

BDEW-Leitfaden zur Berechnung der Ausfallarbeit Redispatch 2.0

Mai 2020

Disclaimer

Prozessuale Aspekte des Dokuments, Fristen und Markttrollenbezeichnungen, ebenso wie Vergütungsfragen, sind für eine Finalisierung dieser Zusammenfassung mit der BDEW-„Branchenlösung Redispatch 2.0“ zu synchronisieren und daher z.T. als vorbehaltlich zu betrachten.

Der Anlagenbetreiber (AB) hat einen gesetzlichen Anspruch auf finanziellen Ausgleich, der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) hat einen gesetzlichen Anspruch auf bilanziellen Ausgleich. Gemäß § 13a Absatz 2 EnWG ist „der finanzielle Ausgleich [...] 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.

Diese im Gesetz definierten Anspruchsinhaber und Anspruchsgegner können die eingeführten Markttrollen Einsatzverantwortlicher (EIV) oder Betreiber einer technischen Ressource (BTR) einnehmen.

Neben dem vorliegenden Dokument gilt gleichermaßen der BDEW- „Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch Maßnahmen“ (Stand Mai 2018).

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	4
1.1.	Einführung Anlagenklassen und -gruppen.....	4
1.2.	Einführung der Bilanzierungsmodelle	5
1.2.1.	Beschreibung des Planwertmodells	6
1.2.2.	Beschreibung des Prognosemodells	6
1.2.3.	Auswahl des Bilanzierungsmodells.....	6
2.	Vorbedingungen Ausfallarbeit	7
2.1.	Definition der Ausfallarbeit	7
2.1.1.	Definition Ausfallarbeit Prognosemodell	7
2.1.2.	Definition Ausfallarbeit Planwertmodell.....	8
2.2.	Abrechnungsvarianten	8
2.2.1.	Kriterien für die Verwendung des Spitz-light-Verfahrens	9
2.2.2.	Abrechnungsverfahren im Prognosemodell	10
2.2.3.	Abrechnungsverfahren im Planwertmodell	11
2.3.	Erstaufschlagsrecht des Netzbetreibers zur Bestimmung der Ausfallarbeit	11
2.4.	Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung	11
3.	Ermittlung der Ausfallarbeit	13
3.1.	Windenergie	13
3.1.1.	Pauschales Verfahren für Windenergieanlagen mit registrierender Leistungsmessung ..	13
3.1.2.	Pauschales Verfahren für Windenergieanlagen ohne registrierende Leistungsmessung	15
3.1.3.	Spitz light-Abrechnungsverfahren für Windenergieanlagen	15
3.1.4.	Spitzabrechnungsverfahren für Windenergieanlagen	18
3.2.	Biomasse.....	21
3.2.1.	Pauschales Verfahren für Biomasseanlagen	22
3.2.2.	Spitzabrechnungsverfahren bei Biomasseanlagen.....	23
3.2.3.	Deponie-, Klär- und Grubengas	23
3.3.	Solaranlagen	24
3.3.1.	Pauschales Verfahren für Solaranlagen mit registrierender Leistungsmessung	24
3.3.2.	Pauschales Verfahren für Solaranlagen ohne registrierender Leistungsmessung.....	25
3.3.3.	Spitz Light-Abrechnungsverfahren für Solaranlagen	26
3.3.4.	Spitzabrechnungsverfahren bei Solaranlagen	29
3.4.	KWK-Anlagen.....	33
3.4.1.	Anwendungsbereich für das Planwertmodell bei KWK-Anlagen	33
3.4.2.	Anwendungsbereich für das Prognosemodell bei KWK-Anlagen.....	33
3.4.3.	Ermittlung der Ausfallarbeit nach Spitzabrechnungsverfahren für das Planwertmodell ...	34
3.4.4.	Ermittlung der Ausfallarbeit (negativer Redispatch) bzw. Hochfahrarbeit (positiver Redispatch) nach Pauschalabrechnungsverfahren für das Prognosemodell	34
3.5.	Wasserkraftanlagen	35
3.5.1.	Pauschales Verfahren für Wasserkraftanlagen im Prognosemodell mit registrierender Leistungsmessung.....	35
3.5.2.	Pauschales Verfahren für Wasserkraftanlagen ohne registrierende Leistungsmessung .	36
3.5.3.	Spitzabrechnungsverfahren bei Wasserkraftanlagen für das Planwertmodell	37
3.6.	Speicher und weitere Anlagen mit anderen Energieträgern	37
4.	Ermittlung der Entschädigungshöhe	38
4.1.	EE-Anlagen mit Einspeisevergütung und KWK-Anlagen.....	38
4.1.1.	Entgangene Einnahmen.....	38
4.1.2.	Zusätzliche Aufwendungen	41

4.1.3. Ersparte Aufwendungen.....	42
4.2. EE-Anlagen in der Direktvermarktung	42
4.2.1. Entgangene Einnahmen.....	42
4.2.2. Bilanzkreisausgleich.....	43
4.2.3. EE-Anlagen nach Auslaufen der Förderung nach EEG oder ohne EEG-Förderung gebaute EE-Anlagen.....	44
4.3. KWK-Anlagen.....	45
4.3.1. Entgangenen Einnahmen.....	45
4.3.2. Zusätzlichen Aufwendungen	46
4.3.3. Ersparte Aufwendungen.....	47

1. Einleitung

In den nachfolgenden Ausführungen wird zwischen dem Anlagenbetreiber (AB) und dem Betreiber einer Technischen Ressource (BTR) differenziert. Der Begriff Anlagenbetreiber referenziert auf den Gesetzeslaut und bezieht sich somit auf dessen rechtliche Verpflichtungen und Ansprüche. Der Begriff BTR referenziert auf das Rollenmodell der Marktkommunikation, weist dem BTR Funktionen und Aufgaben innerhalb der Prozesse zu.

1.1. Einführung Anlagenklassen und -gruppen

Grundsätzlich gilt für Engpassmanagement-Maßnahmen (EPM-Maßnahmen), dass der Abrechnungsprozess zwischen einem Anschlussnetzbetreiber (ANB) und einem Betreiber einer technischen Ressource/Anlagenbetreiber vom Energieträger und der Leistungsklasse abhängt. Die Redispatch-Neuregelung im Rahmen des „Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)“ mit Änderung durch Art. 2 G.v. 13.5.2019 führt dazu, dass auch bisher nicht involvierte Anlagen in das Redispatch-Regime gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) überführt und abgerechnet werden müssen.

Die Abrechnung einer Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource soll grundsätzlich nach einem der beiden nachfolgenden Verfahren erfolgen:

- ➔ auf Basis des vorliegenden, durch den BDEW überarbeiteten Leitfadens (Überarbeitung des Leitfadens zum Einspeisemanagement Version 3.0 der Bundesnetzagentur mit Stand Juni 2018)
- ➔ auf Basis des BDEW-„Branchenleitfadens Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ (im Folgenden Branchenleitfaden RD) mit dem Stand vom 18.04.2018.

Die nachfolgende Übersicht (Abbildung 1: Übersicht Anlagengruppen und Abrechnungsmodelle) der Anlagengruppen, sortiert nach Energieträger und Leistungsklasse sowie Abrechnungsmodell, zeigt, für welche Anlagengruppen heute schon Regelungen existieren und wie die neu hinzukommenden Anlagen behandelt werden könnten bzw. eine Neuaufteilung aussehen könnte.

Anlagengruppe	Leistungsklasse	Energieträger	Bilanzierungsmodell	Abrechnungsmodell		
				Spitz	Spitz light	Pauschal
Konventionell	≥ 100 kW bis < 1 MW		konv. RD	Branchenleitfaden RD	x	x
	≥ 1 MW		konv. RD	Branchenleitfaden RD	x	x
KWK	≥ 100 kW bis < 1 MW		konv. RD	Kap. 3.4.3	x	x
	≥ 1 MW		konv. RD	Kap. 3.4.3	x	x
	≥ 100 kW bis < 1 MW		Prognosemodell	Kap. 3.4.3	x	Kap. 3.4.4
	≥ 1 MW		Prognosemodell	Kap. 3.4.3	x	Kap. 3.4.4
EE mit Planungsdaten	≥ 100 kW bis < 1 MW	Wind	Planwertmodell	Kap. 3.1.4	Kap. 3.1.3	x
		PV	Planwertmodell	Kap. 3.3.4	Kap. 3.3.3	x
		Biogas	Planwertmodell	Kap. 3.2.2	x	x
		Wasser	Planwertmodell	Kap. 3.5.3	x	x
		Geothermie	Planwertmodell	Kap. 3.6	x	x
		Biomasse	Planwertmodell	Kap. 3.2.2	x	x
	≥ 1 MW	Wind	Planwertmodell	Kap. 3.1.4	Kap. 3.1.3	x
		PV	Planwertmodell	Kap. 3.3.4	Kap. 3.3.3	x
		Biogas	Planwertmodell	Kap. 3.2.2	x	x
		Wasser	Planwertmodell	Kap. 3.5.3	x	x
		Geothermie	Planwertmodell	Kap. 3.6	x	x
		Biomasse	Planwertmodell	Kap. 3.2.2	x	x
EE ohne Planungsdaten	≥ 100 kW bis < 1 MW	Wind	Prognosemodell	Kap. 3.1.4	Kap. 3.1.3	Kap. 3.1.1
		PV	Prognosemodell	Kap. 3.3.4	Kap. 3.3.3	Kap. 3.3.1
		Biogas	Prognosemodell	Kap. 3.2.2	x	Kap. 3.2.1
		Wasser	Prognosemodell	Kap. 3.5.3	x	Kap. 3.5.1
		Geothermie	Prognosemodell	Kap. 3.6	x	Kap. 3.6
		Biomasse	Prognosemodell	Kap. 3.2.2	x	Kap. 3.2.1
	≥ 1 MW	Wind	Prognosemodell	Kap. 3.1.4	Kap. 3.1.3	Kap. 3.1.1
		PV	Prognosemodell	Kap. 3.3.4	Kap. 3.3.3	Kap. 3.3.1
		Biogas	Prognosemodell	Kap. 3.2.2	x	Kap. 3.2.1
		Wasser	Prognosemodell	Kap. 3.5.3	x	Kap. 3.5.1
		Geothermie	Prognosemodell	Kap. 3.6	x	Kap. 3.6
		Biomasse	Prognosemodell	Kap. 3.2.2	x	Kap. 3.2.1
Speicher	≥ 100 kW bis < 1 MW		konv. RD	Kap. 3.6	x	x
	≥ 1 MW		konv. RD	Kap. 3.6	x	x
Sonstige	≥ 100 kW bis < 1 MW		konv. RD	Kap. 3.6	x	x
	≥ 1 MW		konv. RD	Kap. 3.6	x	x

Abbildung 1: Übersicht Anlagengruppen und Abrechnungsmodelle – mit einem x gekennzeichnete Abrechnungsmodelle sind für entsprechende Anlagen nicht anwendbar

1.2. Einführung der Bilanzierungsmodelle

Mit dem „Planwertmodell“ und dem „Prognosemodell“ stehen zwei Bilanzierungs- bzw. Abrechnungsmodelle für den Redispatch von Erneuerbaren Energien (EE) und nicht bereits durch den RD-Leitfaden 2018 abgedeckte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Auswahl.

Die beiden Modelle unterscheiden sich in ihrer Ausgestaltung maßgeblich in Bezug auf die Erstellung der auf eine Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource bezogenen Erzeugungsprognose, welche im Planwertmodell durch den AB bzw. den Einsatzverantwortlichen (EIV) oder im Prognosemodell durch den jeweiligen ANB erfolgt. Wesentliche Unterschiede zwischen den Bilanzierungsmodellen ist die finanzielle Bewertung potenziell entstehender energetischer

Differenzmengen. Des Weiteren unterscheiden sich die Fristen zur Bestimmung der zu bilanzierenden Ausfallarbeit (MaBiS-Fristigkeit im Prognosemodell). Anlagenspezifische Kosten- und Erlöspositionen zur Erfüllung der gesetzlichen Ansprüche des Anlagenbetreibers (AB) auf finanziellen Ausgleich unterscheiden sich nicht zwischen den Modellen und werden immer nachträglich finanziell ausgeglichen.

1.2.1. Beschreibung des Planwertmodells

Im Planwertmodell werden die Erzeugungsprognosen durch den AB/EIV erstellt und an die betroffenen Netzbetreiber übermittelt, sodass entsprechende ex-ante Fahrpläne (gemeldete Planungsdaten) verfügbar sind. Die Bilanzierung erfolgt auf Basis der ausgetauschten Fahrpläne.

Bei konventionellen-, KWK-, und EE-Anlagen mit nichtfluktuierender Einspeisung und regelmäßiger, verbindlicher Planwertlieferung (analog KWEP) erfolgt in der Regel kein finanzieller Ausgleich von energetischen Differenzmengen, da sich in der Regel keine energetischen Differenzmengen ergeben sollten.

Bei EE-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung und verbindlicher Planwertlieferung an den NB können sich Abweichungen zwischen Ausfallarbeit und bilanziell ausgeglichener Strommenge ergeben. Diese energetische Differenzmenge ist finanziell auszugleichen und wird mit dem ID1-Preis bepreist (Planwertmodell).

1.2.2. Beschreibung des Prognosemodells

Im Prognosemodell werden die Erzeugungsprognosen durch den *NB¹ erstellt. Es werden dementsprechend keine ex-ante Einspeisungs-Fahrpläne (gemeldete Planungsdaten) durch den AB/EIV geliefert.

Technische Ressourcen bzw. Steuerbare Ressourcen, die nach dem Prognosemodell bilanziert werden, werden ex-post auf Basis der berechneten Ausfallarbeit im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung ausgeglichen. Im Prognosemodell wird die ex-post berechnete Ausfallarbeit auf Basis der theoretischen Einspeisung bilanziert, sodass keine energetischen Differenzmengen finanziell ausgeglichen werden müssen. Ausfallarbeit für Abrechnung und Bilanzierung sind somit identisch.

1.2.3. Auswahl des Bilanzierungsmodells

Der AB/EIV hat ein Vorschlagsrecht zur Zuordnung einer Technischen Ressource bzw. einer Steuerbaren Ressource zu einer der beiden Modellvarianten, d.h. Planwertmodell oder Prognosemodell. Zur Ausübung des Wahlrechts sind definierte Voraussetzungen und Prozesse einzuhalten (siehe BDEW- Kriterienkatalog „Planwertmodell“ – Kapitel 3).

Standardmäßig sind Erzeugungseinheiten auf Basis von erneuerbaren Energien dem Prognosemodell zugordnet. Der AB/EIV muss sein Vorschlagsrecht ausüben, um eine Erzeugungseinheit

¹ *NB: Prozess zur Konkretisierung des Attributs der Rolle NB befindet sich noch in Ausgestaltung im BDEW. Wird nach Finalisierung in sämtlichen Dokumenten entsprechend angepasst.

dem Planwertmodell zuordnen zu können. Die Zuordnung einer Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource zum Planwertmodell erfolgt abgestimmt und einvernehmlich zwischen AB/EIV und *NB. Der Wechsel einer Erzeugungseinheit aus einem Modell in das andere erfolgt auf Antrag des AB/EIV ebenso in Abstimmung zwischen AB/EIV und *NB, bzw. kann dann erfolgen, wenn die entsprechenden Voraussetzungen nachweislich nicht mehr erfüllt werden.

Bei einer Technischen Ressource bzw. einer Steuerbaren Ressource², die im Übertragungsnetz angeschlossen ist, liegt das Vorschlagsrecht zusätzlich beim Anschluss-ÜNB. Dem AB/EIV steht die Ablehnung des Vorschlages frei.

Bei Anwendung des Planwertmodells muss der AB/EIV die Zugehörigkeit zu einem Bilanzierungsmodell über eine Stammdatenlieferung bspw. analog SO GL für EE ab $\geq 0,8$ kW vornehmen.

2. Vorbedingungen Ausfallarbeit

2.1. Definition der Ausfallarbeit

2.1.1. Definition Ausfallarbeit Prognosemodell

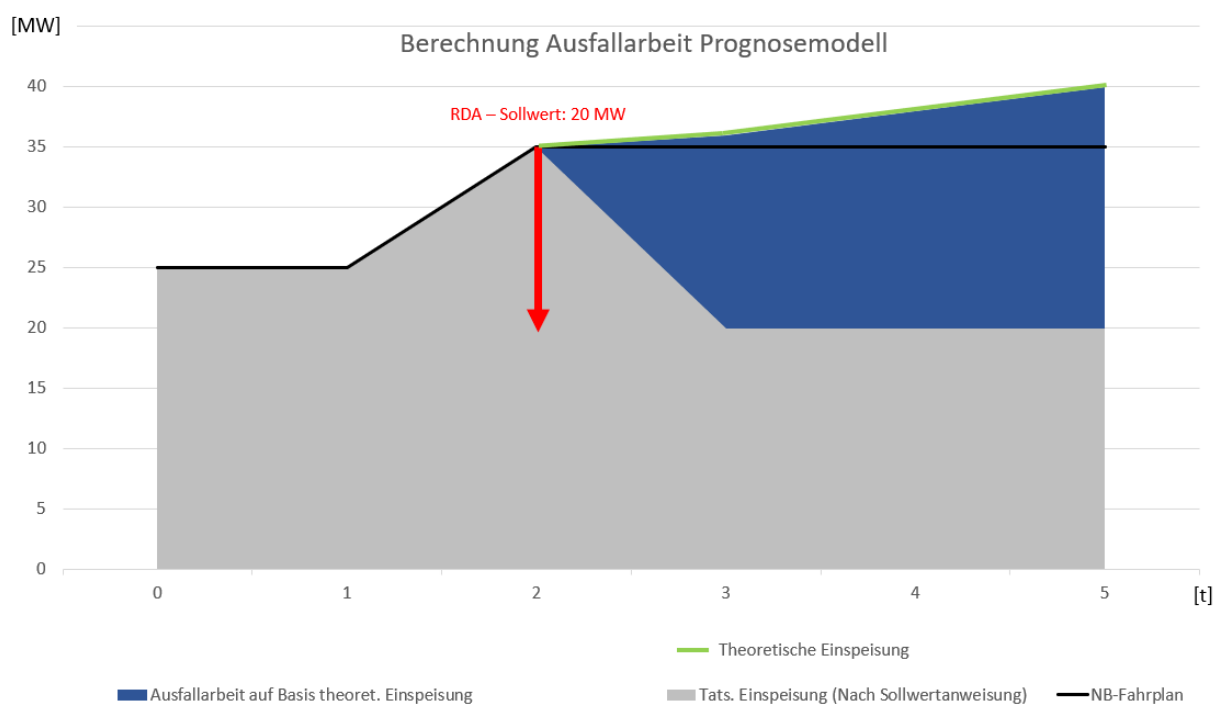


Abbildung 2: Definition Ausfallarbeit Prognosemodell

Im Prognosemodell ergibt sich die Ausfallarbeit als Differenz aus theoretischer Einspeisung und tatsächlicher Einspeisung (hier dargestellt: Spitzabrechnung). Dem AB steht für die gesamte Ausfallarbeit die Marktprämie als Entschädigung zu.

² Eine Pflicht zur Planwertlieferung wurde im Rahmen der Ausgestaltung der Implementierungsvorschriften zur Umsetzung der SO GL mit der Größe der Einheiten (> 1 MW) und der damit verbundenen großen Wirkung im Netz und der dazu notwendigen hohen Professionalität der AB/BTR begründet.

2.1.2. Definition Ausfallarbeit Planwertmodell

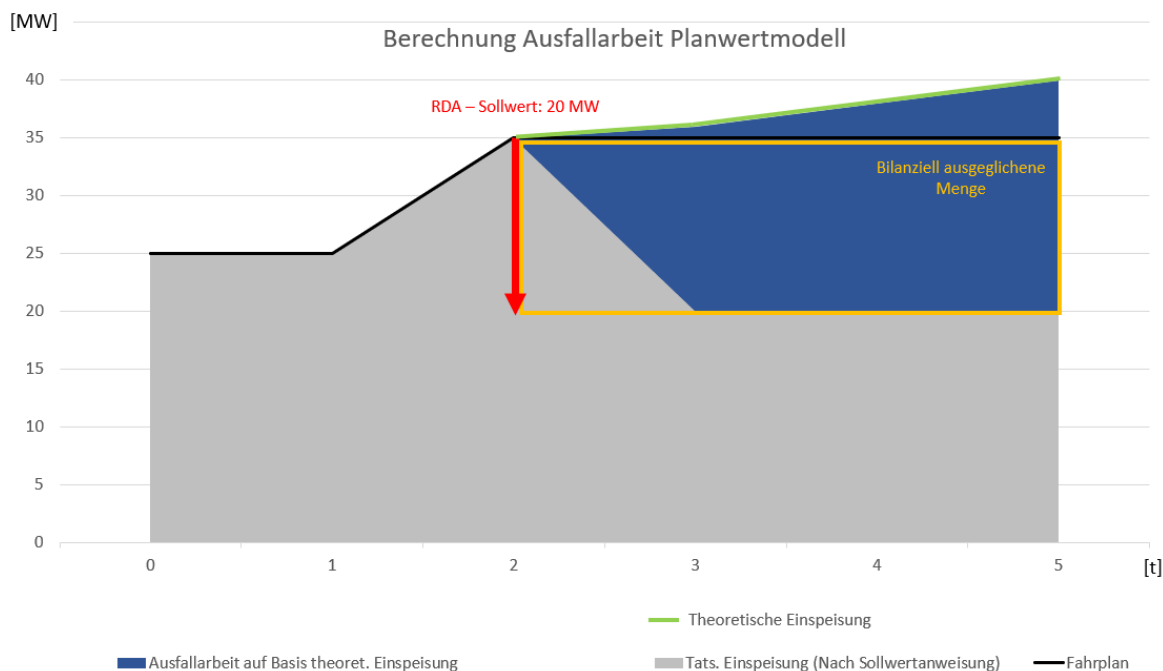


Abbildung 3: Definition Ausfallarbeit Planwertmodell

Im Planwertmodell gilt grundsätzlich die gleiche Berechnungsmethodik der Ausfallarbeit wie im Prognosemodell. Dem AB steht für die gesamte Ausfallarbeit die Marktprämie als Entschädigung zu. Darüber hinaus ist die per Fahrplan vom Netzbetreiber zum bilanziellen Ausgleich gelieferte Strommenge zu berücksichtigen. Die Differenz (positiv oder negativ) zwischen Ausfallarbeit und bilanziellem Ausgleich ist finanziell zu bewerten.

2.2. Abrechnungsvarianten

Für die Umstellung der Prozesse zum 01.10.2021 muss durch den AB/EIV die Festlegung auf ein Bilanzierungsmodell und eine Abrechnungsvariante bis zum 30.06.2021 vorliegen, insofern alle relevanten regulatorischen Rahmenbedingungen zu diesem Zeitpunkt entsprechend bereits festgelegt sind und verbindlich vorliegen. Dabei sind verschiedene Kombinationen aus Bilanzierungsmodell und Abrechnungsvariante möglich (siehe Abbildung 1). Sofern keine Festlegung durch den AB/EIV innerhalb dieser Frist erfolgt, legt der *NB initial ein Verfahren fest.

Der AB/EIV hat sich je Technischer Ressource bzw. Steuerbarer Ressource und je Kalenderjahr auf ein Verfahren für die Berechnung der Ausfallarbeit festzulegen.

Die Grundsätze für die Wahl bzw. Wechsel der Abrechnungsvariante inkl. Fristen sind in der „BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0“ im Use Case „Wechsel des Bilanzierungs- und Abrechnungsmodells“ beschrieben.

Die Ermittlung der Ausfallarbeit sollte in Abhängigkeit der Erzeugungsart (Wind, PV, Bio, usw.), der Größe der Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource und vorhandener Messwerte für Windgeschwindigkeiten und Solarstrahlung erfolgen.

Tabelle 1: Übersicht Abrechnungsvarianten

Variante	Datengrundlage
1) Spitzabrechnung	Gemessene Wetterdaten an der Anlage
2) Spitzabrechnung light	Anlagen- / standortspezifische Referenzmesswerte oder Wetterdaten (vgl. Kap. 2.2.1)
3) Pauschal-Abrechnung	Letzter ¼-h-Wert vor der Maßnahme

- ➔ Der AB/BTR hat stets das Recht, die durch den *NB eingestellten Abrechnungsdaten abzulehnen und eigene Daten (Spitzabrechnung light oder Spitzabrechnung) zu liefern.
- Zur Prüfung und Erstellung der Abrechnungen sind beim NB angemessene Plausibilisierungsverfahren nötig.
- Für den Fall von Diskrepanzen zwischen der durch den NB berechneten und der vom AB/BTR berechneten Ausfallarbeit ist ein Korrekturprozess zu entwickeln (siehe BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0 – in den Kapiteln „Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit“).

2.2.1. Kriterien für die Verwendung des Spitz-light-Verfahrens

Der Anlagenbetreiber legt sich innerhalb eines Bilanzierungsmodells je Leistungsjahr auf eine Methode (Wetterdatendienstleister oder Referenzanlage) fest.

Verwendung von Wetterdaten eines oder mehrerer Wetterdaten-Dienstleister(s)

- Die zur Berechnung der Ausfallarbeit verwendeten Wetterdaten des/der beauftragten Wetterdatendienstleister(s) müssen anhand allgemein anerkannter wissenschaftlicher Verfahren generiert werden.
- Die Wetterdaten werden anlagen- und standortspezifisch benötigt. Diesbezüglich zu berücksichtigen sind bspw. für
 - Wind: Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Standort
 - Solar: Neigungswinkel, Ausrichtung, Standort
- Die Wetterdaten müssen in postleitzahlscharfer oder kleinerer, geeigneter räumlicher Auflösung ermittelt und übermittelt werden.
- Der/die Wetterdatendienstleister und das/die verwendete(n) Verfahren sind vorzugsweise auf dem Rechnungsdeckblatt der Abrechnung der Ausfallarbeit zu benennen.

Verwendung von Wetterdaten einer Referenzanlage (nach Abstimmung)

- Eine Referenzanlage kann nur nach bilateraler Abstimmung zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber verwendet werden
- Die Verwendung einer Referenzanlage muss wie folgt begründet werden
- Leistungsgröße und die weiteren Anlagenspezifika wie bspw. für
 - Wind: Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Standort
 - Solar: Neigungswinkel, Ausrichtung, Standort
 müssen mit der abzurechnenden Anlage vergleichbar sein
- Die Standortgegebenheiten müssen vergleichbar sein
- Die Anlagen müssen sich in räumlicher Nähe befinden

2.2.2. Abrechnungsverfahren im Prognosemodell

Der AB/EIV hat ein initiales Wahlrecht, ob das Spitz-, Spitz Light- oder Pauschalverfahren vom AB/EIV und NB zur Berechnung der Ausfallarbeit einer Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource angewendet wird (vgl. Use Case „Wechsel des Abrechnungsmodells“). Wenn eine Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource „pauschal“ abgerechnet wird oder sich für zukünftige Technische Ressourcen bzw. Steuerbare Ressourcen dafür entscheidet, bleibt für die jeweilige Einheit die Pauschalabrechnung erhalten. Die Entscheidung wird über die Stammdaten kommuniziert. Hat ein AB/EIV sich einmal für die Anwendung oder den Wechsel in die Spitzabrechnung entschieden und dies mit seinem jeweiligen NB abgestimmt, so ist ein Wechsel zurück ins Pauschalverfahren ausgeschlossen, es sei denn, die technischen Voraussetzungen für das Spitzverfahren sind nicht mehr gegeben oder der AB/EIV einigt sich mit dem NB diesbezüglich.

Insofern die Echtzeitdatenlieferung bspw. aus technischen Gründen unterbrochen wird, muss dem AB die Möglichkeit eingeräumt werden, diese Daten (schnellstmöglich) nachzuliefern.

Insofern eine Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource keine Echtzeitdaten liefert oder nicht zur Lieferung gem. SO GL verpflichtet oder durch den NB aufgefordert ist, können sich AB und NB im ausreichend dimensionierten Vorlauf einer möglichen RD-Maßnahme auf die Nutzung von Wetterdaten oder Referenzwerten einer Referenzanlage einigen. Entsprechende Anforderungen an die Qualität der Datenlieferung, Verfügbarkeit und Standort einer Referenzanlage sind bilateral im Vorhinein zu definieren. Erfolgt eine solche Einigung nicht im Vorhinein, so ist das Pauschalverfahren anzuwenden.

Der bilanzielle Ausgleich sowie der finanzielle Ausgleich setzen grundsätzlich auf dem gleichen Wert der Ausfallarbeit auf. Dies gilt auch für den Fall von nachträglichen Korrekturen, sofern diese im Rahmen der Korrekturbilanzkreisabrechnungen bilanziell Berücksichtigung finden. Abweichend davon, müssen danach auftretende Differenzen, die vor der Verjährung der Ansprüche nach BGB entstehen, bilateral zwischen Netzbetreiber und AB/EIV abgestimmt und finanziell verrechnet werden.

2.2.3. Abrechnungsverfahren im Planwertmodell

Im Planwertmodell ist die Abrechnung einer Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource gemäß dem Abrechnungsmodell „Spitz“ oder „Spitz light“ (vgl. Anforderungen gem. Kap. 2.2.1) zugelassen.

Es erfolgt eine Abrechnung per Spitzverfahren, wenn

- 1) eine technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource gem. SO GL zur Lieferung von Echtzeitdaten verpflichtet ist und
- 2) eine technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource durch den NB zur Datenlieferung aufgefordert wurde.

Insofern die Echtzeitdatenlieferung bspw. aus technischen Gründen unterbrochen wird, muss dem AB/EIV die Möglichkeit eingeräumt werden, diese Daten (schnellstmöglich) nachzuliefern.

2.3. Erstaufschlagsrecht des Netzbetreibers zur Bestimmung der Ausfallarbeit

Zur Einhaltung der Fristen im Prognosemodell muss die Bestimmung der Ausfallarbeit zeitlich verkürzt erfolgen (Fristen siehe „BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0“), sodass der bilanzielle Ausgleich des BKV in Höhe der Ausfallarbeit möglich ist. Das bedeutet insbesondere, dass bei Wahl des Spitzabrechnungsverfahrens der AB/BTR dafür sorgen muss, dass dem (Anschluss-)NB die für den bilanziellen Ausgleich nötigen Daten vorliegen (Frist siehe „BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0“). Dem ANB bleibt die in der „BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0“ aufgeführten Frist zur Plausibilisierung der gemeldeten Ausfallarbeit sowie ggf. zur Einholung der Bestätigung durch den anweisenden NB, was ein automatisiertes Verfahren und somit eine eindeutige Regelung des Berechnungsverfahrens sowie der Datenformate und Datenstrukturen voraussetzt.

Im Prognosemodell liegt deshalb das Erstaufschlagsrecht zur Bestimmung der Ausfallarbeit beim Netzbetreiber. Dieser hat die Ausfallarbeit, auf Basis des vorher für beide Seiten definierten Abrechnungsverfahrens (Frist siehe „BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0“), zu ermitteln und an den AB/BTR zu übermitteln. Der AB/BTR hat das Recht, die Ausfallarbeit abzulehnen und eigene Werte zu übermitteln. (Das initiale Wahlrecht des Abrechnungsverfahrens liegt beim AB/EIV, siehe Kapitel 2.2.2).

2.4. Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung

Der Gesetzgeber hat mit § 24 Abs. 3 EEG eine Möglichkeit eröffnet, mehrere Anlagen, die gleichartige Energien einsetzen und die lediglich über eine gemeinsame Messeinrichtung verfügen, abzurechnen. Die Verteilung der Ausfallarbeit auf die einzelnen Anlagen erfolgt in diesem Fall im Verhältnis der installierten Leistung der Einzelanlagen, bei Windenergieanlagen an Land ist jedoch abweichend entsprechend § 24 Abs. 3 EEG auf den jeweiligen Referenzertrag abzustellen.

Bei der Ermittlung der Ausfallarbeit bei mehreren Windenergieanlagen, die über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet werden, können auch die Messwerte des Anlagenzählers

(Scada-Werte) verwendet werden, sofern mindestens die folgenden vier Voraussetzungen durch den Anlagenbetreiber sichergestellt bleiben:

1. Voraussetzung: Richtigkeit der Messwerte

Die Verwendung von falschen bzw. manipulierten Messergebnissen muss ausgeschlossen sein. Daher muss stets gewährleistet werden, dass die Messwerte richtig ermittelt und übertragen werden.

2. Voraussetzung: Berücksichtigung von Leitungsverlusten

Bei der Übertragung der elektrischen Energie durch die Leitungen zwischen dem Anlagenzähler und dem abrechnungsrelevanten Zähler entstehen Leitungsverluste. Auf welche Weise diese Leitungsverluste bei der Ermittlung der Ausfallarbeit zu berücksichtigen sind, hängt davon ab, ob der Anlagenbetreiber seinen erzeugten Strom mit oder ohne eine kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeist.

Konstellation ohne kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe: Es muss in diesem Fall sichergestellt werden, dass bei der Ermittlung der Ausfallarbeit die Leitungs- und etwaige Transformatorverluste von der am Anlagenzähler ermittelten Stromerzeugung abgezogen werden. Die Ermittlung der Leitungsverluste erfolgt über den Abgleich der aggregierten Scada-Werte mit den Werten der abrechnungsrelevanten Messeinrichtung. Die sich aus diesem Abgleich ergebende Differenz stellt die Leitungsverluste dar.

Konstellation mit kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe: Kaufmännisch-bilanziell weitergeleiteter Strom (§ 11 Abs. 2 EEG und § 4 Abs. 2 S. 2 KWKG) gilt energiewirtschaftlich als unmittelbar in das Netz eingespeist, sodass in dem Fall keine Leitungs- und etwaige Transformatorverluste in den Leitungen vor der Einspeisestelle (insb. in der Kundenanlage bzw. in den Anschlussleitungen) abzuziehen sind. Auch anteilige Abzüge kommen nicht in Betracht.³ Leitungs- und Transformatorverluste sind Stromverbräuche und wie alle anderen Stromverbräuche, die vor der Einspeisestelle in das Netz erfolgen, im Fall einer kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung als sogenannter Ersatzstrom bei den Bezugsmengen aus dem Netz zu berücksichtigen.⁴

3. Voraussetzung: Wahl der Berechnungsmethode

Der Anlagenbetreiber hat sich je Abrechnungsjahr für eine Berechnungsmethode (Scada-Werte oder abrechnungsrelevante Messeinrichtung) zu entscheiden.

4. Voraussetzung: Möglichst geringer Aufwand auf Seiten des Netzbetreibers

Der Anlagenbetreiber stellt dem Netzbetreiber die benötigten Werte zur Ermittlung der Ausfallarbeit auf Basis der Messwerte des Anlagenzählers (Scada-Werte) in der vom Netzbetreiber gewünschten Form zur Verfügung.

³ Das gilt bei einer kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe des erzeugten Stroms in gleicher Weise sowohl für die Ermittlung der förderberechtigten Einspeisung nach § 19 EEG als auch für die Ermittlung der entsprechenden Ausfallarbeit infolge einer Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 15 EEG.

⁴ Siehe: Leitfaden der Bundesnetzagentur zur Eigenversorgung vom 20. Juni 2016, insb. S. 43 und S. 53; abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de/eigenversorgung. Zu den bilanziellen Anforderungen bei einer kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung vgl. Abschnitte 4.4.2 und 4.4.3 des Eigenversorgungs-Leitfadens. Insbesondere ist auf die bilanziell vollständige Erfassung auch des sogenannten "Ersatzstroms" zu achten.

3. Ermittlung der Ausfallarbeit

Für die Ermittlung der Ausfallarbeit können für die verschiedenen Energieträger unterschiedliche Verfahren zur Anwendung kommen.

Ein pauschales Verfahren soll die Ermittlung der Ausfallarbeit vereinfachen und somit zu einer Minimierung des administrativen Aufwands bei Netzbetreibern und AB/BTR führen. Daneben bestehen mit dem Spitzabrechnungsverfahren und dem vereinfachten Spitzabrechnungsverfahren („Spitz Light“) zwei weitere Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Ausfallarbeit.

Sollten sich auf Grund der Berechnungen bei Anlagen mit ¼-h-Messungen (IMS/kME) kleinere Werte für die theoretische Erzeugung ergeben als die Messung zeigt, so sind in diesen ¼-h diese Messwerte zu nutzen. (Die Ausfallarbeit kann nicht negativ sein).

3.1. Windenergie

Die Verfahren für die Ermittlung der Ausfallarbeit gelten sowohl für die Windenergieanlagen (WEA) an Land als auch auf See.

3.1.1. Pauschales Verfahren für Windenergieanlagen mit registrierender Leistungsmessung

Im ersten Schritt wird die vom Netzbetreiber tatsächlich abgerufene Leistungsabsenkung während der EPM-Maßnahme mit Hilfe eines Vereinfachungsansatzes ermittelt. Hierfür wird unterstellt, dass der Leistungsmittelwert des letzten vollständig gemessenen Zeitintervalls (P_0) vor der Maßnahme für diese repräsentativ sei. Das heißt, es wird vereinfacht unterstellt, dass die letzte vollständig gemessene Viertelstunde der abrechnungsrelevanten Messeinrichtung die Windsituation während der Maßnahme wiedergibt. Sollte die letzte Viertelstunde vor Beginn der Maßnahme aufgrund außergewöhnlicher Umstände (z. B. Wartungsarbeiten, Anlagenausfall, o. Ä.) nicht repräsentativ sein, darf ausnahmsweise auf die letzte vollständig gemessene Viertelstunde vor Beeinträchtigung der Messung abgestellt werden. Die Gründe sind dem Netzbetreiber nachzuweisen.

Um die entschädigungsberechtigte Leistung zu ermitteln, wird die Differenz zwischen dem letzten gemessenen Leistungsmittelwert vor der Maßnahme (P_0) und dem größeren Wert der tatsächlich gemessenen Einspeisung ($P_{i,ist}$) bzw. der vorgegebenen reduzierten Einspeisung (P_{red}) gebildet. Wird die Reduzierung nicht in vollem Umfang durchgeführt, so wird auf den höheren Ist-Wert abgestellt. Damit wird gewährleistet, dass dem AB keine überhöhte Entschädigungszahlung ausgeschüttet wird. Für den Fall, dass der letzte gemessene Leistungsmittelwert (P_0) kleiner ist als die tatsächliche Einspeiseleistung ($P_{i,ist}$), wird die sich ergebende (negative) Leistungsdifferenz in der weiteren Entschädigungsermittlung nicht berücksichtigt.

Zur Ermittlung der Ausfallarbeit wird für jede Viertelstunde die entschädigungsberechtigte Leistung mit einer Viertelstunde multipliziert. Die tatsächliche Einspeisung ($P_{i,ist}$) wird während der Maßnahme für jede Viertelstunde (i) als Leistungsmittelwert gemessen. Im Idealfall sind P_{red} und $P_{i,ist}$ gleich.

Unter der Voraussetzung, dass maximal die Differenz aus P_0 und P_{red} entschädigungsberechtigt ist, ergeben sich für die Berechnung der Ausfallarbeit je Viertelstunde, abhängig von der Ist-Einspeisung, folgende zwei Formeln:

$$W_{A,i} = (P_0 - \max(P_{i,\text{ist}}, P_{\text{red}})) * 0,25 \quad \text{mit } P_{i,\text{ist}} < P_0 \text{ und } P_{\text{red}} < P_0$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,\text{ist}} \geq P_0 \text{ oder } P_{\text{red}} \geq P_0$$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kWh

P_0 letzter gemessener Leistungsmittelwert in kW

$P_{i,\text{ist}}$ tatsächliche Leistung je Viertelstunde in kW

P_{red} auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

Abbildung 4 veranschaulicht das pauschale Verfahren zur Ermittlung der Ausfallarbeit grafisch. Dabei wird unterstellt, dass der AB/BTR sich in allen Viertelstunden an die vom Netzbetreiber vorgegebene Reduzierung der Leistung ($P_{\text{red}} = P_{i,\text{ist}}$) gehalten hat.

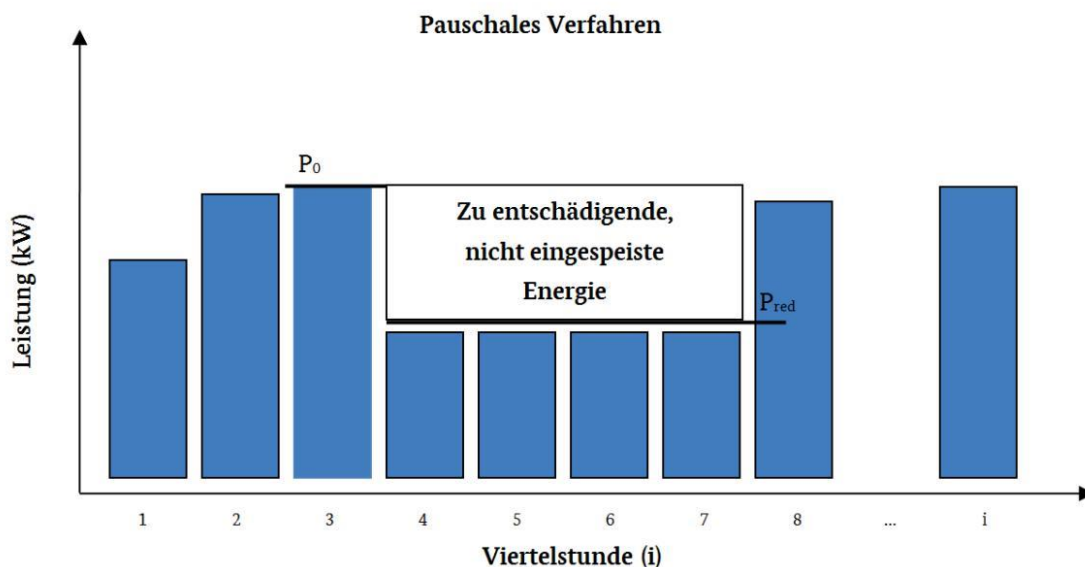


Abbildung 4: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für WEA

3.1.2. Pauschales Verfahren für Windenergieanlagen ohne registrierende Leistungsmessung

Da keine ¼-h-Daten vorliegen, ist als theoretische Einspeisung, wenn keine Nicht-Verfügbarkeiten vorliegen, der eigentliche im SEP (Standard Einspeiseprofil) bzw. TEP (Tagesabhängiges Einspeiseprofil) -Verfahren bilanzierte Wert anzusetzen. Daraus kann dann auf Basis des Steuersignals die Ausfallarbeit bestimmt werden.

3.1.3. Spitz light-Abrechnungsverfahren für Windenergieanlagen

Das Spitz light-Abrechnungsverfahren erfolgt grundsätzlich analog zum Spitz-Abrechnungsverfahren (siehe Abschnitt 3.1.4) mit dem Unterschied, dass andere Eingangsdaten für die Windgeschwindigkeit Verwendung finden. Diese Eingangsdaten können entweder von einem Prognosedienstleister oder von einer Referenzanlage stammen. Der AB/BTR schlägt eine dieser beiden Varianten vor, die den nachfolgenden Kriterien zu entsprechen haben:

Kriterien für die Messung der Windgeschwindigkeit

Die Wetterdaten müssen in postleitzahlscharfer oder kleinerer, geeigneter räumlicher Auflösung ermittelt und übermittelt werden. Weiterhin müssen die Messwerte in einer Mindestauflösung von 0,1 m/s und in ¼-stündlicher Auflösung vorliegen. Zur Nachweisführung sind die Daten (d.h. die Windgeschwindigkeiten) zu protokollieren und aufzubewahren.

Kriterien für Verwendung von Messwerten einer Referenzanlage

Die Referenzanlage muss im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource stehen. Der Standort der Referenzanlage sollte eine ähnliche Bodenrauigkeit aufweisen und angemessene Vergleichswerte für die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der abrechnungsrelevanten Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource liefern. Angemessene Vergleichswerte können unter Verwendung des Windprofils über einen Korrekturfaktor ermittelt werden.

Die Windgeschwindigkeit muss an der Gondel oder Rotornabe der Referenzanlage über ein geeignetes Messgerät ermittelt werden. Die Eignung eines Messsystems ist an anderer Stelle genauer zu definieren.

Im Rahmen des Spitz Light-Abrechnungsverfahrens wird die Ausfallarbeit in Abhängigkeit von der gemessenen Windgeschwindigkeit während der Maßnahme und unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinie der WEA ermittelt. Hierbei ist die Leistungskennlinie mit einer Luftdichte von 1,225 kg/m³ zu verwenden. Der AB/BTR hat dadurch die Möglichkeit, das schwankende Winddargebot während der Maßnahme abzubilden.

Gemäß Anlage 2 Nr. 5 EEG ist für jeden Typ einer WEA eine Leistungskennlinie zu ermitteln, die den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe unabhängig von der Nabenhöhe darstellt. Die Leistungskennlinie wird nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik bestimmt. Liegt die Leistungskennlinie nicht in Schritten von 0,1m/s vor, sind anhand der vorhandenen Werte die Zwischenschritte linear zu interpolieren.

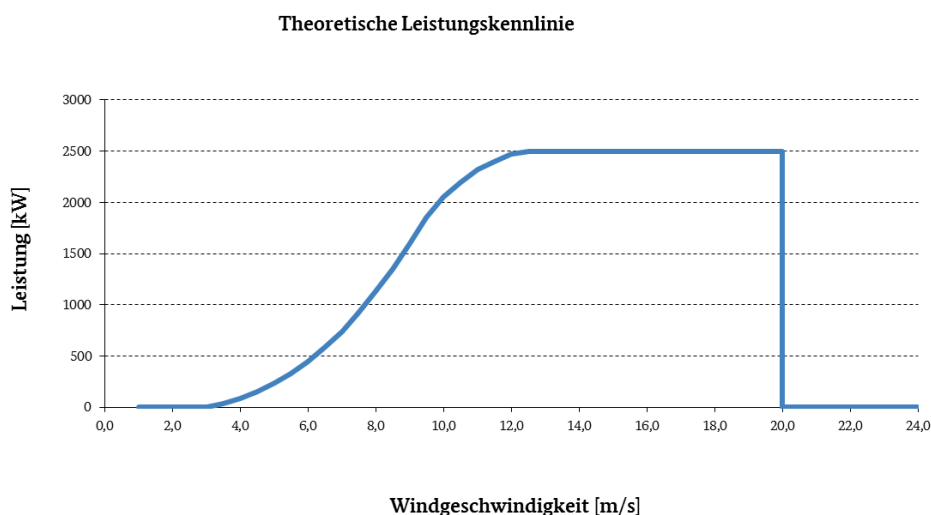


Abbildung 5: Schematisches Beispiel für eine theoretische Leistungskennlinie einer WEA

In Abbildung 5 wird der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung dargestellt. In diesem schematischen Beispiel ergibt sich bei einer Windgeschwindigkeit von 6 m/s eine theoretische Leistung in Höhe von 500 kW. Bei hohen Windgeschwindigkeiten (hier beispielhaft > 20 m/s) kommt es zu einer Sturmschaltung zur Sicherung der Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource. Der ab dem Zeitpunkt der Sturmschaltung theoretisch erzeugbare Strom ist nicht entschädigungsberechtigt, da die Technischen Ressource bzw.

Steuerbaren Ressource auch ohne Maßnahme keinen Strom mehr erzeugen würde. Der AB/BTR hat die Windgeschwindigkeit anzugeben, ab dem die Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource nicht mehr einspeist. Eventuelle Reduzierungen auf eine geringere Leistung werden bei der Ermittlung der Ausfallarbeit nicht berücksichtigt.

Mit Hilfe der Windgeschwindigkeit sowie der Leistungskennlinie wird die theoretische Leistung ($P_{i,theo}$) ermittelt.

$$P_{i,theo} = P(LK_{Typ}, V_{i,Wind})$$

$P_{i,theo}$ ermittelte theoretische Leistung während der Maßnahme in kW

LK_{Typ} anlagentypbezogene Leistungskennlinie in kW

$V_{i,Wind}$ durchschnittliche Windgeschwindigkeit im Zeitintervall in m/s

$$k_{Kennlinie} = P_{vor,ist} / P_{vor,theo}$$

$k_{Kennlinie}$ Korrekturfaktor der anlagenbezogenen Kennlinie

$P_{vor,ist}$ tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert vor der Maßnahme in kW

$P_{vor,theo}$ ermittelte theoretische Leistung vor der Maßnahme in kW

Aus der theoretischen Leistung ($P_{i,theo}$) wird anschließend die Soll-Leistung ($P_{i,soll}$) mittels des Korrekturfaktors der Kennlinie ($k_{Kennlinie}$) errechnet. Dabei stellt die Kennlinie die zulässige Anpassung an die Gegebenheiten dar.

$$P_{i,soll} = k_{Kennlinie} * P_{i,theo}$$

$P_{i,soll}$ ermittelte mögliche Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW, begrenzt auf die jeweilige Nennleistung

$P_{i,theo}$ ermittelte theoretische Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

Ähnlich dem pauschalen Verfahren lässt sich anhand der bereits ermittelten Leistungswerte die Ausfallarbeit berechnen. Hierzu werden die viertelstundenscharf erfassten Leistungswerte in den nachfolgenden Formeln berücksichtigt.

$$W_{A,i} = (P_{i,soll} - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \text{ mit } P_{i,ist} < P_{i,soll} \text{ und } P_{red} < P_{i,soll}$$

$$W_{A,i} = 0 \text{ mit } P_{i,ist} \geq P_{i,soll} \text{ oder } P_{red} \geq P_{i,soll}$$

$W_{A,i}$	Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kWh
$P_{i,ist}$	tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW
P_{red}	auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

Je Viertelstunde ergibt sich die entschädigungsberechtigte Leistung aus der Differenz der Soll-Leistung ($P_{i,soll}$) und dem Maximalwert der tatsächlich gemessenen Einspeiseleistung ($P_{i,ist}$) bzw. der vorgegebenen reduzierten Einspeiseleistung (P_{red}). Wird die Reduzierung nicht in vollem Umfang durchgeführt, so wird auf den höheren Ist-Wert abgestellt. Ergibt sich eine negative Leistungsdifferenz, so wird diese bei der weiteren Entschädigungsermittlung nicht berücksichtigt. Dieser Fall liegt beispielsweise vor, wenn die Soll-Leistung ($P_{i,soll}$) kleiner ist als die Ist-Leistung ($P_{i,ist}$).

Die Leistungskennlinie wird anhand eines Referenzfalles unter Normbedingungen bestimmt. Für jede WEA ist daher zunächst ein Korrekturfaktor der Leistungskennlinie zu ermitteln. Der Korrekturfaktor dient dazu, die spezifischen Gegebenheiten der WEA (z.B. örtliche Vegetation, gegenseitige Windabschattungen, behördlich auferlegte Leistungsreduzierungen) bei der Ermittlung der Soll-Leistung zu berücksichtigen. Durch den Korrekturfaktor wird zudem die Ungenauigkeit der "alternativen" Windwerte reduziert. Für die Bestimmung des Korrekturfaktors der Leistungskennlinie ($k_{Kennlinie}$) werden die tatsächlich gemessenen Leistungsmittelwerte ($P_{vor,ist}$) sowie die theoretischen Leistungsmittelwerte ($P_{vor,theo}$) der betroffenen Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource vor der Maßnahme herangezogen.

Dabei sind die Werte ($P_{vor,ist}$ und $P_{vor,theo} > 0$ kW) der letzten vier zusammenhängenden vollständig gemessenen Viertelstunden, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte, vor der Maßnahme zu betrachten. Der Korrekturfaktor ist für die jeweilige WEA für jede Maßnahme neu zu ermitteln und anzuwenden.

Bei temporärer Nicht-Verfügbarkeit einer Referenzanlage sind geeignete Ersatzwerte zu bilden.

3.1.4. Spitzabrechnungsverfahren für Windenergieanlagen

Im Rahmen des Spitzabrechnungsverfahrens wird die Ausfallarbeit in Abhängigkeit von der gemessenen Windgeschwindigkeit während der Maßnahme und unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinie der WEA ermittelt. Hierbei ist die Leistungskennlinie mit einer Luftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$ zu verwenden. Der AB/BTR hat dadurch die Möglichkeit, das schwankende Winddargebot während der Maßnahme abzubilden.

Die Anwendung des Spitzabrechnungsverfahrens ist möglich, wenn die Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource über eine geeignete Messeinrichtung verfügt. Dabei hat die Messung der Windgeschwindigkeit an der Gondel oder der Rotornabe der WEA zu erfolgen. Die Messwerte müssen in einer Mindestauflösung von $0,1 \text{ m/s}$ vorliegen und dem Netzbetreiber

zur Prüfung der Abrechnung der Ausfallarbeit zur Verfügung gestellt werden. Zur Nachweisführung sind die Windgeschwindigkeiten zu protokollieren und aufzubewahren. Dem Netzbetreiber sind die Windgeschwindigkeiten in ¼-stündlicher Auflösung zur Verfügung zu stellen.

Gemäß Anlage 2 Nr. 5 EEG ist für jeden Typ einer WEA eine Leistungskennlinie zu ermitteln, die den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe unabhängig von der Nabenhöhe darstellt. Die Leistungskennlinie wird nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik bestimmt. Liegt die Leistungskennlinie nicht in Schritten von 0,1 m/s vor, sind anhand der vorhandenen Werte die Zwischenschritte linear zu interpolieren.

In Abbildung 5 wird der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung dargestellt. In diesem schematischen Beispiel ergibt sich bei einer Windgeschwindigkeit von 6 m/s eine theoretische Leistung in Höhe von 500 kW. Bei hohen Windgeschwindigkeiten (hier beispielhaft > 20 m/s) kommt es zu einer Sturmabschaltung zur Sicherung der Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource. Der ab dem Zeitpunkt der Sturmabschaltung theoretisch erzeugbare Strom ist nicht entschädigungsberechtigt, da die Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource auch ohne Maßnahme keinen Strom mehr erzeugen würde. Der AB/BTR hat die Windgeschwindigkeit anzugeben, ab dem die Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource nicht mehr einspeist. Mit Hilfe der Windgeschwindigkeit sowie der Leistungskennlinie wird die theoretische Leistung ($P_{i,theo}$) ermittelt.

$$P_{i,theo} = P(LK_{Typ}, V_{i,Wind})$$

$P_{i,theo}$ ermittelte theoretische Leistung während der Maßnahme in kW

LK_{Typ} anlagentypbezogene Leistungskennlinie in kW

$V_{i,Wind}$ durchschnittliche Windgeschwindigkeit im Zeitintervall in m/s

Die Leistungskennlinie wird anhand eines Referenzfalles unter Normbedingungen bestimmt. Für jede WEA ist daher zunächst ein Korrekturfaktor der Leistungskennlinie zu ermitteln. Der Korrekturfaktor dient dazu, die spezifischen Gegebenheiten der WEA (z.B. örtliche Vegetation, gegenseitige Windabschattungen, behördlich auferlegte Leistungsreduzierungen) bei der Ermittlung der Soll-Leistung zu berücksichtigen. Für die Bestimmung des Korrekturfaktors der Leistungskennlinie ($k_{Kennlinie}$) werden die tatsächlich gemessenen Leistungsmittelwerte ($P_{vor,ist}$) sowie die theoretischen Leistungsmittelwerte ($P_{vor,theo}$) der betroffenen Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource vor der Maßnahme herangezogen. Dabei sind die Werte ($P_{vor,ist}$ und $P_{vor,theo} > 0$ kW) der letzten vier zusammenhängenden vollständig gemessenen Viertelstunden, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte, vor der Maßnahme zu betrachten. Der Korrekturfaktor ist für die jeweilige WEA für jede Maßnahme neu zu ermitteln und anzuwenden.

$$k_{Kennlinie} = P_{vor,ist} / P_{vor,theo}$$

$k_{Kennlinie}$ Korrekturfaktor der anlagenbezogenen Kennlinie

$P_{\text{vor,ist}}$ tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert vor der Maßnahme in kW

$P_{\text{vor,theo}}$ ermittelte theoretische Leistung vor der Maßnahme in kW

Aus der theoretischen Leistung ($P_{i,\text{theo}}$) wird anschließend die Soll-Leistung ($P_{i,\text{soll}}$) mittels des Korrekturfaktors der Kennlinie ($k_{\text{Kennlinie}}$) errechnet. Dabei stellt die Kennlinie die zulässige Anpassung an die Gegebenheiten dar.

$$P_{i,\text{soll}} = k_{\text{Kennlinie}} * P_{i,\text{theo}}$$

$P_{i,\text{soll}}$ ermittelte mögliche Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW, begrenzt auf die jeweilige Nennleistung

$P_{i,\text{theo}}$ ermittelte theoretische Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

Ähnlich dem pauschalen Verfahren lässt sich anhand der bereits ermittelten Leistungswerte die Ausfallarbeit berechnen. Hierzu werden die viertelstundenscharf erfassten Leistungswerte in den nachfolgenden Formeln berücksichtigt.

$$W_{A,i} = (P_{i,\text{soll}} - \max(P_{i,\text{ist}}, P_{\text{red}})) * 0,25 \quad \text{mit } P_{i,\text{ist}} < P_{i,\text{soll}} \text{ und } P_{\text{red}} < P_{i,\text{soll}}$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,\text{ist}} \geq P_{i,\text{soll}} \text{ oder } P_{\text{red}} \geq P_{i,\text{soll}}$$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kWh

$P_{i,\text{ist}}$ tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

P_{red} auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

Je Viertelstunde ergibt sich die entschädigungsberechtigte Leistung aus der Differenz der Soll-Leistung ($P_{i,\text{soll}}$) und dem Maximalwert der tatsächlich gemessenen Einspeiseleistung ($P_{i,\text{ist}}$) bzw. der vorgegebenen reduzierten Einspeiseleistung (P_{red}). Wird die Reduzierung nicht in vollem Umfang durchgeführt, so wird auf den höheren Ist-Wert abgestellt. Ergibt sich eine negative Leistungsdifferenz, so wird diese bei der weiteren Entschädigungsermittlung nicht berücksichtigt. Dieser Fall liegt beispielsweise vor, wenn die Soll-Leistung ($P_{i,\text{soll}}$) kleiner ist als die Ist-Leistung ($P_{i,\text{ist}}$).

In Abbildung 6 wird die Redispatch-Situation grafisch dargestellt. Die Abbildung unterstellt, dass sich der AB/BTR stets an die vorgegebene Reduzierung der Leistung gehalten hat.

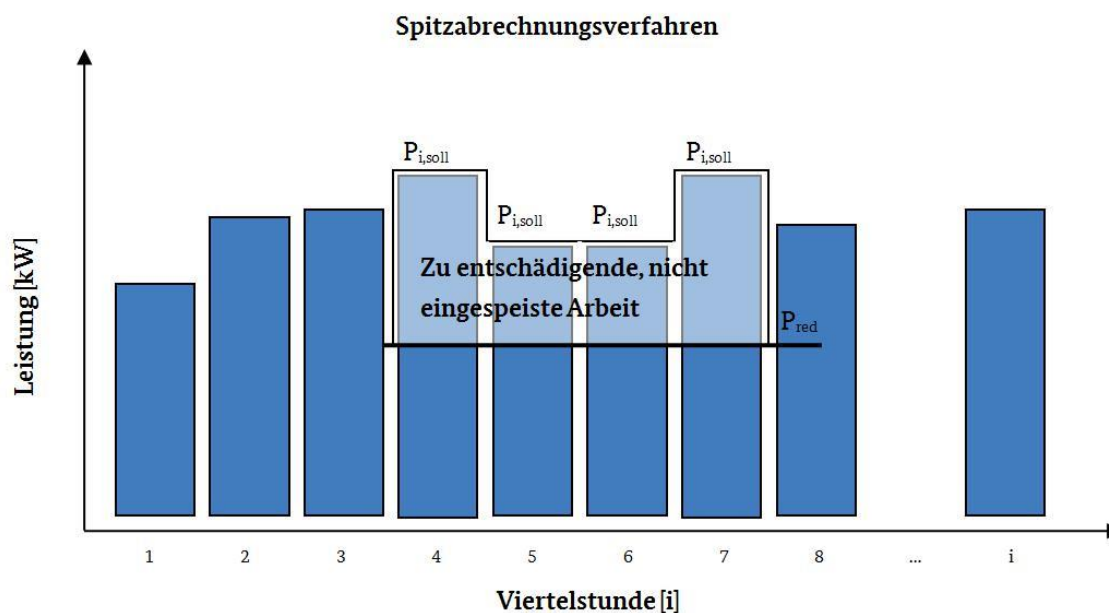


Abbildung 6: Darstellung des Spitzabrechnungsverfahrens einer WEA

3.2. Biomasse

Die Ausführungen dieses Leitfadens beziehen sich grundsätzlich auf die Gesamtheit an Biomasseanlagen als Oberbegriff für Biomasseanlagen, Biogasanlagen und Biomethananlagen. Insofern hinsichtlich der Ausgestaltung des Leitfadens eine Differenzierung zwischen diesen Energieträgerkategorien erforderlich ist, wird an entsprechender Stelle auf die jeweiligen Kategorien verwiesen. Dabei sind diese wie folgt zu differenzieren:

- Biomasseanlagen sind, in der Regel, thermische Anlagen zur Verbrennung von fester Biomasse (Frischholz bis Altholz aller Altholzklassen) mit oder ohne Anschluss an eine Wärmeversorgung.
- Biogasanlagen sind Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressourcen zur Vorortverstromung von durch Vergärung von Abfallstoffen oder nachwachsenden Rohstoffen gewonnenem, Biogas. Die Anlagen sind insbesondere durch die kontinuierliche, nur langfristig anpassbare, Produktion von Biogas, das wegen nur geringer Speicherbarkeit kontinuierlich verwertet werden muss, charakterisiert.
- Biomethananlagen sind an das Erdgasnetz angeschlossene Anlagen zur Verstromung von bilanziell durchgeleitetem Biogas (Biomethan). Sie entsprechen in der Charakteristik weitgehend Erdgas-KWK-Anlagen.

Biomasseanlagen sind oft durch einen gekoppelten Erzeugungsprozess zur überwiegenden Eigenbedarfsdeckung gekennzeichnet, bei dem Strom und Wärme erzeugt wird. Im Falle einer Redispatch-Maßnahme ist auf Anforderung des Netzbetreibers die Stromerzeugung zu reduzieren.

Biomasseanlagen, die vorrangig der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme dienen und entsprechend an ein Fernwärmenetz angeschlossen sind oder Wärmeverbraucher direkt versorgen, können gegenüber dem NB wählen, ob sie entsprechend den Regelungen zur Biomasse oder gemäß denen zu KWK-Anlagen Kapitel 0 behandelt und abgerechnet werden.

3.2.1. Pauschales Verfahren für Biomasseanlagen

Um den Abrechnungsaufwand zu reduzieren, können Biomasse-Anlagen zur Bestimmung der Ausfallarbeit (negativer Redispatch) bzw. Hochfahrarbeit (positiver Redispatch) ein pauschales Verfahren in Anspruch nehmen. Dabei wird vereinfacht von einem vergleichbaren Betrieb während der Redispatch-Maßnahme ausgegangen, d.h. die letzte vollständig erfasste Viertelstunde (P_0) wird als Soll-Leistung festgeschrieben. Die Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource des AB muss auf die Regelung des Netzbetreibers die Stromeinspeisung entsprechend reduzieren bzw. erhöhen.

Nach der Beendigung der negativen Redispatch-Maßnahme kann der AB/BTR die Leistung seiner Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource wieder hochfahren. Der Hochfahrprozess kann hierfür anlagenspezifisch eine längere Zeit in Anspruch nehmen. Die Mindereinspeisung aufgrund der Hochfahraktivitäten der Anlage ist entschädigungsberechtigt, da dieser Tatbestand in einem unmittelbar kausalen Verhältnis zur Redispatch-Maßnahme steht. Im pauschalen Verfahren wird unterstellt, dass die Ab- sowie An- bzw. Hochfahrrampe jeweils eine ¼-Stunde andauert. Beim positiven Redispatch findet entsprechend ein Runterfahren statt.

Unter der Voraussetzung, dass maximal die Differenz aus P_0 und P_{red} entschädigungsberechtigt ist, ergeben sich für die Berechnung der Ausfallarbeit je Viertelstunde, abhängig von der Ist-Einspeisung, folgende zwei Formeln:

Negativer Redispatch (Ausfallarbeit):

$$W_{A,i} = (P_0 - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \quad \text{mit } P_{i,ist} < P_0 \text{ und } P_{red} < P_0$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \geq P_0 \text{ oder } P_{red} \geq P_0$$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme in kWh

P_0 letzter gemessener Leistungsmittelwert in kW

$P_{i,ist}$ tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme in kW

P_{red} auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW. Insofern P_{red} unterhalb der Minimalleistung angefordert wird, beträgt $P_{red} = 0$ kW

In Abbildung 6 ist der zu entschädigende Anteil während der Redispatch-Maßnahme dargestellt:

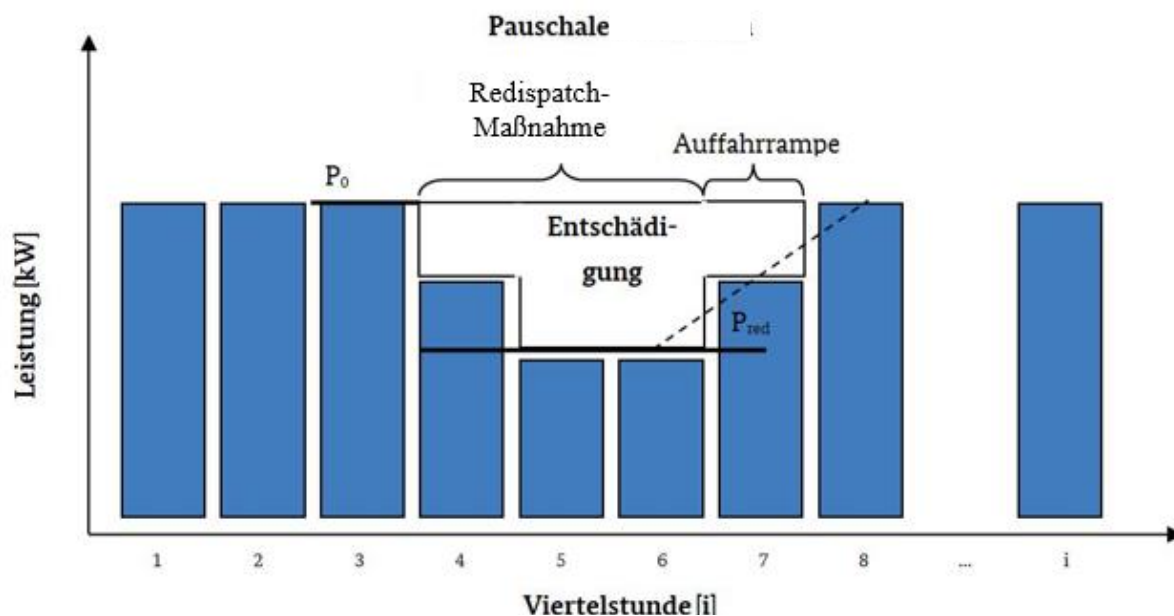


Abbildung 6: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für Biomasseanlagen

Nachstehend wird der Umgang mit positivem Redispatch in der Pauschalabrechnung von Biomasseanlagen dargestellt:

Positiver Redispatch (Hochfahrarbeit):

$$W_{A,i} = (\min(P_{i,ist}, P_{red}) - P_0) * 0,25 \quad \text{mit } P_{i,ist} > P_0 \text{ und } P_{red} > P_0$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \leq P_0 \text{ oder } P_{red} \leq P_0$$

3.2.2. Spitzabrechnungsverfahren bei Biomasseanlagen

In einem Spitzabrechnungsverfahren hat der AB/BTR die Möglichkeit, eine genaue Abrechnung zu erstellen. Alle Positionen sind so detailliert darzulegen, dass ein fachkundiger Dritter in der Lage ist, den Sachverhalt prüfen und bewerten zu können.

Die diesbezüglichen Regelungen entsprechen denjenigen für KWK-Anlagen gem. Kapitel 3.4.3.

3.2.3. Deponie-, Klär- und Grubengas

Bei der Ermittlung der Entschädigung von Technischen Ressourcen bzw. Steuerbaren Ressourcen mit dem Einsatz von Deponie-, Klär- oder Grubengas (§ 41 EEG) ist wie beim Energieträger Biomasse (Abschnitt 3.2) zu verfahren. Der AB/BTR kann, wie dort geschildert, auf ein pauschales Verfahren bzw. ein Spitzabrechnungsverfahren zurückgreifen.

3.3. Solaranlagen

3.3.1. Pauschales Verfahren für Solaranlagen mit registrierender Leistungsmessung

Da Solaranlagen lediglich in Tageslichtzeiten Strom produzieren, sind auch nur diese Zeiten vergütungsberechtigt. Für die Tageslichtzeiten sind im pauschalen Verfahren Zeitfenster eingerichtet worden, in denen die Ausfallarbeit berücksichtigt werden kann. Die pauschal ermittelten Zeitfenster unterscheiden sich hierbei für die Jahreszeiten Sommer und Winter.

Tabelle 2 stellt die entschädigungsberechtigten Zeiträume dar:

Tabelle 2: Entschädigungsberechtigte Zeitfenster je Jahreszeit

Jahreszeit	Zeitraum	Entschädigungsberechtigte Zeitfenster
Sommer	01.03. – 31.10.	6:00 - 19:00 (7:00 - 20:00 MESZ ⁴)
Winter	01.01. – 28. (bzw. 29.) 02. 01.11. – 31.12.	9:00 - 16:45

Die tatsächliche Einspeisung ($P_{i,ist}$) wird während der Maßnahme für jede Viertelstunde als Leistungsmittelwert gemessen. Zuerst muss die nicht realisierte Leistung während der Maßnahme mit Hilfe eines Vereinfachungsansatzes ermittelt werden. Hierfür wird unterstellt, dass der Leistungsmittelwert des letzten vollständig gemessenen Zeitintervalls vor der Maßnahme (P_0) für diese repräsentativ ist. D.h. das Zeitintervall (letzte vollständig gemessene Viertelstunde vor der Maßnahme) muss innerhalb des entschädigungsberechtigten Zeitfensters liegen. Beginnt die Maßnahme außerhalb dieses Zeitfensters, ist das letzte vollständig gemessene Zeitintervall aus dem entschädigungsberechtigten Zeitfenster des Vortages anzusetzen.

Unter der Voraussetzung, dass maximal die Differenz aus P_0 und P_{red} entschädigungsberechtigt ist und nicht der entschädigungsberechtigte Zeitraum (außerhalb des Zeitfensters) sowie Zeiten, in denen die Ist-Einspeisung größer als die reduzierte Einspeisung (P_{red}) ist, ergeben sich folgende Formeln:

$$W_{A,i} = (P_0 - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \quad \text{mit } P_{i,ist} < P_0 \text{ und } P_{red} < P_0$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \geq P_0 \text{ oder } P_{red} \geq P_0$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } i^1 \text{ Entschädigungsberechtigte Zeiten}$$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

P_0 letzter gemessener Leistungsmittelwert in kW

$P_{i,ist}$ tatsächliche Leistung im Zeitintervall der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

P_{red} auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

Abbildung 7 veranschaulicht das pauschale Verfahren zur Ermittlung der Ausfallarbeit im Rahmen des Redispatch bei Solaranlagen. Dabei wird unterstellt, dass die Maßnahme in das nicht-entschädigungsberechtigte Zeitfenster hinein andauert und somit für die Zeit außerhalb des Zeitfensters keine Ausfallarbeit ermittelt wird.

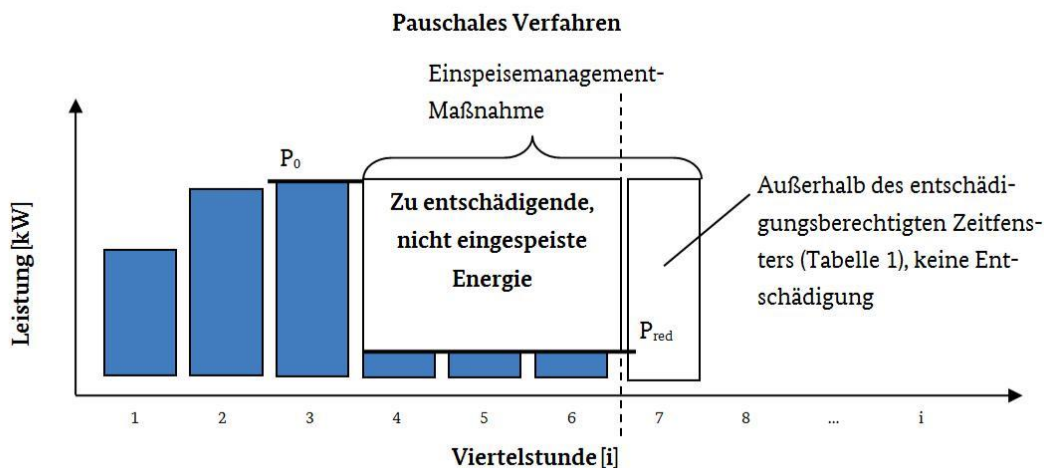


Abbildung 7: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für Solaranlagen

3.3.2. Pauschales Verfahren für Solaranlagen ohne registrierende Leistungsmessung

Für Technischen Ressourcen bzw. Steuerbaren Ressourcen ohne registrierende Leistungsmessung wird die Leistung zum Zeitpunkt der Maßnahme mittels einer pauschalen Annahme ermittelt. Damit wird der fehlenden Leistungsmessung Rechnung getragen.

Die zu berücksichtigende Soll-Leistung entspricht hierbei vereinfachend dem in der nachfolgenden Tabelle angegebenen Anlagenfaktor multipliziert mit der installierten Leistung. Es wird zwischen der Tageskernzeit mit starker Sonneneinstrahlung und der Tagesrandzeit (vor und hinter der Tageskernzeit) unterschieden.

Tabelle 3: Definition der Tageskern- und -randzeit sowie des Anlagenfaktors

Jahreszeit	Zeitraum Tagesrandzeit	Anlagenfaktor	Zeitraum Tageskernzeit	Anlagenfaktor ⁵
Sommer	6:00 – 9:00 & 15:00 – 19:00 (07:00 – 10:00 & 16:00 – 20:00 MESZ)	0,2456	9:00 – 15:00 (10:00 – 16:00 MESZ)	0,6189
Winter	9:00 – 10:00 & 14:00 – 16:45	0,2796	10:00 – 14:00	0,5030

Es wird vereinfacht unterstellt, dass Technischen Ressourcen bzw. Steuerbaren Ressourcen ohne registrierende Leistungsmessung nicht in Stufen geregelt werden. Es ist daher von einer Reduzierung der Ist-Leistung auf null auszugehen. Somit ermittelt sich die Ausfallarbeit während der Maßnahme wie in der folgenden Formel dargestellt:

$$P_{i,\text{soll}} = \text{Anlagenfaktor} * P_{\text{inst}}$$

$P_{i,\text{soll}}$ ermittelte mögliche Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

P_{inst} installierte Nennleistung der Solaranlage in kW

Sollte die Reduzierung der Ist-Leistung nicht auf null erfolgt sein, ist das Ergebnis $P_{i,\text{soll}}$ vor der Ermittlung der Ausfallarbeit $W_{A,i}$ mit dem reduzierten Leistungswert in Prozent zu multiplizieren. Wenn demnach die Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource beispielsweise auf 30 % abgeregelt worden ist, wird 70 % (= 100 % - 30 %) der ermittelten Soll-Leistung für die Ermittlung der Ausfallarbeit angesetzt.

$$P_{i,\text{soll}} = \text{Anlagenfaktor} * P_{\text{inst}} * (100 \% - \text{Reduzierung der IST-Leistung})$$

$$W_{A,i} = P_{i,\text{soll}} * 0,25$$

$W_{A,i} = 0$ mit $i \neq$ Entschädigungsberechtigte Zeiten

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kWh

3.3.3. Spitz Light-Abrechnungsverfahren für Solaranlagen

Im Spitz Light-Abrechnungsverfahren wird die Ausfallarbeit mit Hilfe des Einstrahlungsmessverfahrens ermittelt. Für das Verfahren ist eine registrierende Leistungsmessung erforderlich. Dem AB/BTR wird damit die Möglichkeit gegeben, unterschiedliche Strahlungsverhältnisse während der Maßnahme abzubilden.

Grundlagen

Für die Anwendung des Spitz Light-Abrechnungsverfahrens werden geeignete Einstrahlwerte eines Wetterdatendienstleisters gewählt. Der AB/BTR legt sich mit der ersten Rechnungsstellung des Jahres auf die Nutzung des Spitz Light-Abrechnungsverfahrens jeweils für ein Abrechnungsjahr fest.

Der Energieertrag einer Solaranlage ist abhängig von sich laufend ändernden Einflussfaktoren. Aus diesem Grund ist die theoretische Leistungsfähigkeit einer Solaranlage durch die Strahlungsintensität zu ermitteln. Für die Strahlungsleistung ist die Dauer der Maßnahme sowie die Stunde zuvor (Vergleichszeitraum) maßgeblich. In jedem Fall müssen sich die theoretische

Leistung und die (reduzierte) Ist-Leistung gleichermaßen auf den kleinsten möglichen, den Redispatch-Zeitraum umschließenden Zeitraum, beziehen.

Kriterien für die Messung der Einstrahlleistung

Werden Einstrahlwerte eines Wetterdatendienstleisters verwendet, ist zu gewährleisten, dass diese Werte für die Ermittlung der Ausfallarbeit geeignet sind.⁵

Eine Umrechnung der Horizontalstrahlung in die Modulebene ist notwendig.

Als Vergleichszeitraum ist der letzte vorangegangene Tag vor der Maßnahme definiert. Der Vergleichszeitraum entspricht dabei den gemessenen Viertelstunden im Zeitraum von 00:00 Uhr bis 24:00 Uhr. Tritt die Maßnahme demnach beispielsweise um 12:35 Uhr am 11.06. ein, wird der Zeitraum von 00:00 Uhr bis 24:00 Uhr am 10.06. als Vergleichszeitraum angenommen. Es ist auf die Messwerte der Ist-Leistung sowie der Strahlungsleistung abzustellen.

Im Vergleichszeitraum darf keine Maßnahme gegenüber dieser Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource stattgefunden haben. Sollte dies doch der Fall sein, ist der letzte vorangegangene Tag ohne Redispatch-Einsatz zu wählen.

Berechnung der theoretischen Leistung

Die Ermittlung der theoretischen Leistung im Vergleichszeitraum ($P_{VZ,theo}$) erfolgt, indem die Anlagenfläche mit dem Modulwirkungsgrad und der gemessenen Strahlungsleistung für die Dauer des Vergleichszeitraumes multipliziert wird:

$$P_{VZ,theo} = A_{PV} * \text{Modulwirkungsgrad} * G_{VZ}$$

$P_{VZ,theo}$ durchschnittliche theoretische Leistung der Gesamtanlage im Vergleichszeitraum in kW

A_{PV} Generatorfläche der Solaranlage in m²

Modulwirkungsgrad PV Modulwirkungsgrad in %

G_{VZ} durchschnittliche Einstrahlungsleistung für die Dauer des Vergleichszeitraumes in kW/m²

⁵ Zum derzeitigen Zeitpunkt wird davon ausgegangen, dass eine Eignung insbesondere dann vorliegt, wenn die Umwandlung der Satellitenaufnahmen in die Globalstrahlung auf die Erdoberfläche mithilfe der Heliosat-2-Methode erfolgt.

Ermittlung des Qualitätsfaktors

Um die tatsächliche Leistung aus der theoretischen Leistung während der Maßnahme ableiten zu können, ist ein Qualitätsfaktor zu berechnen. Dieser legt den durchschnittlichen Anlagenwirkungsgrad einer Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource während der Maßnahme fest.

Der Qualitätsfaktor (Q) ermittelt sich aus dem Verhältnis zwischen der tatsächlich erzielbaren Leistung ($P_{VZ,ist}$) und der theoretisch möglichen Leistung ($P_{VZ,theo}$) innerhalb des Vergleichszeitraumes.

$$Q = \frac{P_{VZ,ist}}{P_{VZ,theo}}$$

Q	Qualitätsfaktor = Anlagenwirkungsgrad in %
$P_{VZ,ist}$	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum an der Abrechnungsmessung in kW
$P_{VZ,theo}$	durchschnittliche theoretische Leistung der Gesamtanlage im Vergleichszeitraum in kW

Grundformel für die Soll-Leistung

Die Ermittlung der Soll-Leistung erfolgt unter Berücksichtigung der theoretischen Leistung und des Qualitätsfaktors. Der Qualitätsfaktor berücksichtigt die Transport- und Umwandlungsverluste sowie eingeschränkte Leistungsabgaben wegen beispielsweise Modulverschmutzungen, Modulalterung, Einschränkungen durch die Wechselrichterleistung und Beeinträchtigungen wegen Verschaltungsproblemen.

Zur Ableitung einer möglichst realistischen, während einer Maßnahme vorliegenden Soll-Leistung ($P_{i,soll}$) ist auf Basis der spezifischen Einstrahlungsbedingungen die theoretische Leistung ($P_{i,theo}$) um den Qualitätsfaktor (Q) zu korrigieren. Die Berechnung ist für jede Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme durchzuführen.

$$P_{i,theo} = A_{PV} * \text{Modulwirkungsgrad} * G_i$$

$P_{i,theo}$	theoretische Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme in kW
A_{PV}	Generatorfläche der Solaranlage in m ²
Modulwirkungsgrad	PV Modulwirkungsgrad in %
G_i	durchschnittliche Einstrahlungsleistung der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW/m ²

Formelauflösung:

$$P_{i,soll} = P_{i,theo} * Q = (P_{VZ,ist} / G_{VZ}) * G_i \quad \leftrightarrow \quad P_{i,theo} = (P_{VZ,ist} / G_{VZ}) * G_i$$

$P_{i,soll}$ Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme in kW, begrenzt auf die jeweilige Nennleistung

Q Qualitätsfaktor = Anlagenwirkungsgrad in %

Ermittlung der Ausfallarbeit

Für die Ermittlung der Ausfallarbeit ergeben sich die folgenden Formeln:

$$W_{A,i} = (P_{i,soll} - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \quad \text{mit } P_{i,ist} < P_{i,soll} \text{ und } P_{red} < P_{i,soll}$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \geq P_{i,soll} \text{ oder } P_{red} \geq P_{i,soll}$$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme in kWh

$P_{i,soll}$ ermittelte mögliche Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

$P_{i,ist}$ tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme in kW

P_{red} auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

3.3.4. Spitzabrechnungsverfahren bei Solaranlagen

Im Spitzabrechnungsverfahren wird die Ausfallarbeit mit Hilfe des Einstrahlungsmessverfahrens ermittelt. Für das Verfahren ist eine registrierende Leistungsmessung und eine messtechnische Aufzeichnung der Strahlungsleistung am Anlagenstandort erforderlich. Dem AB/BTR wird damit die Möglichkeit gegeben, unterschiedliche Strahlungsverhältnisse während der Maßnahme abzubilden.

Grundlagen

Für die Anwendung des Spitzabrechnungsverfahrens werden Messwerte eines geeigneten, an der Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource installierten Messgerätes verwendet. Der AB/BTR legt sich mit der ersten Rechnungsstellung des Jahres auf die Nutzung des Spitzabrechnungsverfahrens jeweils für ein Abrechnungsjahr fest.

Der Energieertrag einer Solaranlage ist abhängig von sich laufend ändernden Einflussfaktoren. Aus diesem Grund ist die theoretische Leistungsfähigkeit einer Solaranlage durch die Strahlungsintensität zu ermitteln. Für die Strahlungsleistung sind die Dauer der Maßnahme sowie die

Stunde zuvor (Vergleichszeitraum) maßgeblich. In jedem Fall müssen sich die theoretische Leistung und die (reduzierte) Ist-Leistung gleichermaßen auf den kleinsten möglichen, den Redispatch-Zeitraum umschließenden Zeitraum, beziehen.

Kriterien für die Messung der Einstrahlleistung

Bei der Verwendung von Messwerten eines geeigneten, an der Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource installierten Messgerätes müssen im Vergleichszeitraum und während der Maßnahme die Messanordnung (Ausrichtung des Strahlungsmessgerätes) und die Messung am Strahlungsmessgerät unverändert bleiben.

Als Vergleichszeitraum ist der letzte vorangegangene Tag vor der Maßnahme definiert. Der Vergleichszeitraum entspricht dabei den gemessenen Viertelstunden im Zeitraum von 00:00 Uhr bis 24:00 Uhr. Tritt die Maßnahme demnach beispielsweise um 12:35 Uhr am 11.06. ein, wird der Zeitraum von 00:00 Uhr bis 24:00 Uhr am 10.06. als Vergleichszeitraum angenommen. Es ist auf die Messwerte der Ist-Leistung sowie der Strahlungsleistung abzustellen.

Im Vergleichszeitraum darf keine Maßnahme gegenüber dieser Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource stattgefunden haben. Sollte dies doch der Fall sein, ist der letzte vorangegangene Tag ohne Redispatch-Einsatz zu wählen.

Berechnung der theoretischen Leistung

Die Ermittlung der theoretischen Leistung im Vergleichszeitraum ($P_{VZ,theo}$) erfolgt, indem die Anlagenfläche mit dem Modulwirkungsgrad und der gemessenen Strahlungsleistung für die Dauer des Vergleichszeitraumes multipliziert wird:

$$P_{VZ,theo} = A_{PV} * \text{Modulwirkungsgrad} * G_{VZ}$$

$P_{VZ,theo}$ durchschnittliche theoretische Leistung der Gesamtanlage im Vergleichszeitraum in kW

A_{PV} Generatorfläche der Solaranlage in m^2

Modulwirkungsgrad PV Modulwirkungsgrad in %

G_{VZ} durchschnittliche Einstrahlungsleistung für die Dauer des Vergleichszeitraumes in kW/m^2

Ermittlung des Qualitätsfaktors

Um die tatsächliche Leistung aus der theoretischen Leistung während der Maßnahme ableiten zu können, ist ein Qualitätsfaktor zu berechnen. Dieser legt den durchschnittlichen Anlagenwirkungsgrad einer Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource während der Maßnahme fest.

Der Qualitätsfaktor (Q) ermittelt sich aus dem Verhältnis zwischen der tatsächlich erzielbaren Leistung ($P_{VZ,ist}$) und der theoretisch möglichen Leistung ($P_{VZ,theo}$) innerhalb des Vergleichszeitraumes.

$$Q = \frac{P_{VZ,ist}}{P_{VZ,theo}}$$

Q Qualitätsfaktor = Anlagenwirkungsgrad in %

$P_{VZ,ist}$ durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum an der Abrechnungsmessung in kW

$P_{VZ,theo}$ durchschnittliche theoretische Leistung der Gesamtanlage im Vergleichszeitraum in kW

Grundformel für die Soll-Leistung

Die Ermittlung der Soll-Leistung erfolgt unter Berücksichtigung der theoretischen Leistung und des Qualitätsfaktors. Der Qualitätsfaktor berücksichtigt die Transport- und Umwandlungsverluste sowie eingeschränkte Leistungsabgaben wegen beispielsweise Modulverschmutzungen, Modulalterung, Einschränkungen durch die Wechselrichterleistung und Beeinträchtigungen wegen Verschaltungsproblemen.

Zur Ableitung einer möglichst realistischen, während einer Maßnahme vorliegenden Soll-Leistung ($P_{i,soll}$) ist auf Basis der spezifischen Einstrahlungsbedingungen die theoretische Leistung ($P_{i,theo}$) um den Qualitätsfaktor (Q) zu korrigieren. Die Berechnung ist für jede Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme durchzuführen.

$$P_{i,theo} = A_{PV} * \text{Modulwirkungsgrad} * G_i$$

$P_{i,theo}$ theoretische Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme in kW

A_{PV} Generatorfläche der Solaranlage in m^2

Modulwirkungsgrad PV Modulwirkungsgrad in %

G_i durchschnittliche Einstrahlungsleistung der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW/m^2

Ermittlung der Ausfallarbeit

Für die Ermittlung der Ausfallarbeit ergeben sich die folgenden Formeln:

$$W_{A,i} = (P_{i,soll} - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \quad \text{mit } P_{i,ist} < P_{i,soll} \text{ und } P_{red} < P_{i,soll}$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \geq P_{i,soll} \text{ oder } P_{red} \geq P_{i,soll}$$

$W_{A,i}$	Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme in kWh
$P_{i,soll}$	ermittelte mögliche Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW
$P_{i,ist}$	tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme in kW
P_{red}	auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

3.4. KWK-Anlagen

3.4.1. Anwendungsbereich für das Planwertmodell bei KWK-Anlagen

Voraussetzung für die Anwendung des Planwertmodells ist, dass Betreiber von Technischen Ressourcen bzw. Steuerbaren Ressourcen Planungsdaten an die Netzbetreiber übermitteln. Das Prognosemodell stellt für diejenigen KWK-Anlagen eine Rückfalloption dar, die keine Planungsdaten liefern.

Betreiber von KWK-Anlagen, für die gemäß der Festlegung BK6-13-200 der Bundesnetzagentur Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEP) an die Übertragungsnetzbetreiber übermittelt werden, werden im Redispatch nach Planwertmodell behandelt und nach dem Spitzabrechnungsverfahren abgerechnet. Die Anwendung des Planwertmodells bei KWK-Anlagen ist immer mit der Anwendung eines Spitzabrechnungsverfahrens verbunden.

Allen anderen KWK-Anlagen, die nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet sind, steht es frei, die erforderlichen Daten beizubringen und sich in Abstimmung mit dem Netzbetreiber dauerhaft für das Planwertmodell zu entscheiden.

Das Prognosemodell ist KWK-Anlagen vorbehalten, die keine Daten, wie für das Planwertmodell erforderlich, liefern. Diese Technischen Ressourcen bzw. Steuerbaren Ressourcen können nach dem Pauschalabrechnungsverfahren abgerechnet werden.

Das Planwertmodell für KWK-Anlagen entspricht weitgehend dem Vorgehen bei konventionellem Redispatch. Die Vergütung von Redispatch-Maßnahmen von KWK-Anlagen erfolgt nach dem BDEW-Branchenleitfaden RD und ergänzenden Regelungen für KWK-Anlagen (siehe Abschnitte 4.1 und 4.3).

3.4.2. Anwendungsbereich für das Prognosemodell bei KWK-Anlagen

Betreiber einer KWK-Anlage mit einer Netto-Nennleistung kleiner 10 MW, die weder verpflichtend noch freiwillig KWEP-Daten übermitteln, nehmen das Prognosemodell in Anspruch.

Das Prognosemodell unterscheidet sich von dem Planwertmodell für KWK-Anlagen dadurch, dass

- keine Fahrplandaten vom AB/BTR an den Netzbetreiber übermittelt werden.
- die Ausfallarbeit nach dem Pauschalabrechnungsverfahren und nicht nach dem Spitzabrechnungsverfahren ermittelt werden kann.
- ohne vorherige bilaterale Abstimmung zwischen Netzbetreiber und AB/BTR kein positiver Redispatch angefordert werden kann. Dem Netzbetreiber liegt keine Information vor, ob und in welchem Umfang die Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource hochfahren kann.
- für die ex-post Ermittlung von arbeitsabhängigen Kosten oder ersparten Aufwendungen für die Vergütung von Redispatch sowohl im Einzelfall belegbare Kosten oder ersparte Aufwendungen herangezogen werden können, als auch auf Basis der Ausfallarbeit nach Pauschalverfahren rein rechnerisch ermittelte Kosten oder Kostenersparnisse für Brennstoffe, Kosten für Hilfs- und Einsatzstoffe und CO₂-Emissionsrechte. Die Brennstoffkosten

oder -ersparnisse können z. B. als Produkt der Ausfallarbeit, Wirkungsgrad und Brennstoffpreis ermittelt werden.

3.4.3. Ermittlung der Ausfallarbeit nach Spitzabrechnungsverfahren für das Planwertmodell

Die Ausfallarbeit entspricht dem Redispatch-Abwurf (RDA) der auf Basis der SO GL durchgeführt wurde.

3.4.4. Ermittlung der Ausfallarbeit (negativer Redispatch) bzw. Hochfahrarbeit (positiver Redispatch) nach Pauschalabrechnungsverfahren für das Prognosemodell

Zur Ermittlung der Ausfallarbeit bzw. Hochfahrarbeit wird der Leistungsmittelwert des letzten vollständig gemessenen Zeitintervalls (P_0) vor der Maßnahme herangezogen, der für diese repräsentativ ist. Das heißt, es wird vereinfacht unterstellt, dass die letzte vollständig gemessene Viertelstunde der abrechnungsrelevanten Zählerinrichtung die Situation während der Maßnahme wiedergibt.

Mit der Differenz aus dem letzten gemessenen Leistungsmittelwert vor der Maßnahme (P_0) und dem größeren Wert der tatsächlich gemessenen Einspeisung ($P_{i,ist}$) bzw. der vorgegebenen Einspeisung (P_{red}) wird die entschädigungsberechtigte Leistung ermittelt. Wird die Reduzierung oder Erhöhung nicht in vollem Umfang durchgeführt, so wird auf den höheren bzw. niedrigeren Ist-Wert abgestellt. Die tatsächliche Einspeisung ($P_{i,ist}$) wird während der Maßnahme für jede Viertelstunde als Leistungsmittelwert gemessen. Im Idealfall sind P_{red} und $P_{i,ist}$ gleich. Im pauschalen Verfahren wird unterstellt, dass die Ab- sowie Auffahrrampe jeweils eine volle Viertelstunde andauert.

Unter der Voraussetzung, dass maximal die Differenz aus P_0 und P_{red} entschädigungsberechtigt ist, ergeben sich für die Berechnung der Ausfallarbeit je Viertelstunde, abhängig von der Ist-Einspeisung, folgende Formeln.

Negativer Redispatch (Ausfallarbeit):

$$W_{A,i} = (P_0 - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \quad \text{mit } P_{i,ist} < P_0 \text{ und } P_{red} < P_0$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \geq P_0 \text{ oder } P_{red} \geq P_0$$

Positiver Redispatch (Hochfahrarbeit):

$$W_{A,i} = (\min(P_{i,ist}, P_{red}) - P_0) * 0,25 \quad \text{mit } P_{i,ist} > P_0 \text{ und } P_{red} > P_0$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \leq P_0 \text{ oder } P_{red} \leq P_0$$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kWh

P_0 letzter gemessener Leistungsmittelwert in kW

$P_{i,ist}$	tatsächliche Leistung je Viertelstunde während der Maßnahme in kW
P_{red}	auf den zu reduzierenden bzw. erhöhten Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Maßnahme in kW

3.5. Wasserkraftanlagen

Zu den Erneuerbaren Energien zählt unabhängig von der Leistung und den Vergütungsregelungen gemäß der Begriffsbestimmung nach § 3 Nr. 21 a) EEG auch die Wasserkraft. Dementsprechend ist die Anwendbarkeit des Redispatch gemäß diesem Leitfaden auch für Wasserkraftanlagen (außer Pumpspeicherkraftwerke) gegeben.

3.5.1. Pauschales Verfahren für Wasserkraftanlagen im Prognosemodell mit registrierender Leistungsmessung

Da bei Wasserkraftanlagen die Stromerzeugung im Wesentlichen nur jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt, wird vereinfacht von einem vergleichbaren Betrieb während der Redispatch-Maßnahme ausgegangen, d.h. die letzte vollständig erfasste Viertelstunde (P_0) wird als Soll-Leistung festgeschrieben. Die Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource des AB muss auf die Regelung des Netzbetreibers die Stromeinspeisung entsprechend reduzieren.

Die während der Abfahrrampe erzeugte Strommenge ist vergütungsfähig, aber nicht entschädigungsfähig. Die entgangene Strommenge ist entschädigungsfähig.

Nach der Beendigung der Redispatch-Maßnahme kann der AB die Leistung seiner Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource wieder hochfahren. Aufgrund der technologischen Besonderheiten in der Betriebsführung der Wasserkraftanlagen (z. B. ggf. kein ferngesteuertes Anfahren oder Abstellen der Maschinen, Eigenbedarfssicherung, Kavitationsbegrenzungen) kann der Abfahr- und Hochfahrprozess anlagenspezifisch einen längeren Zeitraum in Anspruch nehmen. Die Mindereinspeisung aufgrund der Hochfahraktivitäten der Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource ist entschädigungsberechtigt, da dieser Tatbestand in einem unmittelbar kausalen Verhältnis zur Redispatch-Maßnahme steht. Im pauschalen Verfahren wird unterstellt, dass die Ab- sowie Auffahrrampe jeweils [zwei] Viertelstunden andauert. Sofern individuelle Reduzierstufen (bspw. technische Ab- und Auffahrrampen) zwischen AB und Netzbetreiber vereinbart sind, sind diese bei der Ermittlung der Ausfallarbeit zu berücksichtigen.

Unter der Voraussetzung, dass maximal die Differenz aus P_0 und P_{red} entschädigungsberechtigt ist, ergeben sich für die Berechnung der Ausfallarbeit je Viertelstunde, abhängig von der Ist-Einspeisung, folgende zwei Formeln:

$$W_{A,i} = (P_0 - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \quad \text{mit } P_{i,ist} < P_0 \text{ und } P_{red} < P_0$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \geq P_0 \text{ oder } P_{red} \geq P_0$$

$W_{A,i}$	Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme in kWh
-----------	---

- P_0 letzter gemessener Leistungsmittelwert in kW
- $P_{i,ist}$ tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme in kW
- P_{red} auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme in kW

In Abbildung 8 ist der zu entschädigende Anteil während der Maßnahme dargestellt:

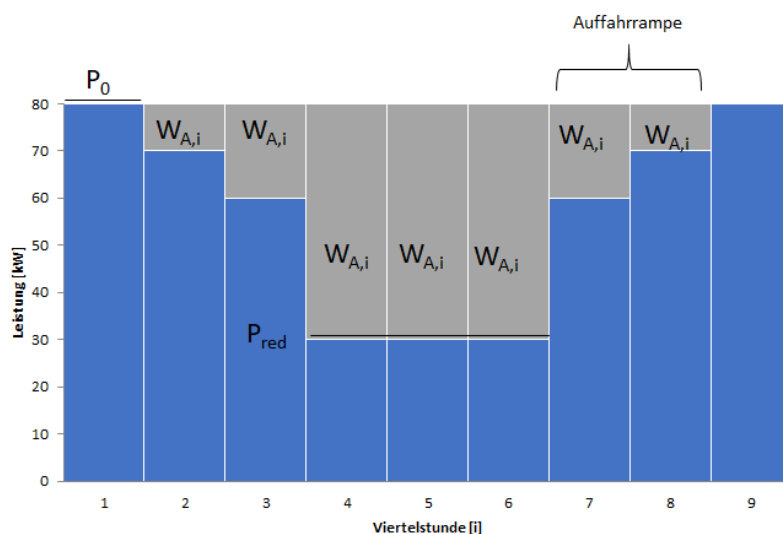


Abbildung 8: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für Wasserkraftanlagen

3.5.2. Pauschales Verfahren für Wasserkraftanlagen ohne registrierende Leistungsmessung

Für Technische Ressourcen bzw. Steuerbare Ressourcen ohne registrierende Leistungsmessung wird die Leistung zum Zeitpunkt der Redispatch-Maßnahme mittels einer pauschalen Annahme ermittelt. Damit wird der fehlenden Leistungsmessung Rechnung getragen. Dieses Verfahren ist nur für Anlagen < 100 kW zu nutzen.

Die zu berücksichtigende Soll-Leistung entspricht hierbei vereinfachend der Bemessungsleistung der Anlage im Sinne der Definition nach § 3 Nr. 6 EEG im Jahr vor der Redispatch-Maßnahme. Sofern für das Vorjahr keine Bemessungsleistung ermittelbar ist, wird auf die Bemessungsleistung des Jahres abgestellt, in dem die Redispatch-Maßnahme stattfand. Es wird vereinfacht unterstellt, dass Technische Ressourcen bzw. Steuerbare Ressourcen ohne registrierende Leistungsmessung nicht in Stufen geregelt werden. Es ist daher von einer Reduzierung der Ist-Leistung auf null auszugehen. Somit ermittelt sich die Ausfallarbeit während der Maßnahme wie in der folgenden Formel dargestellt:

$$P_{soll} = P_{Bemess}$$

P_{soll}	ermittelte mögliche Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme in kW
P_{Bemess}	Bemessungsleistung der Anlage nach § 3 Nr. 6 EEG im Jahr vor der Redispatch-Maßnahme in kW

Sollte die Reduzierung der Ist-Leistung nicht auf null erfolgt sein, ist das Ergebnis $P_{i,\text{soll}}$ vor der Ermittlung der Ausfallarbeit $W_{A,i}$ mit dem reduzierten Leistungswert in Prozent zu multiplizieren. Wenn demnach die Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource beispielsweise auf 30 % abgeregelt worden ist, werden 70 % (= 100 % - 30 %) der ermittelten Soll-Leistung für die Ermittlung der Ausfallarbeit angesetzt.

$$WA = P_{\text{soll}} * \Delta t$$

Δt Zeitraum der Maßnahme in h

WA Ausfallarbeit während der Maßnahme in kWh

3.5.3. Spitzabrechnungsverfahren bei Wasserkraftanlagen für das Planwertmodell

Wird eine Wasserkraftanlage aufgrund einer Redispatch-Maßnahme geregelt, verwendet der AB/BTR für die Ermittlung der Ausfallarbeit die an den Netzbetreiber übermittelten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEP). Werden für Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressourcen, die nicht vom KWEP-Prozess erfasst sind, unter den oben genannten Voraussetzungen (siehe Abschnitt 3.5.2) vergleichbare Daten an den Anschlussnetzbetreiber mitgeteilt, sind diese Angaben entsprechend zu verwenden.

Die Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt entsprechend der Regelungen für KWK-Anlagen nach Kapitel 3.4.3.

3.6. Speicher und weitere Anlagen mit anderen Energieträgern

Bei weiteren vom Redispatch betroffenen Anlagen (z.B. EE-Stromspeicher im Sinne von § 2 Nr. 1 Halbsatz 2 EEG, Geothermieanlagen etc.) ist der Netzbetreiber verpflichtet, für die Prüfung der vom AB/BTR geltend gemachten Entschädigungsansprüche auch die Sachgerechtigkeit der zugrunde gelegten Berechnungsmethode sicherzustellen. Der AB/BTR muss im Zweifel darlegen, mit welcher Methode die zur Abrechnung gestellte Ausfallarbeit sachgerecht ermittelt wurde.

Regelungen zu Pumpspeichieranlagen befinden sich im BDEW-„Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“.

4. Ermittlung der Entschädigungshöhe

Die **Höhe des Entschädigungsanspruchs**, den der Betreiber der abgeregelten EE- oder KWK-Anlage gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber geltend machen kann, ergibt sich aus den §§ 13 und 13a EnWG.

Zur Ermittlung der Entschädigungszahlung für die Redispatch-Maßnahme werden die entgangenen Einnahmen aller Viertelstunden der Redispatch-Maßnahme addiert, seine angefallenen zusätzlichen Aufwendungen hinzuaddiert und seine ersparten Aufwendungen abgezogen:

Entschädigungszahlung in Euro = Entschädigungszahlung für entgangene Einnahmen

+ zusätzliche Aufwendungen

– ersparte Aufwendungen

Die Bestimmung der "entgangenen Einnahmen", der "zusätzlichen Aufwendungen" sowie der "ersparten Aufwendungen" wird im folgenden Abschnitt 4.1 am Anwendungsfall einer EE-Anlage, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung zugeordnet ist, grundlegend erläutert. Besonderheiten, die sich bei EE-Anlagen in der Direktvermarktung ergeben, werden anschließend in Abschnitt 4.2 erläutert. Besonderheiten in der Abrechnung von KWK-Anlagen werden in Abschnitt 4.3 erläutert

4.1. EE-Anlagen mit Einspeisevergütung und KWK-Anlagen

Wird die Einspeisung einer EE-Anlage, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung zugeordnet ist (vgl. § 21b Abs. 1 Nr. 2 EEG), per Redispatch abgeregelt, berechnet sich die Höhe der Entschädigungszahlung wie im Folgenden dargestellt. Dafür muss insbesondere die nicht eingespeiste Arbeit (Ausfallarbeit) bewertet werden. Der bilanzielle Ausgleich erfolgt für diese Technischen Ressourcen bzw. Steuerbaren Ressourcen über den EEG-Bilanzkreis des Anschlussnetzbetreibers. Zudem ist davon auszugehen, dass diese Technischen Ressourcen bzw. Steuerbaren Ressourcen grundsätzlich im Prognosemodell bilanziert werden.

4.1.1. Entgangene Einnahmen

Als "**entgangene Einnahmen**" im Sinne von § 13a EnWG sind Erlösmöglichkeiten zu berücksichtigen, die der Betreiber aufgrund der Abregelung seiner EE-Anlage per Redispatch nicht erhält. Der Schaden in Form der entgangenen Einnahmen muss **unmittelbar kausal** durch die Abregelung entstehen.

Es ist zunächst zu prüfen, inwiefern bei der Ermittlung der entgangenen Einnahmen für EE- und KWK-Anlagen die Regelungen des „Branchenleitfadens zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ mit Stand 18. April 2018 angewendet werden können.

Entgangene Einspeisevergütung für Ausfallarbeit

Als entgangene Einnahmen sind alle Erlösmöglichkeiten nach dem EnWG erfasst, die der AB für den Strom erhalten hätte, den er allein aufgrund des Redispatch nicht einspeisen konnte (**Ausfallarbeit**). Dabei geht es bei EE-Anlagen, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung zugeordnet sind, im Kern um die **Einspeisevergütung** nach § 21 i.V.m. § 19 EEG, auch soweit die Zahlung beispielsweise durch Bonus-Ansprüche erhöht oder durch andere Bestimmungen verringert ist (z.B. nach den §§ 51 ff. EEG bei verringerten Zahlungsansprüchen aufgrund von Pflichtverstößen, negativen Preisen etc.).

Für die Berechnung der entgangenen Einnahmen aufgrund abgeregelter Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Versorgung sind die für die jeweilige Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource geltenden Zahlungsansprüche nach dem EEG anzusetzen.⁶ Solange unterjährige Zahlungsbestandteile (z.B. Boni) noch nicht feststehen, kann insoweit für die Ermittlung dieser Bestandteile auf die Durchschnittszahlungen nach dem EEG der Abrechnung des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres abgestellt werden. In einer jährlichen Endabrechnung sind angefallene Abweichungen auszugleichen.

$$EZ_i = Z_{\text{Einsp}} * W_{A,i} / 100$$

EZ_i Entschädigung in der Viertelstunde i in €

Z_{Einsp} Zahlung gem. EEG in ct/kWh

W_{A,i} Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh

Eine detaillierte Beschreibung der Ermittlung der Ausfallarbeit wird in Abschnitt 3 dargestellt.

Entgangene Wärmeerlöse bei Verzicht auf alternative Wärmeerzeugung (Ausfallwärme) und Folgekosten beim Wärmekunden

Sofern die EE-Anlage (z.B. Biogas-Anlage) oder KWK-Anlage über eine Wärmeauskopplung verfügt und die Abregelung der Stromeinspeisung zugleich die gekoppelte Wärmeerzeugung mindert, können die entgangenen Einnahmen zusätzlich auch **entgangene Wärmeerlöse** mit umfassen.

⁶ Auch für abgeregelte Einspeisung, die kaufmännisch-bilanziell in ein Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt, entgeht die Einspeisevergütung (§ 11 Abs. 2 EEG). Soweit hingegen Einspeisung abgeregelt wird, die nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt, entgeht auch keine Einspeisevergütung (§ 21 EEG).

Die Entscheidung, ob und wie der AB/BTR die Wärmeversorgung durch eine Ersatzwärmeversorgung aufrechterhält oder für die Dauer der Maßnahme mindert bzw. unterbricht, liegt in seiner Verantwortung und Risikosphäre.⁷

Zusätzlich entstehende Kosten für die Wärmeerzeugung durch die Ersatzwärmeversorgungsanlage sind zu erstatten.

Entgangene Wärmeerlöse fallen nur bei einer tatsächlichen Minderung oder Unterbrechung an. Die entgangenen Wärmeerlöse ermitteln sich in diesem Fall aus der nicht eingespeisten Wärme (**Ausfallwärme**) und dem vereinbarten **Wärmelieferungspreis**. Hinzu können Zusatzkosten wie bspw. anteilige, durch den Redispatch verursachte und nachgewiesene Pönalen aus der Verletzung von Abnahmeverpflichtungen im Rahmen von Brennstofflieferverträgen kommen. Die anrechnungsfähige Ausfallwärme ist auf die jeweilige Wärmenachfrage im Zeitraum der Redispatch-Maßnahme beschränkt.

Als Preis für die Wärme ist allein der Preisanteil für die Wärmelieferung anzusetzen. Die Höhe des Wärmelieferungspreises sowie zusätzlich entstandene Kosten sind nachzuweisen. Anrechenbar sind die entgangenen Einnahmen für die Lieferung von Wärme. Die entgangenen Einnahmen aus der gekoppelten Wärmeerzeugung sind auf den tatsächlichen Schaden begrenzt.

Wenn eine Wärmelieferverpflichtung gegenüber Wärmekunden besteht, können Folgekosten, wie z. B. Konventionalstrafen, Kosten aus der Beseitigung von Schäden, Produktionsausfällen oder -mängeln, die dem Wärmekunden durch die Unterbrechung oder Unterversorgung der Wärmeversorgung entstehen, dem AB/BTR als Folge des Redispatch angelastet werden. Diese können ebenfalls ex-post vom AB/BTR gegenüber dem Netzbetreiber als Redispatch-Kosten geltend gemacht werden.

Entgangene Entsorgungserlöse

Anlagen zur Behandlung von Abfallstoffen (bspw. Biogasanlagen zur Behandlung organischer Abfälle oder Biomasseanlagen zur Verbrennung von Altholz) erhalten für die Entsorgung und Behandlung der Abfallstoffe Entsorgungserlöse. Sofern aufgrund einer Redispatch-Maßnahme die entsprechenden Abfallstoffe nicht entgegengenommen und verwertet werden können, sind die hierdurch entgangenen Entsorgungserlöse wie auch etwaig entstehende Kosten für die Zwischenlagerung in dafür ausgelegten Deponien ebenfalls zu erstatten.

⁷ Vgl. zum Grundverständnis von stromseitigen Abregelungen gegenüber wärmegekoppelten Stromerzeugungsanlagen auch die Begründung zur KWKAusV vom 15.05.2017, S. 85, 86: „Die Frage einer ausreichenden (Ersatz-)Wärmeversorgung fällt in die Risikosphäre des AB/BTR und kann einer Abregelung der KWK-Anlage generell nicht entgegengehalten werden. Infolge des Redispatch unmittelbar anfallende zusätzliche Aufwendungen für eine angemessene Ersatzwärmeversorgung (beispielsweise mit einem elektrischen Wärmeerzeuger) sind von dem Anspruch auf Einspeisemanagement-Entschädigung nach § 15 EEG grundsätzlich mit umfasst.“ Die Ausführungen sind in dem Kontext auf KWK-Anlagen bezogen, lassen sich jedoch auf EE-Anlagen mit gekoppelter Wärmeerzeugung entsprechend übertragen.

4.1.2. Zusätzliche Aufwendungen

"Zusätzliche Aufwendungen" im Sinne von § 13a EnWG stellen Aufwendungen des Betreibers dar, die aufgrund der Maßnahme an seiner Anlage zusätzlich notwendig wurden und ohne die Maßnahme nicht angefallen wären. Der Schaden in Form zusätzlicher Aufwendungen muss **unmittelbar kausal** und durch die Maßnahme entstehen.

Es ist zu prüfen, inwiefern bei der Ermittlung der zusätzlichen Aufwendungen für EE- und KWK-Anlagen die Regelungen des BDEW-„Branchenleitfadens zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ mit Stand 18. April 2018 entsprechend der Kapitel 3.1.2 bzw. 3.3.2 angewendet werden können.

Der AB ist nach der allgemeinen zivilrechtlichen Schadensminderungspflicht gehalten, seine zusätzlichen Aufwendungen so gering wie möglich zu halten. Soweit er diese Obliegenheit verletzt, ist sein Anspruch auf Entschädigung entsprechend gekürzt.

Beispiele für **zusätzliche Aufwendungen**⁸:

- Ersatzwärmeversorgung, z. B. zusätzlich bezogener Strom oder Brennstoff
- zusätzlich bezogener Strom bei Eigenstromversorgung oder Stromlieferungen an andere Letztverbraucher vor der Einspeisestelle
- Verwaltungs- oder Abrechnungskosten, die für die Abwicklung der Entschädigungsansprüche⁹ anfallen
- Insofern sich bei Bio- und Klärgasanlagen durch die Anweisung einer Redispatch-Maßnahme die Notwendigkeit ergibt, das mit der geplanten Stromerzeugung verbundene Biogas bzw. Gas abfackeln zu müssen, so ist dies ebenfalls zusätzlich auszugleichen.
- Zusätzliche Kosten beim Hochfahren der Anlage (positiver Redispatch) abzüglich der erzielten Einnahmen

Beispiele, die **keine zusätzlichen Aufwendungen** darstellen:

- Laufende Finanzierungskosten wie beispielsweise **Zinsen, Tilgung und Abschreibungen**
- Anteilige Kosten für ohnehin vorzuhaltende Einrichtungen wie Messeinrichtungen, u.ä.

In diesen Beispielfällen handelt es sich nicht um Kosten, die unmittelbar kausal durch die Redispatch-Maßnahme verursacht werden. Es handelt sich nicht um entschädigungsfähige, zusätzliche Aufwendungen im Sinne von § 13a EnWG, sondern um Aufwendungen, die ohnehin entstehen bzw. dem Geschäft und originären (Abrechnungs-)Aufgaben des AB zuzuordnen sind.

⁸ Gem. BDEW-„Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ mit Stand 18. April 2018

⁹ Siehe BDEW-Stellungnahme „Entwurf – BNetzA-Leitfaden zum Einspeisemanagement“ – Version 3.0, Stand: Juni 2017, Berlin, 31. August 2017

4.1.3. Ersparte Aufwendungen

Als "**ersparte Aufwendungen**" im Sinne von § 13a EnWG sind alle Aufwendungen des Betreibers zu verstehen, die aufgrund der Redispatch-Maßnahme an seiner Anlage nicht anfallen. Die Aufwendungen müssen **unmittelbar kausal** durch die Redispatch-Maßnahme eingespart werden.

Zu den ersparten Aufwendungen zählen beispielsweise:

- **ersparte Brennstoffkosten**,
- **ersparte Zahlungen**, die in Abhängigkeit von den erzeugten Strommengen anfallen

4.2. EE-Anlagen in der Direktvermarktung

Wird die Einspeisung einer EE-Anlage, die der Veräußerungsform der Direktvermarktung mit Marktprämie (§ 21b Abs. 1 Nr. 1 EEG) oder der sonstigen Direktvermarktung (§ 21b Abs. 1 Nr. 3 EEG) zugeordnet ist, per Redispatch abgeregelt, berechnet sich die Höhe der Entschädigung des AB gemäß § 13a Abs. 2 EnWG nach den gleichen Grundsätzen, wie sie im Abschnitt 4.1 dargestellt wurden.

Eine Besonderheit bei der Direktvermarktung ist, dass die Vermarktung nicht über den EEG-Bilanzkreis des Netzbetreibers erfolgt. Damit trägt der Bilanzkreisverantwortliche der Marktkotation, der die Technische Ressource bzw. Steuerbare Ressource zugeordnet ist, das Bilanzierungsrisiko. Bilanzkreisverantwortlicher kann der AB/BTR selbst sein oder ein von ihm beauftragter Dritter (Direktvermarktungsunternehmen). Da im Zuge des Redispatch jedoch ein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber erfolgt, entstehen dem Bilanzkreisverantwortlichen keine zusätzlichen oder ersparten Aufwendungen durch Bilanzkreisabweichungen infolge der Redispatch-Maßnahme. Die Mehr-Energie, die ohne die Maßnahme mit der Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource erzeugt worden wäre, wird durch den bilanziellen Ausgleich – gewissermaßen im Wege der Naturalrestitution – ersetzt.

4.2.1. Entgangene Einnahmen

Die Berechnung der Entschädigung des AB erfolgt nach den folgenden Grundsätzen.

Erfolgt die Veräußerung im Prognosemodell des von der Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource erzeugten Stroms im Wege der **Direktvermarktung mit Marktprämie**, ist als **entgangene Einnahme nur die Marktprämie (MP)** anzusetzen, da die Verkaufserlöse unabhängig von der Maßnahme erzielt werden können und somit nicht „entgehen“. Im Planwertmodell ist neben dem finanziellen Ausgleich zusätzlich die Differenzmenge zwischen berechneter Ausfallarbeit und der der Anlage zugerechneten Menge des Ausgleichsfahrplans (bilanzieller Ausgleich) relevant. Für diese Differenzmenge ist ein angemessener Preis (ID1) entweder vom Netzbetreiber an den AB/BTR oder bei negativer Differenz vom AB/BTR an den Netzbetreiber zu zahlen.

Bei **sonstiger Direktvermarktung** fällt keine Marktprämie an. Soweit der AB jedoch ohne Redispatch-Maßnahme vermiedene Netzentgelte oder Herkunftsnachweise erhalten hätte, sind diese als entgangene Einnahme zu entschädigen. Darüber hinaus ist für die gesamte Ausfallarbeit die verlorene „grüne Eigenschaft“ finanziell zu bewerten.

Es ist zunächst zu prüfen, inwiefern bei der Ermittlung der entgangenen Einnahmen für EE-Anlagen die Regelungen des BDEW-„Branchenleitfadens zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ mit Stand 18. April 2018 angewendet werden können.

Im Folgenden wird nicht zwischen Direktvermarktung mit Marktprämie und sonstiger Direktvermarktung differenziert. In den Formeln sind bei sonstiger Direktvermarktung für MP_i z.B. die entgangenen Einnahmen aus vermiedenen Netzentgelten anzusetzen.¹⁰

Die Höhe der Entschädigungszahlung muss in einem ersten Schritt für jede von der Maßnahme betroffene Viertelstunde bestimmt werden (EZ_i), bevor anschließend die Viertelstundenwerte für die Maßnahme aufaddiert werden.

$$EZ_i = MP_i * W_{A,i} / 100 + AW_{BK,i}$$

EZ_i Entschädigung in der Viertelstunde i in €

MP_i Marktprämie in der Viertelstunde i in ct/kWh

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh

$AW_{BK,i}$ Zusätzliche ($AW_{BK,i}$ ist positiv) oder ersparte ($AW_{BK,i}$ ist negativ) Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung in der Viertelstunde i in €

Bezüglich der Bestimmung der Ausfallarbeit in der betrachteten Viertelstunde gelten keine Besonderheiten. Die Bestimmung erfolgt nach den im Abschnitt 2.3 dargelegten Grundsätzen.

4.2.2. Bilanzkreisausgleich

In idealer Anwendung des Prognosemodells steht der Bilanzkreis der Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource durch den bilanziellen Ausgleich unter Berücksichtigung ggf. erfolgter marktbasierter Anpassungen im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung so, als hätte es die Redispatch-Maßnahme nicht gegeben. Sollte es im Nachgang noch Differenzen bezüglich der Höhe der Ausfallarbeit geben, sind diese zu klären.

Hat der AB/EIV sich für das Bilanzierungsmodell Planwertmodell entschieden, erfolgt der bilanzielle Ausgleich über einen auf der Basis der prognostizierten Redispatch-Menge erstellten ESS-Fahrplan aus dem RD-Bilanzkreis des Netzbetreibers. Insbesondere bei Wind- und PV-

¹⁰ Verfügt die EE-Anlage beispielsweise über eine gekoppelte Wärmeerzeugung, können auch im Rahmen der Direktvermarktung entgangene Wärmeerlöse oder zusätzliche Aufwendungen für den Einsatz einer angemessenen Ersatzwärmeversorgung anfallen.

Anlagen wird der Umfang des von den Netzbetreibern durchgeführten bilanziellen Ausgleichs nicht exakt der tatsächlichen Ausfallarbeit gemäß Abschnitt 3 entsprechen. Die verbleibenden, durch die Maßnahme verursachten energetischen Differenzmengen zwischen berechneter Ausfallarbeit und der der Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource zuzurechnenden Menge des Ausgleichsfahrplans, sind bei der Entschädigung zu berücksichtigen

Diese Differenzen sind finanziell mit dem ID1-Preisindex zu bewerten und zusammen mit der Entschädigung der Marktprämie oder anderer Komponenten an den AB/BTR zu verrechnen. Die finanzielle Bewertung der Differenzmenge kann je nach Vorzeichen der Mengendifferenz bzw. des Preises zu einer entgegengesetzten Zahlungsrichtung führen.

Ggf. sind im Anschluss an die Abrechnung zwischen Anschlussnetzbetreiber und AB/BTR noch bilaterale Zahlungen zwischen AB/BTR und Bilanzkreisverantwortlichem durchzuführen.

Formel zur Bestimmung der Differenzmenge:

$$AW_{BK, i} = Pr_{, i} * (W_{A, i} - W_{FP, i}) / 100$$

$AW_{BK, i}$	Aufwendungen in EUR für Abweichungen zwischen der berechneten Ausfallarbeit und der durch den Netzbetreiber für den bilanziellen Ausgleich beschafften Arbeit in der Viertelstunde i. Die Aufwendungen können je nach Vorzeichen positiv oder negativ sein und somit zusätzliche oder ersparte Aufwendungen darstellen.
Pr_i	angemessener Preis für Strom in der Viertelstunde i in ct/kWh - angemessen ist ein aussagekräftiger Index einer liquiden Strombörse für den viertelstündigen kontinuierlichen deutschen Intraday-Handel (derzeit der ID-1-Index der EPEX SPOT)
$W_{A, i}$	Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh
$W_{FP, i}$	durch den Netzbetreiber im Bilanzierungsmodell Planwertmodell in der Viertelstunde in kWh beschaffte Arbeit

4.2.3. EE-Anlagen nach Auslaufen der Förderung nach EEG oder ohne EEG-Förderung gebaute EE-Anlagen

Sofern keine anderweitigen gesetzlichen Regelungen bestehen, gelten die in 4.2.1 und 4.2.2 gemachten Ausführungen für Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung entsprechend.

Entgangene Erlöse aus dem Verlust von Herkunftsnachweisen

Sofern eine betroffene EE-Anlage für den produzierten Strom Herkunftsnachweise nach § 79 EEG erhält entfallen dem Betreiber der Anlage die mit der Ausfallarbeit verbundenen Herkunftsnachweise und die daraus resultierenden Erlöse. Gleiches gilt für die Erlöse die aus einer Ver-

marktung der „grünen“ Eigenschaft des Stromes resultieren. Eine geeignete Methode zur Bewertung der entgangenen Erlöse aus dem Verlust der Herkunftsnachweise ist noch zu entwickeln.

4.3. KWK-Anlagen

Für die Regelung hinsichtlich der „Entgangenen Einnahmen“, der „Zusätzlichen Aufwendungen“ sowie der „Ersparten Aufwendungen“ für KWK gelten - soweit anwendbar - die Regelungen aus Kapitel 4.1. Für KWK spezifische Aspekte sind nachfolgend aufgeführt.

4.3.1. Entgangene Einnahmen

Für KWK-Anlagen gelten insbesondere die Kapitel 2 und 5 des BDEW-„Branchenleitfadens zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ aus dem Jahr 2018.

Es gelten die Regelungen bzgl. „Entgangene Wärmeerlöse bei Verzicht auf alternative Wärmeerzeugung (Ausfallwärme) und Folgekosten beim Wärmekunden“ gem. Kapitel 4.1.1.

Die entschädigte Ausfallarbeit muss bei der Ermittlung der Vollbenutzungsstunden für die KWK-Förderung genauso in Ansatz gebracht werden, als wären sie erzeugt worden. Ohne Anrechnung der Ausfallarbeit auf die förderberechtigten Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlage liegt kein erstattungsfähiger Schaden vor, da die Einnahmen aus der KWK-Förderung nicht entgehen, sondern später nachgeholt würden. Für die Ermittlung des Barwertverlustes der KWK-Zuschläge gilt Kapitel 3.1.2 des BDEW-„Branchenleitfadens zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ mit Stand April 2018.

Sonderfall 1: Sofern eine pauschalierte Zahlung der Zuschläge für den KWK-Strom für die Dauer von 60.000 Vollbenutzungsstunden bereits nach § 9 Abs. 1 KWKG vorab gezahlt wurde, können insoweit keine Einnahmen durch die Abregelung mehr entgehen, die zu entschädigen wären.

Sonderfall 2: Entgangene Zahlungen bei kaufmännischer Abnahme des KWK-Stroms

Nimmt der Betreiber für seinen KWK-Strom aus einer zuschlagsberechtigten KWK-Anlage eine kaufmännische Abnahme durch den Netzbetreiber in Anspruch (vgl. § 4 Abs. 2 S. 1 KWKG), sind als entgangene Einnahmen alle Zahlungen nach dem KWKG erfasst, die der AB für den KWK-Strom erhalten hätte, den er allein aufgrund des Redispatch nicht einspeisen konnte (Ausfallarbeit).

Für die Berechnung der entgangenen Einnahmen aufgrund abgeregelter KWK-Strom-Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Versorgung sind die für die jeweilige KWK-Anlage geltenden Zahlungsansprüche nach dem KWKG anzusetzen. Dabei geht es bei kaufmännisch vom Netzbetreiber abgenommenem KWK-Strom im Kern um Zuschlagszahlungen nach den §§ 6 bis 13 KWKG zuzüglich des üblichen Preises nach § 4 Abs. 3 S. 2 KWKG (bzw. des von einem Dritten angebotenen Strompreises nach § 4 Abs. 3 S. 3 KWKG), soweit entsprechende Ansprüche bestanden hätten. Soweit dem Betreiber für die Netzeinspeisung des KWK-Stroms zusätzlich ein

Anspruch auf „vermiedene Netzentgelte“ nach § 18 StromNEV zugestanden hätte, kann auch dieser als entgangene Einnahme angerechnet werden (siehe auch Branchenleitfaden RD Kapitel 3.3.1). Hinzu kommen entgangene Erlöse für vNNE-Leistung (siehe Branchenleitfaden RD Kapitel 3.3.2). Es ist jedoch ebenso zu berücksichtigen, wenn die Zahlungsansprüche in dem Zeitraum verringert sind oder entfallen (z.B. aufgrund von Pflichtverstößen nach § 52 Abs. 4 EEG oder nach besonderen Bestimmungen des KWKG, wie § 7 Abs. 7 bei negativen Preisen oder § 13a KWKG bei nicht erfüllten Registrierungspflichten).

Die Anrechnung der Zahlungen nach dem KWKG als entgangene Einnahmen setzt allerdings zwingend voraus, dass bei der Ermittlung der Dauer der Zuschlagzahlungen nach dem KWKG (z.B. § 8 und § 13 Abs. 4 KWKG) die Ausfallarbeit, für die der Betreiber die Einspeisemanagement-Entschädigung in Anspruch nimmt, angerechnet wird.

4.3.2. Zusätzliche Aufwendungen

Für KWK-Anlagen gelten insbesondere die Kapitel 3, 3.1, 3.1.1, 3.1.2, 3.3.1, 3.3.2, 4, 6 und 8.6, des BDEW-„Branchenleitfadens zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ mit Stand 2018.

Für die ex-post Ermittlung von arbeitsabhängigen Kosten für die Vergütung von Redispatch können im Prognosemodell sowohl im Einzelfall belegbare Kosten, (vgl. Branchenleitfaden RD Kapitel 3.1.2 und 3.3.2) als auch auf Basis der Ausfallarbeit nach Pauschalabrechnungsverfahren rein rechnerisch ermittelte Kosten für Brennstoffe, Kosten für Hilfs- und Einsatzstoffe und CO₂-Emissionsrechte herangezogen werden. Die Brennstoffkosten können z. B. als Produkt der Ausfallarbeit, Wirkungsgrad und Brennstoffpreis ermittelt werden.

Besonderheit: Auswirkungen von Redispatch auf Primärenergieeinsparungen, Primärenergieverbräuche und abgeleitete Prozessgütekennzahlen

Redispatch kann den Primärenergieeinsatz in direkt vom Redispatch betroffenen KWK-Anlagen und an das gleiche Wärmenetz angeschlossenen alternativen Wärmeerzeugungsanlagen negativ beeinflussen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn sich eine KWK-Anlage durch negativen Redispatch in einem ineffizienten Teillast-Betriebspunkt befindet und zur Aufrechterhaltung der Wärmelieferung zusätzlich ein Heizkessel betrieben werden muss.

Der Primärenergieeinsatz einer KWK-Anlage oder in einem Wärmenetz ist eine wesentliche Berechnungsgrundlage für Prozessgüte-Kennzahlen wie z. B. das Erfüllen des Hocheffizienz-Kriteriums nach § 2 Ziffer 8a KWKG, die Veröffentlichung von Primärenergiefaktoren für Wärme nach § 22 GEG (Stand: Entwurf) und Anlage 4 GEG (Stand: Entwurf) oder das Erreichen eines bestimmten KWK-Anteils nach § 44 GEG (Stand: Entwurf). In allen beispielhaft genannten Fällen handelt es sich um wirtschaftlich und vertriebslich relevante Effizienzkriterien, an die Bedingungen, Eigenschaften und Fördertatbestände geknüpft sind. Vor dem Hintergrund, dass der Betreiber nach § 13a (2) EnWG wirtschaftlich so zu stellen ist, als hätte kein Redispatch stattgefunden, dürfen Prozessgütekennzahlen nicht durch Redispatch beeinflusst werden. Bei der Ermittlung der Primärenergieeinsparungen oder -verbräuche müssten zu Zeiten, in denen die Technische

Ressource bzw. Steuerbare Ressource im Redispatch ist, Ersatzwerte für die Technischen Ressourcen bzw. Steuerbaren Ressourcen oder das Wärmenetz gebildet werden. Die Ersatzwerte sollten den von Redispatch unbeeinflussten Normalbetrieb abbilden. Anderenfalls könnte es zu weiteren Ausgleichsansprüchen kommen.

4.3.3. Ersparte Aufwendungen

Für KWK-Anlagen gilt insbesondere Kapitel 7 des BDEW-„Branchenleitfadens zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ mit Stand April 2018.

Für die ex-post Ermittlung von ersparten Aufwendungen für die Vergütung von Redispatch von KWK-Anlagen können im Prognosemodell sowohl im Einzelfall belegbare ersparte Aufwendungen als auch auf Basis der Ausfallarbeit nach Pauschalabrechnungsverfahren rein rechnerisch ermittelte Kostenersparnisse für Brennstoffe, Hilfs- und Einsatzstoffe und CO₂-Emissionsrechte herangezogen werden. Die Brennstoffersparnisse können z. B. als Produkt der Ausfallarbeit, Wirkungsgrad und Brennstoffpreis ermittelt werden.