegungen waren Gegenstad gerichtlicher Auseinandersetzungen. Seit 2021 besteht für konventionelle Anlagen und Pumpspeicherkraftwerke nunmehr allerdings eine gefestigte Methodik. Für ein besseres Verständnis der aktuell geltenden Regelungen, soll die Historie nachfolgend kursorisch dargestellt werden.

Mit Beschluss vom 27.11.2009 hat die Beschlusskammer 8 die Systemdienstleistungen der Übertragungsnetzbetreiber für die Dauer der ersten Regulierungsperiode erstmals zu verfahrensregulierten Kosten i.S.d. § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV erklärt (BK8-09/006). Neben den Kosten für Regelleistung und Verlustenergie wurden damit auch die Kosten für die Beschaffung von Redispatch-Maßnahmen einer freiwilligen Selbstverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber unterworfen. Kern dieser Festlegung war eine Berücksichtigung der Systemdienstleistungskosten in der Erlösobergrenze ohne Zeitverzug und ein Anreizmodell für Systemdienstleistungen. Zur angemessenen Vergütung von Redispatch-Maßnahmen selber wurden angesichts der noch vergleichsweise geringen Kostenvolumen noch keine Vorgaben gemacht.

In etwa ab den Jahren 2010 bzw. 2011 sind die Kosten für Redispatch bundesweit deutlich angestiegen. Daher hat die Beschlusskammer 8 mit der Festlegung vom 30.10.2012 erstmals Vorgaben zur Bestimmung der angemessenen Vergütung nach § 13 Abs. 1a EnWG (a.F.) gemacht (BK8-12/019). Gegen diese Festlegung wurden verschiedene Beschwerden erhoben. Mit mehreren Beschlüssen vom 28.04.2015 hat das Oberlandesgericht die Festlegung aufgehoben (exemplarisch VI-3 Kart 332/12 [V]). Infolge dessen hat die Beschlusskammer 8 mit der Entscheidung vom 19.08.2015 die Festlegung bundesweit aufgehoben (BK8-12/019-A) Zudem hat die Beschlusskammer am 01.10.2014 eine neue Festlegung zur Berücksichtigung der Kosten für Redispatch-Maßnahmen als verfahrensregulierte Kosten auf Grund einer freiwilligen Selbstverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode erlassen (exemplarisch BK8-14/0260-91). Darin wurden erstmalig auch Kosten für Countertrade als erstattungsfähig angesehen.

Für die Dauer der dritten Regulierungsperiode hat die Beschlusskammer mit Festlegung vom 10.10.2018, nach eingehenden Verhandlungen mit der Energiebranche, die Kosten für Redispatch-Maßnahmen auf Grundlage einer freiwilligen Selbstverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber als verfahrensregulierte Kosten i.S.d. § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV anerkannt (BK8-18/0007-A (I)). Diese Festlegung enthielt Vorgaben zur Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, die zuvor in einem Branchenkonsens des BDEW (BDEW-Leitfaden) niedergelegt worden waren. Auch gegen diese Festlegung wurden Beschwerden eingelegt. Das OLG Düsseldorf hat die vorgenannte Festlegung lediglich in zwei Punkten aufgehoben (exemplarisch VI-3 Kart 894/18 (V)). Zu den beiden Punkten hat die Beschlusskammer nochmals umfassende Gespräche mit den betroffenen Anlagenbetreibern geführt. Dabei wurden auch immer wieder die übrigen Marktbeteiligten, der BDEW und das Bundeskartellamt einbezogen. Die darauf basierende Neufestlegung vom 19.05.2021 wurde

bestandskräftig. Aus formellen Gründen erließ die Beschlusskammer die Festlegung nur für die Dauer der dritten Regulierungsperiode (BK8-18/0007-A (II)) (§ 32 Abs. 1 Nr. 4, wonach zu den Bereichen, die nach § 11 Abs. 2 Satz 2 bis 4 einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen eine Festlegung für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode erfolgt).

Die nachfolgenden Feststellungen schreiben im Wesentlichen die für die dritte Regulierungsperiode getroffenen Regelungen in die Zukunft fort.

1.3.2. Umfang der Festlegung

Entsprechend der gesetzlichen Vorgaben regelt die vorliegende Festlegung den finanziellen Ausgleich bei Redispatch-Maßnahmen für Energieerzeugungsanlagen und Speicher, soweit diese von § 13a Abs. 2 EnWG erfasst werden.

Die Gliederung dieser Anlage folgt der rechtlichen Grundlage des § 13a Abs. 2 EnWG und erläutert zunächst die allgemeinen Vergütungsgrundsätze. In weiteren Unterkapiteln werden dann Sondersachverhalte, die sich je nach Erzeugungsart und Einsatz für den Redispatch ergeben, beschrieben und diesbezügliche Vorgaben für den finanziellen Ausgleich gemacht.

Derzeit noch nicht enthalten ist der Sondersachverhalt „Biogasanlagen“. Diese erweisen sich insoweit als Besonderheit, dass sie mit einem selbst erzeugten Brennstoff betrieben werden. Er kann nicht flexibel einem angeschlossenen Netz entnommen bzw. hinzugefügt und nur unter den spezifischen Bedingungen der jeweiligen Anlage gespeichert werden. Daher gibt es keinen hinreichend liquiden Handelsplatz für Biogas, auf dessen Preisindex für eine Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs zurückgegriffen werden könnte. Überdies ist die Vermarktung der erzeugten Strom- und Wärmemengen ist abhängig von der Verfügbarkeit des Biogases. Zudem wird seit 2014 ein Flexibilitätszuschlag eingeführt, um die Anlagen besser an die Bedarfe des Strommarktes anzupassen. In Gesprächen mit der Branche hat sich gezeigt, dass sich viele der Biogasanlagen direkt vermarkten lassen und sich in ihrer Fahrweise am Strommarkt orientieren. Auch Biogasanlagen sind grundsätzlich zum Redispatch heranzuziehen. Die konkrete Ausgestaltung des finanziellen Ausgleichs für Biogasanlagen erweist sich aufgrund der vorgenannten Besonderheit als herausfordernd. Die Beschlusskammer hat sich vor diesem Hintergrund dazu entschieden, die biogasspezifischen Themen in dieser Festlegung noch nicht zu adressieren. Die wenigen zu beobachtenden Nutzungsfälle[5] können mit den betroffenen Netzbetreibern anhand der allgemeinen Regeln gelöst werden. Die Beschlusskammer wird auch weiterhin die Notwendigkeit und die Möglichkeit prüfen, auch diesbezügliche Konkretisierungen oder Vereinfachungen in der Abrechnung vorzunehmen und diese ergänzend festzulegen.

2. Einzelne Kostenpositionen

Nach § 13a Abs. 2 S. 3, 4 EnWG (ggf. i. V. m. § 14 Abs. 1a EnWG) sind, bezogen auf die jeweilige Viertelstunde der Redispatch-Maßnahme, folgende Kostenpositionen zwischen dem anweisenden Netzbetreiber und dem Anlagenbetreiber finanziell auszugleichen:

1. Die Erzeugungsauslagen,
2. der anteilige Werteverbrauch,
3. die entgangenen Erlösmöglichkeiten,
   wenn diese die Kosten aus Nr. 1 und 2 übersteigen,
4. die notwendigen Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft
   oder die Verschiebung einer geplanten Revision und

[5] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html

5. im Fall der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung aus EEG- oder KWK-Anlagen, die entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen.

Ersparte Aufwendungen hat der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber zu erstatten.

Die Positionen Nr. 1 bis 3 sind abhängig voneinander. Zur Ermittlung der entgangenen Erlösmöglichkeiten (Nr. 3) werden seit der 3. Regulierungsperiode im sog. Weber-Modell (vgl. **Anlage 2**) die entgangenen Deckungsbeiträge in Form einer Opportunitätskostenberechnung herangezogen. Die Opportunität entspricht der Differenz aus den entgangenen Erlösmöglichkeiten (Nr. 3) und den Erzeugungsauslagen bzw. dem Strike-Preis (Nr. 1). Folglich ist die Opportunität nur einzubeziehen, wenn diese größer ist als der anteilige Werteverbrauch. Ist hingegen der anteilige Werteverbrauch größer als die ermittelten Deckungsbeiträge, ist dieser neben den Erzeugungsauslagen einzubeziehen.

Bildhaft gilt für den Fall des positiven Redispatch:

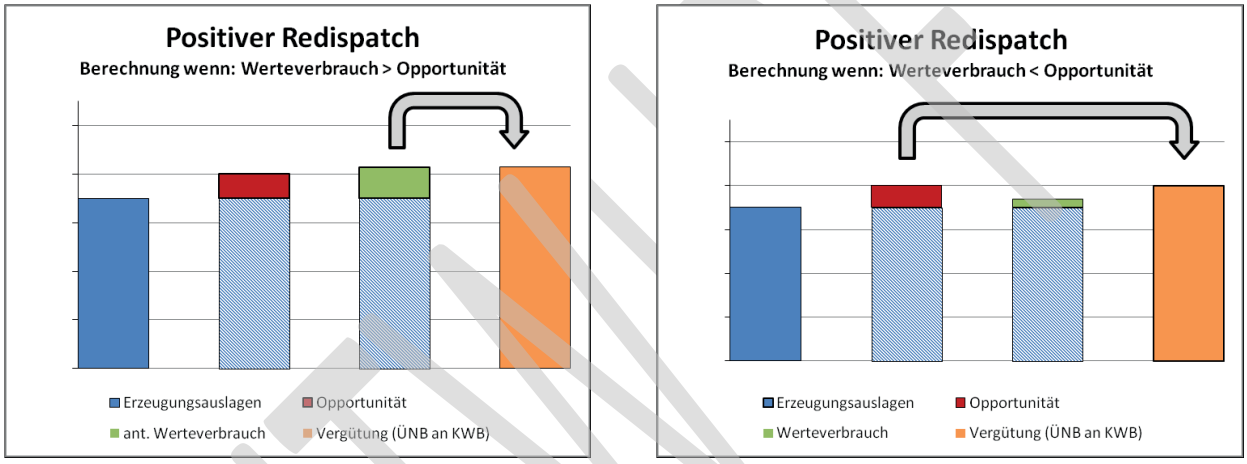

Abbildung 1[6]

Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft und für die Verschiebung einer geplanten Revision (Nr. 4) können zusätzlich erstattet werden. Unabhängig davon erstattet der Anlagenbetreiber die ersparten Aufwendungen an den anweisenden Netzbetreiber, insb. ersparte Brennstoffkosten.

Die Positionen Nr. 1 bis 4 sind grundsätzlich für alle Arten von Erzeugungsanlagen relevant, sofern der Netzbetreiber eine Anpassung der Wirkleistungserzeugung anordnet. Ordnet der Netzbetreiber allerdings eine Reduzierung der Wirkleistungserzeugung einer EEG- oder KWK-Anlage an, so ist davon abweichend ausschließlich die speziellere Regelungen des § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG anzuwenden.

2.1. Erzeugungsauslagen (Nr. 1)

In den folgenden Unterkapiteln werden die notwendigen Auslagen für die Anpassung der Wirkleistungserzeugung (Erzeugungsauslagen) thermischer Kraftwerke und Speicheranlagen aufgeführt.

6 Quelle: BDEW, Branchen-Leitfaden Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, 18. April 2018

Die Höhe der Erzeugungsauslagen wird auf Basis der Wiederbeschaffungskosten[7] ermittelt. Bei der Bestimmung der Erzeugungsauslagen verwendet der Anlagenbetreiber dieselben Wiederbeschaffungskosten und dieselbe Berechnungslogik, wie er sie im Rahmen der internen Einsatzplanung bzw. -steuerung für die betroffene Energieerzeugungsanlage benutzt. Durch den Betreiber der Anlage muss eine möglichst präzise Vorab-Meldung der arbeitsabhängigen Kosten der Anlage erfolgen, um eine unverfälschte Bildung der Merit-Oder-Liste zu ermöglichen. Bei der Kalkulation der Kosten ist zu berücksichtigen, dass die Energieerzeugungsanlage ihre Leistung auf jeden zugelassenen Arbeitspunkt anpassen können muss. Dazu meldet der Anlagenbetreiber im Planwertmodell (vgl. BK6-20-059) dem Netzbetreiber je einen Wert für jede verfügbare Anlage sowie jede Anlage, deren Betriebsbereitschaft hergestellt werden kann. Es ist jeweils ein Wert für die Leistungserhöhung und ein Wert für die Leistungsreduktion zu melden. Ferner sind die voraussichtlichen An- und Abfahrkosten zu melden. Geprüfte bzw. plausible Werte sind zur Abrechnung heranzuziehen.

Grundsätzlich gilt, dass eine Redispatch-Maßnahme in dem Umfang vergütet wird, wie sie von dem Netzbetreiber angewiesen wurde. Dabei ist auf den letzten zur Verfügung stehenden Einsatzfahrplan vor der Anforderung der Redispatch-Maßnahme oder – sofern ein solcher nicht vorliegt – auf die Ausfallzeitreihe abzustellen.

2.1.1. Auslagen für thermische Energieerzeugungsanlagen

Auf Anforderung stellt der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber für Nachprüfungen bzw. Plausibilisierung bei einzelnen Anlagen deren arbeitsabhängige Kosten aufgegliedert nach im Folgenden aufgeführten Kostenbestandteilen inkl. der zu Grunde liegenden Berechnungen und mit erforderliche Nachweise zur Verfügung.[8]

2.1.1.1. Arbeitsabhängige Kosten

Arbeitsabhängig sind alle Kosten, die kurzfristig, direkt und unmittelbar auf Grund der Stromerzeugung entstehen. D. h., sie sind variabel und würden bei Verzicht auf die Stromproduktion nicht anfallen. Die arbeitsabhängigen Kosten umfassen folgende Bestandteile:

2.1.1.2. Brennstoffkosten

Die Brennstoffkosten ergeben sich als Produkt des spezifischen Energieverbrauchs des Primärenergieträgers zur Stromerzeugung oder Erzeugung einer MWh (GJ/MWh) der jeweiligen Erzeugungsanlage und dem Preis des Primärenergieträgers. Hier kann es je nach Brennstofftyp Besonderheiten geben.

Bei Kohle oder Öl als Primärenergieträger erfolgt die Bewertung zu den aktuellen Wiederbeschaffungs- bzw. Produktionskosten frei Standort, d.h. grundsätzlich ohne Einbeziehung der Liefer- und Lagerkosten. Erhöhte Kosten durch kurzfristige Umdisponierung der Kohlelogistik sind ebenfalls erstattungsfähig. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn es durch Redispatch-Maßnahmen zu signifikanten Änderungen des Kraftwerkseinsatzes kommt und die im Vorfeld gebuchte Kohlelogistik in Form von Zügen oder Schiffen unter Umständen umdisponiert werden muss.

---

7 vgl. BT-Drucks. 18/7317, S. 87.

8 Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es wünschenswert, dass sich die Branche auf einheitliche, ggf. energieträger- bzw. anlagentypenspezifische Abrechnungsformate verständigt.

Dient Erdgas als Primärenergieträger werden anfallende Kosten aus den Netznutzungsentgelten für Kapazitätsbuchungen bzw. -entgelte nach den Preisregeln der Gasnetzbetreiber sowie ggf. anfallende Ausgleichsenergiekosten bzw. -erträge berücksichtigt (Transportkosten). Zusätzliche Transportkosten können sich ergeben, wenn vor bekannt werden der Redispatch-Maßnahme keine, oder nicht ausreichend Kapazitäten für den Zeitraum der Maßnahme gebucht wurden. Daraus resultierende Vertragsstrafen sind ebenfalls zu erstatten. Teilweise trägt bei systemrelavanten Gaskraftwerken der ÜNB ohnehin die Mehrkosten für eine gesicherte Transportkapazität gem. § 13f EnWG.

Auslagen für bereits gebuchte Kapazitäten werden vom Gasnetzbetreiber nicht zurückerstattet. Im Falle einer Anforderung zur Wirkleistungserhöhung können demnach auch erstattungsfähige Kosten entstehen, wenn eigens für diese Redispatch-Maßnahme Gasnetzkapazitäten gebucht wurden, die Maßnahme aber wieder zurückgenommen wird.

Position	**Einheit**
Spezifischer Energieverbrauchs des Primärenergieträgers zur Stromerzeugung oder Erzeugung einer MWh (GJ/MWh)	GJ / MWh
Preis Primärenergie • **Kohle** • **Erdgas** • **HEL**	€ / GJ • € / t (unter Angabe Energiegehalt) • € / MWh • € / hl

Beispielhaft gilt:

*Brennstoffkosten = Preis Primärenergie * spezifischer Energieverbrauch*

2.1.1.3. Kosten für Hilfs- und Einsatzstoffe

Die Kosten für den Verbrauch von Hilfs- und Einsatzstoffen sind ebenfalls zu erstatten. Zu den Hilfs- und Einsatzstoffen bei thermischen Kraftwerken gehören beispielsweise Kalksteinmehl zur Rauchgasentschwefelung oder Heizölkosten (Stützfeuer oder Zündöl) und der Startstrom für das Zu- und Abschalten von Kohlemühlen. Auch hier erfolgt die Bewertung zu den aktuellen Wiederbeschaffungskosten frei Standort, d.h. ohne Einbeziehung der Liefer- und Lagerkosten.

2.1.1.4. Kosten für CO2-Emissionsrechte

Kosten für CO2-Emissionen werden mit den aktuellen Referenzpreisen des jeweils liquidesten Handelsplatzes bewertet. Hierbei sind sowohl die CO2-Emissionen, die durch die Verbrennung des Primärenergieträgers entstehen, zu bewerten, als auch die der Verbrennung etwaiger Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe (RHB) zuordenbaren CO2-Emissionen. Die Kosten für CO2-Emissionen ergeben sich als Produkt der jeweiligen Verbräuche, Emissionsfaktoren der jeweiligen Stoffe und dem Referenzpreis für CO2-Zertifikate.

ENTWURF

Position	Einheit
Preis CO2-Zertifikat	€ / t
Spezifischer Energieverbrauchs des Primärenergieträgers zur Stromerzeugung oder Erzeugung einer MWh (GJ/MWh)	GJ / MWh
Emissionsfaktor Brennstoff	t / GJ
RHB_i	t / MWh
Emissionsfaktor	t CO2 / t Brennstoff

Beispielhaft gilt:

$$CO2\text{-}Kosten = Preis\ CO2\text{-}Zertifikat * (\text{Energieverbrauch Primärenergieträger} + \Sigma_i\ RHB_i) * Emissionsfaktor$$

2.1.2. Auslagen für (Pump-)Speicherkraftwerke und Speicher

Die in Kapitel 2.1.1. dargestellten Erzeugungsauslagen für thermische Energieerzeugungsanlagen bleiben im Allgemeinen mindestens über den Verlauf eines Tages konstant, die Brennstoffe sind in aller Regel für längere Zeiträume vorhanden bzw. lagerfähig oder dem Gasnetz entnehmbar. Ganz anders ist die Situation bei Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie, insbesondere bei Kurzzeitspeichern (sog. Tagesspeicher s.u.), die Strom nur wenige Stunden in Folge (etwa sechs bis zwölf Stunden) aufnehmen oder abgeben können. Zudem können sie Strom nur abgeben, wenn der Speicher zuvor gefüllt wurde, oder aufnehmen, wenn der Speicher zuvor entleert wurde. Der zum Auffüllen genutzte Strom unterliegt im Zeitverlauf (z. B. 24 Stunden) Preisschwankungen. Bei Speicherkraftwerken mit natürlichem Wasserzufluss (sog. Jahresspeichern s.u.) fallen gar keine Kosten für das Auffüllen an. Wegen dieser Besonderheiten erfordern Speicheranlagen ein anderes Vorgehen bei der Bestimmung der Erzeugungsauslagen.

2.1.2.1. (Pump-)Speicherkraftwerke

Der Einsatzpreis für (Pump-)Speicherkraftwerke entspricht dem Wert der Lageenergie des Wassers, der im Rahmen einer zukünftigen Vermarktung generiert werden kann. Als wesentliche Grundlage zur Ermittlung dieses Wertes wird der Einsatz- bzw. sogenannte Schattenpreis, d. h. die Preisuntergrenze, ab der ein Einsatz wirtschaftlich sinnvoll ist, ermittelt. Dieser wird maßgeblich durch das Verhältnis zwischen Turbinengröße und Beckenvolumen bestimmt, wobei zusätzlich insbesondere Schätzungen über Zuflüsse und Regelarbeit berücksichtigt werden müssen.

Vereinfacht unterteilt man Pumpspeicherkraftwerke in zwei Kategorien. Ein Pumpspeicherkraftwerk mit verhältnismäßig geringem Speichervolumen ist als Tagespeicher einzuordnen. Ist der Speicher im Verhältnis zur Pumpen- bzw. Turbinenleistung dagegen groß, wird von Jahresspeichern gesprochen. § 13a Abs. 2 Satz 3 Nr. 1 EnWG stellt klar, dass die angemessene Vergütung von Redispatch-

ENTWURF

Maßnahmen sowohl für die Wirkleistungseinspeisung (Turbinieren) als auch für den Wirkleistungsbezug (Pumpen) gilt.

Arbeitsabhängige Kosten:

- Einsatzpreis

Sonstige nachweisbare Kosten:

- Außerordentliche Instandhaltungskosten,
  sofern diese erheblich und auf Grund einer Redispatch-Maßnahme entstanden sind.

2.1.2.1.1. Tagesspeicher

Eine gebräuchliche Einteilung von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie ist die in Tages-, Wochen-, Monats- und Jahresspeicher. Diese Bezeichnungen deuten die typische Dauer eines Zyklus aus Füllung und Entleerung an. Jahresspeicher einerseits und Tagesspeicher andererseits bezeichnen die beiden Extremfälle des Verhältnisses zwischen Arbeitsvermögen (Speicherinhalt) und Erzeugungsleistung. Beim Tagesspeicher ist das Arbeitsvermögen bei kontinuierlicher Stromproduktion mit voller Leistung in weniger als der Hälfte des Tages erschöpft, bei den anderen Speicherarten ist dieser Zeitraum entsprechend länger. Demgemäß unterscheiden sich die Zeithorizonte der einsatz-relevanten Strompreise: Für Tagesspeicher sind die Spot- und Intraday-Märkte maßgeblich, für die anderen die Terminmärkte. Die Einteilung der (Pump-)Speicherkraftwerke in Tages-, Wochen-, Monats- oder Jahresspeicher ist jedoch kein festes Kriterium. So können im Einzelfall, beispielsweise aufgrund technischer Restriktionen oder geringer Füllstände, die Betrachtungszeiträume des Anlagenbetreibers verkürzt sein, was sich auf den Vermarktungshorizont des Speichers auswirkt und zu einer anderen Bewertung des Arbeitsvermögens führen kann.

Sofern für ein (Pump-)Speicherkraftwerk ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV mit dem Anschlussnetzbetreiber vereinbart ist, sieht die Festlegung der Bundesnetzagentur zur sachgerechten Ermittlung individueller Netznutzungsentgelte (BK4-22-089) vor, dass durch kurratives Redispatch induzierte Leistungsspitzen, bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast außer Betracht bleiben.

Die Einsatzsteuerung von Tagesspeichern erfolgt auf Basis von Preiserwartungen. Hierbei sind die kurzfristigen Stromhandelsmärkte relevant. Bei Tagesspeichern ergeben sich ferner aufgrund des kurzen Planungshorizontes und des großen Einflusses von Regelleistungsabrufen sowie der damit verbundenen Änderungen der Beckenstände im zeitlichen Verlauf sehr variable Einsatzpreise. Bei der Abwicklung von Redispatch-Maßnahmen werden aus prozessualer Sicht jedoch zumindest täglich konstante Redispatch-Arbeitspreise favorisiert. Im Folgenden wird deshalb ein Ansatz beschrieben, der unter Vernachlässigung von Regelleistungserbringung und eingeschränkter Berücksichtigung von Beckenrestriktionen Einsatzpreise und die daraus ableitbaren Kosten von Redispatch-Maßnahmen berechnet.

Es ist davon auszugehen, dass eine Redispatch-Maßnahme eines Tagesspeichers aufgrund der Änderung des Speicherinhalts eine Änderung des geplanten Speicherprogramms auch außerhalb des Redispatch-Zeitraums nach sich zieht. Konkret kann diese Änderung in folgenden vier Redispatch-Fällen in jeweils zwei Varianten a) und b) geschehen:

1) Erhöhung des Turbineneinsatzes führt außerhalb des RD-Zeitraums zu
   a) einer Erhöhung des Pumpeinsatzes oder

b) einer Minderung des Turbineneinsatzes

2) Minderung des Turbineneinsatzes führt außerhalb des RD-Zeitraums zu
   a) einer Minderung des Pumpeinsatzes oder
   b) einer Erhöhung des Turbineneinsatzes

3) Minderung des Pumpeinsatzes führt außerhalb des RD-Zeitraums zu
   a) einer Minderung des Turbineneinsatzes oder
   b) einer Erhöhung des Pumpeinsatzes

4) Erhöhung des Pumpeinsatzes führt außerhalb des RD-Zeitraums zu
   a) Einer Erhöhung des Turbineneinsatzes oder
   b) Einer Minderung des Pumpeinsatzes

Um die Kosten für diese vier Fälle zu bestimmen, werden in einem ersten Schritt konstante Grenzpreise für den Turbineneinsatz g_T bzw. den Pumpeneinsatz g_T ermittelt. Darauf aufbauend werden in einem zweiten Schritt die acht beschriebenen Reaktionsmöglichkeiten bewertet und dadurch die zu erwartenden Kosten als Abrechnungspreise für Redispatch-Maßnahmen bestimmt.

Zur Bestimmung von g_T und g_P wird auf einen iterativen Prozess zurückgegriffen. Hierbei werden diese Grenzpreise unter Berücksichtigung des anlagenspezifischen Wirkungsgrades n, des arbeitsabhängigen Netznutzungsentgelts (inkl. Umlagen) für den Pumpbetrieb[9] c_{NNE} und der Ergebnisse der Viertelstunden-Intraday-Eröffnungsauktion[10] bestimmt. Dabei werden schrittweise unter Einhaltung der Bedingungen der Energieumwandlung (Turbinenarbeit entspricht der Pumparbeit minus dem Wälzungsverlust) und der ökonomischen Effizienz (eine Wälzung erfolgt nur, wenn sie wirtschaftlich sinnvoll ist) Wälzungen berechnet.

Bedingung der Energieumwandlung: $t_T * P_T = t_P * P_P * n$

(P_T und P_P entsprechen der verfügbaren Turbinen- bzw. der Pumpleistung. Die Variablen t_T und t_P geben die Dauer an, in der mit P_T turbiniert bzw. mit P_P gepumpt wird.)

Bedingung der ökonomischen Effizienz: $g_T * n > g_P *+ c_{NNE}$

Der Prozess startet – unabhängig vom konkreten Speicherfüllstand nur anhand der Preisdauerlinie (siehe nachfolgende Abbildung) – mit der Kombination der teuersten Viertelstunde und dem mittels der Bedingung der Energieumwandlung entsprechend gewählten preisgünstigsten Zeitbereich, springt dann zur zweitteuersten Viertelstunde bzw. dem zweitgünstigsten Zeitbereich und so weiter. Beendet wird der Prozess durch die erstmalige Nichterfüllung der ökonomischen Effizienz oder spätestens, wenn die Anzahl der Iterationen dazu führt, dass die maximal verfügbare Turbinenarbeit

9 Soweit für die Anlage keine Befreiung vorliegt.

10 Für die ex-ante-Meldung der Kosten bis 14:30 Uhr kann nicht auf die Ergebnisse der Viertelstunden-Intraday-Eröffnungsauktion zurückgegriffen werden, da die Veröffentlichung der Ergebnisse erst ab 15:15 Uhr erfolgt. Daher wird auf eine Abschätzung des Ergebnisses der Viertelstundenauktion zurückgegriffen, welche auf Basis der produktspezifischen mittleren Abweichungen zwischen den stündlichen Day-Ahead-Auktionspreisen und den viertelstündlichen Preis der Intraday-Eröffnungsauktion der letzten 90 Tage täglich für jedes Viertelstundenprodukt durch einen Auf- bzw. Abschlag gebildet wird. Mittels dieses Auf- bzw. Abschlags und des bis 13 Uhr verfügbaren stündlichen Day-Ahead-Auktionsergebnisses wird das für Redispatch-Maßnahmen vor 14:30 Uhr erforderliche Ergebnis der Intraday-Eröffnungsauktion bereits vor 14:30 Uhr als Schätzwert ermittelt.

überschritten würde. Die Preise des letzten erfolgreichen Iterationsschritts ergeben dann die Grenzpreise g_T und g_P.

Für den unwahrscheinlichen Fall, dass an einem Tag mit einem außergewöhnlich flachen Preisprofil keinerlei ökonomisch effiziente Wälzung möglich ist, müsste auf ein alternatives Verfahren zur Bestimmung von g_T und g_P zurückgegriffen werden. Dazu empfiehlt es sich, auf den Tagesdurchschnittspreis p_m die Hälfte des Wälzungsverlustes zu addieren bzw. abzuziehen um g_T und g_P zu bestimmen:

$$g_T = p_m + (p_m(1-n) + c_{NNE})/ (1+n)$$

$$g_P = p_m - (p_m(1-n) + c_{NNE})/ (1+n)$$

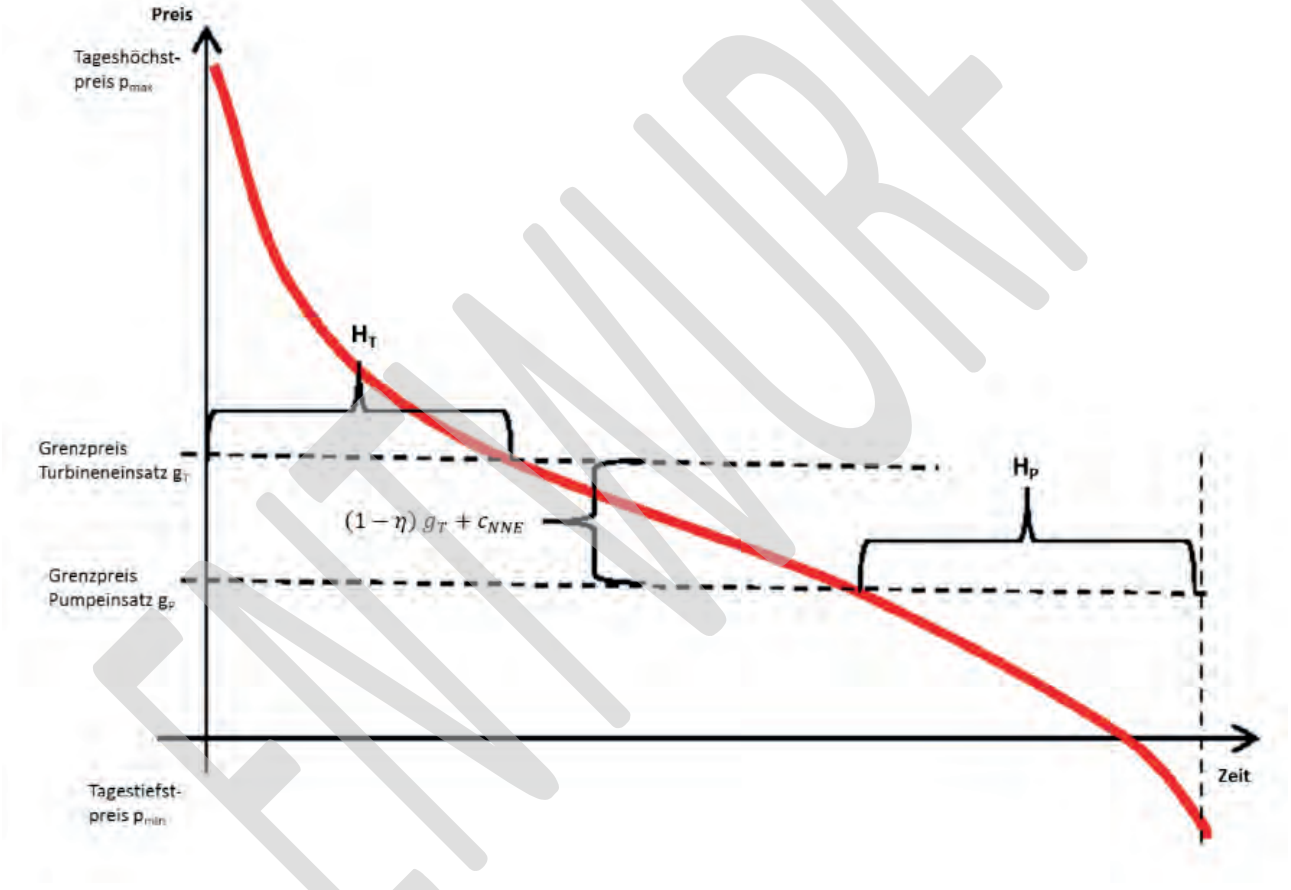

Abbildung 2 - Grenzpreise für Speicher anhand der Preisdauerlinie[11]

In Abbildung 2 sind beispielhaft die vortägigen Viertelstundenauktionspreise der Höhe nach angeordnet. Mittels der zuvor bestimmten Grenzpreise für Turbinen- und Pumpeinsatz lassen sich drei unterschiedliche Situationen unterscheiden:

- Die Viertelstunden H_T, in denen im Tages-PSKW turbiniert wird (Preise zwischen g_T und dem tageshöchstpreis p_{MAX}, im Folgenden bestimmt durch $\frac{\sum p > g_T \; p}{n_T}$

11 Quelle: BDEW, Branchen-Leitfaden Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, 18. April 2018.

- Die Viertelstunden, in denen weder turbiniert noch gepumpt wird, da die Preise kein wirtschaftliches Wälzen zulassen (Preise zwischen g_T und g_P, im Folgenden genähert mit $(g_T + g_P)/2$).

- Die Viertelstunden H_P, in denen im Tagesspeicher gepumpt wird (Preise zwischen g_P und dem Tagestiefstpreis p_{min}, im Folgenden bestimmt durch $\frac{\sum p<g_p\ p}{n_p}$

Mittels der Näherungswerte können die zuvor beschriebenen acht Redispatch-Varianten mit folgenden Vergütungsformeln bewertet werden:

$P_{1a)} = (\frac{g_T + g_P}{2} + c_{NNE}) / \eta$

$P_{1b)} = \frac{\sum p>g_T p}{n_T}$

$P_{2a)} = (\frac{\sum p<g_p\ p}{n_p} + c_{NNE}) / \eta$

$P_{2b)} = \frac{g_T + g_P}{2}$

$P_{3a)} = \frac{\sum p>g_T\ p}{n_T}\ \eta - c_{NNE}$

$P_{3b)} = \frac{g_T + g_P}{2}$

$P_{4a)} = \frac{g_T + g_P}{2}\ \eta - c_{NNE}$

$P_{4b)} = \frac{\sum p<g_p\ p}{n_p}$

Wegen der Forderung nach einer Ex-ante-Preisangabe aber auch wegen des zeitgleichen Ausgleichs anderer Einsatzänderungen ist es problematisch zu identifizieren, ob z. B. ein Redispatch des Falls 1) mittels der Variante a) oder b) ausgeglichen wird. Deshalb soll ex ante eine Vergütungsformel ausgewählt werden, die für jeden Fall eine angemessene Vergütung sicherstellt.

Insbesondere bei zusätzlicher Erbringung von Regelleistung steht den Anlagenbetreibern regelmäßig nur die ungünstigere Variante zum Ausgleich des Redispatches zur Verfügung. Somit ergeben sich folgende Vergütungsformeln:

1) Erhöhung des Turbineneinsatzes, Zahlung des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber

   $p_{Turb,pos} = MAX\ (p_{1a)};p_{1b)})$

2) Minderung des Turbineneinsatzes, Zahlung des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber

   $p_{Turb,neg} = MIN\ (p_{2a)};p_{2b)})$

3) Minderung des Pumpeinsatzes, Zahlung des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber

   $p_{pump,pos} = MAX\ (p_{3a)};p_{3b)})$

ENTWURF

4) Erhöhung des Pumpeinsatzes, Zahlung des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber

$P_{pump,neg} = MIN\ (p_{4a)}; p_{ab)})$

Neben den vereinfachenden Annahmen zur vollständigen Verfügbarkeit der Anlage zum Betrieb gegen Marktpreise und der Vernachlässigung der Vorhaltung und Lieferung von Systemdienst- und Besicherungsleistung sowie der Änderung von kurzfristigen Marktpreisen, beinhaltet dieser Ansatz weitere sinnvolle Vereinfachungen, die den Maximum- bzw. Minimum-Ansatz rechtfertigen:

Die Einschränkung auf eine tagesscharfe Betrachtung (gekürzte Price-Forward-Curve) wird besonders an Tagesgrenzen zu Abweichungen von der Realität führen. Es besteht somit das Risiko, dass zum realen Ausgleich der Beckenstände eine teurere Alternative als in der Berechnungslogik vorgesehen verwendet werden muss.

Pumpspeicherkraftwerke werden im sehr kurzfristigen Bereich zusätzlich zum Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen eines Portfolios eingesetzt. In Fällen von Redispatch ist der dafür verfügbare Handelsspielraum eingeschränkt. Die Kosten, die in solchen Fällen vermieden werden können, liegen oftmals sogar über den Höchst- und Tiefstpreisen der Viertelstundenauktion. Das Zugrunde legen der Viertelstundenauktion als Preiskurve im beschriebenen Ansatz hat daher einen eher unterschätzenden Effekt bei der Ermittlung der Vergütungspreise.

2.1.2.1.2. Jahresspeicher

Bei Jahresspeichern – stellvertretend für alle Anlagen mit großem Verhältnis aus Arbeitsvermögen und Erzeugungsleistung – hat die tägliche Veränderung des Beckenstandes einen eher geringen Einfluss auf den Wasserwert. Damit ist der Einsatzpreis über einen größeren Zeitraum konstant.

Die Ermittlung des Wasserwertes erfolgt folgendermaßen:

1. Auf Basis der aktuell gehandelten Terminpreise wird eine typischerweise stündliche Price-Forward-Curve (ggf. auch als Szenarien) abgeleitet.

2. Unter Beachtung aller Systemrestriktionen wird eine optimale Einsatzstrategie für den Speicher gegen diese Preiskurven ermittelt.

3. Aus der optimalen Einsatzstrategie ergibt sich der erwartete Speicherwert. Ziel der Einsatzstrategie ist die Maximierung des wirtschaftlichen Ergebnisses, indem der nutzbare Speicherinhalt in den Stunden mit den höchsten Preisen vermarktet wird.

4. Der Wasserwert bzw. Schattenpreis entspricht der Veränderung des erwarteten Speicherwertes bei einer marginalen Veränderung des Speicherinhalts (Wert der letzten mit dem vorhandenen Arbeitsvermögen produzierbaren MWh).

Vereinfacht ausgedrückt reflektiert der Wasserwert den Markt- bzw. Einsatzpreis, bei dem der Speicher gerade noch eingesetzt wird. Dieser Einsatzpreis, der den arbeitsabhängigen Kosten von konventionellen Anlagen entspricht, sollte in gleicher Weise als Redispatch-Arbeitspreis herangezogen werden.

Der Betreiber teilt initial den Vermarktungshorizont des Speichers mit und stellt auf Nachfrage die zur Bewertung verwendete stündliche Price-Forward-Curve (HPFC) zur Verfügung. Eine Aktualisierung des Wasserwerts erfolgt durch den Betreiber periodisch oder bei wesentlichen Änderungen wertbestimmender Größen, wie z. B. der Strompreise oder des Speicherinhalts.

2.1.2.2. Batteriespeicher

Die Erzeugungsauslagen für Batteriespeicher sind wie die Erzeugungsauslagen für Tagesspeicher (vgl. Kapitel 2.1.2.1.1 zu bestimmen. Die Funktionsweise von Batteriespeichern ist der von Tagesspeichern sehr ähnlich. Auch Batteriespeicher sind aufgrund ihres begrenzten Speichervolumens nur kurzzeitig einsetzbar und damit untertägigen Preisschwankungen in gleicher Weise unterworfen. Auch bei Batteriespeichern ist der Vorgang der Ein- und Ausspeicherung zu unterscheiden, was dem Pumpen- und Turbineneinsatz beim Tagesspeicher entspricht.

2.1.3. Sonstige maßnahmenbezogene Kosten

Abhängig vom jeweiligen Primärenergieträger sind unterschiedliche sonstige maßnahmenbezogene Kosten und Erlöse zu erstatten. Im Einzelfall ist nachzuweisen, dass die erhöhten Kosten kausal auf der Redispatch-Maßnahme beruhen und in welcher Höhe Kosten bzw. Erlöse angefallen sind. Kosten für die Abrechnung der Redispatch-Maßnahmen sind nicht erstattungsfähig. Pauschale Abrechnungsverfahren sind nur zulässig, wenn diese ausdrücklich vorgesehen sind.

2.1.3.1. Außerordentliche variable Instandhaltungskosten

Außerordentliche variable Instandhaltungskosten sind zu vergüten, sofern diese erheblich sind. Die Instandhaltungsaufwendungen müssen kausal auf einer Redispatch-Maßnahme beruhen. Der Anlagenbetreiber ist zum Nachweis der Kausalität und der Höhe gegenüber dem Netzbetreiber verpflichtet.

2.1.3.2. Reststoffentsorgungs- oder Verwertungskosten bzw. -erlöse

Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, die im unmittelbaren Zusammenhang mit der Fahrweise des Kraftwerks stehen, können unter Umständen zu Verkaufserlösen führen oder bedürfen einer gesonderten Behandlung als Abfall- oder Reststoffe und verursachen dadurch Kosten. Die Reststoffentsorgungs- oder Verwertungskosten bzw. -erlöse müssen unmittelbar kausal auf den einzelnen Stromerzeugungsvorgang zurückzuführen sein, um im Redispatch-Fall einem finanziellen Ausgleich zugeführt werden zu können.

Als Beispiele können die Entsorgung des Kraftwerksreststoffs „Asche“ oder die Verkaufserlöse aus der Rauchgas-Entschwefelung genannt werden. Als Nebenprodukt der Rauchgas-Entschwefelung entsteht eine Calciumsulfat-Verbindung. Diese ist chemisch betrachtet identisch mit Naturgips – ein künstlich hergestellter, technischer Gips sozusagen, der für Baustoffprodukte genauso verwendet wird wie Naturgips.

2.1.3.3. Brennstoffhandelsverluste oder -gewinne

Verluste aus dem Handel mit Brennstoffen, die für die Redispatch-Maßnahme beschafft und nicht abgerufen wurden, sind vom Netzbetreiber zu erstatten. Etwaige Handelsgewinne muss der Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber abführen.

2.1.3.4. Vermiedene Netznutzungsentgelte (§ 18 StromNEV)

Im Falle einer redispatchbedingten Leistungsabsenkung sind Arbeitserlöse für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV dem Betreiber einer thermischen Erzeugungsanlage zu erstatten. Sie ergeben sich als Produkt der Arbeitsmenge und dem jeweiligen Arbeitspreis für die Vergütung der dezentralen Einspeisung (vermiedene Netzentgelte) nach § 18 Abs. 2 StromNEV für die Netznutzung des vorgelagerten Netz- oder Umspannebene (>2.500h) und dem Normierungsfaktor r_{VNNE}.

Position	Einheit
Arbeitspreis für die Vergütung der dezentralen Einspeisung nach § 18 Abs. 2 StromNEV der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene (>2.500h) Leistungspreis für die Vergütung der dezentralen Einspeisung nach § 18 Abs. 2 StromNEV der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene (>2.500h)	€/MWh

Beispielhaft gilt:

Vermiedene Netznutzungsentgelte =

*Arbeitspreis (>2.500h) * Normierungsfaktor + Leistungspreis (>2.500h)*

Entgangene Erlöse aus vermiedenen Netznutzungsentgelten werden am Jahresende anlagenscharf verrechnet. Hierzu wird die Differenz zwischen der Summe der vermiedenen Netzentgelte nach den ursprünglich geplanten Fahrplänen ohne angeforderte Wirkleistungsreduktion durch den Netzbetreiber und der Summe der vermiedenen Entgelte nach den Fahrplänen einschließlich der angeforderten Wirkleistungsreduktion gebildet. Diese Differenz ist durch die Summe aller Redispatch-Mengen des Blocks zu dividieren (es ergeben sich Kosten in €/MWh) und entsprechend mit den getätigten Redispatch-Mengen zu verrechnen.

Beispielhaft gilt:

entgangene Leistungserlöse aus VNNE (jährlich) =

Leistungserlöse (ursprüngliche FP) – Leistungserlöse (RD FP)

Dabei erstattet der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber positive Werte. Negative Werte führen dagegen zu keiner Erstattung des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber, da der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber durch die Redispatch-Maßnahme die Möglichkeit nimmt, kurzfristig die Anlage selbständig hochzufahren, um dieselbe Vermeidungsleistung zu erzielen. Hierdurch entstehen Opportunitätskosten nach Maßgabe des § 18 StromNEV. Eine Ex-ante-Bestimmung ist nicht möglich.

2.1.3.5. Ausgleichsenergiekosten

Durch Redispatch-bedingte An- und Abfahrten wie auch Gradienten (Rampen) können Abweichungen zwischen Ist-Fahrweise und Fahrplan entstehen. Die Folgen dieser Abweichungen liegen alleine in der Verantwortung des bilanzkreisführenden Anlagenbetreibers.

2.1.3.6. Umplanungskosten

Es gibt Situationen, in denen das im KWEP-Prozess gemeldete freie Redispatch-Potenzial aufgrund von Regelleistungs- oder Reservevorhaltung für die Engpassbeherrschung im Standard-Redispatch nicht ausreicht. Gleichzeitig besteht das Interesse auf Seiten der Netzbetreiber sowie die technische Möglichkeit auf Seiten der Anlagenbetreiber, durch Umplanung und Verlagerung der Stromerzeugung das volle technische Redispatch-Potenzial der Anlage nutzbar zu machen. Die zusätzlich er-

schlossenen Potenziale sind nach den allgemeinen Maßgaben zu vergüten. Für den Anlagenbetreiber sind mit der Umplanung, abgesehen vom operativen Mehraufwand, Mehrkosten infolge der Abweichung von seiner kostenminimalen Einsatzplanung verbunden. Die Mehrkosten sind vom Anlagenbetreiber nachzuweisen und vom Netzbetreiber zu vergüten. Daher ist für solche Sondermaßnahmen eine vorherige bilaterale Abstimmung über die zusätzliche Redispatch-Leistung durchzuführen.

2.1.3.7. Zusätzliche Kosten für den Strom-Eigenbedarf

Ordnet der Netzbetreiber einen Stillstand einer Energieerzeugungsanlage an, so sind die Kosten für den entnommenen Strom zur Deckung des Eigenbedarfs zu erstatten. Gleiches gilt, wenn der Netzbetreiber die Anlage auffordert aus dem Stillstand auf die Mindestleistung hochzufahren.

2.1.3.8. Sonstige Zusatzkosten

Sonstige im Einzelfall entstehende Zusatzkosten sind individuell nachzuweisen. Sollte sich herausstellen, dass dem Anlagenbetreiber oder dem Netzbetreiber aufgrund einer Redispatch-Maßnahme oder bei Änderung einer bestehenden Redispatch-Maßnahme, zusätzliche Kosten oder Erlöse entstehen, müssen diese dem Anlagenbetreiber bzw. dem Netzbetreiber ebenso erstattet werden, sofern diese nachgewiesen wurden. Dies gilt auch für Aufwendungen, die er nicht mehr abwenden oder verringern kann.

2.2. Anteiliger Werteverbrauch (Nr. 2)

Die Vergütung umfasst gemäß § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 2 EnWG auch Kosten für den anteiligen Werteverbrauch. Der anteilige Werteverbrauch (§ 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 2 i. V. m Abs. 3 EnWG) wird auf Grund der gesetzlichen Fiktion in Verbindung mit der tatsächlichen Anpassung der Wirkleistungseinspeisung gesetzt.

Der anteilige Werteverbrauch ist gemäß § 13 Abs. 3 EnWG als Quotient aus dem handelsrechtlichen Restwert und der handelsrechtlichen Restnutzungsdauer, als lineare Abschreibung des Restwertes interpretierbar.[12] Dieser Quotient ist mit dem Verhältnis der anrechenbaren Betriebsstunden für Redispatch-Maßnahmen zu den bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden zu multiplizieren.

Formelhaft gilt demnach:

Anteiliger Werteverbrauch =

$$\sum_i^n \frac{handelsrechtlicher\ Restwert\ Wirtschaftsgut_i}{handelsrechtliche\ Restnutzungsdauer\ Wirtschaftsgut_i} \times \frac{anrechenbare\ Betriebsstunden}{bei\ Investitionsentscheidung\ geplante\ Betriebsstunden}$$

2.2.1. Handelsrechtliche Restwerte und -nutzungsdauern

Grundlage für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs nach § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 2 EnWG sind laut § 13a Abs. 3, 1. HS EnWG die handelsrechtlichen Restwerte und handelsrechtlichen Restnutzungsdauern in Jahren. Die Werte des relevanten Sachanlagevermögens sind aus der Handelsbilanz (gemäß Handelsgesetzbuch - HGB) des Unternehmens zu übernehmen bzw. hieraus abzuleiten.

[12] Die handelsrechtliche Abschreibung kann, beispielsweise durch Sonder-Abschreibungen oder Phasen alternativer Abschreibungsmodelle, davon abweichen.

In der Praxis ist eine Stromerzeugungsanlage in der Anlagenbuchhaltung durch eine Vielzahl von Wirtschaftsgütern repräsentiert, dazu kommen anteilig die anlagenübergreifenden Positionen. Der größte Teil des Sachanlagevermögens (technische Betriebsvorrichtungen wie Kessel, Turbine, Generator usw.) sollte den einzelnen Erzeugungsanlagen (Blöcken) im Kraftwerk direkt zugeordnet sein. Zu den block- bzw. anlagenübergreifenden Einrichtungen zählen alle Positionen, die unmittelbar für die Stromerzeugung notwendig sind (z. B. Betriebsgebäude, Brennstoffversorgungsanlagen, Leitstände). Diese bedürfen der sachgerechten Schlüsselung. Als Schlüssel kommen in erster Linie für die anlagenübergreifenden Einrichtungen gleiche Anteile für jeden Block und für die technischen Betriebsvorrichtungen das Verhältnis der insgesamt installierten Netto-Leistung[13] zur Leistung der einzelnen Anlage in Betracht.

Für die Nachvollziehbarkeit sind die zur Anlage gehörenden Komponenten in aggregierter Form in Summe mindestens einmal jährlich anzugeben:

- Aktivierungszeitpunkt / Abschreibungsbeginn
- Anschaffungs-/Herstellungskosten,
- verwendete Abschreibungsmethoden (linear oder degressiv), Nutzungsdauer oder AfA-Satz,
- vorgenommene Sonderabschreibungen, Anlagen zu- und Anlagenabgänge,
- Anteile der blockübergreifenden Einrichtungen (Standort-Aufschlüsselung)

Sonderabschreibungen, Zuschreibungen, Anlagenzugänge und -abgänge u. ä. sind bei der Restwertermittlung einzubeziehen. Die Festlegung des Stichtages zur Mitteilung des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber über die Restwerte, die aus den Zahlen des geprüften Jahresabschlusses abgeleitet sind und die sachgerechte sowie für den Netzbetreiber nachvollziehbare Schlüsselung der blockübergreifenden Einrichtungen, erfolgt mittels bilateraler Abstimmung. Die Anwendung der Restwerte in der Abrechnung erfolgt sodann ab dem zweiten Kalendertag nach der Übermittlung.

Dies erlaubt zunächst eine Plausibilitätskontrolle durch den Netzbetreiber. Wesentliche Änderungen gegenüber dem Vorjahr (z.B. Sonderabschreibungen, Zuschreibungen, Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen) sind für jede betroffene zu der Anlage gehörende Komponente zu erläutern und zu beziffern.

2.2.2. Verhältnis anrechenbare zu geplanten Betriebsstunden

Weder der Gesetzestext noch die Gesetzesbegründung enthalten Aussagen zur Ermittlung der beiden ins Verhältnis zu setzenden Größen. Der Werteverbrauch wird teilweise aus der Buchhaltung (handelsrechtliche Restwerte) abgeleitet, allerdings aufgrund der Multiplikation mit dem Betriebsstundenverhältnis zu einer fiktiven (kalkulatorischen) Rechengröße.

Aufwendungen durch zusätzlichen Verschleiß oder Instandhaltungskosten fallen hingegen unter die nach § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 EnWG abzugeltenden „notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung“ und nicht unter den anteiligen Werteverbrauch. Diese Aufwendungen entstehen unabhängig von handelsrechtlichen Restwerten.

Weder die „anrechenbaren“ noch die „bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden“ sind gesetzlich definiert. Es gelten die nachfolgenden Definitionen:

---

13 Die Informationen zur installierten Netto-Leistung erhalten die Übertragungsnetzbetreiber bspw. im Rahmen des sog. KWEP-Prozesses.

2.2.2.1. Anrechenbare Betriebsstunden

Grundsätzlich sind die anrechenbaren Betriebsstunden gegeben durch die Zeit vom Beginn bis zum Ende der Redispatch-Maßnahme. Die beiden Viertelstunden, in denen die Maßnahme beginnt bzw. endet, zählen vollständig dazu. Das Ende der Redispatch-Maßnahme wird durch die Wiederherstellung des Ausgangszustandes (Betriebspunkt) vor der Maßnahme erreicht.

Ändert die in Betrieb befindliche Anlage ihren Betriebspunkt nicht anweisungsgemäß, sondern erst verzögert, gilt Folgendes:

> Die anrechenbaren Betriebsstunden beginnen erst mit der Viertelstunde, in der die Anlage ihren Betriebspunkt, und damit die Netzeinspeisung, tatsächlich aufgrund der Redispatch-Anforderung ändert.
>
> Die anrechenbaren Betriebsstunden enden bereits mit der Viertelstunde, in der die Redispatch-Vorgabe durch den Netzbetreiber endet.

Erfordert die Redispatch-Maßnahme das Anfahren einer Anlage (Wirkleistungserhöhung), beginnen die anrechenbaren Betriebsstunden mit der Viertelstunde, in der der Wieder-Anfahrprozess beginnt.

Sowohl bei positivem als auch bei negativem Redispatch fallen anrechenbare Betriebsstunden an.

2.2.2.1.1. Quotierung

Die Betriebsstunden sind allerdings zu quotieren. Dies richtet sich nach der vom Netzbetreiber durch den Redispatch gesperrten Leistung geteilt durch die für den Redispatch gesperrte Leistung und die durch den Anlagenbetreiber genutzte Leistung. Das entspricht einer angemessenen Risikoverteilung und trägt insbesondere dem Gedanken des OLG Düsseldorf (vgl. Kapitel 1.3.1.) bezüglich der Berücksichtigung von Handelsgewinnen in einer praktisch handhabbaren Art und Weise Rechnung. Um negative Rückwirkungen auf den Strommarkt von vornherein auszuschließen, wird mittels eines Markttests die Anwendung der neuen Quotierung der anrechenbaren Betriebsstunden des anteiligen Werteverbrauchs nur für den Fall, dass auf den ersten Blick kein strategisches Bieterverhalten der Anlagenbetreiber erkannt werden kann, gewährt.

Für die Festlegung, ob die Quotierung der anrechenbaren Betriebsstunden des anteiligen Werteverbrauchs nach der „Quotierung ALT“ oder „Quotierung NEU“ berechnet wird, wird auf Viertelstundenbasis ein sogenannter Markttest durchgeführt. Dabei wird der stündliche day-ahead Preis aus der Auktion des im Vorjahr liquidesten Börsenplatzes mit dem Strikepreis der Anlage verglichen. Um zusätzlichen Kostenkomponenten wie bspw. Startkosten oder betriebsstundenabhängigen Kosten Rechnung zu tragen, wird pauschal ein Toleranzband von +/ 10% um den Strikepreis berücksichtigt. Beim Markttest wird spiegelbildlich zwischen positivem und negativem Redispatch unterschieden.

Für positiven Redispatch gilt:

> Marktpreis < Strikepreis, zuzüglich 10% = „Quotierung NEU“
>
> Marktpreis ≥ Strikepreis, zuzüglich 10% „Quotierung ALT“

Für negativen Redispatch gilt:

> Marktpreis ≥ Strikepreis, abzüglich 10% = „Quotierung NEU“

Marktpreis < Strikepreis, abzüglich 10% = „Quotierung ALT“

Eine Ausnahme gilt für den Fall, dass die Anlage geplant (und tatsächlich) mit Mindestteillast (ggf. inklusive der dem Block zugeordneten Einschränkung aus negativer Regelleistungsvorhaltung) oder sofern und soweit die Anlage zur Erzeugung von Prozess-, bzw. Fernwärme oder zur Abfallverwertung betrieben wird. In diesen Viertelstunden wird kein Markttest durchgeführt und die „Quotierung NEU“ angewendet.

Für den Markttest bei Speichern wird der Strikepreis für positiven und negativen Redispatch wie in Kapitel 2.1.1.2. ermittelt. Für positiven und für negativen Redispatch gilt dabei der Mittelwert zwischen Turbinen-Grenzpreis gT und Pumpen-Grenzpreis gP als Strikepreis.

2.2.2.1.2. Quotierung bei thermischen Kraftwerken

Für die neue Quotierung der anrechenbaren Betriebsstunden des anteiligen Werteverbrauchs wird die durch den Netzbetreiber gesperrte Leistung $P_{gesperrt\,\mathrm{RD}}$ der durch den Anlagenbetreiber genutzten Leistung $P_{genutzt\,KWB}$ und der im Redispatch gesperrten Leistung $P_{gesperrt\,\mathrm{RD}}$ entgegengestellt. Aus dem Verhältnis ergibt sich nach erfülltem Markttest die in der Vergütung anzusetzende Quotierung.

$$\text{Quotierung NEU} = \frac{P_{gesperrt\ RD}}{P_{gesperrt\ RD} + P_{genutzt\ KWB}}$$

Da die Redispatch-Anweisung neben der reinen Änderung der geplanten Fahrweise um den Delta-Fahrplan der Anweisung außerdem mit Restriktionen bezüglich der maximalen und minimalen Einspeisung eines Kraftwerks einhergeht, wird die so gesperrte Leistung als durch den Netzbetreiber genutzte Leistung gezählt. Es handelt sich um dieselbe gesperrte Leistung, die für die Berechnung der entgangenen Intraday-Deckungsbeiträge angesetzt wird. Diese durch Redispatch gesperrte Leistung richtet sich dabei nach der Art der Anweisung und wird in der Regel auf Basis der vor der letzten Änderung des Redispatch-Zeitreihenwertes durch den Einsatzverantwortlichen übermittelten KWEP-Meldung berechnet.

Als durch den Anlagenbetreiber genutzte Leistung gilt bei positivem Redispatch die vermarktete Leistung der Anlage. Dazu zählt sowohl eine Vermarktung von Fahrplanenergie als auch eine Vermarktung von positiver Regelleistung sowie die Vorhaltung von positiver Besicherungsleistung bspw. für Regelleistungsvorhaltung eines anderen Blocks. Da negative Regelleistungs- und Besicherungsscheiben sich stets mit einer Vermarktung von Fahrplanenergie decken, werden diese nicht extra in der durch den Anlagenbetreiber genutzten Leistung gezählt.

Zur Vermarktung von Fahrplanenergie zählt sowohl eine vor der Redispatchanweisung durchgeführte Day-Ahead-Vermarktung, als auch etwaige unter Redispatch getätigte Geschäfte in Verkaufsrichtung. Dabei werden im Zeitverlauf in entgegengesetzter Richtung getätigte Geschäfte nicht doppelt gezählt.

Um die gesamte für den Block unter Redispatch getätigte Vermarktung abzubilden, wird daher zur Berechnung von $P_{genutzt\,KWB}$ auf die durch den Einsatzverantwortlichen final gemeldete KWEP-Meldung zurückgegriffen. Die Berechnung erfolgt auf Basis der folgenden Datenfelder der finalen KWEP-Meldung.

$$P_{genutztKWB,posRD} = P_{ohneRD,final} + P_{Bes,pos+RL,pos,\mathrm{final}}$$

mit

$$P_{Bes,pos+RL,pos,final} = (+\text{BES}_{\text{KWEP,final}}) + (+\text{PRL}_{\text{KWEP,final}}) + (+\text{SRL}_{\text{KWEP,final}}) + (+\text{MRL}_{\text{KWEP,final}})$$

$$P_{\text{ohneRD,final}} = \text{PROD}_{\text{KWEP,final}} - (+\text{RDA}_{\text{KWEP,final}}) + (-\text{RDA}_{\text{KWEP,final}})$$

$P_{\text{ohneRD,final}}$ ist hierbei die Fahrplan-Vermarktung für den Block, die sich in der final übermittelten Planungsmeldung ergibt, wenn die Redispatch-Abrufe ($+\text{RDA}_{\text{KWEP,final}}$) und ($-\text{RDA}_{\text{KWEP,final}}$) aus dem Wert der geplanten Einspeisung $\text{PROD}_{\text{KWEP,final}}$ herausgerechnet werden. $P_{Bes,pos+RL,pos,\text{final}}$ ist die Summe der für den Block vermarkteten Regelleistungs- und Besicherungsscheiben.

Bei negativem Redispatch hat der Anlagenbetreiber bereits vor der Redispatch-Anweisung Fahrplanenergie bspw. day ahead vermarket. Durch die Redispatch-Anweisung wird die eingespeiste Leistung des Blocks reduziert. Je nach Art der Anweisung kann der Anlagenbetreiber unter Umständen noch nach der RD-Anweisung weiter intraday handeln, um die Einspeiseleistung weiter zu reduzieren. Zur durch den Anlagenbetreiber genutzten Leistung gehört im Falle von negativem Redispatch auch die bereits vor der Redispatch-Anweisung vermarktete Leistung. Um diese zu bestimmen wird anders als bei positivem Redispatch auf die letzte durch den Einsatzverantwortlichen übermittelte KWEP-Meldung vor der Redispatch-Anweisung zurückgegriffen. Hierzu werden die Werte aus der KWEP-Meldung genommen, die als letztes vor dem Zeitpunkt gemeldet wurden, zu dem mit Bezug auf die betroffene Viertelstunde der finale Stand der RD-Anweisung angewiesen wurde. Da negative Regelleistungs- und Besicherungsscheiben sich stets mit einer Vermarktung von Fahrplanenergie decken, werden diese nicht extra in der durch den Anlagenbetreiber genutzten Leistung gezählt. Auch eine Vermarktung von positiver Regelleistung sowie die Vorhaltung von positiver Besicherungsleistung bspw. für Regelleistungsvorhaltung eines anderen Blocks zählt beim negativen Redispatch zur genutzten Leistung.

Die Berechnung der genutzten Leistung ergibt sich wie folgt:

$$P_{genutztKWB,negRD} = P_{\text{ohneRD,vorRD}} + P_{Bes,pos+RL,pos,\text{vorRD}}$$

mit

$$P_{Bes,pos+RL,pos,\text{vorRD}} = (+\text{BES}_{\text{KWEP,vorRD}}) + (+\text{PRL}_{\text{KWEP,vorRD}}) + (+\text{SRL}_{\text{KWEP,vorRD}}) + (+\text{MRL}_{\text{KWEP,vorRD}})$$

$$P_{\text{ohneRD,vorRD}}{}^{14} = \text{PROD}_{\text{KWEP,vorRD}} - (+\text{RDA}_{\text{KWEP,vorRD}}) + (-\text{RDA}_{\text{KWEP,vorRD}})$$

Eine Berechnung der durch den Anlagenbetreiber vermarkteten Leistung aus den KWEP-Meldungen führt nur zu korrekten Ergebnissen, wenn die Datenqualität der Meldungen entsprechend gut ist. Würde beispielsweise ein getätigtes Intraday-Geschäft nach Anweisung von positivem Redispatch nicht mehr in der finalen KWEP Meldung berücksichtigt, so ergäbe sich ein zu geringer Anteil des Anlagenbetreibers an der genutzten Leistung und damit eine zu hohe Vergütung von Werteverbrauch. Falls durch Überprüfung der KWEP-Datenqualität Abweichungen bekannt werden, die in der Verantwortung des Einsatzverantwortlichen liegen, wird daher der Werteverbrauch entsprechend der im Branchenleitfaden Redispatch Vergütung beschriebenen Quotierung vergütet. Die Nachweispflicht liegt beim Netzbetreiber. Zu Abweichungen in der Verantwortung des Einsatzverantwortlichen

14 Auch bei der Berechnung von $P_{\text{ohneRD,vorRD}}$ werden die in der KWEP-Meldung bereits enthaltenen Redispatch-Abrufzeitreihen vom gemeldeten PROD-Wert abgezogen. Hier können insbesondere dann Werte enthalten sein, wenn die Redispatch-Anweisung in mehreren Versionen angepasst wird und bereits der Abruf einer vorangegangenen Anweisungsversion in den Planungsdaten berücksichtigt wurde.

gehören beispielsweise deutliche Abweichungen zwischen $PROD_{KWEP,final}$ und dem viertelstündlichen Mittelwert der gemessenen Einspeisung, die nicht durch Abruf von Regelleistung oder Fahrplanrampen zu erklären sind, Inkonsistenzen der Leistungsscheiben in dem Datensatz, der für die Berechnung herangezogen werden soll oder ein Ausfall der KWEP-Meldung.

Die bloße Warmhaltung einer thermischen Anlage auf Verlangen eines Netzbetreibers, damit diese innerhalb einer bestimmten Zeit in Betrieb genommen werden kann, führt zu einem Kostenerstattungsanspruch für die Warmhaltung (Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13 a Abs. 2 Satz 3 Nr. 4 EnWG), nicht aber zu anrechenbaren Betriebsstunden.

2.2.2.1.3. Quotierung bei Speichern

Analog zur Quotierung für thermische Kraftwerke wird für die neue Quotierung für Speicher wie oben beschrieben die durch den Netzbetreiber genutzte Leistung (durch Redispatch gesperrte Leistung) im Verhältnis zur durch den Anlagenbetreiber genutzten Leistung $P_{genutzt\ KWB}$ ermittelt.

$$\text{Quotierung NEU} = \frac{P_{gesperrt\ RD}}{P_{gesperrt\ RD} + P_{genutztKWB}}$$

Aufgrund der spezifischen Besonderheit von Speichern mit Turbinen- oder Pumpbetrieb ist die durch den Anlagenbetreiber genutzte Leistung bei Redispatch die vermarktete Leistung der Anlage (Day-Ahead und Intraday) korrigiert um die Redispatch-Anweisung durch den Netzbetreiber. Hierbei zählt sowohl ein resultierender Pump- als auch Turbinenbetrieb als positive durch den Anlagenbetreiber genutzte Leistung. Daher wird vom vorzeichenbehaften Arbeitspunkt der Betrag gezählt. Um die für Regelleistung und Besicherung zusätzlich zur Fahrplanenergie genutzte Regelleistungsscheibe zu bestimmen werden positive und negative Leistungsscheiben mit dem Arbeitspunkt ohne Redispatch verglichen. Dies trägt dem Punkt Rechnung, dass Speicher ggf. in der Lage sind sowohl in positive als auch in negative Richtung Leistung aus dem Stillstand vorzuhalten.

Die Berechnung erfolgt bei Speichern sowohl für positiven als auch negativen Redispatch auf Basis der Datenfelder der finalen KWEP-Meldung wie folgt:

$$P_{genutztKWB} = |P_{\text{PSKW ohneRD,final}}| + P_{zusätzlich,Bes,pos+RL,pos,\text{final}} + P_{zusätzlich,Bes,neg+RL,neg,\text{final}}$$

mit

$$P_{\text{PSKW ohneRD,final}} = PROD_{KWEP,\text{final}} - VERB_{KWEP,\text{final}} - \text{+RDA}_{KWEP,\text{final}} + \text{ -RDA}_{KWEP,\text{final}}$$

$$P_{Bes,pos+RL,pos,final} = \left(\text{+BES}_{KWEP,final}\right) + \left(\text{+PRL}_{KWEP,final}\right) + \left(\text{+SRL}_{KWEP,final}\right) + \left(\text{+MRL}_{KWEP,final}\right)$$

$$P_{Bes,neg+RL,neg,final} = \left(\text{-BES}_{KWEP,final}\right) + \left(\text{-PRL}_{KWEP,final}\right) + \left(\text{-SRL}_{KWEP,final}\right) + \left(\text{-MRL}_{KWEP,final}\right)$$

$$P_{zusätzlich,Bes,pos+RL,pos,final} = \max\left(0\ , P_{Bes,pos+RL,pos,final} - \max\left(0, (-1) * P_{PSKW\,ohneRD,final}\right)\right)$$

$$P_{zusätzlich,Bes,neg+RL,neg,final} = \max\left(0\ , P_{Bes,neg+RL,neg,final} - \max\left(0, P_{PSKW\,ohneRD,final}\right)\right)$$

Wobei gilt:

$P_{gesperrt\ RD}$	durch den Netzbetreiber genutzte Leistung
$P_{genutztKWB}$	durch den Anlagenbetreiber genutzte Leistung

$P_{genutztKWB,posRD}$	durch den Anlagenbetreiber genutzte Leistung bei positivem Redispatch
$P_{PSKW\,ohneRD,final}$	Fahrplan-Vermarktung für den Block korrigiert um den darin enthaltenen Redispatch-Abruf aus final übermittelter KWEP-Meldung des Blocks
$P_{Bes,pos+RL,pos,}$final	Summe der für den Block vermarkteten positiven Regelleistungs- und Besicherungsscheiben aus der finalen KWEP-Meldung des Blocks
+$BES_{KWEP,final}$	Positive Besicherungsleistung aus der finalen KWEP-Meldung des Blocks
+$PRL_{KWEP,final}$	Leistungsvorhaltungen für positive Primärregelleistung aus der finalen KWEP-Meldung des Blocks
+$SRL_{KWEP,final}$	Leistungsvorhaltungen für positive Sekundärregelleistung aus der finalen KWEP-Meldung des Blocks
+$MRL_{KWEP,final}$	Leistungsvorhaltungen für positive Minutenreserveleistung aus der finalen KWEP-Meldung des Blocks
$PROD_{KWEP,final}$	Wert Produktion aus der finalen KWEP-Meldung des Blocks
+$RDA_{KWEP,final}$	Positiver Redispatchabruf aus der finalen KWEP-Meldung des Blocks
-$RDA_{KWEP,final}$	Negativer Redispatchabruf aus der finalen KWEP-Meldung des Blocks
$P_{PSKW\,ohneRD,final}$	Fahrplan-Vermarktung für einen Speicher korrigiert um den darin enthaltenen Redispatch-Abruf aus final übermittelter KWEP-Meldung des Blocks. Bei final resultierendem Kauf von Fahrplanenergie wird der Wert negativ.
$P_{zusätzlich,Bes,pos+RL,pos,final}$	positive Regelleistung und Besicherung, die zusätzlich zur vermarkteten Fahrplanenergie durch freie Turbinenleistung vorgehalten wird
$P_{zusätzlich,Bes,neg+RL,neg,final}$	negative Regelleistung und Besicherung, die zusätzlich zur vermarkteten Fahrplanenergie durch freie Pumpenleistung vorgehalten wird
$P_{genutztKWB,negRD}$	durch den Anlagenbetreiber genutzten Leistung bei negativem Redispatch
$P_{\text{ohneRD,vorRD}}$	Fahrplan-Vermarktung für den Block korrigiert um den darin enthaltenen Redispatch-Abruf aus der letzten KWEP-Meldung des Blocks vor der letzten Änderung der Redispatch-Anweisung
$P_{Bes,pos+RL,pos,}$vorRD	Summe der für den Block vermarkteten positiven Regelleistungs- und Besicherungsscheiben aus der letzten KWEP-Meldung des Blocks vor der letzten Änderung der Redispatch-Anweisung
+$BES_{KWEP,vorRD}$	Positive Besicherungsleistung aus der letzten KWEP-Meldung des Blocks vor der letzten Änderung der Redispatch-Anweisung
+$PRL_{KWEP,vorRD}$	Leistungsvorhaltungen für positive Primärregelleistung aus der letzten KWEP-Meldung des Blocks vor Redispatch-Anweisung
+$SRL_{KWEP,vorRD}$	Leistungsvorhaltungen für positive Sekundärregelleistung aus der letzten KWEP-Meldung des Blocks vor der letzten Änderung der Redispatch-Anweisung
+$MRL_{KWEP,vorRD}$	Leistungsvorhaltungen für positive Minutenreserveleistung aus der letzten KWEP-Meldung des Blocks vor der letzten Änderung der Redispatch-Anweisung
$PROD_{KWEP,vorRD}$	Wert Produktion aus der letzten KWEP-Meldung des Blocks vor der letzten Änderung der Redispatch-Anweisung
+$RDA_{KWEP,vorRD}$	Positiver Redispatchabruf aus der KWEP-Meldung des Blocks vor der letzten Änderung der Redispatch-Anweisung
-$RDA_{KWEP,vorRD}$	Negativer Redispatchabruf aus der KWEP-Meldung des Blocks vor der letzten Änderung der Redispatch-Anweisung
$VERB_{KWEP,final}$	Wert Verbrauch aus der finalen KWEP-Meldung des Blocks
$VERB_{KWEP,}$vor RD	Wert Verbrauch aus der letzten KWEP-Meldung des Blocks vor Redispatch
$P_{Bes,neg+RL,neg,}$ final	Summe der für den Block vermarkteten negativen Regelleistungs- und Besicherungsscheiben aus der finalen KWEP-Meldung des Blocks
$P_{Bes,neg+RL,neg,}$vor RD	Summe der für den Block vermarkteten negativen Regelleistungs- und Besicherungsscheiben aus der letzten KWEP-Meldung des Blocks vor Redispatch-Anweisung

2.2.2.2. Bei der Investitionsentscheidung geplante Betriebsstunden

Je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme einer Anlage können die „zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden“ zu den Betriebsstunden ermittelt werden. Soweit dort Angaben für frühere bzw. spätere Jahre fehlen, ist auf die älteste bzw. jüngste Angabe zurückzugreifen. Soweit der Zeitpunkt der endgütigen Investitionsentscheidung nicht eindeutig feststellbar ist, gilt ersatzweise eine auf Erfahrungswerten basierende Vorlaufzeit vor dem Zeitpunkt der ersten Netzschaltung. Diese typische Vorlaufzeit beträgt:

- bei Kohlekraftwerken fünf Jahre,
- bei Kernkraftwerken sieben Jahre,
- bei Wasserkraftwerken (einschließlich PSKW) sechs Jahre,
- bei Öl- und Gaskraftwerken drei Jahre.

Als Datenquelle für die jährlichen Betriebsstunden von Stromerzeugungsanlagen wurde die Kissy-Datenbank des VGB PowerTech e.V. herangezogen. Hier sind die Betriebsstunden der Anlagen nach verschiedenen Anlagenarten und -Merkmalen (Klassen) ausdifferenziert verzeichnet. Die Klassen sind unterschiedlich besetzt, teilweise nur durch einzelne Anlagen. Als Folge wirken sich untypische Besonderheiten (beispielsweise Revisionen) mitunter stark aus. Ebenso kommt es vor, dass für einzelne Klassen in bestimmten Jahren keine Daten vorliegen. Zur Abhilfe erfolgte daher eine starke Verdichtung der Daten unter Entfernung offensichtlicher Ausreißer.[15]

ENTWURF

[15] BDEW, Branchen-Leitfaden Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, 18.04.2018.

Anlagenart	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Kernkraft	4738	6318	6167	6488	6486	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Braunkohle	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	7478	7433	7465	7578	7602	7655	7719
Steinkohle	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	5631	5838	5907	6008	6146	6235	6300
Dampf-KW (Öl und Gas)	4868	4510	4259	3550	2959	2886	2780	2687	2753	2870	2566	2263
Gasturbine (Gas/Öl)	909	829	788	703	733	794	940	1129	1254	1335	1347	1271
PSKW (Pu./Turb.)	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.

Anlagenart	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Kernkraft	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Braunkohle	7644	7530	7589	7609	7554	7590	7543	7444	7416	7430	7494	7574
Steinkohle	6337	6314	6230	6199	6205	6255	6349	6434	6628	6775	6869	6895
Dampf-KW (Öl und Gas)	2033	1761	1542	1423	1425	1501	1637	1820	2094	2385	2463	2826
Gasturbine (Gas/Öl)	1128	1028	913	818	708	641	536	485	449	454	413	416
PSKW (Pu./Turb.)	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	3693

Anlagenart	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Kernkraft	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Braunkohle	7548	7519	7501	7420	7334	7362	7249	7287	7322	7425	7404	7540
Steinkohle	6917	6896	6747	6591	6464	6282	6149	6130	6052	5906	5906	5834
Dampf-KW (Öl und Gas)	3133	3453	3792	4178	4270	4324	4219	3925	3573	3211	2968	2774
Gasturbine (Gas/Öl)	438	454	456	516	599	580	548	522	456	390	350	336
PSKW (Pu./Turb.)	3657	3540	3534	3494	3489	3368	3385	3419	3361	3346	3427	3440

Anlagenart	2014	2015
Kernkraft	k. A.	k. A.
Braunkohle	7510	7594
Steinkohle	5604	5430
Dampf-KW (Öl und Gas)	2626	2669
Gasturbine (Gas/Öl)	362	437
PSKW (Pu./Turb.)	3317	3587

Für die ab dem Kalenderjahr 2016 in Betrieb genommenen Anlagen ist davon auszugehen, dass eine hinreichende Dokumentation der bei Inbetriebnahme geplanten Betriebsstunden vorliegt und ein anlagenscharfer Nachweis möglich ist.

2.3. Entgangene Erlösmöglichkeiten (Nr. 3)

Neben den notwendigen Auslagen für die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung und dem anteiligen Werteverbrauch sind den Anlagenbetreibenden die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten zu erstatten, wenn und soweit diese die Summe der zuvor dargestellten (unter Kapitel 2.1. und 2.2.) zu erstattenden Kosten übersteigen.

Redispatch-Maßnahmen gehen mit entgangenen Deckungsbeiträgen (Differenz aus zusätzlichen Erlösen und damit verbundenen Aufwendungen oder aus zusätzlichen Aufwendungen und damit verbundenen Einsparungen) einher. Im Fall einer Mehrproduktion ist der entgangene Deckungsbeitrag durch die entgangenen Erlösmöglichkeiten abzüglich der für die Mehrproduktion anzusetzenden Erzeugungskosten beschrieben. Im Fall einer Minderproduktion (d. h. Rückkauf vom Markt zu einem Preis unter den eigenen Erzeugungskosten) ist der entgangene Deckungsbeitrag beschrieben durch die ersparten Erzeugungskosten abzüglich der für den Rückkauf anzusetzenden Kosten. Der in **Anlage 2** näher beschriebene „Weber-Ansatz“ liefert den entgangenen Deckungsbeitrag in beiden Fällen direkt. Derartige Nutzenminderungen werden in der ökonomischen Terminologie auch als Opportunitätskosten bezeichnet.

Die Ursache für die Opportunitätskosten besteht in der Einschränkung der Flexibilität der Anlagennutzung, welche aus einer möglichen Anweisung zum Redispatch der dazu verpflichteten Kapazitäten folgt. Die Kapazität einer Anlage stellt eine Realoption dar – das bedeutet, ein Anlagenbetreiber hat durch den Bau bzw. Erwerb einer Anlage die Möglichkeit erworben, jederzeit Strom zu einem bestimmten Ausübungspreis (ausgedrückt in EUR/MWh; u. a. abhängig von den Brennstoffkosten) produzieren zu können, wenn es dem Betreiber betriebswirtschaftlich vorteilhaft erscheint. Das ist der Fall, wenn die durch den Stromverkauf erzielbaren Erlöse die mit der Produktionsentscheidung verbundenen Kosten übersteigen und somit ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann. Umgekehrt kann der Anlagenbetreiber auch darauf verzichten, von ihm vorab verkauften Strom in seiner Anlage selbst zu produzieren, wenn er den Strom unter seinen Produktionskosten vom Markt beziehen kann. In diesem Fall erwirtschaftet er einen zusätzlichen Deckungsbeitrag, wenn die durch den Stromeinkauf entstehenden Kosten die mit der Produktionsentscheidung verbundenen Kosten unterschreiten.

Da viele Faktoren des Strommarktes sowohl auf Angebots- als auch auf Nachfrageseite volatil und nur bedingt prognostizierbar sind, hat allein die Möglichkeit, kurzfristig auf unerwartete Entwicklungen reagieren zu können, einen signifikanten wirtschaftlichen Wert. Dieser Optionswert der Anlage wird sowohl durch umgesetzte, aber auch bereits durch drohende Redispatch-Maßnahmen zum Teil entwertet, wie nachfolgend dargestellt wird.

Wird eine Anlage im Rahmen einer Redispatch-Maßnahme zu einer Leistungsänderung angefordert, so ist aus Sicht der Netzbetreiber für die Dauer der Maßnahme eine strikte Beibehaltung des angeforderten Arbeitspunktes erforderlich (Redispatch-Maßnahme mit beidseitiger Fixierung). Für diesen Fall sind die Opportunitätskosten auf den Leistungsbereich anzusetzen, der ohne die Redispatch-Anweisung flexibel einsetzbar gewesen wäre (maximal die gesamte Anlagenleistung). Falls der Netzbetreiber der angewiesenen Anlage ausdrücklich Freiräume bei der Wahl des Arbeitspunktes einräumt (Redispatch-Maßnahme mit einseitiger Fixierung), wird bei der Kalkulation der Opportunitätskosten lediglich der durch die Redispatch-Anweisung gesperrte Leistungsbereich der Anlage herangezogen.

2.3.1. Optionswert auf unterschiedlichen Märkten

Ein Anlagenbetreiber kann seine Anlage grundsätzlich auf folgenden Märkten anbieten (sortiert in Richtung des Lieferzeitpunktes):

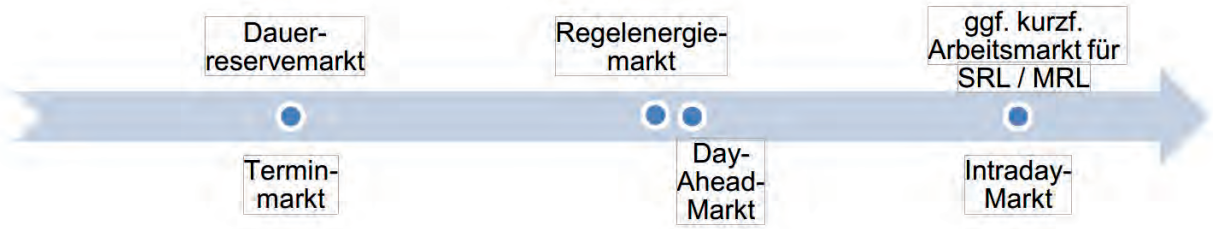

Abbildung 2[16]

Somit hat eine flexible Anlage auf diesen Märkten in der Regel auch einen Optionswert. Der Optionswert besteht darin, dass man die Anlage in bestimmten Stunden mit einem positiven Deckungsbeitrag (= Erlöse aus dem Betrieb abzüglich der damit verbundenen Kosten) betreiben oder einen zusätzlichen Deckungsbeitrag bei Ersatz der Eigenproduktion durch billigeren Fremdbezug erzielen kann. Hier wird vereinfachend davon ausgegangen, dass Anweisungen zum Redispatch ausschließlich nach der ersten Fahrplanabgabe um 14:30 Uhr am Tag vor der Einspeisungsanpassung erfolgen. Damit bleiben einem Anlagenbetreiber trotz der „drohenden" Redispatch-Maßnahme weiterhin alle Handelsmöglichkeiten auf dem Termin- und dem Day-ahead-Markt; insoweit tritt kein Nachteil ein.

Eine Redispatch-Maßnahme nach Abgabe des Day-ahead-Fahrplanes schränkt den Anlagenbetreiber dann jedoch in Bezug auf die Flexibilität einer kurzfristigen Produktionsanpassung ein. Diese geht mit Opportunitätskosten in folgender Hinsicht einher:

- Einschränkung der Anlage auf dem Intraday-Markt und/oder
- Einschränkung der Anlage zur Nutzung bzw. Vermarktung als Kraftwerksausfallreserve im Intraday, sofern die Reservevorhaltung nicht vorrangig ist gegenüber Redispatch-Anweisungen, und/oder
- Einschränkungen durch Einsatzrestriktionen

Opportunitätskosten können aus verschiedenen Gründen entstehen und sind daher auch unterschiedlich zu berechnen. Daher wird die o.g. Strukturierung eingeführt. Die drei genannten Einschränkungen bzw. Opportunitätskosten können nicht additiv, sondern nur alternativ zur Wirkung kommen.

2.3.2. Opportunitäten aufgrund von Flexibilitätsverlust im Intraday

Die Anlagenflexibilität besitzt einen Wert. Der Wert der Flexibilität ist bei der Vergütung von Redispatch-Maßnahmen zu berücksichtigen, da die Flexibilität, aufgrund der bei einer Redispatch-Maßnahme seitens der Netzbetreiber verlangten Fixierung der Stromeinspeisung, dem Betreiber nicht

16 BDEW, Branchen-Leitfaden Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, 18.04.2018.

mehr zur Verfügung steht. Der Anlagenbetreiber verliert nach der Redispatch-Anweisung die Fähigkeit, die Flexibilität der Anlage während der Redispatch-Maßnahme zu nutzen. Bei der Ermittlung der Intraday-Opportunität sind daher folgende Anforderungen zu berücksichtigen:

- Nachweiserbringung für entgangene Erlös- bzw. Einsparmöglichkeiten
- Ex-ante-Bezifferbarkeit der Kosten
- Transparente Vorgehensweise, Verwendung von allgemein verfügbaren Daten
- Begrenzter Rechenaufwand und Praktikabilität
- Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse

Die grundlegende Schwierigkeit der Nachweiserbringung für eine hypothetische (kontrafaktische) Situation, in diesem Fall die Annahme uneingeschränkter Anlagenflexibilität trotz Redispatch-Maßnahme, liegt darin, dass die zu bewertende Situation nie real geworden ist und somit ein echter Ex-post-Nachweis nie gelingen wird. Auch wenn die Situation in der Vergangenheit liegt und daher historische Ist-Daten zur Verfügung stehen, weichen diese von den kontrafaktisch erzielbaren Stromhandelspreisen und –mengen ab. Ein Nachweis – egal ob ex post oder ex ante geführt – erfordert stets Annahmen für die hypothetische Situation. Insofern besteht kein entscheidender qualitativer Unterschied zwischen Ex-post- und Ex-ante-Nachweis. Zudem passt nur dieser Ansatz zur Ex-ante-Bezifferung der Redispatch-Kosten durch die Anlagenbetreiber. Zusätzlich schließt ein solcher Ansatz Preisbewegungen, die sich während oder infolge aktueller Redispatch-Maßnahmen ergeben können, von der Beeinflussung der Redispatch-Vergütung aus.

Das von Prof. Dr. Weber angefertigte Gutachten „Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung“ enthält einen für die verschiedenen Anlagenarten geeigneten Vorschlag, wie die Opportunitätskosten unter Berücksichtigung der o. g. Anforderungen ermittelt werden können.[17] Beispielsweise wäre ein Index für Stundenkontrakte für eine Berechnung geeignet, um die kurzfristigen Volatilitäten des Intraday-Marktes abzubilden. Abzustellen ist auf den entsprechenden Index der Strombörse, die im ersten Quartal des vorangegangenen Kalenderjahres das höchste Handelsvolumen für Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland am Spotmarkt aufgewiesen hat. Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen die relevante Strombörse nach § 25 Abs. 1 S. 4 KapResV auf der gemeinsamen Internetplattform.

2.3.3. Opportunitäten aus Einsatzrestriktionen[18]

Hierbei handelt es sich um Einsatzrestriktionen, die zu bestimmten Zeitpunkten z. B. aufgrund von Begrenzungen der vorhandenen Brennstoffmenge, der jährlichen Betriebsstunden oder Reststromerzeugung entstehen können. In solchen Fällen versucht der Anlagenbetreiber, die Stromerzeugung der betroffenen Anlage auf die teuersten Stunden zu konzentrieren, um den Deckungsbeitrag zu

---

17 Dass die ermittelten Opportunitätskosten in diesem Ansatz auf einer aus historisch Daten abgeleiteten Volatilität beruhen und nicht auf den tatsächlichen, erst ex post feststehenden Preisbewegungen im kontinuierlichen Intradayhandel bestimmt werden, ist aus den geschilderten Gründen unvermeidbar und aufgrund der möglichen Abweichungen in beide Richtungen (Mehr- oder Mindervergütung) im Mittel zu vernachlässigen.

18 Für Speicher sind Einsatzrestriktionen, u.a. aufgrund der begrenzten Speicherkapazität, immer enthalten. Daher werden diese direkt bei der Berechnung der Erzeugungsauslagen (Anhang XX) berücksichtigt.

maximieren. Dazu hebt der Anlagenbetreiber den Einsatzpreis der Anlage soweit an, bis der nach seiner Preisprognose zu erwartende Einsatz in der Zukunft die maximale Erzeugung nicht mehr überschreitet. Im Fall einer Mindestbrennstoffabnahmemenge wird der Einsatzpreis soweit abgesenkt, bis die entsprechende Erzeugungsmenge die Mindestmenge ergibt.

Sofern der korrigierte Einsatzpreis nicht unmittelbar als Erzeugungsauslage im Sinne von § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 EnWG angesehen werden kann, muss die Differenz zwischen den regulären variablen Einsatzkosten und dem korrigierten Einsatzpreis als Opportunitätskosten behandelt werden. Wenn infolge eines Redispatch-Eingriffs das aus der Einsatzrestriktion abgeleitete Mengenziel des Anlagenbetreibers verfehlt wird und dadurch eine zusätzliche Pönale anfällt, bedarf dies eines zusätzlichen Ausgleichs, soweit die Redispatch-bedingte Erhöhung des Deckungsbeitrages hinter einer dadurch anfallenden zusätzlichen Pönale zurückbleibt.

Sofern einer dieser Fälle auftritt erfolgt die Abstimmung über das Vorgehen bilateral zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber.

2.4. Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft oder die Verschiebung einer geplanten Revision (Nr. 4)

Für Anlagen, die sich nicht in Betrieb befinden und für die erst die Betriebsbereitschaft hergestellt muss oder für die eine geplante Revision verschoben werden muss, sind die damit verbundenen Auslagen zu erstatten.

2.4.1. Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft

Hierunter sind die folgenden Kosten zu fassen:

- Zusätzliche Personalkosten, die für die erstmalige Herstellung der Betriebsbereitschaft, zusätzliche Betriebsbereitschaftszeiten oder infolge Verschiebung einer geplanten Reparatur erforderlich sind.
- Andere Mehrkosten, die für die erstmalige Herstellung der Betriebsbereitschaft, zusätzliche Betriebsbereitschaftszeiten oder infolge Verschiebung eines Testbetriebs oder einer geplanten Reparatur erforderlich sind.
- Übernahme von Zusatzkosten bei der Beschaffung von Brennstoffen (dazu zählen, wenn z. B. eine Mindestmenge an Brennstoffen an einem Standort gewährleistet werden soll, alle zuordenbare Kosten wie z. B. Logistikkosten, Leistungskosten für die Gastransportkapazitäten, Brennstoffverluste)
- Kosten für eine zusätzliche Entkonservierung und Konservierung einer Anlage.
- Kosten für das Warmhalten oder das Vorwärmen der Anlage (Erhalt der Betriebsbereitschaft) – führt nicht zu anrechenbaren Betriebsstunden.

2.4.2. Auslagen für die Verschiebung einer geplanten Revision

Der Abstimmungsprozess über Revisionen zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber wird jeweils im Vorjahr für das darauffolgende Kalenderjahr durchgeführt und schließlich vom Netzbetreiber im Rahmen ihrer Jahresfreischaltplanung berücksichtigt. Sofern aufgrund von Redispatch-Anforderungen geplante und abgestimmte Revisionen verschoben werden müssen, sind die Kosten ex ante abzuschätzen und dem Netzbetreiber mitzuteilen. Erst nach Durchführung der Maßnahme werden die Kosten und Kausalitäten verbindlich gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen.

ENTWURF

Zu den Auslagen zählen:

- Umbuchungskosten für externe Dienstleister, die mit der Revision im ursprünglich geplanten Zeitraum beauftragt waren
- Personalkosten, die zusätzlich zu der ursprünglich geplanten Revision entstehen
- Andere Mehrkosten, die durch die Verschiebung einer geplanten Revision entstehen

Darüber hinaus kann die mit der Verschiebung der geplanten Revision einhergehende längere Betriebsperiode mit potenziellen Risiken für einzelne Anlagenkomponenten verbunden sein. Die wesentlichen Risiken müssen dem Netzbetreiber bereits im Vorfeld einer Aufforderung zur Revisionsverschiebung mitgeteilt werden. Sofern es trotz der Mitteilung zu einem Ausfall von Komponenten kommt, welcher eindeutig auf die Verlängerung der Betriebsperiode zurückzuführen ist, hat der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber Anspruch auf eine Kompensation dieses Schadens und daraus resultierender Folgeschäden.

2.5. Entgangene Einnahmen, zuzüglich zusätzlicher Aufwendungen für EE- und KWK-Anlagen (Nr. 5)

Gemäß § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG sind im Fall der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung aus Anlagen nach § 3 Nummer 1 des EEG oder von KWK-Strom im Sinne des § 3 Abs. 2 KWK-G die entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen finanzielle auszugleichen. Zudem sind die ersparten Aufwendungen nach § 13 Abs. 2 S. 4 EnWG durch den Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber zu erstatten.

Die Kostenpositionen nach § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 bis 4 sind aufgrund des Anwendungsvorrangs der spezielleren Vorgaben nach Nr. 5 auf die Abregelung von EE-Anlagen und (vorrangberechtigter) KWK-Stromerzeugung nicht anwendbar (BT-Drs. 19/7375, 57). Diese Regelung betrifft damit den negativen Redispatch. Für die Erhöhung der Wirkleistungserzeugung (positiver Redispatch) sind die Regelungen nach § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 bis 4 EnWG anwendbar. Ausführungen z.B. für die Anwendungsfälle bei KWK- und Biogas-Anlagen finden sich daher ebenfalls in den Ausführungen zu § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 bis 4 EnWG innerhalb dieser Anlage.

Die Formulierung des § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG knüpft an die vorherige Regelung in § 15 Abs. 1 EEG a.F. an. Als "entgangene Einnahmen" waren – und sind – Zahlungen zu berücksichtigen, die der Anlagenbetreiber aufgrund der Anpassung der Wirkleistungseinspeisung seiner EE-Anlage (aufgrund der Redispatch-Maßnahme) nicht erhält. Der Schaden in Form der entgangenen Einnahmen muss unmittelbar kausal durch die Redispatch-Maßnahme entstehen.

Der Anlagenbetreiber ist nach der allgemeinen zivilrechtlichen Schadensminderungspflicht gehalten, seine entgangenen Einnahmen so gering wie möglich zu halten. Soweit er diese Obliegenheit verletzt, kürzt sich sein Anspruch auf Entschädigung entsprechend.

2.5.1. Entgangene Einnahmen

„Entgangene Einnahmen" sind Zahlungen, die der Anlagenbetreiber aufgrund der Anpassung der Wirkleistungseinspeisung gemäß § 13a Abs. 1 EnWG seiner vorrangberechtigten EE- oder KWK-Strom-Erzeugung nicht erhält. Der Schaden (=Zahlungsausfall) muss unmittelbar kausal durch die Anpassung entstehen, d.h. der jeweils in Rede Schaden muss im unmittelbaren Zusammenhang mit

der Fahrweise der Erzeugungsanlage stehen, mithin auf den einzelnen reduzierten Stromerzeugungsvorgang zurückzuführen sein. So sind in einer Vielzahl der Fälle die entgangene Vergütung nach dem EEG entgangene Einnahmen. Diese lassen sich anhand der Ausfallarbeit berechnen. Eine detaillierte Beschreibung der Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt in der Festlegung BK6-20-059 für volatile Einspeiser. Zusätzliche entgangene Einnahmen werden hier nicht abschließend dargestellt. Im Einzelfall hat eine Prüfung des Netzbetreibers anhand der dargestellten allgemeinen Kriterien zu erfolgen.

2.5.1.1. Herkunftsnachweise

Für EE- Strom, für den keine Zahlungen nach §§ 19 oder 50 EEG in Anspruch genommen wird, kann pro erzeugte Megawattstunde ein Herkunftsnachweis (HKN) ausgestellt und vermarktet werden. Das Umweltbundesamt (UBA) ist nach § 79 EEG i.V.m. der Erneuerbare-Energien-Verordnung die für die Ausstellung der HKN die zuständige Stelle. HKN dienen der Kennzeichnung des Stroms als Strom aus erneuerbaren Energien und sind damit Voraussetzung für die Vermarktung reinen EE-Stroms. Die Vermarktung der HKN erfolgt losgelöst von der Vermarktung der Strommengen und kann bis zu zwölf Monate nach Erzeugung des Stroms erfolgen. Dabei hat sich im Laufe des Festlegungsverfahrens gezeigt, dass die Vermarktung höchst unterschiedlich ausfällt. Viele Anlagenbetreiber haben einzelvertragliche Vereinbarungen mit Abnehmern von HKN (zumeist Lieferanten). Andere bieten die HKN auf einer eigenen Internetplattform an oder nutzen bereits die zum Stand des Festlegungsverfahrens neu etablierte Börse für HKN „green navigation“. Dabei gibt es verschiedene Produkte für HKN, z.B. getrennt nach Erzeugungsarten oder Standorten. Die Preisgestaltung erfolgt ebenso individuell wie die Vermarktungsart.

Wird die Wirkleistungseinspeisung eine Anlage aufgrund eines Redispatch-Einsatzes vermindert, verringert sich die produzierte Strommenge und damit auch die Möglichkeit für diese Strommengen Herkunftsnachweise ausstellen zu lassen und zu vermarkten. Eine Vermarktung von „virtuellen Strommengen“, bzw. des bilanziellen Ausgleichs ist nicht möglich. Die europarechtlichen und nationalen Vorgaben für das Ausstellen der Herkunftsnachweise setzen die tatsächliche Erzeugung von sortenreinem Strom voraus. Ein Substitut ist nicht möglich.

Die fehlende Möglichkeit der Vermarktung stellt damit eine entgangene Einnahme im Sinne des § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG dar. Der Nachweis der Höhe der entgangenen Einnahme gestaltet sich im Einzelfall jedoch genauso schwierig wie die Bildung einer pauschalen Entschädigung. Bei Anlagenbetreibern, die eine vertragliche Vereinbarung mit einem Lieferanten haben, in der eine feste Vergütung für jeden HKN enthalten ist, kann diese fest vereinbarte Summe auf jede MWh abgeregelten Stroms angewendet werden. Bei einer flexiblen Vermarktung kann nicht nachgewiesen werden, wann und zu welchem Preis eine Vermarktung stattgefunden hätte.

Die Beschlusskammer hat sich aufgrund der unterschiedlichen Vermarktungsweisen, der volatilen Preise bei einer flexiblen Vermarktung und den höchst unterschiedlichen Produkten bei einer Vermarktung von HKN entschieden, eine vereinfachte Abrechnung für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zuzulassen. Für den Nachweis der entgangenen Einnahmen ist es danach ausreichend, wenn der Anlagenbetreiber am Ende eines Abrechnungszeitraums den Durchschnittspreis aller seiner vermarkteten HKN bildet und diesen mit der gesamten Ausfallarbeit des Abrechnungszeitraums multipliziert. Dabei ist es jedoch unabdingbar, dass die Eingangsdaten der Berechnung dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Der Netzbetreiber muss die Abrechnung des Anlagenbetreibers nachvollziehen und prüfen können.

2.5.1.2. Thermische Abfallverwertung

Thermische Abfallverwertungsanlagen produzieren gelegentlich der Verwertung bzw. Verbrennung des Abfalls Strom und Wärme. Diese Nebenprodukte werden teilweise zur Versorgung der Anlage selbst benötigt. Elektrizität wird in das Stromnetz und Wärme in angeschlossene externe Wärmenetze eingespeist. Bei Engpässen im Stromnetz können auch diese Anlagen seitens der Netzbetreiber gemäß §§ 13 Abs. 1, 13a EnWG zur Engpassbeseitigung herangezogen werden. Auch nach der Entscheidung des EuGHs vom 20.04.2023 ist immer noch ungeklärt, inwieweit thermische Abfallverwertungsanlagen Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes darstellen können. Diese Einordnung ist aber für die Auswahlentscheidung nach § 13 Abs. 1 S. 2, Abs. 1a EnWG und auch für den nachgelagerten finanziellen Ausgleich nach § 13 Abs. 2 EnWG wesentlich.

Einige thermische Abfallanlagen verwerten gemischte Abfälle, die variable Anteile biologisch abbaubarer Abfälle aus Haushalten und Industrie enthalten. Sie verwenden damit zu unterschiedlich hohen Anteilen „erneuerbarer Energien“ gemäß der in § 3 Nr. 21 EEG 2023 enthaltenen Definition. Dabei war lange Zeit zivilrechtlich streitig, ob thermische Abfallverwertungsanlagen, die teilweise biogenen Abfall verwerten, Einspeisevorrang nach europäischen und konkretisierendem nationalen Recht haben und damit nicht nur nachrangig abgeregelt, sondern nach alter nationaler Rechtslage dafür auch Entschädigungsansprüche nach § 11 EEG hatten. Der BGH hat Fragen der Auslegung des Art. 16 Abs. 2 lit. c i.V.m. Art. 2 lit. a und e der RL 2009/28 zur Vorabentscheidung dem EuGH vorgelegt.[19] Mit Urteil vom 20.04.2023 hat der EuGH zu den vorgelegten Fragen zwar entschieden. Die abschließende Entscheidung des BGH ist aber zum Zeitpunkt dieser Festlegung/dieser Konsultation noch ausstehend.

Der EuGH hat ausgeführt, dass auch Anlagen, die nur teilweise biologisch abbaubarer Abfälle aus Haushalten und Industrie einsetzen, in den Anwendungsbereich der RL 2009/28 und Einspeisevorrang vor rein konventionellen Anlagen haben. Entscheidend sei aber der Anteil der biologisch abbaubaren Abfälle aus Haushalten und Industrie. Der Vorrang dürfe nicht zu einer Bevorzugung vor Anlagen führen, die zu einem höheren Anteil Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen. Dabei obliege es den Mitgliedstaaten, vorab transparente und diskriminierungsfreie Kriterien für die Bestimmung des Anteils festzulegen.

Damit ist die eindeutige Einordnung dieser Anlagen in das Redispatch-Regime nach §§ 13, 13a EnWG derzeit immer noch nicht möglich. Im Gegensatz zur früheren Rechtlage nach § 13 EnWG und §§ 11, 15 EEG (vor dem 01.10.2021) hat die Anlage nun nach einer erfolgten Anpassung der Wirkleistungseinspeisung unabhängig von der oben beschriebenen Einordnung einen Anspruch auf einen finanziellen Ausgleich. Für den finanziellen Ausgleich ergeben sich, je nach Anwendung der Vorschriften §13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1-4 EnWG oder der Spezialvorschrift des §13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG jedoch unterschiedliche Vergütungen für thermische Abfallverwertungsanlagen. Die Besonderheiten werden – ohne Wertung über die tatsächliche rechtliche Einordnung – an dieser Stelle zusammengefasst und je nach rechtlicher Einordnung bewertet.

Die Beschlusskammer sieht übergangsweise einen finanziellen Ausgleich als zulässig an, der auf einer Einigung des Anlagenbetreibers mit dem Anschlussnetzbetreiber beruht. Nach abschließender Klärung innerhalb des nationalen Rechtsrahmens sind ggf. zu hohe oder zu geringe Zahlungen nachträglich auszugleichen.

[19] vgl. BGH, Beschluss v. 06.07.2021, EnZR 27/20, sowie EuGH, C-580/21.

Folgende Besonderheiten im Vergleich zu anderen Anlagentypen sind im Rahmen des Konsultationsverfahrens an die Beschlusskammer herangetragen worden:

Kosten für nicht-verbrannten Abfall

Im Falle einer Verminderung der Wirkleistungseinspeisung wird die Anlage weniger Müll verwerten können. Die Möglichkeiten, die Verwertung nachzuholen, ist nur in begrenztem Umfang gegeben. Innerhalb der Konsultation wurde vorgetragen, dass die Anlagen durchgehend arbeiten und Großteils mit einer hohen Auslastung. Nachholungen sind damit nicht spontan und zeitnah durchführbar. Zusätzliche Kosten, die durch die Lagerungen oder den Weitertransport von Abfall entstehen, sind ebenso wie mögliche Vertragsstrafen für nicht angenommenen Abfall finanziell auszugleichen. Sie fallen je nach rechtlicher Einordnung der Anlagen unter den Begriff der „Erzeugungsauslagen" gemäß § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 EnWG oder unter den Begriff der zusätzlichen Aufwendungen im Sinne des § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG. In beiden Fällen ist ein Nachweis der im Einzelfall angefallenen Kosten notwendig. Dies beinhaltet den Nachweis, dass es aufgrund der hohen Auslastung der Anlage nicht möglich war, die Verbrennung zeitnah nachzuholen. Ein Unterschied in der Höhe des finanziellen Ausgleichs ergibt sich durch die unterschiedlichen Einordnungen jedoch nicht. Die Kosten sind durch den Anlagenbetreiber bereits im Vorfeld zu bestimmen und für die Auswahlentscheidung des Netzbetreibers nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG heranzuziehen.

Entgangene Vermiedene Netzentgelte gem. § 18 StromNEV

Sofern die Anlage ohne eine Verminderung der Wirkleistungseinspeisung vermiedene Netzentgelte gemäß § 18 StromNEV bezieht, sind diese im Redispatch-Fall als „sonstige Auslagen für die Anpassung der Einspeisung oder des Bezuges für alle Anlagentypen" bzw. als „entgangene Einnahme" oder „ersparte Aufwendung" finanziell auszugleichen.

Anteiliger Werteverbrauch

Sofern die Anlage als konventionelle Anlage im Sinne des § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1-4 EnWG eingestuft wird, kann sie den finanziellen Ausgleich für einen anteiligen Werteverbrauch nach § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 2 EnWG geltend machen. Thermische Abfallverwertungsanlagen können dabei aufgrund ihrer fehlenden marktlichen Orientierung vom Markttest ausgenommen werden (vgl. **Kapitel 2.2.**). Sofern die Anlagen gemäß § 13 der 17. VO zur Durchführung des BImSchG gesetzlich zur Stromerzeugung verpflichtet sind, ist kein Markttest durchzuführen. Diese Gegebenheiten sind dem abrechnenden Netzbetreiber darzulegen. Zudem müssen dem Netzbetreiber anlagenindividuell die für die Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Benutzungsstunden mitgeteilt werden, vgl. § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 2 i. V. m. § 13a Abs. 3 EnWG.

Sofern eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von vorrangberechtigtem EE- oder KWK-Strom erfolgt (s.o.), kann kein anteiliger Werteverbrauch geltend gemacht werden. Dieser ist in der Regelung des § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG nicht vorgesehen. Die Regelung ist abschließend und hat Anwendungsvorrang.[20]

[20] Vgl. Begr. BT-Drs. 19/7375 S. 57, sowie Bourwieg/Hellermann/Hermes/Sötebier, 4. Aufl. 2023, EnWG § 13a Rn. 134.

Kosten für vorzeigte Abnutzung der Anlage

Ein anlagenindividueller zusätzlicher Revisions- und Instandhaltungsbedarf, der durch im Anlagenbetrieb nicht vorgesehene Regelungen der Anlage entsteht, kann unter § 13 Abs. 2 S. 3 Nr. 1 oder Nr. 5 EnWG gefasst werden, wenn er nachweisbar ist.

2.5.1.3. Berechnung der Bemessungsleistung

Für Energieträger, deren Förderung von der Bemessungsleistung (§ 3 Nr. 6 EEG) abhängt (Marktprämie und Flexprämie), kann die aufgrund einer negativen Redispatch-Maßnahme entgangene Förderung (erforderliche Bemessungsleistung aufgrund der Maßnahme nicht erreicht), eine entgangene Einnahme nach § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG darstellen. Zu der Berechnung der entgangenen Einnahme kann die Bildung einer virtuellen Bemessungsleistung (VBML) beitragen. Die VBML beinhaltet Ausfallarbeit/a + erzeugte kWh/a (ggf. bei positiver und negativer Ausfallarbeit Bildung zweiter VBML). Für die Berechnung müssen zwei Schritte vorgenommen werden:

Schritt 1:

Abzug nicht-vergütungsfähiger Ausfallarbeit bei Überschreitung der Höchstbemessungsleistung

Schritt 2:

Einteilung der vergütungsfähigen Ausfallarbeit in die Vergütungskategorien anhand der VBML1.

Der finanzielle Ausgleich der Flexibilitätsprämie nach § 50 b EEG nach erfolgten Redispatch-Maßnahmen entsteht durch die Berechnung der Differenz zwischen dem Anspruch nach EEG (Anhang 2 EEG) und dem berechneten Anspruch unter Verwendung der virtuellen Bemessungsleistungen.

2.5.1.4. Interne Wärmeversorgung

Sofern die produzierte Wärme für Prozesse innerhalb der Anlage selbst oder damit verbundener Anlagen benötigt wird, handelt es sich um sog. interne Wärmeversorgung. Das Ausbleiben der internen Wärmeversorgung muss im Falle eine Redispatch-Maßnahme durch den Anlagenbetreiber genauso abgefangen werden, wie sie es bei einem Ausfall der Anlage aus anderen Gründen erfolgen würde. Der Anlagenbetreiber hält dafür in der Regel eine Ersatzwärmeversorgung vor. Die Einsatzkosten dieser Versorgung sind „zusätzliche Aufwendungen“.

2.5.1.5. Externe Wärmeversorgung

Sofern die EE-Anlage (z.B. Biogas- oder KWK-Anlage) über eine Wärmeauskopplung verfügt und die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung zugleich die gekoppelte externe Wärmeerzeugung (z.B. Fern- oder Nahewärmenetz) mindert, können die entgangenen Wärmeerlöse entgangene Einnahmen darstellen. Ob dem Anlagenbetreiber in einem solchen Fall Wärmeerlöse entgehen, hängt davon ab, wie er auf die geminderte Wärmeerzeugung reagiert. Die Entscheidung, ob und wie er die Wärmeversorgung durch eine Ersatzwärmeversorgung aufrechterhält oder für die Dauer der Einspeisemanagement-Maßnahme mindert bzw. unterbricht, liegt in seiner Verantwortung und Risikosphäre.

Entgangene Wärmeerlöse fallen nur bei einer tatsächlichen Minderung oder Unterbrechung an. Die entgangenen Wärmeerlöse ermitteln sich in diesem Fall grundsätzlich aus der nicht eingespeisten Wärme (Ausfallwärme) und dem vereinbarten Wärmelieferungspreis. Die anrechnungsfähige Ausfallwärme ist auf die jeweilige Wärmenachfrage im Zeitraum der Einspeisemanagement-Maßnahme beschränkt. Als Preis für die Wärme ist allein der Preisanteil für die Wärmelieferung anzusetzen. Die

Höhe des Wärmelieferungspreises ist nachzuweisen. Anrechenbar sind allein die tatsächlich "entgangenen" Einnahmen für die Lieferung von Wärme, die während einer Einspeisemanagement-Maßnahme folglich nicht höher als sonst sein können. Die entgangenen Einnahmen aus der gekoppelten Wärmeerzeugung sind auf den tatsächlichen Schaden begrenzt.

2.5.1.6. Besonderheiten KWK

Neben den allgemeinen und bereits unter Kapitel 2.5.1.4. und 2.5.1.5. dargestellten Besonderheiten für interne und externe Wärmebereitstellung, die auch auf KWK-Anlagen übertragbar sind, stellen sich hier folgende zusätzliche Fälle von entgangenen Einnahmen dar:

2.5.1.6.1. Brennstoffkosten

Bezüglich der Kosten für den eingesetzten Brennstoff können auch für hocheffiziente KWK-Anlagen die Berechnungsmethoden nach § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 EnWG herangezogen werden. Die Regelung des §13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 EnWG gilt auch für hocheffiziente Anlagen direkt, die ihre Erzeugungs-Auslagen für positiven Redispatch berechnen möchte. Sofern Brennstoffkosten im Rahmen der Verminderung der Wirkleistungseinspeisung erspart werden, so erfolgt für den Anspruch des Netzbetreibers nach § 13a Abs. 2 S. 4 EnWG die Berechnung gleichlaufend.

2.5.1.6.2. Verlust Hocheffizienzkriterium

Die Berücksichtigung von Förderansprüchen nach dem KWKG als entgangene Einnahmen kommt in Betracht, sofern bei der Ermittlung der Dauer der entsprechenden Förderzahlungen (und der verbleibenden förderfähigen Vollbenutzungsstunden) die Ausfallarbeit genauso in Ansatz gebracht wird, als wäre sie erzeugt worden. Ohne Anrechnung der Ausfallarbeit auf die förderberechtigten Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlage entgehen diese Einnahmen nicht, sondern fallen lediglich später – am Ende der Förderdauer – an[21]. Insoweit dürfen allenfalls Zinseffekte zu berücksichtigen sein.

2.5.1.6.3. Mehrkosten alternativer Wärmeerzeugung

Bei einer Aufforderung zu negativem Redispatch können der KWK-Anlage Mehrkosten bei dem Betrieb einer alternativen (nicht elektrischen[22]) Wärmeerzeugung entstehen. Diese sind im Gegensatz zum Strom-Eigenverbrauch nicht vom bilanziellen Ausgleich abgedeckt. Typische Mehrkosten sind Anfahrtskosten eines Kessels, Betriebs- und Erzeugungskosten, evtl. zusätzlich zu zahlende Energiesteuer. Sofern hier auch zusätzliche Brennstoffe geltend gemacht werden, sind in jedem Fall auch mögliche ersparte Brennstoffe für Anlage im Redispatch nach § 13a Abs. 2 S. 4 EnWG anzugeben. Sollte es zu keiner Ersparnis kommen, ist dies zu begründen.

2.5.1.7. Besonderheiten EE-Anlagen mit Einspeisevergütung

EE-Anlagen, die sich in dem Vergütungsregime der festen Einspeisevergütung nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG i.V.m. § 21 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 EEG befinden, haben bei einer negativen Redispatch-Maßnahme einen Anspruch auf einen angemessenen finanziellen Ausgleich in Höhe ihrer Einspeisevergütung. Sie können keine entfallene Vermarktung von Herkunftsnachweisen oder entgangene Einnahmen aus nicht getätigten Geschäften am Strom- oder Regelleistungsmarkt geltend machen. Es

---

21 vgl. BNetzA, Leitfaden zum Einspeisemanagement 3.0 v. 25. 6. 2018, S. 45; Sötebier in Bourwieg/Hellermann/Hermes, 4. Aufl. 2023, EnWG § 13a Rn. 145

22 vgl. BK6-20-059, Anlage 1, Kap. 2.1.2.

entstehen jedoch auch ggf. zusätzliche oder ersparte Aufwendungen, vgl. hierzu unten den jeweiligen Kapiteln.

2.5.1.8. nicht getätigte Geschäfte am Strom-Markt

Als „entgangene Einnahmen" sind Zahlungen zu berücksichtigen, die der Anlagenbetreiber aufgrund der Verminderung der Wirkleistungseinspeisung seiner vorrangberechtigten EE- oder KWK-Strom-Erzeugung nach nicht erhält, vgl. unter 2.5.1. Dazu gehören auch kurzfristige Handelsgeschäfte, die der Anlagenbetreiber getätigt hätte, wenn der Netzbetreiber nicht die Anweisung zur Wirkleistungsreduzierung gegeben und den bilanziellen Ausgleich durchgeführt hätte, sog. Opportunitäten. Sofern der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber lediglich im Nachgang finanziell ausgeglichen wird, entsteht bereits keine Opportunität.

Opportunitäten werden bei konventionellen Anlagen und herauffahrenden EE- und KWK-Anlagen nach § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 3 EnWG entschädigt. Diese Regelung ist in dem gesetzlich gesondert normierten Fall der Verminderung der Wirkleistungseinspeisung von EE- und KWK-Anlagen nicht anwendbar.

Der Anlagenbetreiber kann aber auch darauf verzichten, von ihm vorab verkauften Strom in seiner Anlage selbst zu produzieren und dadurch einen zusätzlichen Deckungsbeitrag erwirtschaften (sog. Put-Option). Die Beschlusskammer ist nach sorgfältiger Abwägung und Diskussionen mit der Branche im Verwaltungsverfahren der Überzeugung, dass derartige Geschäfte bei direktvermarkteten erneuerbaren Anlagen unter bestimmten Bedingungen getätigt werden. Im Falle einer Herabregelung der Einspeiseleistung in Kombination mit einem seitens des Netzbetreibers vorgenommenen bilanziellen Ausgleich aufgrund von Redispatch kommt es dann zu einer Opportunität und damit zu einer entgangenen Einnahme nach § 13 Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG.

Dieser Fall tritt jedoch – je nach Betriebsführung und Erzeugungsart der EE- oder KWK-Anlage – seltener auf als bei konventionellen Anlagen. Die meisten Anlagen (volatile Anlagen insbesondere) haben sehr geringe Produktionskosten. In den Stellungnahmen haben die Unternehmen selbst dargestellt, dass im Falle einer Windenergieanlage dieser Fall nur bei negativen Preisen am Intraday-Markt unterhalb eines Schattenpreises liege, der sich an der erwarteten Marktprämie orientiert.

Die Beschlusskammer hat sich intensiv mit der Frage auseinandergesetzt, ob das für § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 3 EnWG entwickelte Weber-Modell auch auf den beschriebenen und bisher nicht finanziell ausgeglichen Use-Case anwendbar wäre. Die Beschlusskammer hat im Vorfeld zu dieser Konsultation folgende Überlegungen zur Anwendbarkeit des Weber-Modells mit den Übertragungsnetzbetreibern diskutiert:

- Ist der finanzmathematische Ansatz des Weber-Modells für den Use-Case der entgangenen Erlösmöglichkeiten von EE-Anlagen anwendbar?

- Wie gut treffen die Annahmen des Modells die tatsächlich entgangenen Erlöse?

Die Übertragungsnetzbetreiber haben zur Klärung dieser Fragen das IAEW beauftragt. Die vorläufigen Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass es bei einer Anwendung des sog. Weber-Modells auf beispielhaft ausgewählte Offshore-Windparks zu einer sehr deutlichen Überschätzung der Opportunitäten (min. das 29-fache) kommt. Auch mit Abwandlungen erscheint das Modell daher nicht geeignet, den Use-Case der entgangenen Einnahmen für herabgeregelte EE- und KWK-Anlagen abzubilden. Die vorläufigen Ergebnisse der Untersuchung sind als **Anlage 3** beigefügt.

Zum Stand der Konsultation geht die Beschlusskammer davon aus, dass das Weber-Modell nicht geeignet ist die Opportunitäten für EE- und KWK-Anlagen zu ermitteln und dass es kein anderes geeignetes Modell gibt, um einen finanziellen Ausgleich der Opportunitäten bei EE-Anlagen pauschal abzubilden. Zudem geht die Beschlusskammer davon aus, dass die Anwendungsfälle sehr selten sein dürften.

Das schließt den finanziellen Ausgleich einer Opportunität allerdings nicht a priori aus. Vielmehr kann der Anlagenbetreiber im Einzelfall nachweisen, dass eine entgangene Einnahme besteht und in welcher Höhe die Einnahme entgangen ist. Die Beschlusskammer ist sich der Schwierigkeiten eines solchen Nachweises bewusst. Eine spätere Anpassung in diesem Punkt schließt die Beschlusskammer daher ausdrücklich nicht aus.

Zudem weist die Beschlusskammer aber auch auf die Rahmenbedingungen hin, die bei einem Ausgleich von Opportunitäten in Kontext der Regelung des § 13a Abs. 2 S. 3 EnWG gelten müssen. Wenn eine Opportunität finanziell ausgeglichen wird, dann kann es keine entgangene Einnahme in Höhe der EE-Förderung (Marktprämie) in der jeweiligen ¼ Stunde geben. Ein finanzieller Ausgleich dieser beiden möglichen entgangenen Einnahmen schließt sich aus, da der Anlagenbetreiber grundsätzlich so gestellt werden soll, wie er ohne die Maßnahme gestanden hätte, vgl. § 13a Abs. 3 S. 2 EnWG.

2.5.1.9. Vermiedene Netzentgelte

Für Anlagen nach § 3 Nummer 1 EEG oder von KWK-Strom im Sinne des § 3 Absatz 2 KWKG, die gemäß § 18 Abs. 1 StromNEV Anspruch auf vermiedene Netzentgelte haben, können auch die durch die Redispatch-Maßnahme entgangenen vermiedenen Netzentgelte eine entgangene Einnahme im Sinne des § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG darstellen. Für die Berechnung wird auf Kapitel 2.1.3.4. verwiesen.

2.5.2. Zusätzliche Aufwendungen

Als „zusätzliche Aufwendungen“ sind nach § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG Aufwendungen des Anlagenbetreibers erfasst, die aufgrund der Anpassung der Wirkleistungseinspeisung seiner Anlage nach Abs. 1 zusätzlich notwendig wurden und ohne die Anweisung des Netzbetreibers nicht angefallen wären. Ebenso wie bei den „entgangenen Einnahmen“ ist hier eine unmittelbare Kausalität und die Beachtung der Schadensminderungspflicht entscheidend für den finanziellen Ausgleich.

2.5.2.1. Kosten für verbrauchten Brennstoff

Kosten für „verschwendeten Brennstoff“, wenn beispielsweise bei einer Biomasseanlage die Gasfackel angezündet werden muss, stellt in der Regel keine zusätzliche Aufwendung dar. Durch den bilanziellen Ausgleich wird der Anlagenbetreiber so gestellt, wie er ohne Eingriff des Netzbetreibers gestanden hätte. Der Brennstoff wäre dann zur Stromproduktion verbraucht worden. Dies entspricht der Situation bei anderen EE-Anlagen, deren Primärenergieträger durch den negativen Redispatch ebenfalls ungenutzt bleiben muss.

2.5.2.2. Instandhaltungs- und Verschleißkosten

Innerhalb des Verwaltungsverfahrens wurde in einzelnen Stellungnahmen gefordert, dass auch entstehende Instandhaltungs- und Verschleißkosten über den angemessenen finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG zu fassen seien. Durch die Anweisung zum Herabsenken oder gar vollständigen Anhalten der Stromproduktion könne ein erhöhter Verschleiß an der Anlage selbst entstehen. Dies ist im Kern für die Beschlusskammer nachvollziehbar. Eine Subsumtion unter die Voraussetzungen einer „zusätzlichen Aufwendung“ im Sinne der Vorschrift ist jedoch – so wie im

Verwaltungsverfahren erörtert – schwierig. Hierfür ist nicht nur der konkrete Nachweis eines entstandenen Schadens, sondern auch der Zusammenhang mit der einzelnen Redispatch-Maßnahme notwendig. Ein individueller Nachweis wird in der Praxis nur unter erschwerten Bedingungen zu führen sein. Die Beschlusskammer hat sich auch dagegen entschieden, in diesem Punkt einen pauschalen finanziellen Ausgleich zuzulassen. Bei der Vielzahl von Anlagentypen gibt es keine Erfahrungswerte zu einem durchschnittlichen Verschleiß. Zudem gestaltet sich dieser nach Einschätzung der Beschlusskammer höchst individuell nach Anlagentyp, Baujahr und Art der Schaltung. Bei einer Vielzahl von Anlagen findet dieser Kostenfaktor derzeit auch in marktbedingten Schaltungen keine Berücksichtigung zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter. Sollte es in Einzelfällen gelingen, eine konkrete Zuordnung dem Netzbetreiber nachzuweisen, sieht die Beschlusskammer die Möglichkeit der Anerkennung gegeben.

2.6. Ersparte Aufwendungen

Nach § 13a Abs. 2 S. 4 EnWG hat der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber etwaige ersparte Aufwendungen zu erstatten. In der Regel führt eine Wirkleistungsreduktion bzw. eine Verminderung der Wirkleistungseinspeisung zu geringeren Auslagen u. a. für Brennstoffe, Hilfs- und Einsatzstoffe sowie CO2-Emissionsrechte etc. Die Berechnung dieser ersparten Aufwendungen muss nach identischen Kriterien erfolgen wie die Berechnung der Auslagen für die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder des Wirkleistungsbezugs (Erzeugungsauslagen). Dabei gilt zu berücksichtigen, dass sich die ersparten Aufwendungen um die aus der Opportunitätskostenberechnung resultierenden entgangenen Deckungsbeiträge reduzieren können. Des Weiteren ist zu beachten, dass eine Wirkleistungsreduktion auch mit Mehrkosten, bspw. durch alternative (Fern)-Wärmeerzeugung oder entgangene Leistungserlöse für dezentrale Einspeisung etc. verbunden sein kann. Auch sind ggf. Wirkungsgradunterschiede in den verschiedenen Betriebspunkten zu berücksichtigen.

Sofern Bestandsanlagen noch Anspruch auf kostenlose Zuteilung von CO_2-Zertifikaten haben, wird bei negativem Redispatch kein CO_2-Aufwand erspart und folgerichtig kann nichts an den Netzbetreiber abgeführt werden. Sollten Zertifikate zu einem früheren Zeitpunkt günstiger als der aktuelle CO_2-Preis beschafft worden sein, so kann bei negativem Redispatch nur dieser günstigere CO_2-Preis „erspart“ werden und für die Erstattung ersparter Aufwendungen an den Netzbetreiber angesetzt.

3. Zuordnung der Redispatch-Kosten zwischen den Netzbetreibern

Die Zuordnung der Kosten erfolgt unter den Netzbetreibern anhand des bisher in der Praxis gelebten Anfordererprinzips. Davon abweichende vertragliche Vereinbarungen der Netzbetreiber untereinander sind möglich. Diese sind der Beschlusskammer vorab mitzuteilen.

ENTWURF