



Bundesnetzagentur

Anlage 1

**zur Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs
für Anpassungen der Wirkleistungserzeugung
oder des Wirkleistungsbezugs**

vom

05.06.2024

Inhalt

1.	Einleitung	4
1.1.	Hintergrund	4
1.2.	Bilanzieller Ausgleich	6
1.3.	Finanzieller Ausgleich	8
1.3.1.	Historie der Festlegungen zur Redispatch-Vergütung	9
1.3.2.	Umfang der Festlegung	10
2.	Einzelpositionen des finanziellen Ausgleichs	13
2.1.	Erzeugungsauslagen (§ 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 EnWG)	15
2.1.1.	Auslagen für thermische Energieerzeugungsanlagen	17
2.1.1.1.	Brennstoffkosten	17
2.1.1.2.	Kosten für Hilfs- und Einsatzstoffe	18
2.1.1.3.	Kosten für CO ₂ -Emissionsrechte	18
2.1.2.	Auslagen für (Pump-)Speicherkraftwerke	19
2.1.2.1.	(Pump-)Speicherkraftwerke	20
2.1.2.1.1.	Tagesspeicher	20
2.1.2.1.2.	Jahresspeicher	26
2.1.3.	Sonstige maßnahmenbezogene Kosten	27
2.1.3.1.	Kosten für die Abrechnung einer Redispatch-Maßnahme	27
2.1.3.2.	Variable Instandhaltungskosten	28
2.1.3.3.	Reststoffentsorgungs- oder Verwertungskosten bzw. -erlöse	28
2.1.3.4.	Brennstoffhandelsverluste oder -gewinne	29
2.1.3.5.	Vermiedene Netznutzungsentgelte (§ 18 StromNEV)	29
2.1.3.6.	Ausgleichsenergiekosten	30
2.1.3.7.	Umplanungskosten	31
2.1.3.8.	Zusätzliche Kosten für den Strom-Eigenbedarf	31
2.1.3.9.	Sonstige Zusatzkosten	32
2.1.3.10.	Umgang mit Leistungsspitzen bei der Berechnung von Netzentgelten	32
2.2.	Anteiliger Werteverbrauch (§ 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 2 EnWG)	32
2.2.1.	Handelsrechtliche Restwerte und -nutzungsdauern	33
2.2.2.	Verhältnis anrechenbare zu geplanten Betriebsstunden	34
2.2.2.1.	Anrechenbare Betriebsstunden	35
2.2.2.1.1.	Quotierung	35
2.2.2.1.2.	Quotierung bei thermischen Kraftwerken	39
2.2.2.1.3.	Quotierung bei Speichern	42
2.2.2.2.	Bei der Investitionsentscheidung geplante Betriebsstunden	45

2.3.	Entgangene Erlösmöglichkeiten (§ 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 3 EnWG)	47
2.3.1.	Optionswert auf unterschiedlichen Märkten	49
2.3.2.	Opportunitäten aufgrund von Flexibilitätsverlust im Intra-Day Markt	50
2.3.3.	Einschränkung der Reservenutzung und -vermarktung	56
2.3.4.	Nicht-frequenzgebundene-Systemdienstleistungen	57
2.3.5.	Opportunitäten aus Einsatzrestriktionen	57
2.4.	Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft oder die Verschiebung einer geplanten Revision (§ 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 4 EnWG)	58
2.4.1.	Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft	58
2.4.2.	Auslagen für die Verschiebung einer geplanten Revision	59
2.5.	Entgangene Einnahmen und zusätzliche Aufwendungen für EE-Anlagen und vorrangberechtigte KWK-Anlagen (§ 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG)	59
2.5.1.	Entgangene Einnahmen	60
2.5.1.1.	Intra-Day Optionalitäten	60
2.5.1.2.	Herkunftsnachweise	63
2.5.1.3.	Verlust des Hocheffizienzkriteriums	65
2.5.1.4.	Bemessungsleistung	65
2.5.1.5.	Wärmeerlöse	66
2.5.1.6.	Vermiedene Netznutzungsentgelte	66
2.5.2.	Zusätzliche Aufwendungen	66
2.5.2.1.	Verbrauchte Brennstoffe	67
2.5.2.2.	Instandhaltungs- und Verschleiß	67
2.5.2.3.	Interne Wärmeversorgung	67
2.6.	Ersparte Aufwendungen (§ 13a Abs. 2 S. 4 EnWG)	68
2.7.	Sonderfall: KWK-Anlagen	68
2.7.1.	Brennstoffkosten	68
2.7.2.	Mehrkosten alternativer (Fern-)Wärmeerzeugung	69
2.7.3.	Barwertverluste	69
2.7.4.	Alternative oder fehlende Dampferzeugung	70
2.8.	Sonderfall: EE-Anlage mit Einspeisevergütung	70
2.9.	Sonderfall: Thermische Abfallverwertungsanlage	70
3.	Zuordnung der Redispatch-Kosten zwischen den Netzbetreibern	73

1. Einleitung

1.1. Hintergrund

Diese Anlage zu Tenor Ziffer 1.) der Festlegung BK8-22/001-A regelt die Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs für Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezuges nach § 13a Abs. 2 i. V. m. Abs. 1 EnWG (und i. V. m. § 14 Abs. 1 und Abs. 1c S. 2 EnWG). Nach § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG sind Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, verpflichtet, auf Aufforderung durch den Übertragungs- oder Elektrizitätsverteilernetz (Netzbetreiber) die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden (Redispatch-Maßnahme).

Ziel der Festlegung ist es, mit Wirkung zum 01.01.2024 bundesweit einheitliche Bedingungen für den angemessenen finanziellen Ausgleich zu schaffen. In der Zeit bis zum 31.12.2023 galten die Regelungen der Festlegungen BK8-18/007-A und des Leitfadens zum Einspeisemanagement (Version 3.0), soweit diese nicht bereits durch die Vorgaben der Festlegungen BK6-20-059 bis -061 abgelöst wurden.

Als Redispatch-Maßnahmen sind marktbezogene Maßnahmen i. S. d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zu verstehen, bei denen der Netzbetreiber Eingriffe in Wirkleistungserzeugung oder -bezug von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Erzeugungsanlagen) und von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie (Speicheranlagen) vornimmt, 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 der Überlastung angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen jenseits der Überlastung ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem durch die Überlastung entstehenden 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 einer Anlage werden nicht für Redispatch-Maßnahmen herangezogen, es sei denn die Erzeugungsanlagen werden auf freiwilliger Basis zur Verfügung gestellt. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn der Betreiber einer durch Regelenergie blockierten Anlage freiwillig bereit und technisch in der Lage ist, den Regelenergieeinsatz auf eine andere Anlage seines Pools umzulegen. Damit wird die vorher blockierte Leistungsscheibe für die Redispatch-Maßnahme ganz oder in Teilen freigegeben ohne die für den Einsatz von Regelenergie reservierte 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.¹

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 (im Folgenden: Redispatch 2.0). Damit EE- und KWK-Anlagen im regulären Redispatch je nach ihrer Wirksamkeit berücksichtigt werden können und deren Einspeisevorrang grundsätzlich gewahrt bleibt, hat die Bundesnetzagentur sog. Mindestfaktoren i. S. d. § 13 Abs. 1a EnWG festgelegt.² Hierfür und für die Bildung der Merit-Order-Liste ist es bedeutsam, auch die übrigen aus einer Redispatch-Maßnahme resultierenden Kosten möglichst exakt ex ante zu bestimmen. Nur so ist eine gesamtwirtschaftlich effiziente Anlagenauswahl möglich. Für einige Positionen ist eine Ex-ante-Kostenbestimmung allerdings nur unter großen Unsicherheiten 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. In diesen Fällen können die Einsatzkosten nur durch Vereinfachungen, Näherungen oder Annahmen bestimmt werden. Die Vorgabe der Ex-ante-Bestimmbarkeit der Einsatzkosten ergibt sich aus Art. 35 Abs. 5 VO (EU) 2015/1222.

Der Redispatch 2.0 umfasst somit die konventionelle Stromerzeugung, die Erzeugung und Bezug aus Stromspeichern und die Erzeugung aus EE- und vorrangberechtigten KWK-Anlagen. Im Laufe des Verfahrens hat sich dies hinsichtlich der daraus resultierenden Vergütungsfragen als besonders herausfordernd herausgestellt.

Zugleich sind aber auch die gesamtwirtschaftliche Bedeutung und die wirtschaftliche Relevanz für die betroffenen Anlagenbetreiber deutlich gestiegen. Insgesamt hat die Anzahl

¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_07_Kraftwerksth/BK8_Kraftwerksth.html (letzter Abruf: 03.01.2024)

² Festlegung vom 30.11.2020, unter dem Aktenzeichen PGMF-8116-EnWG § 13j

der Eingriffe in die Fahrweise von Energieerzeugungsanlagen in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Während im Jahr 2019 noch eine Gesamtmenge von 13.323 GWh bei Marktkraftwerken und 6.482 GWh bei Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG bzw. § 3 Abs. 2 KWK-G abgefordert wurde (kumuliert 19.805 GWh), waren es im Jahr 2022 bereits 29.534 GWh bei Marktkraftwerken und Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG bzw. § 3 Abs. 2 KWK-G. Dies entspricht einem Anstieg um rd. 49,12%.

Eine einfache Fortschreibung des BDEW-Leitfadens, wie sie beispielsweise in der Stellungnahme der ENGIE (vgl. Abs. 2) gefordert wurde, war schon aus diesen Gründen nicht möglich. Das veränderte Marktumfeld aber auch die spezifischen kommerziellen Auswirkungen auf die Anlagenbetreiber erfordern ein deutlich differenzierteres, aber zugleich massengeschäftstaugliches Regelungswerk.

1.2. Bilanzieller Ausgleich

Den nachfolgenden Bestimmungen zum finanziellen Ausgleich liegt die Annahme zu Grunde, dass stets ein bilanzieller Ausgleich nach § 13a Abs. 1a EnWG (i. V. m. § 14 Abs. 1 EnWG) durch den anweisenden Netzbetreiber erfolgt.

Da alle erzeugten Energiemengen im europäischen Strommarkt vermarktet sind, bedarf es im Falle einer Anpassung der Wirkleistungseinspeisung immer eines gegenläufigen Ausgleichs der Energie im Bilanzkreis des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) 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 mit der Festlegung vom 06.11.2020 gemäß § 13j Abs. 5 EnWG nähere Bestimmungen zum bilanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 1a EnWG getroffen (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. Daraus folgt: 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

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

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 vom 12.03. und 23.03.2021 regeln die Netzbetreiberkoordinierung (BK6-20-060) und die Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen (BK6-20-061). In der Stellungnahme der E.ON-Verteilernetzbetreiber (vgl. S. 2f.) wurde vorgetragen, dass in den Festlegungen der Beschlusskammer 6 keine Kommunikation der Entnahmebilanzkreise vorgesehen sei. Dem ist entgegenzuhalten, dass die Festlegungen der Beschlusskammer 6 hinsichtlich der Kommunikation nicht zwischen Entnahme- und Einspeisebilanzkreisen differenzieren, so dass beide gleichermaßen erfasst sind.

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 11) 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 (BK6-23-241). 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. Vor diesem Hintergrund wurde in den Stellungnahmen des BDEW (vgl. S. 3), der EnBW (vgl. S. 1), der Sunnic Lighthouse GmbH (vgl. S. 1) und der Uniper SE (vgl. S. 2) dafür geworben, dass die Beschlusskammer 8 in ihrer Festlegung auch geeignete Regelungen zur Kompensation der Bilanzkreisverantwortlichen in der Übergangsphase treffen solle. Derartige Vorgaben wären allerdings rechtswidrig. § 13a Abs. 1a S. 1 EnWG sieht einen vollständigen bilanziellen und einen darauf beruhenden finanziellen Ausgleich vor. Daraus folgt unmittelbar, dass eine Entschädigung für den durch den Bilanzkreisverantwortlichen ersatzweise vorgenommenen bilanziellen Ausgleich mangels Ermächtigungsgrundlage seitens der Bundesnetzagentur nicht weiter ausgestaltet werden kann.

⁴ Beschreibung aus der Festlegung BK6-20-059

Die privatrechtliche Rechtsgrundlage für die BDEW-Übergangslösung⁵ (im Wege der Geschäftsführung bzw. Geschäftsführung ohne Auftrag) ist für eine Übergangszeit tragfähig. Allerdings erkennen die Beschlusskammern, dass die getrennte Abrechnung des finanziellen Ausgleichs des Anlagenbetreibers (nach § 13a Abs. 2 EnWG) und die Entschädigung des BKV in der Praxis zusätzlichen Aufwand erzeugt und für viele Marktakteure nicht ohne weiteres verständlich ist. Durch die Weiteranwendung der BDEW-Übergangslösung wird sichergestellt, dass der BKV einen pauschalen finanziellen Ersatz erhält.

Vielfach wurde vorgetragen, dass die pauschale Entschädigung der BKV nicht ausreichend sei. Die Beschlusskammern 6 und 8 haben dazu verlautbart, dass es dem BKV unbenommen sei, gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen, dass ihm tatsächlich davon abweichende, höhere finanzielle Aufwendungen entstanden sind; etwaige Handelsgewinne sind dabei allerdings anzurechnen. In diesem Falle solle die pauschalierende BDEW-Übergangslösung allerdings nicht zur Anwendung kommen.

Die Beschlusskammer 8 stellt ausdrücklich fest, dass sie sich aufgrund der weitergehenden Duldung der BDEW-Übergangslösung keiner Selbstbindung unterwirft, dauerhaft Pauschalen in der gleichen Höhe zu dulden. Die Beschlusskammer 8 behält sich eine Überprüfung der Angemessenheit der Pauschale vor. Sollte sich die Sach- oder Rechtslage nach Beschlussfassung erheblich ändern, ist ggf. eine Anpassung dieser Festlegung nach § 29 Abs. 2 EnWG zu erwägen.

Da an die Stelle des nicht erfüllten Anspruchs des Bilanzkreisverantwortlichen auf bilanziellen Ausgleich ein Sekundäranspruch auf Aufwendungsersatz tritt, ist davon auszugehen, dass der Bilanzkreisverantwortliche wirtschaftlich so steht, als sei der Anspruch auf bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber erfüllt worden. Somit hat die Nichterfüllung des Anspruchs auf bilanziellen Ausgleich auf die hier gegenständliche Frage des finanziellen Ausgleichs des Anlagenbetreibers nach § 13a Abs. 2 EnWG keine Auswirkungen.

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.

⁵ vgl. <https://www.bdew.de/energie/bdew-uebergangsloesung-zum-gesicherten-einstieg-in-den-redispatch-20-zum-1-oktober-2021/> (letzter Abruf: 03.02.2024)

Die Netzbetreiber sind nach Maßgabe der Festlegung BK6-20-059 (dort insb. Ziffer 3.2.2.5. und Anlage 2, Kapitel III.2.) verpflichtet, unverzüglich Ausfallzeitreihen zur Verfügung zu stellen, um eine Abrechnung durch den Anlagenbetreiber zu ermöglichen. Die E.ON-Verteilernetzbetreiber (vgl. S. 3) und UNIPER (vgl. S. 2) haben angeregt hier die Festlegung der „Kommunikationsprozesse Redispatch“ in Bezug zu nehmen und den vorstehenden Satz in Gänze zu streichen. Der Verweis auf die Festlegung der Beschlusskammer 6 wurde aufgenommen. Eine Streichung kommt indes nicht in Betracht. Nach der mehrfach geäußerten Auffassung der Beschlusskammern 6 und 8 ist eine schnelle, zeitnahe Klärung der Ausfallarbeit ein wesentlicher Bestandteil für das reibungslose Funktionieren des finanziellen Ausgleichs und der MaBis-Prozesse (vgl. BK6-20-059, S. 49) ist. Dazu haben alle Beteiligten unverzüglich (d. h. ohne schuldhaftes Zögern) beizutragen.

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 Gegenstand gerichtlicher Auseinandersetzungen. Seit 2021 besteht für konventionelle Erzeugungsanlagen und Pumpspeicherkraftwerke nunmehr eine gefestigte Methodik. Für ein besseres Verständnis der aktuell geltenden Regelungen, soll die Verfahrenshistorie 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 Kostenvolumina noch keine Vorgaben gemacht.

Ab den Jahren 2010 bzw. 2011 sind die Kosten für Redispatch-Maßnahmen 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 Düsseldorf die Festlegung vom 30.10.2012 aufgehoben.⁶ Infolge dessen

⁶ vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss v. 28.04.2015, Aktenzeichen: VI-3 Kart. 332/12 [V]

hat die Beschlusskammer 8 mit der Entscheidung vom 19.08.2015 die Festlegung vollumfänglich gegenüber allen Marktteilnehmern 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.⁷ Darin wurden erstmals 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 detaillierte 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.⁸ Zu den beiden Beschwerdepunkten hat die Beschlusskammer nochmals umfassende Gespräche mit den betroffenen Anlagenbetreibern geführt. Dabei wurden auch immer wieder die übrigen Marktteilnehmer, 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.⁹

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

1.3.2. Umfang der Festlegung

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

⁷ vgl. BK8-14/0260-91

⁸ vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss v. 12.08.2020, Aktenzeichen: VI-3 Kart 894/18 (V)

⁹ vgl. BK8-18/0007-A (II)

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.

Allerdings konnten im Laufe des Verfahrens einige Sachthemen noch nicht abschließend aufgeklärt werden. In diesen Fällen sind die betroffenen Netz- und Anlagenbetreiber gehalten, in Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur angemessene Vergütungsansätze zu entwickeln. Zur Klarstellung sei darauf hingewiesen, dass die Festlegung von Vorgaben zur Bestimmung des finanziellen Ausgleichs durch die Bundesnetzagentur keine Voraussetzung für den Abruf der Anlagen nach § 13a Abs. 1 EnWG ist.

Im Einzelnen:

Biogasanlagen

Die Festlegung enthält derzeit noch keine konkretisierenden Vorgaben zur Bestimmung des finanziellen Ausgleichs für Biogasanlagen. Diese erweisen sich insoweit als Besonderheit, dass sie mit einem selbst in der Regel vor Ort 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 der Erzeugungsauslagen zurückgegriffen werden könnte. Überdies ist die Vermarktung der erzeugten Strom- und Wärmemengen abhängig von der Verfügbarkeit des Biogases. Zudem wurde 2014 ein Flexibilitätszuschlag eingeführt, um die Anlagen besser an die Bedarfe des Strommarktes anzupassen.

Auch Biogasanlagen sind grundsätzlich zum Redispatch heranzuziehen. Die konkrete Ausgestaltung des finanziellen Ausgleichs für Biogasanlagen erweist sich aufgrund der vorgenannten Besonderheiten allerdings als äußerst herausfordernd. Die Beschlusskammer hat sich vor diesem Hintergrund dazu entschieden, die biogasspezifischen Themen in dieser Festlegung noch nicht umfassend zu adressieren. Die wenigen zu beobachtenden Nutzungsfälle¹⁰ sollten mit den betroffenen Netzbetreibern nach Maßgabe der allgemeinen Regeln gelöst werden. Die Beschlusskammer wird auch weiterhin die Notwendigkeit und die Möglichkeit prüfen, auch diesbezügliche Konkretisierungen oder Vereinfachungen in der Bestimmung des finanziellen Ausgleichs vorzunehmen und diese ergänzend mitzuteilen.

¹⁰ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html> (letzter Abruf: 03.01.2024)

Batteriespeicheranlagen

Zudem sieht die Beschlusskammer derzeit auch davon ab, spezifische Vorgaben hinsichtlich der Bestimmung des finanziellen Ausgleichs von Batteriespeicheranlagen vorzunehmen.

Die Beschlusskammer hatte in dem dieser Festlegung vorausgehenden, umfassenden Konsultationsprozess die These in den Raum gestellt, dass die die Vorgaben zur Vergütung von PSW auf Batteriespeicher (ohne Anpassungen) übertragbar seien; letztlich dürften die Regelungen für sog. Tagesspeicher maßgeblich seien. Dieser These wurde in dem dafür eigens am 01.12.2022 anberaumten Workshop nicht widersprochen. Erstmals mit den schriftlichen Stellungnahmen wurden teils erhebliche Bedenken vorgebracht. Die E.ON-Verteilnetzbetreiber halten die Übertragung der PSW-Vergütungsansätze hingegen für vertretbar. Der BDEW (vgl. S. 6) hält zumindest weitere Konkretisierungen für erforderlich, ohne diese konkret zu benennen. Darüber hinaus haben der BVES (vgl. S. 4), RWE (vgl. S. 3), Kyon (vgl. Folie 5 und 10), Engie (vgl. Abs.9) und Iqony (vgl. S. 2ff.) Bedenken geäußert.

Im Einzelnen wird vorgetragen, dass Großspeicher starken Zyklen-Restriktionen (grob 1,5 Zyklen pro Tag) unterworfen wären, während PSW nahezu keinen Restriktionen unterworfen seien. Allerdings wird bei der Berechnung der Erzeugungsauslagen die Zahl der Volllaststunden und somit auch die Zyklen-Restriktion grundsätzlich berücksichtigt.

Zudem sei die Berechnung des anteiligen Werteverbrauchs problematisch, da in Folge der Redispatch-Maßnahme Zyklen nicht zusätzlich absolviert, sondern verschoben würden. Jedoch berücksichtigt der anteilige Werteverbrauch den handelsrechtlichen Restwert genau in Bezug auf das Verhältnis der anrechenbaren Betriebsstunden zu den geplanten Betriebsstunden.

Es wurde des Weiteren vorgetragen, dass der Weber-Ansatz nur schlecht passen würde, da die Anzahl der Volllaststunden bei Batteriespeichern deutlich geringer sei als bei PSW. Für die Bestimmung der Opportunitätskosten beim Weber-Ansatz wird auf den Preis der Viertelstundenprodukte im kontinuierlichen Intraday-Handel in der letzten Stunde vor Lieferung abgestellt, sodass kurzfristige Erlösmöglichkeiten im Intraday-Handel bei der Vergütung von Redispatch-Maßnahmen berücksichtigt werden.

Weiter wurde vorgetragen, dass sich moderne Großbatterien nicht nur an der Intraday-Eröffnungsauktion, sondern vielmehr an europäischen Märkten (bspw. aFRR) orientieren. Da jedoch die am Regelleistungsmarkt zur Verfügung gestellte Leistungsscheibe einer Anlage nicht für Redispatch-Maßnahmen herangezogen wird, bleiben eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt und die damit verbundenen Erlösmöglichkeiten unbenommen. Der Argumentation von Kyon, dass der kostenbasierte Redispatch strukturell Potentiale für strategisches, engpassverstärkendes Bietverhalten eröffne, kann nach eingehender Prüfung nicht gefolgt werden.

Mehrere Stellungnahmen (Kyon, BVES, Iqony) schlagen die Einführung eines markt-basierten Redispatches anstelle des kostenbasierten Redispatches vor. Dem ist allerdings entgegenzuhalten, dass § 13a Abs. 2 EnWG ausdrücklich einen kostenbasierten Redispatch vorgibt und die Einführung eines markt-basierten Redispatches schon aufgrund des gesetzlichen Rahmens nicht möglich ist.

Die Beschlusskammer sieht angesichts der Vielzahl der sehr spät in das Verfahren ein-gebrachten Einwendungen derzeit davon ab, für Batteriespeichieranlagen konkrete Vor-gaben hinsichtlich des finanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 2 EnWG zu machen. Je-denfalls erachtet die Beschlusskammer eine Anwendung der Vorgaben zur Vergütung von Pumpspeicherwerke auf Batteriespeicher (auch ohne weitere Anpassungen) als zu-lässig.

Abrechnungsformate

Ebenfalls nicht Gegenstand dieses Festlegungsverfahrens sind konkrete Vorgaben oder Formate zur Abrechnung des finanziellen Ausgleichs. Die Next Kraftwerke GmbH (vgl. S. 1), die E.ON Verteilernetzbetreiber (S. 1), aber auch die Engie Deutschland GmbH (vgl. Abs. 3) halten einheitliche Regelungen bzw. Formate für die Abrechnung des finan-ziellen Ausgleichs für zwingend erforderlich, um den Datenaustausch zwischen den Netz-und Anlagenbetreibern zu verbessern und zu beschleunigen.

Die Beschlusskammer hat bereits mehrfach deutlich gemacht, dass sie die Erarbeitung einheitlicher Abrechnungsstandards für den finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 EnWG durch die Branche ausdrücklich begrüßt und als Voraussetzung für ein behördli-ches Handeln ansieht.

2. Einzelpositionen des finanziellen Ausgleichs

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 Positionen 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. im Fall der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung aus EEG- oder KWK-Anla-
gen, die entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen.
6. Ersparte Aufwendungen hat der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber zu erstat-
ten.

Die Kostenbestandteile der vorgenannten Positionen Nr. 1 bis 4 und die Erstattung etwaiger ersparter Aufwendungen (hier und in den nachfolgenden Tabellen stark vereinfachend unter Nr. 6 erfasst) sind für alle Typen von Erzeugungsanlagen relevant, sofern der Netzbetreiber eine Erhöhung der Wirkleistungserzeugung anordnet. Die Anwendbarkeit der jeweiligen Regelung für bestimmte Erzeugungstypen, beispielsweise konventionelle Erzeugungsanlagen, Speicheranlagen, Müllverbrennungsanlagen (MVA), KWK-Anlagen, Biogasanlagen und EE-Anlagen, wird in den nachfolgenden Tabellen jeweils durch ein „x“ kenntlich gemacht.

Erhöhung der Wirkleistungserzeugung								
	konv. Anlage (Gas, Kohle, Atom)	Batterie-, Pump- und sonst. Speicher	MVA (nicht biogen)	MVA (biogen)	KWK (nicht vorrangig)	KWK (vorrangig)	Biogasanlage	EE-Anlage (Wind oder PV)
Nr. 1	x	x	x	x	x	x	x	x
Nr. 2	x	x	x	x	x	x	x	x
Nr. 3	x	x	x	x	x	x	x	x
Nr. 4	x	x	x	x	x	x	x	x
Nr. 5	-	-	-	-	-	-	-	-
Nr. 6	x	x	x	x	x	x	x	x

Ordnet der Netzbetreiber hingegen eine Verminderung der Wirkleistungserzeugung einer Anlage nach § 3 Nr. 1 EEG (EE-Anlage, inkl. Biogasanlagen und des biogenen Anteils einer Müllverwertungsanlage) oder nach § 3 Abs. 2 KWKG (vorrangberechtigte KWK-Anlagen) an, so ist für diese ausschließlich die speziellere Regelungen in Nr. 5, neben den Vorgaben in Nr. 6, anzuwenden. Für alle anderen Typen von Erzeugungsanlagen gelten auch im Falle der Verminderung der Wirkleistungserzeugung die Vorgaben nach Nr. 1 bis 4 und Nr. 6.

Verminderung der Wirkleistungserzeugung								
	konv. Anlage (Gas, Kohle, Atom)	Batterie-, Pump- und sonst. Speicher	MVA (Anteil - nicht biogen)	MVA (Anteil - biogen)	KWK (nicht vorrangig)	KWK (vorrangig)	Biogasanlage	EE-Anlage (Wind oder PV)
Nr. 1	x	x	x	-	x	-	-	-
Nr. 2	x	x	x	-	x	-	-	-
Nr. 3	x	x	x	-	x	-	-	-
Nr. 4	x	x	x	-	x	-	-	-
Nr. 5	-	-	-	x	-	x	x	x
Nr. 6	x	x	x	x	x	x	x	x

Die Positionen Nr. 1 bis 3 sind abhängig voneinander. Zur Ermittlung der entgangenen Erlösmöglichkeiten (Nr. 3) werden seit der dritten Regulierungsperiode im sog. modifizierten Weber-Modell (vgl. **Anlage 2** und Kapitel 2.3.2.) 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 der Erhöhung der Wirkleistungserzeugung (positiver Redispatch) daher:

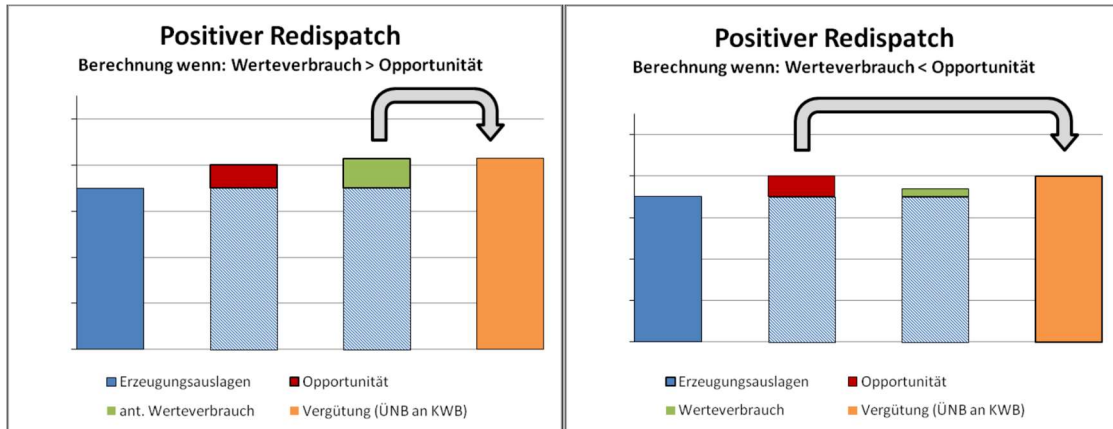


Abbildung 1 ¹¹

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 (Nr. 6) an den anweisenden Netzbetreiber, insb. ersparte Brennstoffkosten.

Die nachfolgende Aufstellung zu den jeweiligen Einzelpositionen ist exemplarisch und nicht abschließend. Sie erfasst Punkte die der Beschlusskammer 8 derzeit besonders regelungsbedürftig erscheinen.

2.1. Erzeugungsauslagen (§ 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 EnWG)

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

Die Höhe der Erzeugungsauslagen wird auf Basis der Wiederbeschaffungskosten¹² 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 Energieerzeugung-

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

¹² vgl. BT-Drucks. 18/7317, S. 87.

anlage benutzt. Durch den Betreiber der Anlage muss am Vortag bis 14:30 Uhr 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.

UNIPER (vgl. S. 3) und die ÜNB (vgl. S. 2) haben angeregt, entsprechend den Vorgaben des BDEW-Leitfadens klarzustellen, dass die Kosten für die An- und Abfahrt thermischer Kraftwerke Teil der Erzeugungsauslagen sind. Zu den am Vortag bis 14:30 Uhr zu übermittelnden Erzeugungsauslagen gehören demnach insbesondere:

Typ	Einheit
Brennstoffkosten	<i>EUR / MWh</i>
Anfahrtskosten – separat für kalt, warm, heiß	EUR / Anfahrt
Abfahrtskosten	EUR / Abfahrt
Kosten für Hilfs- und Einsatzstoffe	EUR / Einsatz
Kosten für CO₂-Emissionsrechte	EUR / t
Arbeitserlöse aus dezentraler Einspeisung nach § 18 StromNEV	EUR / MWh

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 Abfahrtskosten zu melden. Geprüfte bzw. plausible Werte sind zur Abrechnung heranzuziehen.

Grundsätzlich gilt, dass die Redispatch-Menge vergütet wird, die von dem Netzbetreiber angefordert 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.

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 beispielsweise folgende Bestandteile:

2.1.1.1. 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 (Kraftwerks-)Standort, d.h. grundsätzlich ohne Einbeziehung der Liefer- und Lagerkosten. Davon abweichend sind erhöhte Kosten durch kurzfristige Umdisponierung der Kohlelogistik allerdings 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.

Dient Gas als Primärenergieträger, werden neben der Bewertung zu den aktuellen Wiederbeschaffungs- bzw. Produktionskosten, auch ggf. anfallende zusätzliche 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.

Auslagen für bereits gebuchte Kapazitäten werden vom Gasnetzbetreiber nicht zurück-erstattet. 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 Energieverbrauch des Primärenergieträgers zur Stromerzeugung oder Erzeugung einer MWh (GJ/MWh)	GJ / MWh
Preis Primärenergie <ul style="list-style-type: none"> • Kohle • Erdgas • HEL 	€ / GJ <ul style="list-style-type: none"> • € / t (unter Angabe Energiegehalt) • € / MWh • € / hl

Beispielhaft gilt:

$$\text{Brennstoffkosten} = \text{Preis Primärenergie} * \text{spezifischer Energieverbrauch}$$

2.1.1.2. 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.

2.1.1.3. 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.

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 CO ₂ / t Brennstoff

Beispielhaft gilt:

CO₂-Kosten =

Preis CO₂-Zertifikat * (Energieverbrauch Primärenergieträger + \sum_i RHB_i) * Emissionsfaktor

2.1.2. Auslagen für (Pump-)Speicherkraftwerke

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), 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) fallen gar keine Kosten für das Auffüllen an. Wegen dieser Besonderheiten erfordern Speichieranlagen 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-Maßnahmen sowohl für die Wirkleistungserzeugung (Turbinieren) als auch für den Wirkleistungsbezug (Pumpen) gilt.

Arbeitsabhängige Kosten:

- Einsatzpreis

Sonstige nachweisbare Kosten:

- 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 kuratives 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.¹³

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

¹³ Nach bilateraler Absprache zwischen AB und ÜNB können statt dem Einsatzpreis für die Erzeugungsauslagen von Tagesspeichern auch den anlagenspezifischen Wirkungsgrad, die arbeitsabhängigen Netznutzungsentgelte (inkl. Umlagen) für den Pumpbetrieb c_{NNE} , die Turbinen- und Pumpleistungen sowie die zur Verfügung stehenden Turbinenvolllaststunden an den ÜNB übermitteln. Mittels des in diesem Kapitel beschriebenen Verfahrens können die Erzeugungsauslagen sodann selbständig vom Netzbetreiber bestimmt werden.

- 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_P 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 η , des arbeitsabhängigen Netznutzungsentgelts (inkl. Umlagen) für den Pumpbetrieb¹⁴ C_{NNE} , zur Verfügung stehenden Turbinenvolllaststunden und der Ergebnisse der Viertelstunden-Intraday-Eröffnungsauktion¹⁵ bestimmt. Der statische Wert „zur Verfügung stehende Turbinenvolllaststunden“ wird dabei definiert als die Dauer in Stunden (h) bis die maximal mögliche Wassermenge mit voller Turbinenleistung vom Oberbecken in das Unterbecken abgelassen werden kann. 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:

$$t_T \cdot P_T = t_P \cdot P_P \cdot \eta$$

(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:

$$g_T \cdot \eta > g_P + C_{NNE}$$

¹⁴ Soweit für die Anlage keine Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG vorliegt.

¹⁵ 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.

Der Prozess startet – unabhängig vom konkreten Speicherfüllstand nur anhand der Preisdauerlinie (siehe nachfolgende Abbildung 2) – mit der Kombination der teuersten Viertelstunde und dem mittels der Bedingung der Energieumwandlung entsprechend gewählten preisgünstigsten Zeitbereich, springt dann zur zweit teuersten 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 (zur Verfügung stehende Turbinenvolllaststunden) 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:

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

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

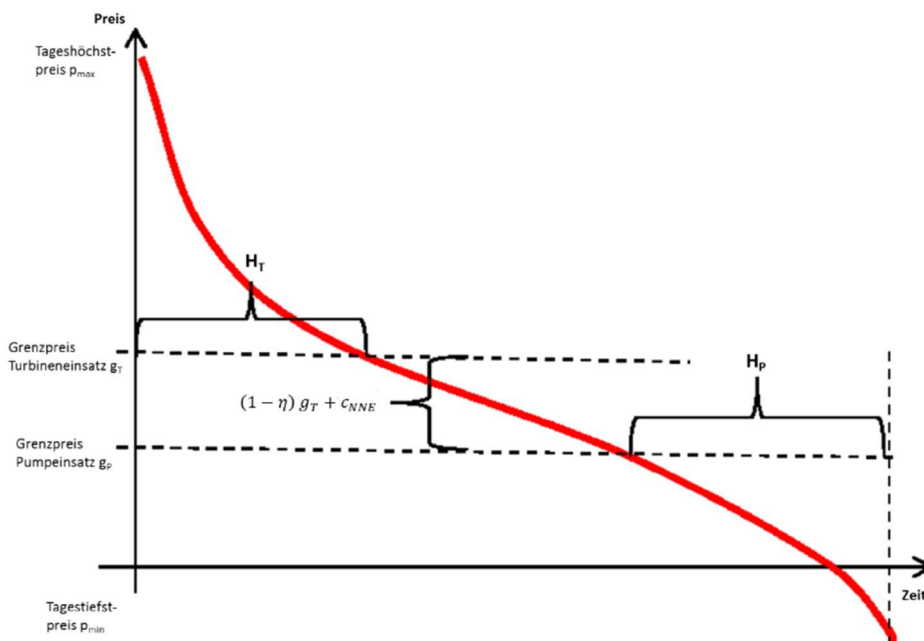


Abbildung 2 - Grenzpreise für Speicher anhand der Preisdauerlinie¹⁶

¹⁶ Quelle: BDEW, Branchen-Leitfaden Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, 18. April 2018.

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 $\frac{\sum p \geq g_T p}{n_T}$, wobei n_T die Anzahl der Viertelstunden des jeweiligen Tages entspricht, in denen der IDA-Preis größer (gleich) dem Grenzpreis der Turbine ist.)
- 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 $\frac{\sum p \leq g_P p}{n_P}$, wobei n_P die Anzahl der Viertelstunden des jeweiligen Tages entspricht, in denen der IDA-Preis kleiner (gleich) dem Grenzpreis der Turbine ist.)

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

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

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

$$P_{2a)} = \left(\frac{\sum p \leq g_P p}{n_P} + c_{NNE} \right) / \eta$$

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

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

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

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

$$P_{4b)} = \frac{\sum p \leq g_P p}{n_P}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

Zum besseren Verständnis der Berechnung der Erzeugungsauslagen ist im Folgenden ein Zahlenbeispiel für zwei exemplarische Tagesspeicher für den 01.02.2024 als Beispielstag aufgeführt (alle Werte der Tabelle in €/MWh). Die Beispielberechnung kann der Anlage 5 der Festlegung BK8-22/001-A entnommen werden:

01.02.2024		Tagesspeicher 1	Tagesspeicher 2
	Wirkungsgrad	87 %	70 %
	Netznutzungsentgelt	0,50 €/MWh	1,50 €/MWh
	Volllaststunden	4 h	6 h
	Turbinenleistung	200 MW	400 MW
	Pumpleistung	180 MW	350 MW
Erhöhung Turbine	<i>(Zahlung ÜNB an KWB)</i>	109,20	121,27
Minderung Turbine	<i>(Zahlung KWB an ÜNB)</i>	47,74	69,65
Minderung Pumpe	<i>(Zahlung ÜNB an KWB)</i>	94,51	83,39
Erhöhung Pumpe	<i>(Zahlung KWB an ÜNB)</i>	41,03	47,26
g _T		99,97	99,72
g _P		56,93	67,06
p _{1a}		90,75	121,27
p _{1b}		109,20	108,16
p _{2a}		47,74	69,65
p _{2b}		78,45	83,39
p _{3a}		94,51	74,21
p _{3b}		78,45	83,39
p _{4a}		67,75	56,87
p _{4b}		41,03	47,26

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.

2.1.3. 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.

2.1.3.1. Kosten für die Abrechnung einer Redispatch-Maßnahme

Der Branchenleitfaden des BDEW zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen vom 18.04.2018 sah die Erstattung der Kosten für die Abrechnung der Redispatch-Maßnahmen nicht ausdrücklich vor. Mit der Festlegung vom 10.10.2018 bzw. 19.05.2021 hat die Beschlusskammer 8 allerdings festgestellt, dass Mehraufwendungen aus der Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen als „Sonstige im Einzelfall belegbare Zusatzkosten“ vergütet werden können, sofern diese ursächlich auf der jeweiligen Redispatch-Maßnahme beruhen und im Einzelfall nachgewiesen werden.

In der Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber (vgl. S. 3) und der Uniper SE (vgl. S. 3) wurde angemerkt, dass Abrechnungskosten demgemäß auch zukünftig erstattungsfähig sein sollten. Es habe sich eine stehende Praxis etabliert, nach der die Abrechnungskosten gegenüber dem anweisenden Netzbetreiber abgerechnet werden könnten.

Die Beschlusskammer folgt diesen beiden Stellungnahmen. Kosten für die Abrechnung der Redispatch-Maßnahmen sind demnach erstattungsfähig, sofern sie ursächlich auf der Redispatch-Maßnahme beruhen und im Einzelfall nachgewiesen werden. Zur Erleichterung der Abrechnungsverfahren sieht es die Beschlusskammer aber auch als zulässig an, dass die Parteien beim Vorliegen hinreichender historischer Abrechnungserfahrungen von einem Einzelnachweis absehen und zu individuellen, aus den Vergangenheitswerten abgeleiteten Standardkostensätzen abrechnen.

2.1.3.2. Variable Instandhaltungskosten

Variable Instandhaltungskosten sind zu vergüten, sofern diese erheblich sind. Die zusätzlichen Instandhaltungsaufwendungen müssen ursächlich auf der bzw. den Redispatch-Maßnahmen beruhen. Der Anlagenbetreiber ist zum Nachweis der Kausalität und der Höhe gegenüber dem Netzbetreiber verpflichtet.

Mehrere Stellungnahmen regen an, dass die variablen Instandhaltungskosten im Rahmen der Einsatzplanung pauschalisiert berücksichtigt werden könnten, da sie im Rahmen der internen Einsatzplanung berücksichtigt werden würden. Die Beschlusskammer hat in der Vergangenheit zusammen mit einzelnen Marktteilnehmenden versucht, eine pauschale Bestimmung der Instandhaltungskosten vorzunehmen. Dies hat sich jedoch als problematisch erwiesen, da die hinterlegten variablen Instandhaltungskosten häufig nicht den tatsächlich angefallenen Aufwendungen entsprachen. Dies kann im Einzelfall zu erheblichen positiven oder negativen Abweichungen führen und erscheint daher nicht sachgerecht.

2.1.3.3. 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.

BDEW (S. 5), EnBW (S. 3) sowie Onyx (S. 2) merken an, dass die Reststoffentsorgungskosten auch auf Basis von Pauschalisierungen, wie sie in der internen Einsatzplanung vorgesehen werden, Anwendung finden sollten. Ein konkreter Vorschlag zur Berücksichtigung von Pauschalisierungen wurde nicht dargelegt. Ein angemessener Pauschalisierungsansatz ist aus Sicht der Beschlusskammer daher nicht gegeben.

2.1.3.4. 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.

2.1.3.5. Vermiedene Netznutzungsentgelte (§ 18 StromNEV)

Im Falle einer Wirkleistungsreduzierung sind Arbeitserlöse für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV dem Anlagenbetreiber, dessen dezentrale Erzeugungsanlagen vor dem 01.01.2023 in Betrieb genommen wurde, 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 γ_{VNE} .

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

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.

Nach Auffassung der E.ON-Verteilernetzbetreiber (vgl. S. 8) ist für die Bestimmung der entgangenen vermiedenen Netzentgelte, für Anlagen die einen gesetzlichen Anspruch auf vermiedene Netzentgelte nach § 18 StromNEV haben, ausschließlich auf die Vermeidungsarbeit abzustellen. Allerdings wird nicht dargelegt, woraus sich diese Rechtsauffassung ergibt.

Wird die Wirkleistung der betroffenen Anlage häufiger reduziert, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass auch die Leistungserlöse des Anlagenbetreibers aus vermiedenen Netzentgelten sinken. Nach § 18 Abs. 2 S. 5 StromNEV ist die Vermeidungsleistung die Differenz zwischen der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Netz- oder Umspannebene und der maximalen Bezugslast dieses Jahres aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene in Kilowatt. Die Auswirkungen der Fahrplanänderung in Folge des Redispatch sind ex post bestimmbar.

2.1.3.6. Ausgleichsenergiekosten

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

Im Einzelfall können dem Anlagenbetreiber aber auch Kosten aus dem erhöhten Bezug von Ausgleichsenergie oder erhöhte Kosten zum Ausgleich dieser Abweichungen mit anderen Anlagen entstehen. Andererseits können dem Anlagenbetreiber im Einzelfall auch Erlöse im Rahmen der Ausgleichsenergieabrechnung entstehen. Sollte es in Ausnahmefällen zu erheblichen Abweichungen zwischen Redispatch-Soll-Fahrplan (P_{SOLL}) und Redispatch-Ist-Fahrplan (P_{IST}) kommen, sind die daraus resultierenden Kosten bzw. Erlöse im Einzelfall nachzuweisen. Als erheblich gelten Beträge über 1 €/ MW Nettonennleistung der Anlage pro Rampe. Erhebliche Ausgleichsenergiekosten sind Viertelstundenscharf vom Anlagenbetreiber auf Basis der Abweichung zwischen P_{SOLL} und P_{IST} unter Berücksichtigung des reBAP und des Preises für die Erzeugungsauslagen nachzuweisen und zu übermitteln.

Demnach gilt:

$$\text{Ausgleichsenergiekosten} = (P_{\text{SOLL}} - P_{\text{IST}}) * (\text{reBAP} - \text{Preis_Erzeugungsauslagen})$$

2.1.3.7. 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 erschlossenen Potenziale sind nach den allgemeinen Maßgaben auf Basis der bis 14:30 Uhr des Vortages mitgeteilten Erzeugungsauslagen 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.

2.1.3.8. 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.

2.1.3.9. 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.

2.1.3.10. Umgang mit Leistungsspitzen bei der Berechnung von Netzentgelten

BDEW (S. 5) und ÜNB (S.2) haben angemerkt, dass Leistungsspitzen, welche durch Redispatch-Maßnahmen induziert werden, bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte unberücksichtigt bleiben sollten. Eine solche Regelung ist aus Sicht der Beschlusskammer originär in einer Regelung zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte zu berücksichtigen, weshalb die Beschlusskammer von einer detaillierten Vorgabe im Rahmen der vorliegenden Festlegung absieht. Sofern Leistungsspitzen, welche durch eine Redispatch-Maßnahme induziert wurden, im Rahmen der Netznutzungsentgeltabrechnung angesetzt werden, sind die hieraus resultierenden Mehrkosten im Rahmen einer Einzelfallbetrachtung erstattungsfähig. Einer zukünftigen Regelung, wie sie in den Stellungnahmen gefordert wurde, steht die Beschlusskammer diskussionsoffen gegenüber.

2.2. Anteiliger Werteverbrauch (§ 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 2 EnWG)

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 abhängig von der tatsächlichen Anpassung der Wirkleistungserzeugung und des Wirkleistungsbezugs gesetzt. Der anteilige Werteverbrauch hat demnach einen eher kalkulatorischen Charakter. Es bietet sich daher eine energieträgerspezifische Typisierung insbesondere der bei der Errichtung geplanten Betriebsstunden an.

Der anteilige Werteverbrauch ist gemäß § 13a Abs. 3 EnWG als Quotient aus dem handelsrechtlichen Restwert und der handelsrechtlichen Restnutzungsdauer, als lineare Abschreibung des Restwertes interpretierbar.¹⁷ Dieser Quotient ist mit dem Verhältnis der anrechenbaren Betriebsstunden für Redispatch-Maßnahmen zu den bei der

¹⁷ Die handelsrechtliche Abschreibung kann, beispielsweise durch Sonder-Abschreibungen oder Phasen alternativer Abschreibungsmodelle, davon abweichen.

Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden zu multiplizieren.

Formelhaft gilt demnach:

Anteiliger Werteverbrauch =

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

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 Bilanz (gemäß HGB) des Unternehmens zu übernehmen bzw. hieraus abzuleiten.

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-Leistung¹⁸ zur Leistung der einzelnen Anlage in Betracht.

¹⁸ Die Informationen zur installierten Netto-Leistung erhalten die Übertragungsnetzbetreiber bspw. im Rahmen des sog. KWEP-Prozesses.

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:

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 grundsätzlich anrechenbare Betriebsstunden an.

2.2.2.1.1. Quotierung

Die Betriebsstunden sind allerdings zu quotieren, da nicht in allen Nutzungsfällen die gesamte Leistung der Anlage durch die Redispatch-Maßnahme blockiert wird.

Die ausschließlich auf Anlagen im Planwertmodell anwendbare erhöhte Quotierung richtet sich grundsätzlich 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 der Berücksichtigung von Handelsgewinnen in einer praktisch handhabbaren Art und Weise Rechnung.

Um negative Rückwirkungen auf den Strommarkt von vornherein auszuschließen, wird mittels eines sogenannten „Markttests“ die Anwendung einer erhöhten Quotierung der anrechenbaren Betriebsstunden des anteiligen Werteverbrauchs nur für den Fall gewährt, dass auf den ersten Blick kein strategisches Bieterverhalten der Anlagenbetreiber erkannt werden kann (d.h. Markttest positiv: Marktpreis < Strikepreis * 1,1).

In diesem Fall gilt:

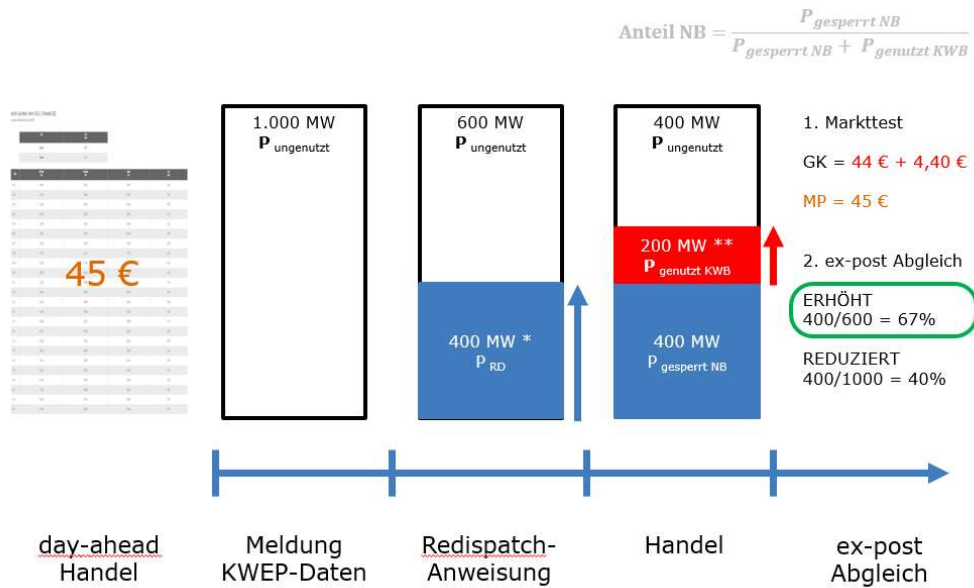


Abbildung 3

Fällt der Markttest negativ aus (d.h. Marktpreis \geq Strikepreis \cdot 1,1), ergibt sich der anzurechnende Anteil einer anrechenbaren Betriebsstunde aus dem Quotienten der in Anspruch genommenen Wirkleistung (P_{RD}) und der Netto-Nennleistung (P_{N}) der in Anspruch genommenen Anlage.

Es gilt demnach:

$$P_{\text{RD}} / P_{\text{N}}$$

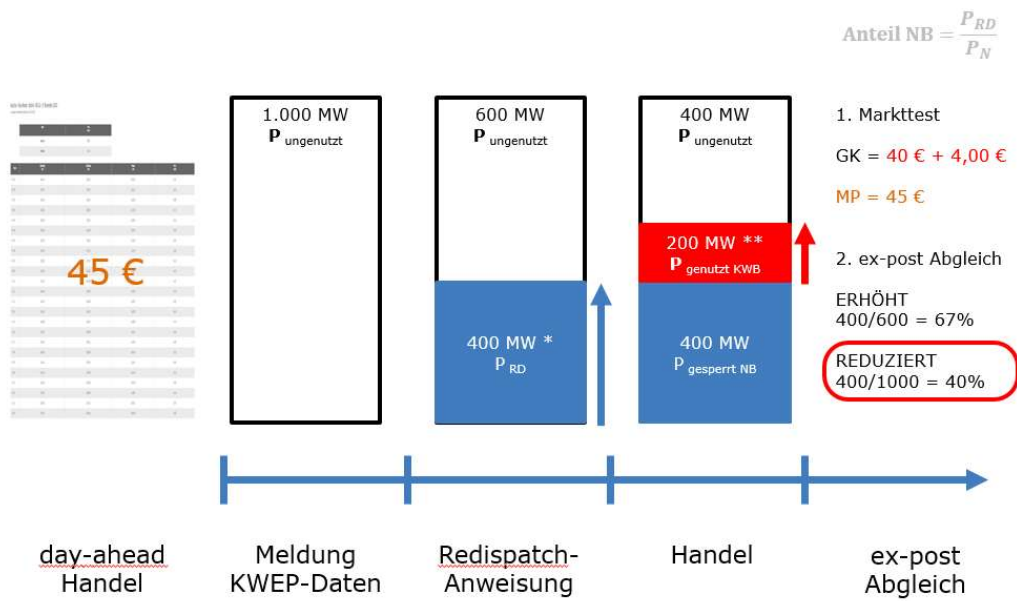


Abbildung 4

Im Falle einer Wirkleistungsreduktion zählen die Viertelstunden nicht als anrechenbare Betriebsstunden, wenn der Markttest negativ ausgefallen ist. Somit erfolgt in diesem Zeitraum keine Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs.

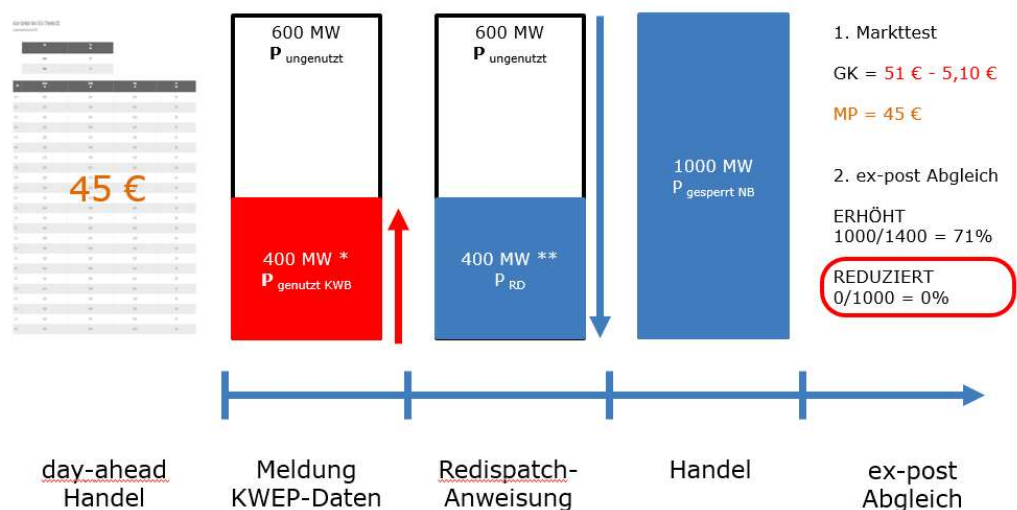


Abbildung 5

Etwas anderes ergibt sich allerdings, wenn der Markttest positiv ausfällt. In diesem Fall ergibt sich auch eine erhöhte Quotierung aus der vom Netzbetreiber durch den Redispatch gesperrten Leistung geteilt durch die für den Redispatch gesperrte Leistung und die durch den Anlagenbetreiber genutzte Leistung.

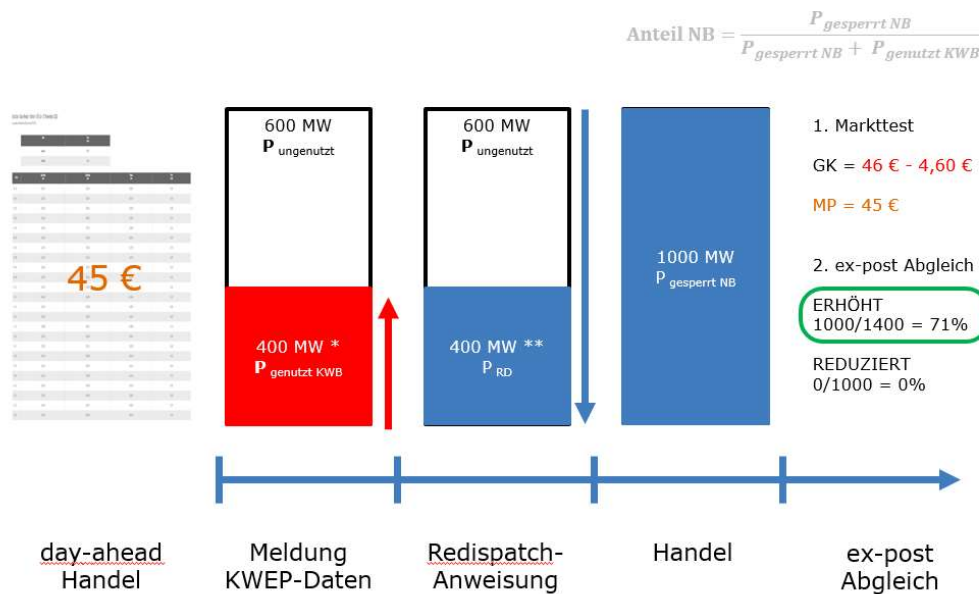


Abbildung 6

Für die Bestimmung, ob die Quotierung der anrechenbaren Betriebsstunden des anteiligen Werteverbrauchs nach der „Quotierung REDUZIERT“ oder „Quotierung ERHÖHT“ berechnet wird, wird auf Viertelstundenbasis ein sogenannter „Markttest“ durchgeführt. Dabei wird der stündliche Day-ahead Preis aus dem Single Day-ahead Coupling (SDAC) mit dem Strikepreis X 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 demnach:

$$\text{Marktpreis} < \text{Strikepreis} * 1,1 = \text{„Quotierung ERHÖHT“}$$

$$\text{Marktpreis} \geq \text{Strikepreis} * 1,1 = \text{„Quotierung REDUZIERT“}$$

Für negativen Redispatch gilt:

$$\text{Marktpreis} \geq \text{Strikepreis} * 0,9 = \text{„Quotierung ERHÖHT“}$$

$$\text{Marktpreis} < \text{Strikepreis} * 0,9 = \text{„Quotierung REDUZIERT“}$$

Ausnahmen gelten für Anlagen, die 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 somit die „Quotierung ERHÖHT“ 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 Ausspeicher-Grenzpreis gT und Einspeicher-Grenzpreis gP als Strikepreis.

2.2.2.1.2. Erhöhte Quotierung bei thermischen Kraftwerken

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

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

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 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 Redispatch-Anweisung 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 $P_{genutzt\ KW B}$ auf die durch den Einsatzverantwortlichen final gemeldete KWEP-Meldung zurückgegriffen. Die Berechnung erfolgt auf Basis der folgenden Datenfelder der finalen KWEP-Meldung.

$$P_{genutzt\ KW B, posRD} = P_{ohneRD, final} + P_{Bes, pos+R, pos, final}$$

mit

$$\begin{aligned} P_{Bes, pos+RL, pos, final} \\ &= (+BES_{KWEP, final}) + (+PRL_{KWEP, final}) + (+SRL_{KWEP, final}) \\ &+ (+MRL_{KWEP, final}) \end{aligned}$$

$$P_{ohneRD, final} = PROD_{KWEP, final} - (+RDA_{KWEP, final}) + (-RDA_{KWEP, final})$$

$P_{ohneRD, final}$ ist hierbei die Fahrplan-Vermarktung für den Block, die sich in der final übermittelten Planungsmeldung ergibt, wenn die Redispatch-Abrufe $(+RDA_{KWEP, final})$ und $(-RDA_{KWEP, final})$ aus dem Wert der geplanten Einspeisung $PROD_{KWEP, final}$ herausgerechnet werden. $P_{Bes, pos+R, pos, final}$ 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 vermarktet. 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:

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

mit

$$P_{Bes,pos+RL,pos,vorRD} = (+BES_{KWEP,vorRD}) + (+PRL_{KWEP,vorRD}) + (+SRL_{KWEP,vorRD}) + (+MRL_{KWEP,vorRD})$$

$$P_{ohneRD,vorRD}^{19} = PROD_{KWEP,vorRD} - (+RDA_{KWEP,vorRD}) + (-RDA_{KWEP,vorRD})$$

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 Intra-day-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 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.

¹⁹ Auch bei der Berechnung von $P_{ohneRD,vorRD}$ 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.

2.2.2.1.3. Erhöhte Quotierung bei Speichern

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

$$\text{Quotierung ERHÖHT} = \frac{P_{gesperrt\ RD}}{P_{gesperrt\ RD} + P_{genutzt\ KW B}}$$

Aufgrund der spezifischen Besonderheit von Speichern ist die durch den Anlagenbetreiber genutzte Leistung bei Redispatch wird die vermarktete Leistung der Anlage (day ahead und intraday) korrigiert um die Redispatch-Anweisung durch den Netzbetreiber. Hierbei zählt sowohl ein resultierende Ein- als auch Ausspeicherung als positive durch den Anlagenbetreiber genutzte Leistung. Daher wird vom vorzeichenbehafteten 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:

$$P_{genutzt\ KW B} = |P_{PSKW\ ohne\ RD, final}| + P_{zusätzlich, Bes, pos + RL, pos, final} + P_{zusätzlich, Bes, neg + RL, neg, final}$$

mit

$$P_{PSKW\ ohne\ RD, final} = PROD_{KWEP, final} - VERB_{KWEP, final} - +RDA_{KWEP, final} + -RDA_{KWEP, final}$$

$$\begin{aligned} P_{Bes, pos + RL, pos, final} &= (+BES_{KWEP, final}) + (+PRL_{KWEP, final}) + (+SRL_{KWEP, final}) \\ &+ (+MRL_{KWEP, final}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{Bes, neg + R, neg, final} &= (-BES_{KWEP, final}) + (-PRL_{KWEP, final}) + (-SRL_{KWEP, final}) \\ &+ (-MRL_{KWEP, final}) \end{aligned}$$

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

$$P_{zusätzlich, Bes, neg + R, neg, final} = \max(0, P_{Bes, neg + R, neg, final} - \max(0, P_{PSKW\ ohne\ RD, final}))$$

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 Ausspeicherleistung vorgehalten wird
$P_{zusätzlich,Bes,neg+RL,neg,final}$	negative Regelleistung und Besicherung, die zusätzlich zur vermarkteten Fahrplanenergie durch freie Einspeicherleistung vorgehalten wird
$P_{genutztKWB,negRD}$	durch den Anlagenbetreiber genutzten Leistung bei negativem Redispatch
$P_{ohneRD,vorRD}$	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
$VERB_{KWEP,vorRD}$	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
$P_{Bes,neg+RL,neg,vorRD}$	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 endgültigen 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 Wasserkraftwerken (einschließlich PSW) 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.²⁰

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

²⁰ BDEW, Branchen-Leitfaden Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, 18.04.2018

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.

Angesichts des kalkulatorischen Charakters des Werteverbrauchs hat sich mit dem Branchenleitfaden des BDEW folgende Typisierung herausgebildet, welche durch Korrekturfaktoren innerhalb der Anlagenart berücksichtigt werden kann. Diese bewährte Typisierung soll beibehalten werden.

Steinkohle

Wegen der unterschiedlich hohen Transportkosten für die bezogene Steinkohle hat der Anlagenstandort einen spürbaren Einfluss. Daher wurden bereits im Branchenleitfaden die beiden Regionen Nord und Süd anhand der Postleitzahlen der Anlagenstandorte unterschieden (Postleitzahlen bis 49999 und ab 50000). Kondensations- und Entnahmekondensationsturbinen wurden zusammengefasst, da beide im Gegensatz zur Gegendruckturbine eine stromgeführte Fahrweise erlauben.

Anlagenart	Kondensation / Ent.-Kond.	Gegendruck	Nord	Süd
Steinkohle	0,953	0,927	1,074	1,000

Dampf-Anlagen

Zusammenfassung von Öl, Gas sowie GuD und Berücksichtigung der unterschiedlichen Brennstoffe durch Faktoren. Anlagen kleiner 10 MW wurden bei der Berechnung der Faktoren zwar nicht betrachtet, können aber grundsätzlich analog behandelt werden. Da kleinere Kraftwerke geringere Betriebsstunden aufweisen, wurde eine Differenzierung nach Größe vorgenommen. Kombianlagen wurden mit GuD-Anlagen gleichgesetzt. Werden innerhalb einer GuD-Anlage Gas- und Dampfteile solo betrieben, so wird der Einsatz teurer und somit die Betriebsstunden geringer.

Anlagenart	≥ 10 MW < 100 MW)	≥ 100 MW	KWK ja	Gas	Öl	Gasturbine der GuD	Dampfteil der GuD	Dampf-Block und GuD-Anlagen
Dampf-KW (Öl und Gas sowie GuD)	0,9043	1,0000	1,3909	1,000	0,4990	0,8779	0,9603	1,000

Gasturbine

Besonders die Kraft-Wärme-Kopplung, aber auch der Brennstoff, haben einen hohen Einfluss auf die Betriebsstunden. Im Gegensatz zu anderen Erzeugungstechnologien spielt es bei Gasturbinen eine erhebliche Rolle, ob die Anlage Fernwärme auskoppelt oder nicht. Eine sinnvolle Größengrenze auf Basis der Rohdaten lag bei 100 MW.

Anlagenart	< 100 MW)	≥ 100 MW	KWK ja	Gas	Öl
Gasturbine	0,1492	1,0000	3,4895	1,5796	1,0000

2.3. Entgangene Erlösmöglichkeiten (§ 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 3 EnWG)

Neben den notwendigen Auslagen für die Anpassung der Wirkleistung und dem anteiligen Werteverbrauch sind den Anlagenbetreibern 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 näherungsweise den entgangenen Deckungsbeitrag in beiden Fällen. 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 7 ²¹

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 Fahrplangabe 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.

²¹ BDEW, Branchen-Leitfaden Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, 18.04.2018

2.3.2. Opportunitäten aufgrund von Flexibilitätsverlust im Intra-Day Markt

Die Anlagenflexibilität besitzt grundsätzlich einen Wert. Der Wert dieser Flexibilität ist bei der Vergütung von Redispatch-Maßnahmen als entgangene Erlösmöglichkeit zu berücksichtigen, da die Flexibilität, abhängig von der bei einer Redispatch-Maßnahme seitens der Netzbetreiber verlangten Fixierung der Stromeinspeisung, dem Anlagenbetreiber nicht mehr zur Verfügung steht. Bei der Ermittlung der sog. 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 Gutachten zur „Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung“ enthält einen grundsätzlich für die verschiedenen Anlagenarten geeigneten Vorschlag, wie die Opportunitätskosten unter Berücksichtigung der o. g. Anforderungen ermittelt werden können.²² Allerdings ist der Weber-Ansatz in zwei maßgeblichen Punkten zu modifizieren:

²² 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 Intra-Day Handel, ist aus den geschilderten Gründen unvermeidbar und aufgrund der möglichen Abweichungen in beide Richtungen (Mehr- oder Mindervergütung) im Mittel zu vernachlässigen.

Modifizierter Weber-Ansatz

Der Weber-Ansatz ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass als Index für den Day-ahead-Preis die Werte aus dem Single Day-ahead-Coupling (SDAC) anzuwenden sind. Für den Intraday-Preis (Intraday-Auktion und kontinuierlicher Intraday-Handel) gibt es hingegen keinen entsprechenden Index, so dass auf den Index derjenigen Strombörse abzustellen ist, 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.²³

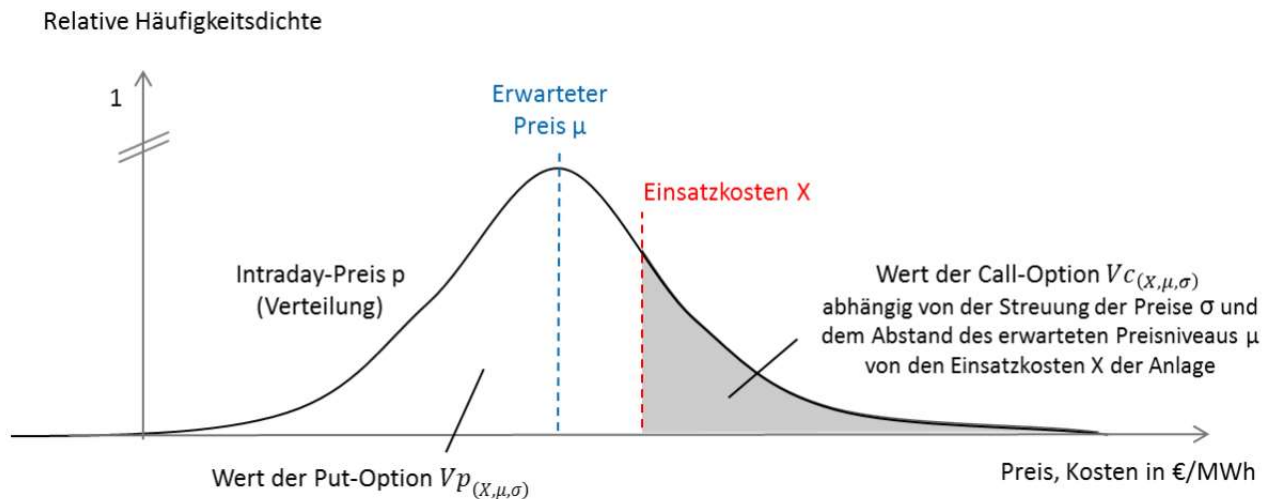
Eine Modifikation des Weber-Ansatzes ergab sich bereits aus dem Branchenleitfaden des BDEW. Der modifizierte Weber-Ansatz wird aus dem Branchenleitfaden des BDEW übernommen. Diese wird nachfolgend beschrieben:

Gemäß dem Weber-Ansatz kann die Optionalität einer Erzeugungsanlage als Option bewertet werden. Die Schwankungen des Intraday-Marktes werden dabei als arithmetische Brown'sche Bewegung²⁴ abgebildet. Diese Annahme über das Intraday-Marktverhalten ermöglicht eine Bestimmung der Optionalität auf Basis von wenigen Eingangsparametern, welche im Vorfeld einer Redispatch-Maßnahme bereits bekannt sind bzw. aus vergangenen Handelsdaten angenähert abgeleitet werden können:

- Erwartungswert des Intraday-Preisniveaus μ für jede einzelne Viertelstunde
- Standardabweichung σ , die die Verteilung der Intraday-Preise um den Mittelwert μ angibt
- Strikepreis X der Option (erwartete variable Einsatzkosten)

²³ vgl. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsf%C3%BChrung/Kapazitsreserve> (letzter Abruf: 23.02.2024)

²⁴ Die absoluten Preisänderungen (in EUR/MWh) werden dabei als normalverteilte Zufallsvariablen modelliert. Damit können sich auch negative Strompreise ergeben.



Ein Anlagenbetreiber kann zwei Flexibilitäts-Optionen durch Redispatch-Maßnahmen verlieren: Die Möglichkeit zusätzlichen Strom mit der Anlage zu produzieren und diese Menge am Markt zu verkaufen (Call-Option) und die Möglichkeit weniger Strom mit der Anlage zu produzieren und diese Menge am Markt einzukaufen (Put-Option).

In der Prinzip-Abbildung ist der Wert der Call-Option als graue Fläche unter der Kurve der Preisverteilung rechts von X dargestellt. Je weiter die Einsatzkosten einer Anlage das erwartete Preisniveau übersteigen, desto stärker sinkt der Wert der Anlagenflexibilität. Ist $X > \mu$ gilt: Bei einer größeren Streuung der Preise um den erwarteten Preis μ , sprich einer größeren Standardabweichung, steigt der Wert der Call-Option.

Der Wert der Call-Option $V_{c(X,\mu,\sigma)}$ kann für jede Viertelstunde mit folgender Formel pro Leistungseinheit bestimmt werden:

$$V_c(X, \mu, \sigma) = \sigma (d \Phi(d) + \varphi(d)) \quad [€/(\text{MW} \cdot \text{h})]$$

mit $d = \frac{\mu - X}{\sigma}$

Dabei sind Φ und φ die kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktion und die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Standardnormalverteilung. Die Put-Option $V_{p(X,\mu,\sigma)}$ lässt sich analog wie folgt bestimmen:

$$V_p(X, \mu, \sigma) = \sigma (\varphi(d) - d \Phi(-d)) \quad [€/(\text{MW} \cdot \text{h})]$$

Hinter der Entscheidung, ob in einer Viertelstunde eine Call- oder eine Put-Option zur Bewertung der Optionalität herangezogen wird, steht die Annahme, dass die Anlage gegenüber dem stündlichen Day-ahead-Preis wirtschaftlich optimal eingesetzt wird. Ist zum Beispiel bei einer thermischen Anlage der Day-ahead-Preis größer als der Strikepreis der Option, wird angenommen, dass die Anlage mit Maximallast vermarktet wird. Folglich

bleibt in dieser Stunde nur die spätere Optimierungsmöglichkeit durch Einsenkung der Anlage, d. h. Bewertung mittels Put-Option. Mit dieser Vereinfachung wird einerseits erreicht, dass nicht bei jeder Lastpunktänderung einer Anlage eine neue Bewertung der Optionalität (Wechsel der Bewertung des möglichen Mehr- oder Mindereinsatzes) vorgenommen werden muss. Zum anderen wird auf diese Weise auch der intrinsische Wert, welcher sich in manchen Viertelstunden aufgrund der systematischen Preisdifferenzen zwischen Stunden- und Viertelstundenprodukten beim späteren Intraday-Handel im Viertelstundenraster ergeben kann, berücksichtigt.

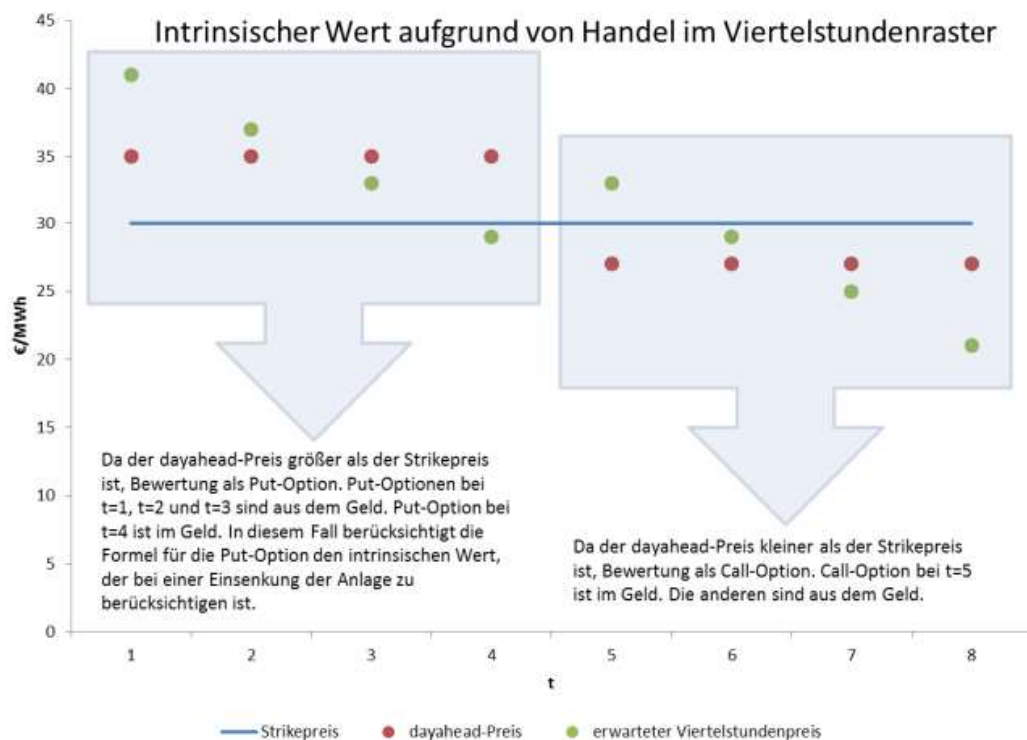


Abbildung 8

Der Optionswert setzt sich allgemein aus dem Zeitwert und dem intrinsischen Wert der Option zusammensetzen. Der intrinsische, auch innere, Wert einer Option gibt ihren Wert bei Ausübung zum aktuellen Zeitpunkt an und errechnet sich als Differenz zwischen Strikepreis und Erwartungswert des Strompreinsniveaus. Ist die Differenz positiv, so befindet sich die Anlage „im Geld“, ist sie negativ, „aus dem Geld“.

Ist sie gleich null, so befindet sich die Anlage „am Geld“. In Abbildung 8 setzt sich beim Zeitpunkt t=5 der Optionswert aus dem Zeitwert und dem intrinsischen Wert zusammen. In den Zeiträumen t=6 bis t=8 hingegen ist die Anlage aus dem Geld und somit lediglich ein Zeitwert vorhanden.

Im hier beschriebenen Verfahren wird der intrinsische Wert unabhängig vom konkreten Anweisungszeitpunkt der Redispatch-Anweisung voll vergütet, sofern er existiert.

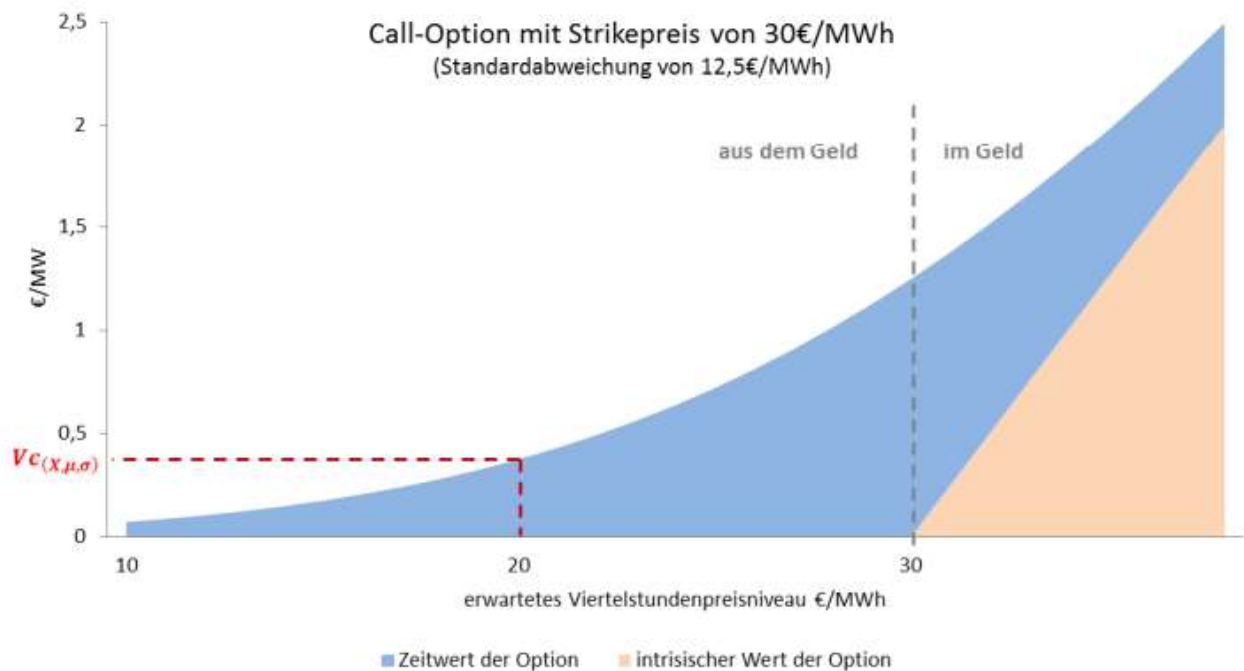


Abbildung 9

Der mittels dieses Verfahrens bestimmte Wert der Optionalität ist dabei immer auf den Leistungsbereich anzuwenden, der ohne die Redispatch-Anweisung flexibel einsetzbar gewesen wäre (maximal die gesamte Anlagenleistung).

Die vorstehend beschriebenen Eingangsparameter sollen – wie nachstehend beschrieben – ermittelt werden. Zur Bestimmung des Erwartungswertes des Intraday-Preisniveaus sollen die Ergebnisse der Viertelstunden Intraday-Eröffnungsauktion, welche um 15:15 Uhr am Vortag verfügbar sind, verwendet werden. Die Ergebnisse der Intraday-Auktion bilden die Erwartungswerte zum Auktionszeitpunkt bzgl. der Preise bei Fälligkeit (Gate Closure) ab und sind daher geeignet, als Erwartungswert Verwendung zu finden. Da Redispatch-Maßnahmen schon ab 14:30 Uhr am Vortag möglich sind und dann bereits die bei Redispatch anfallenden Optionalitäten bekannt sein müssen, können die erwarteten Preise der Intraday-Eröffnungsauktion alternativ aus den Preisen der Day-ahead-Auktion mit Hilfe von viertelstundenscharfen Auf- bzw. Abschlägen angenähert ermittelt werden.²⁵

²⁵ Auf Basis der produktspezifischen mittleren Abweichungen zwischen den stündlichen Day-ahead-Auktionspreisen und den viertelstündlichen Preisen der Intraday-Eröffnungsauktion der letzten 90 Tage wird hierzu täglich für jedes Viertelstundenprodukt ein Auf- bzw. Abschlag gebildet. 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 und ggf. angewendet.

In Modifikation des Weber-Ansatzes, das eine Ermittlung der Standardabweichung²⁶ einmal pro Monat auf Basis der vorangegangenen zwölf Monate vorschlägt, wird die Standardabweichung für jedes Viertelstundenprodukt rollierend anhand eines Mittelwertes der produktspezifischen Daten der jeweils letzten 30 Tage ermittelt. Systematische Effekte aus im Zeitverlauf sinkenden bzw. steigenden Standardabweichungen können so weitgehend vermieden werden. Als Datengrundlage ist die Differenz zwischen den volumengewichteten Preisen der letzten Stunde vor Handelsschluss (Index der Viertelstundenprodukte des kontinuierlichen Intraday-Handels) und den Preisen der Intraday-Eröffnungsauktion zu benutzen. Soweit keine Historie von 30 Tagen für die Intraday-Eröffnungsauktion vorliegt, sind die Ergebnisse aus vorhandenen Daten herzuleiten.

Der Strikepreis X der Option entspricht den vom Kraftwerksbetreiber ex-ante gemeldeten arbeitsabhängigen Erzeugungsauslagen der jeweiligen Anlage. Sollten bei den Erzeugungsauslagen unterschiedliche Kosten für das Einsenken und das Erhöhen der Leistung übermittelt werden, so wird als Strike-Preis der Mittelwert der beiden Werte verwendet. Bei Tages-PSKW kann für den Strikepreis X auf die Formeln zur vereinfachten Bestimmung der Grenzpreise für Turbinen- und Pumpeinsatz (T bzw. P) zurückgegriffen werden. Entgangene Erlösmöglichkeiten liegen vor, sofern in der jeweiligen ¼ h die Anlagenflexibilität durch einen Redispatch dauerhaft beschränkt wurde.

Beispiel

Zum besseren Verständnis der Berechnung der Opportunitäten wird im Folgenden ein Zahlenbeispiel zur Berechnung des Optionswertes eines Tages-Pumpspeicherkraftwerks gegeben. Dazu wird der *Tasgesspeicher 1* mit 200 MW Turbinenleistung und 180 MW Pumpleistung gemäß dem Beispiel in Kapitel 2.1.2.1.1 näher betrachtet. Die entsprechenden Parameter ergeben einen Grenzpreis von 99,97 €/MWh für den Turbineneinsatz und 56,93 €/MWh für den Pumpeinsatz.

Betrachtet wird eine Redispatch-Maßnahme in der Viertelstunde 01.02.2024, 13:00 bis 13:45 Uhr, bei der dem Anlagenbetreiber die Flexibilität der gesamten Anlagenleistung verloren geht, so dass sowohl der Optionswert der Turbinen- als auch der Pumpleistung zu verrechnen wäre.

²⁶ Die Standardabweichung wird wie folgt berechnet $\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu_i)^2}{n}}$. Dabei ist x_i der ID1-Index des untersuchten Viertelstundenproduktes, μ_i der entsprechende Preis der Viertelstunden-Intraday-Eröffnungsauktion und n die Anzahl der untersuchten Elemente (also 30). Die Standardabweichungsberechnung wird am Vortag T-1 für den Tag der Lieferung T auf Basis der Daten der vorangegangenen 30 Tage T-2 bis T-31 berechnet.

Bei einem Spotmarktpreis (DA-Auktionspreis) von 57,26 €/MWh findet bei der Turbine die Bewertung der Flexibilität mittels Call-Option statt. Bei der Pumpe findet die Bewertung der Flexibilität mittels Put-Option statt. Bei einem Intraday-Preis (ID-Eröffnungsauktionspreis) von 75,93 €/MWh und einer Standardabweichung von 21,75 €/MWh ergeben sich die folgenden Werte in der betrachteten Viertelstunde:

- 0,36915 €/MW für die gesperrte Turbinenleistung
- 0,57296 €/MW für die gesperrte Pumpleistung

Beide Werte werden mit den entsprechend gesperrten Leistungen (200 bzw. 180 MW) multipliziert, sodass sich folgende Werte ergeben:

- 73,83 € für den Verlust der Flexibilität der Turbinenleistung in der entsprechenden Viertelstunde
- 103,13 € für den Verlust der Flexibilität der Pumpleistung in der entsprechenden Viertelstunde

Für die Anpassung der Fahrweise der Pumpspeichieranlage wäre die Summe beider Optionswerte, also 176,96 €, als Opportunitätskosten für diese Viertelstunde zu vergüten.

2.3.3. Einschränkung der Reservenutzung und -vermarktung

Alternativ besteht die Möglichkeit der Vermarktung flexibler Erzeugungskapazität als Dauerreserve z. B. in Form einer Kraftwerksausfallreserve für andere Anlagenbetreiber. Auch diese Vermarktungsoption kollidiert mit einer Redispatch-Anweisung, sofern diese Reserve nicht Vorrang vor Redispatch-Maßnahmen hat.

Während eines Abrufs der Kapazitätsreserve ist mindestens das Doppelte der technischen Preisgrenze im Intraday-Handel für Bilanzkreisunterdeckungen in Knappheitssituationen an den ÜNB zu bezahlen. Dadurch ist der Wert der Dauerreserve als Absicherung für Erzeugungsanlagen erhöht. Das spricht dafür, die tatsächlich als Dauerreserve vorgehaltene Kapazität nicht in das Redispatch-Potenzial einzubeziehen. Dann entfallen auch die Opportunitätskosten.

Für den Fall, dass eine Lieferverpflichtung aus einem Dauerreservevertrag nicht erfüllt werden kann, sind i. d. R. vertragliche Pönalen vereinbart. Zudem sind ggf. Haftungsrisiken, Schadenersatzforderungen und die oben erwähnten Strafzahlungen für Bilanzkreisunterdeckungen zu bedenken.

Die Verpflichtung eines Anlagenbetreibers, im Bedarfsfall Redispatch-Maßnahmen durchführen zu müssen, schränkt die Leistung ein, die ein Anlagenbetreiber wirtschaftlich als Dauerreserve anbieten oder nutzen kann. Denn erfolgt eine Anweisung zum Redispatch, kann die Wirkleistungseinspeisung nicht mehr angepasst werden, falls gleichzeitig

ein Abruf der Lieferverpflichtung aus der verkauften Dauerreserve erfolgt. Die Argumentation erfolgt hier analog zu der Einschränkung der Intraday-Vermarktung. Da Dauerreserveverträge jedoch mit längeren Vorläufen und i. d. R. für mehrere Monate oder Jahre geschlossen werden, verringern Redispatch-Abrufe die als Dauerreserve zu vermarktende Leistung.

2.3.4. Nicht-frequenzgebundene-Systemdienstleistungen

BDEW (S. 8), EnBW (S. 3) und Engie (S.1) merken an, dass Anlagen im Prognosemodell bei einer Maßnahme auch Verpflichtungen hinsichtlich weiteren Systemdienstleistungen nicht erfüllen können. Es müsse beachtet werden, dass eine Meldung von eingeschränktem Redispatchvermögen, wie es das Planwertmodell vorsehe, im Prognosemodell nicht erfolge. Diesbezüglich müsse eine finanzielle Kompensation erfolgen, insofern eine bestehende Verpflichtung zur Erbringung von Systemdienstleistungen nicht erfüllt werden könne.

Da die Verfahren zur marktlichen Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen noch nicht abgeschlossen sind, ist eine Bewertung tatsächlicher entgangener Erlöse und möglicher Wechselwirkungen zwischen Systemdienstleistungen und Engpassmanagement nicht abschließend möglich. Aus diesem Grund behält sich die Bundesnetzagentur vor, etwaige Änderungen vorzunehmen, sobald die vorgenannten Verfahren abgeschlossen sind und entsprechende Informationen vorliegen.

2.3.5. Opportunitäten aus Einsatzrestriktionen ²⁷

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 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.

²⁷ Für Speicher sind Einsatzrestriktionen, u.a. aufgrund der begrenzten Speicherkapazität, immer enthalten. Daher werden diese direkt bei der Berechnung der Erzeugungsauslagen berücksichtigt.

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 (§ 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 4 EnWG)

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, Kapitalbindungskosten und Brennstoffverluste),
- Kosten für eine zusätzliche Entkonservierung und Konservierung einer Anlage und
- Kosten für das Warmhalten oder das Vorwärmen der Anlage (Erhalt der Betriebsbereitschaft) – dies 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.

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 und
- 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 und zusätzliche Aufwendungen für EE-Anlagen und vorrangberechtigte KWK-Anlagen (§ 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG)

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 finanziell 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 EnWG 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 ausschließlich 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-Anlagen finden sich daher ebenfalls in den obigen Ausführungen zu § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 bis 4 EnWG innerhalb und insbesondere in Kapitel 2.7. dieser Anlage.

Die Formulierung des § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG knüpft an die Vorgängerregelung in § 15 Abs. 1 EEG a.F. an. Als „entgangene Einnahmen“ waren – und sind – Zahlungen zu berücksichtigen, die der Anlagenbetreiber aufgrund der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung 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. Erlangt der Netzbetreiber Kenntnis von einer Obliegenheitsverletzung, ist der Anspruch auf Entschädigung entsprechend zu kürzen.

2.5.1. Entgangene Einnahmen

„Entgangene Einnahmen“ sind Zahlungen, die der Anlagenbetreiber aufgrund der Anpassung der Wirkleistungserzeugung gemäß § 13a Abs. 1 EnWG seiner vorrangberechtigten EE- oder KWK-Strom-Erzeugung nicht erhält. Der Zahlungsausfall muss unmittelbar kausal durch die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung entstehen, mithin auf den einzelnen Vorgang 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 Anlage 1 zur Festlegung BK6-20-059.

2.5.1.1. Intraday-Optionalitäten

Als „entgangene Einnahmen“ sind Erlöse zu berücksichtigen, die dem Anlagenbetreiber aufgrund der Verminderung der Wirkleistungserzeugung seiner vorrangberechtigten EE- oder KWK-Strom-Erzeugung entgehen. 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 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 Wirkleistungserzeugung 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 können. 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 vorrangberechtigten 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 Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass es bei einer Anwendung des sog. Weber-Modells auf beispielhaft ausgewählte Windparks zu einer deutlichen Überschätzung der Opportunitäten kommt.²⁸ Auch mit Abwandlungen erscheint das Modell daher nicht geeignet, den Use-Case der entgangenen Einnahmen für herabgeregelte EE-Anlagen abzubilden. Die Ergebnisse der initialen Untersuchung und der erweiterten Untersuchung durch das IAEW sind als **Anlagen 3 und 4** beigefügt.

²⁸ PV-Anlagen weisen eine ähnliche Nutzungscharakteristik auf und werden im Redispatch zu ähnlichen Zeitpunkten angesteuert. Eine Gleichbehandlung von Wind und PV ist daher geboten.

Nach der Konsultation geht die Beschlusskammer weiterhin davon aus, dass das modifizierte Weber-Modell nicht geeignet ist die Opportunitäten für die Wirkleistungsreduzierung von EE-Anlagen zu ermitteln. Etwas anders verhält es sich bei vorrangberechtigten KWK-Anlagen, da die Vermarktung von KWK-Anlagen und deren Fahrweise eher mit der Vermarktung und Fahrweise konventioneller Erzeugungsanlagen zu vergleichen ist.

In verschiedenen Stellungnahmen wurde darauf hingewiesen, dass ein individueller Nachweis von Opportunitäten nur schwerlich möglich sei, insb. im Rahmen einer Portfoliovermarktung. Die Beschlusskammer ist sich der Schwierigkeiten eines solchen Nachweises bewusst und sieht es daher aus Praktikabilitätsabwägungen als zulässig an, die Opportunitäten für EE-Anlagen in einem vereinfachten, eher pauschalen Verfahren zu bestimmen. Die Vereinfachung kann in Anlehnung an den Untersuchungsansatz des IAEW wie folgt vorgenommen werden:

Die Bewertung der entgangenen Erlöse eines Kaufgeschäftes am Intraday-Markt, bei gleichzeitiger Reduzierung der Erzeugung (sog. PUT-Option) kann dabei anhand des relevanten Intra-Day Index der letzten Stunde des Viertelstundenproduktes erfolgen.

Nach der Festlegung BK6-20-059 (vgl. Anlage 1, S.5) ist als Ausfallarbeit die arbeitsbezogene Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und dem Wert der Leistungslimitierung zu verstehen. Die theoretische Einspeisung weicht aber in der Regel von der geplanten Einspeisung, die sich aus dem letzten, vor Anordnung der Redispatch-Maßnahme, übermittelten Ex-ante-Fahrplan ergibt ab. Soweit die Erzeugungsanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z.B. marktgetriebene Reduzierung, genehmigungsrechtliche Auflagen, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen theoretischen Leistung zu berücksichtigen.

Es gilt demnach:

$$\text{Erlöse} = \left((-1) \cdot rel_{IDIndex} \right) \cdot \text{Ausfallarbeit}$$

Bei Reduzierung der Einspeisung fällt die Marktprämie i. S. d. § 20 EEG für den Anlagenbetreiber weg. Bei Zeitfenstern mit negativen Preisen gemäß § 51 EEG verringert sich der anzulegende Wert auf null, da die Marktprämie dann 0 € beträgt.

Es gilt:

$$\text{Kosten} = \text{Marktprämie} \cdot \text{Ausfallarbeit}$$

Ein Deckungsbeitrag entgeht dem Anlagenbetreiber allerdings immer dann, wenn entgangene Erlöse die damit verbundenen Kosten übersteigen. Wenn die nachfolgende Grundbedingung erfüllt ist :

$$rel_ID_Index < (-1) \cdot \text{Marktprämie}$$

Gilt demnach:

$$\text{Vergütung} = ((-1) \cdot \text{Marktprämie} - rel_ID_Index) \cdot \text{Ausfallarbeit}$$

Anders verhält es sich bei der sog. CALL-Option. Die Anlagenbetreiber haben im laufenden Verfahren jedenfalls nicht substantiell vorgetragen, dass die beschriebenen Situationen praktisch aufgetreten sind und dass dabei tatsächlich Opportunitäten in signifikanter Höhe entstanden wären.

2.5.1.2. 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 allerdings sehr illiquide Handelsplätze. Dabei gibt es verschiedene Produkte für HKN, z.B. getrennt nach Erzeugungsarten oder Standorten.

Wird die Wirkleistungserzeugung einer 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.

Im Hinblick auf eine Vereinfachung der Abrechnungsprozesse wurde in der Konsultation vorgebracht, dass eine Entschädigung basierend auf Pauschal- oder Referenzpreisen erfolgen sollte (E.ON S.6, Quadra S.2, bne). Bislang gibt es jedoch noch keinen ausreichend liquiden Markt für HKN mit öffentlich und frei zugänglichen Informationen zu Preisen und Handelsvolumina. Darüber hinaus wurde gefordert, eine Nachbeschaffung durch HKN pauschal (Next S.2, Engie) oder durch Spitz-Abrechnung bei kurzfristiger Beschaffung (bne) zu vergüten. Die Notwendigkeit einer kurzfristigen Beschaffung von HKN wird jedoch nicht gesehen, da HKN bis zu zwölf Monate später ausgestellt und gehandelt werden können. In einigen Stellungnahmen wurde vorgebracht, dass HKN physisch durch den Netzbetreiber ersatzbeschafft werden sollen bzw. dass ein physischer Ausgleich vorzugswürdig sei (EnBW S.7, Shell). Bereits in den Stellungnahmen der ÜNB (S. 6) und des bdew (S. 8) wurde dieser Forderung entgegengehalten, dass dies umsetzungstechnisch praktisch ausgeschlossen sei. Darüber hinaus wäre die Vorgabe einer Ersatzbeschaffung durch den Netzbetreiber aufgrund der bereits erwähnten geringen Liquidität der öffentlich zugänglichen HKN-Handelsplätze problematisch. Im Speziellen wurde im Zusammenhang mit PPAs vorgebracht, dass ein physischer Ausgleich von HKN in Bezug auf die optionale Kopplung gemäß § 30a HkRNDV als Voraussetzung für die Strompreiskompensation notwendig sei (EnBW S. 7, Shell).

Die Beschlusskammer hat sich im Sinne einer praktisch handhabbaren Umsetzung dafür entschieden, eine vereinfachte Abrechnung für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zuzulassen. Ein solches Vorgehen wurde von mehreren Stellungnahmen begrüßt (bdew S. 6 ff., bne, EnBW S. 7, RWE S. 3 ff.).

Bei Anlagenbetreibern, die eine vertragliche Vereinbarung mit einem Abnehmer haben, in der eine feste Vergütung für jeden HKN enthalten ist, die für die Erzeugung einer Anlage ausgestellt werden, kann dieser fest vereinbarte Betrag gemäß der im Folgenden beschriebenen Durchschnittspreisbetrachtung als Nachweis für eine entgangene Einnahme der betreffenden Anlage im Sinne des § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG verwendet werden. Ein solcher Nachweis kann auch durch vertragliche Vereinbarungen mit einem konzerninternen Abnehmer erbracht werden, sofern in dem Vertrag eine nachweislich marktübliche Vergütung festgelegt ist.

Für den Nachweis der entgangenen Einnahmen der HKN für eine Anlage ist es danach ausreichend, wenn der Anlagenbetreiber zur Mitte eines Quartals (bspw. Q3) den Durchschnittspreis seiner vermarkteten und im betreffenden Quartal ausgestellten HKN des Vorquartals (bspw. Q2) der betreffenden Anlage bildet, wobei sich der Durchschnittspreis aus dem Quotienten der HKN-Erlöse des Vorquartals und der HKN-Menge (in MWh) des Vorquartals für diese Anlage ergibt. Bei der Durchschnittspreisbildung sind die Preise für sämtliche HKN, die für die betreffende Anlage ausgestellt wurden, mengengewichtet zu berücksichtigen. Hieraus ergibt sich der dann ex ante bestimmbare Preis für das folgende Quartal (bspw. Q4), der für die Bildung der Merit-Order herangezogen werden kann. Eine

Betrachtung von Quartalen bildet einen Kompromiss zur Berücksichtigung von Preisvolatilität und Liquidität. Der Durchschnittspreis ist anlagenscharf zu bilden und die Vergütung erfolgt anhand des anlagenspezifischen Durchschnittspreises. Es ist unabdingbar, dass die Eingangsdaten der Berechnung dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Der Netzbetreiber muss die Abrechnung des Anlagenbetreibers nachvollziehen und prüfen können z.B. durch Vorlage entsprechender Verträge oder Wirtschaftsprüfer-Testate. Der Anlagenbetreiber muss auf Verlangen des Netzbetreibers eine marktübliche Vergütung nachweisen.

2.5.1.3. Verlust des Hocheffizienzkriteriums

Die Berücksichtigung von Förderansprüchen nach dem KWK-G und dem EEG als entgangene Einnahmen kann nur dann erfolgen, wenn 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 Anlage entgehen diese Einnahmen nicht, sondern fallen lediglich später – am Ende der Förderdauer – an.²⁹ Insoweit dürfen allenfalls Zinseffekte zu berücksichtigen sein.

2.5.1.4. 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. In den Stellungnahmen des BDEW (S. 9), der E.ON-Verteilernetzbetreiber (S. 7) und der Übertragungsnetzbetreiber (S. 6) wurde angeregt, die Bildung der virtuellen Bemessungsleistung zunächst nicht weiter zu konkretisieren. Die der Anhörung zu Grunde liegende Beschreibung sei nicht hinreichend präzise. Die Beschlusskammer hat nach Ablauf der Frist zur Stellungnahme noch einen weitergehenden Konkretisierungsvorschlag der Amprion GmbH erhalten. Daher sieht die Beschlusskammer derzeit, insbesondere auch vor dem Hintergrund der insgesamt noch nicht abgeschlossenen Diskussion zur Vergütung von Biogas-Anlagen, davon ab, konkrete Vorgaben zur virtuellen Bemessungsleistung zu machen.

²⁹ 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

2.5.1.5. Wärmeerlöse

Sofern die EE- bzw. KWK-Anlage über eine Wärmeauskopplung verfügt und die Reduzierung der Wirkleistung zugleich die gekoppelte externe Wärmeerzeugung (z.B. Fern- oder Nahwärmenetz) 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 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 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 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. Vermiedene Netznutzungsentgelte

Für Anlagen nach § 3 Nummer 1 EEG oder von KWK-Strom im Sinne des § 3 Abs. 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 Wirkleistungserzeugung 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. Verbrauchte Brennstoffe

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 Verschleiß

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.

2.5.2.3. 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“.

2.6. Ersparte Aufwendungen (§ 13a Abs. 2 S. 4 EnWG)

Nach § 13a Abs. 2 S. 4 EnWG hat der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber etwaige ersparte Aufwendungen an den Netzbetreiber zu erstatten. In der Regel führt eine Reduzierung der Wirkleistungserzeugung 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 Wirkleistungserzeugung 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.

2.7. Sonderfall: KWK-Anlagen

Auch KWK-Anlagen können zum Redispatch herangezogen werden. Etwaige Besonderheiten dieser Erzeugungstechnologie werden nachfolgend dargestellt. Besonderheiten gelten (teilweise) auch abhängig davon, ob vorrangberechtigter KWK-Strom abgeregelt wird oder nicht.

2.7.1. Brennstoffkosten

Bezüglich der Kosten für den eingesetzten Brennstoff können auch für (vorrangberechtigte) 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 Wirkleistungserzeugung erspart werden, so erfolgt für den Anspruch des Netzbetreibers nach § 13a Abs. 2 S. 4 EnWG die Berechnung gleichlaufend.

2.7.2. Mehrkosten alternativer (Fern-)Wärmeerzeugung

Bei einer Aufforderung zu einer Wirkleistungsreduzierung können auch der (vorrangberechtigten) KWK-Anlage Mehrkosten bei dem Betrieb oder der Beschaffung einer alternativen (nicht elektrischen³⁰) Wärmeerzeugung entstehen. Diese sind im Gegensatz zum erhöhten Strom-Eigenverbrauch nicht vom bilanziellen Ausgleich abgedeckt.

Sollte der Anlagenbetreiber aufgrund einer Reduzierung der Wirkleistung Wärme alternativ beziehen bzw. erzeugen müssen, werden etwaige Mehrkosten erstattet. Zu den sonstigen Mehrkosten zählen u. a. Inanspruchnahmepreise.

Position	Einheit
Wärmeerzeugungsverlust	MWhth / MWh
Wärmeerzeugungskosten	€ / MWhth
Sonstige Kosten	€

Es gilt demnach:

Wärmemehrkosten =

*(Wärmeerzeugungsverlust * Kosten alt. Wärmeerzeugung) + sonst. Kosten*

2.7.3. Barwertverluste

Es ergeben sich Barwertverluste, wenn bei einer Einspeiseabsenkung der Anlagenbetreiber nur geringere KWK-Zuschläge für den Monat erhält, denn die Nachholung geschieht erst am Ende der Förderdauer (Zinseffekte). Dem Redispatch einer Anlage, die KWK-Zuschläge für ihre Einspeisung erhält, folgt ein Barwertverlust (Einspeiseabsenkung) bzw. ein Barwertgewinn (Einspeiseerhöhung), da die Nachholung nicht monatlich, sondern erst am Ende der Förderdauer geschieht (Zinseffekte). Der effektive Jahreszins ist jährlich zwischen Netz- und Anlagenbetreiber zu vereinbaren.

Position	Einheit
KWK-Zuschlag	€ / MWh
Effektiver Jahreszins	Prozent

³⁰ vgl. BK6-20-059, Anlage 1, Kap. 2.1.2.

Es gilt:

$$\text{Barwertverlust} = -(\text{KWK-Zuschlag}) * \text{effektiver Jahreszins}$$

2.7.4. Alternative oder fehlende Dampferzeugung

Sollte der Anlagenbetreiber bei einer Absenkung der Einspeiseleistung Dampf alternativ beziehen bzw. erzeugen oder Prozesse herunterfahren müssen, werden etwaige Kosten erstattet.

Position	Einheit
Dampferzeugungsverlust	MWh _{th} / MWh
Dampferzeugungs-/Prozessverlustkosten	€ / MWh _{th}

Es gilt:

$$\text{Kosten} = \text{Dampferzeugungsverlust} * \text{Dampferzeugungs-/Prozessverlustkosten}$$

2.8. Sonderfall: EE-Anlage 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 entstehen jedoch auch ggf. zusätzliche oder ersparte Aufwendungen, vgl. hierzu unten den jeweiligen Kapiteln.

2.9. Sonderfall: Thermische Abfallverwertungsanlage

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.

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.³¹ Mit Urteil vom 20.04.2023 hat der EuGH zu den vorgelegten Fragen zwar entschieden. Auch nach der Entscheidung des EuGHs vom 20.04.2023 ist immer noch ungeklärt, wie der Anteil zu bestimmen ist, zu dem thermische Abfallverwertungsanlagen Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG darstellen. 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.

Der Bundesgerichtshof hat demgemäß nunmehr entschieden, dass § 12 Abs. 1 EEG 2009 und § 12 Abs. 1 EEG 2012 dem Betreiber einer sog. „Mischanlage“ eine Entschädigung für den auf die erneuerbaren Energieträger entfallenden Teil des nicht eingespeisten Stroms gewähre.³² Bei der Bestimmung des biogenen Anteils könne auf monatliche oder aber auch auf jährliche Durchschnitte abgestellt werden.

Damit ist die zweifelsfreie Einordnung dieser Anlagen in das Redispatch-Regime nach §§ 13, 13a EnWG derzeit immer noch nicht möglich. Klar ist, dass im Gegensatz zur Rechtslage vor dem 01.10.2021, der Anlagenbetreiber unabhängig von der oben beschriebenen Einordnung einen Anspruch auf einen finanziellen Ausgleich hat. Für den finanziellen Ausgleich ergibt sich, abhängig vom Anteil des biogenen Abfalls eine anteilige Vergütung nach § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 bis 4 EnWG und der Spezialvorschrift des § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG.

³¹ vgl. BGH, Beschluss v. 06.07.2021, EnZR 27/20, sowie EuGH, C-580/21

³² vgl. BGH, Beschluss v. 07.11.2023, EnZR 27/20, Rz. 19

Die Beschlusskammer beabsichtigt insoweit eine Klarstellung zu einem einheitlichen Maßstab zur Bestimmung des biogenen Anteils der Wirkleistung im Nachgang zu dieser Festlegung in Form einer Mitteilung zu veröffentlichen. Übergangsweise sieht sie einen finanziellen Ausgleich als zulässig an, der auf einer Einigung des Anlagenbetreibers mit dem Anschlussnetzbetreiber über die Höhe des biogenen Abfallanteils beruht. Der biogene Anteil kann dabei beispielsweise auf konkreten statistischen Vormonats- oder Vorjahresdaten der jeweiligen Anlage beruhen (Pauschalanteil). Nach abschließender Klärung sind ggf. zu hohe oder zu geringe Zahlungen nachträglich auszugleichen.

Darüber hinaus sind folgende Besonderheiten, im Vergleich zu anderen Anlagentypen, bei thermischen Abfallverwertungsanlagen zu beachten:

Kosten für nicht-verbrannten Abfall

Im Falle einer Verminderung der Wirkleistungserzeugung 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. Entgangene Einnahmen aus der nicht Abnahme von Abfällen, 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 Wirkleistungserzeugung vermiedene Netzentgelte gemäß § 18 StromNEV bezieht, sind diese im Falle des negativen Redispatch als „sonstige Auslagen für die Anpassung der Einspeisung oder des Bezuges für alle Anlagentypen“ finanziell auszugleichen. Erzielt der Anlagenbetreiber hingegen im Falle eines positiven Redispatch zusätzliche Einnahmen aus vermiedenen Netzentgelten, sind diese als „entgangene Einnahme“ dem Netzbetreiber gutzubringen.

Anteiliger Werteverbrauch

Sofern und soweit die Anlage als konventionelle Anlage im Sinne des § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 bis 4 EnWG einzustufen ist, 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 sog. Markttest ausgenommen werden (vgl. Kapitel 2.2.2.1.). 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 Benutzungstunden mitgeteilt werden, vgl. § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 2 i. V. m. § 13a Abs. 3 EnWG.

Sofern eine Anpassung der Wirkleistungserzeugung 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 vorrangig anzuwenden.³³

Kosten für vorzeitige 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 erfasst werden, wenn er nachweisbar ist.

3. Zuordnung der Redispatch-Kosten zwischen den Netzbetreibern

Die Zuordnung der Kosten erfolgt unter den Netzbetreibern anhand des bisher in der Praxis gelebten „Anfordererprinzips“, d. h. der anfordernde Netzbetreiber trägt die Kosten. Davon abweichende vertragliche Vereinbarungen der Netzbetreiber untereinander sind möglich. Diese sind der Beschlusskammer mitzuteilen.

³³ vgl. BT-Drs. 19/7375, S. 57; Sötebier, in Bourwieg/Hellermann/Hermes, zu § 13a, Rn. 134