

Berlin, 12. April 2022



**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e. V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Stellungnahme

zur umsatzsteuerlichen Bewertung der Maßnahmen des Redispatch 2.0

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu über-regionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Inhalt	
Abkürzungsverzeichnis.....	3
1 Einleitung.....	4
2 Grundlagen: Begriffs- und Rollendefinition	6
2.1 Übersicht über die wesentlichen Personen, Marktrollen und Aufgaben	6
2.2 Anlagenverständnis & Objektdefinitionen	8
2.3 Netzbetreiber – Rollen und Aufgaben.....	8
3 Leistungsbeziehungen im Redispatch 2.0	9
3.1 Bisherige Regelungen für das Einspeisemanagement-Entschädigungszahlungen und Redispatch 1.0	9
3.1.1 Einspeisemanagement-Entschädigungszahlungen vor Redispatch 2.0.....	10
3.1.2 Konventionelle Anlagen im Redispatch 1.0.....	11
3.2 Redispatch 2.0	13
3.2.1 Gesetzesbegründung	13
3.2.2 Neue Mechanismen durch die Einführung des Redispatch 2.0	15
3.2.3 Maßnahmen des Netzbetreibers.....	18
3.2.3.1 Maßnahmen und Leistungsbeziehung zwischen Netzbetreibern im Übertragungs- /Verteilnetz.....	19
3.3 Umsatzsteuerliche Würdigung der Leistungsbeziehungen.....	20
3.3.1 Leistungsbeziehungen zwischen anweisendem Netzbetreiber/Anschlussnetzbetreiber und Anlagenbetreiber	21
3.3.1.1 Konventionelle Anlagen	21
3.3.1.2 Erneuerbare-Energien-/Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen	23
3.3.1.2.1 Direktvermarktung.....	23
3.3.1.2.2 Einspeisung.....	28
3.3.2 Leistungsbeziehungen zwischen anweisenden Netzbetreiber und anfordernden Netzbetreiber (Kaskade).....	28
3.3.3 Anforderung von mehreren anfordernden Netzbetreibern (gemeinsame Redispatch- Maßnahmen)	31
3.3.4 Cluster	32
3.4 Umsatzsteuerliche Würdigung der Übergangslösung im Redispatch 2.0.....	32
3.5 Nichtbeanstandungsregelungen	33
3.5.1 Nichtbeanstandungsregel für Übergangslösung/-zeitraum.....	33
3.5.2 Nichtbeanstandungsregel für geänderten Prozess negativen Redispatch 2.0 bei Übertragungsnetzbetreibern.....	33
3.5.3 Allgemeine Nichtbeanstandungsregel	33

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung:	Ausgeschrieben:
AB	Anlagenbetreiber
ANB	Anschlussnetzbetreiber
anfNB	Anfordernder Netzbetreiber
anwNB	Anweisender Netzbetreiber
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BTR	Betreiber einer Technischen Ressource
DP	Dataprovider
DV	Direktvermarkter
DV-Bilanzkreis	Direktvermarkter-Bilanzkreis
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIV	Einsatzverantwortlicher
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GoA	Geschäftsführung ohne Auftrag
KBV	Kaufmännischer Betriebsführer
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LF	Lieferant
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NB	Netzbetreiber
RD	Redispatch
SR	Steuerbare Ressource
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TBF	Technischer Betriebsführer
TR	Technische Ressource
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung

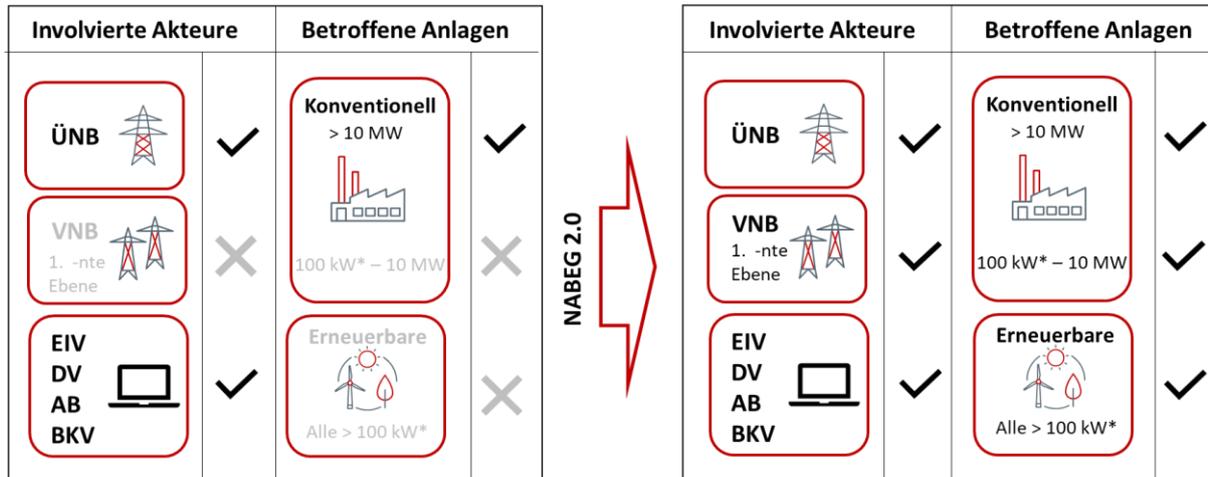
Stromnetzbetreiber sind nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verpflichtet, für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz zu sorgen (§§ 13, 13a, 14 EnWG). Für die Sicherheit der Netzstabilität und zur Vermeidung von Netzengpässen werden Redispatch-Maßnahmen durchgeführt.

Der Begriff „Redispatch“ (RD) steht für eine Abänderung des vorgesehenen Kraftwerkseinsatzes (Dispatch) zur Vermeidung von Netzengpässen. Für die Sicherung der Netzstabilität wird bisher primär von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) eine Übersicht (Lastfluss- oder Netzbelastungsberechnung) über die voraussichtlichen Ein- und Auspeisungen auf den verschiedenen Netzebenen erstellt und genutzt. Falls die Lastfluss- oder Netzbelastungsberechnung Netzengpässe erwarten lassen, werden sogenannte RD-Maßnahmen ergriffen. In der Regel hat dies zur Folge, dass zusätzliche Kraftwerke, etwa in verbrauchsstarken Regionen, aktiviert beziehungsweise angewiesen werden, ihre Leistung zu erhöhen. Gleichzeitig werden andere, ursprünglich in der Kraftwerkseinsatzplanung vorgesehene Kraftwerke, die aufgrund ihrer geographischen Lage zur Entstehung des Netzengpasses beitragen, angewiesen, ihre Leistung zu reduzieren. RD wurde bisher mit konventionellen Großkraftwerken ab einer installierten Nettonennleistung von 10 MW durchgeführt.

RD dient der Einhaltung betrieblich zulässiger Grenzwerte der beiden für die Stromübertragung relevanten physikalischen Kenngrößen Stromstärke und Spannung sowie zur Einhaltung der betrieblichen Netzsicherheitskriterien. RD umfasst somit sowohl strom- als auch spannungsbedingte Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung und des -bezugs im Stromnetz. Die zum 13. Mai 2019 in Kraft getretene Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) enthält neue Vorgaben für das Management von Netzengpässen, die von den Netzbetreibern (NB) zum 1. Oktober 2021 umgesetzt sein sollten. Die Regelungen zum Einspeisemanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) werden zu diesem Zeitpunkt aufgehoben und ein einheitliches RD-Regime (Redispatch 2.0) nach §§ 13, 13a, 14 Energiewirtschaftsgesetz eingeführt. Konkret bedeutet dies, dass zukünftig auch EE-Anlagen und KWK-Anlagen ab 100 kW sowie Anlagen, die jederzeit durch einen NB fernsteuerbar sind, in den RD einbezogen werden. Die Regelungen des NABEG sind demnach potentiell für alle 890 Verteilnetzbetreiber (VNB) in Deutschland relevant. In der nachfolgenden Grafik werden die Änderungen im Rahmen des RD durch das NABEG zusammengefasst:

Redispatch 1.0: Planwertbasiertes Engpassmanagement bis zum 30.09.2021

Redispatch 2.0: Planwertbasiertes Engpassmanagement ab dem 01.10.2021



*Sowie Anlagen < 100 kW, sofern durch Netzbetreiber fernsteuerbar
(EIV: Einsatzverantwortlicher, DV: Direktvermarkter, AB: Anlagenbetreiber, BKV: Bilanzkreisverantwortlicher)

Abbildung 1: Änderungen im Engpassmanagement im Rahmen des Redispatch 2.0¹

Die neuen Regelungen beruhen stärker auf Plandaten und Prognosen und bringen für die NB, aber auch für Erzeuger und Direktvermarkter (DV), neue Aufgaben mit sich, die der intensiven Vorbereitung bedürfen. Insbesondere in der umsatzsteuerlichen Beurteilung bestehen noch große Unklarheiten. Das vorliegende Papier soll daher einen Beitrag dazu leisten, zum einen die Sachverhalte und Vertragsbeziehungen und zum anderen darauf basierend die umsatzsteuerliche Behandlung aus Sicht der Branche darzustellen.

i

Im Nachfolgenden haben wir unsere umsatzsteuerliche Sichtweise dargestellt. Wir bitten das BMF um Würdigung dieser Ausführungen. Aus unserer Sicht sind die umsatzsteuerlichen Würdigungen innerhalb der Branche unstrittig. Falls eine abweichende Auffassung vertreten wird, bitten wir das BMF um Hinweise. Weiterhin bitten wir das BMF um Nichtbeanstandungsregelungen u.a. für den Übergangszeitraum und für die geänderten Prozesse im Rahmen des Redispatch 2.0 zur Vermeidung erheblicher Rechnerkorrekturaufwendungen.

¹ Zur Erläuterung der involvierten Akteure vgl. Kapitel 2.1.

2 Grundlagen: Begriffs- und Rollendefinition

Im Rahmen des Redispatch 2.0 sind verschiedene Akteure involviert. Zum Verständnis der Aufgabenverteilung ist eine Abgrenzung hinsichtlich der verschiedenen Begrifflichkeiten notwendig.² Im Nachfolgenden werden die beteiligten Personen, Marktrollen und Anlagenverständnisse definiert.

2.1 Übersicht über die wesentlichen Personen, Marktrollen und Aufgaben

Zum Verständnis der Aufgabenverteilung erfolgt eine Abgrenzung zwischen den natürlichen und juristischen Personen sowie den verschiedenen Marktrollen.

Übersicht über die wesentlichen natürlichen oder juristischen Personen:

- **Anlagenbetreiber (AB):** natürliche oder juristische Person oder Personengesellschaft, die eine Anlage betreibt (derjenige, der die technische und wirtschaftliche Verantwortung für die Anlage trägt) und in der Vermarktungsform der Direktvermarktung oder Einspeisung Energie erzeugt.
- **Techn. / Kaufm. Betriebsführer (TBF / KBF):** Dienstleistungsunternehmen, das den techn. und oder kaufm. Betrieb einer Anlage abwickelt (z. B. Monitoring, Steuerung von Wartung und Instandhaltung).
- **Direktvermarkter (DV):** Energiehandelsunternehmen, das die erzeugten Strommengen, in der Regel unstrukturiert, abnimmt und an Endkunden oder Großhandelsmärkte liefert.
- **Übertragungs-/Verteilnetzbetreiber (ÜNB/VNB):** natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Übertragung/Verteilung von Elektrizität wahrnehmen und die verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungs-/Verteilnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls die Verbindungsleitungen zu anderen Netzen.

Dem AB kommt hierbei eine besondere Rolle zu, da er letztendlich für die Erfüllung bzw. Koordination sämtlicher sich ergebender Verpflichtungen verantwortlich ist. Zur Erfüllung kann er sich hierbei der Dienstleistung Dritter, z.B. DV, bedienen, die für ihn bzw. in seinem Namen diese Aufgaben erfüllen.

² Für weiterführende Informationen:
vgl. [BDEW- Anwendungshilfe für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter für die Umsetzung der neuen RD2.0-Prozesse](#).

Übersicht über die wesentlichen Markttrollen³:

- **Netzbetreiber (NB):** Die verschiedenen Rollen und Aufgaben sind ausführlich in Kap. 2.3 erläutert.
- **Lieferant (LF):** Er ist verantwortlich für die Belieferung von Marktlokationen, die Energie verbrauchen und die Abnahme von Energie von Marktlokationen, die Energie erzeugen. Der Lieferant ist finanziell verantwortlich für den Ausgleich zwischen den bilanzierten und gemessenen Energiemengen von den nach Standardlastprofil bilanzierten Marktlokationen. Der AB kann ggf. diese Markttrolle wahrnehmen oder diese delegieren.
- **Bilanzkreisverantwortliche (BKV):** Er ist verantwortlich für den energetischen und finanziellen Ausgleich von Bilanzkreisen (Markttrolle gibt es auf Seiten des AB und des NB). Der AB kann ggf. diese Markttrolle wahrnehmen oder diese delegieren.
- **NEU: Einsatzverantwortlicher (EIV):** Markttrolle, die die Energieerzeugung einer technischen Ressource primär auf Basis von Fahrplänen steuert (AB oder eine von diesem beauftragte natürliche oder juristische Person). Der AB muss diese Markttrolle wahrnehmen oder diese delegieren.
- **Betreiber der technischen Ressource (BTR):** AB oder eine von diesem beauftragte natürliche oder juristische Person. Der AB muss diese Markttrolle wahrnehmen oder delegieren.
- **NEU: Data Provider (DP):** Der DP empfängt und übermittelt Informationen zwischen den Beteiligten, die insbesondere die für Redispatch 2.0 notwendigen Prozessdaten (Stamm- und Bewegungsdaten) umfassen.

Unter Markttrolle ist die Wahrnehmung einer bestimmten energiewirtschaftlichen Funktion zu verstehen. Dabei ist zu beachten, dass die Markttrollen nicht unbedingt von unterschiedlichen Unternehmen wahrgenommen werden müssen. Vielmehr können auch mehrere Markttrollen in einem umsatzsteuerlichen Unternehmen zusammenfallen. Vermarktet beispielsweise ein AB den in seiner Anlage erzeugten Strom mit Hilfe eines eigenen Bilanzkreises selbst, nimmt er die Markttrollen „AB“, „LF“ und „BKV des LF“ wahr.

Machen NB bzw. AB nicht von der Möglichkeit Gebrauch, einen Dienstleister mit der Wahrnehmung der jeweiligen Markttrollen zu beauftragen, nehmen sie selbst die jeweilige Markttrolle ein.

³ Für weiterführende Informationen zu den Markttrollen /zum Rollenmodell: vgl. [BDEW-Anwendungshilfe „Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt“ \(Version 2.0\)](#).

2.2 Anlagenverständnis & Objektdefinitionen

Eine **Technische Ressource (TR)** ist die kleinste Erzeugungs- und/oder Verbrauchseinheit. Sie ist z.B. eine Windenergieanlage (aber kein Windpark) oder ein oder mehrere Solarmodul(e) mit einem (gemeinsamen) Wechselrichter. Der **Betreiber einer technischen Ressource (BTR)** ist verantwortlich für den Betrieb der TR. Der zuständige **Einsatzverantwortliche (EIV)** bildet aus einer oder mehreren TR gemäß der geltenden Aggregationsregeln eine **Steuerbare Ressource (SR)**. Die Bildung der SR erfolgt in Abstimmung mit dem Anschlussnetzbetreiber (ANB).

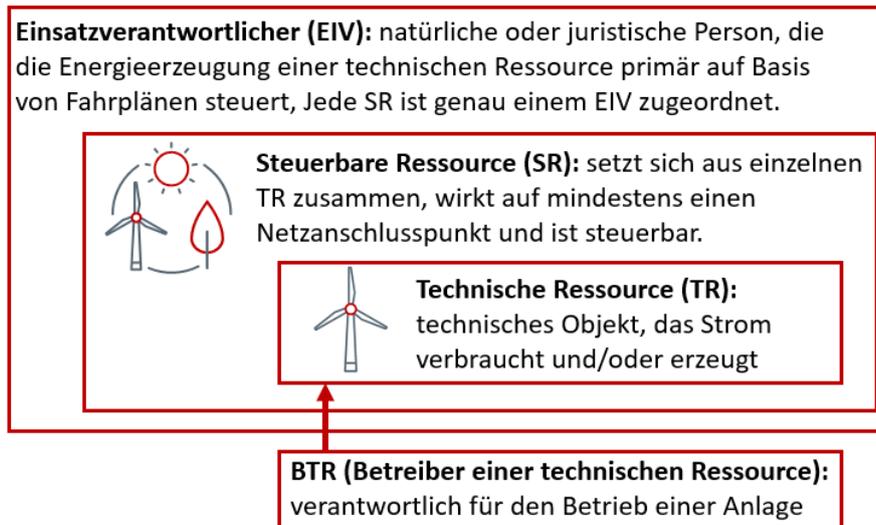


Abbildung 2: Anlagenverständnis im Redispatch 2.0

2.3 Netzbetreiber – Rollen und Aufgaben

Ein einheitliches Rollenverständnis im Redispatch 2.0 umfasst die unterschiedlichen Aufgaben und Rollen des NB.



Abbildung 3: Übersicht Netzbetreiber

Anschlussnetzbetreiber (ANB): NB, an dessen Netz eine TR unmittelbar angeschlossen ist. Ist die TR an eine Kundenanlage oder Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen, ist der ANB der NB, an dessen Netz die Kundenanlage oder Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen sind.

anweisender Netzbetreiber (anwNB): NB, der im Rahmen einer RD-Maßnahme den EIV zur Wirkleistungsanpassung anweist (Aufforderungsfall) oder die Wirkleistungsanpassung einer SR ausführt (Duldungsfall). Der anwNB ist im Regelfall der ANB, sofern nicht anders vereinbart.

anfordernder Netzbetreiber (anfNB): NB, der einen Netzengpass in seinem Netzgebiet identifiziert und eine RD-Maßnahme anfordert. Wenn der Netzengpass ein gemeinsames Netzbetriebsmittel zwischen NB (z.B. Kuppelleitung) betrifft, sind beide NB der anfNB. Anforderungen können durch zwischengelagerte NB bis hin zum anwNB weitergegeben werden.

betroffener Netzbetreiber: NB, der Veränderungen des Lastflusses in seinem Netz durch Wirkleistungsanpassung einer SR erfährt. Ohne weitere Absprache gelten der ANB und alle ihm vorgelagerte NB als betroffene NB.

Clusternder Netzbetreiber: NB, der SR und ggf. bereits bestehende Cluster für den ihm vorgelagerten Netzbetreiber zusammenfasst und bewirtschaftet. Im Rahmen des Abrufs wählt der clusternde Netzbetreiber die SR seines Clusters oder weitere nachgelagerte Cluster aus und weist diese an. Ein Cluster beschreibt eine zwischen den Vertragspartnern abgestimmte Zusammenfassung von SR für RD-Maßnahmen.

Im Rahmen der Rollen des NB wird zudem zwischen Aufforderungs- und Duldungsfall unterschieden.

Aufforderungsfall: RD-Maßnahme, bei der der anwNB den EIV auffordert, die Wirkleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug seiner SR zu verändern. Hinweis: Der Aufforderungsfall entspricht dem Vorgehen beim aktuellen RD mit konventionellen Einheiten.

Duldungsfall: RD-Maßnahme, bei der der anwNB die Steuerung der SR durchführt. Der anwNB sendet das Steuersignal.

Dabei handelt es sich in beiden Fällen um eine technische Unterscheidung der RD-Maßnahme, aus der sich keine Leistungsbeziehungen ableiten lassen, insbesondere keine umsatzsteuerliche Duldungsleistung.

3 Leistungsbeziehungen im Redispatch 2.0

3.1 Bisherige Regelungen für das Einspeisemanagement-Entschädigungszahlungen und Redispatch 1.0

Einspeisemanagement und Redispatch 1.0 wurden im Rahmen des Redispatch 2.0 zusammengeführt. Bislang waren diese beiden Themen voneinander getrennt.

Zu den Entschädigungszahlungen im Rahmen des Einspeisemanagements beschreibt die aktuelle EEG-Anwendungshilfe⁴ des BDEW folgendes:

⁴ Vgl. [BDEW-Anwendungshilfe Umsatzsteuer und EEG](#), S. 31 - 32.

3.1.1 Einspeisemanagement-Entschädigungszahlungen vor Redispatch 2.0

Während Maßnahmen des NB zur Regelung von EE-Anlagen nach dem EEG 2004 noch entschädigungslos durchgeführt werden durften, wurde erstmals im EEG 2009 eine Entschädigungspflicht für den Strom eingeführt, der aufgrund von Einspeisemanagement-Maßnahmen nicht eingespeist werden konnte. Diese Entschädigungspflicht wurde bis auf kleinere Änderungen im EEG 2012, EEG 2014 und EEG 2017 fortgeführt. Welche der jeweiligen Regelungen für aktuelle Maßnahmen des Einspeisemanagements sowie der Entschädigungspflicht herangezogen werden kann, wird in den Übergangsregelungen des EEG 2012, EEG 2014 und EEG 2017 festgelegt.

Auf Maßnahmen zur Reduzierung der Einspeiseleistung, die ab dem 1. August 2014 vorgenommen werden, sind (mangels anderweitiger Übergangsregelungen) ausschließlich die Vorgaben des EEG 2017 anwendbar, also auch bei der Regelung von Bestandsanlagen. Gemäß EEG 2017 muss der NB, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die von der Maßnahme betroffenen Betreiber für 95 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen, wenn die Einspeisung von Strom aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus EE oder KWK wegen eines Netzengpasses reduziert wird. Übersteigen die entgangenen Einnahmen allerdings in einem Jahr 1 % der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 % zu entschädigen. Der NB, in dessen Netz die Ursache für die Anlagenregelung liegt, muss dem NB, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die Kosten für die Entschädigung ersetzen.

Bisherige umsatzsteuerliche Würdigung:

Es handelt sich hierbei um eine Entschädigung des AB für entgangene Einnahmen, falls keine Einspeisung des Stroms aufgrund von Netzüberlastung möglich ist. Es besteht lediglich Leistungsbereitschaft des AB, es erfolgt jedoch keine Lieferung des Stroms durch den AB. Es ist auch keine andere Zuwendung eines Vorteils an den NB ersichtlich. Soweit die Entschädigungszahlung auf Grundlage von § 15 Abs. 1 EEG 2017 und nicht aufgrund einer sonstigen vertraglichen Vereinbarung erfolgt, ist kein Leistungsaustausch erkennbar. Es handelt sich daher bei der Entschädigungszahlung gemäß § 15 Abs. 1 EEG 2017 um einen nicht steuerbaren Schadensersatz zur Entschädigung des ABAnlagenbetreibers für entgangenen Gewinn. Diese Kompensationszahlungen unterliegen nicht der Umsatzsteuer.

Sonstige Zahlungen bei Nichteinspeisung, z.B. im Falle einer Fernsteuerung der Anlage durch den DV zu Lasten des AB, können umsatzsteuerlich nicht allgemeingültig beurteilt werden. Hier sind zahlreiche unterschiedliche vertragliche Regelungen für entsprechende Zahlungspflichten denkbar, die unterschiedliche umsatzsteuerliche Würdigungen nach sich ziehen können. Dementsprechend können in diesen Fällen umsatzsteuerliche Bewertungen nur nach den Umständen des Einzelfalls erfolgen.

3.1.2 Konventionelle Anlagen im Redispatch 1.0

Gemäß § 13a Abs. 1 EnWG (alt) sind Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 MW verpflichtet, auf Anforderung durch den Betreiber von Übertragungsnetzen und erforderlichenfalls in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Anlage eingebunden ist, gegen eine angemessene Vergütung die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen.

Die Vergütung ist angemessen, wenn sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne Maßnahme stünde. Eine angemessene Vergütung umfasst folgende Bestandteile, soweit die jeweilige Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder des Wirkleistungsbezugs auf Anforderung des ÜNB verursacht worden ist:

1. die notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung (Erzeugungsanlagen) oder des Bezugs;
2. den anteiligen Werteverbrauch der Anlage durch die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung oder des Bezugs;
3. die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten, wenn und soweit sie die Summe der nach den Nummern 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen, und
4. die notwendigen Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft oder die Verschiebung einer geplanten Revision.

Ersparte Aufwendungen erstattet der AB an den zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes.

Es ist zwischen positivem und negativem RD zu unterscheiden, wobei unter **positivem RD** die Anweisung zur Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung bzw. Verringerung der Entnahmewirkleistung und unter **negativem RD** die Anweisung zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung bzw. Erhöhung der Entnahmewirkleistung zu verstehen ist.

Basis für ein stabiles Stromnetz sind ausgeglichene Bilanzkreise. Ein Bilanzkreis ist ein rechen-technisches Konstrukt, das sinnbildlich dem Verhältnis zwischen tatsächlicher Ein- und Auspeisung entspricht. Jeder ÜNB ist für die Bilanzkreise seiner Regelzone verantwortlich. Die Bewirtschaftung der Bilanzkreise erfolgt durch BKV. Die ÜNB verwalten die Bilanzkreise und „überwachen“ die Tätigkeiten des BKV, insbesondere, dass deren Bilanzkreise im Gleichgewicht gehalten werden. Die BKV erstellen hierzu am Vortag Prognosen auf Viertelstundenbasis für die Handelsgeschäfte und übermitteln diese sogenannten Fahrpläne an die ÜNB. Die ÜNB gleichen diese Fahrpläne mit ihren eigenen Werten (den sogenannten Lastflussrechnungen) ab.

Die ÜNB müssen bei einem Missverhältnis zwischen fahrplanmäßiger und realer Strommenge die Balance halten. Zum einen müssen sie die fehlende Strommenge physisch in Form von Regelernergie im Fahrplanmanagement bereitstellen, um die Netzstabilität zu gewährleisten, dies

allerdings nur in dem Fall, wenn keine Unter- und Überdeckungen zwischen den einzelnen Bilanzkreisen verrechnet werden können. Zum anderen müssen die ÜNB die Abweichungen auch bilanziell ausgleichen.

Auf Grundlage aller von den Kraftwerken übermittelten Fahrpläne und der Netzbelastungsrechnung identifizieren die ÜNB am Vortag die Netzengpässe, die ein kurzfristiges Eingreifen in die konventionelle Fahrweise der Kraftwerke zur Erhaltung bzw. Sicherung der Netzstabilität erfordern. Um die Kosten des Einspeisemanagements so gering wie möglich zu halten, werden bereits am Vortag die Kraftwerke zur Verschiebung der geplanten Stromproduktion angewiesen. Dadurch können vorausschauend und gezielt Netzengpässe vermieden werden.

Die Durchführung einer RD-Maßnahme wurde bislang über sogenannte Kraftwerkspärchen organisiert, sodass beispielsweise ein vor dem zu erwartenden Netzengpass befindliches Kraftwerk (B) angewiesen wird, weniger Strom zu produzieren und ein anderes Kraftwerk (A), das sich vor dem zu erwartenden Netzengpass befindet, angewiesen wird, mehr Strom zu produzieren.

Die am Vortag gemeldeten Fahrpläne werden entsprechend der Anweisung des ÜNB angepasst, sodass am Folgetag aufgrund der angepassten Fahrpläne kein Netzengpass entsteht. Die Bilanzkreise der betroffenen Kraftwerke sind ebenfalls ausgeglichen.

Bisherige umsatzsteuerliche Würdigung:

Die RD-Maßnahme besteht aus einem Bündel von Aktivitäten (insbesondere Engpassbeseitigung und BK-technische Weitergabe von Strommengen). Ihre Dauer ist grundsätzlich nicht vorab festgelegt und beträgt eine oder mehrere Viertelstunden. Eine RD-Maßnahme endet spätestens mit Ende des Tages (24:00 Uhr). Bei mehrtägigem RD handelt es sich nicht um eine, sondern um mehrere RD-Maßnahmen. Umsatzsteuerlich ist jeweils von Teilleistungen auszugehen.

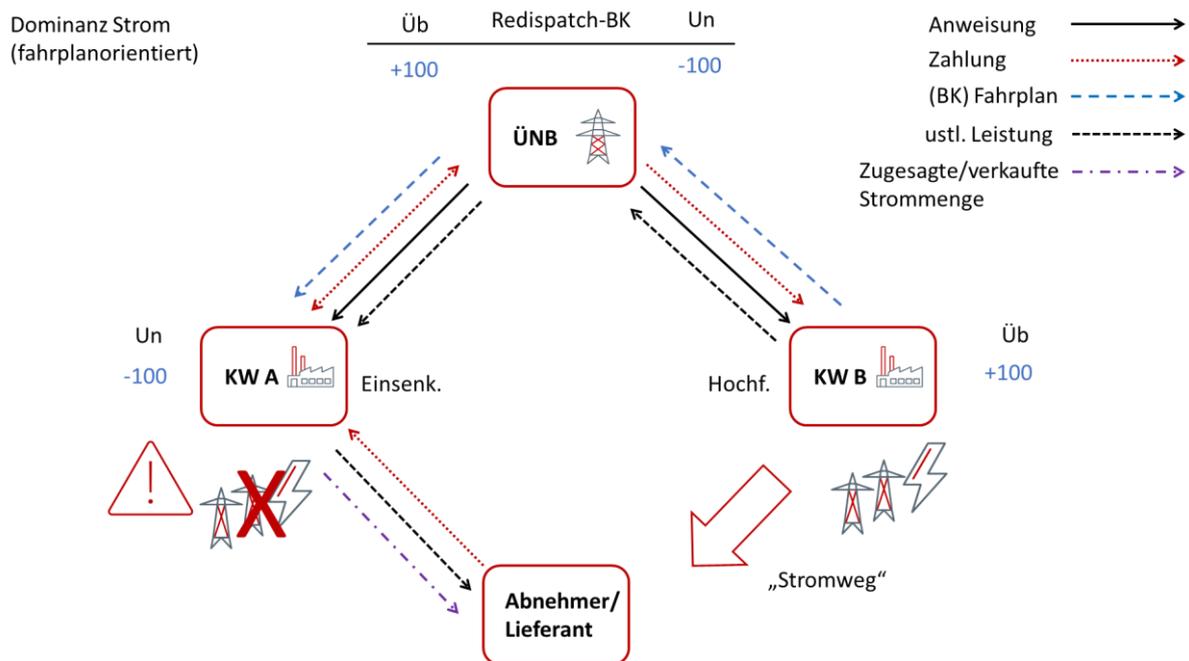


Abbildung 4: Bisherige umsatzsteuerliche Würdigung im RD 1.0

Für die umsatzsteuerliche Beurteilung wurden hilfsweise die den Stromlieferungen entsprechenden Fahrpläne zugrunde gelegt. Folglich wurde umsatzsteuerlich die Stromlieferung bislang sowohl beim Hochfahren als auch beim Einsenken der Kraftwerke als steuerbar und steuerpflichtig betrachtet.

Die Stromlieferungen werden vom ÜNB entsprechend § 13a Abs. 1 EnWG auf Basis des BDEW-Branchenleitfadens vergütet. Vereinzelt kann es aufgrund zusätzlicher Entgeltbestandteile (Werteverzehr und Opportunitäten etc.) zu einem negativen Entgelt kommen. In diesem Fall liegt umsatzsteuerlich jedoch keine Entsorgungsleistung von Strom im Leistungsverhältnis zwischen ÜNB und Anlagenbetreiber vor.

3.2 Redispatch 2.0

3.2.1 Gesetzesbegründung

Die Regelungen zum Einspeisemanagement von EE- und KWK-Anlagen wurden in ein einheitliches RD-Regime nach §§ 13, 13a, 14 EnWG überführt. Die Auslegung der Gesetzesbegründung ergibt, dass die bisherigen Regelungen gemäß EEG und KWKG auch unter dem neuen Regime inhaltlich unverändert fortgelten.⁵

⁵ Vgl. Bundestag Drs. 19/7375 vom 28.01.2019, S. 57.

„[...] Die Regelungen zum finanziellen Ausgleich werden in § 13a Absatz 2 EnWG zusammengeführt, ohne dass sich dadurch materielle Änderungen ergeben. **Die Summe aus bilanziellem und finanziellem Ausgleich entspricht** der „angemessenen Vergütung“ nach dem **bisherigen Wortlaut des § 13a EnWG**. Betreiber von **EE- und KWK-Anlagen werden** auch hinsichtlich des finanziellen Ausgleichs in den Redispatch-Mechanismus **integriert und erhalten** im Wesentlichen **nach den gleichen Prinzipien einen bilanziellen und finanziellen Ausgleich**. Die materiellen Maßstäbe der **bisherigen Härtefallregelung** für die Entschädigung von Einspeisemanagement-Maßnahmen nach § 15 EEG 2017 **bleiben dabei erhalten**. Die **Beweislast** für den Anspruch auf finanziellen Ausgleich liegt unabhängig von der Art der Erzeugung - **wie bisher - beim Anlagenbetreiber**. Satz 3 Nummern 1 bis 4 entsprechen den bisherigen Regelungen. Sie sind auf die Abregelung von EE-Anlagen und KWK-Stromerzeugung nicht anwendbar.

Satz 3 Nummer 5 und Satz 5 regeln daher die Bestandteile des finanziellen Ausgleichs für die Abregelung von EE-Anlagen und KWK-Strom. Sie entsprechen dem bisherigen Härtefallausgleich nach § 15 EEG 2017. **Die zum bisherigen Einspeisemanagement entwickelten Methoden** zur Bestimmung der - nunmehr bilanziell auszugleichenden - „Ausfallarbeit“ und der Entschädigungshöhe, wie sie insbesondere durch den Einspeisemanagement-Leitfaden der Bundesnetzagentur etabliert sind, **bleiben anwendbar**. Nach Satz 3 Nummer 5 sind die durch die Maßnahme „entgangenen Einnahmen“ und „zusätzlichen Aufwendungen“ anzusetzen. Bei EE-Anlagen in der Direktvermarktung handelt es sich bei den entgangenen Einnahmen in der Regel um die Marktprämie. Entgangene Verkaufserlöse liegen in Folge des bilanziellen Ausgleichs nicht vor. Bei EE-Anlagen mit Einspeisevergütung ist die entgehende Einspeisevergütung anzusetzen.

Satz 3 Nummer 5 umfasst auch die Abregelung des wärmegekoppelten KWK-Stroms aus KWK-Anlagen. Soweit durch die Abregelung der Stromerzeugung die gekoppelte Erzeugung von Nutzwärme beeinträchtigt wird, kann der Anlagenbetreiber entweder die zusätzlichen Auslagen für die alternative Wärmeerzeugung (sofern sie im Fall einer elektrischen Wärmeerzeugung nicht bereits durch den bilanziellen Ausgleich vermieden werden) oder aber die entgangenen Einnahmen durch die Veräußerung der Nutzwärme geltend machen. Als Auslagen für die alternative Wärmeerzeugung können nur die direkt durch die Maßnahme verursachten Kosten angesetzt werden. Die Frage einer ausreichenden (Ersatz-)Wärmeversorgung fällt in die Risikosphäre des Anlagenbetreibers und kann einer Abregelung der KWK-Anlage generell nicht entgegengehalten werden.

„Ersparte Aufwendungen“ des Anlagenbetreibers sind nach dem unveränderten Satz 4 zu erstatten. Diese Regelung ist auch auf EE- und KWK-Anlagen anwendbar und ersetzt die entsprechende Bestimmung des bisherigen § 15 Absatz 1 Satz 1 EEG 2017. [...]“

3.2.2 Neue Mechanismen durch die Einführung des Redispatch 2.0

Für das Redispatch 2.0 ist gesetzlich in § 13a EnWG⁶ folgendes geregelt:

*„(1) 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, sind verpflichtet, **auf Aufforderung durch Betreiber von Übertragungsnetzen die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden.** Eine Anpassung umfasst auch die Aufforderung einer Einspeisung oder eines Bezugs aus Anlagen, die*

1. derzeit keine elektrische Energie erzeugen oder beziehen und erforderlichenfalls erst betriebsbereit gemacht werden müssen oder

2. zur Erfüllung der Anforderungen einer Erzeugung oder eines Bezugs eine geplante Revision verschieben müssen.“

Mit Wirkung ab dem 1. Oktober 2021 ist der **bilanzielle Ausgleich** in § 13a Abs. 1a EnWG wie folgt geregelt:⁷

„(1a) Der Bilanzkreisverantwortliche der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestelle hat einen Anspruch auf einen bilanziellen Ausgleich der Maßnahme gegen den Übertragungsnetzbetreiber, der den Betreiber der Anlage nach Absatz 1 zur Anpassung aufgefordert oder die Anpassung durchgeführt hat. Der Übertragungsnetzbetreiber hat einen Anspruch gegen den Bilanzkreisverantwortlichen auf Abnahme des bilanziellen Ausgleichs. Ist der Strom nach § 59 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu vermarkten, erfolgt der bilanzielle Ausgleich abweichend von Satz 1 mit dem Bilanzkreis, über den der Übertragungsnetzbetreiber die Vermarktung durchführt. Der Übertragungsnetzbetreiber muss den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich über den geplanten Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Anpassung unterrichten. Der Übertragungsnetzbetreiber muss den Bilanzkreisverantwortlichen und den Betreiber der Anlage nach Absatz 1 unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Anpassung unterrichten.“

⁶ EnWG § 13a i.d.F. vom 18.05.2021.

⁷ Gemäß Art. 1 Nr. 10 i.V.m. Art. 25 Abs. 2 Gesetz vom 13.05.2019 (BGBl I S. 706); i.d.F. des Art. 21 Nr. 1 Gesetz vom 21.12.2020 (BGBl I S. 3138) mit Wirkung vom 01.01.2021 wird § 13a mit Wirkung vom 01.10.2021 wie dargestellt geändert.

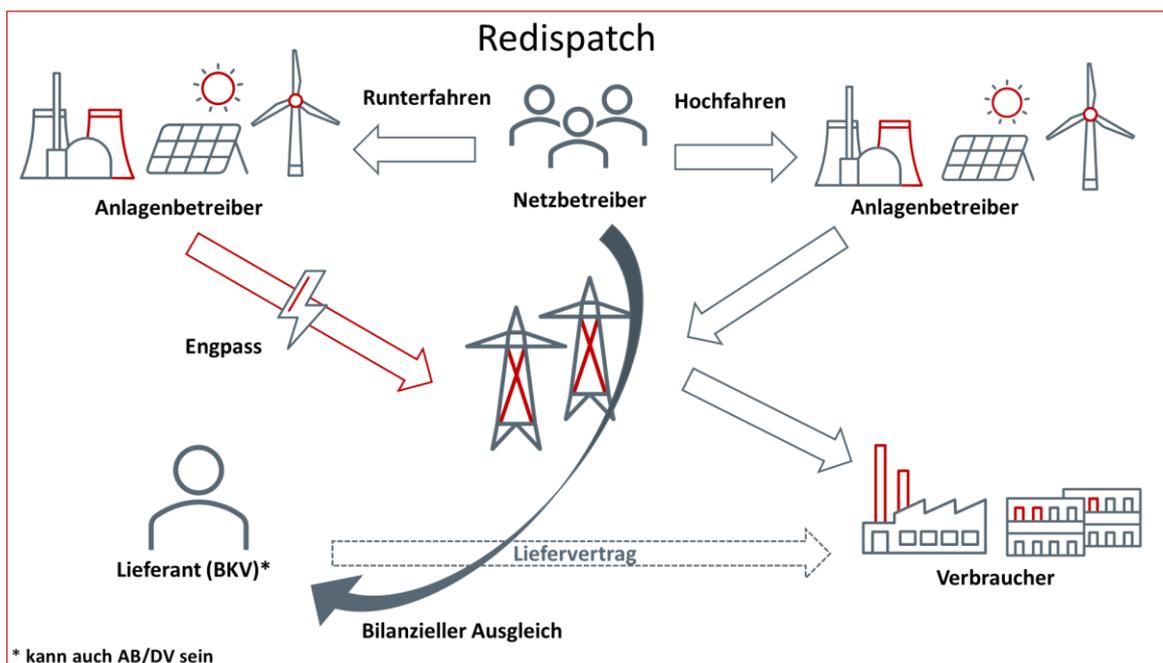


Abbildung 4: Bilanzieller Ausgleich

Der bilanzielle Ausgleich beschreibt die Abwicklung von RD-Maßnahmen über das Bilanzkreissystem.

Der bilanzielle Ausgleich nach § 13a Abs. 1a Satz 1 und 2 EnWG erfolgt nach einem der beiden im Folgenden beschriebenen Bilanzierungsmodelle, wobei die Wahl der jeweiligen Methode keinen Einfluss auf die umsatzsteuerliche Würdigung der jeweiligen in 3.3.dargestellten Leistungsbeziehungen hat:

- **Planwertmodell:**

Anlagen, für die die geplante Einspeisung ex ante an einen NB übermittelt werden muss, werden dem Planwertmodell zugeordnet.

Der EIV einer Anlage (konventionelle Kraftwerke, EE-Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung und verbindlicher Planwertlieferung sowie EE-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung und verbindlicher Planwertlieferung an den NB) prognostiziert Erzeugungsfahrpläne und sendet diese **ex ante**, über den Data Provider (DP), an die betroffenen NB. Anlagen, die in das ÜNB-Netz einspeisen, sind zwingend dem Planwertmodell zuzuordnen.

- **Prognosemodell:**

Das Prognosemodell ist für alle Anlagen anzuwenden, die nicht dem Planwertmodell zugeordnet sind. Der NB prognostiziert den Betrieb der Anlagen eigenständig und dimensioniert anhand dieser Prognosen RD-Maßnahmen. Seine Prognosen gelten zudem, **ex post**, als Erstaufschlag für die Abstimmung der Ausfallarbeit einer RD-Maßnahme. Anlagen, die in das VNB-Netz einspeisen, können in Abhängigkeit ihrer Prognosegüte sowohl dem Planwert- als auch Prognosemodell zugeordnet werden, obwohl in der Regel das Prognosemodell Anwendung findet.

Bilanzierungsmodelle

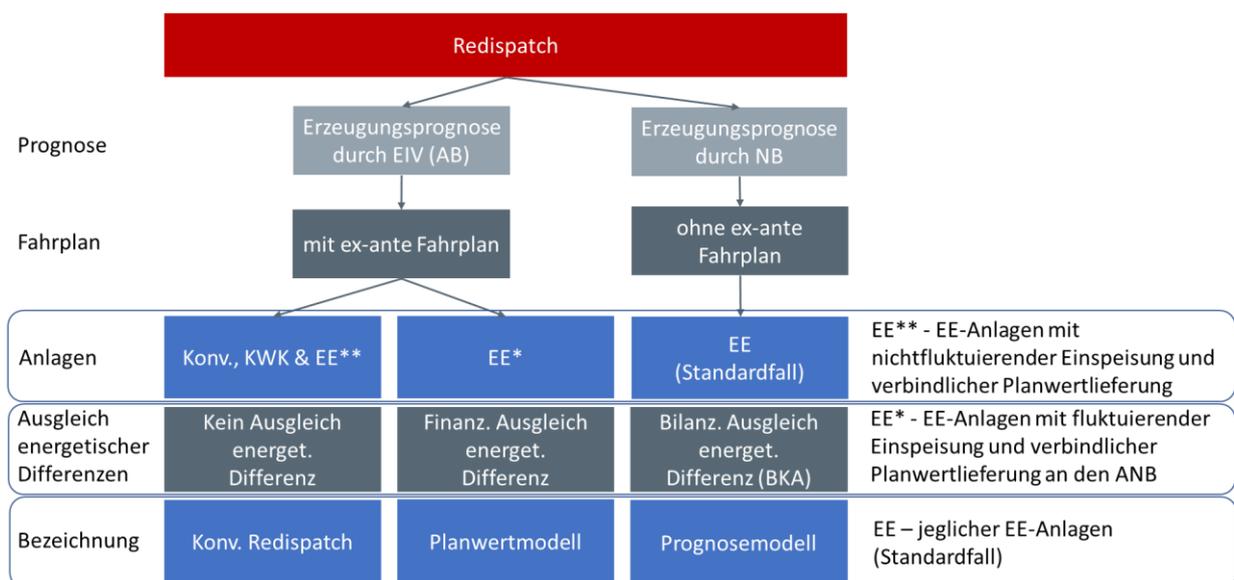


Abbildung 5: Übersicht der Bilanzierungs- und Abrechnungsmodelle.⁸

Neben dem bilanziellen Ausgleich ändern sich zukünftig auch die Regelungen zum finanziellen Ausgleich. Mit Wirkung zum 1. Oktober 2021 ist der **finanzielle Ausgleich** in § 13a Abs. 2 EnWG wie folgt geregelt:⁹

⁸ Vgl. [BDEW-Anwendungshilfe \(05/2020\): BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0](#), S. 72.

⁹ Gemäß Art. 1 Nr. 10 i.V.m. Art. 25 Abs. 2 Gesetz vom 13.05.2019 (BGBl I S. 706); i.d.F. des Art. 21 Nr. 1 Gesetz vom 21.12.2020 (BGBl I S. 3138) mit Wirkung vom 01.01.2021 wird § 13a mit Wirkung vom 01.10.2021 wie dargestellt geändert.

„(2) Eine nach Absatz 1 Satz 1 vorgenommene Anpassung ist zwischen dem Betreiber des Übertragungsnetzes und dem **Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie angemessen finanziell auszugleichen**. Der finanzielle Ausgleich ist angemessen, wenn er den Betreiber der Anlage unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach Absatz 1a wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde. Ein angemessener finanzieller Ausgleich nach Satz 1 umfasst folgende Bestandteile, wenn und soweit diese durch die jeweilige Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs auf Anforderung des Betreibers eines Übertragungsnetzes verursacht worden sind:“

Anstelle einer bisherigen „angemessenen Vergütung“ schuldet der NB (ÜNB/VNB) dem AB den „angemessenen finanziellen Ausgleich“. Angemessen ist es, wenn der AB unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs so gestellt wird, als hätte es keine Maßnahme gegeben. Demnach erhält der AB genauso viel, wie er auch ohne die Maßnahme erhalten hätte.

Durch die RD-Maßnahmen sollen dem AB weder Nachteile noch Vorteile entstehen.

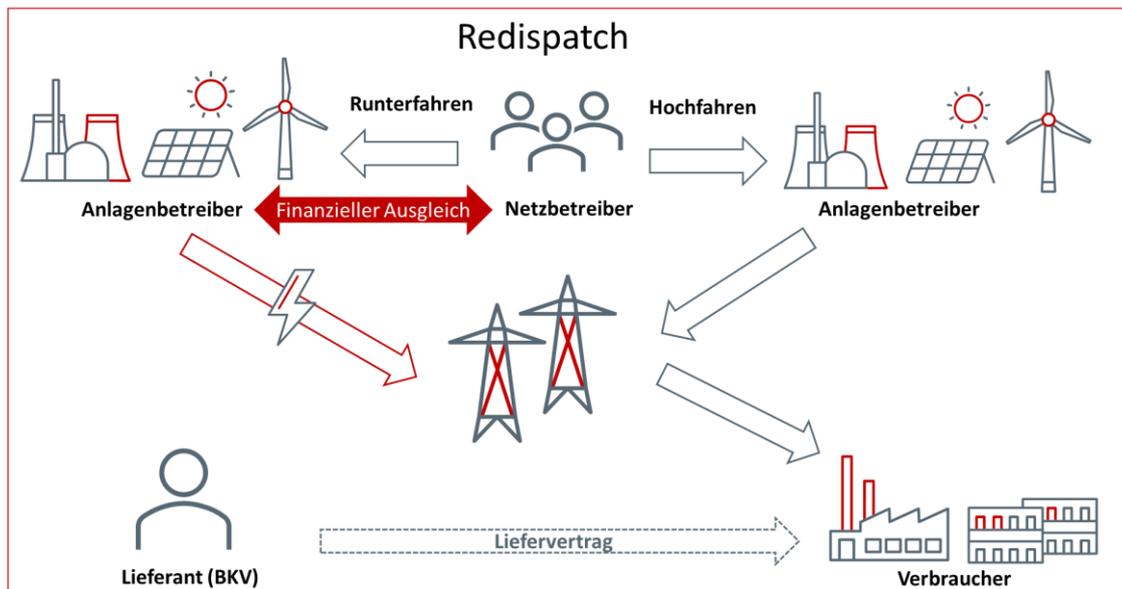


Abbildung 6: Finanzieller Ausgleich

3.2.3 Maßnahmen des Netzbetreibers

Mit der Einführung von Redispatch 2.0 hat der BDEW beim ANB, anwNB und anfNB verschiedene Maßnahmen identifiziert und diese in folgendem Schaubild beispielhaft aus ÜNB- und VNB-Sicht dargestellt. Bei direkt angeschlossenen Anlagen hat der NB die Rolle des anfNB und anwNB inne.

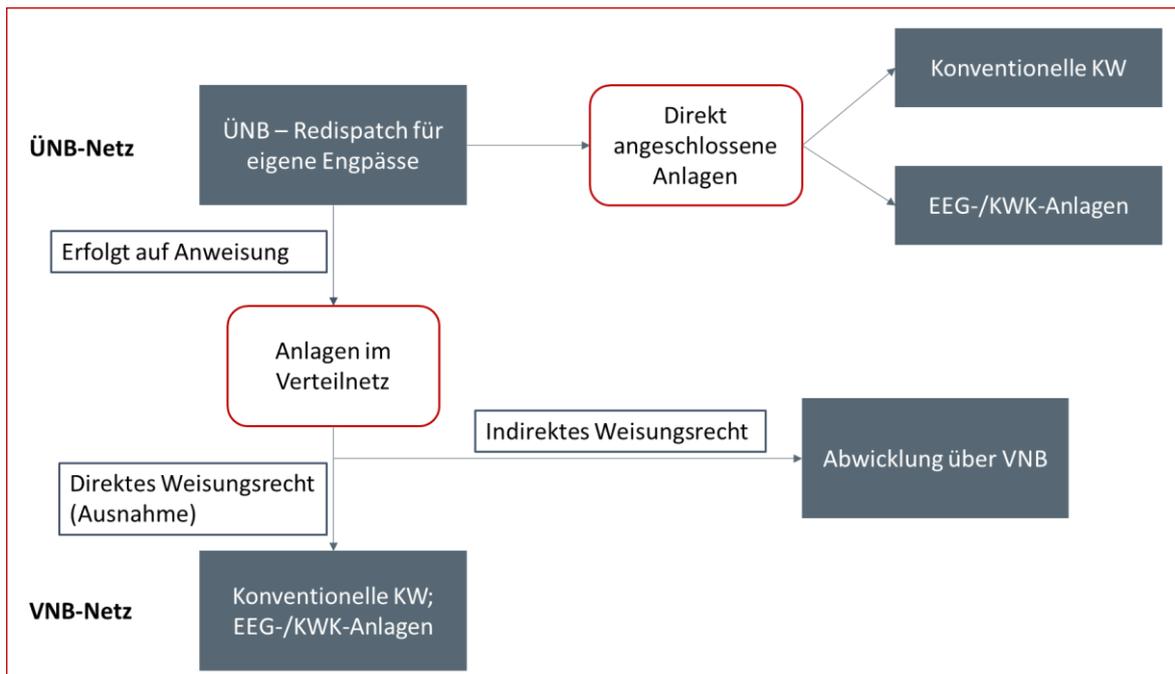


Abbildung 7: Leistungsbeziehungen der Netzbetreiber im Redispatch 2.0

3.2.3.1 Maßnahmen und Leistungsbeziehung zwischen Netzbetreibern im Übertragungs-/Verteilnetz

Da sowohl ÜNB als auch VNB ANB, anwNB und anfNB sein können, sind bei ÜNB und VNB dieselben Maßnahmen und Leistungsbeziehungen möglich. Die Maßnahmen und Leistungsbeziehungen werden im Folgenden für ÜNB und VNB nicht getrennt dargestellt.

Nach dem Verständnis des BDEW sind die Maßnahmen und Leistungsbeziehungen bei direkt im Verteilnetz angeschlossenen Anlagen identisch zu den Maßnahmen und Leistungsbeziehungen der Anlagen, die direkt an das ÜNB-Netz angeschlossen sind.

a) Direkt angeschlossene konventionelle Anlagen:

Ein NB fordert bei einer an das Leitsystem des ANB/anwNB direkt angeschlossenen Anlage eine RD-Maßnahme an. Der AB hat gegenüber dem ANB/anwNB Anspruch auf einen finanziellen Ausgleich. Der BKV hat gegenüber dem anwNB Anspruch auf einen bilanziellen Ausgleich. Bei konventionellen Anlagen und auch bei KWK-Anlagen mit Anschluss am Übertragungsnetz besteht zwischen den BKV und dem AB in der Regel Personenidentität. Bei EE-

Anlagen am Übertragungsnetz ist dies hingegen nicht zwingend der Fall. Bei einer Anpassung der Fahrweise des Kraftwerks können zudem keine energetischen Abweichungen entstehen, da die Fahrpläne immer im Vorfeld der RD-Maßnahme (ex ante) ausgetauscht und angepasst werden.¹⁰

Im Ergebnis gibt es in der Regel keine finanziell auszugleichenden energetischen Differenzen. Der finanzielle Ausgleich für die Ausfallarbeit bezieht sich gemäß § 13a Abs. 2 EnWG (neu) auf

1. die notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Erzeugung (Erzeugungsauslagen) oder des Bezugs;
2. den anteiligen Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Erzeugung oder des Bezugs;
3. die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten, wenn und soweit diese die Summe der nach den Nummern 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen;
4. die notwendigen Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft nach Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 oder die Verschiebung einer geplanten Revision nach Abs. 1 Satz 2 Nr. 2.

Ersparte Aufwendungen hat der AB dem anwNB zu erstatten.

b) direkt angeschlossene EE-Anlagen:

Zu den direkt angeschlossenen EE-Anlagen gehören beispielsweise Windenergieanlagen an Land (§ 3 Nr. 48 EEG 2017), Windenergieanlagen auf See (§ 3 Nr. 49 EEG 2017) und Solaranlagen (§ 3 Nr. 41 EEG 2017). Bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung wird angenommen, dass sie nur für negativen RD eingesetzt werden. Die Ausführungen sind grundsätzlich mit den o.g. Ausführungen zu konventionellen Anlagen identisch. Der bisherige Einspeisevorrang der EE-Anlagen ist durch die Einführung von Gewichtungsfaktoren und deren Festlegung durch die BNetzA und das BMUV geregelt und besteht somit weiter fort.

3.3 Umsatzsteuerliche Würdigung der Leistungsbeziehungen

Die nachfolgenden Kapitel betrachten sämtliche Leistungsbeziehungen und Verhältnisse der beteiligten Akteure im Rahmen des Redispatch 2.0. **Bei den dargestellten umsatzsteuerlichen Würdigungen handelt es sich um die Sichtweise des BDEW.**

¹⁰ Für weitere Informationen zum finanziellen Ausgleich vgl. BDEW-Leitfaden zur Vergütung von RD-Maßnahmen, siehe S.13 unter „Ausgleichsenergiekosten“.

3.3.1 Leistungsbeziehungen zwischen anweisendem Netzbetreiber/Anschlussnetzbetreiber und Anlagenbetreiber

Der anwNB ist im Regelfall der ANB.

Bei den Leistungsbeziehungen zwischen ANB und direkt angeschlossenen Anlagen ist zwischen konventionellen und EE/KWK-Anlagen zu unterscheiden.

3.3.1.1 Konventionelle Anlagen

Verhältnis Anschlussnetzbetreiber als anweisender Netzbetreiber – Anlagenbetreiber

Im Falle von konventionellen Anlagen kann der ÜNB oder auch der VNB der jeweilige ANB sein. Im Folgenden ist das Verhältnis ANB als anwNB dargestellt.

Abgestimmte RD-Maßnahmen werden durch entsprechende Fahrplanmeldungen ausgeglichen. Dabei wird zwischen positivem und negativem RD unterschieden.

Positiver Redispatch:

Beim positiven RD wird der AB vom anwNB aktiv aufgefordert, die Wirkleistung an-zupassen¹¹, indem der AB mehr erzeugt oder weniger entnimmt. Die dadurch freiwerdende Strommenge steht dem anwNB zur Verfügung. Es liegt eine **steuerbare und steuerpflichtige Stromlieferung** des AB an den anwNB vor.

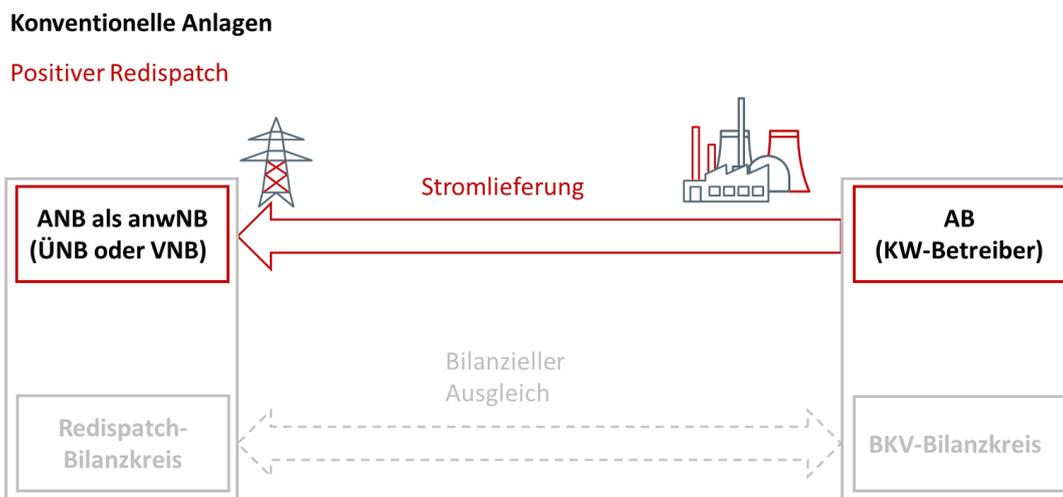


Abbildung 8: Verhältnis ANB als anwNB – AB bei konventionellen Anlagen (positiver RD)

¹¹ Bei fernsteuerbaren Anlagen entfällt die Anforderung durch den ANB.

Negativer Redispatch:

Beim negativen RD wird der AB vom anwNB angewiesen, die Wirkleistung anzupassen, indem der AB weniger erzeugt oder mehr entnimmt. Die bisher geplanten Einspeisemengen darf der AB nicht einspeisen. Die Differenz zwischen der bislang geplanten Einspeisemenge und der aufgrund der RD-Maßnahme tatsächlich einzuspeisenden Menge wird sowohl finanziell gegenüber dem AB als auch bilanziell gegenüber dem BKV ausgeglichen. Dadurch werden weder AB noch BKV besser oder schlechter gestellt als ohne RD-Maßnahme. (§ 13a Abs. 2 EnWG neu).

Der finanzielle und bilanzielle Ausgleich stellt kein Entgelt für eine umsatzsteuerliche Leistung dar, sondern eine **nicht steuerbare Entschädigung**.

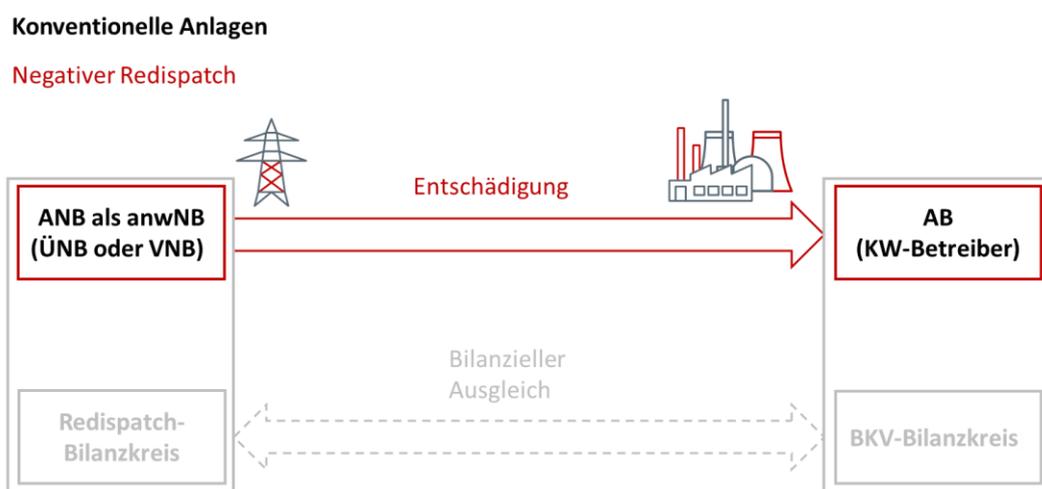


Abbildung 9: Verhältnis ANB als anwNB – AB bei konventionellen Anlagen (negativer RD)

Verhältnis Redispatch-Bilanzkreis (Anschlussnetzbetreiber) – Bilanzkreis des Bilanzkreisverantwortlichen

Gemäß § 11a StromNZV ist der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen (NB) verpflichtet, einen gesonderten Bilanzkreis für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 2 des EnWG und den bilanziellen Ersatz nach § 14 Abs. 1c des EnWG zu führen. Der NB ist verpflichtet, den energetischen und bilanziellen Ausgleich der Maßnahmen sowie des bilanziellen Ersatzes ausschließlich über diesen Bilanzkreis durchzuführen und den Bilanzkreis ausschließlich zu diesem Zweck einzusetzen.

Ein BKV für Einspeise- oder Entnahmestellen, die von strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs betroffen ist, hat einen Anspruch auf einen bilanziellen Ausgleich dieser Maßnahmen.

Zwischen dem RD-Bilanzkreis des NB und dem Bilanzkreis des BKV bestehen im Zusammenhang mit RD-Maßnahmen keine gegenseitigen umsatzsteuerlichen Leistungsbeziehungen.

Der bilanzielle Ausgleich auf Grundlage einer RD-Maßnahme erfolgt nicht auf Grundlage des Bilanzkreisvertrages, sondern auf Grundlage des Gesetzes, insoweit gibt es daher **keine umsatzsteuerlich relevante Leistungsbeziehung zwischen NB und BKV**.

Konventionelle Anlagen

Positiver/Negativer Redispatch



Abbildung 10: Verhältnis RD-Bilanzkreis (ANB) – BKV-Bilanzkreis bei konventionellen Anlagen

3.3.1.2 Erneuerbare-Energien-/Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen

3.3.1.2.1 Direktvermarktung

Verhältnis Anschlussnetzbetreiber als anweisender Netzbetreiber - Anlagenbetreiber

Im Rahmen der Direktvermarktung **ohne** RD-Maßnahme zahlt der ANB an den AB die Marktprämie. Hierbei handelt es sich um eine einseitige nicht steuerbare Leistung.

Im Falle der Abschaltung einer Anlage (negativer RD) durch den ANB **mit** RD-Maßnahme erhält der AB in der Direktvermarktung eine Entschädigung. Der AB soll dabei so gestellt werden, wie er ohne Maßnahme stehen würde. Demnach sollen dem AB durch die RD-Maßnahme keine Nachteile entstehen.

Im Verhältnis ANB und AB hat der ANB gegenüber dem AB die Verpflichtung, den AB zu entschädigen. Bisher waren Entschädigungen aus Sicht des BDEW nach § 15 EEG (alt) - (§ 13a Abs. 2 Satz 3 Nr. 5 EnWG neu) - umsatzsteuerlich eine nicht-steuerbare Entschädigung.

Bei dem **rein finanziellen Ausgleich für die Marktprämie** anstelle der bisherigen Zahlung der Marktprämie handelt es sich aus Sicht des BDEW wie bisher um eine **nicht-steuerbare Entschädigung**.

Die daraus resultierende weniger eingespeiste Energiemenge wird aus dem RD-Bilanzkreis des ANB in den DV-Bilanzkreis des BKV oder DV gebucht (siehe: Verhältnis Anschlussnetzbetreiber – Direktvermarkter).

Im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung ist es außerdem möglich, dass kein vollständiger bilanzieller Ausgleich (Naturalrestitution) vom RD-Bilanzkreis in den DV-Bilanzkreis erfolgt. Anstelle der Naturalrestitution erfolgt dann ein finanzieller Ausgleich vom ANB an den AB, umsatzsteuerlich handelt es sich hierbei ebenfalls um eine **nicht-steuerbare Entschädigung**.

Wie sich die fehlende Energiemenge im Verhältnis AB und DV auswirkt, hängt von der individuellen vertraglich vereinbarten Regelung zwischen AB und DV ab (siehe: Verhältnis Anlagenbetreiber- Direktvermarkter).

Die **Entschädigungen** im Rahmen von Redispatch 2.0 **zwischen ANB und AB** entsprechen den Entschädigungen gemäß § 15 EEG (alt) und sind daher auch im Redispatch 2.0 **nicht-steuerbare Entschädigungen**.

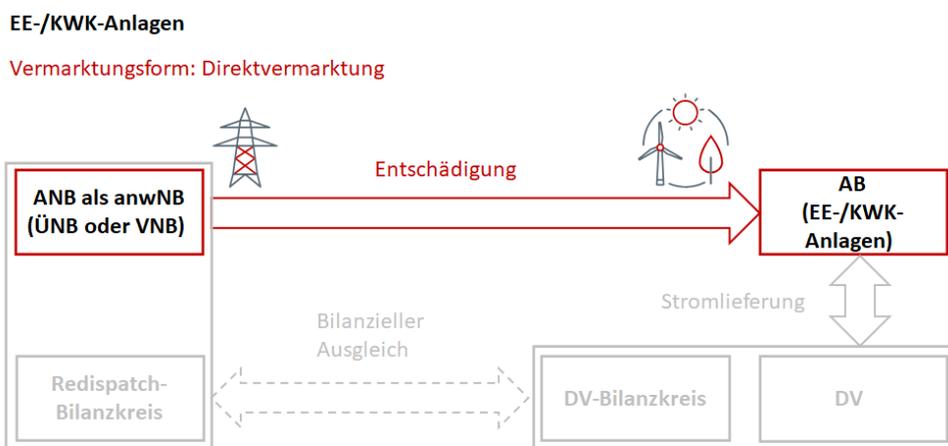


Abbildung 11: Verhältnis ANB als anwNB – AB bei EE-/KWK-Anlagen (Direktvermarktung)

Verhältnis Anlagenbetreiber- Direktvermarkter

Im Rahmen der Leistungsbeziehung **ohne RD-Maßnahme** liefert der AB Strom aus seiner Anlage an den DV und erhält das im Direktvermarktungsvertrag vereinbarte Entgelt. Es handelt sich dabei um eine steuerbare und steuerpflichtige Stromlieferung.

Die umsatzsteuerliche Leistungsbeziehung **mit RD-Maßnahme** durch den ANB stellt sich folgendermaßen dar: Der Stromliefervertrag zwischen AB und DV wird weiterhin erfüllt. Es handelt sich daher weiterhin um eine **steuerbare und steuerpflichtige Stromlieferung zwischen AB und DV**.

Der bilanzielle Ausgleich zwischen RD-Bilanzkreis und DV-Bilanzkreis erfolgt nicht durch den AB, sondern durch den ANB (siehe: Verhältnis Anschlussnetzbetreiber – Direktvermarkter).

Sollte der AB für die „Ersatzlieferung“ durch den ANB vom DV nicht dasselbe Entgelt bekommen wie für eine Lieferung aus seiner Anlage, erhält der AB hierfür keine zusätzliche Entschädigung durch den ANB. Weitere individuelle vertragliche Regelung zwischen AB und DV sind möglich.

EE-/KWK-Anlagen

Vermarktungsform: Direktvermarktung



Abbildung 12: Verhältnis AB - DV bei EE-/KWK-Anlagen (Direktvermarktung)

Verhältnis Anschlussnetzbetreiber – Direktvermarkter

Zwischen dem ANB und dem DV gibt es im Rahmen des Abregelns beim RD keine umsatzsteuerliche Leistungsbeziehung. Die korrespondierend gebuchte Abbildung einer Stromlieferung vom AB an den DV (vom RD-Bilanzkreis des ANB in den RD-Bilanzkreis des DV) ist umsatzsteuerlich nicht relevant. Es handelt sich hierbei um eine Naturalrestitution und somit um eine **einseitige, nicht-steuerbare Leistung**. Die umsatzsteuerlich relevante Stromlieferung erfolgt zwischen AB und DV.

EE-/KWK-Anlagen

Vermarktungsform: Direktvermarktung



Abbildung 13: Verhältnis ANB – DV bei EE-/KWK-Anlagen (Direktvermarktung)

Verhältnis Redispatch-Bilanzkreis (Anschlussnetzbetreiber) – Direktvermarkter-Bilanzkreis

Gemäß § 11a StromNZV ist der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen (NB) verpflichtet, einen gesonderten Bilanzkreis für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 2 des EnWG und den bilanziellen Ersatz nach § 14 Abs. 1c des EnWG zu führen. Der NB ist verpflichtet, den energetischen und bilanziellen Ausgleich der Maßnahmen sowie des bilanziellen Ersatzes ausschließlich über diesen Bilanzkreis durchzuführen und den Bilanzkreis ausschließlich zu diesem Zweck einzusetzen.

Ein BKV für Einspeise- oder Entnahmestellen, die von strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs betroffenen sind, hat einen Anspruch auf einen bilanziellen Ausgleich dieser Maßnahmen.

Zwischen dem RD-Bilanzkreis des ANB und dem DV-Bilanzkreis des BKV bestehen im Zusammenhang mit RD-Maßnahmen keine gegenseitigen umsatzsteuerlichen Leistungsbeziehungen. Der bilanzielle Ausgleich auf Grundlage einer RD-Maßnahme erfolgt nicht auf Grundlage des Bilanzkreisvertrages, sondern auf Grundlage des Gesetzes, insoweit gibt es daher **keine umsatzsteuerliche Leistungsbeziehung zwischen NB (RD-Bilanzkreis) und BKV (DV-Bilanzkreis)**.

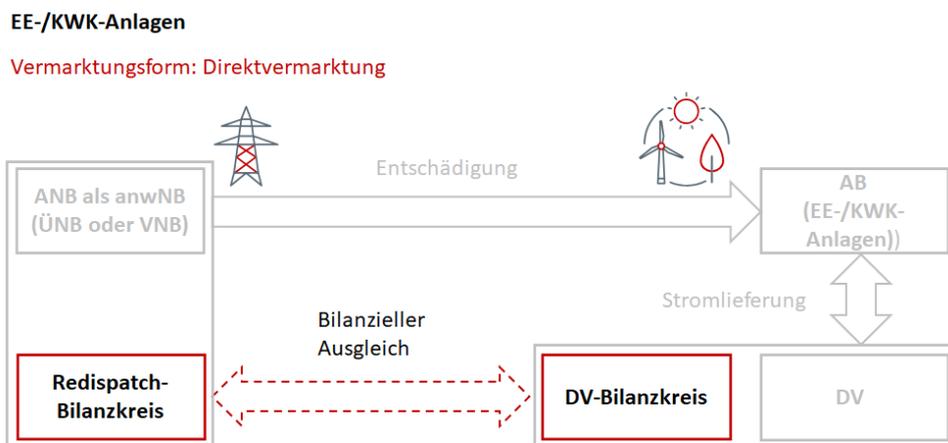


Abbildung 14: Verhältnis RD-Bilanzkreis (ANB) – DV-Bilanzkreis bei EE-/KWK-Anlagen (Direktvermarktung)

Beschaffung der Energie zwischen Anschlussnetzbetreiber – Lieferant für den Redispatch-Bilanzkreis

Aufgrund der Durchführung einer RD-Maßnahme hat der BKV gegenüber dem ANB einen Anspruch auf einen bilanziellen Ausgleich des Bilanzkreises. Die benötigte Energie für den energetischen Ausgleich beschafft der ANB durch die ausgleichende Fahrweise beispielsweise von Kraftwerken (Erhöhung der Wirkleistungserzeugung) bzw. alternativ von Lieferanten oder über die Börse. Diese Energiebeschaffung erfolgt durch eine **steuerbare und steuerpflichtige Lieferung des Lieferanten an den ANB**.

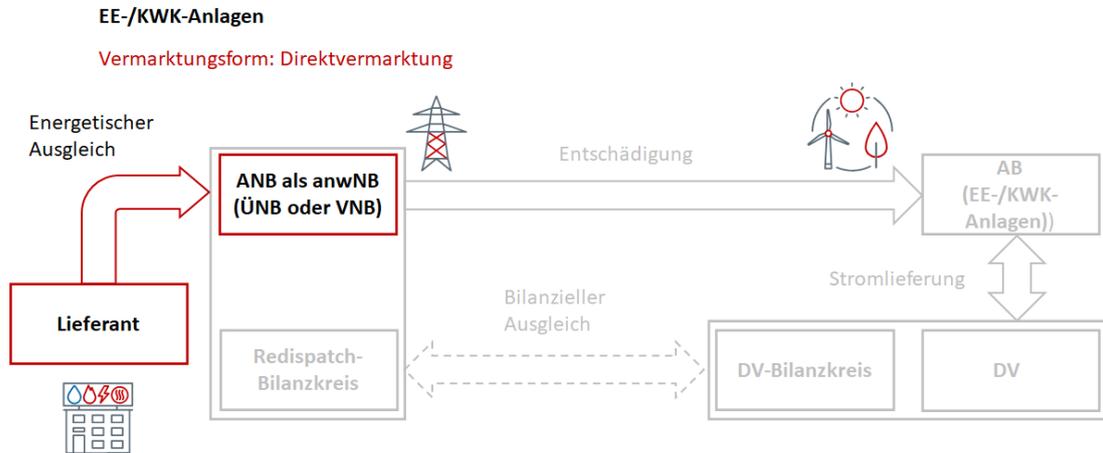


Abbildung 15: Beschaffung der Energie zwischen ANB – Lieferant für den RD-Bilanzkreis bei EE-/KWK-Anlagen (Direktvermarktung)

Exkurs: Konkretes Rechenbeispiel

Im Nachfolgenden wird ein konkretes Rechenbeispiel dargestellt, das die verschiedenen Verhältnisse aufzeigt.

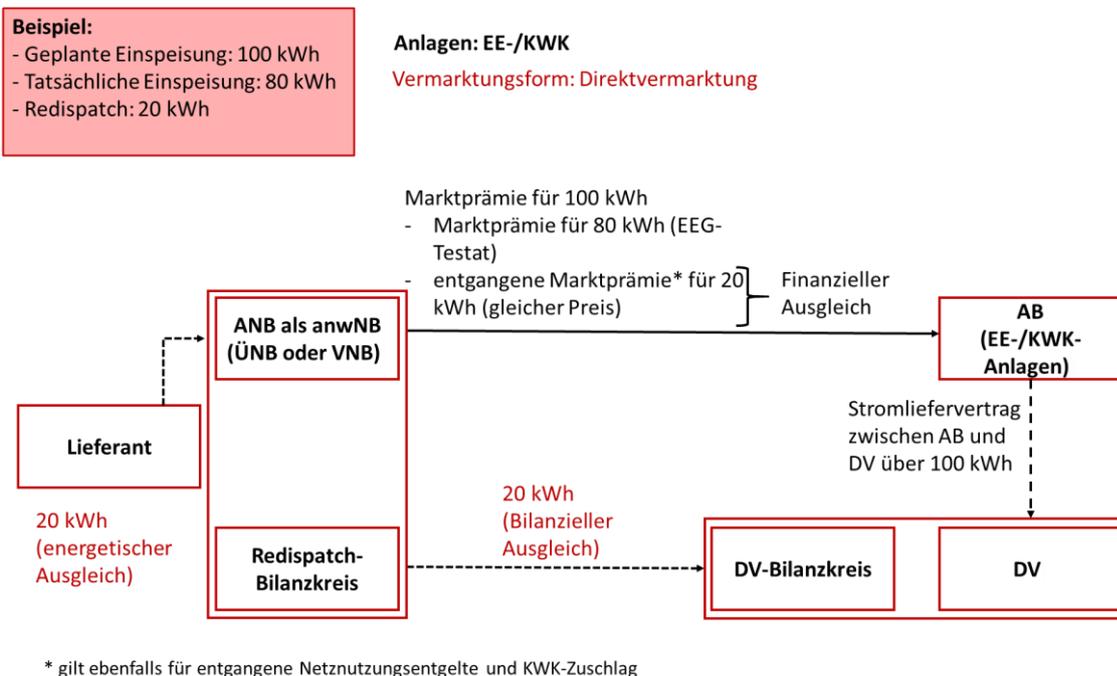


Abbildung 16: Konkretes Rechenbeispiel für EE-/KWK-Anlagen (Direktvermarktung)

3.3.1.2.2 Einspeisung

Verhältnis Anschlussnetzbetreiber – Anlagenbetreiber

Ohne RD-Maßnahme liefert der direkt an das ANB-Netz angeschlossene AB im Rahmen der Einspeisung Strom an den ANB, umsatzsteuerlich handelt es sich dabei um eine steuerbare und steuerpflichtige Stromlieferung.

Da bei einer **RD-Maßnahme** der AB so gestellt werden soll, wie er ohne die Maßnahme stehen würde, wird der AB im Falle einer Reduzierung der Wirkleistungserzeugung durch den ANB finanziell entschädigt. Bisher waren **Entschädigungen** aus Sicht des BDEW nach § 15 EEG (alt) **kein Entgelt für einen steuerbaren Umsatz**. Daran ändert sich auch durch die Regelungen des § 13 ff. EnWG (neu) nichts.

Ein bilanzieller Ausgleich zwischen RD-Bilanzkreis und EEG-Bilanzkreis erfolgt im Rahmen der Einspeisung nicht. Bei direkt an das ANB-Netz angeschlossene Anlagen gibt es keinen BKV. Der ANB führt den EEG-Bilanzkreis und hat keinen Anspruch auf einen bilanziellen Ausgleich.

EE-/KWK-Anlagen

Vermarktungsform: Einspeisung

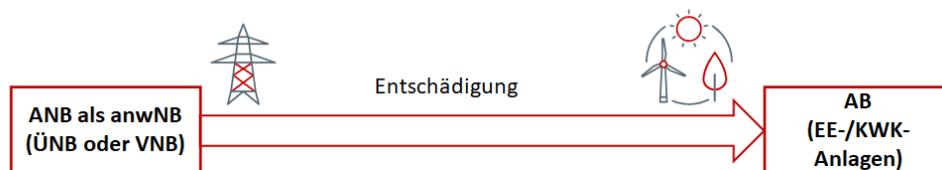


Abbildung 17: Verhältnis ANB – AB bei EE-/KWK-Anlagen (Einspeisung)

3.3.2 Leistungsbeziehungen zwischen anweisenden Netzbetreiber und anfordernden Netzbetreiber (Kaskade)

Durch die Integration des Einspeisemanagements in das EnWG ist die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern zu regeln. Grundlage dafür ist Redispatch 2.0 Netzbetreiberkooperationsvertrag zwischen VNB und ÜNB.

In der Gesetzesbegründung wird sinngemäß folgendes dazu ausgeführt:¹²

Der § 14 Abs. 1c EnWG ermöglicht es - wie bisher - dem Betreiber des vorgelagerten Netzes, abweichend von § 13a Abs. 1 EnWG (ggf. in Verbindung mit § 14 Abs. 1 EnWG), die Anlagen in nachgelagerten Netzen nicht direkt selbst anzuweisen oder zu regeln, sondern sich stattdessen der Unterstützung des Betreibers des nachgelagerten Netzes zu bedienen (sogenannte Kaskade).

¹² Bundestag Drs. 19/7375 vom 28.01.2019, S.58

Der anwNB (VNB) ergreift dabei - aus eigenem Recht nach § 14 Abs. 1c EnWG in Verbindung mit § 13a Abs. 1 EnWG - die notwendigen Maßnahmen gegenüber den an sein Netz angeschlossenen Anlagen sowie ggf. - aus eigenem Recht nach § 14 Abs. 1c Satz 1 EnWG- gegenüber den Betreibern nachgelagerter Elektrizitätsverteilernetze.

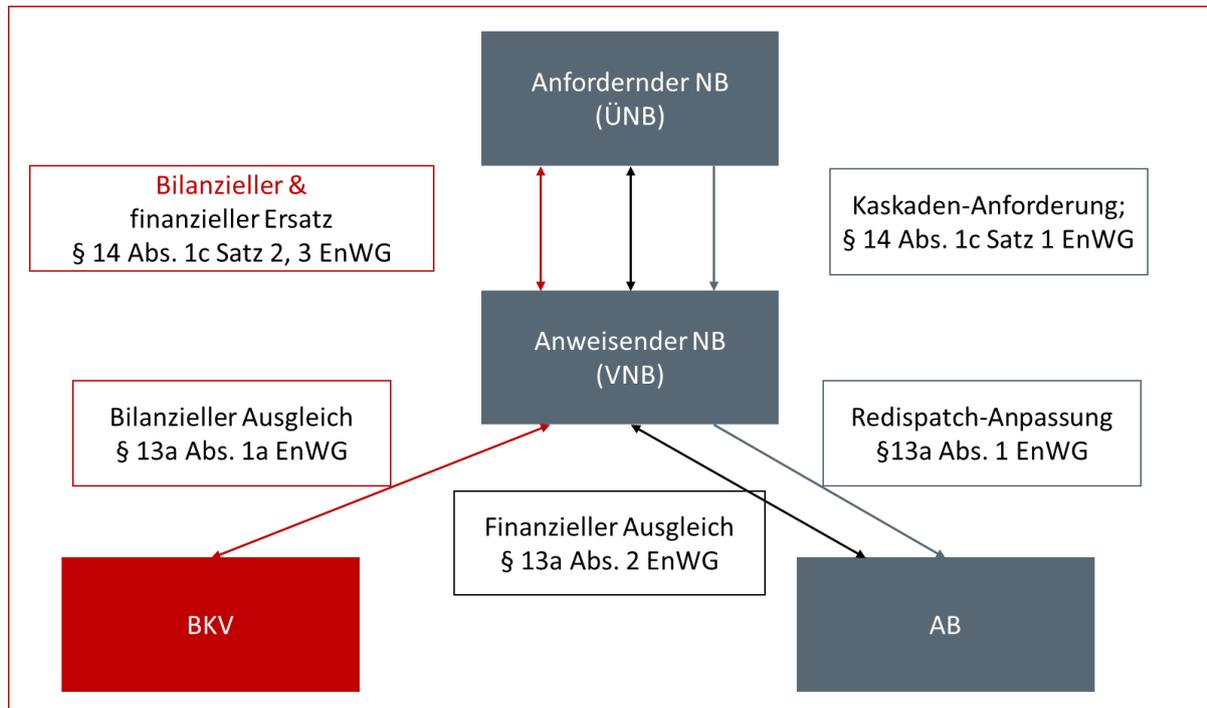


Abbildung 18: 3.3.2 Leistungsbeziehungen zwischen anwNB und anfNB (Kaskade)

Gemäß § 14 Abs. 1c EnWG sind die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen verpflichtet, auf Aufforderung eines Betreibers von Übertragungsnetzen oder eines nach Abs. 1 Satz 1 verantwortlichen Betreibers von Elektrizitätsverteilernetzen, in dessen Netz sie unmittelbar oder mittelbar technisch eingebunden sind, nach dessen Vorgaben und den dadurch begründeten Vorgaben eines Betreibers von vorgelagerten Elektrizitätsverteilernetzen in ihrem Elektrizitätsverteilernetz eigene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG auszuführen; dabei sind die §§ 12 und 13 bis 13c EnWG entsprechend anzuwenden. Soweit auf Grund der Aufforderung nach Satz 1 strom- und spannungsbedingte Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs nach § 13a Abs. 1 EnWG durchgeführt werden, hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes einen Anspruch gegen den ihn auffordernden Netzbetreiber auf bilanziellen und finanziellen Ersatz entsprechend den Vorgaben nach Satz 1. Der ihn auffordernde Netzbetreiber hat einen Anspruch auf Abnahme des bilanziellen Ersatzes.

Hauptziel der RD-Maßnahme, die sich aus einem Bündel von Aktivitäten zusammensetzt, ist die Engpassbeseitigung und Systemstabilität, die auch die umsatzsteuerliche Leistung darstellt.

Der anwNB (VNB) ist der ANB einer betreffenden Anlage. Der anwNB rechnet mit dem AB den finanziellen Ausgleich der RD-Maßnahme ab.

Der ANB hat durch die geleistete Zahlung an den AB einen Anspruch gegenüber dem anfNB (ÜNB), die zuordenbaren Kostenanteile ersetzt zu bekommen.

Der anwNB (VNB) führt die Unterstützungsmaßnahmen innerhalb des Rahmens durch, der durch die Vorgaben des anfNB gespannt wird. Der anwNB setzt den Auftrag des anfNB nach Maßgabe seiner gesetzlichen Verpflichtungen um, wobei der anwNB in Art und Weise der Umsetzung der Maßnahme einen Handlungsspielraum hat (z.B. Auswahl AB). Dabei ist davon auszugehen, dass der anfNB stets der Leistungsempfänger ist und der anwNB der leistende Unternehmer im umsatzsteuerlichen Sinne. Im Fall des negativen Redispatch kehrt sich die Leistungsrichtung nicht um, selbst wenn ein negatives Entgelt vorliegt.

Die Zahlung gemäß § 14 Abs. 1c Satz 2 EnWG **zwischen anfNB und anwNB** ist das Entgelt für die RD-Maßnahme gemäß § 13a Abs. 1 in Verbindung mit Abs. 2 EnWG (positiver und negativer RD in der Vorstufe zwischen anwNB und AB). Es liegt eine **steuerbare und steuerpflichtige sonstige Leistung** vor.

In der Praxis wird für die Unterstützungsleistung zwischen anfNB und anwNB regelmäßig ein Vertrag geschlossen. Für die umsatzsteuerliche Beurteilung ist die jeweilige vertragliche Vereinbarung maßgeblich. Dies sollte grundsätzlich in Abhängigkeit des jeweiligen Vertrages auch eine steuerbare und steuerpflichtige Leistung sein.

Die umsatzsteuerliche Würdigung des bilanziellen Ersatzes gemäß § 14 Abs. 1c Satz 3 EnWG für die RD-Maßnahme gemäß § 13a Abs. 1 in Verbindung mit Abs. 1a EnWG erfolgt analog zu Kapitel 4.3.1.1.

Kaskade bei positiven und negativen Redispatch

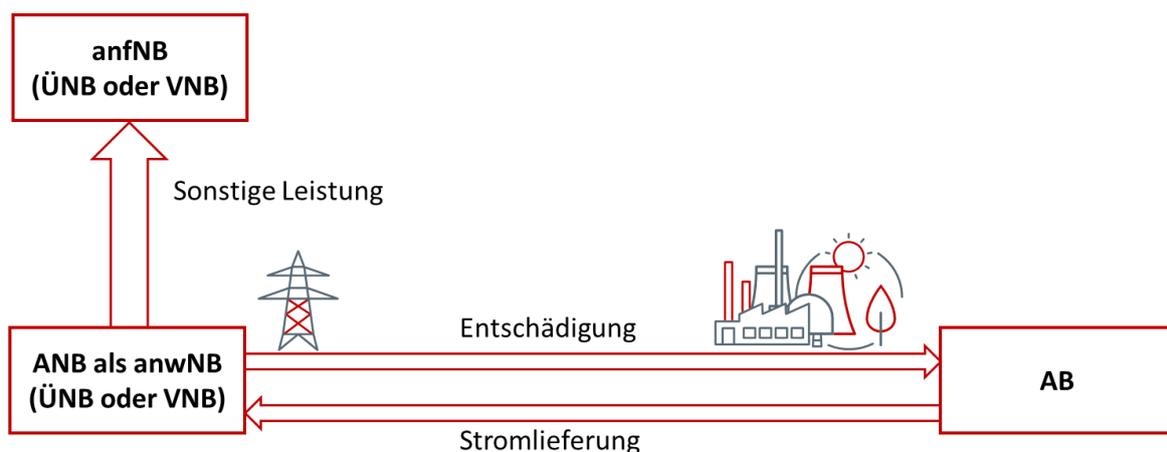


Abbildung 19: Kaskade bei positiven und negativen RD

Bei Abrufen von Kraftwerken, die an das Verteilnetz des VNB angeschlossen sind und direkt von dem ÜNB abgerufen werden, übernimmt der ÜNB für diese Kraftwerke die Rolle des anwNB. Die Abrechnung erfolgt direkt mit den Anlagenbetreiber. Der VNB ist von dieser Leistungsbeziehung nicht betroffen.

Hier gelten die Ausführungen aus Kapitel 4.3.1.1 (direkt angeschlossene Anlagen).

3.3.3 Anforderung von mehreren anfordernden Netzbetreibern (gemeinsame Redispatch-Maßnahmen)

Eine gemeinsame Maßnahme ist die gleichzeitige Anpassung oder Aufforderung der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs einer Anlage oder eines Clusters zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie durch mehrere Netzbetreiber nach § 13a Abs. 1 in Verbindung mit § 14 Abs. 1 EnWG.

Bei dieser RD-Maßnahme werden die Kosten für die Beschaffung des energetischen Ausgleichs vom ersten anfNB (anfNB1) auf alle anfNB aufgeteilt. Sollten mehrere NB an einer RD-Maßnahme als anfNB beteiligt sein, verpflichten sich die NB, eine finanzielle Kompensation des energetischen Ausgleichs nach einem Kostenteilungsschlüssel durchzuführen.

Der anfNB1 ist der NB, der zuerst eine RD-Maßnahme anfordert und den energetischen Ausgleich beschaffen muss.

Die finanzielle Kompensation des energetischen Ausgleichs der anfNB an den anfNB1 ist eine **steuerbare und steuerpflichtige sonstige Leistung**. Durch die RD-Maßnahme und die im Vordergrund stehende Engpassbeseitigung verschafft der anfNB1 für alle beteiligten anfNB „dienstleistend“ den energetischen Ausgleich für die gemeinsame Anforderung einer RD-Maßnahme.

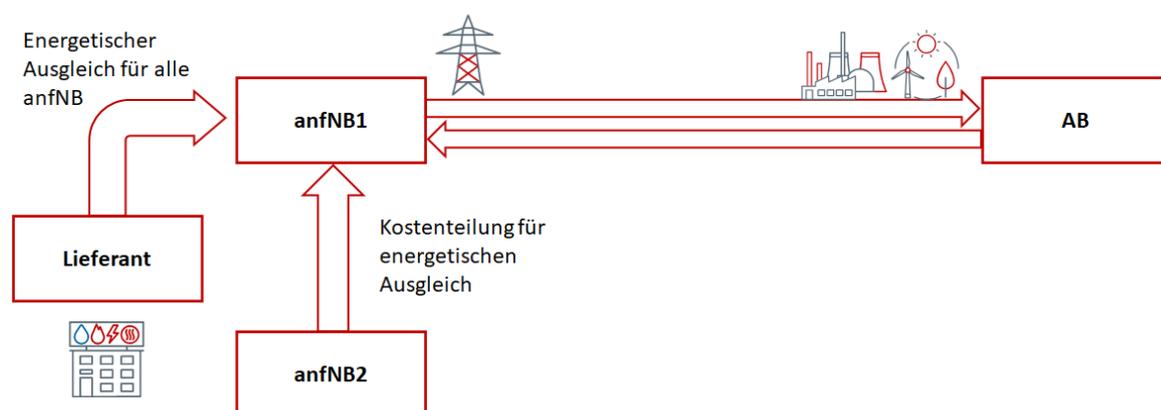


Abbildung 20: Anforderung von mehreren anfNB (gemeinsame RD-Maßnahmen)

3.3.4 Cluster

Ein Cluster beschreibt eine zwischen den Vertragspartnern abgestimmte Zusammenfassung von SR für RD-Maßnahmen. Ein Cluster kann sich aus bestehenden Clustern des VNB und SR vom VNB oder/und nachgelagerten Netzbetreibern zusammensetzen.

Die Zusammenfassung der SR (Cluster) ändert nichts an der umsatzsteuerlichen Beurteilung der Leistungsbeziehungen (siehe: Kapitel 3.3.1.1 und 3.3.1.2).

3.4 Umsatzsteuerliche Würdigung der Übergangslösung im Redispatch 2.0

Aufgrund der Komplexität des Redispatch 2.0 und der damit verbundenen Herausforderungen u.a. bei der IT-Umsetzung war eine Umsetzung der technischen Vorgaben zum 1. Oktober 2021 nicht möglich. Vor diesem Hintergrund fanden Gespräche hinsichtlich einer Übergangsregelung zwischen der Bundesnetzagentur, dem Bundeswirtschaftsministerium und dem BDEW statt. Im Gespräch wurde ein Übergangszeitraum bis zum 31. Mai 2022 vereinbart, in dem die bisherige Vorgehensweise beibehalten werden kann. Diese Übergangslösung stellt ausdrücklich keine vom Gesetz abweichende Vorgabe dar, sondern nur eine vorweggenommene Verständigung über die Ermittlung des bilanziellen Ausgleichs. Die gesetzlichen Anforderungen des Redispatch 2.0 bleiben erhalten.

Kern der Übergangslösung ist es, dass der bilanzielle Ausgleich für Maßnahmen des Redispatch 2.0 gemäß § 13a Abs. 1a EnWG vorübergehend pauschal in Höhe von 0 MWh erfolgt und bestehende Ansprüche in Bezug auf Energiemengen finanziell ausgeglichen werden. Die Definition der Höhe des bilanziellen Ausgleichs betrifft sowohl den Anspruch des BKV auf Bereitstellung des bilanziellen Ausgleichs als auch den Anspruch des anwNB auf Abnahme des bilanziellen Ausgleichs.

Rechtlich stellt der mit der Übergangslösung beschriebene Fall, dass der ANB den bilanziellen Ausgleich nicht vornimmt und der BKV anstelle des ANB den Bilanzkreisausgleich in der Folge dessen selbst durchführt, aus Sicht des BDEW eine sogenannte echte berechnete Geschäftsführung ohne Auftrag (GoA) im Sinne der §§ 677 ff. BGB dar. Für die GoA kann der BKV den Ersatz seiner Aufwendungen verlangen, §§ 683, 670 BGB.

Der BDEW geht davon aus, dass es sich bei der Erbringung der GoA durch den BKV gegen **Aufwendungsersatz** um eine zwischen ANB (anwNB) und BKV im Inland **umsatzsteuerbare und -pflichtige sonstige Leistung** handelt, welche zuzüglich mit der gesetzlich geschuldeten Umsatzsteuer abzurechnen ist. Im Rahmen der Kaskadenanforderung hat der ANB als anwNB einen zivilrechtlichen Anspruch auf Aufwendungsersatz gegenüber dem anfNB. Dieser stellt umsatzsteuerlich ein Entgelt für die von ihm erbrachte Unterstützungsleistung dar (umsatzsteuerbare und -pflichtige sonstige Leistung).

3.5 Nichtbeanstandungsregelungen

3.5.1 Nichtbeanstandungsregel für Übergangslösung/-zeitraum

Der BDEW hatte sich mit Schreiben vom 30. September 2021 an das Bundesministerium der Finanzen (BMF) mit der Bitte um Gewährung einer Nichtbeanstandungsregel für den geplanten Übergangszeitraum gewendet. Soweit diese Nichtbeanstandungsregel gewährt wird, wäre in dieser Übergangsphase die Beibehaltung der bisherigen Vorgehensweise und der damit verbundenen umsatzsteuerlichen Behandlung im Rahmen des Redispatch weiterhin möglich. Das BMF hatte den BDEW um eine Sachverhaltsschilderung gebeten.

3.5.2 Nichtbeanstandungsregel für geänderten Prozess - Negativer Redispatch 2.0 bei Übertragungsnetzbetreibern

Durch die Neuregelung des EnWG wird nicht mehr von einer Vergütung (§ 13a II (alt)) gesprochen, sondern von einem angemessenen finanziellen Ausgleich (§ 13a II EnWG).

Das Risiko, dass der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in die Wirkleistungserzeugung oder die Wirkleistungsentnahme eingreifen muss, trägt der NB und nicht der AB oder BKV der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestelle. Es sollen dem AB keine Nachteile, aber auch keine Vorteile dadurch entstehen. Der bilanzielle und finanzielle Ausgleich ist erforderlich, um eine Über- oder Unterkompensation des AB zu vermeiden. Dies werten wir als Indiz der Abkehr von der bisherigen Sichtweise.

Für RD-Maßnahmen, die vor dem 1. Oktober 2021 ausgeführt worden sind, ist die bisherige umsatzsteuerliche Sichtweise (siehe: Redispatch 1.0.) weiterhin auf RD-Maßnahmen bis zum 30. September 2021 anwendbar. Wir bitten um eine Nichtbeanstandungsregelung bezüglich der im bisherigen Redispatch 1.0 beschriebenen umsatzsteuerlichen Sichtweise.

3.5.3 Allgemeine Nichtbeanstandungsregel

Da auch derzeit noch Abrechnungen für Sachverhalte vor dem 1. Oktober 2021 erfolgen, eine Rückabwicklung aufwendig wäre und es sich bei allen Beteiligten um Unternehmer mit vollem Vorsteuerabzug handelt, gehen wir davon aus, dass für die Fälle, die unter die Regelungen vor dem Redispatch 2.0 fallen, die bisherige umsatzsteuerliche Vorgehensweise anwendbar bleibt.¹³

¹³ Siehe: Kap. 3.1

Derzeit besteht darüber hinaus eine erhebliche Unsicherheit bei der umsatzsteuerlichen Würdigung der Maßnahmen im Rahmen von Redispatch 2.0, die erst mit der endgültigen Klärung durch das BMF beseitigt werden kann. Ohne Nichtbeanstandungsregelung führt dies zu einem enormen Rechnungskorrekturaufwand, der sich auch auf das umsatzsteuerliche Voranmeldungs-wesen auswirken wird.

Ansprechpartner:

Martin Müller

Telefon: 030 / 300 199 - 1665

martin.mueller@bdew.de

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Abs. 3 Satz 1 LobbyRG zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag: [R000888](#)