

Konsultation BK6-23-241  
Anlage 2



„Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BilAREM)“

Konsultation

## Inhaltsübersicht

1	Begriffe .....	3
2	Bilanzierungsmodelle .....	6
3	Ausfallarbeit .....	9
4	Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen.....	16
5	Netzbetreiberkoordinierung .....	32
6	Kommunikationsprozesse Redispatch .....	34

Diese Anlage trifft Vorgaben im Zusammenhang mit dem bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen gemäß § 13a Abs. 1a (i. V. m. § 14 Abs. 1 bzw. Abs. 1c S. 1) des Energiewirtschaftsgesetzes (im Folgenden: EnWG). Die Vorgaben ersetzen die Regelungen in den Festlegungen BK6-20-059, BK6-20-060 und BK6-20-061. Dazu werden in **Kapitel 1** Definitionen vorangestellt, die für alle Kapitel gelten. In **Kapitel 2** werden Regelungen zum Anwendungsbereich des bilanziellen Ausgleichs, zur Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs sowie zu den Auswirkungen auf den finanziellen Ausgleich getroffen. Im **Kapitel 3** werden Regelungen zur Berechnung der Ausfallarbeit getroffen. Im **Kapitel 4** werden Verpflichtungen zur Übermittlung von Daten an den Anschlussnetzbetreiber angeordnet. Das **Kapitel 5** macht Vorgaben zur Netzbetreiberkoordinierung. **Kapitel 6** macht Vorgaben für die massengeschäftstaugliche elektronische Kommunikation.

## 1 Begriffe

### **Hinweis für die Konsultation**

Im Kapitel 1 wurden die Definitionen der Festlegungen BK6-20-060 und BK6-20-061 mit denen der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 zusammengeführt. **Änderungen gegenüber der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 sind hervorgehoben und Gegenstand der Konsultation.** Definitionen von Marktrollen für die Marktkommunikation wurden in Kapitel 6 überführt.

Im Rahmen dieser Anlage gelten folgende Definitionen. Im Übrigen gelten die Definitionen nach § 3 EnWG.

Anlage	Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie gemäß § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW; ausgenommen sind Anlagen mit Anschluss nur an das 16,7 Hz-Bahnstromnetz.
Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	alle Anlagen, die Windenergieanlagen an Land (§ 3 Nr. 48 EEG 2023), Windenergieanlagen auf See (§ 3 Nr. 49 EEG 2023) oder Solaranlagen (§ 3 Nr. 41 EEG 2023) sind
Anlagen mit nichtfluktuierender Erzeugung	alle Anlagen, die keine Anlagen mit fluktuierender Erzeugung sind
<u>nicht direktvermarktete Anlagen</u>	<u>Anlagen, deren Strom nach § 57 EEG 2023 zu vermarkten ist, mit Ausnahme der Anlagen in der Ausfallvergütung nach § 21 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG 2023</u>
Anlagenbetreiber	natürliche oder juristische Person oder Personengesellschaft, die eine Anlage
<u>bilanzieller Ausgleich</u>	<u>bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen nach § 13a Abs. 1a (i. V. m. § 14 Abs. 1 oder Abs. 1c S. 1) EnWG</u>
Steuerbare Ressource (SR)	<u>Steuerbare Ressource i. S. d. Festlegung GPKE, der nur technische Ressourcen im Sinne dieser Festlegung zugeordnet sind</u>
<u>Technische Ressource (TR)</u>	<u>Technische Ressource i. S. d. Festlegung GPKE, bei der die jeweilige Einheit eine Anlage im Sinne dieser Festlegung ist</u>
<u>Stromerzeugungseinheit (SEE)</u>	<u>Technische Ressource zur Erzeugung von elektrischer Energie</u>
<u>Stromspeichereinheit (SSE)</u>	<u>Technische Ressource zur Speicherung von elektrischer Energie</u>
<u>Bilanzkreisverantwortliche (BKV)</u>	<u>Der Bilanzkreisverantwortliche ist verantwortlich für den energetischen und finanziellen Ausgleich von Bilanzkreisen.</u>
Einspeisebilanzkreis	Bilanzkreis, dem eine Einspeisestelle zugeordnet ist, über die eine Anlage Energie in das Elektrizitätsversorgungsnetz einspeist
Netzbetreiber	<u>Übertragungsnetzbetreiber</u> sowie Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen (§ 3 Nr. 2 EnWG) <u>der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG</u>
Anschlussnetzbetreiber (ANB)	Netzbetreiber, an dessen Netz eine Anlage <u>unmittelbar</u> angeschlossen ist; ist die Anlage an eine Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung <u>oder ein Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen, das kein Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG ist</u> , der Netzbetreiber, an dessen Netz die Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen ist.

hat gelöscht: sowie § 2 StromNZV

hat gelöscht: 17

hat gelöscht: 17

hat gelöscht: 17

	<u>Netzbetreiber, die ausschließlich ein 16,7 Hz-Bahnstromnetz betreiben, gelten nicht als Anschlussnetzbetreiber im Sinne dieser Anlage.</u>
<u>Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)</u>	<u>Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung gemäß § 3 Nr. 10a EnWG</u>
<u>betroffene Netzbetreiber</u>	<u>Netzbetreiber, der Veränderungen des Lastflusses in seinem Netz durch Wirkleistungsanpassung einer steuerbaren Ressource erfährt. Ohne weitere Absprache gelten der Anschlussnetzbetreiber und alle ihm vorgelagerten Netzbetreiber als betroffene Netzbetreiber.</u>
<u>clusternder Netzbetreiber</u>	<u>Netzbetreiber, der steuerbare Ressourcen und gegebenenfalls bereits bestehende Cluster zusammenfasst und im Rahmen des Abrufs die steuerbaren Ressourcen seines Clusters oder weitere nachgelagerte Cluster auswählt und abrufen.</u>
Redispatch-Maßnahme	Anpassung oder Aufforderung zur Anpassung der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs einer Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie durch einen Netzbetreiber nach § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1 bzw. 1c S. 1 2. Hs.) EnWG unabhängig von ihrem Zeitpunkt oder ihrer Form
Aufforderungsfall	Redispatch-Maßnahme, bei der der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber auffordert, den die Wirkleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug seiner Anlage zu verändern und die Steuerung der Anlage durchzuführen
Duldungsfall	Redispatch-Maßnahme, bei der der Netzbetreiber die Steuerung der Anlage durchführt
Ex-ante-Fahrplan	Planungsdaten zur Anlage bzw. steuerbaren Ressource
geplante Einspeisung	Einspeisung (bei positiven Werten) oder Entnahme (bei negativen Werten), die sich aus dem letzten, vor dem Redispatch-Abruf übermittelten Ex-ante-Fahrplan ergibt
theoretische Einspeisung	Einspeisung (bei positiven Werten) oder Entnahme (bei negativen Werten), die sich ohne Redispatch-Maßnahme ergeben hätte
<u>Redispatch-Bilanzkreis</u>	<u>Bilanzkreis, der von einem Netzbetreiber ausschließlich für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG und den bilanziellen Ersatz nach § 14 Absatz 1c EnWG geführt wird</u>
<u>Beschaffungsvorbehalt</u>	<u>Die Mitteilung eines Übertragungsnetzbetreibers, dass eine Beschaffung des energetischen Ausgleichs durch den Verteilernetzbetreiber über die Börse aufgrund einer Engpasssituation im Übertragungsnetz nachteilig wäre.</u>
<u>Cluster</u>	<u>Zwischen dem clusternden und dem vorgelagerten Netzbetreiber abgestimmte Zusammenfassung von steuerbaren Ressourcen und ggf. bereits bestehender Cluster.</u>
<u>Netzverknüpfungspunkt</u>	<u>Netzelemente, wie z. B. Transformatoren oder Leitungsschaltfelder, an denen Netze unterschiedlicher Spannungsebenen oder Netze, die von verschiedenen Netzbetreibern betrieben werden, miteinander verbunden sind und über die ein Austausch von Wirk- und Blindleistung stattfindet.</u>

<u>Flexibilitätsbeschränkung</u>	<u>Beschränkung der möglichen Anpassung der Wirkleistungserzeugung bei Redispatch-Maßnahmen, deren Überschreitung eine Störung oder Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gemäß § 13 Abs. 4 EnWG verursachen oder die Beseitigung einer solchen Störung oder Gefährdung verhindern würde.</u>
<u>Echtzeit-Daten</u>	<u>Echtzeit-Daten sind in einem Zeitintervall von <math>\leq 60</math> Sekunden zu aktualisieren und an den ANB zu übermitteln.</u>
<u>Nettonennleistung</u>	<u>Die tatsächliche höchste elektrische Dauerleistung unter Nennbedingungen, die der Stromerzeugungseinheit zuzurechnen ist. In der Nettonennleistung ist der Kraftwerkseigenverbrauch (Verbrauchsleistung der Neben- und Hilfsanlagen) während des Betriebs der Anlage nicht enthalten.</u>

Konsultation

## 2 Bilanzierungsmodelle

### **Hinweis für die Konsultation**

Dieses Kapitel basiert auf dem Kapitel 2 der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059. **Änderungen sind hervorgehoben und Gegenstand der Konsultation.**

Der Anhang der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 „Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung“ entfällt.

Der bilanzielle Ausgleich erfolgt für jede Viertelstunde des Ausgleichszeitraums einer Redispatch-Maßnahme nach einem der beiden im Folgenden beschriebenen Bilanzierungsmodelle. Jede steuerbare Ressource muss genau einem Bilanzierungsmodell zugeordnet sein. Der Ausgleichszeitraum umfasst den Zeitraum, in dem die Wirkleistungserzeugung oder der Wirkleistungsbezug durch eine Redispatch-Maßnahme angepasst ist, sowie ggf. durch die Redispatch-Maßnahme verursachte Rampen vor und nach der Redispatch-Maßnahme.

**hat gelöscht:** nach § 13a Abs. 1a S. 1 und 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG

### 2.1 Planwertmodell

#### 2.1.1 Anwendungsbereich

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

Im Übrigen erfolgt die Zuordnung zum Planwertmodell durch den ANB nach den Vorgaben des Kapitels 2.3.

**hat gelöscht:** können Anlagen auf Vorschlag des Anlagenbetreibers dem Planwertmodell zugeordnet werden, wenn die Anlage nicht der Veräußerungsform der Einspeisevergütung (§ 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017) zugeordnet ist. Die Zuordnung von Anlagen mit fluktuierender Erzeugung zum Planwertmodell setzt voraus, dass die Voraussetzungen des „Kriterienkatalog Planwertmodell“ (Anhang) erfüllt sind. Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber. Bei Erfüllung aller Voraussetzungen nach dem „Kriterienkatalog Planwertmodell“ darf der Netzbetreiber der Zuordnung zum Planwertmodell nicht widersprechen....

#### 2.1.2 Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs

Die Höhe des bilanziellen Ausgleichs beträgt im Planwertmodell die Differenz zwischen der geplanten Einspeisung und der vom Netzbetreiber durch die Redispatch-Maßnahme vorgegebenen Einspeisung. Ist die Differenz positiv, erfolgt der bilanzielle Ausgleich aus dem Redispatch-Bilanzkreis des Netzbetreibers, in den Einspeisebilanzkreis; bei negativer Differenz umgekehrt. Soweit durch die Redispatch-Maßnahme eine Entnahme von Energie aus dem Elektrizitätsversorgungsnetz verursacht wird (z. B. durch Abregelung von Eigenversorgungsscheiben, Anordnung des Pumpbetriebs bei Pumpspeicherkraftwerken oder Stromverbrauch einer elektrischen Ersatzwärmeversorgung), erfolgt der bilanzielle Ausgleich insoweit gegenüber dem betroffenen Entnahmebilanzkreis. Ist die Einspeisung mehreren Tranchen i. S. d. Festlegung GPKE zugeordnet, wird der bilanzielle Ausgleich nach den jeweiligen Quoten der Tranchen aufgeteilt.

**hat gelöscht:** nach § 11a Abs. 1 StromNZV

**hat gelöscht:** Dokuments „Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen (Strom) (MPES)“

Der bilanzielle Ausgleich erfolgt durch die Anmeldung korrespondierender Fahrpläne.

#### 2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich

Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-

AEP<sup>1</sup> finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Differenz vorzeichenrichtig mit dem ID-AEP multipliziert.

$$Korr_{fin,i} = \frac{W_{A,i} - W_{Ausgl,i}}{1000} * ID-AEP_i$$

Korr<sub>fin,i</sub>: Korrekturbetrag des finanziellen Ausgleichs in der Viertelstunde i in €

W<sub>A,i</sub>: Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh

W<sub>Ausgl,i</sub>: bilanzieller Ausgleich in der Viertelstunde i in kWh

ID-AEP<sub>i</sub>: ID-AEP für die Viertelstunde i in €/MWh

Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Der Korrekturbetrag für jede Viertelstunde des Ausgleichszeitraums ist vorzeichenrichtig den übrigen Posten des finanziellen Ausgleichs hinzuzuaddieren. Soweit die Übertragungsnetzbetreiber keinen ID-AEP veröffentlichen, findet stattdessen der ID1-Index<sup>2</sup> Anwendung. Ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich der Differenz findet nicht statt.

## 2.2 Prognosemodell

Das Prognosemodell findet Anwendung auf alle Anlagen, die nicht dem Planwertmodell zugeordnet sind.

Der bilanzielle Ausgleich erfolgt in Höhe der Ausfallarbeit nach Kapitel 3. Soweit der auffordernde Netzbetreiber und der BKV des betroffenen Bilanzkreises keine abweichende Vereinbarung treffen, führt der BKV den bilanziellen Ausgleich im Rahmen seiner Bilanzkreisbewirtschaftung im Auftrag des auffordernden Netzbetreibers durch.

## 2.3 Überführung ins Planwertmodell

### 2.3.1 Cluster- und Anlagenauswahl

Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber stimmen ab, welche Anlagen dem Planwertmodell zugeordnet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben für Netzanschlusspunkte der Verteilernetze an das Übertragungsnetz an, welche installierte Leistung von welcher Anlagenart ins Planwertmodell überführt werden soll. Sie berücksichtigen insbesondere, welche Leistung dazu beiträgt, die Effizienz von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG insgesamt zu steigern.

Die jeweiligen Verteilernetzbetreiber bestimmen in Abstimmung mit dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber Cluster, deren Anlagen vollständig in das Planwertmodell überführt werden.

hat gelöscht: mit Regelzonenverantwortung

hat gelöscht: <#>Anwendungsbereich¶

hat gelöscht: <#>Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs¶

hat gelöscht: <#> durch nachträgliche Überführungszeitreihen...

hat gelöscht: <#>Ist die Ausfallarbeit positiv, erfolgt der bilanzielle Ausgleich aus dem Redispatch-Bilanzkreis des Netzbetreibers nach § 11a Abs. 1 StromNZV in den Einspeisebilanzkreis; bei negativer Ausfallarbeit umgekehrt. Soweit durch die Redispatch-Maßnahme eine Entnahme von Energie aus dem Elektrizitätsversorgungsnetz verursacht wird (z. B. Abregelung von Eigenversorgung, Anordnung des Pumpbetriebs bei Pumpspeicherkraftwerken oder Stromverbrauch einer elektrischen Ersatzwärmeversorgung), erfolgt der bilanzielle Ausgleich insoweit gegenüber dem betroffenen Entnahmebilanzkreis. Ist die Einspeisung mehreren Tranchen i. S. d. Dokuments „Marktprozesse für erzeugende Marktklokationen (Strom) (MPES)“ zugeordnet, wird der bilanzielle Ausgleich nach den jeweiligen Quoten der Tranchen festgelegte Quote aufgeteilt.

<sup>1</sup> Index „ID-AEP“ gemäß Art. 1 Abs. 3 des Änderungsvorschlags der regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber vom 18.12.2019, der mit Beschluss vom 11.05.2020 (BK6-19-552) genehmigt worden ist.

<sup>2</sup> ID1-Index der EPEX SPOT.

um die Vorgabe des vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibers umzusetzen. Die Mischung der Bilanzierungsmodelle innerhalb eines Clusters ist nicht zulässig. Nötigenfalls ist der Clusterzuschnitt zu ändern, um eine Mischung der Bilanzierungsmodelle in einem Cluster zu vermeiden.

Soweit Anlagen mit Anschluss in nachgelagerten Verteilernetzen betroffen sind, erfolgt eine entsprechende Abstimmung zwischen vorgelagertem und nachgelagertem Verteilernetzbetreiber und Einbeziehung des vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibers.

Bei der Auswahl der Anlagen berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber die Wünsche eines Anlagenbetreibers, eine Anlage ins Planwertmodell zu überführen, soweit dies nicht einer geordneten und effizienten Überführung der von den Übertragungsnetzbetreibern angegebenen Leistung entgegensteht.

Bis zum [01.01.2031] sollen mindestens alle Anlagen, die zu einer Verbesserung der Effizienz von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG beitragen können, in das Planwertmodell überführt werden. In Abstimmung mit dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber und ggf. Verteilernetzbetreiber können die Verteilernetzbetreiber darüber hinaus Anlagen in das Planwertmodell überführen.

### **2.3.2 Zuordnungsverfahren**

Die Zuordnung einer Anlage zum Planwertmodell erfolgt durch eine elektronische Mitteilung des ANB an den Lieferanten. Diese beinhaltet mindestens die Bezeichnung der Anlage mit ihrer MaStR-Nr., das Datum der Wirksamkeit der Zuordnung und die Nennung des Redispatch-Bilanzkreises des ANB. Sie erfolgt spätestens [sechs] Monate vor der Wirksamkeit der Zuordnung.

Die Überführung darf nur zum 01.01., 01.04., 01.07. oder 01.10. eines Jahres wirksam werden, frühestens aber zum [01.01.2027].

### 3 Ausfallarbeit

#### **Hinweis für die Konsultation**

Dieses Kapitel basiert auf dem Kapitel 3 der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059. **Änderungen sind hervorgehoben und Gegenstand der Konsultation.** Der Anhang „Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Einspeisung“ wurde gestrichen.  
Zur Bestimmung des Korrekturfaktors bei der Windenergie s. das separate Konsultationspapier!

Ausfallarbeit ist – arbeitsbezogen – die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und dem Wert der Leistungslimitierung (s. Kapitel 3.1); bei negativem Redispatch ist die Ausfallarbeit positiv, bei positivem Redispatch ist die Ausfallarbeit negativ (Mehrarbeit).

Soweit in diesem Kapitel Leistungswerte genannt werden, sind Viertelstundenmittelwerte gemeint.

#### 3.1 Bestimmung des Werts der Leistungslimitierung

Im **Aufforderungsfall** gilt beim **positiven Redispatch**:

$$P_{lim,i} = \min \{P_{ist,i}; P_{min,i}\}$$

- $P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW  
 $P_{ist,i}$ : tatsächlicher Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i in kW  
 $P_{min,i}$ : die durchschnittliche Mindesterzeugung in der Viertelstunde i, die sich aus der Vorgabe des Netzbetreibers ergibt, in kW

Im **Aufforderungsfall** gilt beim **negativen Redispatch**:

$$P_{lim,i} = \max \{P_{ist,i}; P_{max,i}\}$$

- $P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW  
 $P_{ist,i}$ : tatsächlicher Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i in kW  
 $P_{max,i}$ : die durchschnittliche Höchsterzeugung in der Viertelstunde i, die sich aus der Vorgabe des Netzbetreibers ergibt, in kW

Im **Duldungsfall** gilt beim **positiven und negativen Redispatch**:

$$P_{lim,i} = P_{ist,i}$$

- $P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW  
 $P_{ist,i}$ : tatsächlicher Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i in kW

Das gilt auch, wenn der Netzbetreiber einen bestimmten Leistungswert vorgibt, von dem nicht abgewichen werden darf (Redispatch-Maßnahme mit beidseitiger Fixierung).

### 3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung

Die Vorgaben dieses Kapitels gelten nur für den Fall des negativen Redispatch mit Anlagen mit fluktuierender Erzeugung.

#### 3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung

Für die Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung stehen zwei Abrechnungsvarianten zur Verfügung:

Variante	Kurzbeschreibung
Spitzabrechnung	gemessene Wetterdaten der Anlage
vereinfachte Spitzabrechnung	mit Referenzmesswerten oder Wetterdaten für den Standort

Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante erfolgt durch den Anlagenbetreiber für jede Anlage bis zum 30.11. eines Jahres für das folgende Kalenderjahr. Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung zum Monatsbeginn bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist. Trifft der Anlagenbetreiber keine Zuordnungsentscheidung, findet die vereinfachte Spitzabrechnung Anwendung.

Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber die Wetterdaten unverzüglich – spätestens bis zum 4. Werktag des Folgemonats – zu liefern. Tut er dies nicht, bildet der Anschlussnetzbetreiber geeignete Ersatzwerte auf Basis von Referenzanlagen oder Wetterdaten. Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber können sich bei vereinfachter Spitzabrechnung auch auf eine Bereitstellung von Wetterdaten durch den Anschlussnetzbetreiber einigen.

Bei Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung können sich Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber auf die Nutzung geeigneter Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen einigen. Andernfalls sind die für diesen Zweck bereitgestellten Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes zu verwenden.

Übergangsregelung: Anlagen, die am [Zeitpunkt der Veröffentlichung der Anhörung] der Pauschal-Abrechnung gemäß Kapitel 3.2.1 der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 zugeordnet waren, bleiben bis zum [30.11.2026] in der Pauschal-Abrechnung nach Kapitel 3.2.2.3 (Windenergieanlagen) oder Kapitel 3.2.3.3 (Solaranlagen) der Anlage 2 der Festlegung BK6-20-059, wenn nicht der Anlagenbetreiber vorher eine andere Abrechnungsvariante festlegt.

Solange die Einspeisung einer Anlage mit fluktuierender Einspeisung nicht viertelstundenscharf gemessen wird und sie auch nicht mit einer viertelstundenscharfen Messung oder einer technischen Einrichtung, mit der der Netzbetreiber die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann, auszustatten ist, findet die Pauschal-Abrechnung nach Kapitel 3.2.2.3 (Windenergieanlagen) oder Kapitel 3.2.3.3 (Solaranlagen) der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 Anwendung. Bei Wegfall

hat gelöscht: drei

hat gelöscht: Pauschal-Abrechnung ... [1]

hat gelöscht: Die initiale Zuordnung zum 01.10.2021 zu einer Abrechnungsvariante bei Bestandsanlagen erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber, wenn nicht der Anlagenbetreiber bis zum 30.06.2021 eine Festlegung vornimmt.

hat gelöscht: Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung oder der vereinfachten Spitzabrechnung zuzuordnen.¶

hat gelöscht: auch

hat gelöscht: Die

hat gelöscht: setzt voraus, dass

hat gelöscht: an der Anlage keine geeigneten Wetterdaten gemessen werden und

hat gelöscht: ¶  
Wenn die hier festgelegten Voraussetzungen für die Anwendung der Spitzabrechnung und der vereinfachten Spitzabrechnung nicht vorliegen, kommt die Pauschal-Abrechnung zur Anwendung.¶  
Im Prognosemodell berechnet der Netzbetreiber die Ausfallarbeit und übermittelt den Wert an den Anlagenbetreiber. Der Anlagenbetreiber kann die übermittelten Werte ablehnen und eigene Werte übermitteln und ggf. belegen. Das weitere Clearing erfolgt innerhalb der Prozesse der Bilanzkreisabrechnung.

dieser Voraussetzungen, wechselt die Anlage mit einer Frist von [drei] Monaten zum Ablauf des nächsten 30.11. in die vereinfachte Spitzabrechnung, wenn nicht der Anlagenbetreiber die Spitzabrechnung festlegt.

### 3.2.2 Windenergieanlagen an Land und Windenergieanlagen auf See

#### 3.2.2.1 Spitzabrechnung

**Hinweis für die Konsultation:**

Zur Bestimmung des Korrekturfaktors bei Windenergieanlagen vergleiche auch das gesonderte Konsultationspapier zum sog. Wind-Bin-Verfahren!

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; \left( \left( \frac{P_{vor,ist}}{P_{vor,theo}} * P_{theo,i} \right) - P_{lim,i} \right) * \frac{1}{4} h \right\}$$

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

$P_{vor,ist}$ : tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte und in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der Anlagen beträgt, in kW

$P_{vor,theo}$ : ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW

$P_{theo,i}$ : ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW

Die theoretische Erzeugungleistung ist bei Windenergieanlagen in Abhängigkeit von der gemessenen Windgeschwindigkeit unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinie der Windenergieanlage gemäß Anlage 2 Nr. 5 EEG 2023 zu bestimmen. Hierbei ist die Leistungskennlinie mit einer Luftdichte von 1,225 kg/m<sup>3</sup> zu verwenden. Liegt die Leistungskennlinie nicht in Schritten von 0,1 m/s vor, sind anhand der vorhandenen Werte die Zwischenschritte linear zu interpolieren.

Die Messung der Windgeschwindigkeit erfolgt durch ein geeignetes Messgerät an der Gondel oder der Rotornabe der jeweiligen Windkraftanlage. Die Messwerte müssen mit einer Mindestauflösung von 0,1 m/s vorliegen.

Mit Hilfe der Leistungskennlinie und der Windgeschwindigkeit wird für jede Viertelstunde (i) während der Redispatch-Maßnahme die durchschnittliche theoretische Leistung ( $P_{theo,i}$ ) der Windenergieanlage bestimmt. Ferner wird mit Hilfe der Leistungskennlinie für die letzten vier Viertelstunden vor der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde gebildet.

Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterliegt (z. B. marktgetriebene Reduzierung, genehmigungsrechtliche Auflagen, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen

hat gelöscht: 17

theoretischen Leistung ( $P_{\text{vor,theo}}$  und  $P_{\text{theo,i}}$ ) zu berücksichtigen. Ist wegen Einspeiseeinschränkungen vor der Redispatch-Maßnahme keine Bestimmung von  $P_{\text{vor,ist}}$  möglich, können für die letzten vier Viertelstunden vor der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde einer benachbarten Anlage als Ersatzwert angenommen werden.

Wenn das Produkt  $P_{\text{vor,ist}} / P_{\text{vor,theo}} * P_{\text{theo,i}}$  größer als die Nennleistung der Anlage bzw. die Summe der Nennleistungen der Anlagen hinter dem Einspeisepunkt ist, ist das Ergebnis nicht plausibel. Das Produkt ist in diesem Fall auf die Nennleistung der Anlagen hinter dem Einspeisepunkt zu begrenzen.

### 3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung

Die vereinfachte Spitzabrechnung entspricht der Spitzabrechnung mit dem Unterschied, dass die Eingangsdaten für die Windgeschwindigkeit entweder von einem meteorologischen Dienstleister anhand anerkannter wissenschaftlicher Verfahren oder von einer geeigneten Referenzanlage stammen. Für Windenergieanlagen auf See können auch Messwerte von FINO-Messmasten verwendet werden, wenn diese eine höhere Vergleichbarkeit gewährleisten als Daten einer Referenzanlage.

Die Daten müssen für jede Viertelstunde in einer Mindestauflösung von 0,1 m/s vorliegen. Bei Windenergieanlagen auf See müssen die Daten mindestens für jedes Cluster im Sinne des § 3 Nr. 1 Windenergie-auf-See-Gesetz vorliegen.

Die Referenzanlage muss im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und ähnliche bauliche Eigenschaften aufweisen, so dass sie angemessene Vergleichswerte liefert. Der Standort der Referenzanlage für Windenergieanlagen an Land muss eine ähnliche Bodenrauigkeit aufweisen. Für die Messung gelten die Vorgaben für die Spitzabrechnung entsprechend. Bei einer vorübergehenden Nichtverfügbarkeit von Messwerten einer Referenzanlage sind geeignete Ersatzwerte zu bilden.

hat gelöscht: Prognosedienstleister

#### hat gelöscht: <#>Pauschal-Abrechnung¶

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; (P_0 - P_{lim}) * \frac{1}{4} h \right\} ¶$$

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

$P_0$ : gemessener Leistungsmittelwert in der letzten vollständig gemessenen Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme, in der uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW¶

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW¶

Bei der Pauschal-Abrechnung entspricht die Ausfallarbeit der Differenz zwischen dem letzten vollständig gemessenen Leistungsmittelwert vor der Maßnahme ( $P_0$ ) und dem Wert der Leistungslimitierung durch die Redispatch-Anweisung ( $P_{lim,i}$ ). Liegt keine ¼-h-Messung vor, ist für  $P_0$  der nach dem Standard-Einspeiseprofil oder tagesabhängigen Einspeiseprofil zu bilanzierende Wert anzusetzen. ¶

### 3.2.3 Solaranlagen

#### 3.2.3.1 Spitzabrechnung

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; \left( \left( \frac{P_{VZ,ist}}{G_{VZ}} * G_i \right) - P_{lim,i} \right) * \frac{1}{4} h \right\}$$

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

$G_i$ : durchschnittliche Einstrahlleistung der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in  $\text{kW/m}^2$

$P_{VZ,ist}$ : durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW

$G_{VZ}$ : durchschnittliche Einstrahlleistung im Vergleichszeitraum in  $\text{kW/m}^2$

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung in kW

Für die Berechnung der theoretischen Einspeisung werden bei Spitzabrechnung Messwerte eines geeigneten, an der Anlage installierten Messgerätes verwendet, um die Einstrahlleistung für jede Viertelstunde der Maßnahme ( $G_i$ ) sowie für den Vergleichszeitraum zu bestimmen. Die Messanordnung (Ausrichtung des Strahlungsmessgerätes) und die Messung müssen im Vergleichszeitraum und während der Maßnahme unverändert bleiben. Vergleichszeitraum ist der letzte vorangegangene Kalendertag vor der Maßnahme, an dem keine Redispatch-Maßnahme gegenüber der Anlage stattgefunden hat. Es sind nur die Viertelstunden zu berücksichtigen, in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der Anlagen beträgt.

Soweit die Solaranlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z. B. marktgetriebene Reduzierung, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.

Wenn das Produkt  $P_{VZ,ist} / G_{VZ} * G_i$  größer als die Nennleistung der Anlage bzw. die Summe der Nennleistungen der Anlagen hinter dem Einspeisepunkt ist, ist das Ergebnis nicht plausibel. Das Produkt ist in diesem Fall auf die Nennleistung der Anlagen hinter dem Einspeisepunkt zu begrenzen.

#### 3.2.3.2 Vereinfachte Spitzabrechnung

Die vereinfachte Spitzabrechnung entspricht der Spitzabrechnung mit dem Unterschied, dass als Eingangsdaten für die Einstrahlleistung geeignete Einstrahlwerte eines meteorologischen Dienstleisters verwendet werden. Als geeignet gilt jedenfalls die Umwandlung der Satellitenaufnahmen in die Globalstrahlung auf der Erde mit Hilfe der Heliosat-2-Methode. Die Horizontalstrahlung ist in die Modulebene umzurechnen.

hat gelöscht: Wetterdatendienstleisters

### 3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung

Für die Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung stehen zwei Abrechnungsvarianten zur Verfügung:

Variante	Kurzbeschreibung
Spitzabrechnung	Ex-ante-Fahrplan
Pauschal-Abrechnung	Fortschreibung der letzten Viertelstunde vor der Maßnahme

Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen, Anlagen im Prognosemodell der Pauschalabrechnung.

### 3.3.1 Spitzabrechnung

Bei der Spitzabrechnung ist die Ausfallarbeit die Differenz zwischen der geplanten Einspeisung und der Einspeisung aufgrund des Werts der Leistungslimitierung.

Im Fall des positiven Redispatch gilt:

$$W_{A,i} = \min \left\{ 0; (P_{plan,i} - P_{lim,i}) * \frac{1}{4} h \right\}$$

Im Fall des negativen Redispatch gilt:

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; (P_{plan,i} - P_{lim,i}) * \frac{1}{4} h \right\}$$

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

$P_{plan,i}$ : durchschnittliche geplante Leistung in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme gemäß Ex-ante-Fahrplan in kW; soweit die Einspeisung aufgrund sonstiger Gründe (z. B. ungeplante Nichtverfügbarkeit) beeinträchtigt ist, sind diese bei der Bestimmung von  $P_{plan,i}$  zu berücksichtigen

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

### 3.3.2 Pauschalabrechnung

Bei der Pauschal-Abrechnung ist die Ausfallarbeit die Differenz zwischen dem letzten vollständig gemessenen Leistungsmittelwert und dem Wert der Leistungslimitierung.

Im Fall des positiven Redispatch:

$$W_{A,i} = \min \left\{ 0; (P_0 - P_{lim,i}) * \frac{1}{4} h \right\}$$

Im Fall des negativen Redispatch:

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; (P_0 - P_{lim,i}) * \frac{1}{4} h \right\}$$

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

$P_0$ : gemessener Leistungsmittelwert in der letzten vollständig gemessenen Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme, in der uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

### 3.4 Überbauung von Anschüssen an das Elektrizitätsversorgungsnetz

Übersteigt die Summe der nach den Kapiteln 3.2 und 3.3 bestimmten Ausfallarbeit von Anlagen, die über einen Netzanschlusspunkt mit einem Elektrizitätsversorgungsnetz verbunden sind, das Produkt der vertraglichen maximalen Wirkleistungseinspeisung dieses Netzanschlusspunkts mit einer Viertelstunde, wird die Ausfallarbeit der jeweiligen Anlagen wie folgt bestimmt:

$$W_{A,gek,i,k} = W_{A,i,k} - \left\{ \left( \sum_{k=1}^n W_{A,i,k} \right) - P_{anschl} * \frac{1}{4} h \right\} * \frac{P_{inst,k}}{\sum_{k=1}^n P_{inst,k}}$$

$W_{A,gek,i,k}$ : gekürzte Ausfallarbeit der Anlage k in der Viertelstunde i, in kWh

$W_{A,i,k}$ : Ausfallarbeit nach Kapitel 3.2 oder 3.3 der Anlage k in der Viertelstunde i, in kWh

$P_{anschl}$ : vertragliche oder – soweit diese kleiner ist – tatsächliche Anschlussleistung, in kW

$P_{inst,k}$ : installierte Leistung der Anlage k, in kW

n: Anzahl der Anlagen, die mit der Anschlussleistung mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz verbunden sind

Wenn die so errechnete gekürzte Ausfallarbeit für eine Anlage negativ wäre, beträgt die gekürzte Ausfallarbeit für diese Anlage null und die Anlage wird nicht bei der Berechnung der gekürzten Ausfallarbeit der übrigen Anlagen berücksichtigt.

#### 4 Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen

##### Hinweis für die Konsultation

Dieses Kapitel basiert auf der Anlage der Festlegung BK6-20-061. Änderungen sind hervorgehoben und Gegenstand der Konsultation.

Dieses Kapitel regelt in Form einer Tabelle die Datenbedarfe, die Anlagenbetreiber für Redispatch-Maßnahmen, die im Sinne von § 13a (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG durchgeführt werden, an den Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln haben. Die Daten sind dabei in folgende Arten von Daten unterteilt:

- 1. Stammdaten
- 2. Planungsdaten
- 3. Nichtbeanspruchbarkeiten
- 4. Echtzeitdaten

Die Pflicht zur Übermittlung von Stammdaten wird durch die Registrierung der entsprechenden Daten im Marktstammdatenregister erfüllt, wenn und soweit ein entsprechender Datenpunkt im Marktstammdatenregister erfasst wird. Die Bundesnetzagentur wird auf ihrer Internetseite veröffentlichen, für welche Datenpunkte dies der Fall ist.

Betreiber von nicht direktvermarkteten Anlagen müssen keine Stammdaten nach diesem Kapitel melden. Die Pflicht zur Stammdatenmeldung an das Marktstammdatenregister bleibt unberührt.

##### 1. Stammdaten

1.1.			
Datum	Fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung		
Einheit	MW		
Beschreibung	Es ist die dauerhaft minimal in das Stromnetz einspeisbare Leistung anzugeben.		
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
Relevante Leistungsklassen	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Ja	Ja	Nein <sup>*3</sup>

1.2.	
Datum	Identifikator technische Ressource
Einheit	

<sup>3</sup> Datenlieferungsverpflichtung ist bereits über die Regelungen der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO-VO) und dem dazu ergangenen Beschluss BK6-18-122 zum Umfang des Datenaustauschs mit Verteilernetzbetreibern (VNB) und signifikanten Netznutzern (SNN) gemäß Art. 40 Abs. 5 und Art. 6 Abs. 4 lit. b SO-VO geregelt. Diese Information bezieht sich auf alle im Dokument als Nein\* markierten Leistungsklassen.

hat gelöscht: Anlage

hat gelöscht: Energiewirtschaftsgesetz

hat gelöscht: in der ab dem 1.10.2021 geltenden Fassung (im Folgenden: EnWG) ...

hat gelöscht: in der Tabelle

<b>Beschreibung</b>	Es ist ein Identifikator für jede technische Ressource anzugeben. Als Identifikator kann jedenfalls die MaStR-Nummer der Einheit verwendet werden oder aber ein anderer Identifikator, den der Netzbetreiber zulässt.		
<b>Objekt</b>	Jede technische Ressource		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein*

<b>1.3.</b>			
<b>Datum</b>	Identifikator steuerbare Ressource		
<b>Einheit</b>			
<b>Beschreibung</b>	Es ist ein Identifikator für jede steuerbare Ressource anzugeben.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Ja

<b>1.4.</b>			
<b>Datum</b>	Wirkungsgrad des Speichers		
<b>Einheit</b>	Prozentzahl		
<b>Beschreibung</b>	Der Wirkungsgrad eines Speichers ergibt sich rechnerisch als Verhältnis zwischen der abrufbaren Energie und der zuvor zugeführten Energie.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Nein *	Nein *

<b>1.5.</b>			
<b>Datum</b>	Maximale Wirkleistung des Speichers zum Einspeichern		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Es ist der maximal mögliche Leistungsbezug des Speichers anzugeben.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Nein *	Nein *

1.6.			
<b>Datum</b>	Maximale Wirkleistung des Speichers zum Ausspeichern		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Es ist die maximal mögliche Leistungsabgabe des Speichers anzugeben.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische <u>n</u> Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Nein *	Nein *

1.7.			
<b>Datum</b>	Mindestbetriebszeit einer SEE, die mit thermischen Prozessen betrieben wird		
<b>Einheit</b>	Minuten		
<b>Beschreibung</b>	Mindestbetriebszeit bezeichnet die Zeit, die zwischen An- und Abfahrt notwendig ist. Rampen sind davon mitumfasst.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische <u>n</u> Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Nein	Ja	Nein *

1.8.			
<b>Datum</b>	Mindeststillstandzeit einer SEE, die mit thermischen Prozessen betrieben wird		
<b>Einheit</b>	Minuten		
<b>Beschreibung</b>	Die Mindeststillstandzeit ist der typische Zeitraum, während dessen die Einheit nach erfolgter Netztrennung nicht zum Wiederanfahren zur Verfügung steht.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische <u>n</u> Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Nein	Ja	Nein *

1.9.			
<b>Datum</b>	Anfahrtszeit thermischer SEE vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit)		
<b>Einheit</b>	Minuten		
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist der typische Zeitraum vom Kommando zum Anfahren der Einheit bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der Einheit vor Anfahrt von größer als 48 h.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Nein	Ja	Nein *

1.10.			
<b>Datum</b>	Anfahrtszeit thermischer SEE vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit)		
<b>Einheit</b>	Minuten		
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist der typische Zeitraum in Minuten vom Kommando zum Anfahren der SEE/SSE bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrt von kleiner als 48h.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Nein	Ja	Nein *

1.11.			
<b>Datum</b>	Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit)		
<b>Einheit</b>	Minuten		
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist der typische Zeitraum beginnend mit der Netzsynchroisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der Einheit zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der Einheit vor Anfahrt von größer als 48 h.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Nein	Ja	Nein *

1.12.			
<b>Datum</b>	Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit)		
<b>Einheit</b>	Minuten		
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist der typische Zeitraum beginnend mit der Netzsynchro-nisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der Einheit zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der Einheit vor Anfahrt von kleiner als 48 h.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische <u>n</u> Ressourcen		
<b>Relevante Leis-tungsklassen</b>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Nein	Ja	Nein *

1.13.			
<b>Datum</b>	Abfahrzeit ausgehend von PROD_min bis zur Netztrennung		
<b>Einheit</b>	Minuten		
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist der typische Zeitraum, innerhalb dessen ausgehend von der Mindestwirkleistungseinspeisung eine Netztrennung erreicht wird, zu verstehen.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische <u>n</u> Ressourcen		
<b>Relevante Leis-tungsklassen</b>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Nein	Ja	Nein *

1.14.			
<b>Datum</b>	Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn (Nettonennleistung)		
<b>Einheit</b>	MW pro Minute oder % der Installierten Leistung pro Minute		
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit innerhalb des Leistungsbereiches zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung bei Leistungserhöhung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung, zu verstehen. Die Mitteilung ist nur bei Lastgradienten kleiner 20 % PROD_nenn pro Minute erforderlich.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische <u>n</u> Ressourcen		
<b>Relevante Leis-tungsklassen</b>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

1.15.			
<b>Datum</b>	Lastgradient von PROD_nenn (Nettonennleistung) bis PROD_min		
<b>Einheit</b>	MW pro Minute oder % der Installierten Leistung pro Minute		
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit bei Leistungsreduzierung durch ein externes Steuersignal, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Nennleistung und Mindest erzeugungsleistung, zu verstehen. Die Mitteilung ist nur bei Lastgradienten kleiner 20 % PROD_nenn pro Minute erforderlich.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

1.16.			
<b>Datum</b>	Art der technischen Steuerbarkeit		
<b>Einheit</b>	% oder MW		
<b>Beschreibung</b>	Granularität und Ausgestaltung der Steuerung zwischen EIV und Anlage im Aufforderungsfall. Es sind folgende Informationen zu übermitteln: a. Relative Stufung auf einen Sollwert (Limit; bspw. „auf 60% der installierten Leistung“) b. Absoluter Sollwert auf (festen) Arbeitspunkt (komplette Fixierung) c. Limitsetzung auf max. MW-Wert		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Ja	Ja	Ja

1.17.			
<b>Datum</b>	Bearbeitungszeit beim EIV		
<b>Einheit</b>	Minuten		
<b>Beschreibung</b>	Zeit von Eingang einer Aufforderung zur Umsetzung einer RD-Maßnahme beim EIV bis zur Initiierung der technischen Umsetzung in der Anlage.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Ja	Ja	Ja

## 2. Planungsdaten

2.1.			
<b>Datum</b>	Wert Produktion ( <b>PROD</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Der Wert Produktion ist die Erzeugungsleistung. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $PROD_{min} \leq PROD \leq PROD_{max}$ .		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.2.			
<b>Datum</b>	Mindestleistung Produktion ( <b>Pmin</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Die Mindestleistung (Produktion) einer SEE oder SSE ist die minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung (untere Leistungsgrenze). Dieser Wert wird als Mindestleistung für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Eine weitere Absenkung dieser Leistung ist in der Regel nur über technische Sondermaßnahmen möglich und führt zu instabileren Betriebsregimen, die nicht im Fokus der Übermittlung von Planungsdaten stehen.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.3.			
<b>Datum</b>	Beanspruchbare Leistung Produktion ( <b>Pmax</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Die beanspruchbare elektrische Leistung (obere Leistungsgrenze/Produktion) entspricht der Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Dieser Wert wird als maximal mögliche Einspeiseleistung der SEE für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z. B. Wartungsmaßnahmen, Fernwärmeauskopplung) oder äußere Einflüsse (z. B. Netzrestriktionen, Dargebotssituation) begrenzt. Im laufenden Betrieb kann Pmax von der unter Normbedingungen ermittelten Nettonennleistung abweichen, ohne dass eine Nichtbeanspruchbarkeit vorliegt.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.4.			
<b>Datum</b>	Dargebotsleistung ( <b>Pdar</b> ) für SEE im Planwertmodell		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Die Dargebotsleistung entspricht der von einer Windenergie- oder Photovoltaikanlage unter Berücksichtigung des Dargebots des Primärenergieträgers (Wind- oder solare Strahlungsenergie) und der beanspruchbaren Leistung (Pmax) maximal elektrisch einspeisbaren Nettowirkleistung. Die Dargebotsleistung kann maximal der beanspruchbaren Leistung entsprechen.		
<b>Objekt</b>	Dargebotsabhängige steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein*

2.5.			
<b>Datum</b>	Wert Verbrauch ( <b>VERB</b> ) einer SSE im Planwertmodell		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Der Wert Verbrauch ist die Einspeicherleistung am Netzanschlusspunkt einer SSE. Im Gegensatz zu PROD sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in VERB enthalten. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $VERB_{min} \leq VERB \leq VERB_{max}$ .		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.6.			
<b>Datum</b>	Minimale Entnahme ( <b>Vmin</b> ) einer SSE im Planwertmodell		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff Pmin in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu Pmin sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste, bis zum Einspeisepunkt in der Vmin enthalten. Für nichtregelbare Pumpen gilt, dass Vmin betragsmäßig der Größe Vmax entspricht.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Ja

2.7.			
<b>Datum</b>	Maximale Entnahme ( <b>Vmax</b> ) einer SSE im Planwertmodell		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_max in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (obere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_max sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_max enthalten. Die beanspruchbare Leistung (Verbrauch) entspricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung (Verbrauch) der Pumpe, sofern die Pumpe beanspruchbar ist.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Ja	Ja	Ja

2.8.			
<b>Datum</b>	Positives Redispatchvermögen ( <b>+RDV</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Das positive Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren Wirkleistungserhöhung einer Anlage.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Ja	Ja	-----

2.9.			
<b>Datum</b>	Negatives Redispatchvermögen ( <b>-RDV</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Das negative Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren freien elektrischen Leistung einer Anlage in negativer Richtung ohne einen Eingriff in die Kraft-Wärme-Kopplung.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.10.			
<b>Datum</b>	Negatives Redispatchvermögen ( <b>-wRDV</b> ) für KWK-Strom im Planwertmodell		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Das negative wärmegebundene Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren Wirkleistungsreduzierung einer hocheffizienten KWK-Anlage. Die Reduzierung der hocheffizienten KWK-Stromerzeugung führt zu einem Eingriff in die Wärmeerzeugung von hocheffizienten KWK-Anlagen im Sinn von § 3 Absatz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes in Bezug auf die Erzeugung von KWK-Strom nach § 3 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	-----

2.11.			
<b>Datum</b>	Positive Primärregelleistung ( <b>+PRL</b> ) für SEE und SSE		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.12.			
<b>Datum</b>	Negative Primärregelleistung ( <b>-PRL</b> ) für SEE und SSE		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.13.			
<b>Datum</b>	Positive Sekundärregelleistung ( <b>+aFRR</b> ) ( <b>+SRL</b> ) für SEE und SSE		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltung für positive Sekundärregelleistung ist die für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung, für die ein Zuschlag auf dem Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Gebote und Zuschläge auf dem Regelarbeitsmarkt sind nicht zu melden.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.14.			
<b>Datum</b>	Negative Sekundärregelleistung (-aFRR) (-SRL) für SEE und SSE		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltung für negative Sekundärregelleistung ist die für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung, für die ein Zuschlag auf dem Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Gebote und Zuschläge auf dem Regelarbeitsmarkt sind nicht zu melden.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.15.			
<b>Datum</b>	Positive Minutenreserveleistung (+mFRR) (+MRL) für SEE und SSE		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltung für positive Minutenreserveleistung ist die für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung, für die ein Zuschlag auf dem Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Gebote und Zuschläge auf dem Regelarbeitsmarkt sind nicht zu melden.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.16.			
<b>Datum</b>	Negative Minutenreserveleistung (–mFRR) (–MRL) für SEE und SSE		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltung für negative Minutenreserveleistung ist die für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung, für die ein Zuschlag auf dem Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Gebote und Zuschläge auf dem Regelarbeitsmarkt sind nicht zu melden.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.17.			
<b>Datum</b>	Positive Besicherungsleistung (+BES) für SEE und SSE		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Die positive Besicherungsleistung beschreibt die positiv vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.18.			
<b>Datum</b>	Negative Besicherungsleistung (–BES) für SEE und SSE		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	a. Die negative Besicherungsleistung ist eine negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung. b. Selbstversorgung mit EE und KWK-Strom.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.19.			
<b>Datum</b>	Positiver Redispatchabruf ( <b>+RDA</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Der positive Redispatchabruf ist der angewiesene und geplante positive Redispatchabruf auf der jeweiligen Anlage. Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatchabrufs, welcher angewiesen ist.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.20.			
<b>Datum</b>	Negativer Redispatchabruf ( <b>-RDA</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Der negative Redispatchabruf ist der angewiesene und geplante negative Redispatchabruf auf der jeweiligen Anlage. Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatchabrufs, welcher angewiesen ist.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

2.21.			
<b>Datum</b>	Kosten nicht-EEG-vergüteter Anlagen für SEE und SSE		
<b>Einheit</b>	EUR/MWh		
<b>Beschreibung</b>	Die Kosten nicht nach EEG vergüteter Anlagen ist eine Zeitreihe der spezifischen Kosten. Ersparte Aufwendungen sind bei den Kosten in Ansatz zu bringen. Es sind dabei folgende Kosten jeweils einzeln mitzuteilen: a. Für <b>+RDV</b> nach 2.8. b. Für <b>-RDV</b> nach 2.9. c. Für <b>-wRDV</b> nach 2.10.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

### 3. Nichtbeanspruchbarkeiten

3.1.			
<b>Datum</b>	Nichtbeanspruchbarkeiten		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Die Nichtbeanspruchbarkeit beschreibt die Leistungseinschränkung an der technischen Ressource durch technische Gründe (z. B. Wartung) und/oder Außeneinflüsse (z. B. Umweltauflagen), sowie		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein *

hat gelöscht: a.

hat gelöscht: ¶  
b. Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom.

3.2.			
<b>Datum</b>	Im Prognosemodell: Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung durch Anlagenbetreiber/BKV bei PV/Wind (marktbasierter Abregelung)		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Das Datum beschreibt die prognostizierte Leistungsänderung aufgrund einer marktlichen Steuerung der Anlage. Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung seitens EIV bei PV/Wind.		
<b>Objekt</b>	Dargebotsabhängige steuerbare Ressource		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Nein

3.3.			
<b>Datum</b>	<u>Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom</u>		
<b>Einheit</b>	<u>MW</u>		
<b>Beschreibung</b>	<u>Nicht in ein Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden.</u>		
<b>Objekt</b>	<u>Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</u>		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	<u>Ja</u>	<u>Ja</u>	<u>Nein *</u>

#### 4. Echtzeitdaten

4.1.			
<b>Datum</b>	Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.)		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Aktueller Status der Absenkung durch den Betreiber der technischen Ressource (BTR) aufgrund von behördlichen Auflagen oder marktbedingten Entscheidungen.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Nein *	Nein *

4.2.			
<b>Datum</b>	Wirkleistung		
<b>Einheit</b>	MW		
<b>Beschreibung</b>	Aktuelle Summe der Erzeugung- oder Verbrauchswirkleistung von Erzeugungsanlagen oder Speichern, direkt gemessen am Einspeisepunkt der steuerbaren Ressource.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Nein *	Nein *

*Frage an die Branche:*

*Besteht neben den Vorgaben des EEG 2023 zum Abruf der Ist-Einspeisung durch den Netzbetreiber noch die Notwendigkeit, die Übermittlung der Wirkleistung auf Basis dieser Festlegung vorzugeben?*

*Frage an die Netzbetreiber: Verlangen Sie derzeit auf Grundlage der Festlegung BK6-20-061 die Übermittlung von Echtzeit-Daten der Wirkleistung? In welchen Fällen und in welchem Umfang?*

4.3.			
<b>Datum</b>	Nutzbarer Energiegehalt (bei Speichern)		
<b>Einheit</b>	MWh		
<b>Beschreibung</b>	Energiegehalt eines Speichers unabhängig vom Speichermedium und bezogen auf die vom Speichersystem lieferbare elektrische Energie.		
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen		
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Nein *	Nein *

## 5 Netzbetreiberkoordinierung

### **Hinweis für die Konsultation**

Dieses Kapitel basiert auf dem Tenor der Festlegung BK6-20-060. **Änderungen sind hervorgehoben und Gegenstand der Konsultation.**

#### 5.1 Stammdatenaustausch

Jeder Anschlussnetzbetreiber muss die betroffenen Netzbetreiber über die Stammdaten der unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossenen Cluster und steuerbaren Ressourcen sowie über Änderungen der Stammdaten informieren.

#### 5.2 Mitteilung von Flexibilitätsbeschränkungen

Im Rahmen des Koordinierungsprozesses der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen muss jeder Verteilernetzbetreiber andere betroffene Netzbetreiber über Flexibilitätsbeschränkungen von Clustern und steuerbaren Ressourcen im eigenen und nachgelagerten Netz informieren. Erfolgt keine Meldung von Flexibilitätsbeschränkungen, gelten die Potenziale im eigenen und im nachgelagerten Netz als voll abrufbar gemeldet.

#### 5.3 Mitteilung von Potentialen zur Wirkleistungsanpassung

Jeder Anschlussnetzbetreiber muss betroffenen Netzbetreibern Potentiale zur Wirkleistungsanpassung sowie die voraussichtliche Einspeisung für jedes Cluster und für jede steuerbare Ressource im Prognosemodell mitteilen. Ferner muss er für jede unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossene steuerbare Ressource die ihm mitgeteilten Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten sowie marktbedingten Anpassungen an die betroffenen Netzbetreiber weiterleiten. Zusätzlich muss er mitteilen, wie jedes Cluster und jede steuerbare Ressource, die unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossen ist, sowie jedes Cluster und jede steuerbare Ressource aus nachgelagerten Netzen auf die Netzverknüpfungspunkte zum vorgelagerten Netz sowie zum benachbarten Netz bzw. auf bilateral abgestimmte Netzelemente wirken (Sensitivitäten). Veränderungen der zuvor genannten Daten sind mit der nächsten Aktualisierung gemäß [Kapitel 5.6](#) mitzuteilen.

Die technische Wirksamkeit von Anlagen mit Wirkung auf nur einen Netzverknüpfungspunkt zum vorgelagerten Netzbetreiber wird als konstant angenommen, wenn nicht Änderungen des Schaltzustandes eine Aktualisierung erforderlich machen.

#### 5.4 Mitteilung von Redispatch-Maßnahmen

Jeder Verteilernetzbetreiber muss geplante sowie tatsächlich angewiesene Redispatch-Maßnahmen den betroffenen Netzbetreibern mitteilen. Die Mitteilung ist um den noch erforderlichen Bedarf an energetischem Ausgleich zur Durchführung des bilanziellen Ausgleichs zu ergänzen, wenn

hat gelöscht: Tenorziffer 7

der Übertragungsnetzbetreiber für den Zeitraum der geplanten oder bereits angewiesenen Redispatch-Maßnahme einen Beschaffungsvorbehalt angemeldet hat.

### **5.5 Cluster**

Verteilernetzbetreiber können mehrere steuerbare Ressourcen in ein Cluster zusammenfassen. Die Rahmenbedingungen zur Bildung eines Clusters werden zwischen dem clusternden und den direkt vorgelagerten Netzbetreibern vereinbart. Verteilernetzbetreiber, an deren Netz für das Netzengpassmanagement der Übertragungsnetzbetreiber relevante Anlagen angeschlossen sind, sind verpflichtet, auf Anforderung der und in Abstimmung mit den vorgelagerten Netzbetreibern Cluster zu bilden.

Für die Zusammenfassung müssen die kalkulatorischen bzw. tatsächlichen Kosten der steuerbaren Ressourcen gleich sein und die Wirksamkeiten innerhalb definierter Bänder liegen. Die Bänder für die Wirksamkeiten sind für die betroffenen steuerbaren Ressourcen und die zugrundeliegende Netztopologie zwischen dem clusternden und den direkt vorgelagerten Netzbetreibern abzustimmen. Bei der Abstimmung zwischen dem clusternden und den direkt vorgelagerten Netzbetreibern sind die Anforderungen aller betroffenen Netzbetreiber, insbesondere auch auf die Bandbreite der Wirksamkeit, zu berücksichtigen, um die Einhaltung des § 13 Abs. 1 S. 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG zu gewährleisten. Cluster mit Anlagen gemäß § 3 Nr. 1 EEG 2023 sollen so gebildet werden, dass alle Anlagen entweder der Veräußerungsform der Einspeisevergütung gemäß § 21b Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2023 oder aber einer der anderen Veräußerungsformen zugeordnet sind.

### **5.6 Meldeprozess**

Die in den Kapiteln 5.2 bis 5.5 vorgesehenen Informationsaustausche erfolgen im Rahmen eines fortlaufenden Meldeprozesses. Die zeitliche Auflösung der zwischen den Netzbetreibern ausgetauschten Informationen ist viertelstündlich. Initiale Meldungen sowie Aktualisierungen erfolgen stündlich zu jeder halben Stunde für die nachfolgenden 33,5 Stunden. Im Zeitbereich von weniger als zwei Stunden vor Erfüllung müssen Aktualisierungen zu jeder Viertelstunde für die folgenden zwei Stunden erfolgen.

hat gelöscht: Tenorziffern 3 bis 6

## 6 Kommunikationsprozesse Redispatch

### **Hinweis für die Konsultation**

*Dieses Kapitel macht Vorgaben für die massengeschäftstaugliche Kommunikation. Es tritt an die Stelle der Anlage 2 der Festlegung BK6-20-059. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen nach Te-norziffer 6 auf dieser Basis Prozesse entwickeln.*

Die Netzbetreiber ermöglichen eine massengeschäftstaugliche Kommunikation, die mindestens die Vorgaben in diesem Kapitel umsetzt und im Einklang mit den Vorgaben in den anderen Kapiteln steht. Die Vorgaben in diesem Kapitel regeln das „Wie“ der Kommunikation zwischen verschiedenen Akteuren. Zu den rechtlichen Grundlagen und den Verantwortlichkeiten für das „Ob“ der Kommunikation trifft dieses Kapitel keine Aussage.

Soweit in diesem Kapitel Marktrollen angesprochen werden, gelten die Marktrollenbeschreibungen der GPKE<sup>4</sup>.

### 6.1 Allgemeines

6.1.1 Die Kommunikationsprozesse sollen, soweit möglich und sinnvoll, auf den Prozessen nach der Anlage 2 der Festlegung BK6-20-059 aufbauen.

6.1.2 Die Kommunikation mit einem Netzbetreiber wird in der Regel über die Marktrolle Data Provider (DP) durchgeführt.

6.1.3 Soweit im Folgenden ein Clearingprozess verlangt wird, ist ein massengeschäftstauglicher Austausch über die betroffene Information zu ermöglichen, der innerhalb einer sachgerechten Frist eine Einigung der betroffenen Marktrollen oder aber die Feststellung eines Dissens ermöglicht.

6.1.4 Die Prozesse sollen nur insoweit zwischen Anlagen im Prognose- und im Planwertmodell differenzieren, wenn dies erforderlich oder sinnvoll ist.

6.1.5 Bei der Bildung von steuerbaren Ressourcen sind mindestens folgende Vorgaben zu beachten:

- Eine steuerbare Ressource setzt sich aus mindestens einer technischen Ressource zusammen.
- Jede technische Ressource ist genau einer steuerbaren Ressource zugeordnet.

---

<sup>4</sup> [https://www.bdew.de/media/documents/2023-03-06-AWH-Rollenmodell\\_MaKo\\_V2.1\\_BcwsudV.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/2023-03-06-AWH-Rollenmodell_MaKo_V2.1_BcwsudV.pdf), abgerufen am 02.01.2025.

- Alle technischen Ressourcen hinter einer Netzlokation, die derselben Marktlokation angehören, werden zu einer oder – falls steuerungstechnisch erforderlich – zu mehreren steuerbaren Ressourcen zusammengefasst.
- Im Einvernehmen von Anschlussnetzbetreiber, Anlagenbetreibern und Lieferanten können technische Ressourcen, die verschiedenen Marktlokation angehören, zu einer steuerbaren Ressource zusammengefasst werden.
- Jede steuerbare Ressource ist genau einem EIV zugeordnet.

6.1.6 Die Marktrolle Einsatzverantwortlicher (EIV) wird von dem Unternehmen wahrgenommen, das die Marktrolle Lieferant (LF) der betroffenen Marktlokation wahrnimmt, wenn nicht ein anderes Unternehmen benannt wurde. Es werden Regeln dafür aufgestellt, welches Unternehmen die Marktrolle EIV wahrnimmt, wenn ausnahmsweise mehr als ein LF der steuerbaren Ressource zugeordnet sind.

6.1.7 Es werden Prozesse zur Benennung und zum Wechsel des Unternehmens bereitgestellt, das die Marktrolle EIV oder BTR wahrnimmt.

6.1.8 Die Identifikation von Marktakteuren und technischer Ressourcen erfolgt, soweit möglich, durch die MaStR-Nummer.

6.1.9 Auf nicht direktvermarktete Anlagen finden Kommunikationsprozesse zum bilanziellen Ausgleich unter Beteiligung des EIV, des BTR, des LF oder des BKV(LF) keine Anwendung. Die freiwillige Anwendung bleibt unbenommen.

*Frage an die Branche:*

*Sind spezielle Prozesse erforderlich, um die BKV der EEG-Bilanzkreise zu informieren? Sind dazu Vorgaben in der BilAReM notwendig?*

6.1.10 Die Vorgaben dieses Kapitels finden keine Anwendung auf Datenaustausche auf Basis von Art. 40 Abs. 7 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.08.2017 (SO-VO).

6.1.11 Die Übermittlung sämtlicher Nachrichten nach dieser Festlegung ist nach dem technischen Standard abzusichern, wie er sich für die übrige Marktkommunikation in Anwendung der Festlegung BK6-21-282 in jeweils aktueller Fassung ergibt.

## **6.2 Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten (EIV-NB)**

### **6.2.1 Austausch von Stammdaten**

- 6.2.1.1 Der Anschlussnetzbetreiber verwaltet die anlagenbezogenen Stammdaten und verteilt sie massengeschäftstauglich an alle betroffenen Netzbetreiber sowie den EIV.
- 6.2.1.2 Es werden Kommunikationsprozesse zur Verfügung gestellt, die es EIV und BTR ermöglichen, die Stammdaten zu ihren Anlagen mit Ausnahme von personenbezogenen Daten beim ANB abzufragen.
- 6.2.1.3 Es werden Kommunikationsprozesse zur Verfügung gestellt, die es dem EIV ermöglichen, eine Änderung oder Ergänzung der anlagenbezogenen Stammdaten anzustoßen.
- 6.2.1.4 Es werden Kommunikationsprozesse zum Clearing von Differenzen bei den Stammdaten zur Verfügung gestellt.
- 6.2.1.5 Es wird ein Kommunikationsprozess zur Information des LF über die Zuordnung einer TR zum Planwertmodell sowie zur Übermittlung des Redispatch-Bilanzkreises des ANB zur Verfügung gestellt (vgl. Kapitel 2.3.2).

### **6.2.2 Austausch von Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingten Anpassungen**

- 6.2.2.1 Es werden Kommunikationsprozesse für den Austausch von Planungsdaten für Anlagen im Planwertmodell vorgesehen.
- 6.2.2.2 Es werden Kommunikationsprozesse für den Austausch von Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen für Anlagen, die nicht im Planwertmodell sind, vorgesehen.
- 6.2.2.3 Es werden Prozesse für die Mitteilung von geplanter Selbstversorgung vorgesehen.
- 6.2.2.4 Es werden Kommunikationsprozesse für die freiwillige Übermittlung von Planungsdaten für SR im Prognosemodell vorgesehen.

### **6.3 Abrufprozesse**

6.3.1 Der Abrufprozess im Prognosemodell sieht vor, dass in der Regel spätestens [30] Minuten vor Beginn der Gültigkeit eines Abrufs der Netzbetreiber die Information nach § 13a Abs. 1a S. 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 S. 1) EnWG vornimmt.

6.3.2 Es werden Prozesse bereitgestellt, die einen Wechsel zwischen Duldungs- und Aufforderungsfall ermöglichen. Der Wechsel kann vom EIV initiiert werden. Der ANB kann den Wechseln in den Aufforderungsfall ablehnen oder den Wechsel in den Duldungsfall vornehmen, wenn keine viertelstundenscharfe Messung der Einspeisung erfolgt oder wenn Zweifel an einer zuverlässigen Umsetzung der Aufforderungen bestehen.

### **6.4 Abrechnung**

6.4.1 Die Abrechnungsprozesse ermöglichen die anlagenscharfe Feststellung der Ausfallarbeit eines Redispatch-Abrufs gemäß Kapitel 3 und die Information nach § 13a Abs. 1a Satz 5 (i. V. m. § 14 Abs. 1 oder 1c Satz 1) EnWG.

6.4.2 Die Abrechnungsprozesse ermöglichen ein massengeschäftstaugliches Clearing.

6.4.3 Die Fristen der Abrechnungsprozesse sind so zu gestalten, dass spätestens zum Ende des [dritten] Monats nach Ende der Redispatch-Maßnahme die Ausfallarbeit feststeht oder aber die Uneinigkeit über die Höhe der Ausfallarbeit nach dem Clearing festgestellt wird.

6.4.4 Es werden Prozesse bereitgestellt, die den Wechsel der Abrechnungsvariante nach Kapitel 3 ermöglichen. Es werden insbesondere Prozesse zum Informationsaustausch im Zusammenhang mit der vereinfachten Spitzabrechnung vorsehen, insbesondere zur Abstimmung der zu verwendenden Wetterdaten.

6.4.5 Es werden Prozesse bereitgestellt, die es dem ANB ermöglichen, dem LF den Redispatch-Bilanzkreis mitzuteilen, über den der bilanzielle Ausgleich im Planwertmodell erfolgt.

### **6.5 Qualitätssicherung**

6.5.1 Die Netzbetreiber stellen geeignete Testumgebungen zur Verfügung, die Kommunikationspartnern den Test der Kommunikation außerhalb des Wirkbetriebs ermöglichen.

6.5.2 Die Übertragungsnetzbetreiber machen Vorgaben, welche Anforderungen eine geeignete Testumgebung mindestens erfüllen muss.

6.5.3 Es werden Prozesse bereitgestellt, die eine Qualitätsbewertung der Planungsdaten nach Kapitel 4 ermöglichen.