



**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin  
Telefon +49 30 300 199-0  
Telefax +49 30 300 199-3900  
E-Mail [info@bdew.de](mailto:info@bdew.de)  
[www.bdew.de](http://www.bdew.de)

# **BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0**

Datenaustausch-, Bilanzierungs- und  
Abrechnungsprozesse

Mai 2020

## Inhaltsverzeichnis

<b>Redispatch 2.0</b>	<b>1</b>
<b>Begriffsbestimmungen</b>	<b>4</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>9</b>
<b>Objektstruktur und Marktpartnerstruktur</b>	<b>11</b>
<b>I. BASISDATENAUSTAUSCH UND ABRUFPROZESSE</b>	<b>14</b>
<b>1. Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte</b>	<b>14</b>
<b>2. Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten (EIV-NB)</b>	<b>17</b>
2.1. Use-Case: Übermittlung von initialen Stammdaten	17
2.2. Use-Case: Übermittlung von angereicherten Stammdaten	20
2.3. Use-Case: Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend	22
2.4. Use-Case: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend	24
2.5. Use-Case: Übermittlung Stammdaten durch (Anschluss-)NB an EIV	26
2.6. Use-Case: Übermittlung von Planungsdaten	28
2.7. Use-Case: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB	31
2.8. Use-Case: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an EIV	33
<b>3. Use-Case: Übermittlung marktbedingte Anpassung</b>	<b>35</b>
<b>4. Abrufprozess</b>	<b>37</b>
4.1. Use-Case: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta- /Sollwertanweisung	38
4.2. Use-Case: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung	42
4.3. Use-Case: Abruf im Prognosemodell im Aufforderungsfall mit Sollwertanweisung	46
4.4. Use-Case: Abruf im Prognosemodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung	50
4.5. Abruf im Sonder-Redispatch	54
<b>5. Auswahlprozess: Aufforderungs- und Duldungsfall</b>	<b>55</b>
5.1. Planbare Anlagen	56
5.2. Anlagen mit Dargebotsabhängigkeit	56
<b>II. ENERGETISCHER AUSGLEICH</b>	<b>58</b>
1.1. Use-Case: Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell	58
1.2. Use-Case: Bilanzieller Ausgleich bei Clustern	60
1.3. Use-Case: Übermittlung des Prognosefahrplans im Prognosemodell	62
<b>III. BILANZKREISMONITORING</b>	<b>64</b>
<b>1. Austauschprozesse zur täglichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe</b>	<b>64</b>
1.1. Use-Case: Aktivierung eines MaBiS-Zählpunkts für die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)	65
1.2. Use-Case: Deaktivierung eines MaBiS-Zählpunkts für die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)	67
1.3. Use-Case: Übermittlung der täglichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)	69
<b>IV. BILANZIERUNGSMODELLE, KRITERIENKATALOG UND BILANZIERUNGSPROZESSE</b>	<b>71</b>
<b>1. Kriterienkatalog „Planwertmodell“</b>	<b>72</b>
1.2. Durchführung einer Evaluierungsphase	73

---

1.3. Bewertung der Prognosegüte	75
<b>2. Bilanzierungsprozesse</b>	<b>78</b>
2.1. Rahmenbedingungen der Bilanzierung	78
<b>3. Übersicht: Austauschprozesse zwischen NB und LF zur Ausfallarbeitszeitreihe und –clearingliste</b>	<b>80</b>
3.1. Use-Case: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation	80
3.2. Use-Case: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe	82
3.3. Use-Case: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe	84
3.4. Use-Case: Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe	86
3.5. Use-Case: Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste	88
3.6. Use-Case: Beendigung des Abonnements für die Lieferantenausfallarbeitsclearingliste	91
<b>4. Austauschprozesse zur Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe</b>	<b>93</b>
4.1. Use-Case: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)	94
4.2. Use-Case: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)	97
4.3. Use-Case: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)	100
4.4. Use-Case: Übermittlung Prüfmitteilung für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)	102
4.5. Use-Case: Übermittlung Datenstatus für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)	105
<b>5. Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen im Prognosemodell</b>	<b>108</b>
5.1. Übersicht: Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen zwischen NB und BKV (anfNB)	108
5.2. Use-Case: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation	109
5.3. Use-Case: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ) zwischen NB und BKV (anfNB)	111
5.4. Use-Case: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ) zwischen NB und BKV (anfNB)	114
5.5. Use-Case: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen ANB und BKV (anfNB)	117
5.6. Use-Case: Übermittlung Prüfmitteilung für die Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen den BKV (anfNB) und NB	120
5.7. Use-Case: Übermittlung Datenstatus für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen NB und BKV (anfNB)	122
<b>6. Überführung Ausfallarbeit zwischen EEG-Bilanzkreisen</b>	<b>125</b>
6.1. Use-Case: Überführung der Ausfallarbeit aus dem EEG-BK des NB an den ÜNB	125
<b>V. ABRECHNUNG</b>	<b>129</b>
1.1. Use-Case: Übermittlung von meteorologischen Daten (Ex post-Daten) vom BTR an ANB	129
<b>2. Einheitliche Berechnungsmethode zur Bestimmung von Viertelstundenwerten</b>	<b>131</b>
<b>3. Use-Case: Weiterleitung von meteorologischen Daten (Ex post-Daten) vom ANB an den anfNB</b>	<b>135</b>

---

<b>4. Use-Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Prognosemodell</b>	<b>137</b>
<b>5. Use-Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell</b>	<b>141</b>
<b>6. Anforderung der Ausfallarbeit durch den anfNB</b>	<b>144</b>
<b>7. Use-Case: Wechsel des Bilanzierungsmodells</b>	<b>146</b>
<b>8. Use-Case: Wechsel des Abrechnungsmodells</b>	<b>150</b>
<b>VI. DATENBEDARFE</b>	<b>154</b>
1.1. Daten ohne regulatorische Anspruchsgrundlage	154
1.2. Stammdaten	155
1.3. Planungsdaten	171
1.4. Nichtbeanspruchbarkeiten	193
1.5. Echtzeitdaten	194
1.6. Ex post-Daten	198
1.7. Datenbedarf der Anlagenbetreiber	200
<b>VII. Fazit – Handlungsbedarf zur Schaffung von Rechtsverbindlichkeit</b>	<b>209</b>
1.1. Fazit und Implikationen für die BNetzA	209

---

## Redispatch 2.0

### Hintergrund

Im Zuge der Novelle des **Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0)** werden die Regelungen zum Einspeisemanagement von EE- und KWK-Anlagen in EEG und KWKG zum 1. Oktober 2021 aufgehoben und ein einheitliches Redispatchregime (Redispatch 2.0 oder RD 2.0) nach §§ 13, 13a, 14 EnWG – Neu eingeführt. Dies bedeutet, dass zukünftig auch EE-Anlagen und KWK-Anlagen ab 100 kW sowie Anlagen, die jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind, in den Redispatch einbezogen werden.

Mit den neuen Regelungen sind für die Netzbetreiber, aber auch für Erzeuger/Direktvermarkter, neue Aufgaben verbunden, die der Vorbereitung bedürfen. Das sind insbesondere:

- Intensive Kooperation der Netzbetreiber bei der vorausschauenden Netzführung und Behebung von Netzengpässen durch Redispatch bei möglichst geringen Gesamtkosten über alle Netzebenen hinweg und unter Einhaltung einer angemessenen Netz- und Versorgungssicherheit
- Generierung und Zurverfügungstellung der für den Redispatch 2.0 notwendigen Daten
- Übernahme der Verantwortlichkeit für den bilanziellen und finanziellen Ausgleich sowie die Abwicklung der Abrechnungsprozesse durch den Netzbetreiber

Für die Umsetzung der gesetzlichen Regelungen bedarf es eines einheitlichen Branchenverständnisses zu den mit den neuen Aufgaben verbundenen neuen Rollen, Verantwortlichkeiten und Prozessen. Bundeswirtschaftsministerium und Bundesnetzagentur haben die klare Erwartung, dass eine abgestimmte Branchenlösung erarbeitet wird, die zum 01.10.2021 funktioniert.

Der BDEW hat Mitte 2019 sein Projekt Redispatch 2.0 mit dem Ziel gestartet, eine entsprechende Branchenlösung für das zukünftige Redispatchregime in Deutschland zu erarbeiten.

Die Lösungen werden unter Beteiligung der betroffenen Wertschöpfungsstufen Netz und Erzeugung erarbeitet. Parallel werden weitere Stakeholder, wie beispielsweise das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, die Bundesnetzagentur und andere Verbände regelmäßig über den Stand der Arbeiten informiert.

## Ausgangsbasis und Vorgehensweise

Gemäß den neuen gesetzlichen Regelungen wird der **Redispatch 2.0** weitestgehend auf Plandaten und Prognosen beruhen. Ferner werden Redispatchmaßnahmen zukünftig über mehrere Netzebenen notwendig, d. h. die bestehenden Redispatchprozesse der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) werden um die vertikale Dimension erweitert, Verteilernetzbetreiber (VNB) übernehmen künftig eine aktive Rolle in den Redispatchprozessen. Hierbei übernehmen alle Netzbetreiber die Verantwortung für ihr jeweiliges Netz und die Netzsicherheit. Eine wesentliche Basis dafür ist eine **vorausschauende Netzzustandsanalyse** aufbauend unter anderem auf den gemessenen Daten, den fristgerecht gelieferten Daten der Anlagenbetreiber (AB) beziehungsweise Einsatzverantwortlichen (EIV). Diese Analyse zeigt erstens die voraussichtlichen eigenen Engpässe und die erforderlichen Maßnahmen zu deren Behebung. Zweitens gibt die Analyse Aufschluss über die Nutzbarkeit von Redispatchvermögen (RDV) im eigenen Netz durch weitere Netzbetreiber, ohne dass neue Engpässe erzeugt oder bestehende verschärft werden.

Sicherheit und Effizienz werden durch die Abstimmung zwischen den Netzbetreibern gewährleistet. Der Koordinierungsprozess unter den Netzbetreibern ist so gestaltet, dass Synergien bestmöglich gehoben werden. Wenn beispielsweise mehrere Netzbetreiber in unterschiedlichen Spannungsebenen zeitgleich Bedarf an gleichgerichtetem RDV haben, verringert sich der insgesamt notwendige Redispatchbedarf, um alle prognostizierten Engpässe beheben zu können.

Hierzu werden Informationen über nutzbare RDV und prognostizierte Abrufe transparent zwischen den beteiligten Netzbetreibern ausgetauscht. Zudem wird jeder Netzbetreiber eine **Maßnahmendimensionierung** vornehmen, d. h. die in seinem Netz erforderlichen Maßnahmen bestimmen und hierbei Restriktionen anderer Netzbetreiber, die das nutzbare Potenzial einschränken, berücksichtigen.

Für die Netzzustandsanalyse und die Maßnahmendimensionierung ist es zwingend notwendig, dass bestimmte Daten sowie Informationen bei den Netzbetreibern vorliegen. Für den **Redispatchabruf** sind weitere Datenaustausche zwischen Unternehmen, Netzbetreiber, Anlagenbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen auszutauschen. Schließlich werden im Rahmen der **Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse** zusätzliche Datenaustausche notwendig.

Ausgehend von den einzelnen Prozessschritten im Rahmen des Redispatch 2.0 entstehen auf Seiten der Netzbetreiber und Einsatzverantwortlichen Datenbedarfe, die hinsichtlich der Meldeschwellen und Inhalte den Netzbetreibern und Einsatzverantwortlichen auf Basis der bestehenden gesetzlichen und regulatorischen Anspruchsgrundlagen bisher nicht zur Verfügung stehen. Hierbei ist zwischen folgenden Datenarten zu unterscheiden:

- Stammdaten
- Planungsdaten
- Nichtbeanspruchbarkeiten
- Echtzeitdaten
- Ex-post-Daten
- Datenbedarf der Einsatzverantwortlichen

Um den tatsächlichen Datenaustauschbedarf konkretisieren zu können, werden in den nachfolgenden **Kapiteln I Basisdatenaustausch und Abrufprozesse, II Energetischer Ausgleich, III Bilanzkreismonitoring, IV Bilanzierungsmodelle, Kriterienkatalog und Bilanzierungsprozesse und V Abrechnung** die für den Redispatch 2.0 erforderlichen Schnittstellenprozesse zwischen Netzbetreibern, Anlagenbetreibern und Bilanzkreisverantwortlichen im Detail beschrieben.

Ausgehend von den als erforderlich identifizierten Datenpunkten werden im darauffolgenden **Kapitel VI Datenbedarfe** relevante gesetzlich-regulatorische Grundlagen im Zusammenhang mit dem Datenaustausch (z. B. § 9 Abs. 1 Nr. 1 EEG, § 12 Abs. 4 EnWG, §13 Abs. 1 EnWG, Implementierungsvorschriften der System Operation Guideline [SO GL]) betrachtet und Datenpunkte erfasst, für welche die Anspruchsgrundlagen derzeit noch fehlen.

In **Kapitel VII Fazit – Handlungsbedarf zur Schaffung von Rechtsverbindlichkeit** sind schließlich die Aspekte zusammengefasst, die aus Sicht des BDEW einer Festlegung durch die Bundesnetzagentur bedürfen, damit einerseits gewährleistet ist, dass die notwendigen Basisdaten (Stammdaten, Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten, Echtzeitdaten, Abrechnungsdaten) bei den betroffenen Netzbetreibern vorliegen und andererseits die Redispatch 2.0-Prozesse zum 1. Oktober 2021 funktionieren können.

Die hier beschriebenen Prozesse wurden vor dem Hintergrund der Anforderungen des NABEG 2.0 sowie der geltenden Gesetzeslage erarbeitet.

Die gesetzlich definierten Anspruchsinhaber und Anspruchsgegner können die neu eingeführten Marktrollen Einsatzverantwortlicher (EIV) oder Betreiber einer technischen Ressource (BTR) einnehmen. Der Anlagenbetreiber (AB) hat einen gesetzlichen Anspruch auf finanziellen Ausgleich, der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) hat einen gesetzlichen Anspruch auf bilanziellen Ausgleich.

Zum Schutz von personenbezogenen Daten und von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen unterliegen einige im Rahmen der Redispatchprozesse ausgetauschte Daten der Vertraulichkeit. Sie werden gemäß den Vorgaben der RD 2.0-Branchenvereinbarung über den Data Provider (DP) ausgetauscht und gemäß den gesetzlichen Vorgaben ausschließlich zweckgebunden verwendet.

## Begriffsbestimmungen

Begriff	Erläuterung
<b>Anforderer</b>	<p>Als anfordernder Netzbetreiber wird derjenige Netzbetreiber bezeichnet, der einen Netzengpass in seinem Netzgebiet identifiziert und eine RD-Maßnahme anfordert. Wenn der Netzengpass ein gemeinsames Netzbetriebsmittel zwischen Netzbetreibern (z. B. Kuppelleitung) betrifft, sind beide Netzbetreiber der anfordernde Netzbetreiber. Der/die Anforderer wird/werden gemäß BNetzA-Definition zum Einspeisemanagement auch als auslösender/auslösende Netzbetreiber bezeichnet. Anforderungen können durch zwischengelagerte Netzbetreiber bis hin zum Anweiser weitergegeben werden.</p>
<b>Anschlussnetzbetreiber</b>	<p>Der Anschlussnetzbetreiber ist der Netzbetreiber, an dessen Netz eine Erzeugungsanlage oder Verbraucher angeschlossen ist.</p>
<b>Anweiser</b>	<p>Als anweisender Netzbetreiber wird derjenige Netzbetreiber bezeichnet, der im Rahmen einer RD-Maßnahme den Einsatzverantwortlichen (vgl. unten: EIV) zur Wirkleistungsanpassung anweist (Aufforderungsfall) oder die Wirkleistungsanpassung einer Anlage ausführt (Duldungsfall).</p> <p>Der anweisende Netzbetreiber wird gemäß BNetzA-Definition zum Einspeisemanagement auch als ausführender Netzbetreiber bezeichnet.</p> <p>Der anweisende Netzbetreiber ist im Regelfall der ANB, sofern nicht anders vereinbart.</p>
<b>Auflagen zu Abschaltungen bzw. Leistungsbegrenzungen</b>	<p>Auflagen zu Abschaltungen bzw. Leistungsbegrenzungen sind Auflagen mit Wirkung auf die abgegebene Wirkleistung, die z. B. im Rahmen der Betriebsgenehmigung gemacht wurden (nächtliche Leistungsbegrenzung, Lärm, Verschattung).</p>
<b>Ausfallarbeit</b>	<p>Die Ausfallarbeit ist die Differenz aus theoretisch möglicher (für PV und Wind) bzw. gemäß Fahrplan angemeldeter Einspeisung bzw. letzter Einspeisewert vor Redispatch-Maßnahme und tatsächlicher Einspeisung. Zusätzlich sind auch marktbedingte Anpassungen und Nichtbeanspruchbarkeiten zu berücksichtigen. Die Ausfallarbeit bildet die Basis, auf der die Ansprüche der durch Maßnahmen betroffenen Anlagenbetreibern ermittelt werden.</p>



<b>Bearbeitungszeit</b>	Zeit von Eingang einer Aufforderung zur Umsetzung einer RD-Maßnahme beim EIV bis zur Initiierung der technischen Umsetzung in der steuerbaren Ressource.
<b>Betroffener Netzbetreiber</b>	Netzbetreiber, der Veränderungen des Lastflusses in seinem Netz durch Wirkleistungsanpassung einer steuerbaren Ressource erfährt.
<b>Bilanzieller Ausgleich</b>	Bilanzieller Ausgleich entspricht der kommerziellen Abwicklung des Bilanzkreis-Ausgleichs.
<b>Cluster</b>	Zwischen dem clusternden und dem vorgelagerten Netzbetreiber abgestimmte Zusammenfassung von steuerbaren Ressourcen und ggf. bereits bestehenden Clustern anderer Netzbetreiber.
<b>EEG-Anlage</b>	Eine EEG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 1 EEG 2017 besteht aus mindestens einer oder mehreren technischen Ressourcen, die zum Zweck der Ermittlung von Zahlungsansprüchen nach dem EEG zusammengefasst werden können.
<b>Energetischer Ausgleich</b>	Energetischer Ausgleich entspricht physikalischen Wirkleistungsanpassungen, die beim Redispatch in Summe ausgeglichen sein sollen.
<b>Engpassmanagement-Maßnahmen (EPM-Maßnahmen)</b>	<p>Engpassmanagement-(EPM-)Maßnahmen sind Anpassungen der Wirkleistung zur Wahrung der Netzsicherheit. Zugrundeliegende Engpässe ergeben sich durch technische Grenzwertverletzungen von Netzbetriebsmitteln, die insbesondere durch erhöhte Strombelastung und Verletzung der Spannungs- sowie Netzstabilitätsvorgaben entstehen.</p> <p>Zur Behebung von strombedingten Engpässen muss der Lastfluss am Engpass abgesenkt werden. Hierzu wird Wirkleistung netztechnisch wirkungsvoll reduziert und Wirkleistung in gleichem Umfang an netztechnisch geeigneter Stelle erhöht, um eine größtmögliche Entlastungswirkung auf den Engpass zu erreichen und die EPM-Maßnahme energetisch ausgeglichen zu halten.</p> <p><b>Hinweis:</b> EPM-Maßnahmen können in Ausnahmen im Rahmen von §13 Abs. 2 EnWG als Notfallmaßnahmen durchgeführt werden. Dabei erfolgt kein bilanzieller Ausgleich. Im Rahmen dieses Dokuments werden unter EPM-Maßnahmen lediglich Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG verstanden.</p>

<p><b>Erneuerbare Energien Stromerzeugungseinheiten (EE-SEE)</b></p>	<p>Erneuerbare-Energien-Stromerzeugungseinheiten (EE-SEE) sind SEE, die mit erneuerbaren Energien (EE) betrieben werden. Innerhalb der EE-SEE wird zwischen den folgenden Anlagenkategorien unterschieden:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Windenergieanlagen (EE-SEE Wind)</li> <li>2) Solaranlagen (EE-SEE Solar)</li> <li>3) Biomasseanlagen (EE-SEE Biomasse)</li> <li>4) Laufwasserkraftwerke (EE-SEE Laufwasser)</li> <li>5) Sonstige Energieträger (EE-SEE Sonstige ET)</li> <li>6) Referenzanlagen (EE-SEE Referenz) EE-SEE</li> </ol> <p>Sonstige Energieträger umfassen alle neben Wind, Solar, Biomasse und Laufwasser verbleibenden erneuerbaren Energieträger.</p>
<p><b>Fahrbare Mindesterzeugungsleistung</b></p>	<p>Die fahrbare Mindesterzeugungsleistung ist die dauerhaft minimal in das Stromnetz einspeisbare positive Erzeugungsleistung einer Stromerzeugungseinheit (SEE).</p>
<p><b>Anweisung und Fixierung</b></p>	<p>Es stehen je nach Netzsituation und operativen Notwendigkeiten zwei Anweisungsarten zur Verfügung. Anweisungen mit kompletter Fixierung resultieren beispielsweise aus Redispatch-Prozessen mit größerem zeitlichem Vorlauf, um durch Anfahren und Fixieren von Anlagen auf Mindestleistung Redispatch-Vermögen für erwartete Folgeanweisungen sicherzustellen. Bei beiden Anweisungsarten sind den angewiesenen Anlagen zum Zeitpunkt der Redispatch-Anweisung zugeordnete Besicherungs- und Regelleistungsscheiben von den beschriebenen Fahrplanfixierungen nicht betroffen und können vom EIV für eine Änderung der dem Arbeitspunkt entsprechenden Netzeinspeisung (PROD) genutzt werden.</p> <p><b>Anweisung mit einseitiger Fixierung</b></p> <p>Eine derartige Redispatch-Anweisung verlangt, die Einspeisung (oder ggf. den Wirkleistungsbezug) auf einen bestimmten Betrag zu erhöhen oder zu vermindern. Im Fall der Erhöhung kann der EIV eine weitere Erhöhung vornehmen, darf aber die mit der angewiesenen Erhöhung einhergehende Mindesteinspeisung (oder ggf. den Mindestwirkleistungsbezug) für die Geltungsdauer der Anweisung nicht eigenständig unterschreiten; die Leistung ist nach unten gesperrt. Im Fall der Verminderung kann der EIV eine weitere Verminderung vornehmen, darf aber die mit der angewiesenen Verminderung einhergehende</p>

	<p>Maximaleinspeisung (oder ggf. den Maximalwirkleistungsbezug) für die Geltungsdauer der Anweisung nicht eigenständig überschreiten; die Leistung ist nach oben gesperrt. Eine Veränderung der Einspeisung durch den EIV im Rahmen der verbleibenden Freiheitsgrade lässt die Redispatch-Anweisung unberührt. Wenn nicht anders mitgeteilt, handelt es sich um eine Anweisung mit einseitiger Fixierung.</p> <p><b>Anweisung mit beidseitiger Fixierung</b></p> <p>Eine derartige Redispatch-Anweisung verlangt, eine vorgegebene Einspeisung (oder ggf. den Wirkleistungsbezug) herbeizuführen und beizubehalten. Für die Geltungsdauer der Anweisung darf der EIV die gemeldeten freien Redispatch-Vermögen (+RDV und -RDV) der Anlage nicht eigenständig nutzen; die Einspeiseleistung ist sowohl nach oben als auch nach unten fixiert. Anweisungen mit kompletter Fixierung sind als solche für den EIV erkennbar zu kennzeichnen.</p>
<p><b>Groß-Stromerzeugungseinheiten (Groß-SEE)</b></p>	<p>Groß-Stromerzeugungseinheiten (Groß-SEE) sind konventionelle Erzeugungseinheiten der Typen B, C, D mit einer Nettolenleistung in Einspeiserichtung größer oder gleich 10 MW. Der Begriff der „Einheit“ bezieht sich hier jeweils auf einen Generator und nicht auf ein Kraftwerk.</p>
<p><b>Nettonennleistung</b></p>	<p>Die Nettonennleistung ist 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.</p>
<p><b>Redispatch</b></p>	<p>Redispatch ist die Anpassung von Einspeisung oder Verbrauch einer Anlage in das/aus dem Netz durch den Netzbetreiber zur Einhaltung betrieblich zulässiger Grenzwerte der beiden für die Stromübertragung relevanten physikalischen Kenngrößen Stromstärke und Spannung sowie zur Aufrechterhaltung der (n-1) Netzsicherheitskriterien. Unter Redispatch werden durch den Netzbetreiber (NB) veranlasste Eingriffe in den geplanten physikalischen Anlageneinsatz eines oder mehrerer Anlagenbetreiber zur Beseitigung oder Vermeidung physikalischer Engpässe verstanden.</p>

<p><b>Steuerbare Ressource</b></p>	<p>Eine steuerbare Ressource setzt sich aus einzelnen technischen Ressourcen zusammen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einer steuerbaren Ressource ist mindestens eine Marktlokation zugeordnet.</li> <li>• Jede technische Ressource ist genau einer steuerbaren Ressource zugeordnet.</li> <li>• Eine steuerbare Ressource kann auch nur eine einzelne technische Ressource enthalten.</li> <li>• Eine steuerbare Ressource wird entweder über den Duldungsfall oder den Aufforderungsfall abgerufen.</li> <li>• Jede steuerbare Ressource ist genau einem EIV zugeordnet.</li> </ul> <p><b>Für den Duldungsfall gilt:</b> Sofern technische Ressourcen über eine gemeinsame technische Steuerungseinrichtung durch den Netzbetreiber steuerbar sind, müssen diese technischen Ressourcen zu einer steuerbaren Ressource zusammengefasst werden.</p> <p><b>Für den Aufforderungsfall gilt:</b> Sofern technische Ressourcen am selben Netzanschlusspunkt einspeisen oder der NB die netzanschlusspunktübergreifende Aggregation freigegeben hat und diese technischen Ressourcen die gleichen (kalkulatorischen) Kosten haben und diese technische Ressource denselben verantwortlichen EIV haben, können technische Ressourcen zu einer steuerbaren Ressource zusammengefasst werden.</p>
<p><b>Stromerzeugungseinheiten (SEE)</b></p>	<p>Unter diesen Überbegriff fallen alle verwendeten Bezeichnungen von SEE der Typen A, B, C, D gemäß NC RfG.</p> <p>Stromerzeugungseinheiten (SEE) sind im Folgenden in relevante Leistungsklassen kategorisiert:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>P &lt; 100 \text{ kW}</math> (fernsteuerbar durch NB)</li> <li>• <math>100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}</math></li> <li>• <math>P &gt; 1 \text{ MW}</math></li> <li>• <math>P \geq 10 \text{ MW}</math> (konventionell)</li> </ul>
<p><b>Stromspeichereinheiten (SSE)</b></p>	<p>Unter diesen Überbegriff fallen alle anderen verwendeten Bezeichnungen für Stromspeichereinheiten der Typen A, B, C, D. Pumpspeicherkraftwerke sind stets den SSE zuzurechnen.</p>
<p><b>Technische Ressource</b></p>	<p>Eine technische Ressource ist ein technisches Objekt, das Strom verbraucht oder erzeugt.</p> <p>Für jede technische Ressource ist die Zuordnung zu:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• einer steuerbaren Ressource</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• einer Marktlokation (Ausnahme: eine TR ist zwei Marktlokationen zugeordnet, wenn sie sowohl einspeisen als auch entnehmen kann)</li> <li>• ggf. einer EEG-Anlage notwendig.</li> </ul>
<b>Umsetzungszeit</b>	Zeit vom Eingang des Signals in der steuerbaren Ressource bis zum Erreichen des in der Aufforderung enthaltenen neuen Arbeitspunktes. Im Wesentlichen wird die Umsetzungszeit vom Lastgradient (der Laständerungsgeschwindigkeit) der steuerbaren Ressource bestimmt und wird in den technischen Stammdaten angegeben.

## Abkürzungsverzeichnis

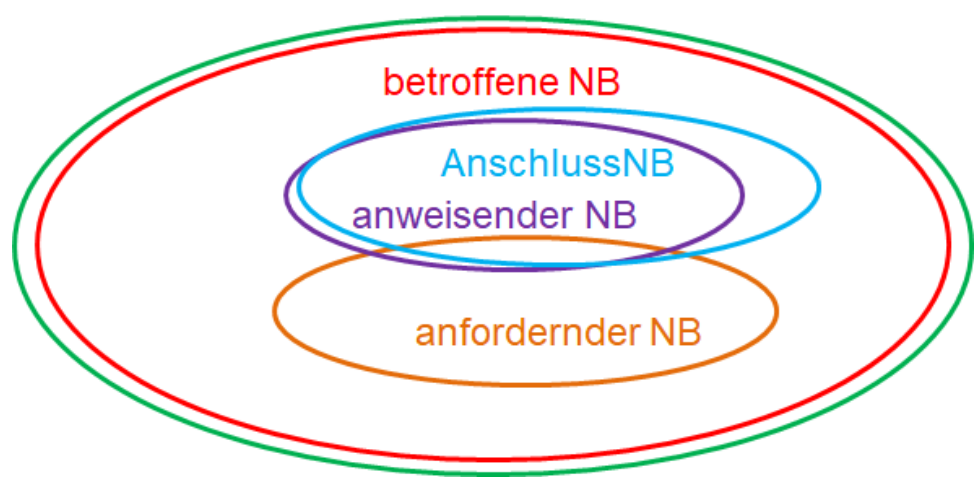
Abkürzung	Definition
AAÜZ	Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe
AB	Anlagenbetreiber
BG	Bilanzierungsgebiet
BK	Bilanzkreis
BTR	Betreiber der technischen Ressource
ANB	Anschlussnetzbetreiber
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BKA	Bilanzkreisabrechnung = gesamter Zeitraum der Bilanzkreisabrechnung
BKA (ohne KBKA)	Erste Bilanzkreisabrechnung (Abrechnung der Bilanzkreise bis zum 42. WT auf Basis der Datenlieferungen bis zum 30. WT) BKA (ohne KBKA) beinhaltet die Bilanzkreisabrechnung zum 42. WT.
BNetzA	Bundesnetzagentur
D	Tag
DP	Data Provider
EIV	Einsatzverantwortlicher
ESS-FP	ENTSO-E Scheduling-System Fahrplan (enthält Lieferungen und Bezüge mit anderen Bilanzkreisen/Regelzonen sowie Prognose-Zeitreihen FC_PROD, FC_CONS, FC_RD)
FP	Fahrplan

GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (BK6-18-032)
KBKA	Korrekturbilanzkreisabrechnung; beinhaltet die Bilanzkreisabrechnung zum Ende des 8. Monats.
LF-AACL	Lieferantenausfallarbeitsclearingliste
LF-AASZR	Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe
LF	Lieferant
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (BK6-18-032)
MaLo	Marktlokation
MPES	Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen (Strom) (BK6-18-032)
RD	Redispatch
RDV	Redispatchvermögen
RZ	Regelzone
SD	Sequenzdiagramm
TR	Technische Ressource
WiM Strom	Wechselprozesse im Messwesen Strom (BK6-18-032)
UC	Use-Case
ZRT	Zeitreihentyp

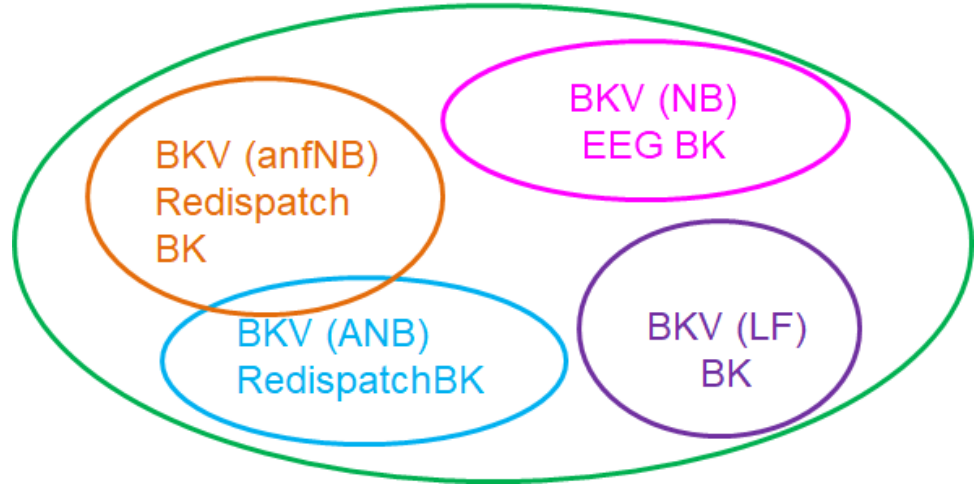
## Objektstruktur und Marktpartnerstruktur

Die nachfolgenden Prozessbeschreibungen nutzen Rollen und Objekte. Die Zusammenhänge zwischen den Rollen und Objekten mit ihren jeweiligen Attributen zeigen die in diesem Abschnitt dargestellten Schaubilder und Tabellen.

### Netzbetreiber



### Bilanzkreisverantwortliche



Rolle	Attribut	Verwendung in der Prozessbeschreibung	Beschreibung
<b>NB</b>	<i>anschluss</i>	ANB	Netzbetreiber, an dessen Netz die steuerbare Ressource angeschlossen ist
<b>NB</b>	<i>anweisender</i>	anwNB	Netzbetreiber, der im Rahmen einer RD-Maßnahme den EIV zur Wirkleistungsanpassung anweist oder die Wirkleistungsanpassung einer Anlage ausführt.
<b>NB</b>	<i>anfordernder</i>	anfNB	Netzbetreiber, der einen Netzengpass in seinem Netzgebiet identifiziert und eine RD-Maßnahme anfordert.
<b>NB</b>	<i>betroffener</i>	betroffener NB	Netzbetreiber, der Veränderungen des Lastflusses in seinem Netz durch Wirkleistungsanpassung einer Steuerbaren Ressource erfährt.
<b>NB</b>	<i>clusterner</i>		Netzbetreiber, der steuerbare Ressourcen und ggf. bereits bestehende Cluster für den ihm vorgelagerten Netzbetreiber zusammenfasst und bewirtschaftet. Im Rahmen des Abrufs wählt der clusterner Netzbetreiber die steuerbaren Ressourcen seines Clusters oder weitere nachgelagerte Cluster aus und weist diese an. Des Weiteren ist er für die Erstellung von Stamm- und Bewegungsdaten seines Clusters zuständig.
<b>BKV</b>	<i>Lieferant</i>	des LF	Hinweis: LF (auch) = Direktvermarkter
<b>BKV</b>	<i>anfNB</i>	des anfNB	
<b>BKV</b>	<i>Netzbetreiber</i>		NB Bilanzkreise EEG
<b>BKV</b>	<i>ANB</i>	des ANB	



## Datenbedarf - Objektdefinitionen

### Cluster (CL)

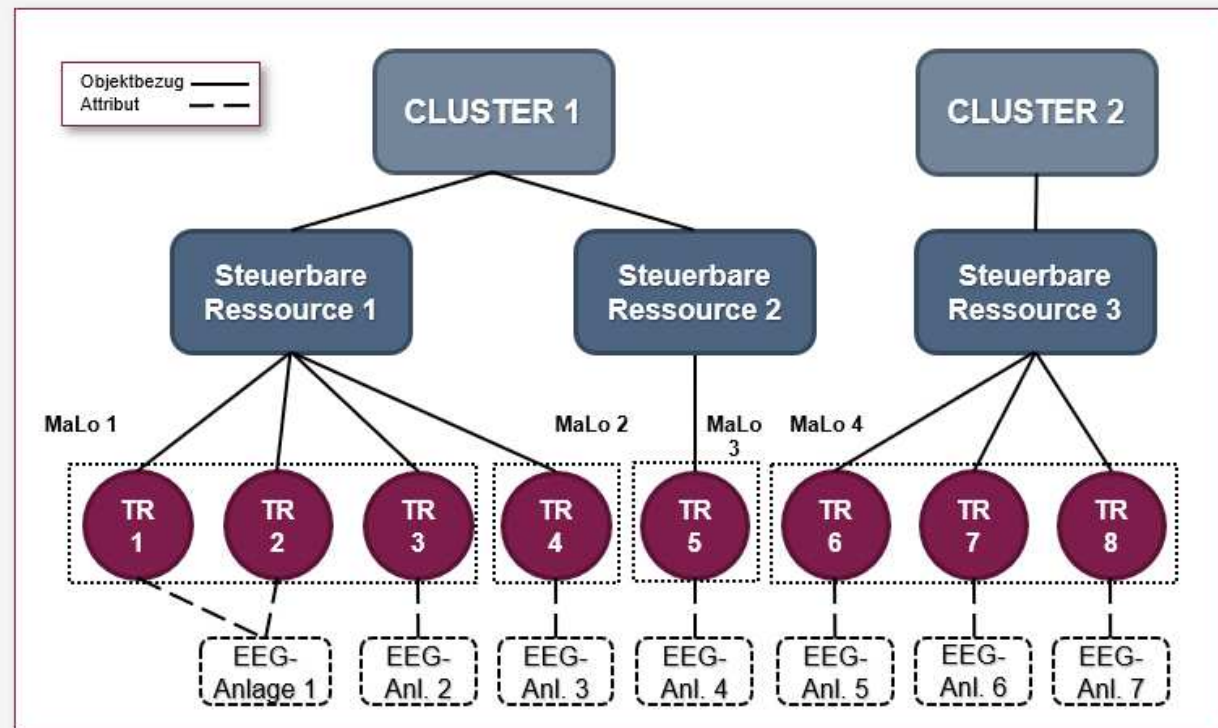
- vom NB zu bilden

### Steuerbare Ressource (SR)

- vom EIV zu bilden

### Technische Ressource (TR)

- granular kleinste Einheit



## I. BASISDATENAUSTAUSCH UND ABRUFPROZESSE

Zur besseren Übersicht wurden formelle und inhaltliche Prüfungen nicht separat in den UC aufgeführt.

### 1. Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte

Die Rollen, Gebiete und Objekte basieren auf den Definitionen der BDEW-Anwendungshilfe „Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt“. Für die jeweils gültige Version siehe [www.bdew.de](http://www.bdew.de).

Das Rollenmodell für die Marktkommunikation folgt dabei gesetzlichen, regulatorischen sowie technischen Vorgaben. Im Zuge dessen werden u. a. in Gesetzen uneinheitlich verwendete Begriffe auf ein in der Marktkommunikation einheitliches Begriffsglossar transferiert (z. B. Gasnetzbetreiber zu Netzbetreiber, Entnahmestelle/Abnahmestelle/Lieferstelle zu Marktlotation). Die Verwendung einheitlicher Begriffe und Definitionen im Bereich der Marktkommunikation für Rollen, Gebiete und Objekte schafft die Basis für eine präzise und interpretationsfreie Ausgestaltung von Marktprozessen.

Bezeichnung	Rolle und Definition gem. Rollenmodell
Anlagenbetreiber (ein Anlagenbetreiber kann mehrere Rollen haben, z.B. EIV und/oder BTR)	<p>Die juristische Person Anlagenbetreiber (AB) kann mehrere Rollen einnehmen.</p> <p><b>Betreiber der technischen Ressource (BTR):</b> Der Betreiber einer technischen Ressource ist für den Betrieb einer technischen Ressource verantwortlich.</p> <p><i>Zusatzinformation: Dies kann im Prozess die Übermittlung von Echtzeitdaten oder meteorologischen Daten für die Ermittlung der zu bilanzierenden Energiemenge bzw. Ausfallarbeit umfassen.</i></p>
Anschlussnetzbetreiber, anweisender NB, Verteilnetzbetreiber, anfordernder NB, betroffene NB	<p>Netzbetreiber (NB)</p> <p>Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Durchleitung und Verteilung von Elektrizität oder Gas sowie für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau seines Netzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen.</p> <p>Der Netzbetreiber hat an seinem Netzgebiet Marktlotationen und Messlokationen direkt angeschlossen.</p> <p>Der Netzbetreiber verwaltet die Stammdaten dieser Lokationen und erstellt abrechnungs- und bilanzierungsrelevante Bewegungsdaten zu diesen. Zusätzlich ist der Netzbetreiber verantwortlich für die Verwaltung der</p>

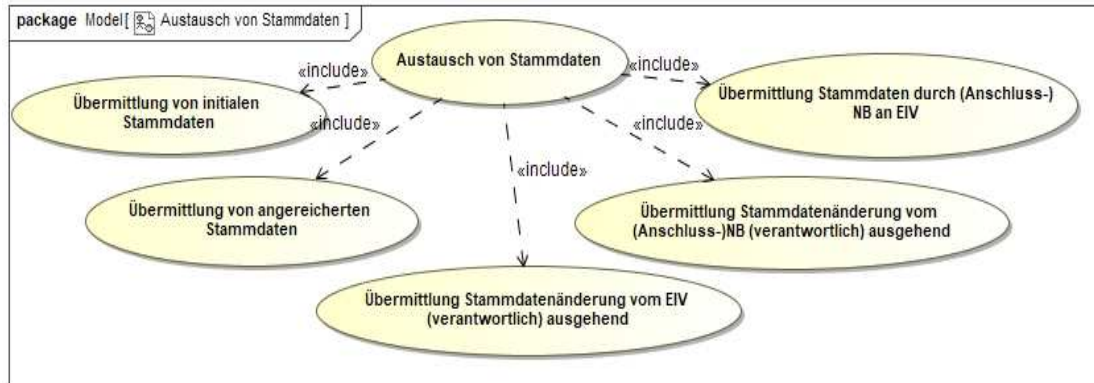
	diesen Objekten zugeordneten Rollen. Der Netzbetreiber aggregiert und allokiert die Bewegungsdaten als Basis für die Bilanzkreisabrechnung.
Bilanzkoordinator	Bilanzkoordinator (BIKO):  Der Bilanzkoordinator ist für die Bilanzkreisabrechnung und damit für den finanziellen Ausgleich zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen für die zu viel bzw. zu wenig gelieferte Energie verantwortlich.
Bilanzkreisverantwortlicher	Bilanzkreisverantwortlicher (BKV):  Der Bilanzkreisverantwortliche ist in Marktgebieten oder Regelzonen für den energetischen und finanziellen Ausgleich seiner Bilanzkreise verantwortlich.
Data Provider	Der Data Provider ist verantwortlich für den Empfang und die Übermittlung von Informationen.
Einsatzverantwortlicher	Einsatzverantwortlicher (EIV):  Der Einsatzverantwortliche ist verantwortlich für den Einsatz einer technischen Ressource und die Übermittlung ihrer Fahrpläne.
Lieferant	Lieferant (LF):  Der Lieferant ist verantwortlich für die Belieferung von Marktlokationen, die Energie verbrauchen, und die Abnahme von Energie von Marktlokationen, die Energie erzeugen.  Der Lieferant ist finanziell verantwortlich für den Ausgleich zwischen den bilanzierten und gemessenen Energiemengen von den nach Standardlastprofil bilanzierten Marktlokationen.  Hinweis: Ein Direktvermarkter ist auch ein Lieferant i. S. d. Rollenmodells.
Übertragungsnetzbetreiber	Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB):  Der Übertragungsnetzbetreiber ist ein Betreiber eines Übertragungsnetzes, das regelzonen- und grenzüberschreitende Verbindungen in andere Übertragungsnetze aufweist. Der Übertragungsnetzbetreiber ist zuständig für die Systemsicherheit.

Gebiet	Definition
Bilanzierungsgebiet	<p>Ein Bilanzierungsgebiet besteht aus einem oder mehreren Netzgebieten und liegt in einer Regelzone. Für ein Bilanzierungsgebiet gibt es ein Bilanzierungsverfahren.</p> <p><i>Zusatzinformation:</i> In einem Bilanzierungsgebiet werden Energiemengen von einem oder mehreren Netzgebieten rechnerisch zusammengefasst.</p>
Regelzone	<p>Eine Regelzone ist ein abgegrenztes Gebiet, das aus einem oder mehreren Netzgebieten besteht und in dem es einen Verantwortlichen für die Spannungs- und Frequenzhaltung gibt und in die Ein- und Ausspeisungen im Gleichgewicht gehalten werden.</p>

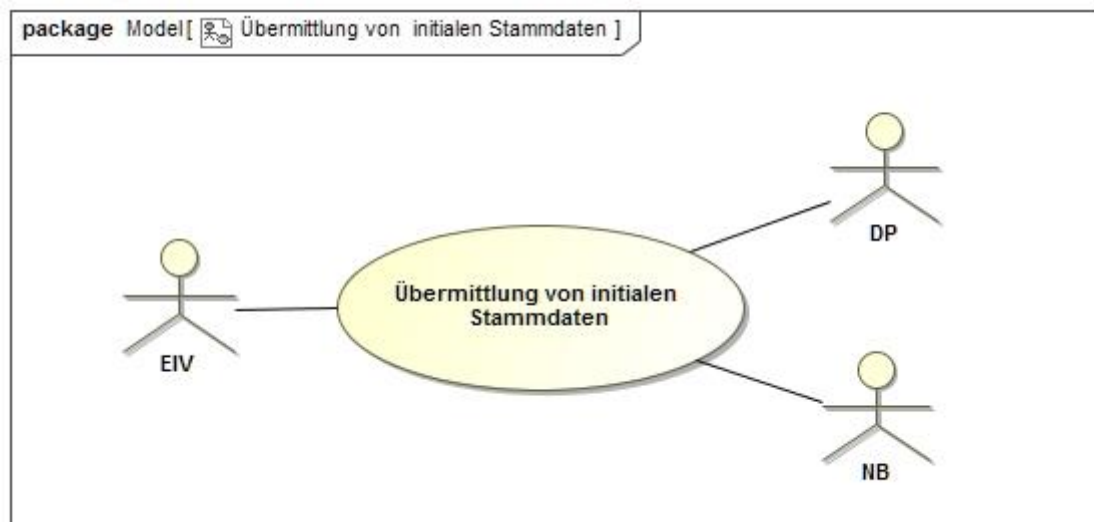
Objekt	Definition
Bilanzkreis	<p>Ein Bilanzkreis ist ein Konto, welches dem Zweck dient, Einspeisemengen und Ausspeisemengen zu saldieren und dabei auch die Abwicklung von Handelstransaktionen ermöglicht.</p>
Marktllokation	<p>In einer Marktllokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Das Objekt ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden.</p>
Technische Ressource	<p>Eine technische Ressource ist ein technisches Objekt, das Strom verbraucht oder erzeugt.</p>

## 2. Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten (EIV-NB)

### Gesamtübersicht zu den Stammdatenprozessen



### 2.1. Use-Case: Übermittlung von initialen Stammdaten

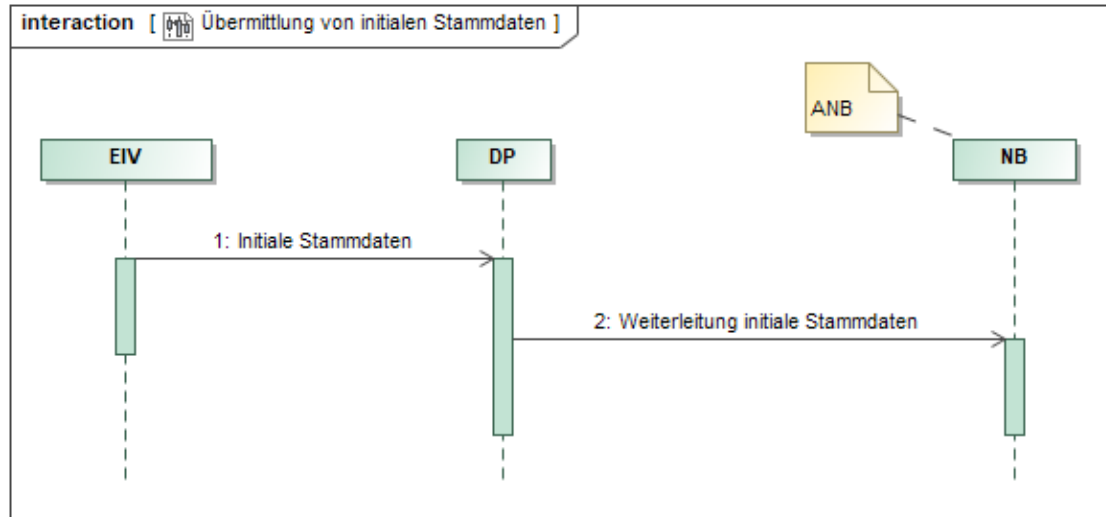


#### 2.1.1. UC: Übermittlung von initialen Stammdaten

Use-Case-Name	Übermittlung von initialen Stammdaten
Prozessziel	Die initialen Stammdaten für die steuerbare Ressource liegt beim ANB vor.
Use-Case-Beschreibung	Der EIV übermittelt die initialen Stammdaten an den DP. Der DP leitet die Stammdaten an den ANB weiter.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>EIV</li> <li>NB</li> <li>DP</li> </ul>

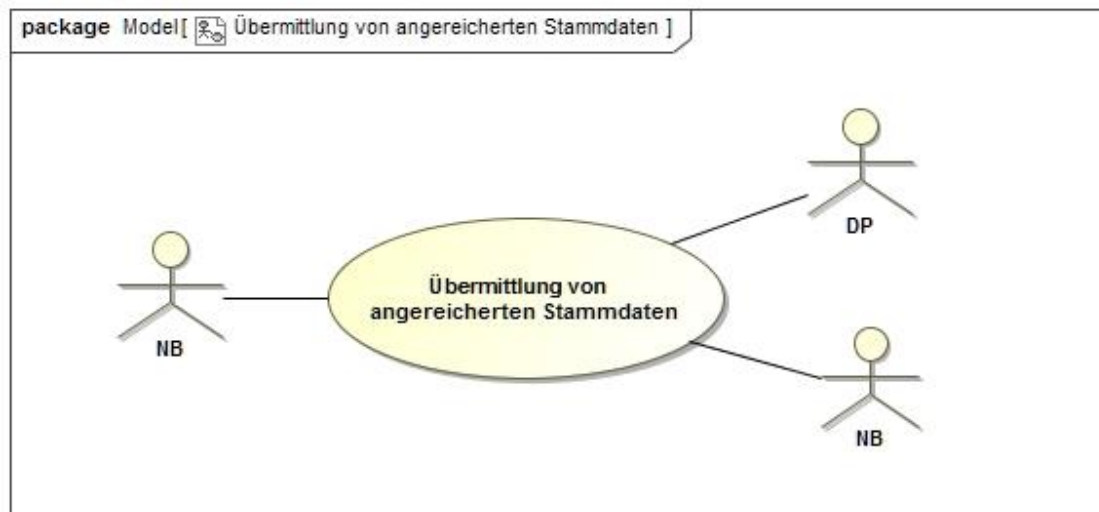
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der DP kennt den ANB.</li> <li>• Der EIV hat alle notwendigen Stammdaten vom BTR erhalten.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der Prozess „Übermittlung von angereicherten Stammdaten“ kann angestoßen werden.</li> <li>• Der EIV hat dem LF und dem BKV die Stammdaten der steuerbaren Ressource übermittelt.</li> <li>• Der DP hat die Nachricht nicht abgelehnt</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine Zuordnung möglich</li> <li>• unvollständige Daten</li> <li>• fehlerhafte Daten</li> <li>• ...</li> </ul>
Weitere Anforderungen	<p>Dieser Prozess wird immer bei Inbetriebnahmen durchgeführt.</p> <p>Da der ANB Sender der Nachricht an den DP ist und somit deren Inhalt kennt, ist er nicht in der Menge der betroffenen NB, an die der DP diese Nachricht sendet.</p>

## 2.1.2. SD: Übermittlung von initialen Stammdaten



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Initiale Stammdaten	Bis spätestens 10 WT vor der geplanten Inbetriebnahme.	
2	Weiterleitung initiale Stammdaten	Unverzüglich, spätestens 1 Stunde nach Empfang.	

## 2.2. Use-Case: Übermittlung von angereicherten Stammdaten



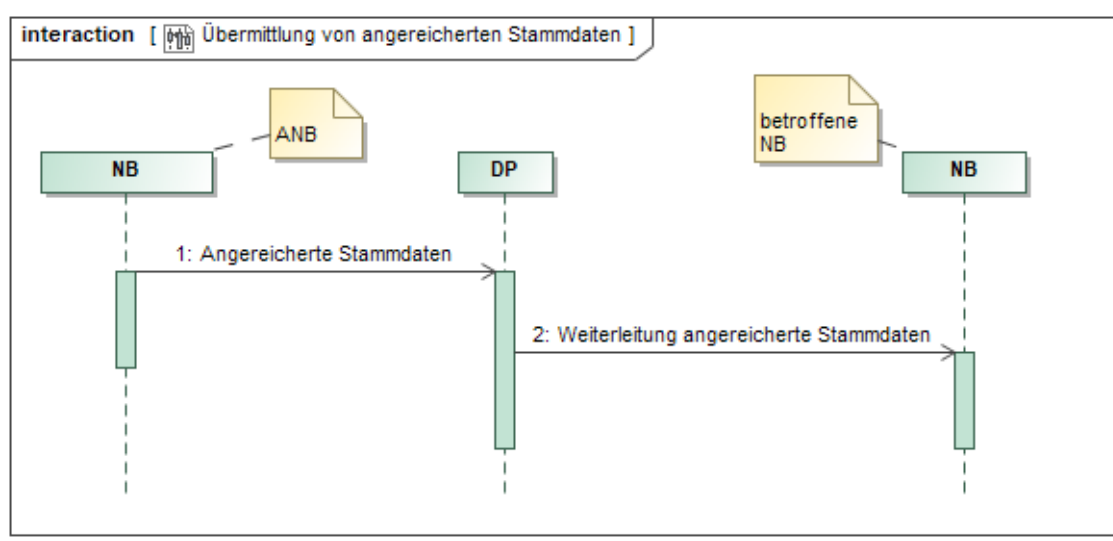
### 2.2.1. UC: Übermittlung von angereicherten Stammdaten

Use-Case-Name	Übermittlung von angereicherten Stammdaten
Prozessziel	Die angereicherten Stammdaten für die steuerbare Ressource liegen bei den (betroffenen) NB vor.
Use-Case-Beschreibung	Der ANB reichert die vom EIV erhaltenen initialen Stammdaten mit weiteren Stammdaten an und übermittelt diese angereicherten Stammdaten an den DP, der die Stammdaten an die (betroffenen) NB weiterleitet.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• DP</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dem ANB liegen die initialen Stammdaten vor.</li> <li>• Der DP kennt die betroffenen NB.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der Prozess „Übermittlung von Planungsdaten“ kann angestoßen werden.</li> <li>• Der Prozess „Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten vom EIV“ kann angestoßen werden.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--



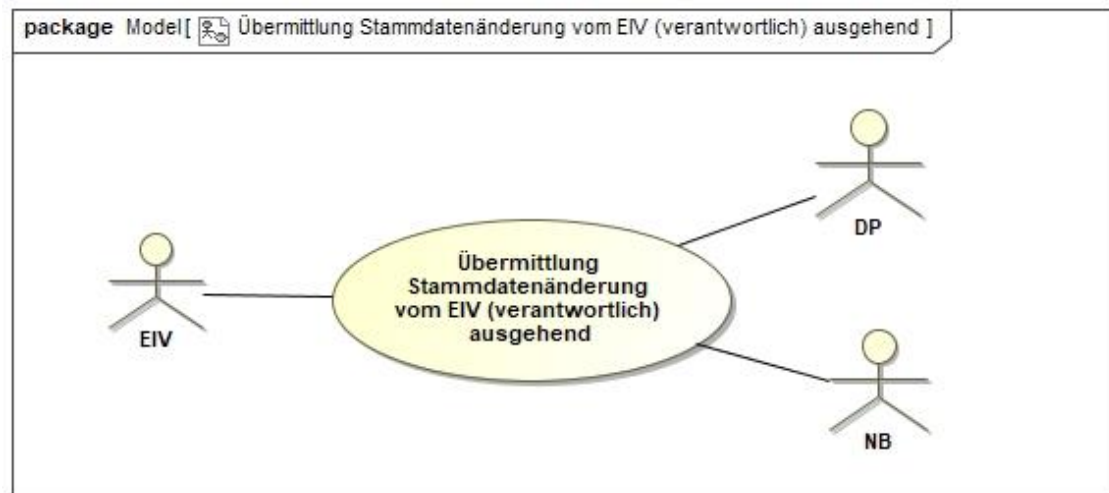
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine Zuordnung möglich</li> <li>• unvollständige Daten</li> <li>• fehlerhafte Daten</li> <li>• ...</li> </ul>
Weitere Anforderungen	Betroffene NB sind im Regelfall der ANB und vorgelagerte NB.

### 2.2.2. SD: Übermittlung von angereicherten Stammdaten



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Angereicherte Stammdaten	Unverzüglich, jedoch spätestens 5 WT nach Erhalt der initialen Stammdaten.	
2	Weiterleitung angereicherte Stammdaten	Unverzüglich, spätestens 1 Stunde nach Empfang.	

### 2.3. Use-Case: Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend

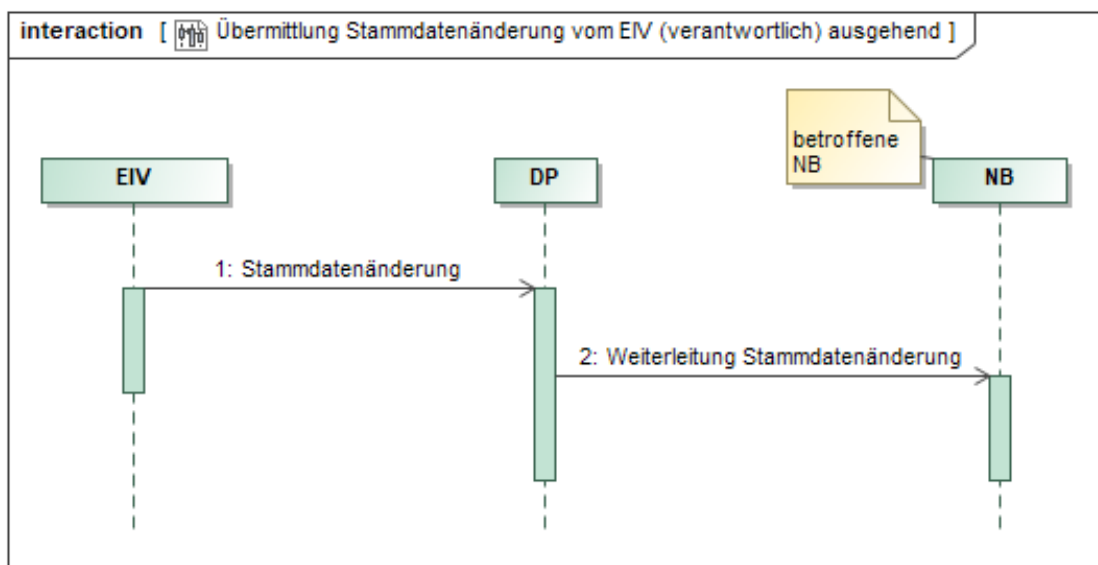


#### 2.3.1. UC: Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend

Use-Case-Name	Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend
Prozessziel	Die geänderten Stammdaten, für die der EIV verantwortlich ist, liegen bei den (betroffenen) NB vor, so dass ab Änderungszeitpunkt ein synchroner Datenstand vorliegt.
Prozessbeschreibung	Für die steuerbare Ressource übermittelt der EIV die geänderten Stammdaten, für die der EIV verantwortlich ist, an den DP, der die Stammdaten an die (betroffenen) NB weiterleitet.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• EIV</li> <li>• NB</li> <li>• DP</li> </ul>
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ein Stammdatum für die steuerbare Ressource, für das der EIV verantwortlich ist, hat sich geändert.</li> <li>• Der DP kennt die (betroffenen) NB.</li> </ul>

Nachbedingungen im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Folgeprozesse setzen auf synchronen abgeglichenen Stammdaten ab dem Änderungszeitpunkt auf.</li> <li>Der EIV hat dem LF und dem BKV die geänderten Stammdaten der steuerbaren Ressource übermittelt.</li> </ul>
Nachbedingungen im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>keine Zuordnung möglich</li> <li>unvollständige Daten</li> <li>fehlerhafte Daten</li> <li>...</li> </ul>
Weitere Anforderungen	Der EIV und der ANB klären die Abweichungen sofern Unstimmigkeiten durch betroffene NB festgestellt werden.

### 2.3.2. SD: Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Stammdatenänderung	Unverzüglich nach Kenntnisnahme.	
2	Weiterleitung Stammdatenänderung	Unverzüglich spätestens 1 Stunde nach Empfang.	

## 2.4. Use-Case: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend

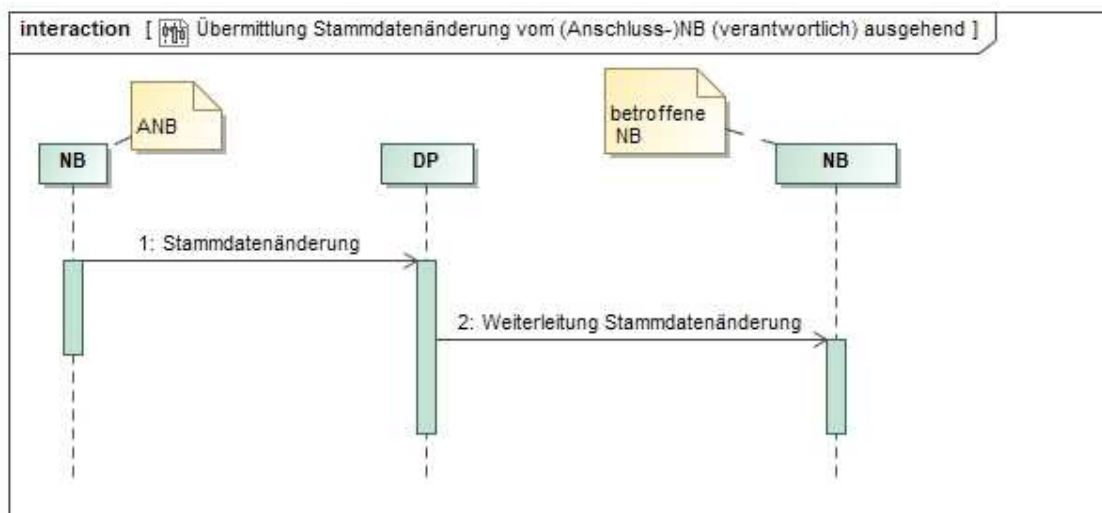


### 2.4.1. UC: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend

Use-Case-Name	Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend
Prozessziel	Die geänderten Stammdaten, für die der ANB verantwortlich ist, liegen den (betroffenen) NB vor, so dass ab Änderungszeitpunkt ein synchroner Datenstand vorliegt.
Prozessbeschreibung	Für die steuerbare Ressource übermittelt der ANB die geänderten Stammdaten, für die der ANB verantwortlich ist, den DP, der die geänderten Stammdaten an die (betroffenen) NB weiterleitet.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• DP</li> </ul>
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ein Stammdatum für die steuerbare Ressource, für das der ANB verantwortlich ist, hat sich geändert.</li> <li>• Der DP kennt die (betroffenen) NB.</li> </ul>
Nachbedingungen im Erfolgsfall	Die Folgeprozesse setzen auf synchronen abgeglichenen Stammdaten ab dem Änderungszeitpunkt auf.

Nachbedingungen im Fehlerfall	Der NB muss in ein bilaterales Clearing mit den betroffenen NB einsteigen und ggf. den Prozess neu anstoßen.
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine Zuordnung möglich</li> <li>• unvollständige Daten</li> <li>• fehlerhafte Daten</li> </ul>
Weitere Anforderungen	--

### 2.4.2. SD: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Stammdatenänderung	Unverzüglich nach Kenntnisnahme.	
2	Weiterleitung Stammdatenänderung	Unverzüglich, spätestens 1 Stunde nach Empfang.	

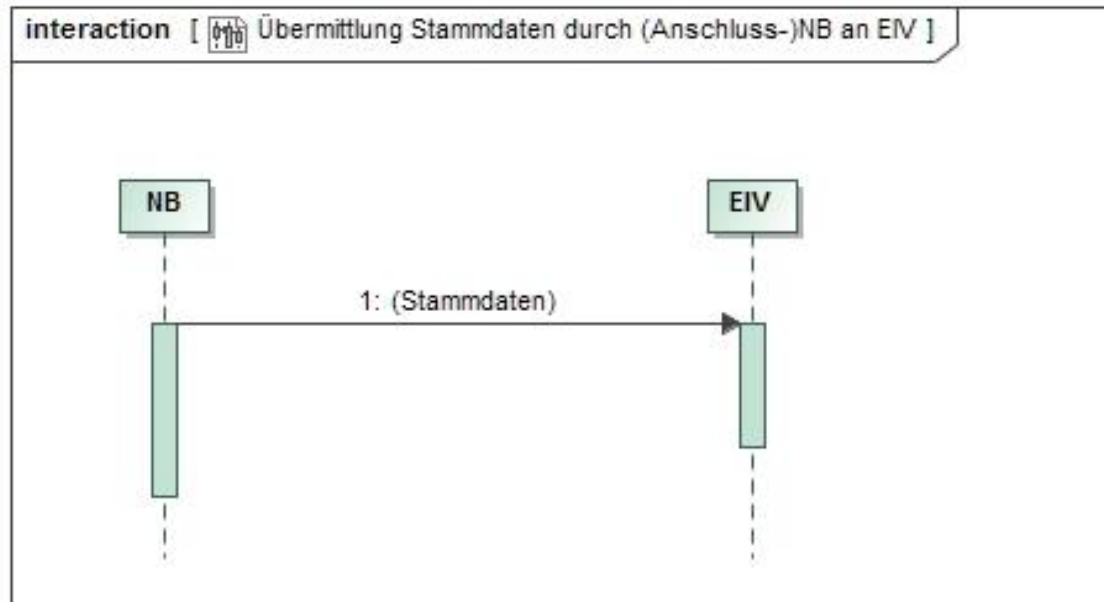
## 2.5. Use-Case: Übermittlung Stammdaten durch (Anschluss-)NB an EIV



### 2.5.1. UC: Übermittlung Stammdaten durch (Anschluss-)NB an EIV

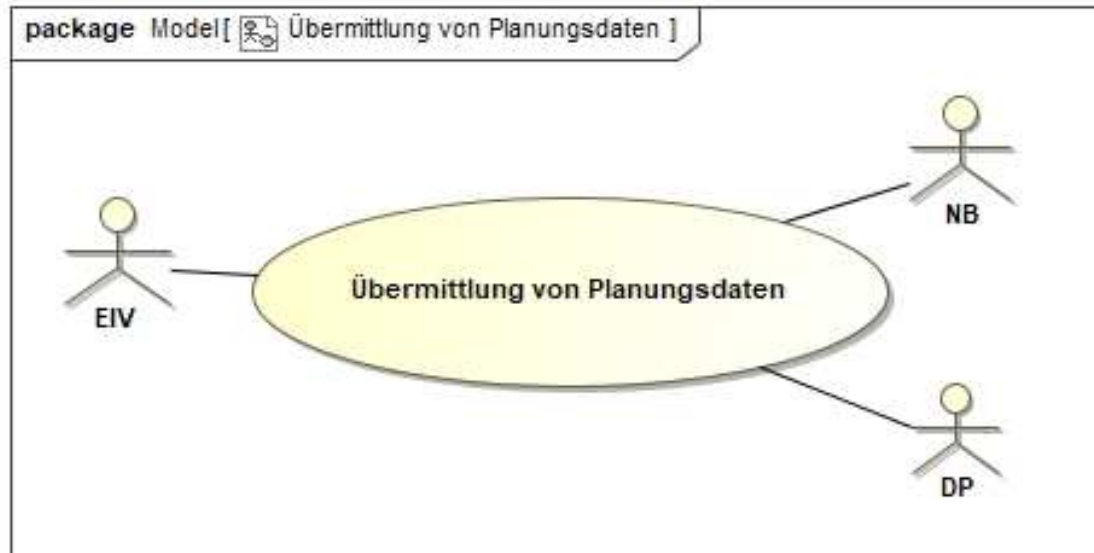
Use-Case-Name	Übermittlung Stammdaten durch (Anschluss-)NB an EIV
Prozessziel	Dem EIV liegen die Stammdaten vor.
Prozessbeschreibung	Der ANB übermittelt die Netzanschlusskapazität am Netzanschlusspunkt an den EIV.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• EIV</li> </ul>
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mehrere EIV teilen sich die Kapazität am Netzanschlusspunkt.</li> </ul>
Nachbedingungen im Erfolgsfall	--
Nachbedingungen im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine Zuordnung möglich</li> <li>• unvollständige Daten</li> <li>• fehlerhafte Daten</li> <li>• ...</li> </ul>
Weitere Anforderungen	

### 2.5.2. SD: Übermittlung Stammdaten durch (Anschluss-)NB an EIV



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Stammdaten	Einmalig mindestens 1 h vor erstem Abruf; bei Änderung unverzüglich.	z. B. Nennkapazität Netzanschlusspunkt,

## 2.6. Use-Case: Übermittlung von Planungsdaten



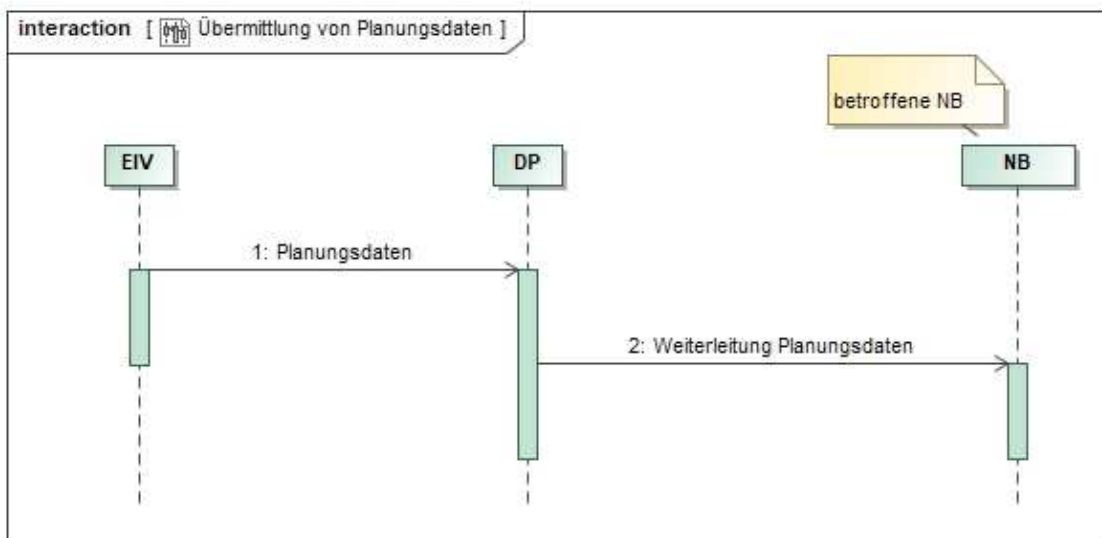
### 2.6.1. UC: Übermittlung von Planungsdaten

Use-Case-Name	Übermittlung von Planungsdaten
Prozessziel	Die Planungsdaten für eine steuerbare Ressource liegen bei den (betroffenen) NB vor.
Prozessbeschreibung	<p>Der EIV sendet die Planungsdaten für eine steuerbare Ressource an den DP. Dieser leitet die Daten an die (betroffenen) NB weiter. Jede Änderung der Planungsdaten für diese steuerbare Ressource wird über diesen Prozess übermittelt.</p> <p>Insbesondere bei Änderungen der Wirkleistungsfahrweise dieser steuerbaren Ressource werden die Planungsdaten aktualisiert.</p>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• EIV</li> <li>• NB</li> <li>• DP</li> </ul>
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Das Planwertmodell wird für die steuerbare Ressource angewendet.</li> </ul>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Den (betroffenen) NB liegen die Stammdaten zu der steuerbaren Ressource vor.</li> <li>• Der DP kennt die (betroffenen) NB.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die (betroffenen) NB können ihre Netzzustandsanalyse durchführen bzw. anpassen.</li> <li>• Die (betroffenen)NB können ihre Maßnahmendimensionierung durchführen bzw. anpassen.</li> <li>• Die (betroffenen)NB können ihre Abrufe planen bzw. anpassen.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• unvollständige Daten</li> <li>• fehlerhafte Zuordnung der (betroffenen) NB</li> </ul>
Weitere Anforderungen	<p>Dem EIV liegen die Nichtbeanspruchbarkeiten vom BTR vor.</p> <p>Wird von einem der (betroffenen) NB eine Unstimmigkeit in den Planungsdaten festgestellt, ist diese über den ANB zu klären. Dieser hat eine Klärung mit dem EIV herbeizuführen.</p>

## 2.6.2. SD: Übermittlung von Planungsdaten



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Planungsdaten	Initiale tägliche Übermittlung bis D-2 14.30 Uhr sowie Übermittlung von Aktualisierungen mindestens ab D-1 14:30 Uhr bis Echtzeit (bei mindestens Änderung von $\geq 10$ MW oder $\geq 10$ % in Bezug auf die installierte Leistung einer Steuerbaren Resource <sup>1</sup> ).	<p>Für die Koordinierung von Redispatch-Maßnahmen zwischen Netzbetreibern müssen den NB die aktuellsten Informationen über die Einspeisung bzw. Entnahme vorliegen.</p> <p>Eine Intention zur Verpflichtung der Erstellung zusätzlicher Planungsdaten auf Grund von neuen Wetterdaten für den EIV ergibt sich hieraus nicht. Weiterhin führen neu vorliegende meteorologische Prognosen nicht zwingend zu neuen Planungsdaten. Sollten jedoch neue Planungsdaten für steuerbare Ressourcen erzeugt werden, so sind diese (als Aktualisierung) an die Netzbetreiber zu übermitteln.</p> <p>Die Planungsdaten werden in Form von Zeitreihen in 1/4 -stündlicher Auflösung geliefert.</p>

<sup>1</sup> oder bei erfolgtem RD-Abruf im Aufforderungsfall (s. UC „Abruf mit Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung)

Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
2	Weiterleitung Planungsdaten	Unverzöglich, spätestens 1 Minute nach Empfang.	

## 2.7. Use-Case: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB

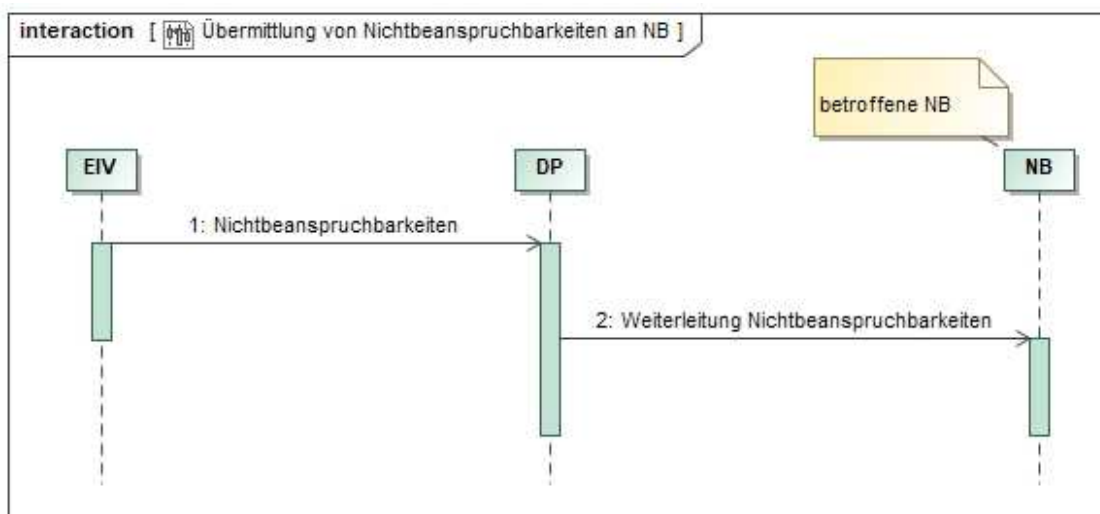


### 2.7.1. UC: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB

Use-Case-Name	Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB
Prozessziel	Die Nichtbeanspruchbarkeit der steuerbaren Ressource liegen bei den (betroffenen) NB vor.
Prozessbeschreibung	Der EIV sendet eine Nichtbeanspruchbarkeit für die steuerbare Ressource an den DP. Dieser leitet die Nichtbeanspruchbarkeit an die (betroffenen) NB weiter.  Bei Änderungen werden die Nichtbeanspruchbarkeiten aktualisiert.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• EIV</li> <li>• NB</li> <li>• DP</li> </ul>

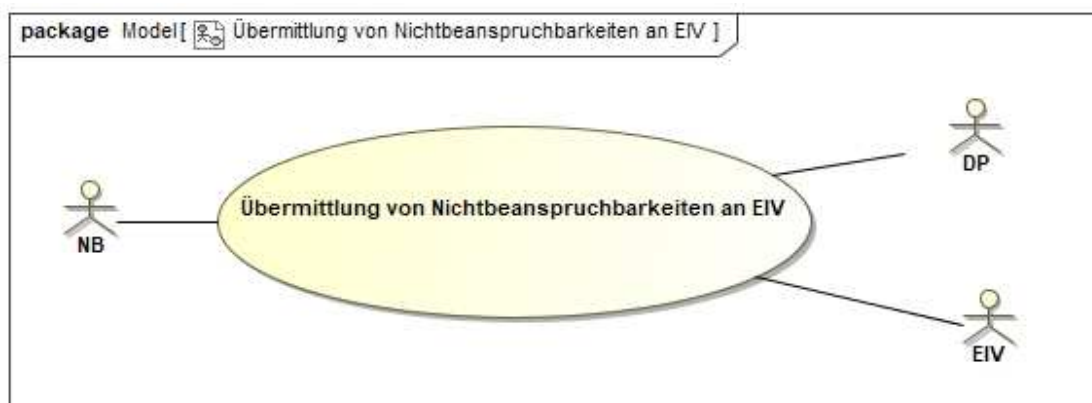
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Den (betroffenen) NB liegen die Stammdaten der steuerbaren Ressource vor.</li> <li>• Der DP kennt die (betroffenen) NB.</li> <li>• Dem EIV liegt die Nichtbeanspruchbarkeit der steuerbaren Ressource vom BTR vor.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die (betroffenen) NB können ihre Netzzustandsanalyse durchführen.</li> <li>• Die (betroffenen) NB können ihre Maßnahmendimensionierung durchführen.</li> <li>• Die (betroffenen) NB können ihre Abrufe planen.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	Wird von einem der (betroffenen) NB eine Unstimmigkeit in den Nichtbeanspruchbarkeiten festgestellt, ist diese über den (Anschluss-)NB zu klären.
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• unvollständige Daten</li> <li>• fehlerhafte Daten</li> <li>• fehlerhafte Zuordnung der (betroffenen) NB</li> </ul>
Weitere Anforderungen	Wenn es Gründe für eine Lieferung auf Basis der technischen Ressource gibt, sind optional auch Nichtbeanspruchbarkeiten auf Basis der technischen Ressource zu bilden.

### 2.7.2. SD: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Nichtbeanspruchbarkeiten	Unverzüglich spätestens 1 Std. nach Bekanntwerden.	
2	Weiterleitung der Nichtbeanspruchbarkeiten	Unverzüglich, spätestens 1 Minute nach Empfang.	

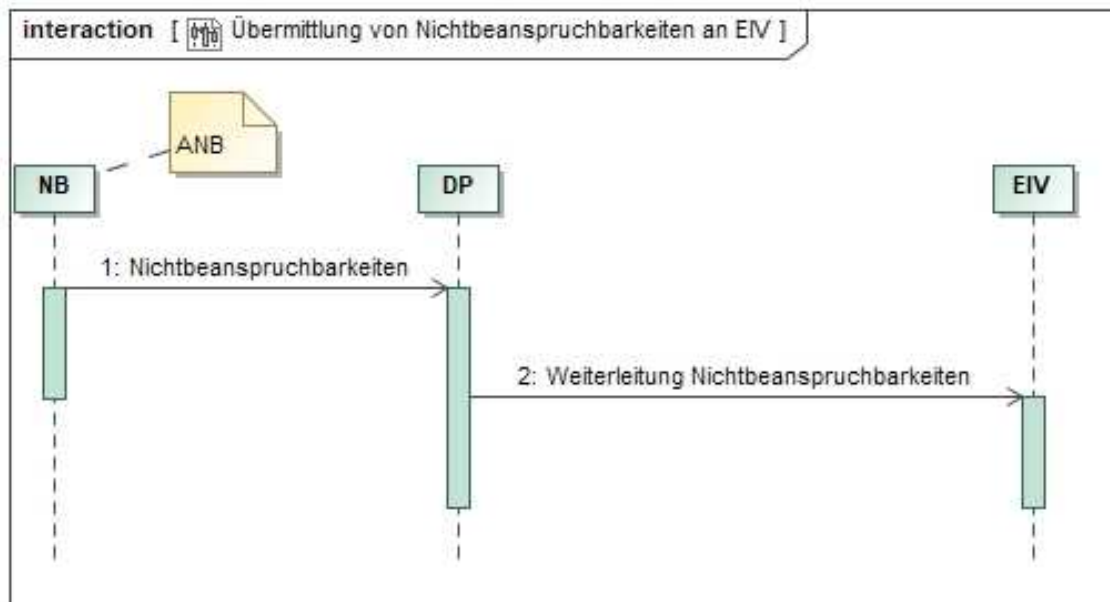
## 2.8. Use-Case: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an EIV



### 2.8.1. UC: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an EIV

Use-Case-Name	Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an EIV
Prozessziel	Die Nichtbeanspruchbarkeiten am Netzanschlusspunkt liegen beim EIV vor.
Prozessbeschreibung	Der ANB übermittelt die Nichtbeanspruchbarkeiten an den DP, der diese an den EIV weiterleitet.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• EIV</li> <li>• NB</li> <li>• DP</li> </ul>
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der DP kennt den EIV.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	--
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• unvollständige Daten</li> <li>• fehlerhafte Daten</li> </ul>
Weitere Anforderungen	--

## 2.8.2. SD: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an EIV



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Nichtbeanspruchbarkeiten	Unverzüglich, spätestens 1 Std. nach Bekanntwerden.	Nichtbeanspruchbarkeiten
2	Weiterleitung der Nichtbeanspruchbarkeiten	Unverzüglich, spätestens 1 Minute nach Empfang.	

### 3. Use-Case: Übermittlung marktbedingte Anpassung

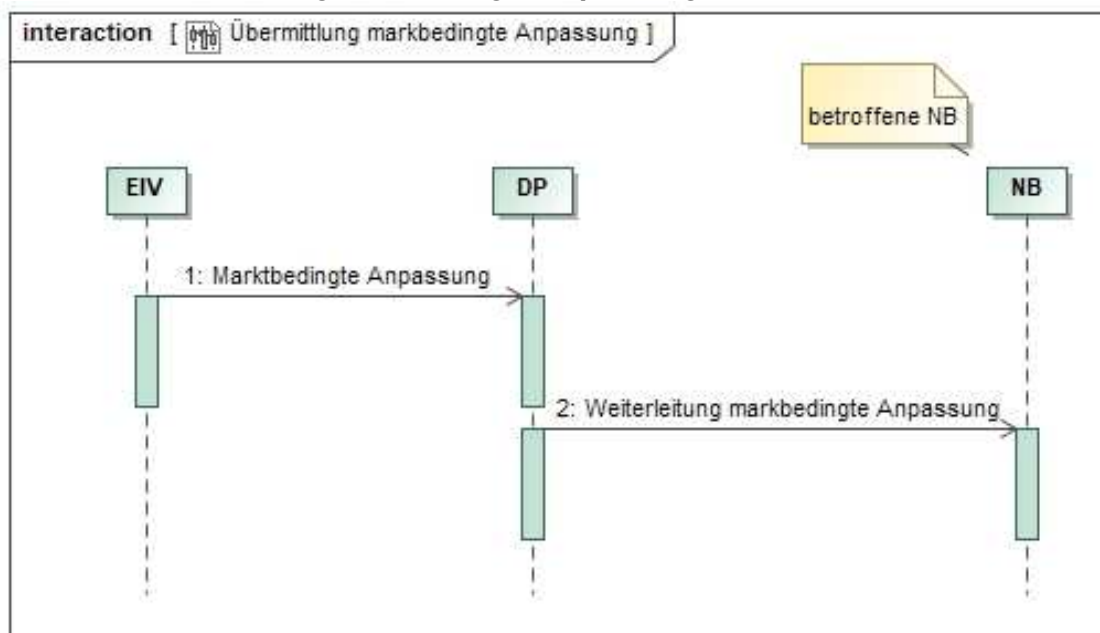


#### 3.1.1. UC: Übermittlung marktbedingte Anpassung

Use-Case-Name	Übermittlung marktbedingte Anpassung
Prozessziel	Die Information über eine marktbedingte Anpassung (Abregelungszeitreihe) der steuerbaren Ressource liegt bei den (betroffenen) NB vor.
Prozessbeschreibung	Der EIV sendet die Informationen zu einer marktbedingten Anpassung der steuerbaren Ressource an den DP. Dieser leitet die Daten an die (betroffenen) NB weiter.  Bei Änderungen wird die Abregelungszeitreihe aktualisiert.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• EIV</li> <li>• NB</li> <li>• DP</li> </ul>
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Den (betroffenen) NB liegen die Stammdaten zu der steuerbaren Ressource vor.</li> <li>• Der DP kennt die (betroffenen) NB.</li> <li>• Die steuerbare Ressource befindet sich im Prognosemodell.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die (betroffenen) NB können ihre Netzzustandsanalyse durchführen.</li> <li>• Die (betroffenen) NB können ihre Maßnahmendimensionierung durchführen.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die (betroffenen) NB können ihre Ab-rufe planen.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>unvollständige Daten</li> <li>fehlerhafte Zuordnung der (betroffe-nen) NB</li> </ul>
Weitere Anforderungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wird von einem der (betroffenen) NB eine Unstimmigkeit festgestellt, ist diese über den ANB zu klären. Dieser hat eine Klärung mit dem EIV herbei-zuführen.</li> <li>Hinweis: Bei kurzfristiger Anpassung vor Erfüllungszeitpunkt werden die Vor-/Nachteile der Beteiligten im Ab-rechnungsprozess ausgeglichen.</li> </ul>

### 3.1.2. SD: Übermittlung marktbedingte Anpassung



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Marktbedingte Anpassung	Ereignisgesteuerte Übermittlung bis Echtzeit.	Die Übermittlung erfolgt 1/4-h-scharf



2	Weiterleitung markbedingte Anpassung	Unverzüglich, spätestens 1 Minute nach Empfang.	
---	--------------------------------------	---	--

#### 4. Abrufprozess

Der Abruf zwischen NB und EIV kann in unterschiedlichen Varianten durchgeführt werden.

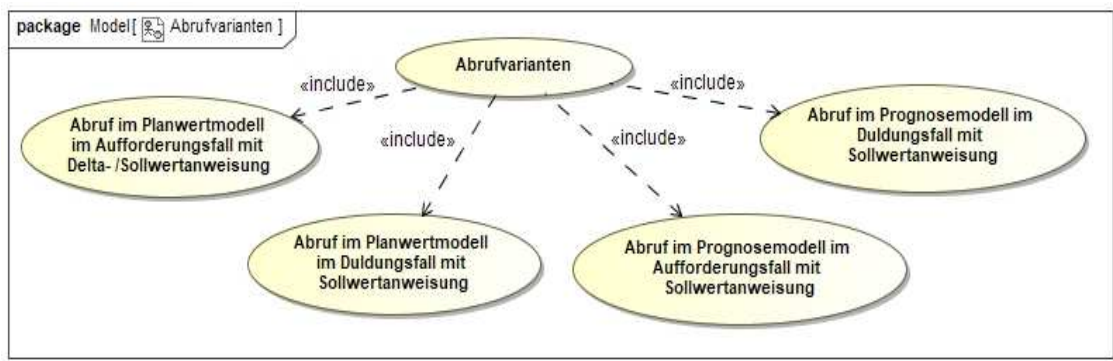
Es wird zwischen dem **Duldungsfall** und dem **Aufforderungsfall** unterschieden.

Der **Duldungsfall** bezeichnet die Situation, in der der anweisende Netzbetreiber den Einsatzverantwortlichen über die Arbeitspunktveränderung seiner steuerbaren Ressource informiert, die Steuerung der steuerbaren Ressource aber selbst durchführt. Der anw. NB sendet das Steuersignal. Im Duldungsfall ist standardmäßig eine limitierende  $P_{soll}$ -Anweisung vorzusehen. Nur so können die für den heutigen Einspeisemanagementprozess etablierten Schnittstellen zur Anlagensteuerung weiter genutzt werden.

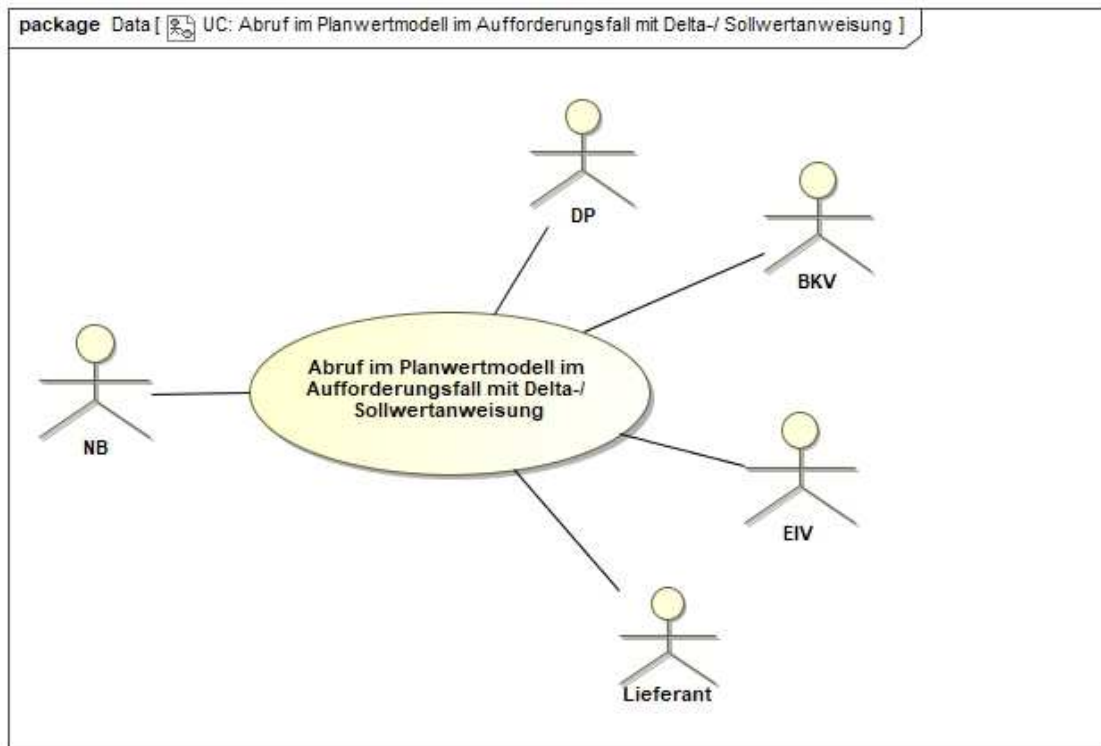
Der **Aufforderungsfall** bezeichnet die Situation, in der der anweisende Netzbetreiber den Einsatzverantwortlichen auffordert, den Arbeitspunkt seiner steuerbaren Ressource zu verändern.

Der Aufforderungsfall entspricht dem Vorgehen beim aktuellen Redispatch (Redispatch 1.0) mit konventionellen Einheiten.

Weiterhin ist zu unterscheiden, ob verbindliche Planungsdaten für die steuerbare Ressource durch den EIV geliefert werden oder nicht. Daraus ergeben sich unterschiedliche Bilanzierungsvarianten.



#### 4.1. Use-Case: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung

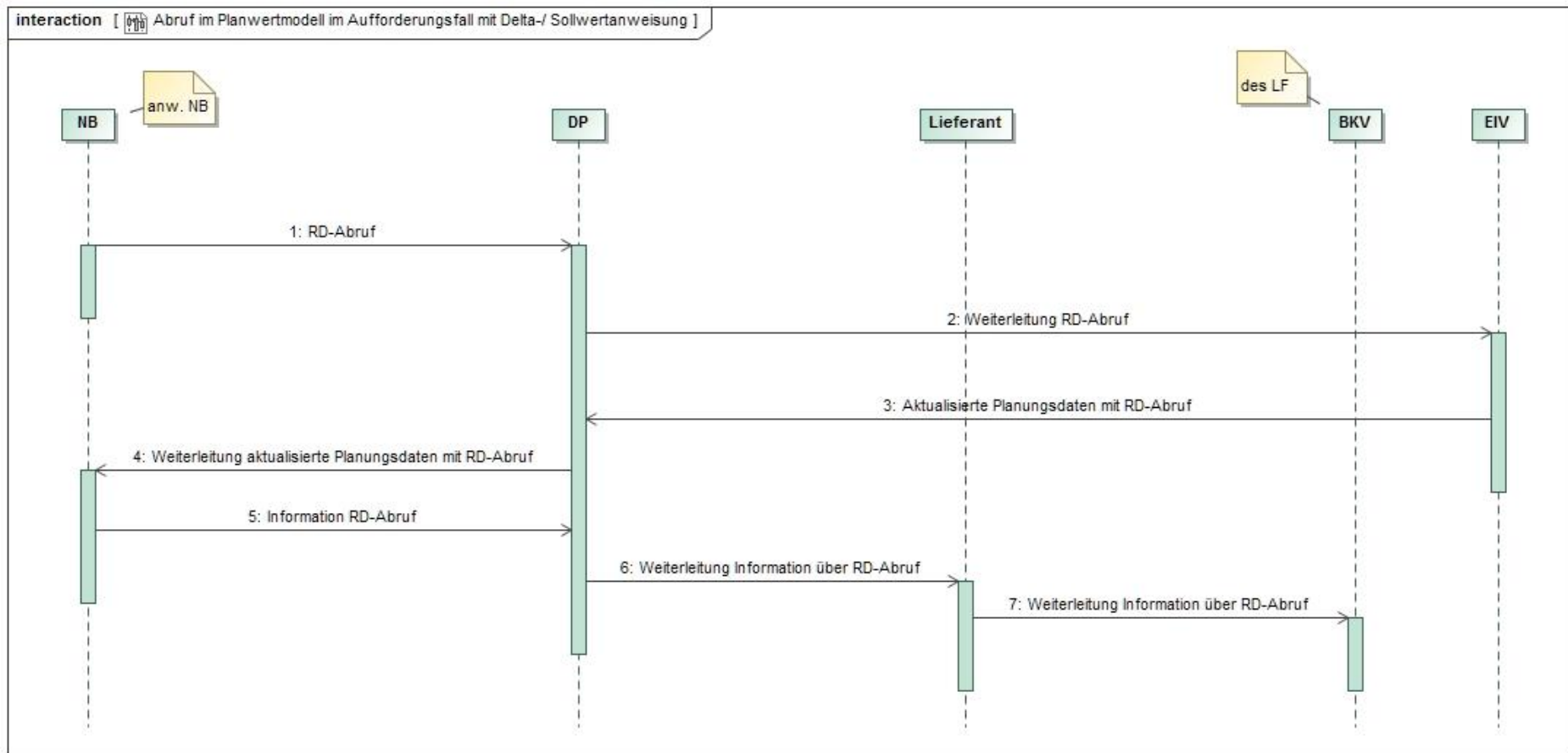


##### 4.1.1. UC: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung

Use-Case-Name	Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung
Prozessziel	Der Abruf wurde für die steuerbare Ressource durch den EIV umgesetzt.
Use-Case-Beschreibung	Der (anweisende) NB hat den Abruf für die steuerbare Ressource über den DP an den EIV übermittelt. Dieser passt daraufhin die Planungsdaten für die steuerbare Ressource an und übermittelt diese an den DP, der die angepassten Planungsdaten an den (anweisenden) NB weiterleitet.  Über den DP informiert der (anweisende) NB den LF, dem die MaLos dieser steuerbaren Ressource

	<p>zugeordnet sind, über die Anweisung, der LF leitet diese Informationen an die BKV (des LF) weiter.</p> <p>Der EIV setzt das Steuersignal um.</p>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• BKV</li> <li>• DP</li> <li>• EIV</li> <li>• LF</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es ist ein EIV für die steuerbare Ressource benannt.</li> <li>• Der anfordernde NB hat den anweisenden NB zur Umsetzung des Abrufes aufgefordert.</li> <li>• Die (betroffenen) NB haben Planungsdaten erhalten.</li> <li>• Der anweisende NB hat die erforderlichen RD-Maßnahmen dimensioniert.</li> <li>• Der DP kennt den LF.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maßnahme wird gem. Abruf-Aufforderung umgesetzt.</li> <li>• Fahrpläne können zwischen BKV (des anfordernden NB) und BKV (des Lieferanten) angepasst werden.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der EIV kann aufgrund von technischen Störungen nicht steuern.</li> <li>• ...</li> </ul>
Weitere Anforderungen	--

#### 4.1.2.SD: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung

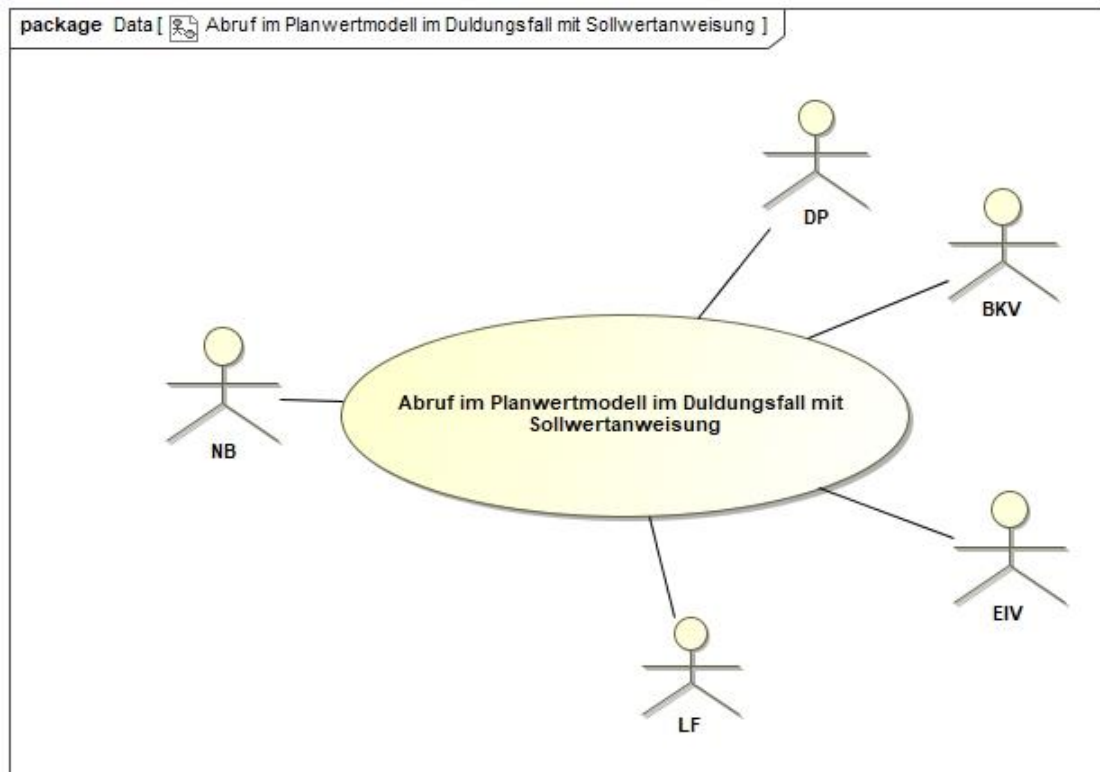


Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	RD-Abruf	Unverzüglich unter Beachtung der Bearbeitungszeit und der technisch erforderlichen Umsetzungszeit <sup>2</sup> .	Aufforderung je Steuerbare Ressource mit Delta-/Sollwert-Anweisung.
2	Weiterleitung RD-Abruf	Unverzüglich.	
3	Aktualisierte Planungsdaten mit RD-Abruf	Unverzüglich.	Aktualisierte Planungsdaten für die je steuerbare Ressource je steuerbare Ressource.
4	Weiterleitung aktualisierte Planungsdaten mit RD-Abruf	Unverzüglich.	
5	Information RD-Abruf	Unverzüglich.	
6	Weiterleitung Information über RD-Abruf	Unverzüglich.	
7	Weiterleitung Information über RD-Abruf	Unverzüglich.	

---

<sup>2</sup> (Dauer ist aus Sicht AB/EIV und betroffener NBs vorher zu bestimmen und als Stammdatum zu übermitteln)

#### 4.2. Use-Case: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanwei-



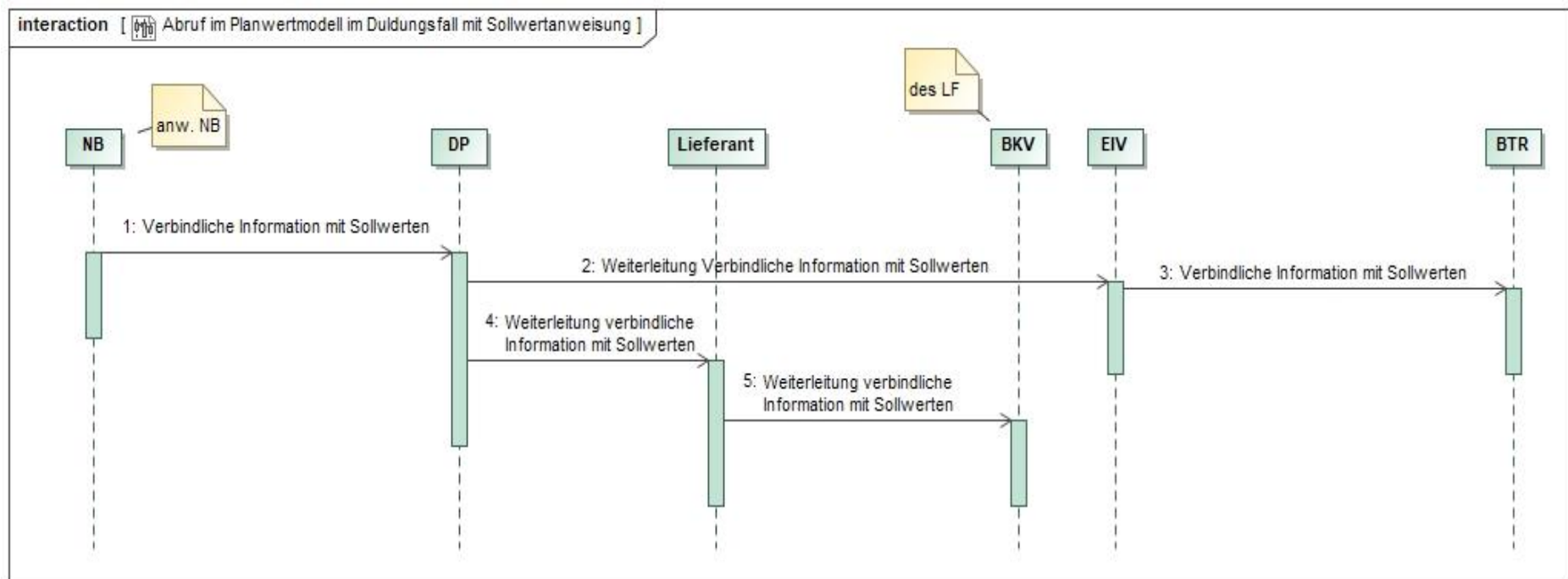
sung

##### 4.2.1. UC: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung

Use-Case-Name	Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung
Prozessziel	Der Abruf wurde für die steuerbare Ressource durch den (anweisenden) NB umgesetzt.
Use-Case-Beschreibung	Der (anweisende) NB hat den Abruf für die steuerbare Ressource über den DP an den EIV und den LF übermittelt.  Der EIV leitet die Information an den BTR weiter. Der LF leitet die Information an den BKV (des LF) weiter.  Der (anweisende) NB setzt das Steuersignal um.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• DP</li> <li>• EIV</li> <li>• BKV</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LF</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es ist ein EIV für die steuerbare Ressource benannt.</li> <li>• Der anfordernde NB hat den anweisenden NB zur Umsetzung des Abrufes aufgefordert.</li> <li>• Die (betroffenen) NB haben Planungsdaten erhalten.</li> <li>• Der (anweisende) NB hat die erforderlichen RD-Maßnahmen dimensioniert.</li> <li>• Der DP kennt den LF, der der steuerbaren Ressource zugeordnet ist.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maßnahme wurde gem. verbindlicher Information umgesetzt.</li> <li>• Steuersignal wird umgesetzt.</li> <li>• Fahrpläne können zwischen BKV (des anfordernden NB) und BKV (des Lieferanten) angepasst werden.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB kann aufgrund von technischen Störungen nicht steuern.</li> <li>• ...</li> </ul>
Weitere Anforderungen	--

#### 4.2.2. SD: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung



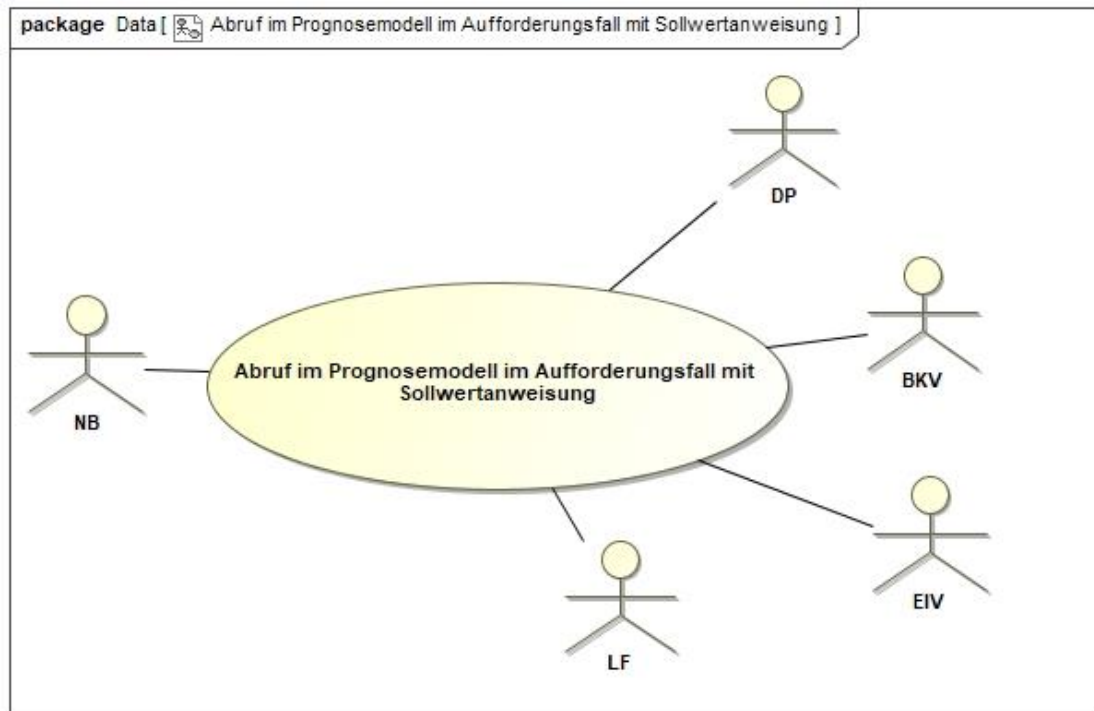


Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Verbindliche Information mit Sollwerten	Unverzüglich unter Beachtung der technisch erforderlichen Umsetzungszeit <sup>3</sup> .	Verbindliche Information für die steuerbare Ressource mit Sollwertanweisung.
2	Weiterleitung verbindliche Information mit Sollwerten	Unverzüglich.	
3	Verbindliche Information mit Sollwerten	Unverzüglich.	
4	Weiterleitung verbindliche Information mit Sollwerten	Unverzüglich.	
5	Weiterleitung verbindliche Information mit Sollwerten	Unverzüglich.	

---

<sup>3</sup> (Dauer ist aus Sicht AB/EIV und betroffenen NBs vorher zu bestimmen und als Stammdatum zu übermitteln)

### 4.3. Use-Case: Abruf im Prognosemodell im Aufforderungsfall mit Sollwertanweisung

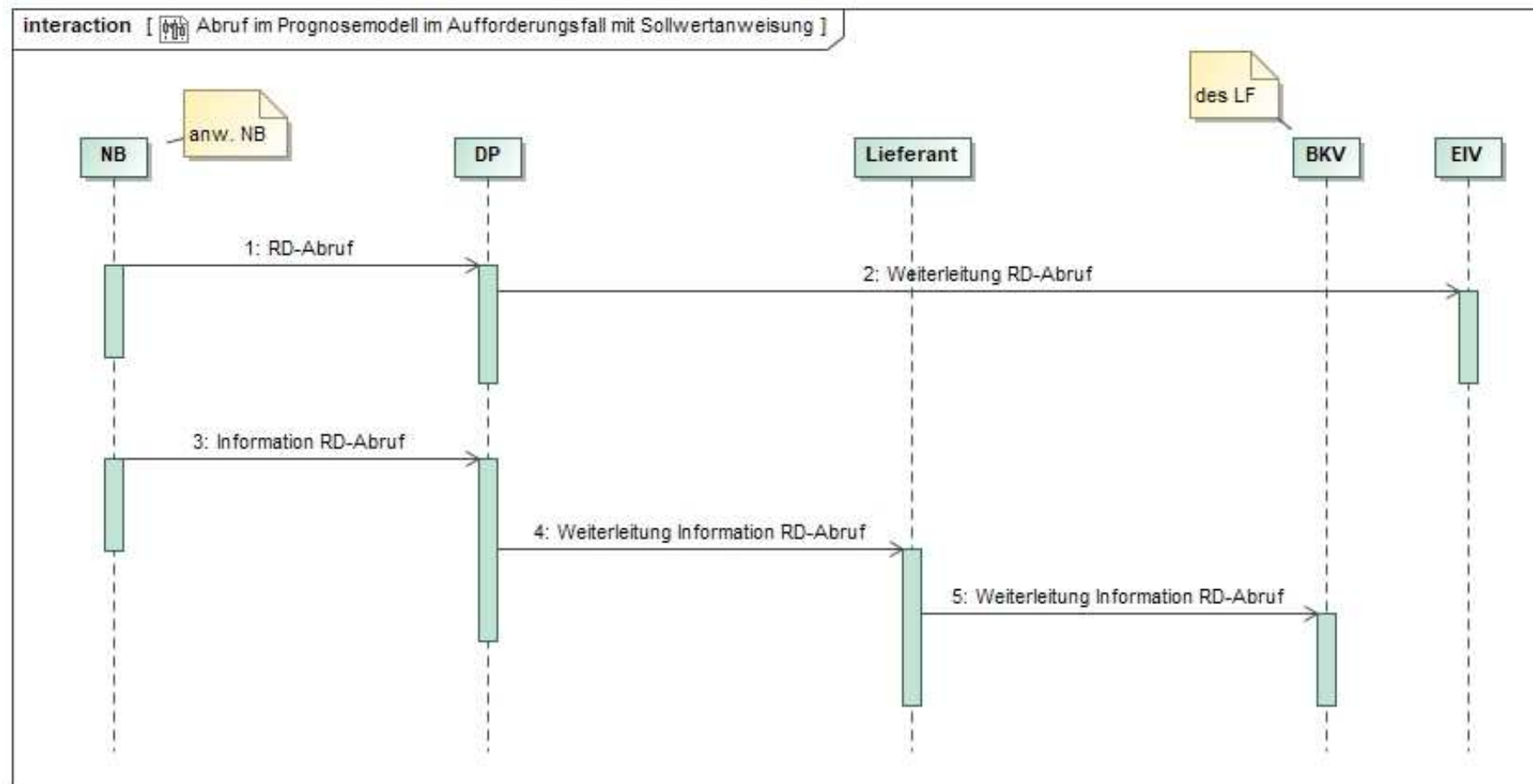


#### 4.3.1. UC: Abruf im Prognosemodell im Aufforderungsfall mit Sollwertanweisung

Use-Case-Name	Abruf im Prognosemodell im Aufforderungsfall mit Sollwertanweisung
Prozessziel	Der Abruf wurde für die steuerbare Ressource durch den EIV umgesetzt.
Use-Case-Beschreibung	<p>Der (anweisende) NB übermittelt den Abruf für die steuerbare Ressource über den DP an den EIV.</p> <p>Der (anweisende) NB übermittelt im Anschluss die Information an den DP, der diese an den LF, dem die MaLo dieser steuerbaren Ressource zugeordnet ist, weiterleitet. Der LF leitet die Information an den BKV (des LF) weiter.</p> <p>Der EIV setzt das Steuersignal um.</p>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• DP</li> <li>• EIV</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BKV</li> <li>• LF</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es ist ein EIV für die steuerbare Ressource benannt.</li> <li>• Der anfordernde NB hat den anweisenden NB zur Umsetzung des Abrufes aufgefordert.</li> <li>• Die betroffenen NB haben Nichtbeanspruchbarkeiten erhalten.</li> <li>• Der anweisende NB hat die erforderlichen RD-Maßnahmen dimensioniert.</li> <li>• Der DP kennt den LF.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maßnahme wird gem. verbindlicher Information umgesetzt.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• EIV kann aufgrund von technischen Störungen die steuerbare Ressource nicht steuern.</li> <li>• ...</li> </ul>
Weitere Anforderungen	--

### 4.3.2. SD: Abruf im Prognosemodell im Aufforderungsfall mit Sollwertanweisung



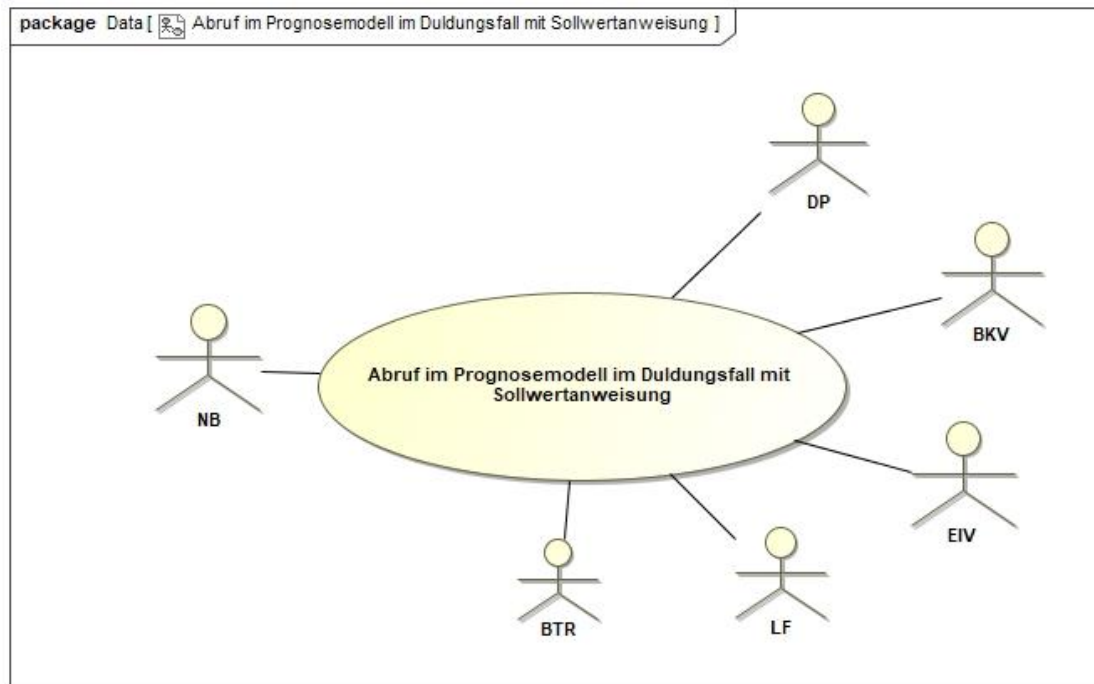
Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	RD-Abruf	Unverzüglich unter Beachtung der Bearbeitungszeit und der technisch erforderlichen Umsetzungszeit <sup>4</sup> .	Aufforderung je steuerbare Ressource mit Sollwertanweisung. Die Vorlaufzeit ist in den Stammdaten definiert.
2	Weiterleitung RD-Abruf	Unverzüglich.	Entspricht einem Teil des Informationsbedarfes
3	Information RD-Abruf	Unverzüglich unter Beachtung der technisch erforderlichen Umsetzungszeit <sup>5</sup> .	
4	Weiterleitung Information über RD-Abruf	Unverzüglich	
5	Weiterleitung Information über RD-Abruf	Unverzüglich.	

---

<sup>4</sup> (Dauer ist aus Sicht AB/EIV und betroffene NBs vorher zu bestimmen und als Stammdatum zu übermitteln)

<sup>5</sup> (Dauer ist aus Sicht AB/EIV und beteiligten NBs vorher zu bestimmen und als Stammdatum zu übermitteln)

#### 4.4. Use-Case: Abruf im Prognosemodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung

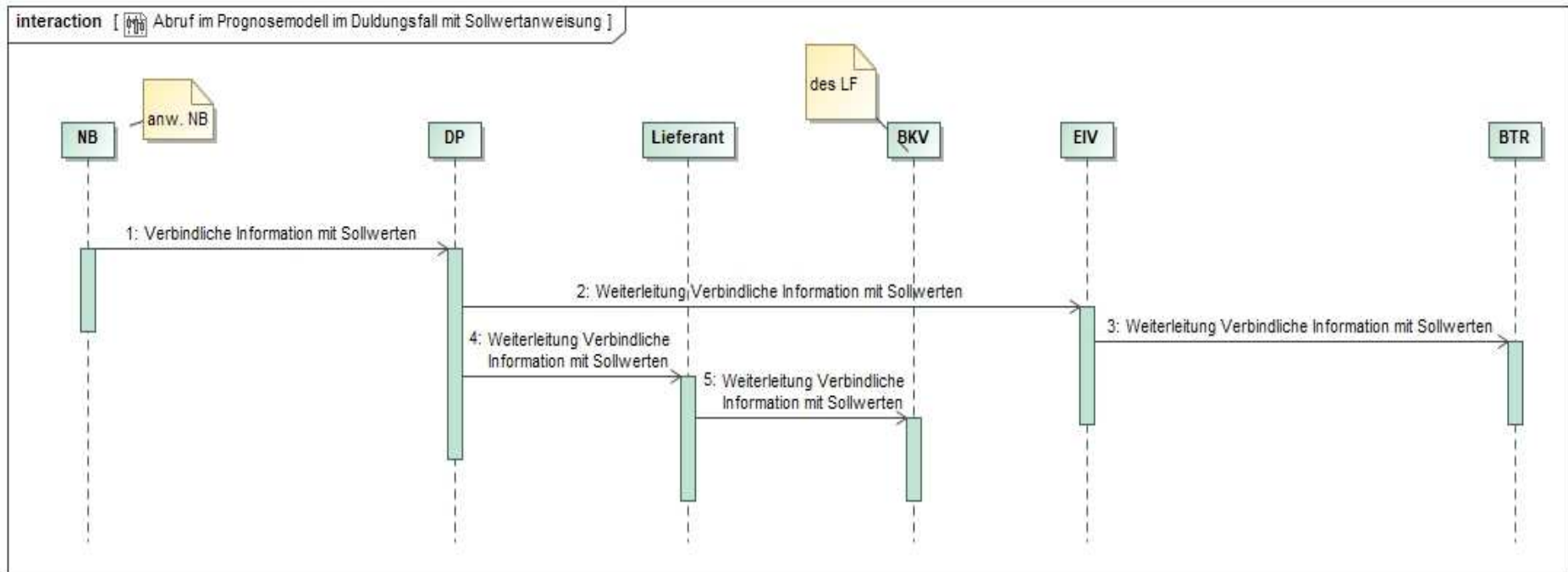


##### 4.4.1. UC: Abruf im Prognosemodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung

Use-Case-Name	Abruf im Prognosemodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung
Prozessziel	Der Abruf für die steuerbare Ressource durch den (anweisende) NB wurde umgesetzt.
Use-Case-Beschreibung	<p>Der (anweisende) NB hat den Abruf für die steuerbare Ressource über den DP an den EIV und den LF übermittelt.</p> <p>Der EIV leitet die Information an den BTR weiter. Der LF leitet die Information an den BKV (des LF) weiter.</p> <p>Der (anweisende) NB setzt das Steuersignal um.</p>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• DP</li> <li>• EIV</li> <li>• BKV</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BTR</li> <li>• LF</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es ist ein EIV für die steuerbare Ressource benannt.</li> <li>• Die betroffenen NB haben Nichtbeanspruchbarkeiten erhalten.</li> <li>• Der anweisende NB hat die erforderlichen RD-Maßnahmen dimensioniert.</li> <li>• Der DP kennt den LF.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maßnahme wird gem. verbindlicher Information umgesetzt.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der (anweisende) NB kann aufgrund von technischen Störungen nicht steuern.</li> <li>• ...</li> </ul>
Weitere Anforderungen	--

#### 4.4.2. SD: Abruf im Prognosemodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung





Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Verbindliche Information mit Sollwerten	Unverzüglich unter Beachtung der technisch erforderlichen Umsetzungszeit <sup>6</sup> .	
2	Weiterleitung verbindliche Information mit Sollwerten	Unverzüglich.	
3	Weiterleitung verbindliche Information mit Sollwerten	Unverzüglich.	
4	Weiterleitung Information mit Sollwerten	Unverzüglich.	
5	Weiterleitung Information mit Sollwerten	Unverzüglich.	

---

<sup>6</sup> (Dauer ist aus Sicht AB/EIV und betroffene NBs vorher zu bestimmen und als Stammdatum zu übermitteln)

#### 4.5. Abruf im Sonder-Redispatch

In der operativen Praxis ist zwischen Standard-Redispatch und Sonder-Redispatch zu unterscheiden. Im Standard-Redispatch-Fall greifen die NB ausschließlich auf die im Rahmen des SO GL-Prozesses ab D-1 14:30 Uhr gemeldeten Redispatch-Vermögen und die zusätzlich gemeldeten Kostenansätze zu, um damit die Merit-Order usw. zu bestimmen. Zum Sonder-Redispatch kommt es, wenn die gemeldeten Redispatch-Vermögen nicht ausreichen und zusätzliche Redispatch-Leistung mobilisiert werden muss.

Sonder-Redispatch-Maßnahmen sind Redispatch-Maßnahmen,

- welche außerhalb der gemeldeten freien Redispatch-Vermögen (+RDV und -RDV) abgewickelt werden,
- welche zeitlich nach Redispatch-Anweisung (RDA) des NB eine Verlagerung oder Suspendierung der gemeldeten Besicherungs- und Regelleistungsscheiben durch den EIV bewirken,
- die eine freie Nutzung der gemeldeten Besicherungs- und Regelleistungsscheiben durch den EIV unabhängig von einem tatsächlichen RD-Abruf blockieren oder
- deren Durchführung in für die Fernwärme- oder Prozesswärmeproduktion relevante Leistungsscheiben reichen.

Da derartige Anweisungen des NB Sondermaßnahmen des EIV erfordern, weichen die Kosten von den für Standard-Redispatch geltenden Kostenansätzen ab. Die zusätzlichen Kosten müssen im Einzelfall ermittelt werden. Daher ist für solche Sondermaßnahmen eine vorherige bilaterale Abstimmung über die zusätzliche Redispatch-Leistung durchzuführen. Sollten bei der Anweisung von Sonder-Redispatch-Maßnahmen entstehende zusätzliche Kosten noch nicht bekannt sein, erfolgt deren Bezifferung im Nachgang der Maßnahme. Eine Ad-hoc-Abstimmung über Kosten kann im operativen Dienst mit dem NB-Systemführer nicht erfolgen.

##### 4.5.1. Abruf von KWK-Anlagen

Bei KWK-Anlagen hat der Netzbetreiber vor einer Aufforderung zu einem negativen Sonder-Redispatch (Herabregelung von der Mindestlast in den Anlagenstillstand) abzuwägen, ob im konkreten Fall Umstände vorliegen, die eine Ausnahme begründen könnten.

Der Anlagenbetreiber/Einsatzverantwortliche weist den Netzbetreiber bei Abstimmung eines Sonder-Redispatches auf das Vorliegen solcher Umstände und eines daraus resultierenden Ausnahmefalls hin. Die Ausnahme kann vor allem dadurch begründet sein, dass der eintretende Schaden beim KWK-Anlagenbetreiber und seinen Wärmekunden verglichen mit dem Nutzen des negativen Redispatches von der Mindestlast in den Anlagenstillstand unverhältnismäßig ist. Ein solcher Ausnahmefall liegt insbesondere vor, wenn einer der nachfolgenden Sachverhalte zutrifft:

- Wenn die Kosten des erzwungenen Stillstands so hoch sind, dass der Netzbetreiber bei kosteneffizienter Durchführung des Redispatches unter Berücksichtigung

seiner Alternativen nach § 13 (1) Nr. 2 EnWG davon abweichen muss. Dies ist bei der bilateralen Abstimmung des Sonder-Redispatches soweit möglich zu berücksichtigen und ist unabhängig davon, dass die tatsächlichen Kosten der Maßnahme ex post bestimmt und abgerechnet werden können.

- Wenn der Redispatch bei seiner Durchführung wirkungslos wäre. Dies ist z. B. der Fall, wenn eine KWK-Anlage von einer anderen KWK-Anlage abgelöst wird und keine andere alternative Anlage eingesetzt werden kann, ohne die Wärmeversorgung oder die Wärmeversorgungssicherheit zu gefährden.
- Wenn durch den Redispatch die Netzstabilität und Systemsicherheit des Fernwärmenetzes gefährdet oder gestört würde, so dass Versorgungseinschränkungen, Versorgungsunterbrechungen oder ein Auskühlen des Wärmenetzes und Netz wiederaufbau die Folge sein können.
- Wenn eine Gefahr für Leib und Leben der Wärmekunden besteht. Dies äußert sich dadurch, dass Wärmeabnehmer betroffen sind, die einen besonderen Schutz vor einer Unterbrechung oder Unterversorgung der Wärmeversorgung genießen, wie z. B. geschützte Kunden nach § 53a EnWG oder auch Krankenhäuser und Altenheime.

Werden keine Planungsdaten übermittelt, ist zu beachten, dass ohne vorherige bilaterale Abstimmung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber im Stillstand oder Teillastbetrieb kein positiver Redispatch angefordert werden kann, da dem Netzbetreiber keine Informationen vorliegen, ob und in welchem Umfang die Anlage hoch- oder herunterfahren kann.

## 5. Auswahlprozess: Aufforderungs- und Duldungsfall

Der Auswahlprozess soll klassifizieren, welche steuerbare Ressource einem Aufforderungs- bzw. Duldungsfall zugeordnet wird.

Da die kurzfristige Steuerbarkeit des Netzes sichergestellt werden muss, wird der Parameter "Bearbeitungszeit" für die Aktivierung im Aufforderungsfall mit dem Netzbetreiber abgestimmt. Befindet sich eine steuerbare Ressource im Aufforderungsfall, so setzt ein EIV die Aufforderung zur Durchführung einer Maßnahme innerhalb der in der Stammdatenmeldung übermittelten Bearbeitungszeit in eigener Verantwortung um.

Insofern eine Maßnahme nicht innerhalb dieser Bearbeitungszeit durch den EIV umsetzbar ist, so besteht in Ausnahmefällen für den Netzbetreiber entsprechend dem Duldungsfall die Möglichkeit, die Maßnahme durch eine direkte Steuerung der steuerbaren Ressource umzusetzen.

Auf Anfrage des EIV kann eine qualitative Begründung der Kurzfristigkeit einer Maßnahme, die eine Umsetzung innerhalb der übermittelten Bearbeitungszeit nicht zugelassen hat, angefordert werden.

Die Zuordnung einer steuerbaren Ressource, entweder zum Aufforderungs- oder Duldungsfall, muss unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen der Netzbetreiber sichergestellt werden.

### 5.1. Planbare Anlagen

Das bisherige Einspeisemanagement (ESM) bei Anlagen kleiner 1 MW ist häufig mit Funk-Rundsteuer-Empfängertechnik (FRE) realisiert. Hier werden in einem Gebiet meist alle Anlagen der gleichen Gruppe über denselben Kanal angesteuert. Damit diese Art der Ansteuerung nicht vor Ort geändert werden muss, sind diese Anlagen standardmäßig dem Duldungsfall zugeordnet. Ein Wechsel in den Aufforderungsfall ist nur mit Zustimmung des ANB möglich oder wenn alle Anlagen einer Gruppe gemeinsam in den Aufforderungsfall ‚wechseln‘. Dies gilt auch für ältere Anlagen > 1 MW, wenn deren ESM mit FRE-Technik ausgestattet ist.

(Weitere Anmerkung: Die Netzbetreiber nutzen für den Redispatch die gleiche Steuer-technik wie sie auch für Letzt-Maßnahmen nach § 13 (2) EnWG z. B. bei Systembilanz-Problemen oder nicht vorhersehbaren Engpässen/Störungen genutzt wird.)

Anlagen > 1 MW übertragen mittlerweile meist einen direkten Messwert an den ANB via Prozessleittechnik (Fernwirktechnik) und sind deshalb gezielt mit einem ‚stetigen Sollwert‘ ansteuerbar.

Diese Anlagen sollten/können in den Aufforderungsfall wechseln. Um einen reibungslosen Übergang zu gewährleisten und als ANB handlungsfähig zu bleiben, starten auch Anlagen > 1 MW in der Regel im Duldungsfall. Anlagen ab 10 MW sind bereits fest zugeordnet und verbleiben im entsprechenden Modell.

Steuerbare Ressourcen der Art EE-SEE Laufwasser und EE-SSE Speicherkraftwerke im Rahmen des RD 2.0 werden analog der Einordnung gemäß GLDPM als nicht dar-gebotsabhängig behandelt.

### 5.2. Anlagen mit Dargebotsabhängigkeit

Folgende Anlagen Kategorien sind gemeint:

- EE-SEE Wind
- EE-SEE Solar

Auch hier gilt die Einschränkung für Anlagen mit FRE-Technik, so dass diese nur in Absprache/mit Zustimmung des ANB in den Aufforderungsfall wechseln dürfen.

Anlagen größer 1 MW übertragen mittlerweile meist einen direkten Messwert an den ANB via Prozessleittechnik (Fernwirktechnik) und sind deshalb gezielt mit einem ‚ste-tigen Sollwert ansteuerbar.

Diese Anlagen können schnell in den Aufforderungsfall wechseln.



Beim „Abruf im Prognosemodell im Aufforderungsfall mit Sollwertanweisung“ kann in Absprache mit dem ANB gewählt werden, wenn der EIV gerne selbst seine Anlagen auch im Redispatch steuern möchte. Hier kann der EIV unverbindliche Planungsdaten liefern, die nicht zur Bilanzierung genutzt werden, dem NB aber helfen, die Abrufe/Aufforderung rechtzeitig und möglichst deckungsgleich mit dem EIV einzuplanen.

Grundsätzlich sind im Rahmen der Redispatch-2.0-Prozesse sowohl im Prognosemodell als auch im Planwertmodell von allen dargebotsabhängigen Anlagen (eingeschränkte) Planungsdatenlieferungen notwendig, sofern Anlagen an einem Arbeitspunkt betrieben werden, der nicht nur vom Dargebot abhängt.

## II. ENERGETISCHER AUSGLEICH

### 1.1. Use-Case: Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell

Der bilanzielle Ausgleichsprozess bei Planungsdatenlieferung erfolgt nach den allgemein gültigen Regeln des Fahrplanwesens, die im Detail in der Prozessbeschreibung "Fahrplananmeldung in Deutschland"<sup>7</sup> festgelegt sind.



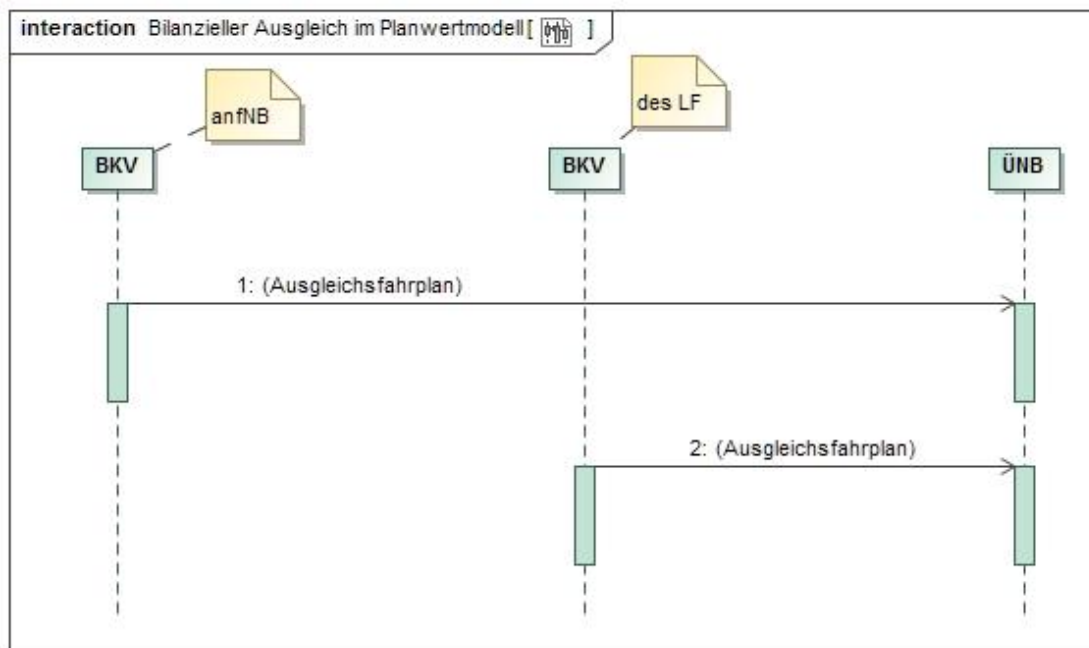
#### 1.1.1.UC: Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell

Use-Case-Name	Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell
Prozessziel	Die im Planungsprozess abgestimmte Menge des bilanziellen Ausgleichs wurde zwischen dem BKV (des anfordernden NB) und dem BKV (des LF) über Bilanzkreisfahrpläne ausgetauscht.
Use-Case-Beschreibung	Die BKV melden beide die auszutauschende Energie über Bilanzkreisfahrpläne. Der ÜNB wendet die Fahrplanregeln an.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BKV</li> <li>• ÜNB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der anfordernde NB hat den anweisenden NB aufgefordert, RD für ihn durchzuführen (Netzbetreiberkoordinierungsprozess).</li> <li>• Der BKV (LF) erhält die benötigten Informationen aus den Abrufprozessen.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	Der bilanzielle Ausgleich wurde abgewickelt.

<sup>7</sup> vgl. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-061/BK6-18-061\\_prozessbeschreibung\\_fahrplananmeldung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-061/BK6-18-061_prozessbeschreibung_fahrplananmeldung.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	Fahrplanmeldungen der BKV beim ÜNB stimmen nicht überein.
Weitere Anforderungen	--

### 1.1.2. SD: Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Ausgleichsfahrplan	Gem. Regeln zur Fahrplananmeldung aus BK-Vertrag.	
2	Ausgleichsfahrplan	Gem. Regeln zur Fahrplananmeldung aus BK-Vertrag.	

## 1.2. Use-Case: Bilanzieller Ausgleich bei Clustern

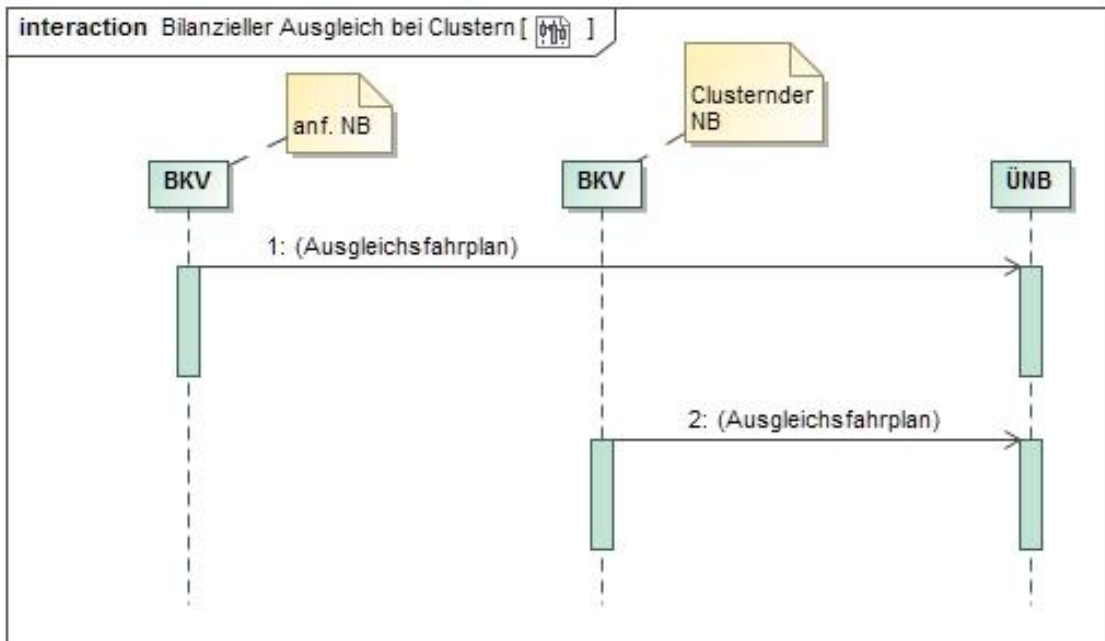


### 1.2.1. UC: Bilanzieller Ausgleich bei Clustern

Use-Case-Name	Bilanzieller Ausgleich bei Clustern
Prozessziel	Abgestimmte Fahrpläne werden ÜNB übermittelt.
Use-Case-Beschreibung	<p>Die im Planungsprozess abgestimmte Menge des bilanziellen Ausgleichs wurde zwischen dem BKV (des anfordernden NB) und dem BKV (des clusternden NB) über Bilanzkreisfahrpläne ausgetauscht.</p> <p>Die BKV melden beide die auszutauschende Energie über Bilanzkreisfahrpläne. Der ÜNB wendet die Fahrplanregeln an.</p>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BKV</li> <li>• ÜNB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der anfordernde NB hat den clusternden NB aufgefordert, RD für ihn durchzuführen (Netzbetreiberkoordinierungsprozess).</li> <li>• Der anweisende NB hat den BKV (des clusternden NB) über die Menge des RDA informiert (Netzbetreiberkoordinierungsprozess).</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	Der clusternde NB kann nun den bilanziellen Ausgleich des anfordernden NB auf die steuerbare Ressource (Planwert- und Prognosemodell Cluster) nach den Regeln des dafür nötigen bilanziellen Ausgleichs verteilen.
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	Fahrplanmeldungen der BKV beim ÜNB stimmen nicht überein.
Weitere Anforderungen	--

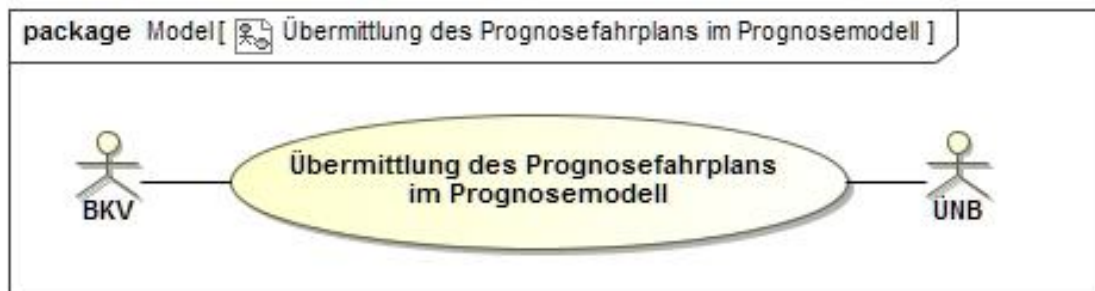


### 1.2.2. SD: Bilanzieller Ausgleich bei Clustern



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Ausgleichsfahrplan	Gem. Regeln zur Fahrplananmeldung aus BK-Vertrag.	
2	Ausgleichsfahrplan	Gem. Regeln zur Fahrplananmeldung aus BK-Vertrag.	

### 1.3. Use-Case: Übermittlung des Prognosefahrplans im Prognosemodell

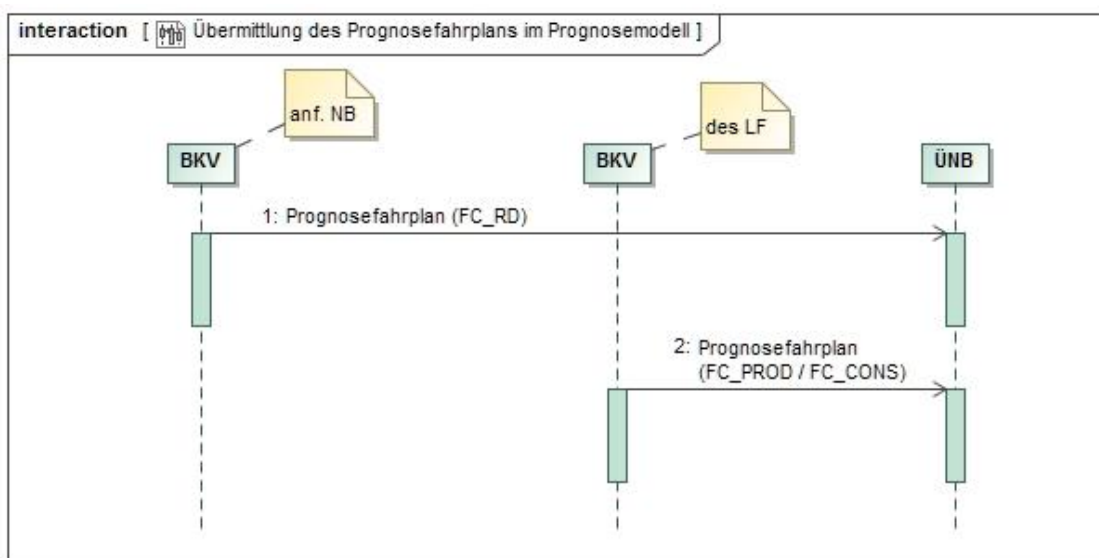


#### 1.3.1. UC: Übermittlung des Prognosefahrplans im Prognosemodell

Use-Case-Name	Übermittlung des Prognose-Fahrplans im Prognosemodell
Prozessziel	Die Redispatch-Bilanzkreise sind vor Erbringung ausgeglichen.
Use-Case-Beschreibung	<p>Der BKV (anfNB) übermittelt entsprechend geltender Fristen für seinen Redispatch-Bilanzkreis einen Prognosefahrplan (inkl. FC_RD) an das Fahrplanmanagementsystem des regelzonenverantwortlichen ÜNB.</p> <p>Der BKV (LF) übermittelt entsprechend geltender Fristen für seinen Bilanzkreis einen Prognosefahrplan (inkl. FC_PROD/FC-CONS) an das Fahrplanmanagementsystem des regelzonenverantwortlichen ÜNB.</p>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BKV</li> <li>• ÜNB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Notwendige Informationen sind über NB-Koordinierungsprozess ausgetauscht.</li> <li>• Dem BKV (anfNB) sind die ihm zugeordneten Redispatch-Maßnahmen bekannt.</li> <li>• Der BKV (LF) erhält die benötigten Informationen aus den Abrufprozessen.</li> <li>• Dem BIKO ist der Redispatch-Bilanzkreis des NB bekannt.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	Die Redispatch-Bilanzkreise sind vor Durchführung der Maßnahme ausgeglichen.
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--

<p>Weitere Anforderungen</p>	<p>Mit Buchung der FC_RD-Zeitreihe wird die für den Ausgleich der Redispatchmaßnahme beschaffte Energie im Bilanzkreis als ex post zu bilanzierende Einspeisung/Entnahme berücksichtigt.</p> <p>Die Forecast-Zeitreihe entspricht der ex ante prognostizierten Ausfallarbeit und ist nicht abrechnungsrelevant. Derartige Forecast-Zeitreihen sind bereits als Prognosefahrpläne für Verbrauch und Entnahme (Verbrauchsfahrpläne = FC_CONS und Einspeisefahrpläne = FC_PROD) gemäß Fahrplanmanagement aus dem Bilanzkreisvertrag bekannt.</p>
------------------------------	---

### 1.3.2. SD: Übermittlung des Prognosefahrplans im Prognosemodell



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Prognosefahrplan (FC_RD)	Gem. Regeln zur Fahrplananmeldung aus BK-Vertrag.	Die Redispatch-Bilanzkreise <sup>8</sup> sind vor der Maßnahme ausgeglichen.
2	Prognosefahrplan (FC_PROD/FC_CONS)	Gem. Regeln zur Fahrplananmeldung aus BK-Vertrag.	

<sup>8</sup> Verweis auf Bilanzkreisvertrag (Anlage 3, 1.3.1.4)

### III. BILANZKREISMONITORING

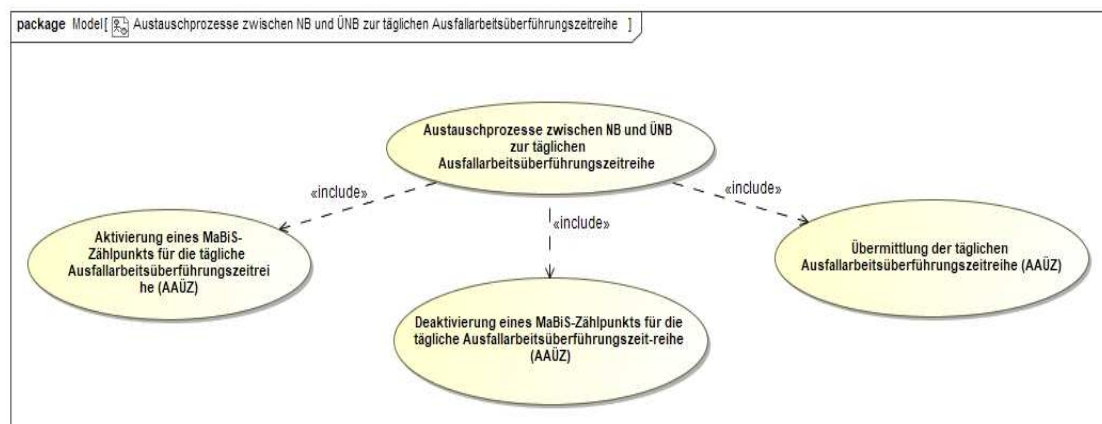
Durch die Einführung einer Übermittlungspflicht für die Messwerte aller RLM-gemessenen Marktlokationen am folgenden Werktag sollen die ÜNB insbesondere in die Lage versetzt werden, im Rahmen des Fahrplanmanagements die von den BKV vor Erfüllungszeitpunkt angelieferten Prognosefahrpläne (FC\_PROD/FC\_CONS) mit Hilfe aktueller Einspeise- und Verbrauchswerte zu prüfen und darüber hinaus im Rahmen des Bilanzkreismanagements kurzfristig nach Erfüllungszeitpunkt eine bessere Informationslage über die Ausgeglichenheit von Bilanzkreisen zu erhalten (vgl. BK6-19-218). Um dieses folgetägliche Bilanzkreismonitoring auch im Fall von Redispatch-Eingriffen mit ex post-Bilanzierung zu ermöglichen, ist eine standardmäßige werktägliche Übermittlung der Ausfallarbeit als "Ersatzwert" für die Messwerte erforderlich. Die erforderlichen Prozessschritte sind nachstehend beschrieben.

#### 1. Austauschprozesse zur täglichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe

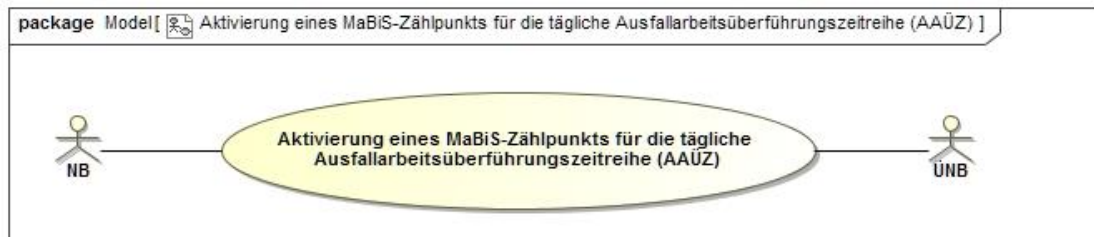
Dieser Punkt beschreibt die vorläufige Zuordnung der Ausfallarbeit in den Bilanzkreis des BKV (des LF). Für den EEG-Bilanzkreis des Anschlussnetzbetreibers wird analog verfahren.

Im Weiteren ist der dargestellte NB stets der ANB.

#### Übersicht: Austauschprozesse zwischen NB und ÜNB zur täglichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe



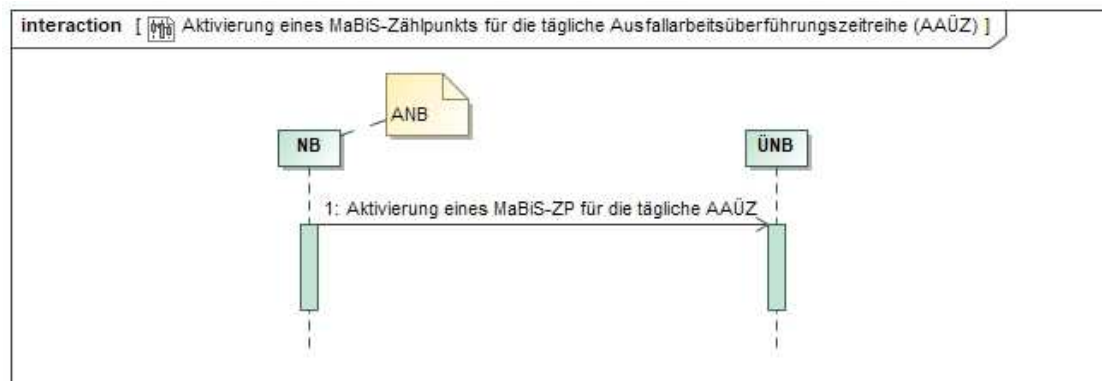
## 1.1. Use-Case: Aktivierung eines MaBiS-Zählpunkts für die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



### 1.1.1. UC: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)

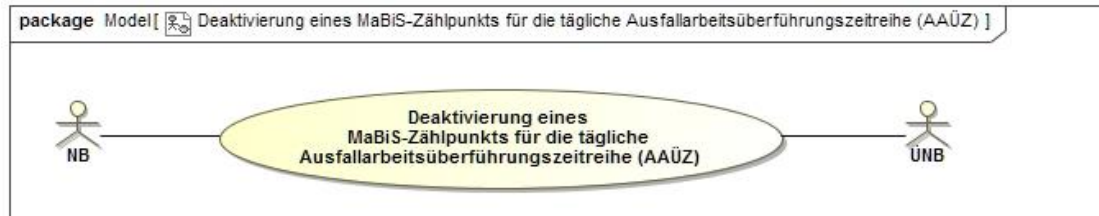
Use-Case-Name	Aktivierung eines MaBiS-ZP für die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe
Prozessziel	Der ANB hat den MaBiS-ZP für die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe beim ÜNB aktiviert.
Use-Case-Beschreibung	Der ANB aktiviert einen MaBiS-ZP für die tägliche AAÜZ und sendet die entsprechende Information an den ÜNB.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• ÜNB</li> </ul>
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der ANB hat die erste Marktllokation mit einer Redispatch-Maßnahme, einer Kombination aus BK, BG und BKV, dem BKV zugeordnet, für die noch kein MaBiS-ZP für die tägliche AAÜZ aktiviert ist.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der ÜNB kann die tägliche AAÜZ diesem MaBiS-ZP zuordnen.</li> <li>• Der ÜNB kann im Fehlerfall den Clearingprozess mit dem NB einleiten.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

### 1.1.2. SD: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Aktivierung eines MaBiS-ZP für die tägl. AAÜZ	Unverzüglich nach der Zuordnung der ersten Marktlokation mit einer Redispatch-Maßnahme und für deren zugeordnete Kombination aus BK, BG und BKV noch kein MaBiS-ZP für die tägliche AAÜZ aktiviert ist, spätestens jedoch 1 WT vor dem erforderlichen Versand der täglichen AAÜZ.	--

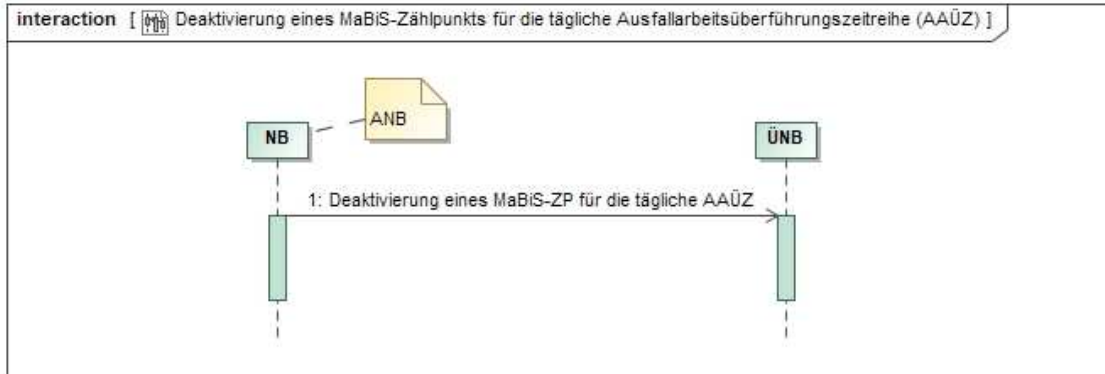
## 1.2. Use-Case: Deaktivierung eines MaBiS-Zählpunkts für die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



### 1.2.1. UC: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)

Use-Case-Name	Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe
Prozessziel	Der ANB hat den MaBiS-ZP für die tägliche AAÜZ beim ÜNB deaktiviert.
Use-Case-Beschreibung	Der ANB deaktiviert den aktivierten MaBiS-ZP für die tägliche AAÜZ und sendet die entsprechende Information an den ÜNB.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• ÜNB</li> </ul>
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der ANB hat die Zuordnung der letzten Marktlokation mit einer Redispatch-Maßnahme beim BKV beendet, für deren zugeordnete Kombination aus BK, BG und BKV ein MaBiS-ZP für die tägliche AAÜZ aktiviert ist und dieser MaBiS-ZP ist beim ÜNB aktiviert.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der ÜNB kann im Fehlerfall den Clearingprozess mit dem NB einleiten.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	Der MaBiS-ZP kann bis zu einer erneuten Aktivierung für die tägliche AAÜZ nach dem Deaktivierungszeitpunkt nicht mehr verwendet werden.

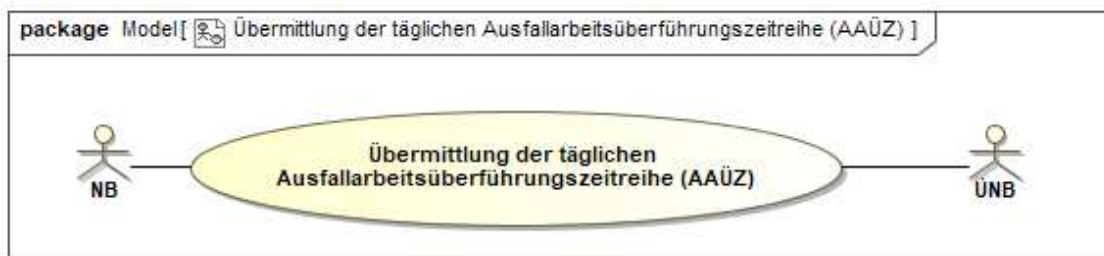
### 1.2.2. SD: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die tägl. AAÜZ	Nach der Beendigung der Zuordnung der letzten Marktlokation mit Redispatch-Maßnahme (täglich oder monatlich) und sobald für deren zugeordnete Kombination aus BK, BG und BKV ein MaBiS-ZP für die tägliche AAÜZ aktiviert ist, spätestens jedoch mit der Deaktivierung der letzten vorhandenen BK-SZR oder BG-SZR eines Bilanzkreises.	Entscheidungsfreiheit des ANB



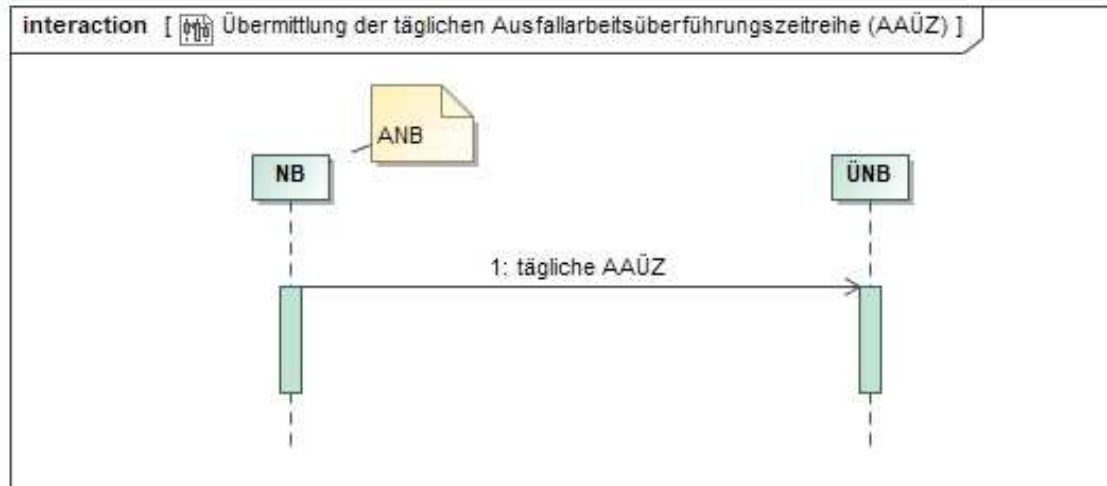
### 1.3. Use-Case: Übermittlung der täglichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



#### 1.3.1. UC: Übermittlung der täglichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)

Use-Case-Name	Übermittlung der täglichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe
Prozessziel	Der ANB hat dem ÜNB die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe übermittelt.
Use-Case-Beschreibung	Der ANB übermittelt dem ÜNB die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe.  Der ÜNB kann auf dieser Basis sein Bilanzkreismonitoring durchführen.  Die Ausfallarbeit pro technische Ressource wird je MaLo aggregiert, und über alle MaLo der LF des Bilanzkreises aufsummiert.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• ÜNB</li> </ul>
Vorbedingung	Die Ausfallarbeit liegt je technische Ressource vor. Alternativ können die Prognosewerte der technischen Ressourcen verwendet werden.
Nachbedingung im Erfolgsfall	Der ÜNB kann die Daten für das Bilanzkreismonitoring verwenden.
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

### 1.3.2. SD: Übermittlung der täglichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Tägliche AAÜZ	Werktäglich für den Vortag bis spätestens 14 Uhr.	Diese Zeitreihe wird nur einmalig für den Vortag ermittelt und versendet. Änderungen an den Basiswerten werden anschließend nur noch in der monatlichen Übermittlung berücksichtigt.

## IV. BILANZIERUNGSMODELLE, KRITERIENKATALOG UND BILANZIERUNGSPROZESSE

Zur Erfüllung der gesetzlichen Pflicht eines bilanziellen Ausgleichs im Falle einer Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen und Speichern gemäß § 13a Absatz 1 des EnWG gelten im Grundsatz die Regelungen aus dem BDEW-Branchenpapier „Durchführung und Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen“. Demnach erfolgt der bilanzielle Ausgleich heutiger Redispatch-Maßnahmen mit konventionellen Erzeugungsanlagen per ESS-Fahrplan. Dies gilt mit der Einführung von RD 2.0 analog für alle Anlagen, die verbindliche Planungsdaten bereitstellen (z. B. konventionelle Anlagen, planbare EE-, KWK-Anlagen, ...). Für dargebotsabhängige EE-Anlagen wird über das „Planwertmodell“ (siehe Kriterienkatalog „Planwertmodell“) zusätzlich die Möglichkeit geschaffen, die Bilanzierung per ESS-Fahrplan abzuwickeln.

Für EE- und KWK-Anlagen, die keine verbindlichen Planungsdaten bereitstellen, steht mit dem „Prognosemodell“ ein weiteres Bilanzierungsmodell zur Verfügung.

Die beiden Modelle „Prognosemodell“ und „Planwertmodell“ sollen im Folgenden erläutert werden:

Das „Prognosemodell“ und das „Planwertmodell“ unterscheiden sich in ihrer Ausgestaltung maßgeblich in Bezug auf die Erstellung der Erzeugungsprognose. Wesentliche Unterschiede zwischen den Bilanzierungsmodellen ist die finanzielle Bewertung potenziell entstehender energetischer Differenzmengen.

Des Weiteren unterscheiden sich die Zeitpunkte zur Bestimmung der zu bilanzierenden Ausfallarbeit, um den geltenden MaBiS-Fristen gerecht zu werden. 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.

Voraussetzungen für die Teilnahme am Planwertmodell richten sich an die Datenlieferung vom EIV an den NB sowie die Prognosegüte der mit der Datenlieferung vom EIV an den NB übermittelten Planungsdaten. Die Zuordnung zum Planwertmodell sieht außerdem vorgelagert das Durchlaufen einer Evaluierungsphase und anschließend einen beidseitigen Prozessaufbau zwischen EIV und NB vor (siehe hierzu „Kriterienkatalog „Planwertmodell““)

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

Bei EE-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung und verbindlicher Planwertlieferung an den NB können sich Abweichungen zwischen Ausfallarbeit und bilanziell ausgeglich-

ner Strommenge ergeben. Diese energetische Differenzmenge ist finanziell zu bewerten und ex post auszugleichen. Die energetische Differenzmenge im Planwertmodell wird mit dem ID1-Preis bepreist.

Im Prognosemodell werden keine Erzeugungsprognosen durch den EIV erstellt und an die betroffenen NB übermittelt, so dass dementsprechend keine ex-ante Fahrpläne (gemeldete Planungsdaten) verfügbar sind.

Die Bilanzierung erfolgt ex post auf Basis der berechneten Ausfallarbeit im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung. Im Prognosemodell wird die ex post berechnete Ausfallarbeit auf Basis der theoretischen Einspeisung bilanziert, so dass keine energetischen Differenzmengen finanziell ausgeglichen werden müssen. Ausfallarbeit für Abrechnung und Bilanzierung sind somit identisch.

Das Prognosemodell stellt im Redispatch 2.0 den Standardfall dar.

Eine Übersicht über die Bilanzierungs- und Abrechnungsmodelle für das Redispatch 2.0 findet sich in Abbildung 1.

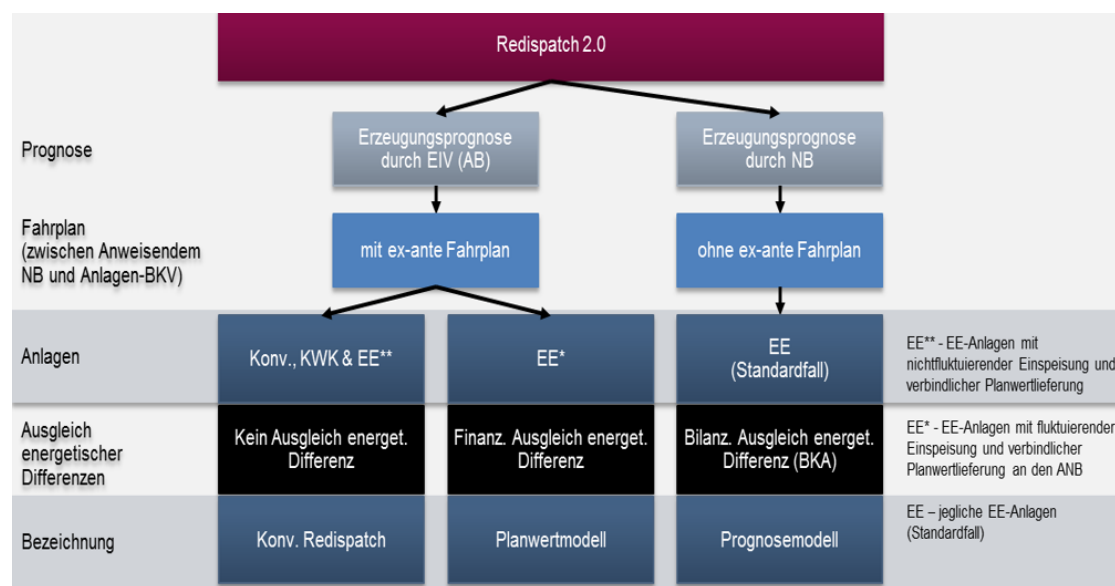


Abbildung 1: Übersicht der Bilanzierungs- und Abrechnungsmodelle

## 1. Kriterienkatalog „Planwertmodell“

Wenn ein NB Redispatch-Maßnahmen durchführen muss, so ist er verpflichtet, dem AB/EIV eine Abwicklung nach dem Planwertmodell zu ermöglichen.

Voraussetzungen für die Teilnahme am Planwertmodell richten sich an die Datenlieferung vom AB/EIV an den NB sowie die Prognosegüte der mit der Datenlieferung vom AB/EIV an den NB übermittelten Planungsdaten. Die Zuordnung zum Planwertmodell sieht außerdem vorgelagert das Durchlaufen einer Evaluierungsphase und anschließend einen beidseitigen Prozessaufbau zwischen AB/EIV und NB vor. Bei einer steuerbaren Ressource, die im Übertragungsnetz angeschlossen ist, liegt zusätzlich ein

Vorschlagsrecht beim Anschluss-ÜNB. Dem AB/EIV steht die Ablehnung des Vorschlages frei.

Befindet sich eine technische oder steuerbare Ressource bereits vor dem Wechsel des zuständigen AB/EIV im Planwertmodell, so kann diese in Abstimmung mit dem NB auch ohne nochmaliges Durchlaufen der Evaluierungsphase nach dem Wechsel zu einem neuen AB/EIV im Planwertmodell weitergeführt werden.

Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt abgestimmt und einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber/EIV und Netzbetreiber. Der Wechsel aus dem Planwertmodell in das Prognosemodell auf Antrag des Anlagenbetreibers/EIV erfolgt ebenso in Abstimmung zwischen Anlagenbetreiber/EIV und Netzbetreiber.

### 1.1.1. Datenanforderungen an Planungsdaten im Planwertmodell

Als Planungsdaten zur Bewertung der Prognosegüte werden die t-60 Min. vor Erfüllung<sup>9</sup> übermittelten Intraday-Planungsdaten (= Intraday-Fahrplan) in viertelstündlicher Auflösung herangezogen.

Nicht in den Planungsdaten inbegriffen sind beispielsweise Prognosen von Wetterdaten.

Weitere Anforderungen:

- Alle technischen oder steuerbaren Ressourcen, für die eine Prognose geliefert wird, verfügen über eine registrierende Messung (RLM).
- Alle technischen oder steuerbaren Ressourcen, für die eine gemeinsame Prognose geliefert wird, haben eine gleichartige Wirkung auf den Netzknoten (mit ANB abzustimmen).
- Alle Anlagen, für die eine gemeinsame Prognose geliefert wird, befinden sich im selben Abrechnungs-Bilanzkreis.

### 1.1.2. Ausnahmen und Sonderfälle

#### Nicht direktvermarktete EEG-Anlagen

Aufgrund der Komplexität im Zusammenspiel der beteiligten Rollen im Rahmen der EEG-Einspeisevergütung ist die Anwendung des Planwertmodells für EEG-Anlagen, welche sich nicht in einer Form der EEG-Direktvermarktung befinden, nicht zulässig.

### 1.2. Durchführung einer Evaluierungsphase

→ **Option A:** Zulassung nach Ex post-Test

Für die Durchführung einer validen Evaluierungsphase müssen für mindestens vier aufeinander folgende Wochen (lediglich unterbrochen durch Viertelstunden, in denen Redispatch-Maßnahmen stattgefunden haben oder Zeiten, in

---

<sup>9</sup> Startzeitpunkt der Lieferung

denen Regelleistung erbracht wurde) aktuelle Ex post-Planungsdaten zu mindestens 2016 auswertbaren/bewertbaren Viertelstunden vorliegen (entspricht 21 Tagen). Diese Daten übermittelt der AB/EIV zusammen mit der Anmeldung. Der NB berechnet den  $MAE_{rel}$  gem. der definierten Frist (vgl. UC „Wechsel des Bilanzierungs- oder Abrechnungsmodells“). Die Zulassung der SR zum Planwertmodell erfolgt bei einer Prognosegüte  $MAE_{rel} < 1,1$  (vgl. Kap. 1.3).

#### → **Option B:** Zulassung nach Operativ-Test

Alternativ zur Zulassung nach einem Ex post-Test kann eine Anlage schneller im Rahmen eines Operativ-Tests in das Planwertmodell aufgenommen werden. Hierbei findet eine vorgelagerte Ex post-Evaluierungsphase für eine SR gem. Option A keine Anwendung. Die SR befindet sich direkt (vgl. UC „Wechsel des Bilanzierungs- oder Abrechnungsmodells“) im Planwertmodell und wird bei laufender operativer Datenübertragung bereits nach zwei Wochen hinsichtlich der Prognosegüte bewertet.

Die Bewertung der SR erfolgt entsprechend der Kriterien des Ampelmodells (vgl. Kap 1.3.2).

Voraussetzung für den Operativ-Test (Option B) ist, dass der AB/EIV bereits mindestens eine SR im Planwertmodell hat (aktueller Status gelb oder grün, vgl. Kap. 1.3.2), ggf. auch bei einem anderen NB. Der Status (grün, gelb) sowie der Anlagenschlüssel (MaLo, MeLo) seiner SR im Planwertmodell muss dem ANB offengelegt werden. Die jeweilige steuerbare Ressource muss überdies die Anforderungen an die Plandatenlieferung (vgl. UC „Übermittlung von Planungsdaten“) erfüllen.

Hat der AB/EIV noch keine SR im Planwertmodell, so ist zwingend Option A zu durchlaufen.

Ein Wiedereinstieg einer SR nach deren Verlassen des Planwertmodells kann entsprechend erst nach erneut erfolgter, erfolgreicher Evaluierungsphase (gem. Option A) sowie Einhaltung der Fristen gem. UC „Wechsel des Bilanzierungs- oder Abrechnungsmodells“ erfolgen. Bei einer steuerbaren Ressource mit bereits vorhandenem operativem Datenaustausch können an Stelle von Ex post-Daten alternativ auch diese operativen Daten zur Durchführung der Evaluierungsphase herangezogen werden.

Die Bewertung der Prognosegüte erfolgt nach den in Kapitel 1.3 beschriebenen Verfahren und Maßstäben.

Die Evaluierungsphase kann bereits vor dem vorgesehenen Starttermin für Redispatch 2.0 am 01.10.2021 beginnen um es SR zu ermöglichen, bereits zum zuvor genannten Stichtag im Planwertmodell zu operieren.

### 1.3. Bewertung der Prognosegüte

Die Prognosegüte stellt das zentrale Bewertungskriterium für die Zuordnung einer technischen oder steuerbaren Ressource zu einem der oben beschriebenen Bilanzierungsmodelle dar. Sie wird auf Basis der Abweichung zwischen den Planungs-Daten und den gemessenen abrechnungsrelevanten Zählwerten für volatile Erzeugungsanlagen (Wind oder PV) berechnet. Ersatzwerte des Messstellenbetreibers (MSB) sind nicht zulässig.

#### Vorlaufzeit

Als Planungsdaten zur Bewertung der Prognosegüte werden die t-60 Min. vor Erfüllung<sup>10</sup> übermittelten Intraday-Planungsdaten (= Intraday-Fahrplan) in viertelstündlicher Auflösung herangezogen.

Technische Probleme sollten bei der Bewertung der Prognosegüte bilateral berücksichtigt werden.

Die Prognosegüte dient als Grundlage für:

- 1) Die Ermittlung von Abweichungen zwischen \*NB- und AB/EIV-Prognose innerhalb eines definierten Toleranzbereichs.
- 2) Das Entlassen von Erzeugungsanlagen vom Planwertmodell in das Prognosemodell bei dauerhaft gravierenden Abweichungen. Gravierend sind Abweichungen, die der Prüfung der Modellzuordnung anhand der Prognosegüte nicht standhalten und diese somit als nicht akzeptabel bewertet werden (vgl. Kap. 1.3.2).
- 3) Die Minimierung der ex post finanziell auszugleichenden Differenzmengen.

#### 1.3.1. Bewertungsmethodik

Die Prognosegüte (in Bezug auf eine SR) wird anhand der Viertelstunden bestimmt, in denen keine Redispatch- oder Regelleistungsmaßnahmen stattgefunden haben. Sind in einem Monat aufgrund von Redispatch- oder Regelleistungsmaßnahmen weniger als 1344 Viertelstunden an Zählwerten bewertbar (14 Tage à 96 Viertelstunden), wird für diese Zeiträume anstatt der Zählwerte die berechnete theoretische Einspeisung (gem. Leitfaden Ausfallarbeit) verwendet. Für die Zeiträume ohne Redispatch und Regelleistung werden weiterhin die Zählwerte als Referenz verwendet.

#### Prozess der Prognosebewertung

Zur Bewertung der Prognosegüte werden folgende Fehlermaße berücksichtigt (Definition s. unten):

- $MAE_{NB}$
- $MAE_{AB/EIV}$
- $ME_{AB/EIV}$

<sup>10</sup> Startzeitpunkt der Lieferung

Monatlich wird vom NB ein relativer MAE berechnet:

$$MAE_{rel} = MAE_{AB/EIV} / MAE_{NB}$$

Dieser dient dem Vergleich der Prognosegüte des NB und des AB/EIV und wird gemäß Abschnitt 1.3.2. bewertet.

Der  $ME_{AB/EIV}$  wird zur Langzeitevaluierung verwendet, um systematische Prognosefehler auszuschließen (vgl. Abschnitt 1.3.2.).

### Definition Fehlermaße:

**MAE** (Mean Absolute Error):

$$MAE = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T |x_{tf} - x_{tm}|$$

**ME** (Mean Error):

$$ME = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (x_{tf} - x_{tm})$$

$x_{tf}$ : Prognose für Zeitpunkt  $t$

$x_{tm}$ : Zählwert für Zeitpunkt  $t$

$T$ : Anzahl der betrachteten Zeitpunkte

Für die Fehlermaße ( $MAE_{rel}$  und  $ME_{AB/EIV}$ ) gelten die in Kapitel 4.2 beschriebenen Toleranzwerte (Toleranzgrenzwerte).

- Es ist zu beachten, dass für PV die Nachtstunden bei NB und AB nach gleichem Modell berechnet werden müssen. Für PV werden sämtliche Zeitpunkte berücksichtigt, somit auch die Nachtstunden.



### 1.3.2. Modellzuordnung auf Basis der Prognosegüte

Disclaimer: Die unten genannten Toleranzwerte können im laufenden Verfahren unter Berücksichtigung einer größeren Statistik im Rahmen des BDEW nochmals überprüft werden.

#### Ampelmodell

##### Fall 1:

$MAE_{rel} > 1,5 \rightarrow$  rot

##### Fall 2:

$1,2 < MAE_{rel} \leq 1,5 \rightarrow$  orange

Falls in den letzten 3 Monaten mindestens 2 mal gilt  $MAE_{rel} > 1,2 \rightarrow$  rot

##### Fall 3:

$1,0 < MAE_{rel} \leq 1,2 \rightarrow$  gelb

Falls in den letzten 6 Monaten mindestens 5 mal gilt  $MAE_{rel} > 1,0 \rightarrow$  rot

##### Fall 4:

$MAE_{rel} \leq 1,0 \rightarrow$  grün

#### Zusätzliche Prüfungen:

- Falls durchgängig in den letzten 6 Monaten gilt  $ME_{AB/EIV} < 0$  und im Mittel der letzten 6 Monate  $MAE_{rel} > 1 \rightarrow$  rot
- Falls durchgängig in den letzten 6 Monaten gilt  $ME_{AB/EIV} > 0$  und im Mittel der letzten 6 Monate  $MAE_{rel} > 1 \rightarrow$  rot

#### Reporting des NB an den AB/EIV:

- Der ANB übermittelt monatlich bis zum 10. Werktag an den AB/EIV je SR:
  - $MAE_{rel}$ ,  $MAE_{NB}$ ,  $MAE_{AB/EIV}$  und  $ME_{AB/EIV}$
  - Status (grün, gelb, orange, rot)
- Falls eine SR auf "rot" steht, ist der NB berechtigt, diese in das Prognosemodell zu überführen. Für ein Clearing stellt der NB dem AB/EIV auf Anfrage dann seine Prognose, die für den Status rot herangezogen wurde, in viertelstündlicher Auflösung zur Verfügung.

## 2. Bilanzierungsprozesse

Soweit in diesem Dokument keine spezielleren Regelungen getroffen worden sind, gelten die Vorgaben der Festlegung MaBiS (bspw. Versionierung, Prüfmitteilung, Datenstatus, Zählpunktbildung etc.) in jeweils aktueller Fassung entsprechend, soweit sie sinngemäß anwendbar sind. Es sind die Mitteilungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) und Umsetzungsfragenkataloge zum Redispatch in den jeweils gültigen Fassungen zu beachten.

### 2.1. Rahmenbedingungen der Bilanzierung

1. Die im Rahmen des Redispatchprozesses ausgetauschte Energie muss zu jeder Zeit eindeutig den Bilanzkreisen zuzuordnen sein.

#### Sowie explizit im Prognosemodell

2. Die zwischen 2 Bilanzkreisen auszutauschende Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ) muss eindeutig zuzuordnen sein.
3. Die tägliche AAÜZ (werktätlich Übermittlung für das Bilanzkreismonitoring) ist viertelstundenscharf und enthält die Summe der möglichen Ausfallarbeit der durch die Maßnahme betroffenen technischen Ressourcen je Bilanzkreis.
4. Die tägliche AAÜZ wird gemäß Redispatch-2.0-Leitfaden zur Berechnung der Ausfallarbeit ermittelt oder entspricht der letzten vorliegenden Prognose.

In den Fällen, in denen am Prozess Beteiligte aufgrund von Personenidentität „mit sich selbst“ zu kommunizieren hätten, bleibt für die davon betroffenen Prozessschritte eine Abweichung in Bezug auf die prozessuale Ausgestaltung oder des zu verwendenden Datenformats zulässig, soweit sich aus geltendem Recht oder aus behördlichen Entscheidungen nichts Abweichendes ergibt.

#### 2.1.1. Aktivierung/Deaktivierung eines MaBiS-Zählpunkts (MaBiS ZP)

Ein MaBiS-ZP ist rechtzeitig vor erstmaliger Versendung einer Summenzeitreihe mittels Stammdatenaustausch beim betroffenen Marktpartner zu aktivieren. Es gelten diesbezüglich die jeweiligen Regelungen in der MaBiS.

#### 2.1.2. Summen-/Überführungszeitreihen, Versionierung, Prüfmitteilung und Datenstatus

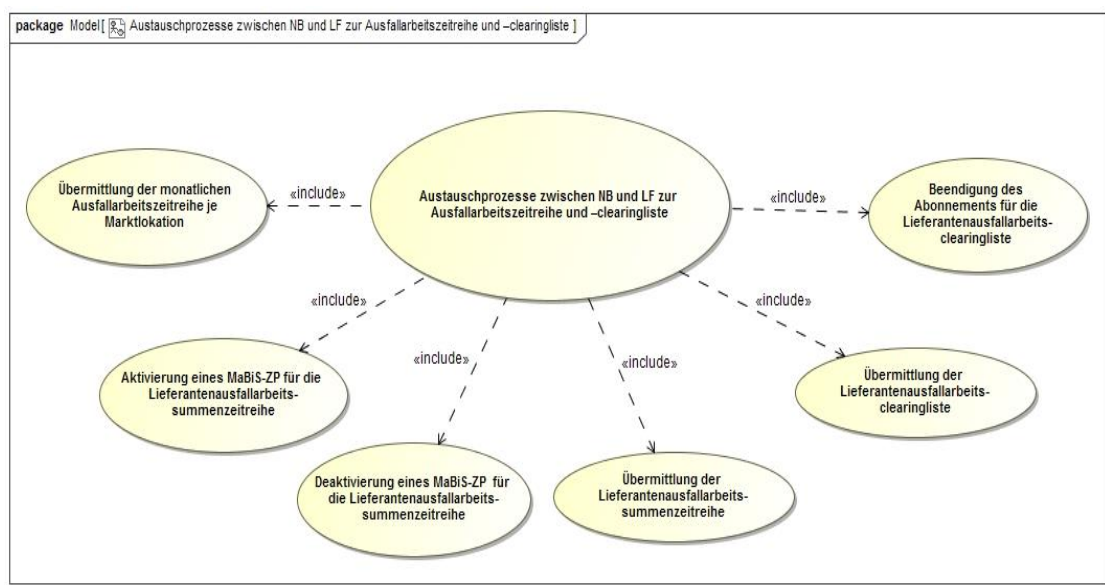
Generell gelten die relevanten Regelungen in der MaBiS. Weiterhin ist zu beachten:

Für MaBiS-ZP im Redispatch sind immer für beide Richtungen zeitgleich die Bewegungsdaten vollständig, d. h. für jede Viertelstunde des Betrachtungszeitraums, zu übermitteln. Dabei darf höchstens eine der beiden Energieflussrichtungen je Viertelstunde einen Wert größer Null enthalten. Die gegenläufige Energieflussrichtung muss dann einen Nullwert für diese Viertelstunde enthalten.

### 2.1.2.1. Übersicht der Fristen

		BKA (ohne KBKA)	KBKA	Bedeutung
Datenlieferungsfristen		1. Folge-Werntag (werktätlich)	./.	Übermittlung der täglichen Ausfallarbeits-überführungszeitreihe (AAÜZ)
		1. WT bis 12. WT	./.	Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeits-Überführungszeitreihen (AAÜZ) Übermittlung der Lieferantenausfallarbeits-summenzeitreihe (LF-AASZR)
		13. WT bis 30. WT	31. WT bis Ende 7. Monat	Clearingphase für die monatlichen Ausfallarbeits-Überführungszeitreihen (AAÜZ)
Abrechnungssichttag		18. WT (Datenstand 15. WT)	8. WT des 5. Monats (Datenstand Ende 4. Monat)	
		42. WT (Datenstand 30. WT)	Ende des 8. Monats (Datenstand Ende 7. Monat)	

### 3. Übersicht: Austauschprozesse zwischen NB und LF zur Ausfallarbeitszeitreihe und -clearingliste



#### 3.1. Use-Case: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation

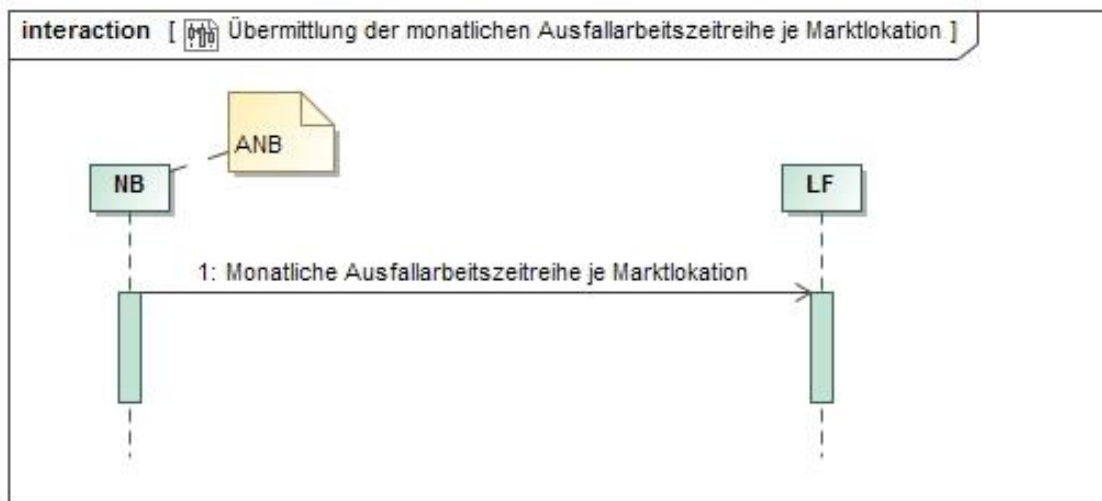


##### 3.1.1. UC: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation

<b>Use-Case-Name</b>	<b>Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation</b>
Prozessziel	Dem LF liegt die Ausfallarbeitszeitreihe der Marktlokation vom ANB vor.
Use-Case-Beschreibung	Der ANB übermittelt dem LF die Ausfallarbeitszeitreihe der ihm zugeordneten Marktlokation, welche von einer Redispatch-Maßnahme betroffen ist. Die Ausfallarbeit pro technische Ressource wird je Marktlokation aggregiert.

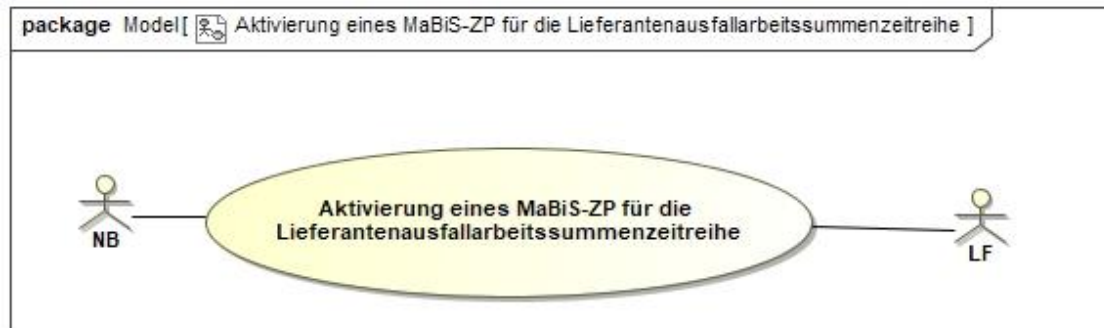
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• LF</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Ausfallarbeit der technischen Ressourcen liegt vor.</li> <li>• Die Marktllokation des LF ist von einer Redispatch-Maßnahme des NB betroffen.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abrechnungs- und Bilanzierungsprozesse können stattfinden.</li> <li>• Zudem kann der LF die Lieferantenausfallarbeitsummenzeitreihe (LF-AASZR) nach dem Bilanzierungsmonat prüfen.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	Es wurden keine Ausfallarbeitszeitreihen der Marktllokation vom NB an LF übermittelt.
Weitere Anforderungen	--

### 3.1.2. SD: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktllokation



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Monatliche Ausfallarbeitszeitreihe je Marktllokation	Bis zum 8. WT im Folgemonat spätestens mit Versand der LF-AASZR.	

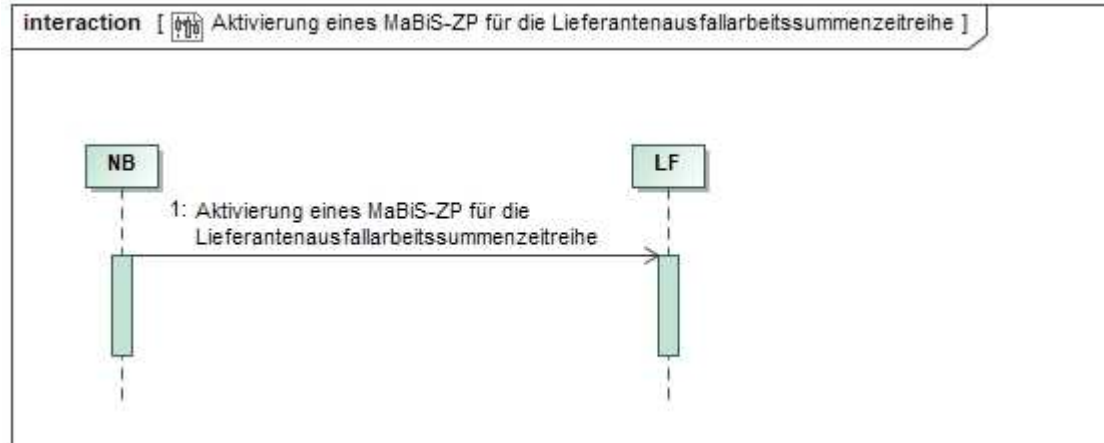
### 3.2. Use-Case: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe



#### 3.2.1. UC: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe

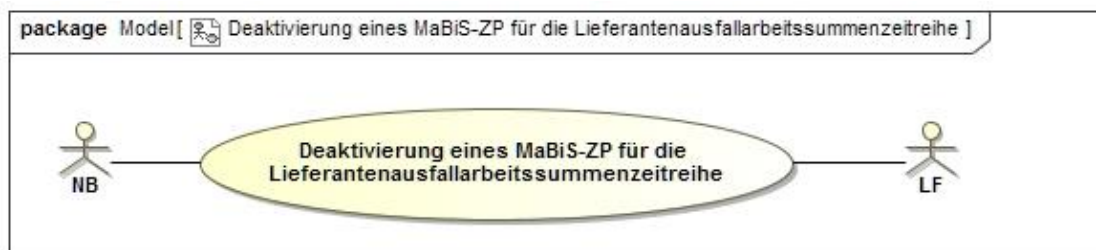
Use-Case-Name	Aktivierung eines MaBiS-Zählpunkts für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe
Prozessziel	Der NB hat den MaBiS-ZP für die entsprechende LF-AASZR beim LF aktiviert.
Use-Case-Beschreibung	Der NB aktiviert einen MaBiS-ZP einer LF-AASZR und sendet die entsprechende Information an den LF.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• LF</li> </ul>
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zuordnungsermächtigung liegt vor.</li> <li>• Der NB hat die erste Marktlokation mit einer Redispatch-Maßnahme, einer Kombination aus BK, BG und LF, dem LF zugeordnet, für die noch kein MaBiS-ZP für die LF-AASZR aktiviert ist.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der LF kann die LF-AASZR diesem MaBiS-ZP zuordnen.</li> <li>• Der LF kann die Weiterleitung des zu aktivierenden MaBiS-ZP an den BKV anstoßen oder</li> <li>• im Fehlerfall kann der LF den Clearingprozess mit dem NB einleiten.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

### 3.2.2. SD: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Aktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe	Unverzüglich nach der Zuordnung der ersten Marktlokation mit einer Redispatch-Maßnahme und für deren zugeordnete Kombination aus BK, BG und LF noch kein MaBiS-ZP für die LF-AASZR aktiviert ist, spätestens jedoch 1 WT vor dem erforderlichen Versand der LF-AASZR.	--

### 3.3. Use-Case: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe

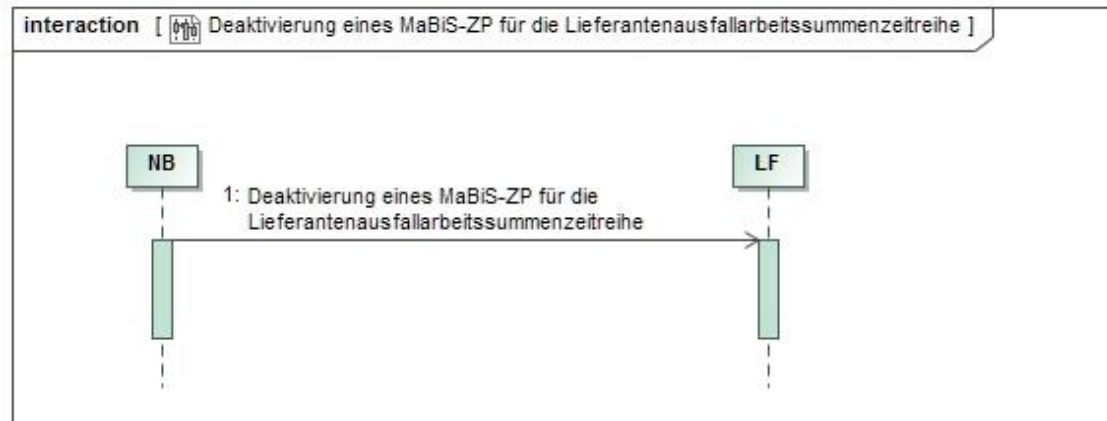


#### 3.3.1. UC: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe

Use-Case-Name	Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe
Prozessziel	Der NB hat den MaBiS-ZP für die LF-AASZR beim LF deaktiviert.
Use-Case-Beschreibung	Der NB deaktiviert den aktivierten RD-ZP für die LF-AASZR und sendet die entsprechende Information an den LF.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• LF</li> </ul>
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der NB hat die Zuordnung der letzten Marktlokation mit einer Redispatch-Maßnahme beim LF beendet, für deren zugeordnete Kombination aus BK, BG und LF ein MaBiS-ZP für die LF-AASZR aktiviert ist und dieser MaBiS-ZP ist beim LF aktiviert.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der LF kann die Weiterleitung des deaktivierten MaBiS-ZP an den BKV anstoßen oder</li> <li>• im Fehlerfall kann der LF den Clearingprozess mit dem NB einleiten.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	Der MaBiS-ZP kann bis zu einer erneuten Aktivierung für die LF-AASZR nach dem Deaktivierungszeitpunkt nicht mehr verwendet werden.

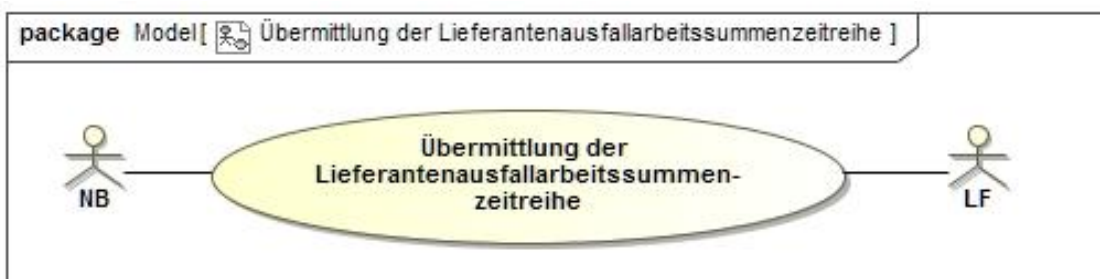


### 3.3.2. SD: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe	Unverzüglich nach der Beendigung der Zuordnung der letzten Marktlokation mit Redispatch-Maßnahme und für deren zugeordnete Kombination aus BK, BG und LF die ein MaBiS-ZP für die AASZR aktiviert ist, spätestens jedoch 1 WT vor dem andernfalls erforderlichen Versand der LF-AASZR.	--

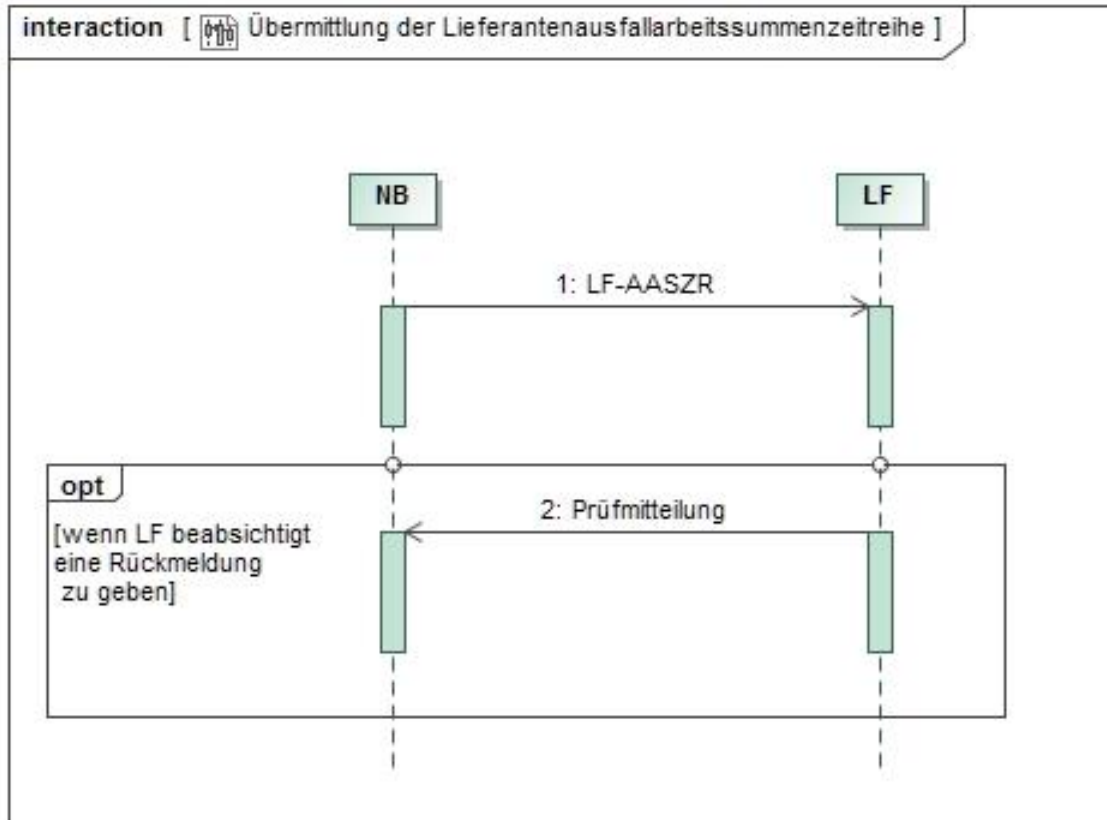
### 3.4. Use-Case: Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe



#### 3.4.1. UC: Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe

Use-Case-Name	Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe von NB an LF
Prozessziel	Dem LF liegt die LF-AASZR vom NB vor. Zudem kann dem NB ein Prüfergebnis mittels Prüfmitteilung vom LF über die LF-AASZR vorliegen.
Use-Case-Beschreibung	Der NB liefert an den LF für den Bilanzierungsmonat zu jedem aktivierten MaBiS-ZP die LF-AASZR. Der LF prüft die LF-AASZR und kann bei Bedarf mit Hilfe der Prüfmitteilung das Prüfergebnis dem NB mitteilen. Die Ausfallarbeit pro technische Ressource wird je Marktlokation aggregiert und über alle Marktlokationen des jeweiligen Lieferanten je Bilanzkreis aufsummiert.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• LF</li> </ul>
Vorbedingung	Der NB hat den ZP für die LF-AASZR für den betrachteten Zeitraum aktiviert.
Nachbedingung im Erfolgsfall	--
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

### 3.4.2. SD: Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	LF-AASZR	Unverzüglich nach Ermittlung, jedoch spätestens mit dem Versand der zugehörigen AAÜZ.	
2	Prüfmitteilung	--	Der LF kann nach Erhalt der LF-AASZR eine positive bzw. negative Prüfmitteilung übermitteln.  Die negative Antwort gibt dem NB erste Hinweise zur Fehlerklärung.

### 3.5. Use-Case: Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste

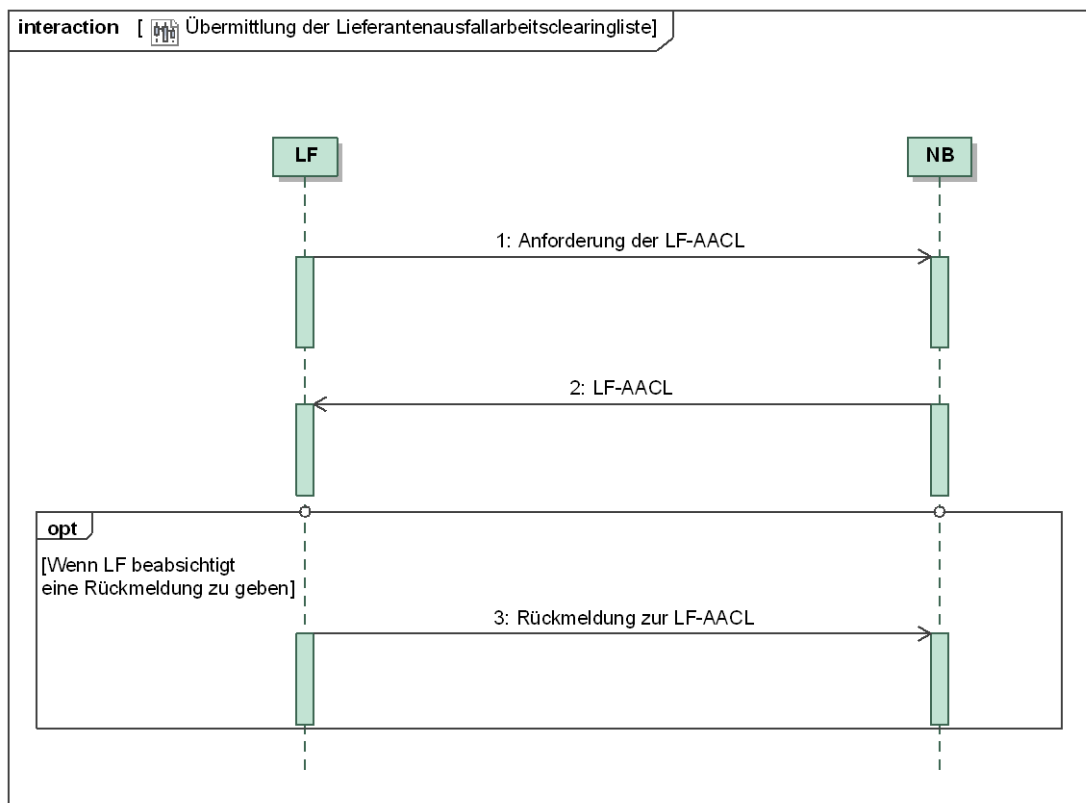


#### 3.5.1. UC: Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste

Use-Case-Name	Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste
Prozessziel	Dem LF liegt die angeforderte Lieferantenausfallarbeitsclearingliste (LF-AACL) vor.  Falls die LF-AACL abonniert wurde, ist der LF als Abonnent der LF-AACL beim NB registriert.
Use-Case-Beschreibung	Der LF fordert an bzw. abonniert bei Bedarf die LF-AACL vom NB. Der NB versendet die angeforderte LF-AACL an den LF.  Der NB erstellt auf Basis der LF-AASZR zugeordneten Marktlokationen die LF-AACL.  Der NB versendet die LF-AACL zur Version der LF-AASZR an den LF.  Der LF hat die Möglichkeit, die LF-AASZR anhand der Daten der LF-AACL zu plausibilisieren.  Zu jeder LF-AASZR wird eine LF-AACL erstellt und kann auch separat angefordert werden.  Ggf. liegt dem NB die Rückmeldung des LF zur versandten LF-AACL vor.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• LF</li> </ul>
Vorbedingung	Bei Einzelanforderung: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dem LF liegt die LF-AASZR vom NB vor.</li> <li>• Der LF kennt den MaBiS-ZP der LF-AASZR.</li> </ul> Bei Abonnement:

	<ul style="list-style-type: none"> <li>Der LF kennt den MaBiS-ZP der LF-AASZR.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	--
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	Wird bei einem bestehenden Abonnement ein Abonnement erneut angefordert, bezieht sich der Empfänger des Abonnements ab dem Zeitpunkt des Eingangs in allen daraus resultierenden LF-AACL auf das neue Abonnement.

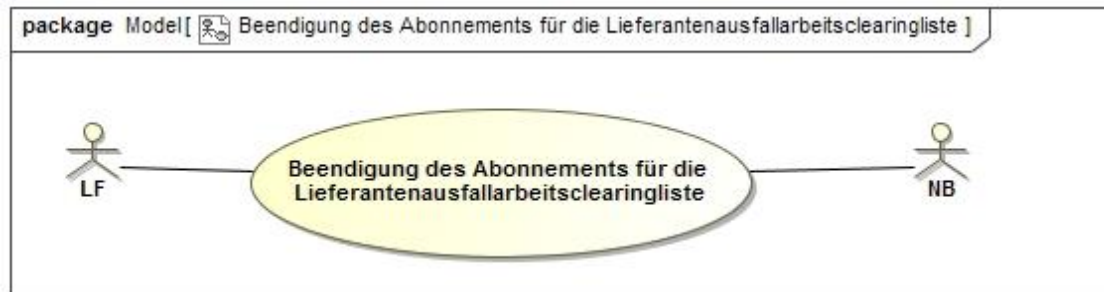
### 3.5.2. SD: Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Anforderung der LF-AACL	--	
2	LF-AACL	1 WT nach Erhalt der Einzelanforderung sowie bei	--

		Abonnements unverzüglich nach Übermittlung der LF-AASZR	
3	Rückmeldung zur LF-AACL	--	Im Bedarfsfall Korrekturliste zur LF-AACL.

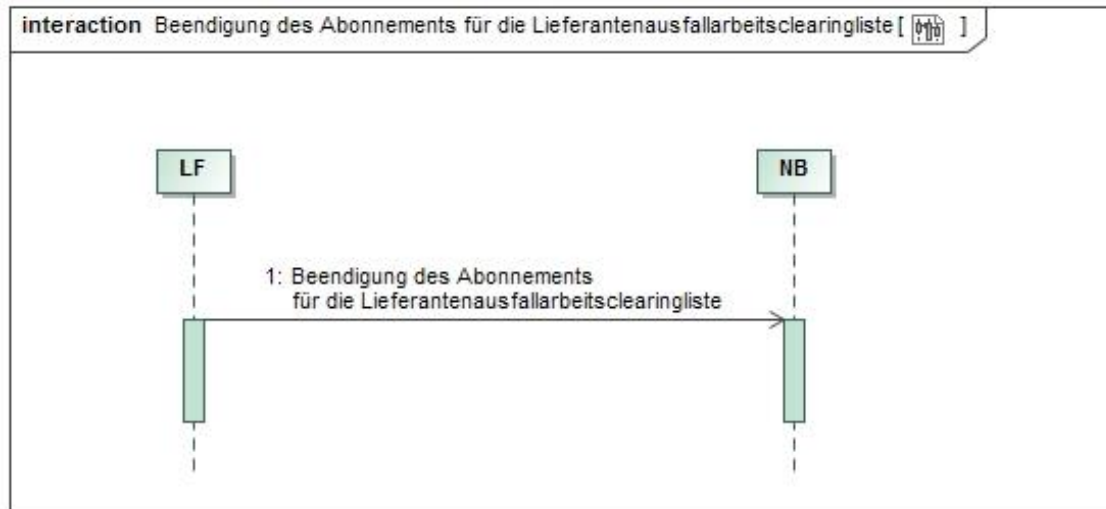
### 3.6. Use-Case: Beendigung des Abonnements für die Lieferantenausfallarbeitsclearingliste



#### 3.6.1. UC: Beendigung des Abonnements für die Lieferantenausfallarbeitsclearingliste

Use-Case-Name	Beendigung des Abonnements für die Lieferantenausfallarbeitsclearingliste
Prozessziel	Der NB hat das Abonnement für die LF-AACL für den LF beendet.
Use-Case-Beschreibung	Der LF beendet das Abonnement der LF-AACL gegenüber dem NB.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• LF</li> </ul>
Vorbedingung	Für die LF-AACL besteht beim NB ein Abonnement des LF.
Nachbedingung im Erfolgsfall	--
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

### 3.6.2. SD: Beendigung des Abonnements für die Lieferantenausfallarbeitsclearingliste



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Beendigung Abonnement	--	Das Abonnement der LF-CL kann jederzeit mit Angabe des Monats, für den die LF-AACL letztmalig übermittelt werden soll, beendet werden.



#### 4. Austauschprozesse zur Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe

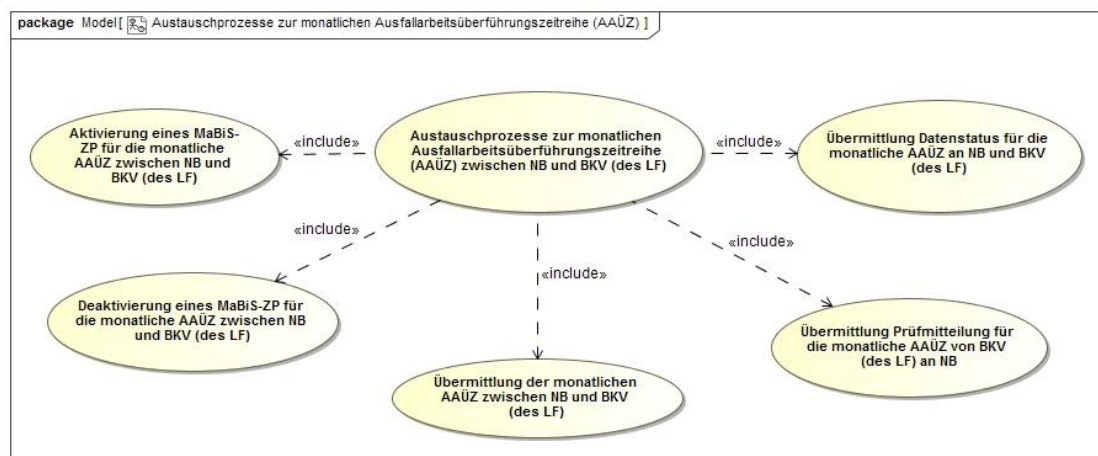
Dieser Punkt beschreibt die Buchung der Ausfallarbeit in die LF-Bilanzkreise. Für den EEG-Bilanzkreis des Anschlussnetzbetreibers wird analog verfahren. Diese Energie wird per EEG-Überführungszeitreihe (EUZ) in den EEG-Bilanzkreis des ÜNB überführt.

In den Redispatch-Prozessen werden die Bilanzkreissummenzeitreihen – hier Ausfallarbeitsüberführungszeitreihen – welche vom NB an den BIKO übermittelt werden, wie in der MaBiS an den BKV (des LF) weitergeleitet und in dessen BK gebucht, jedoch nicht wie in der MaBiS auf das Bilanzierungsgebiet des NB gegengebucht.

Im Redispatch findet die Gegenbuchung in den Redispatch-Bilanzkreis des BKV (des ANB) statt.

Wie auch in der MaBiS wird in den Redispatch-Prozessen von einer Darstellung dieser Gegenbuchung zur Bilanzkreissummenzeitreihe, hier Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe, sowie den Prozessen zur Aktivierung bzw. Deaktivierung der MaBiS-ZP dieser Bilanzkreissummenzeitreihen in den BK des BKV (des ANB) abgesehen.

#### Übersicht: Austauschprozesse zur monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



#### 4.1. Use-Case: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)

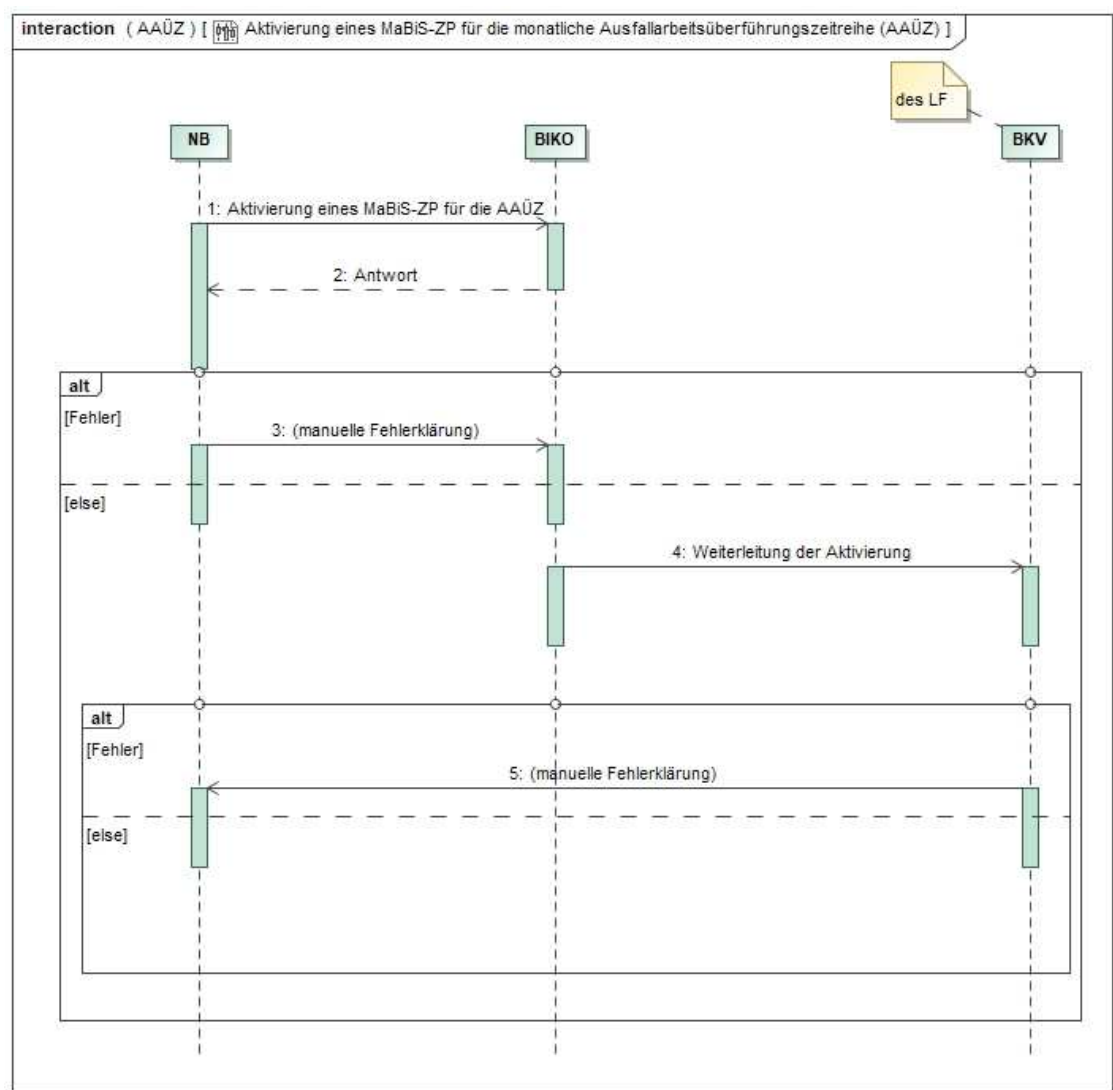


##### 4.1.1. UC: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe

Use-Case-Name	Aktivierung eines MaBiS-Zählpunkts für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe
Prozessziel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der NB hat den MaBiS-ZP für die entsprechende AAÜZ beim BIKO aktiviert.</li> <li>• Der BIKO hat den MaBiS-ZP für die AAÜZ zu den BKV weitergeleitet und der BKV hat diesen übernommen und im Fehlerfall ggf. ein Clearing mit dem NB angestoßen.</li> </ul>
Use-Case-Beschreibung	<p>Der NB aktiviert einen MaBiS-ZP einer AAÜZ und sendet die entsprechende Information an den BIKO, die vom BIKO nach einer formalen Prüfung (Stammdaten) angenommen oder abgelehnt wird.</p> <p>Der BIKO leitet die Aktivierung eines MaBiS-ZP für eine AAÜZ nach Erhalt an den BKV (des LF) weiter, sofern die Aktivierung korrekt war.</p> <p>Der BKV (des LF) kann den ANB über eine seines Erachtens fehlerhafte Aktivierung informieren.</p> <p>Bei einer Fehlermeldung des BKV (des LF) klären NB und BKV (des LF), wo der Fehler vorliegt und sorgen – falls nötig – für eine Korrektur des Fehlers.</p>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• BIKO</li> <li>• BKV</li> </ul>
Vorbedingungen	Der NB hat einen BK mit einer Redispatch-Maßnahme für die noch kein MaBiS-ZP für die AAÜZ aktiviert ist.

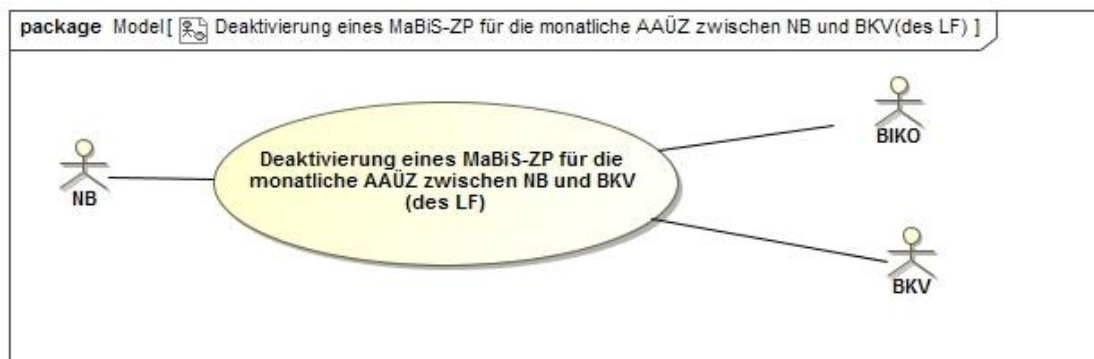
Nachbedingung im Erfolgsfall	Der BIKO und der BKV (des LF) können die AAÜZ dem MaBiS-ZP zuordnen.
Nachbedingung im Fehlerfall	Im Fehlerfall kann der BKV (des LF) den Clearingprozess mit dem NB einleiten.
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

#### 4.1.2. SD: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Aktivierung eines MABIS-ZP für die monatliche AAÜZ	Unverzüglich, wenn der BK von einer Redispatch-Maßnahme betroffen ist und für diesen BK noch kein MABIS-ZP für die AAÜZ aktiviert ist, spätestens jedoch 2 WT vor dem erforderlichen Versand der AAÜZ.	--
2	Antwort	Unverzüglich, spätestens jedoch 1 WT nach Erhalt der Aktivierung.	Im Falle einer Ablehnung der Aktivierung durch den BIKO erfolgt diese mit einer Begründung. Die Ablehnung gibt dem NB erste Hinweise zur Fehlerklärung.
3	manuelle Fehlerklärung	--	Der NB klärt den Fehlerfall manuell mit dem BIKO.
4	Weiterleitung des aktivierten MaBiS-ZP für die monatliche AAÜZ	Im Zustimmungsfall, spätestens am folgenden WT nach Erhalt.	Der BIKO leitet nur den nicht abgelehnten MaBiS-ZP an den BKV (des LF) weiter.
5	manuelle Fehlerklärung	--	<p>Der BKV (des LF) klärt im Fehlerfall manuell mit dem NB.</p> <p>Der BKV (des LF) hat trotz einer möglicherweise fehlerhaften Aktivierung des MaBiS-ZP diesen MaBiS-ZP bis zu dessen Deaktivierung zu akzeptieren.</p> <p>Ergibt die Klärung, dass der MaBiS-ZP zu deaktivieren ist, stößt der NB einen Deaktivierungsprozess an.</p>

## 4.2. Use-Case: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)

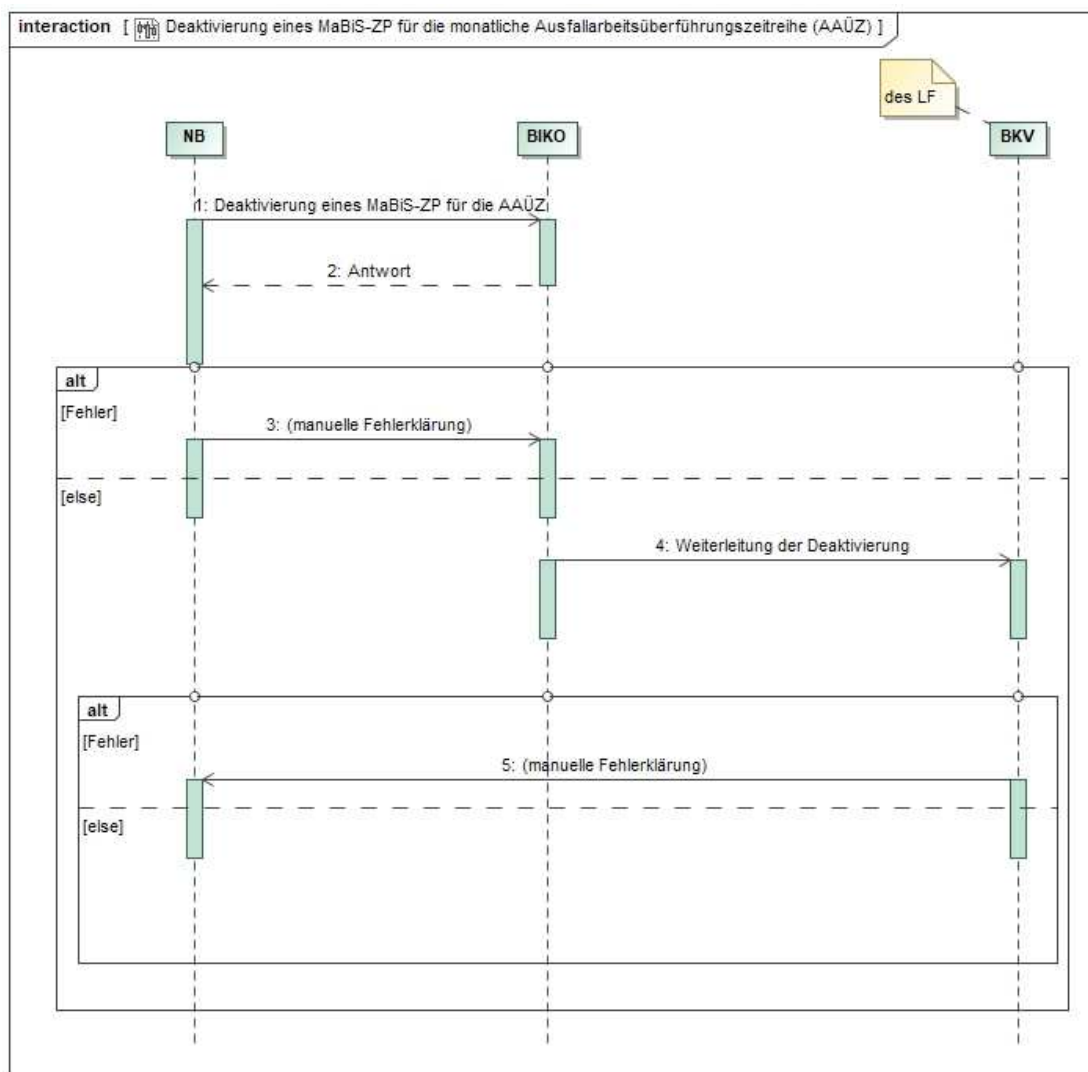


### 4.2.1. UC: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)

Use-Case-Name	Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe
Prozessziel	<p>Der NB hat den MaBiS-ZP für die AAÜZ beim BIKO deaktiviert.</p> <p>Der BIKO hat die Deaktivierung des MaBiS-ZP für die AAÜZ zum BKV (des LF) weitergeleitet und der BKV (des LF) hat diese übernommen und im Fehlerfall ggf. ein Clearing mit dem NB angestoßen.</p>
Use-Case-Beschreibung	<p>Der NB deaktiviert den aktivierten MaBiS-ZP für eine AAÜZ und sendet die entsprechende Information an den BIKO, die vom BIKO angenommen bzw. abgelehnt wird.</p> <p>Der BIKO leitet die Deaktivierung eines MaBiS-ZP für eine AAÜZ nach Erhalt an den BKV (des LF) weiter, sofern er die Deaktivierung angenommen hat.</p> <p>Der BKV (des LF) kann den NB über eine seines Erachtens fehlerhafte Deaktivierung informieren.</p>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• BIKO</li> <li>• BKV</li> </ul>
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ein BK verfügt über einen aktivierten MaBiS-ZP.</li> <li>• Diesem BK sind keine MaLos mehr zugeordnet, welche potentiell für Redispatch genutzt werden könnten.</li> </ul>

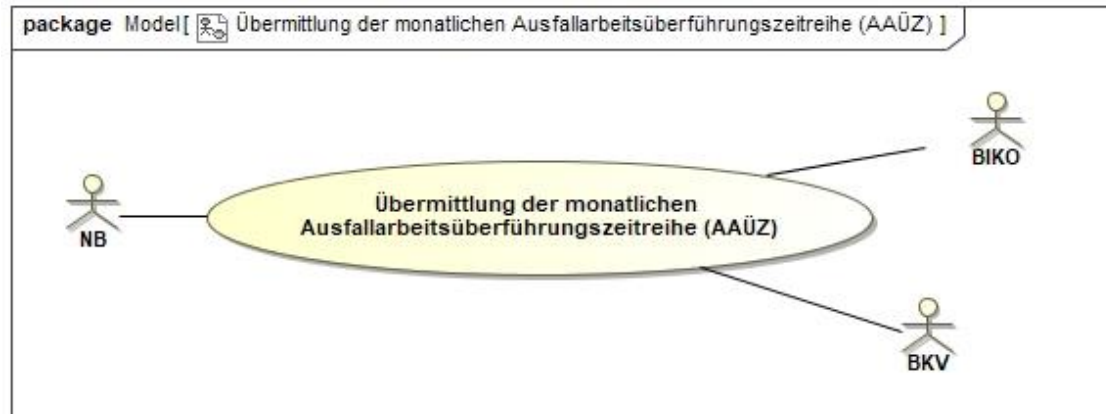
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>Der BIKO kann die Weiterleitung des deaktivierten MaBiS-ZP an den BKV (des LF) anstoßen.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>Im Fehlerfall kann der BKV (des LF) den Clearingprozess mit dem NB einleiten.</li> <li>Bei einer Fehlermeldung des BKV (des LF) klären NB und BKV (des LF) wo der Fehler vorliegt und sorgen – falls nötig – für eine Korrektur des Fehlers.</li> </ul>
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	Der MaBiS-ZP kann bis zu einer erneuten Aktivierung für die AAÜZ nach dem Deaktivierungszeitpunkt nicht mehr verwendet werden.

#### 4.2.2. SD: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Deaktivierung eines MABIS-ZP für die AAÜZ	Unverzüglich, wenn der BK von keiner Redispatch-Maßnahme betroffen ist und für diesen BK ein MABIS-ZP für die AAÜZ aktiviert ist, spätestens jedoch 2 WT vor dem erforderlichen Versand der AAÜZ.	--
2	Antwort	Unverzüglich, spätestens jedoch 1 WT nach Erhalt der Deaktivierung.	Im Falle einer Ablehnung der Deaktivierung durch den BIKO, erfolgt diese mit einer Begründung. Die Ablehnung gibt dem NB erste Hinweise zur Fehlerklärung.
3	manuelle Fehlerklärung	--	Der NB klärt den Fehlerfall manuell mit dem BIKO.
4	Weiterleitung der Deaktivierung des MaBiS-ZP AAÜZ	Im Zustimmungsfall, spätestens am folgenden WT nach Erhalt.	Der BIKO leitet nur die nicht abgelehnte Deaktivierung des MaBiS-ZP an den BKV (des LF) weiter.
5	manuelle Fehlerklärung	--	<p>Der BKV (des LF) klärt im Fehlerfall manuell mit dem NB.</p> <p>Der BKV (des LF) hat trotz einer möglicherweise fehlerhaften Deaktivierung des MaBiS-ZP diese bis zur Klärung zu akzeptieren.</p> <p>Ergibt die Klärung, dass der MaBiS-ZP zu aktivieren ist, stößt der NB einen Aktivierungsprozess an.</p>

### 4.3. Use-Case: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



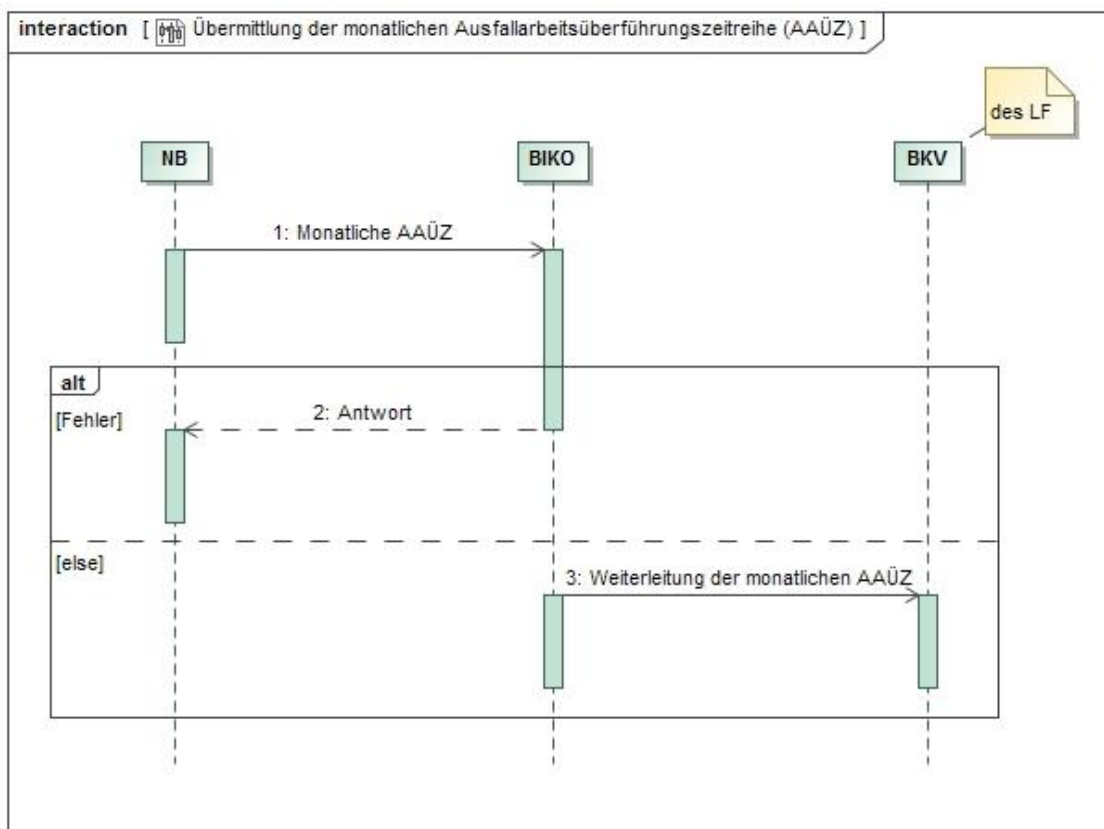
#### 4.3.1. UC: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)

Use-Case-Name	Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe
Prozessziel	Die vom Netzbetreiber ermittelte monatliche AAÜZ liegt beim BIKO und beim BKV (des LF) vor.
Use-Case-Beschreibung	Der ANB liefert die Ausfallarbeitsüberführungszeitreihen für den betrachteten Zeitraum an den BIKO, der BIKO leitet die monatliche AAÜZ an den BKV (des LF) weiter. Die BKV haben die Summen-AAÜZ erhalten und prüfen diese. Die Ausfallarbeit pro technischer Ressource wird je Marktlokation aggregiert und über alle Marktlokationen der Lieferanten des Bilanzkreises aufsummiert.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• BIKO</li> <li>• BKV</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stammdaten sind ausgetauscht.</li> <li>• Ausfallarbeit ist bilanzkreisscharf beim Netzbetreiber ermittelt (Erstaufschlagsrecht).</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der BKV (des LF) der Anlage wird bilanziell so gestellt, als ob es die Redispatch-Maßnahme nicht gegeben hätte.</li> <li>• Die Bilanzkreisabrechnung für den BKV (des LF) kann durchgeführt werden.</li> <li>• Der BKV (des LF) prüft die monatliche AAÜZ.</li> </ul>



Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	Der BIKO bucht die AAÜZ in den Redispatch-BK des BKV (des NB).

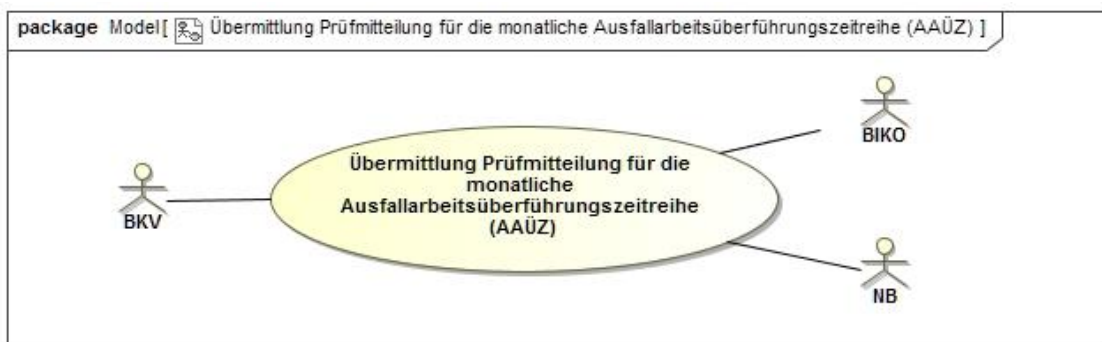
#### 4.3.2. SD: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Monatliche AAÜZ	Bis zum Ablauf des 12. WT nach Ende des Bilanzierungsmonats zur Inanspruchnahme des Erstaufschlags und bis zum Ende des 7. Monats nach Bilanzierungsmonat.	Der NB übermittelt eine Version der AAÜZ an den BIKO.

2	Antwort	Unverzüglich, spätestens jedoch 1 WT nach Übermittlung der AAÜZ.	Der NB erwartet bei einer Ablehnung einen ersten Hinweis zur Fehlerklärung.
3	Weiterleitung der monatlichen AAÜZ	Unverzüglich, spätestens jedoch 1 WT nach Übermittlung AAÜZ, sofern keine Ablehnung vorliegt.	Der BKV (des LF) erhält die AAÜZ vom BIKO; der BIKO leitet nur nicht abgelehnte AAÜZ an den BKV (des LF) weiter.

#### 4.4. Use-Case: Übermittlung Prüfmittlung für die monatliche Ausfallarbeits-



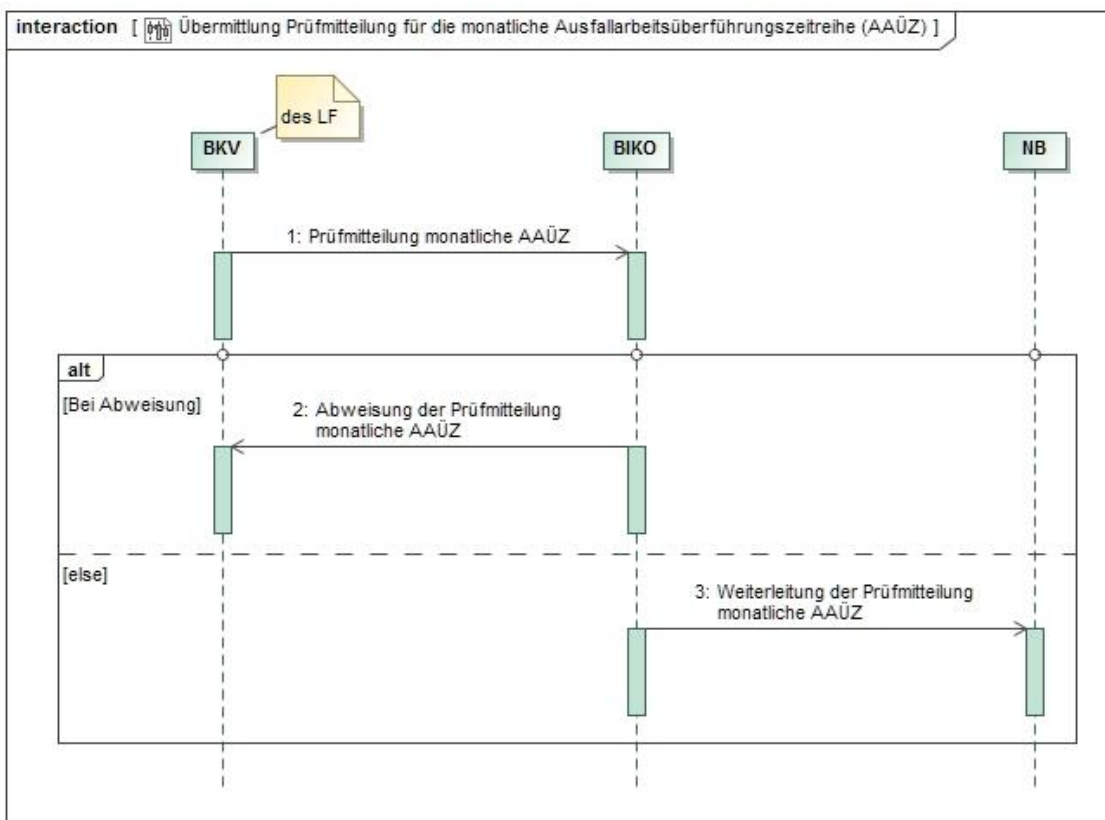
#### überführungszeitreihe (AAÜZ)

##### 4.4.1. UC: Übermittlung Prüfmittlung für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)

Use-Case-Name	Übermittlung Prüfmittlung für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)
Prozessziel	Der NB kennt die Erwartungshaltung (Korrekturbedarf oder Akzeptanz) des BKV (des LF) für die AAÜZ des betrachteten Zeitraums. Mit dem Austausch der Prüfmittlung erfahren alle beteiligten Marktteilnehmer das Prüfergebnis des BKV (des LF).
Use-Case-Beschreibung	Der BKV (des LF) hat die AAÜZ gegen seine Daten geprüft und sein Prüfergebnis dem BIKO mitgeteilt. Der BIKO hat dieses an den NB weitergeleitet.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• BKV</li> <li>• BIKO</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der BKV (des LF) hat eine Version der AAÜZ erhalten.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>BKV (des LF) hat Datengrundlage vom Lieferanten erhalten.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>Der NB übermittelt bei Erhalt einer negativen Prüfmitteilung ggf. eine korrigierte AAÜZ.</li> <li>Der BIKO kann den Datenstatus bilden und an den BKV (des LF) und NB übermitteln.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

#### 4.4.2. SD: Übermittlung Prüfmitteilung für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Prüfmitteilung AAÜZ	--	Der BKV (des LF) kann nach Erhalt der AAÜZ eine positive oder eine negative Prüfmitteilung übermitteln.

2	Abweisung der Prüfmitteilung AAÜZ	--	Wenn es zu einer Abweisung einer Prüfmitteilung der AAÜZ kommt, wird die Weiterleitung an den NB nicht durchgeführt.
3	Weiterleitung der Prüfmitteilung AAÜZ	Spätestens am folgenden WT.	Dem NB liegt das Prüfungsergebnis des BKV (des LF) für die AAÜZ vor.

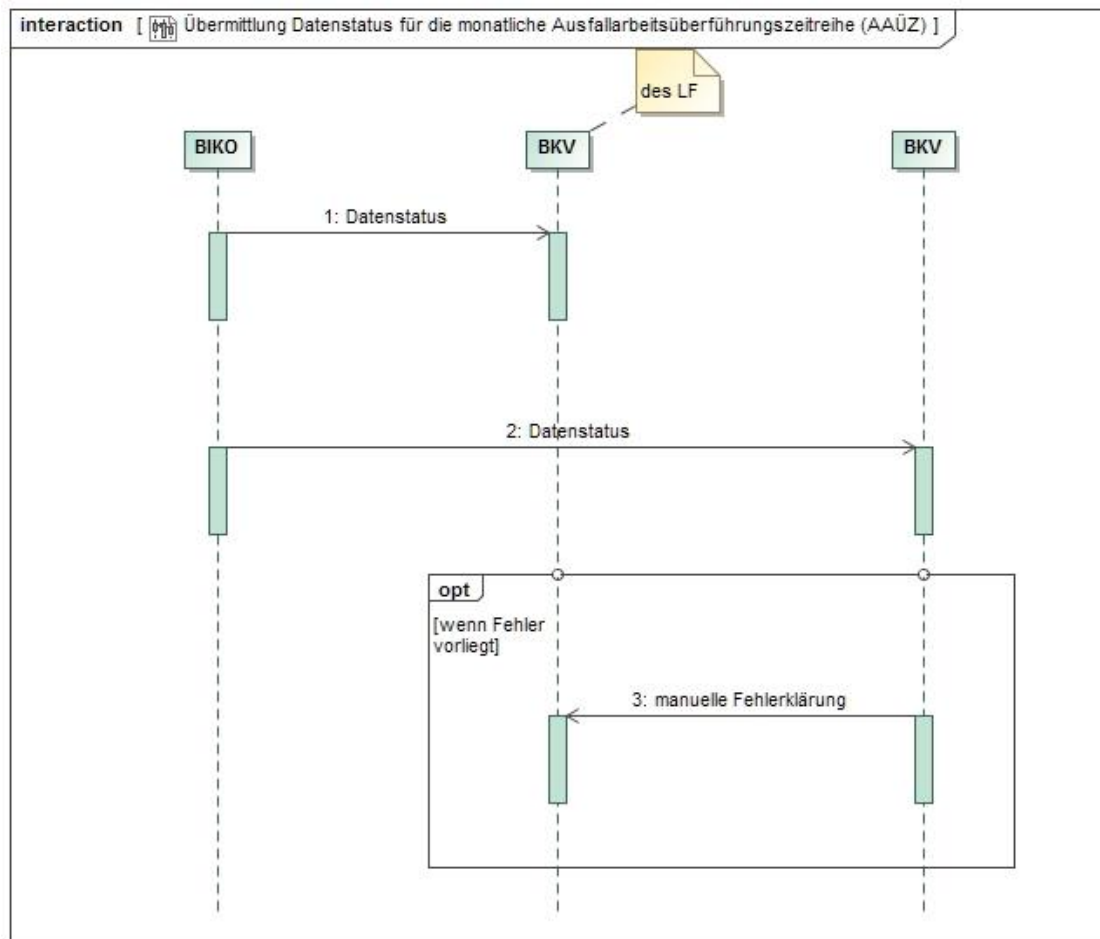
#### 4.5. Use-Case: Übermittlung Datenstatus für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



##### 4.5.1. UC: Übermittlung Datenstatus für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)

Use-Case-Name	Übermittlung Datenstatus für die monatliche AAÜZ
Prozessziel	Der vom BIKO verwaltete Datenstatus liegt beim NB, beim BKV (des LF) für die AAÜZ vor.
Use-Case-Beschreibung	Der BIKO übermittelt den Datenstatus an den NB und den BKV (des LF) für die AAÜZ <ul style="list-style-type: none"> <li>• nach Eingang der AAÜZ vom NB oder</li> <li>• nach Eingang der Prüfmitteilung vom BKV (des LF) oder</li> <li>• nach Verwendung der AAÜZ für die BKA (ohne KBKA) oder die KBKA.</li> </ul>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• BIKO</li> <li>• BKV</li> </ul>
Vorbedingung	--
Nachbedingung im Erfolgsfall	Alle Systeme von BKV, BIKO und NB führen den gleichen Datenstatus zu einer Version der AAÜZ.
Nachbedingung im Fehlerfall	Der BIKO informiert alle betroffenen Marktteilnehmer und sorgt nach Korrektur des Fehlers für die Zuweisung des richtigen Datenstatus zu allen betroffenen AAÜZ.
Fehlerfälle	Der vom BIKO angewandte Algorithmus zur Vergabe des Datenstatus ist fehlerhaft.
Weitere Anforderungen	Der BKV (des LF) wird vom NB zur Klärung der Fehler kontaktiert. Auch der BKV (des LF) kann Kontakt mit dem NB aufnehmen.

#### 4.5.2. SD: Übermittlung Datenstatus für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ)



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Datenstatus	Spätestens am folgenden WT.	<p>Der BIKO teilt dem BKV (des LF) den Datenstatus „Prüfdaten“, „Abrechnungsdaten“ bzw. „Abrechnungsdaten KBKA“ zur Version der AAÜZ mit.</p> <p>Den Datenstatus „abgerechnete Daten“ bzw. „abgerechnete Daten KBKA“ teilt der BIKO dem BKV (des LF) zur Version der AAÜZ mit.</p>

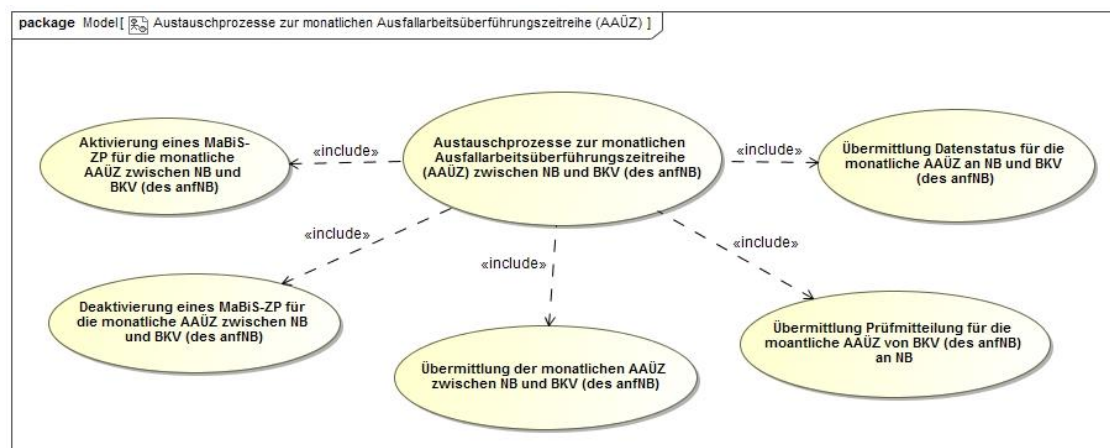
			Der übermittelte Datenstatus ist für alle (NB und BKV) identisch.
2	Datenstatus	Spätestens am folgenden WT.	<p>Der BIKO teilt dem NB den Datenstatus „Prüfdaten“, „Abrechnungsdaten“ bzw. „Abrechnungsdaten KBKA“ zur Version der AAÜZ mit.</p> <p>Den Datenstatus „abgerechnete Daten“ bzw. „abgerechnete Daten KBKA“ teilt der BIKO dem NB zur Version der AAÜZ mit.</p> <p>Der übermittelte Datenstatus ist für alle (NB und BKV) identisch.</p>
3	Manuelle Fehlerklärung	Spätestens am folgenden WT.	<p>Der NB klärt im Fehlerfall manuell mit dem BKV (des LF).</p> <p>Der BKV (des LF) wird vom NB zur Klärung der Fehler kontaktiert. Auch der BKV (des LF) kann Kontakt mit dem NB aufnehmen.</p>

## 5. Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen im Prognosemodell

Hinweis für Use-Case-Vorbedingung: 1. Beschreibung der Aggregation

- MaLo-scharfe Zeitreihe:
  - Die Ausfallarbeit pro TR wird auf die jeweiligen anfNB MaLo-scharf aufgeteilt. Die Ausfallarbeit je Viertelstunde wird jeweils genau einem anfNB zugeordnet.
- BK-Summe (BK des anfordernden NB):
  - Die MaLo-scharfe Zeitreihen des ANB werden je anfNB aggregiert.

### 5.1. Übersicht: Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen zwischen NB und BKV (anfNB)





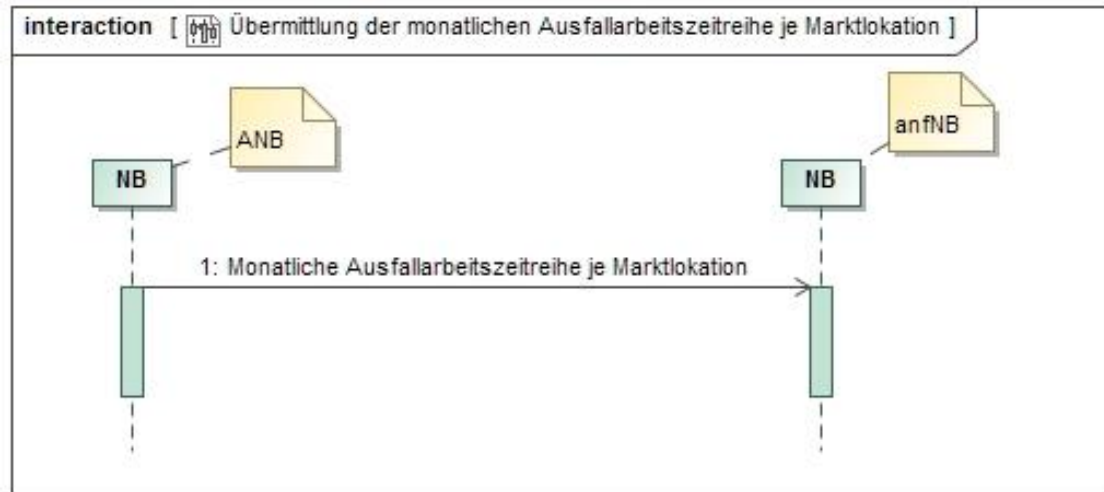
## 5.2. Use-Case: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktllokation



### 5.2.1. UC: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktllokation

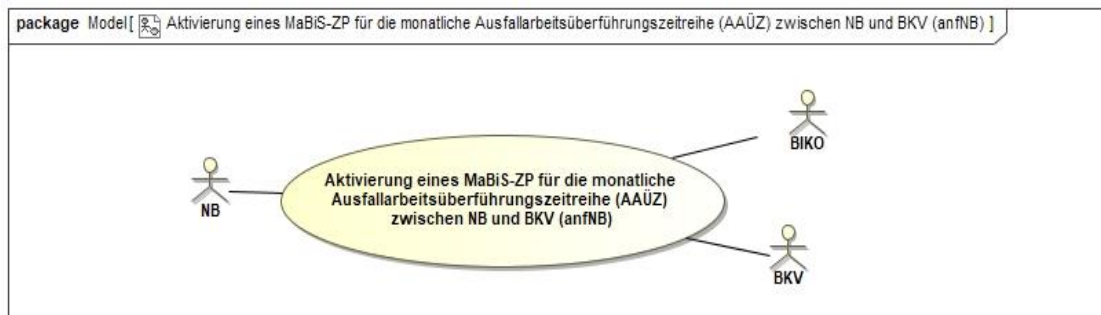
Use-Case-Name	Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktllokation
Prozessziel	Der anfnNB liegt die MaLo-scharfe Ausfallarbeitszeitreihe vom ANB vor.
Use-Case-Beschreibung	Der ANB übermittelt dem anfnNB die MaLo-scharfe Ausfallarbeitszeitreihe, für welche der anfnNB die Redispatch-Maßnahme verantwortet.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>NB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Der anfnNB ist für eine Redispatch-Maßnahme im Netzgebiet des ANB verantwortlich.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>Abrechnungs- und Bilanzierungsprozesse können stattfinden.</li> <li>Zudem kann der BKV (anfordernder NB) seine AAÜZ nach dem Bilanzierungsmonat prüfen.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	Es wurden keine MaLo-scharfe Ausfallarbeitszeitreihen vom ANB an den anfnNB übermittelt.
Weitere Anforderungen	--

### 5.2.2. SD: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Monatliche Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation	Bis zum 8. WT im Folgemonat spätestens mit Versand der AAÜZ.	

### 5.3. Use-Case: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ) zwischen NB und BKV (anfNB)

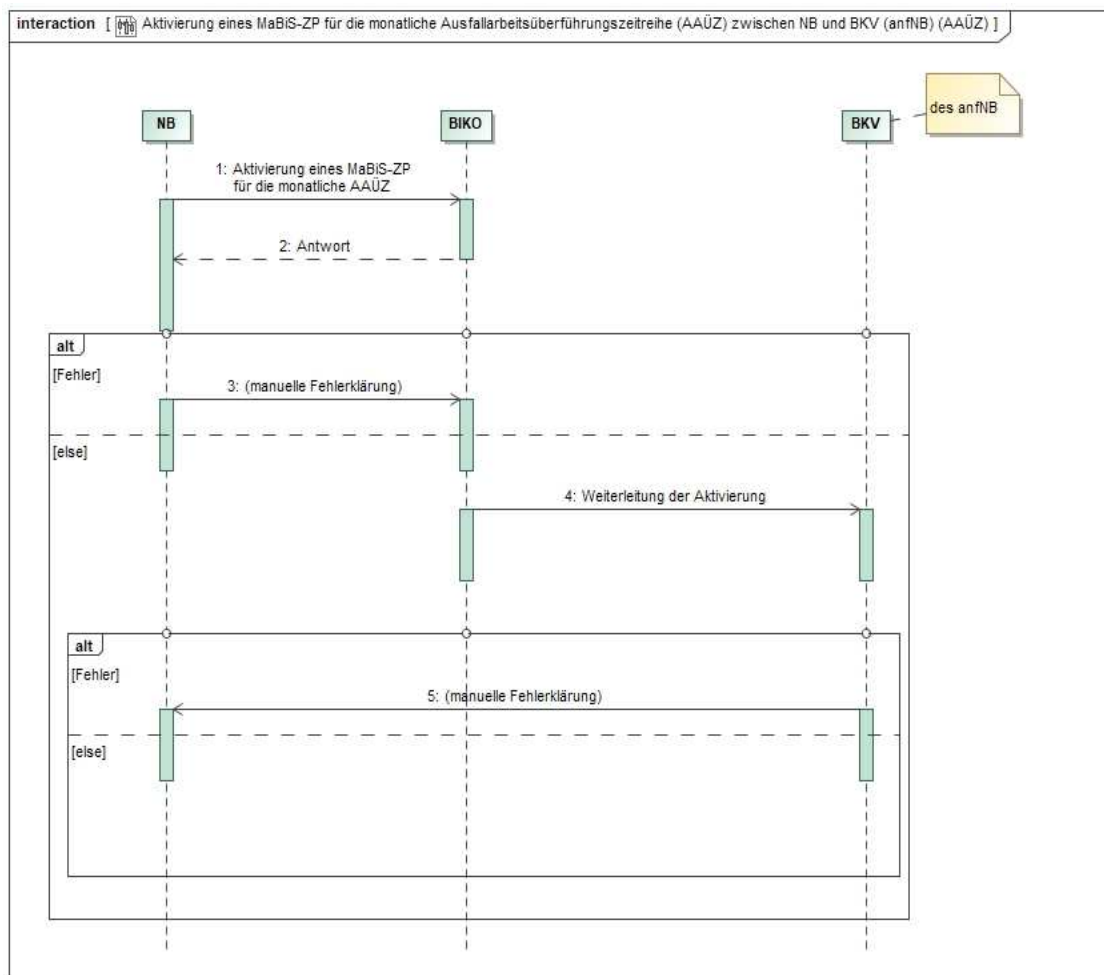


#### 5.3.1. UC: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ) zwischen NB und BKV (anfNB)

Use-Case-Name	Aktivierung eines MaBiS-Zählpunkts für die monatliche AAÜZ zwischen NB und BKV (anfNB)
Prozessziel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der NB hat den MaBiS-ZP für die entsprechende AAÜZ beim BIKO aktiviert.</li> <li>• Der BIKO hat den MaBiS-ZP für die AAÜZ zu den BKV weitergeleitet und der BKV hat diesen übernommen und im Fehlerfall ggf. ein Clearing mit dem NB angestoßen.</li> </ul>
Use-Case-Beschreibung	<p>Der ANB aktiviert einen MaBiS-ZP einer AAÜZ und sendet die entsprechende Information an den BIKO, die vom BIKO angenommen oder abgelehnt wird.</p> <p>Der BIKO leitet die Aktivierung eines MaBiS-ZP für eine AAÜZ nach Erhalt an den BKV (des anfordernden NB) weiter, sofern die Aktivierung korrekt war.</p> <p>Der BKV (des anfordernden NB) kann den ANB über eine seines Erachtens fehlerhafte Aktivierung informieren.</p> <p>Bei einer Fehlermeldung des BKV klären ANB und BKV (des anfordernden NB) wo der Fehler vorliegt und sorgen – falls nötig – für eine Korrektur des Fehlers.</p>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• BIKO</li> <li>• BKV</li> </ul>
Vorbedingungen	<p>Der ANB hat eine Redispatch-Maßnahme im Netzgebiet, für die er nicht der anfordernden NB ist und für die beim anfordernden NB noch kein MaBiS-ZP für die AAÜZ aktiviert ist.</p>

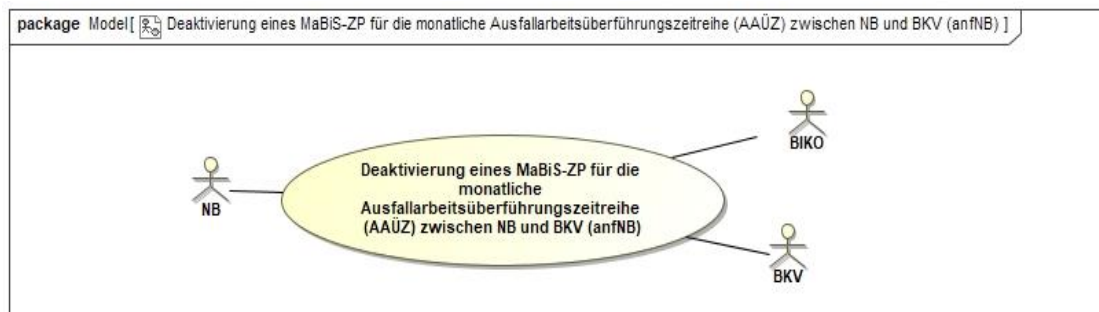
Nachbedingung im Erfolgsfall	Der BIKO kann die AAÜZ dem MaBiS-ZP zuordnen.
Nachbedingung im Fehlerfall	Der BIKO und der BKV (anfordernden NB, können die AAÜZ einem Ma-BiS-ZP zuordnen.  Im Fehlerfall kann der BKV (anfordernden NB) den Clearingprozess mit dem ANB einleiten.
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

### 5.3.2. SD: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ) zwischen NB und BKV (anfNB)



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Aktivierung eines MABIS-ZP für die monatliche AAÜZ	Unverzüglich, wenn der BK von einer Redispatch-Maßnahme betroffen ist und für diesen BK noch kein MABIS-ZP für die AAÜZ aktiviert ist, spätestens jedoch 2 WT vor dem erforderlichen Versand der AAÜZ.	--
2	Antwort	Unverzüglich, spätestens jedoch 1 WT nach Erhalt der Aktivierung.	Im Falle einer Ablehnung der Aktivierung durch den BIKO erfolgt diese mit einer Begründung. Die Ablehnung gibt dem NB erste Hinweise zur Fehlerklärung.
3	manuelle Fehlerklärung	--	Der NB klärt den Fehlerfall manuell mit dem BIKO.
4	Weiterleitung der Aktivierung	Im Zustimmungsfall, spätestens am folgenden WT nach Erhalt.	Der BIKO leitet nur den nicht abgelehnten MaBiS-ZP an den BKV (des anfnB) weiter.
5	manuelle Fehlerklärung	--	<p>Der BKV (des anfnB) klärt im Fehlerfall manuell mit dem ANB.</p> <p>Der BKV (des anfnB) hat trotz einer möglicherweise fehlerhaften Aktivierung des MaBiS-ZP diesen MaBiS-ZP bis zu dessen Deaktivierung zu akzeptieren.</p> <p>Ergibt die Klärung, dass der MaBiS-ZP zu deaktivieren ist, stößt der ANB einen Deaktivierungsprozess an.</p>

## 5.4. Use-Case: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ) zwischen NB und BKV (anfNB)

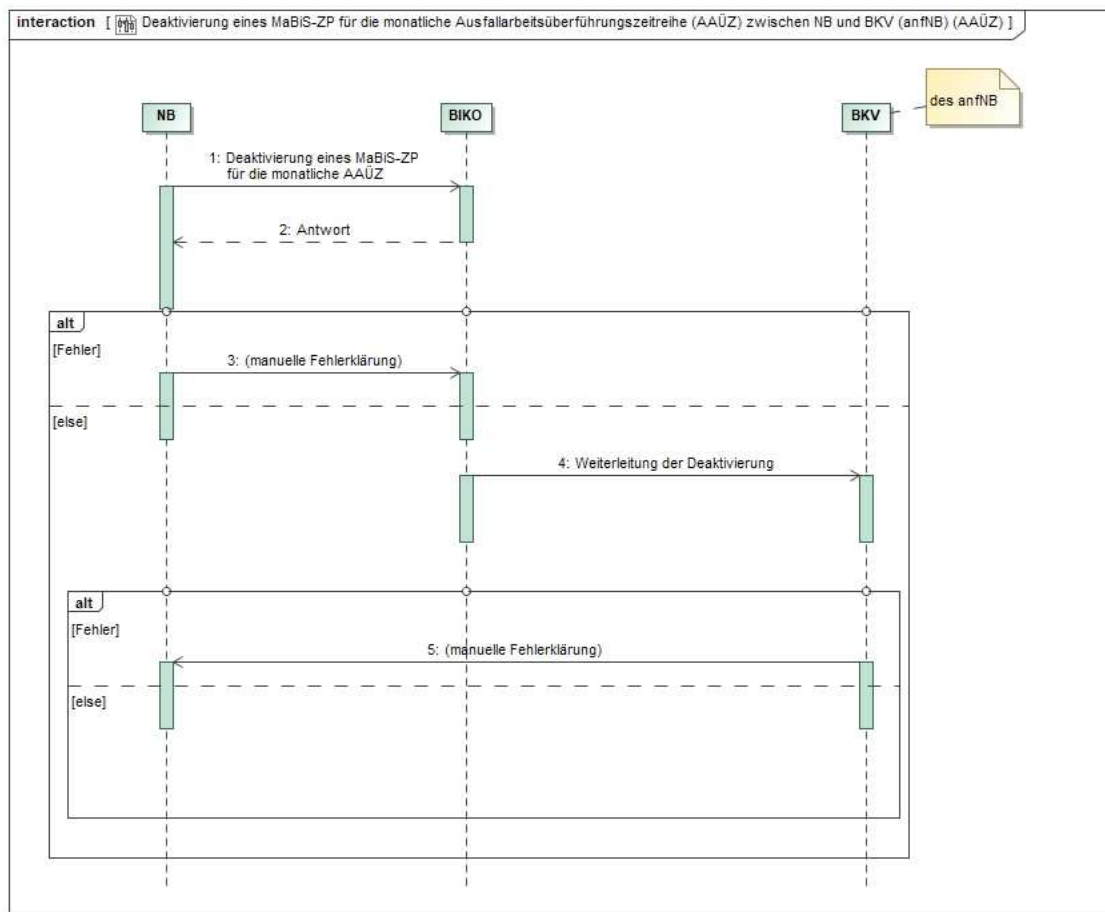


### 5.4.1. UC: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ) zwischen NB und BKV (anfNB)

Use-Case-Name	Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche AAÜZ zwischen NB und BKV (anfNB)
Prozessziel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der NB hat den MaBiS-ZP für die AAÜZ beim BIKO deaktiviert.</li> <li>• Der BIKO hat die Deaktivierung des MaBiS-ZP für die AAÜZ zu dem BKV (anfordernder NB,) weitergeleitet und der BKV (anfordernder NB) hat diese übernommen. Fehlerfälle konnten zwischen den BKV (anfordernder NB) und NB über ein Clearing geklärt werden.</li> </ul>
Use-Case-Beschreibung	<p>Der ANB deaktiviert den aktivierten MaBiS-ZP für eine AAÜZ und sendet die entsprechende Information an den BIKO, die vom BIKO angenommen bzw. abgelehnt wird.</p> <p>Der BIKO leitet die Deaktivierung eines MaBiS-ZP für eine AAÜZ nach Erhalt an den BKV (anfordernder NB) weiter, sofern er die Deaktivierung angenommen hat.</p> <p>Der BKV (anfordernder NB) kann den ANB über eine seines Erachtens fehlerhafte Deaktivierung informieren.</p> <p>Bei einer Fehlermeldung des BKV (anfordernder NB) klären ANB und BKV (anfordernder NB) wo der Fehler vorliegt und sorgen – falls nötig – für eine Korrektur des Fehlers.</p>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• BIKO</li> <li>• BKV</li> </ul>
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der ANB hat keine Redispatch-Maßnahme im Netzgebiet die der BKV (anfordernder NB) angefordert hat, allerdings ist noch ein MaBiS-ZP für die AAÜZ aktiviert.</li> </ul>

Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>Der BIKO kann die Weiterleitung des deaktivierten MaBiS-ZP an den BKV (anfordernder NB) anstoßen.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>Im Fehlerfall kann der BKV (anfordernder NB) den Clearingprozess mit dem ANB einleiten.</li> </ul>
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	Der MaBiS-ZP kann bis zu einer erneuten Aktivierung für die AAÜZ nach dem Deaktivierungszeitpunkt nicht mehr verwendet werden.

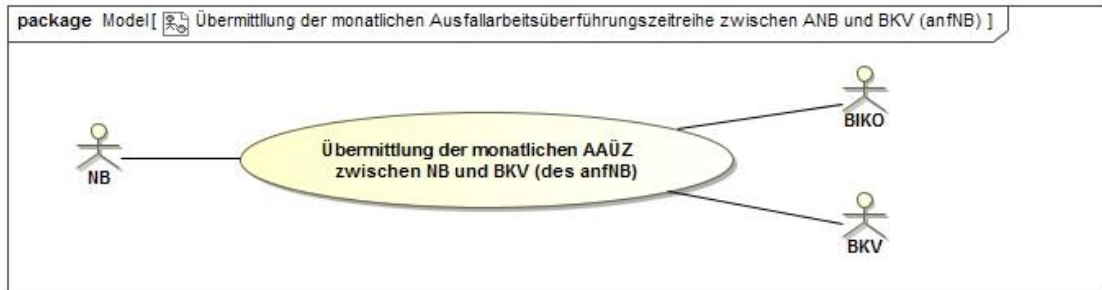
#### 5.4.2. SD: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ) zwischen NB und BKV (anfNB)



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Deaktivierung eines MABIS-ZP für die monatliche AAÜZ	Unverzüglich, wenn der BK von keiner Redispatch-Maßnahme betroffen ist und für diesen BK ein MABIS-ZP für die AAÜZ aktiviert ist, spätestens jedoch 2 WT vor dem erforderlichen Versand der AAÜZ.	--
2	Antwort	Unverzüglich, spätestens jedoch 1 WT nach Erhalt der Deaktivierung.	Im Falle einer Ablehnung der Deaktivierung durch den BIKO, erfolgt diese mit einer Begründung. Die Ablehnung gibt dem NB erste Hinweise zur Fehlerklärung.
3	manuelle Fehlerklärung	--	Der NB klärt den Fehlerfall manuell mit dem BIKO.
4	Weiterleitung der Deaktivierung	Im Zustimmungsfall, spätestens am folgenden WT nach Erhalt.	Der BIKO leitet nur die nicht abgelehnte Deaktivierung an den BKV (des anfnB) weiter.
5	manuelle Fehlerklärung	--	<p>Der BKV (des anfnB) klärt im Fehlerfall manuell mit dem ANB.</p> <p>Der BKV (des anfnB) hat trotz einer möglicherweise fehlerhaften Deaktivierung des MaBiS-ZP diesen MaBiS-ZP bis zur Klärung zu akzeptieren.</p> <p>Ergibt die Klärung, dass der MaBiS-ZP zu aktivieren ist, stößt der ANB einen Aktivierungsprozess an.</p>



### 5.5. Use-Case: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen ANB und BKV (anfNB)

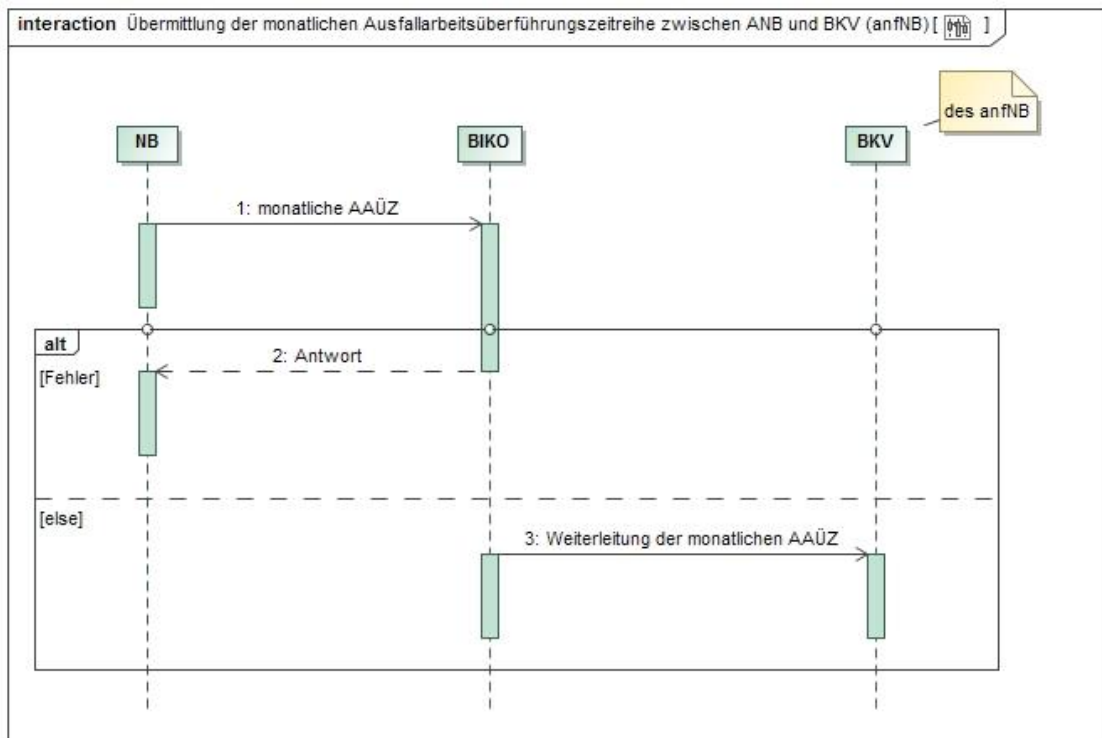


#### 5.5.1. UC: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen ANB und BKV (anfNB)

<b>Use-Case-Name</b>	<b>Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen ANB und BKV (anfNB)</b>
Prozessziel	Die vom Netzbetreiber pro Bilanzkreispaar (RD Bilanzkreis des ANB und RD Bilanzkreis des anfordernden NB) ermittelte monatliche AAÜZ liegt beim BIKO und den BKV (anfordernder NB) vor.
Use-Case-Beschreibung	Der ANB liefert die Ausfallarbeitsüberführungszeitreihen für den betrachteten Zeitraum an den BIKO, der BIKO leitet die monatliche AAÜZ an den BKV (anfordernder NB) weiter. Die BKV haben die Summen-AAÜZ erhalten und der BKV (anfordernder NB) prüft diese. Die Ausfallarbeit pro technische Ressource wird auf die jeweiligen anfordernden NB aufgeteilt und je Marktlokation aggregiert, (die Ausfallarbeit je Viertelstunde wird jeweils genau einem anfordernden NB zugeordnet) und über alle Marktlokationen der jeweiligen anfordernden NB aufsummiert.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• BIKO</li> <li>• BKV</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stammdaten sind ausgetauscht</li> <li>• Ausfallarbeit ist in Abhängigkeit der Verantwortung für die jeweilige RD-Maßnahme beim ANB ermittelt (Erstaufschlagsrecht).</li> </ul>

Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der BKV (anfordernder NB) trägt das finanzielle Risiko zwischen der Prognose für eine RD-Maßnahme und der berechneten Ausfallarbeit für diese.</li> <li>• Die Bilanzkreisabrechnung für den BKV (anfordernder NB) und den BKV (des ANB) kann durchgeführt werden.</li> <li>• Der BKV (anfordernder NB) prüft die monatliche AAÜZ.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

### 5.5.2. SD: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen ANB und BKV (anfNB)



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Monatliche AAÜZ	Bis zum Ablauf des 12. WT nach Ende des Bilanzierungsmonats zur Inanspruchnahme des Erstaufschlags und bis zum Ende des 7. Monats nach Bilanzierungsmonat.	Der NB übermittelt eine Version der AAÜZ an den BIKO.
2	Antwort	Unverzüglich, spätestens jedoch 1 WT nach Übermittlung der AAÜZ.	Der NB erwartet bei einer Ablehnung einen ersten Hinweis zur Fehlerklärung.
3	Weiterleitung der monatlichen AAÜZ	Unverzüglich, spätestens jedoch 1 WT nach Übermittlung AAÜZ, sofern keine Ablehnung vorliegt.	Der BKV (anfordernder NB) erhält die AAÜZ vom BIKO; der BIKO leitet nur nicht abgelehnte AAÜZ an die BKV weiter.

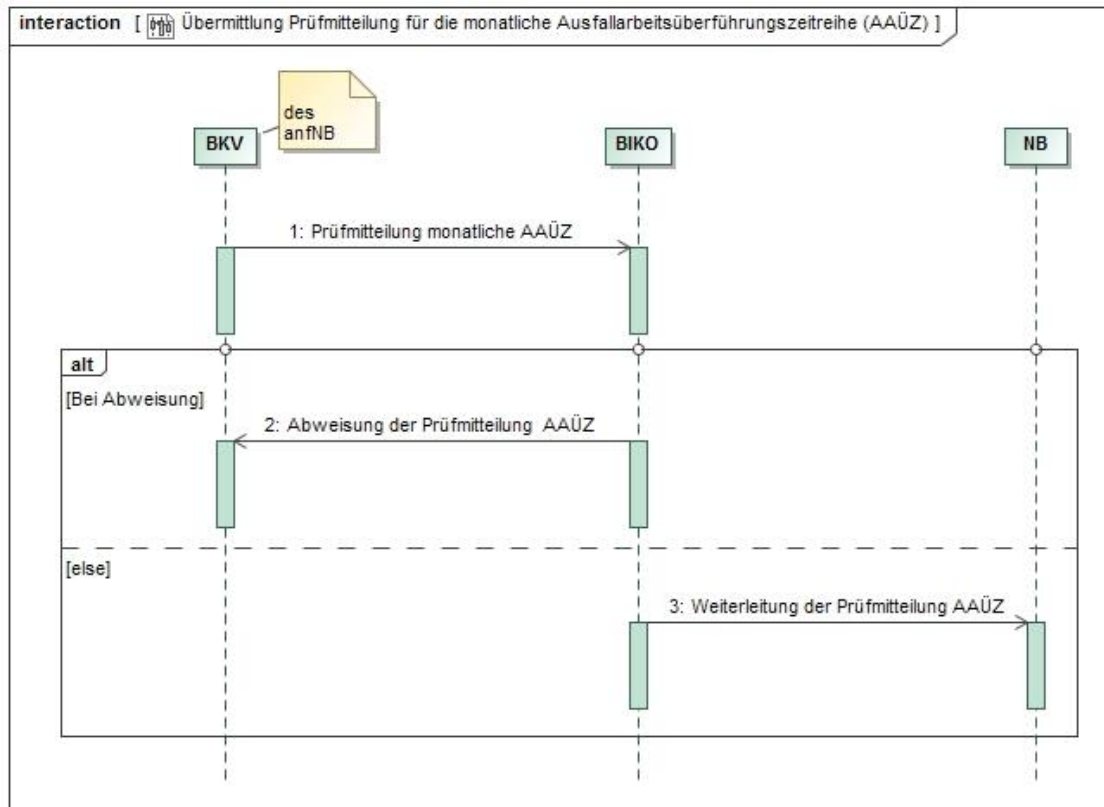
## 5.6. Use-Case: Übermittlung Prüfmitteilung für die Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen den BKV (anfNB) und NB



### 5.6.1. UC: Übermittlung Prüfmitteilung für die Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen den BKV (anfNB) und NB

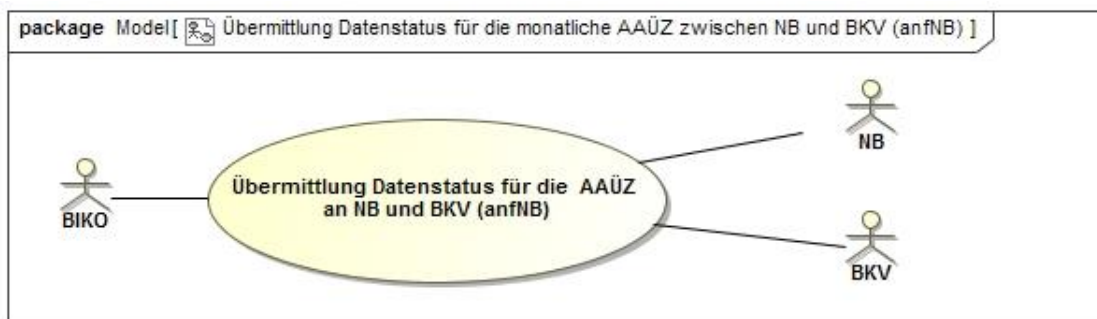
Use-Case-Name	Übermittlung Prüfmitteilung für die Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen den BKV (anfNB) und NB
Prozessziel	Der ANB kennt die Erwartungshaltung (Korrekturbedarf oder Akzeptanz) des BKV (anfNB) für die AAÜZ des betrachteten Zeitraums. Mit dem Austausch der Prüfmitteilung erfahren alle beteiligten Marktteilnehmer das Prüfergebnis des BKV (anfNB).
Use-Case-Beschreibung	Der BKV (anfNB) hat die AAÜZ gegen seine Daten geprüft und sein Prüfergebnis dem BIKO mitgeteilt. Der BIKO hat dieses an den ANB weitergeleitet.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• BKV</li> <li>• BIKO</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der BKV (anfNB) hat eine Version der AAÜZ erhalten.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der NB übermittelt bei Erhalt einer negativen Prüfmitteilung ggf. eine korrigierte AAÜZ.</li> <li>• Der BIKO kann den Datenstatus bilden und an den BKV (anfNB) und den ANB übermitteln.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

### 5.6.2. SD: Übermittlung Prüfmittelung für die Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen den BKV (anfNB) und NB



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Prüfmittelung AAÜZ	--	Der BKV (anfNB) kann nach Erhalt der AAÜZ eine positive oder eine negative Prüfmittelung übermitteln.
2	Abweisung der Prüfmittelung AAÜZ	--	Wenn es zu einer Abweisung einer Prüfmittelung der AAÜZ kommt, wird die Weiterleitung an den NB nicht durchgeführt.
3	Weiterleitung der Prüfmittelung AAÜZ	Spätestens am folgenden WT	Dem NB und dem BKV (ANB) liegt das Prüfungsergebnis des BKV (anfNB) für die AAÜZ vor.

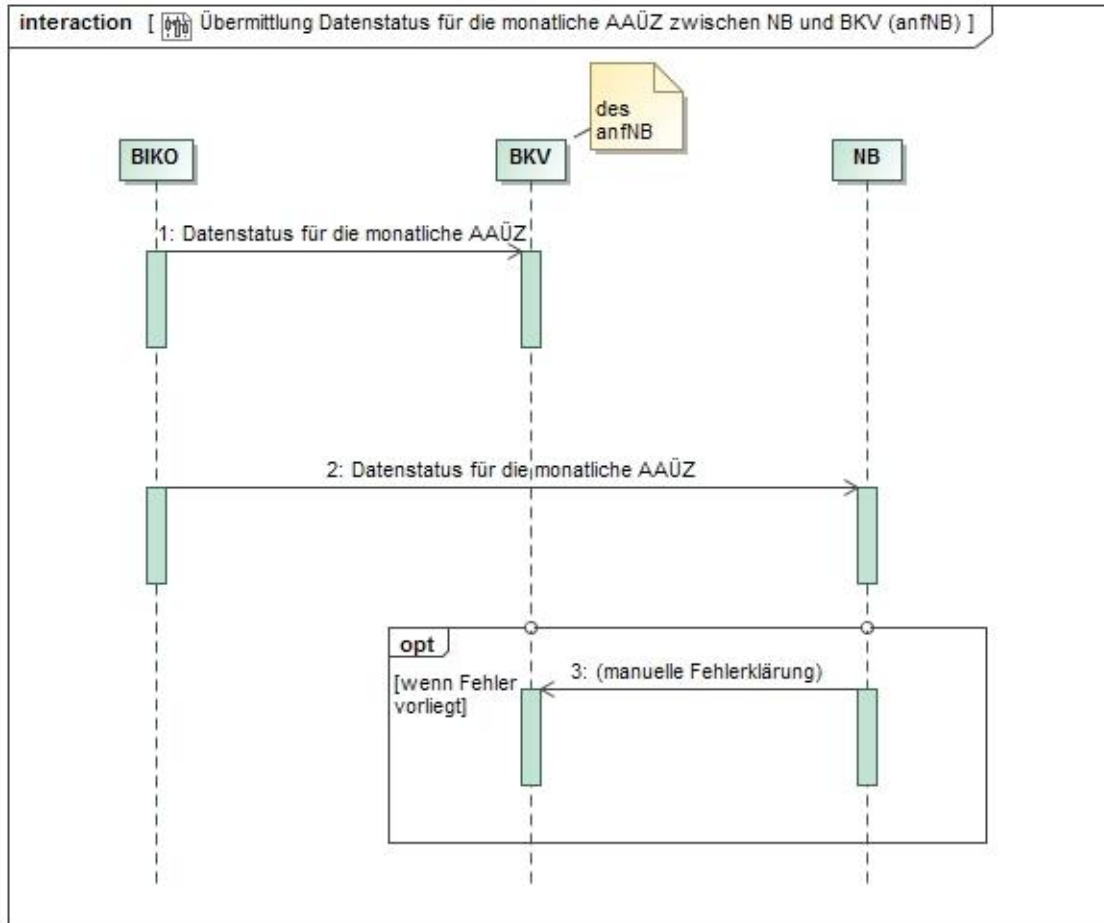
### 5.7. Use-Case: Übermittlung Datenstatus für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen NB und BKV (anfNB)



#### 5.7.1. UC: Übermittlung Datenstatus für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen NB und BKV (anfNB)

Use-Case-Name	Übermittlung Datenstatus für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen den BKV (anfNB) und NB
Prozessziel	Der vom BIKO verwaltete Datenstatus liegt den BKV (anfordernder NB und ANB) für die AAÜZ vor.
Use-Case-Beschreibung	<p>Der BIKO übermittelt den Datenstatus für die AAÜZ an den BKV (anfNB) und an den ANB.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• nach Eingang der AAÜZ vom NB oder</li> <li>• nach Eingang der Prüfmitteilung vom BKV (anfordernder NB) oder</li> <li>• nach Verwendung der AAÜZ für die BKA (ohne KBKA) oder die KBKA</li> </ul>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BIKO</li> <li>• BKV</li> <li>• NB</li> </ul>
Vorbedingung	--
Nachbedingung im Erfolgsfall	Alle Systeme von BKV, ANB und BIKO führen den gleichen Datenstatus zu einer Version der AAÜZ.
Nachbedingung im Fehlerfall	Der BIKO informiert alle betroffenen Marktteilnehmer und sorgt nach Korrektur des Fehlers für die Zuweisung des richtigen Datenstatus zu allen betroffenen AAÜZ.
Fehlerfälle	Der vom BIKO angewandte Algorithmus zur Vergabe des Datenstatus ist fehlerhaft.
Weitere Anforderungen	--

### 5.7.2. SD: Übermittlung Datenstatus für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zwischen NB und BKV (anfNB)



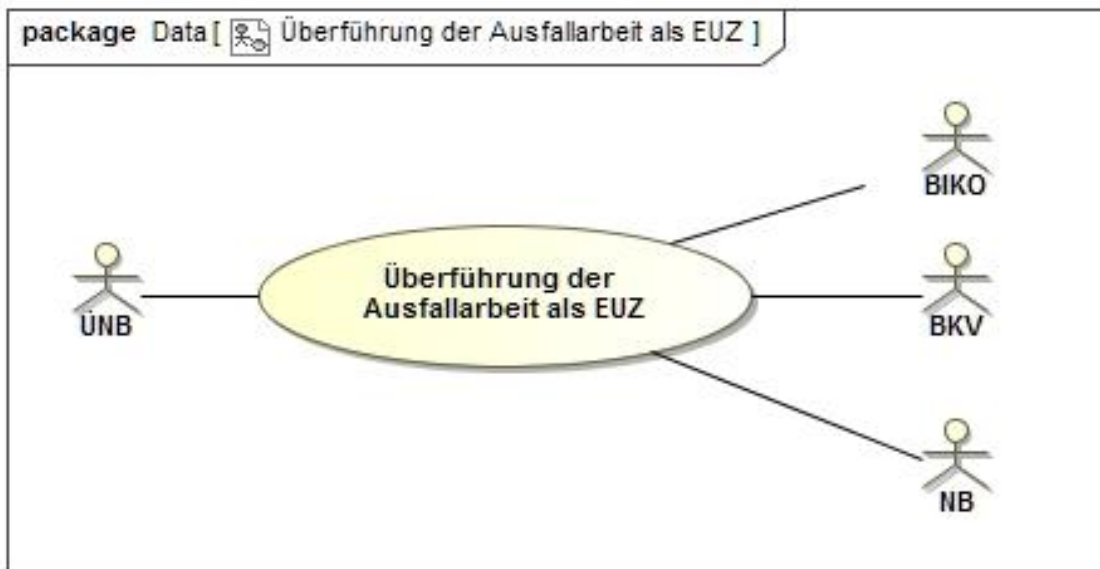
Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Datenstatus	Spätestens am folgenden WT	<p>Der BIKO teilt den BKV den Datenstatus „Prüfdaten“, „Abrechnungsdaten“ bzw. „Abrechnungsdaten KBKA“ zur Version der AAÜZ mit.</p> <p>Den Datenstatus „abgerechnete Daten“ bzw. „abgerechnete Daten KBKA“ teilt der BIKO den BKV zur Version der AAÜZ mit.</p> <p>Der übermittelte Datenstatus ist für beide (ANB und BKV) identisch.</p>

2	Datenstatus	Spätestens am folgenden WT	<p>Der BIKO teilt dem ANB den Datenstatus „Prüfdaten“, „Abrechnungsdaten“ bzw. „Abrechnungsdaten KBKA“ zur Version der AAÜZ mit.</p> <p>Den Datenstatus „abgerechnete Daten“ bzw. „abgerechnete Daten KBKA“ teilt der BIKO den BKV zur Version der AAÜZ mit.</p> <p>Der übermittelte Datenstatus ist für beide (ANB und BKV) identisch.</p>
3	manuelle Fehlerklärung	--	<p>Der NB klärt im Fehlerfall manuell mit dem BKV (des anfordernden NB).</p> <p>Der BKV (des anfordernden NB) wird vom NB zur Klärung der Fehler kontaktiert. Auch der BKV (des anfordernden NB) kann Kontakt mit dem NB aufnehmen.</p> <p>Die BKV klären Fehlerfälle manuell und teilen dies dem BIKO mit.</p>



## 6. Überführung Ausfallarbeit zwischen EEG-Bilanzkreisen

### 6.1. Use-Case: Überführung der Ausfallarbeit aus dem EEG-BK des NB an den ÜNB

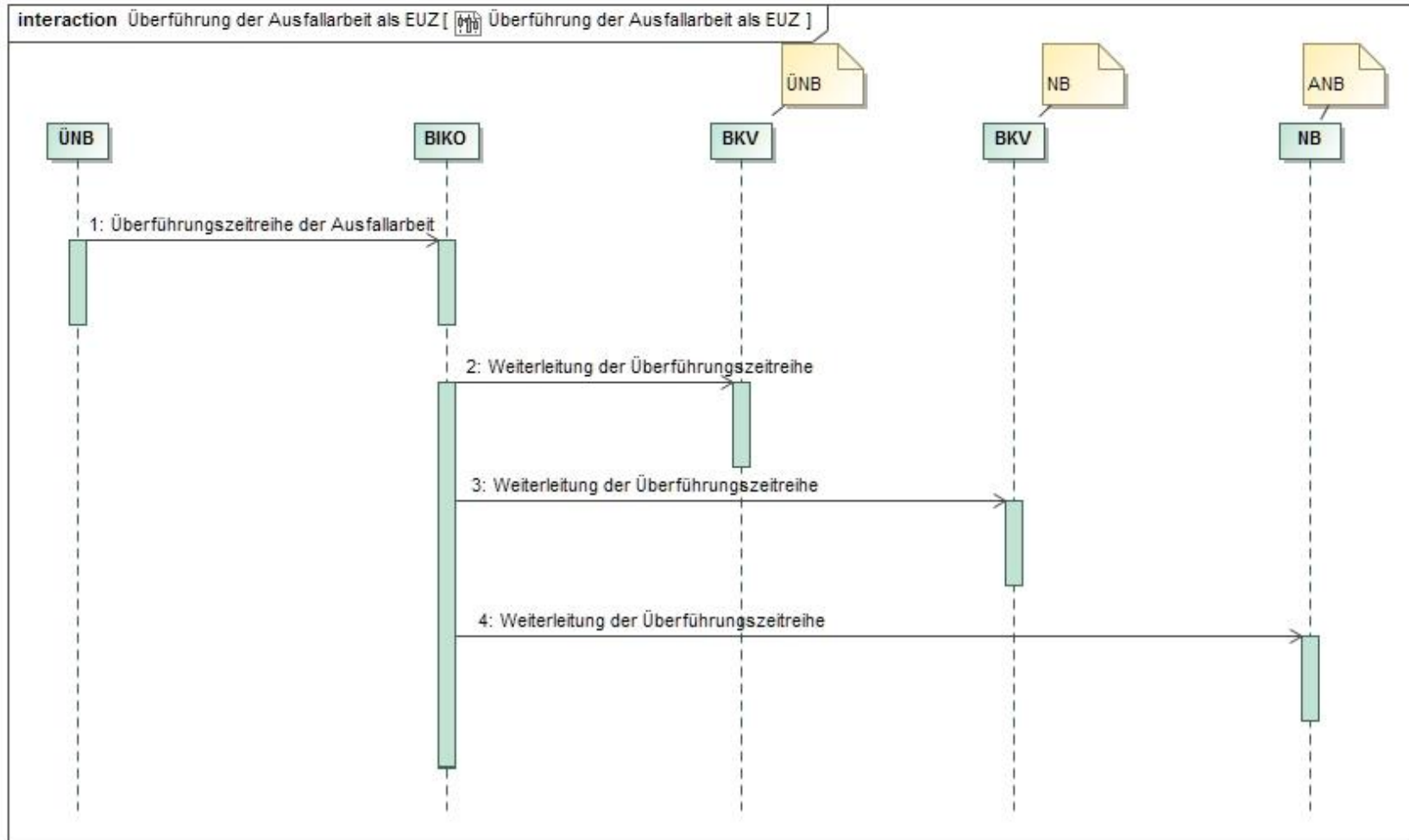


#### 6.1.1. UC: Überführung der Ausfallarbeit aus dem EEG-BK des NB an den ÜNB

Use-Case-Name	Überführung der Ausfallarbeit aus dem EEG-BK des NB an den ÜNB
Prozessziel	Die Ausfallarbeit wurde aus dem EEG BK des BKV (NB) in den EEG BK des BKV (ÜNB) für jedes Bilanzierungsgebiet des NB überführt.
Use-Case-Beschreibung	<p>Der BIKO leitet an die BKV und den NB die durch den ÜNB berechnete Überführungszeitreihe zur Ausfallarbeit weiter.</p> <p>Im Falle, dass die Ausfallarbeit sich nach der Übermittlung der Überführungszeitreihe ändert, wird der ÜNB die geänderten Überführungszeitreihen an den BIKO übermitteln. Dieser leitet die geänderten Überführungszeitreihen weiter.</p> <p>Mit dieser Zeitreihe werden alle in den EEG-BK des NB einfließenden AAÜZ als Summe in den EEG-BK des ÜNB überführt.</p>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BIKO</li> <li>• BKV</li> <li>• NB</li> </ul>
Vorbedingung	Der NB hat für sein Bilanzierungsgebiet einen BK benannt, dem die EEG-Überführungszeitreihen (EUZ) zugewiesen sind.

Nachbedingung im Erfolgsfall	Der BIKO kann die BKA einschließlich EUZ durchführen.
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

### 6.1.2. SD: Überführung der Ausfallarbeit aus dem EEG-BK des NB an den ÜNB



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Überführungszeitreihe der Ausfallarbeit	Bis spätestens 18. WT auf Basis des 15. WT nach Bilanzierungsmonat.	
2	Weiterleitung der Überführungszeitreihe	Unverzüglich nach Erhalt der Überführungszeitreihe.	
3	Weiterleitung der Überführungszeitreihe	Unverzüglich nach Erhalt der Überführungszeitreihe.	
4	Weiterleitung der Überführungszeitreihe	Unverzüglich nach Erhalt der Überführungszeitreihe.	Der NB erhält die Überführungszeitreihe der Ausfallarbeit zur Information.

## V. ABRECHNUNG

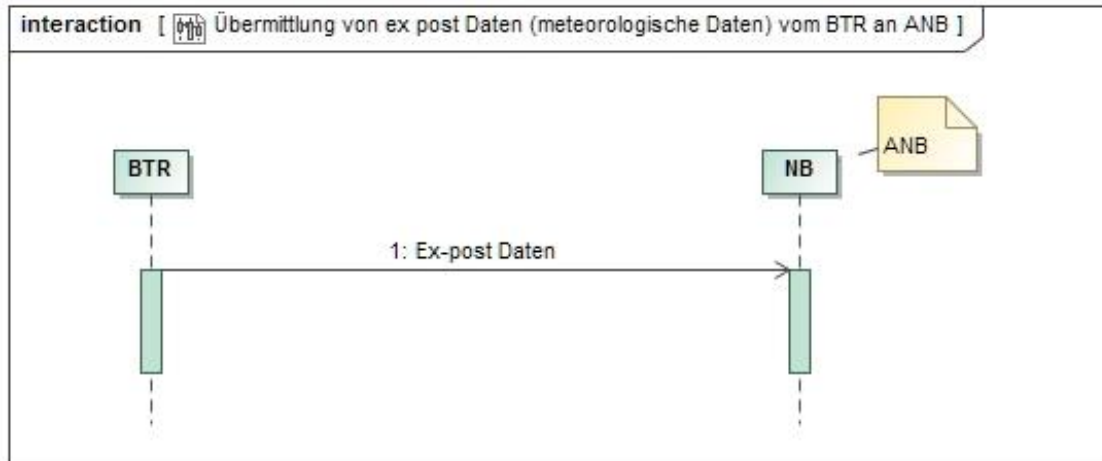
### 1.1. Use-Case: Übermittlung von meteorologischen Daten (Ex post-Daten) vom BTR an ANB



#### 1.1.1. UC: Übermittlung von meteorologischen Daten (Ex post-Daten) vom BTR an ANB

Use-Case-Name	Übermittlung von meteorologischen Daten (Ex post-Daten) vom BTR an ANB
Prozessziel	Die meteorologischen Daten für die technische Ressource liegen beim ANB vor.
Use-Case-Beschreibung	Der BTR übermittelt die meteorologischen Daten an den ANB.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BTR</li> <li>• NB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die technische Ressource befindet sich im Abrechnungsverfahren Spitz oder Spitz light.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der Prozess „Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit“ kann angestoßen werden.</li> <li>• Der BTR hat dem ANB die meteorologischen Daten übermittelt.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Ausfallarbeit wird auf Basis der meteorologischen Daten des NB berechnet.</li> </ul>
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• unvollständige Daten</li> <li>• fehlerhafte Daten</li> </ul>
Weitere Anforderungen	--

### 1.1.2. SD: Übermittlung von meteorologischen Daten (Ex post-Daten) vom BTR an ANB



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Meteorologische Daten	Am folgenden WT bis 8 Uhr für den/die Vortag(e).	z. B. Globalstrahlung, Windgeschwindigkeit Eine Aktualisierung der Daten erfolgt bis zum 3. WT im Folgemonat.

## 2. Einheitliche Berechnungsmethode zur Bestimmung von Viertelstundenwerten

### Problemstellung

Insofern Echtzeitdaten als Viertelstundenwerte übermittelt werden sollen, diese ggf. aber nur in anderen Skalen wie z. B. 1-Min-Mittelwerten oder 10-Min-Mittelwerten vorliegen, sollte eine einheitliche Umrechnung verfolgt werden:

- Bei 1-Min-Mittelwerten werden die 15 Einzeldaten der Viertelstunden summiert und durch die Division durch die Anzahl der Minuten des Zielintervalls (=15) entsprechend gemittelt.
- Bei 10-Min-Mittelwerten wird eine anteilige Kombination der Quellintervalle (Q) verfolgt (s. u.) und durch die Division durch die Anzahl der Minuten des Zielintervalls (=15) entsprechend gemittelt.

Anmerkung: Grundlegende Zeitzone ist generell, wenn nicht anders gefordert, UTC. Bei abweichenden Zeitzonen oder der Datentransformierung aus Systemen mit abweichender Zeitzone ist ggf. die Sommer-/Winterzeit-Umstellung zu beachten. Auf die nachfolgende Berechnungsmethodik hat die Wahl der Zeitzone keinen Einfluss.

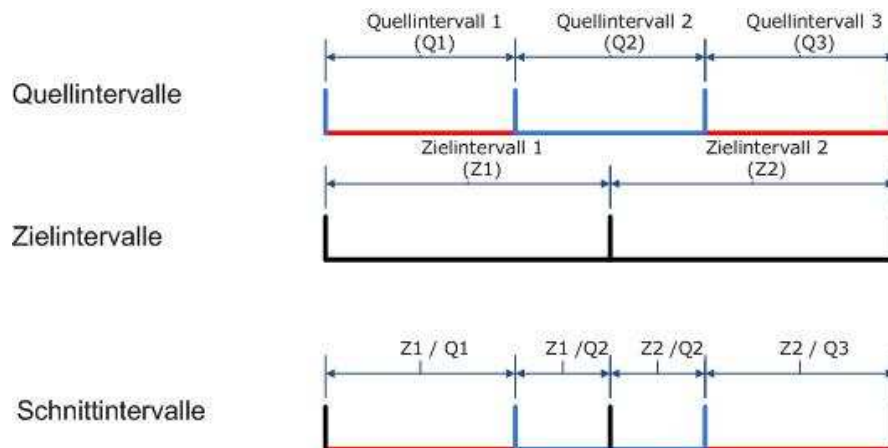
### Berechnungsmethode für die Umrechnung von 10-Min-Mittelwerten:

#### Methode:

Zur Berechnung des Mittelwertes für eine Viertelstunde, wird ein 10-Minuten-Wert (bspw. Q1) und die Hälfte eines angrenzenden 10-Minuten-Werts (bspw. Q2) kombiniert. Ein Viertelstundenwert in Bezug auf Energiemengen berechnet sich durch Addition der beiden entsprechend zeitgewichteten Werte. Die Windgeschwindigkeit berechnet sich bspw. auf Basis eines gewichteten Mittelwerts aus den beiden Werten der entsprechenden Quellintervalle. Leistungswerte werden als Mittelwert dargestellt.

#### Hinweis: Umgang mit von vollen Viertelstunden abweichenden Zeitstempeln

Gerade bei alten Anlagen ist es möglich, dass die Zeitstempel des Datenimports nicht genau auf vollen Zeitviertelstunden liegen. Beispiel: wenn das 10-Minuten-Intervall nicht um 11:30 Uhr anfängt, sondern um 11:32 Uhr. Dann muss der 15-Minuten-Wert aus drei 10-Minuten-Werten anteilig berechnet werden. Das Prinzip der Umrechnung bleibt erhalten.



**Arbeit Zielintervall =**

SUMME über alle Schnittintervalle (Arbeit Quellintervall \* Dauer Schnittintervall / Dauer Quellintervall)

**Leistung Zielintervall =**

SUMME über alle Schnittintervalle (Leistung Quellintervall \* Dauer Schnittintervall / Dauer Zielintervall)

*Tabelle 1 Berechnung 15-Minuten-Mittelwerte aus 10-Minuten-SCADA-Daten*

$Z_{15min,1} = (Q_{10min,1} * \text{Anzahl der Minuten des Intervalls} + Q_{10min,2} * \text{Anzahl der Minuten des Intervalls}) / 15 \text{ Minuten}$
$Z_{15min,2} = (Q_{10min,2} * \text{Anzahl der Minuten des Intervalls} + Q_{10min,3} * \text{Anzahl der Minuten des Intervalls}) / 15 \text{ Minuten}$
$Z_{15min,3} = (Q_{10min,4} * \text{Anzahl der Minuten des Intervalls} + Q_{10min,5} * \text{Anzahl der Minuten des Intervalls}) / 15 \text{ Minuten}$
$Z_{15min,4} = (Q_{10min,5} * \text{Anzahl der Minuten des Intervalls} + Q_{10min,6} * \text{Anzahl der Minuten des Intervalls}) / 15 \text{ Minuten}$
$Z_{15min,5} = (Q_{10min,7} * \text{Anzahl der Minuten des Intervalls} + Q_{10min,8} * \text{Anzahl der Minuten des Intervalls}) / 15 \text{ Minuten}$
$Z_{15min,6} = (Q_{10min,8} * \text{Anzahl der Minuten des Intervalls} + Q_{10min,9} * \text{Anzahl der Minuten des Intervalls}) / 15 \text{ Minuten}$



Tabelle 2 Übersicht Umrechnung 10-Minuten-SCADA-Daten in 15-Minuten-Werte

10 Minuten Daten	15 Minuten Werte
Q_10min1	Z_15min1
Q_10min2	
Q_10min3	Z_15min2
Q_10min4	Z_15min3
Q_10min5	
Q_10min6	Z_15min4

#### Erläuterungen:

Umrechnung von Zeitreihendaten aus einem Quellintervall (z. B. 10 Minuten) in ein Zielintervall (z. B. 15 Minuten) in zwei Schritten:

#### 1. Bildung von Zeitintervallen auf Basis der Rohdaten = Quellintervall

Das Quellintervall hat Bezug zu einem Rohdatensatz (= Quelldatensatz); d. h., die Werte dieses Datensatzes gelten für das gesamte Intervall.

Das Ende des Quellintervalls wird dabei durch den Zeitstempel des Quelldatensatzes festgelegt. Der Beginn des Quellintervalls ist der Zeitstempel des zeitlich nächstgelegenen vorherigen Datensatzes. Dieser darf zudem nicht mehr als 20 Minuten vor dem Zeitstempel des Quelldatensatzes liegen. Falls 20 Minuten vor dem Quelldatensatz kein Datensatz existiert, beginnt das Intervall 20 Minuten vor dem Zeitstempel des Quelldatensatzes (geregelttes Auffüllen von kurzen Datenlücken).

Beispiel:

- Quelldatensatz von 10:00 Uhr mit Leistung = 20 kW; Zeitstempel vorheriger Datensatz von 9:43 Uhr  
-> Quellintervall von 9:43 Uhr bis 10:00 Uhr mit Leistung = 20 kW

ODER

- Quelldatensatz von 10:00 Uhr mit Leistung = 20 kW; Zeitstempel vorheriger Datensatz von 9:28 Uhr  
-> Quellintervall von 9:40 Uhr bis 10:00 Uhr mit Leistung = 20 kW  
-> Datenlücke zwischen 9:28 Uhr und 9:40 Uhr

## 2. Überlagerung der Quellintervalle mit Zielintervallen

Die Ermittlung der für die Zielintervalle geltenden Werte geschieht für Leistungswerte mittels gewichteter Mittelwertbildung; für Produktionswerte (Anlagenzähler) mittels Addition.

Beispiel:

- Quellintervall 1 von 9:30 Uhr bis 9:40 Uhr / Leistung = 10 kW
- Quellintervall 2 von 9:40 Uhr bis 9:50 Uhr / Leistung = 20 kW
- Zielintervall von 9:30 Uhr bis 9:45 Uhr
- mit Leistung =  $(10 \text{ kW} * 10 \text{ Minuten} + 20 \text{ kW} * 5 \text{ Minuten}) / 15 \text{ Minuten} = 200 \text{ kW Minuten} / 15 \text{ Minuten} = 13,3333 \text{ kW}$
- D. h. Leistung Zielintervall =  $(\text{Leistung Quellintervall 1 [kW]} * \text{Dauer Quellintervall 1 [min]} + \text{Leistung Quellintervall 2 [kW]} * \text{Dauer Quellintervall 2 [min]}) / \text{Dauer Zielintervall [min]}$

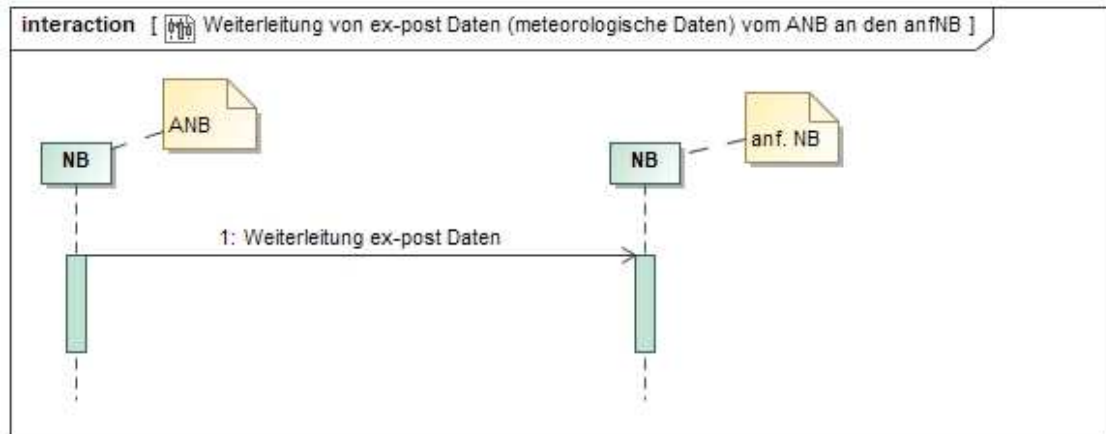
### 3. Use-Case: Weiterleitung von meteorologischen Daten (Ex post-Daten) vom ANB an den anfnB



#### 3.1.1. UC: Weiterleitung von meteorologischen Daten (ex post-Daten) vom ANB an den anfnB

Use-Case-Name	Weiterleitung von meteorologischen Daten (Ex post-Daten) vom ANB an den anfnB
Prozessziel	Die meteorologischen Daten für die technische Ressource liegen beim anfnB vor.
Use-Case-Beschreibung	Der ANB leitet die meteorologischen Daten an den anfnB weiter.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>NB</li> </ul>
Vorbedingung	Dem ANB liegen die meteorologischen Daten vom BTR vor. Falls der BTR diese nicht fristgerecht geliefert hat, nutzt der ANB seine meteorologischen Daten für die Weiterleitung.
Nachbedingung im Erfolgsfall	--
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>unvollständige Daten</li> <li>fehlerhafte Daten</li> </ul>
Weitere Anforderungen	--

### 3.1.2. SD: Weiterleitung von meteorologischen Daten (Ex post-Daten) vom ANB an den anfNB



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Weiterleitung meteorologische Daten	Spätestens am 3. WT des Folge-monats.	

#### 4. Use-Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Prognosemodell

Zur Einhaltung der Fristen im Prognosemodell muss die Bestimmung der Ausfallarbeit zeitlich verkürzt erfolgen, so dass der bilanzielle Ausgleich des BKV in Höhe der Ausfallarbeit möglich ist. Das bedeutet insbesondere, dass bei Wahl des Spitzabrechnungsverfahrens der BTR dafür sorgen muss, dass dem ANB die für den bilanziellen Ausgleich nötigen Daten vorliegen.

Im Prognosemodell liegt deshalb das Erstaufschlagrecht zur Bestimmung der Ausfallarbeit beim Netzbetreiber. Der Anlagenbetreiber hat das Recht, die Ausfallarbeit abzulehnen und eigene Werte zu übermitteln (das initiale Wahlrecht des Abrechnungsverfahrens liegt beim Anlagenbetreiber, siehe Leitfaden Ausfallarbeit 4.0, Kapitel 2.2).

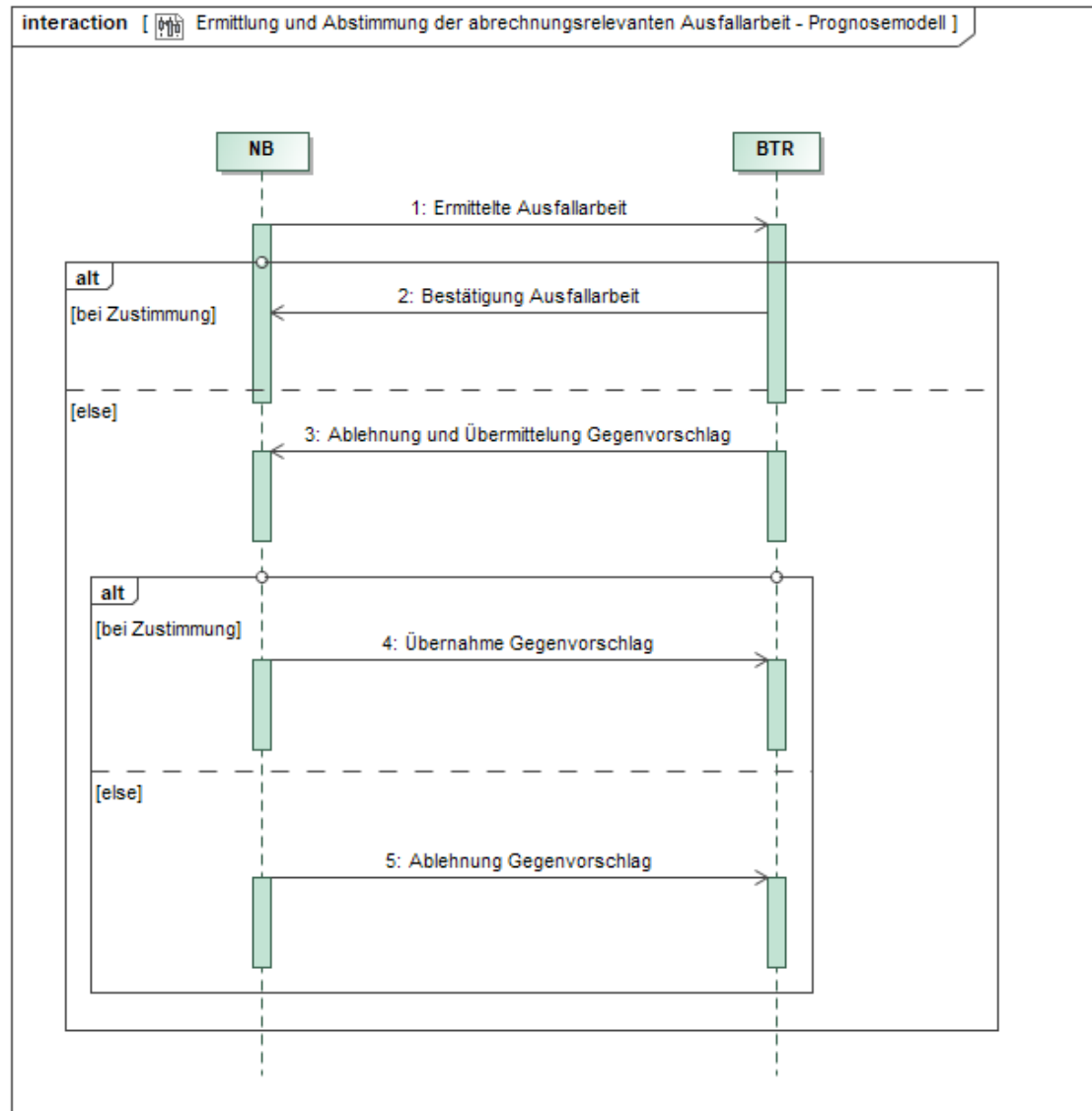


##### 4.1.1. UC: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Prognosemodell

Use-Case-Name	Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Prognosemodell
Prozessziel	Die redispatchbedingte Ausfallarbeit ist je technischer Ressource ermittelt und zwischen NB und BTR ausgetauscht und abgestimmt.
Use-Case-Beschreibung	Der NB berechnet auf Basis der vorliegenden Lastgangdaten die Ausfallarbeit entsprechend dem Leitfaden Ausfallarbeit und übermittelt diese an den BTR. Der BTR kann die durch den NB errechnete Ausfallarbeit ablehnen und/oder eine eigene Berechnung der Ausfallarbeit an den NB senden.

	<p>Wenn der BTR bis zum Ablauf der Antwortfrist keine Bestätigung oder eine von ihm berechnete Ausfallarbeit sendet, wird die vom NB übermittelte Ausfallarbeit bilanzierungs- und abrechnungsrelevant.</p>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• BTR</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eingriff in Steuerung der Anlage des BTR.</li> <li>• Bei Wahl des Spitz- oder Spitz light-Verfahrens liegen entweder Messwerte oder Wetterdaten/Referenzdaten (Wind bzw. solare Strahlung) dem NB und BTR vor. Siehe hierzu "Übermittlung von meteorologischen Daten (Ex post-Daten)". Ansonsten findet ein durch den NB festgelegtes Abrechnungsverfahren Anwendung.</li> <li>• Nur bei Spitz light: Die Referenzanlage für alternative meteorologische Daten (bspw. Windmessdaten bzw. solare Strahlungsdaten) ist abgestimmt.</li> <li>• Nur bei Spitz light: Keine Abstimmung ist erforderlich, sofern die Quelle für meteorologischen Daten bspw. Windmessdaten bzw. solare Strahlungsdaten) den Kriterien entspricht (siehe Leitfaden „Ausfallarbeit“).</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB kann die monatlich AAÜZ bilden.</li> <li>• Zahlungsflüsse für Ausfallarbeit.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wenn BTR keine Bestätigung sendet, wird die vom NB berechnete Ausfallarbeit bilanzierungs- und abrechnungsrelevant.</li> <li>• Liegen bis zum 3. WT im Folgemonat keine meteorologischen Daten vor, muss der BTR das Spitzverfahren zugunsten eines durch den Netzbetreiber festgelegten Abrechnungsverfahrens verlassen.</li> <li>•</li> </ul>
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

#### 4.1.2. SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Prognosemodell

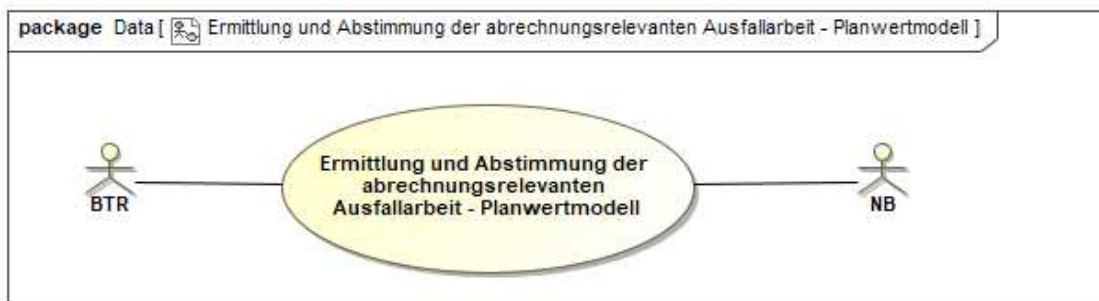


Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Ermittelte Ausfallarbeit	Bis zum 8. WT im Folgemonat.	Windmessdaten bzw. solare Strahlungsdaten liegen vor.
2	Bestätigung Ausfallarbeit	Beim ersten Durchlauf bis 8. WT im Folgemonat, sonst 3 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	

Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
3	Ablehnung und Übermittlung Gegenvorschlag	Beim ersten Durchlauf bis 8. WT im Folgemonat, sonst 3 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	Wenn der BTR keinen Gegenvorschlag übermittelt, wird die ermittelte Ausfallarbeit aus Schritt 1 übernommen. Die zweite Iteration soll bis spätestens zum 12. WT abgeschlossen sein.
4	Übernahme Gegenvorschlag	Beim ersten Durchlauf bis 11. WT im Folgemonat, sonst 3 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	
5	Ablehnung Gegenvorschlag	Beim ersten Durchlauf bis 11. WT im Folgemonat, sonst 3 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	Die zweite Iteration soll bis spätestens zum 12. WT abgeschlossen sein.  Wenn keine Einigung bzgl. der Ausfallarbeit bis zum 12. WT erfolgt, wird die zuletzt durch den NB ermittelte Ausfallarbeit für die Bilanzierung herangezogen.



## 5. Use-Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell

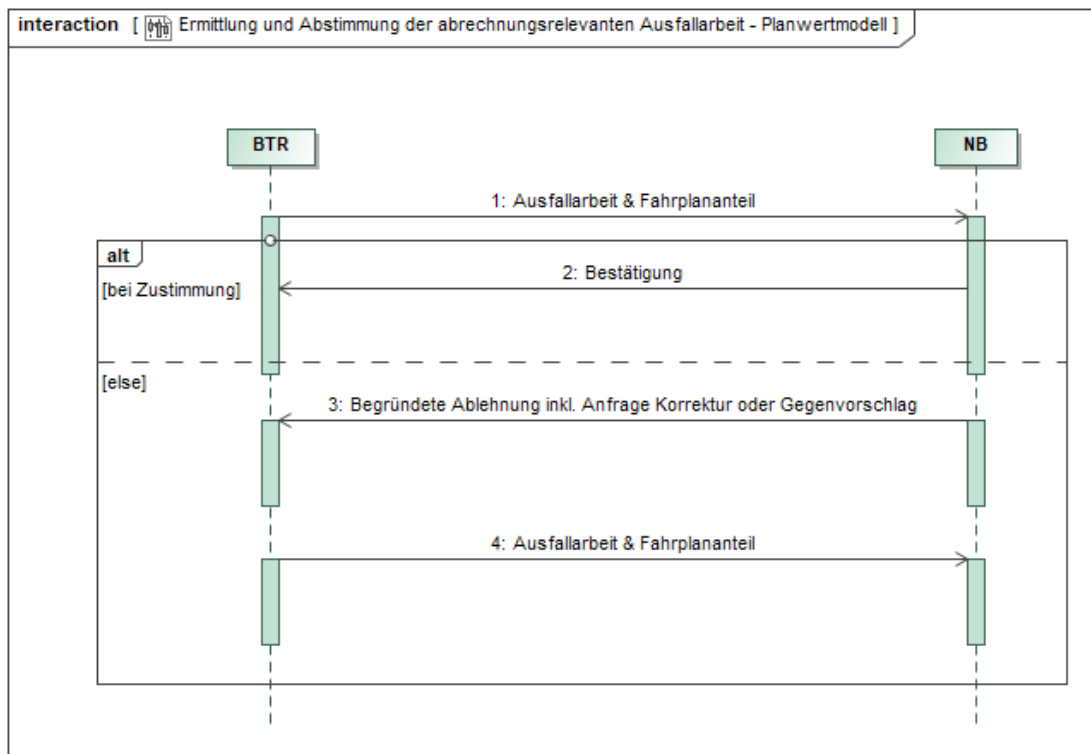


### 5.1.1. UC: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell

UC-Name	Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell
Prozessziel	Die redispatchbedingte Ausfallarbeit ist je technische Ressource ermittelt und zwischen NB und BTR ausgetauscht und abgestimmt. Zusätzlich liegen dem NB Informationen vor, die ihm die Zuordnung der anteiligen Fahrplanmengen zu den einzelnen beteiligten technischen Ressourcen ermöglichen.
Use-Case-Beschreibung	Der BTR berechnet die ¼-h-scharfe Ausfallarbeit und übermittelt diese an den NB. Zudem übermittelt der BTR die Anteile seiner technischen Ressourcen am Fahrplan.  Der NB kann diese ablehnen und/oder eine eigene Berechnung der Ausfallarbeit an den BTR senden.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• BTR</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eingriff in Steuerung der Anlage des BTR.</li> <li>• Meteorologischen Daten (bspw. Windmessdaten bzw. solare Strahlungsdaten) liegen NB und BTR vor. Siehe hierzu: „Übermittlung von meteorologischen Daten (Ex post-Daten“.</li> <li>• Nur bei Spitz light: Die Referenzanlage für alternative meteorologische Daten (bspw. Windmessdaten bzw. solare Strahlungsdaten) ist abgestimmt.</li> </ul>

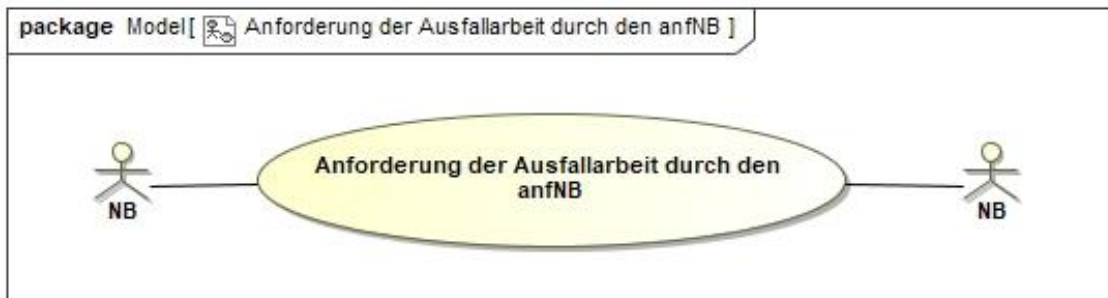
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nur bei Spitz light: Keine Abstimmung ist erforderlich, sofern die Quelle für meteorologischen Daten bspw. Windmessdaten bzw. solare Strahlungsdaten) den Kriterien entspricht (siehe Leitfaden „Ausfallarbeit“).</li> <li>Fahrplandaten liegen vor.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zahlungsflüsse für Ausfallarbeit.</li> <li>Eingangsgröße für die Berechnung der Differenz zwischen bilanziell und finanziell ausgeglichener Ausfallarbeit.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> <li>Es liegt keine Rückmeldung (Bestätigung oder begründete Ablehnung) vom NB vor.</li> </ul>
Weitere Anforderungen	--

### 5.1.2. SD: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Ausfallarbeit und Fahrplananteil je technische Resource	Spätestens im Folge-Folgemonat.	
2	NB bestätigt Ausfallarbeit und Fahrplananteile des BTR	Spätestens 10 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	
3	NB lehnt mit Begründung ab und erbittet Korrektur oder übermittelt Gegenvorschlag	Spätestens 10 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit.	
4	Ausfallarbeit und Fahrplananteil je technische Resource	Spätestens 10 WT nach Schritt 2 oder 3.	Entspricht Schritt 1. Weiter mit Schritt 2 oder 3 bis zu einvernehmlicher Klärung.

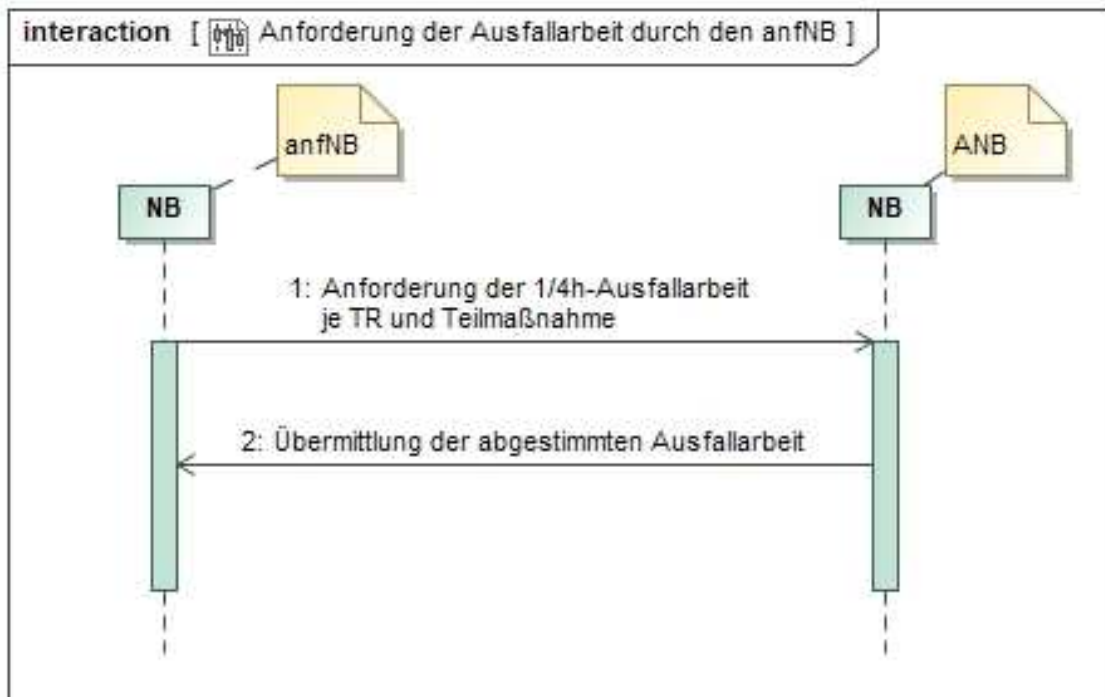
## 6. Anforderung der Ausfallarbeit durch den anfNB



### 6.1.1. UC: Anforderung der Ausfallarbeit durch den anfNB

Use-Case-Name	Anforderung der Ausfallarbeit durch den anfNB
Prozessziel	Für Prognose- und Planwertmodell kann der anfNB die ¼-h-scharfe Ausfallarbeit je technische Ressource beim ANB anfordern.
Use-Case-Beschreibung	Der anfNB fordert die ¼-h-scharfe Ausfallarbeit je technischer Ressource und Redispatchmaßnahme beim ANB an.  Der ANB sendet dem anfNB die angeforderte Ausfallarbeit.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>NB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die technische Ressource gehört zu einer steuerbaren Ressource, die an einer Redispatchmaßnahme beteiligt war.</li> <li>Die Ausfallarbeit ist zwischen den ANB und BTR abgestimmt.</li> <li>Der anfNB kennt die beteiligten Cluster, steuerbare Ressource, MaLo und technische Ressource.</li> <li>Der ANB hat seine finanziellen und bilanziellen Forderungen je technischer Ressource und einer Redispatchmaßnahme beim anfNB angemeldet.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>Der anfNB kann die finanziellen und bilanziellen Forderungen des ANB plausibilisieren.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	<ul style="list-style-type: none"> <li></li> </ul>

### 6.1.2. SD: Anforderung der Ausfallarbeit durch den anfNB



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Anforderung der 1/4-h-Ausfallarbeit je technische Resource und Redispatchmaßnahme	Frühestens am 12. WT im Folge-monat.	Zuerst muss die Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit im Prognosemodell zwischen BTR und ANB erfolgen.
2	Übermittlung der abgestimmten Ausfallarbeit	bis 1. WT nach Anforderung der Ausfallarbeit.	

## 7. Use-Case: Wechsel des Bilanzierungsmodells

Der Anlagenbetreiber/EIV hat ein Wahlrecht bei der Zuordnung zu einer der beiden Modelle, d. h. dem Planwertmodell oder dem Prognosemodell. Zur Ausübung des Wahlrechts sind definierte Voraussetzungen und Prozesse einzuhalten.

Da Anlagen auf Basis von fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind und PV) standardmäßig dem Prognosemodell zugeordnet werden, muss der Anlagenbetreiber/EIV sein Wahlrecht ausüben, um diese Anlage dem Planwertmodell zuzuordnen. Die Zuordnung einer Anlage zum Planwertmodell erfolgt abgestimmt und einvernehmlich zwischen AB/EIV und Netzbetreiber. Der Wechsel einer Anlage aus dem Planwertmodell in das Prognosemodell auf Antrag des AB/EIV erfolgt ebenso in Abstimmung zwischen Anlagenbetreiber/EIV und Netzbetreiber.

Planbare Anlagen können nur unter bestimmten Voraussetzungen in das Prognosemodell wechseln. Hierbei werden alle SEE und SVE als planbar verstanden, die nicht den Kategorien EE-SEE Wind oder EE-SEE Solar zuzuordnen sind.

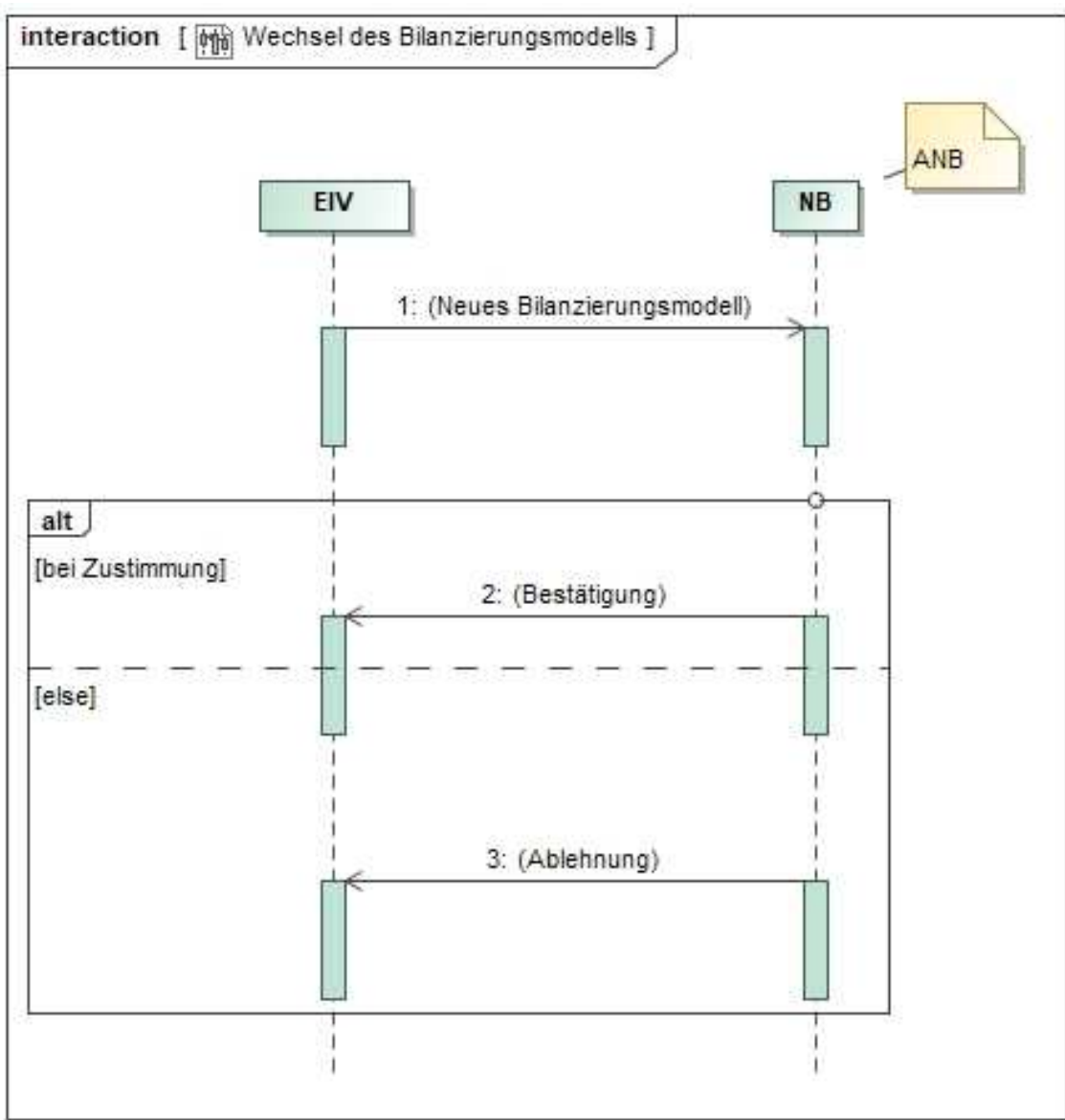


### 7.1.1. UC: Wechsel des Bilanzierungsmodells

Use-Case-Name	Wechsel des Bilanzierungsmodells
Prozessziel	Der EIV hat das Bilanzierungsmodell zu einem fixen Datum gewechselt.
Use-Case-Beschreibung	Der EIV übermittelt zu den betreffenden MaLos seinen Wechselwunsch an den ANB. Dieser bestätigt den Wechsel oder lehnt ihn begründet ab.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• EIV</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Voraussetzungen entsprechend dem Kriterienkatalog zur Zuordnung zum Planwert- bzw. Prognosemodell sind dem ANB und dem EIV bekannt und erfüllt (bspw. müssen vereinbarte Tests vorab erfolgt sein).</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alle MaLos, die einer steuerbaren Ressource zugeordnet sind, wechseln stets gemeinsam in ein Bilanzierungsmodell.</li> <li>• Der EIV hat sich mit dem BTR und BKV abgestimmt.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Das vereinbarte Bilanzierungsmodell wird ab Stichtag angewendet.</li> <li>• ANB sendet Stammdatenänderung an betroffene NB.</li> <li>• Monitoring der Prognosegüte kann starten (s. Ampelmodell).</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der EIV verbleibt im bisherigen Bilanzierungsmodell.</li> </ul>
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Standardzuordnung der Modellvariante ist das Prognosemodell. Mögliche Wechseloptionen sind den Sequenzdiagrammen zu entnehmen.</li> <li>• Gemäß Kriterienkatalog: Beim Wechsel eines Lieferanten wird die bestehende Zuordnung zum Bilanzierungsmodell für den neuen Lieferanten beibehalten, sofern die Vorbedingungen erfüllt sind.</li> </ul>

7.1.2. SD: Wechsel des Bilanzierungsmodells

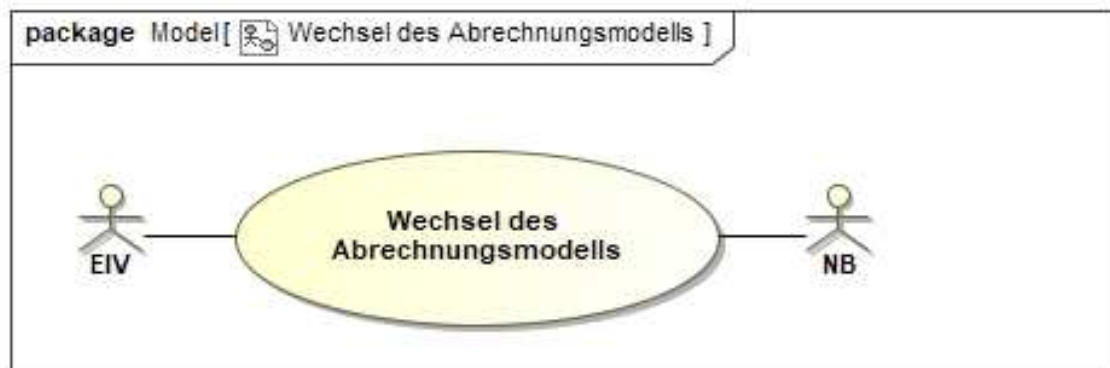


Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Neues Bilanzierungsmodell	Wechsel ins Planwertmodell bei Operativ-Test: Fristen gemäß GPKE und MPES*  Wechsel ins Planwertmodell bei Ex post-Test oder	* In Anlehnung an die Anlage 3 zum Beschluss BK6-18-032 (MPES) gilt zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokumentes für den Wechsel des Bilanzierungsmodells die folgende Frist:  Das Anmeldedatum darf nur zum ersten Kalendertag eines Monats sein.



		<p>Wechsel ins Prognosemodell: Meldung im Vorvor- monat – und Umset- zung zum Monats- ersten.</p>	<p>Das Eingangsdatum muss mindestens 10 WT vor Anmel- dedatum liegen.</p> <p>Unterjähriger Wechsel: Sollte der AB/EIV sich im Prognosemodell in der Pau- schalabrechnung befinden, muss er bei einem unterjähri- gen Wechsel in das Planwert- modell dann in das Spitz- oder Spitz light-Verfahren wech- seln. Hierbei ist in Abstim- mung mit dem ANB ein unter- jähriger Wechsel des Abrech- nungsmodells möglich.</p>
2	Bestätigung	bis 10. WT nach Übermittlung.	Sollte der NB bis zum Ablauf der Antwortfrist keine Antwort senden, gilt der Modellwech- sel als bestätigt.
3	Ablehnung	bis 10. WT nach Übermittlung.	Die Ablehnung ist zu begrün- den.

## 8. Use-Case: Wechsel des Abrechnungsmodells

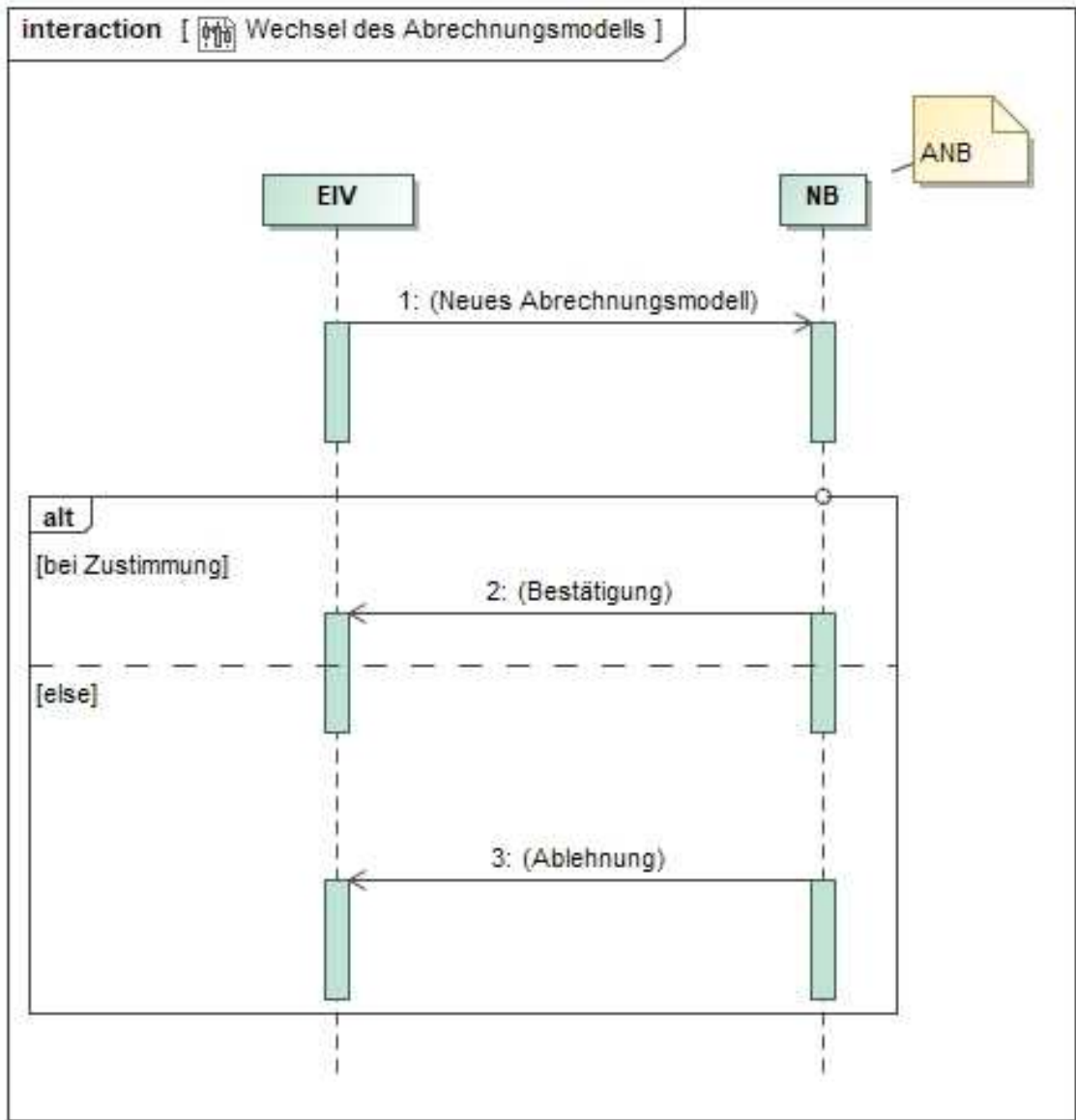


### 8.1.1. UC: Wechsel des Abrechnungsmodells

Use-Case-Name	Wechsel des Abrechnungsmodells
Prozessziel	Der AB/EIV hat das Abrechnungsmodell zu einem fixen Datum gewechselt.
Use-Case-Beschreibung	Der AB/EIV übermittelt seinen Wechselwunsch an den ANB. Dieser bestätigt den Wechsel oder lehnt ihn begründet ab.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NB</li> <li>• AB/EIV</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Voraussetzungen zur Zuordnung zu einem Abrechnungsmodell sind dem NB und dem EIV bekannt und erfüllt.</li> <li>• Ggf. vereinbarte Tests müssen erfolgt sein.</li> <li>• Optional hat der ANB sich mit dem vorgelagerten NB abzustimmen.</li> <li>• Optional hat der EIV sich mit dem AB und BKV abzustimmen.</li> </ul>
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Das vereinbarte Abrechnungsmodell wird ab Stichtag angewendet.</li> <li>• Beim Wechsel eines Lieferanten wird die bestehende Zuordnung zum Abrechnungsmodell für den neuen Lieferanten beibehalten.</li> <li>• ANB sendet Stammdatenänderung an betroffene NB.</li> </ul>
Nachbedingung im Fehlerfall	AB/EIV verbleibt im bisherigen Abrechnungsmodell.

Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mögliche Abrechnungsvarianten sind Spitz, Spitz light oder Pauschalverfahren.</li> <li>• Die Anwendung der Abrechnungsvariante ist abhängig von Energieträger, Anlagengruppe und Leistungsklasse.</li> <li>• Hat ein AB/EIV sich einmal für die Anwendung oder den Wechsel in die Spitz-/Spitz light-Abrechnung 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.</li> </ul>

### 8.1.2. SD: Wechsel des Abrechnungsmodells



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Neues Abrechnungsmodell	30.11. des laufenden Jahres für 01.01. des Folgejahres  (ggf. zum Monatsersten; siehe Hinweise/Bemerkung*).	Sofern keine Meldung bis zum 30.11. des laufenden Jahres erfolgt ist, wird das bestehende Abrechnungsverfahren fortgeschrieben.  *Bei einem Wechsel eines AB/EIV oder bei einem Wechsel des Bilanzierungsmodells sind auch unterjährige Wechsel des Abrechnungsmodells in Abstimmung zwischen EIV und ANB zu einem Monatsersten möglich.
2	Bestätigung	bis 10. WT nach Übermittlung des neuen Abrechnungsmodells.	Sollte der NB bis zum Ablauf der Antwortfrist keine Antwort senden, gilt der Modellwechsel als bestätigt.
3	Ablehnung	bis 10. WT nach Übermittlung des neuen Abrechnungsmodells.	Wenn Wechselfrist seitens AB/EIV ist nicht eingehalten wird.  Die Ablehnung ist zu begründen.

## VI. DATENBEDARFE

### 1.1. Daten ohne regulatorische Anspruchsgrundlage

Die hier aufgeführte ausführliche Analyse ist eine Gap-Analyse der für die Detailprozesse erforderlichen Daten. Gemäß der heute geltenden gesetzlich-regulatorischen Grundlagen liegen nicht alle benötigten Daten beim ANB oder ÜNB vor beziehungsweise die Daten liegen teilweise nur dem ÜNB vor. Nachstehend sind explizite Begründungen für die Datenbedarfe aufgeführt.

Hierbei ist zwischen folgenden Datenarten zu unterscheiden:

- Stammdaten
- Planungsdaten
- Nichtbeanspruchbarkeiten
- Echtzeitdaten
- Ex post-Daten
- Datenbedarf der Einsatzverantwortlichen

Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass eine Datenanforderung auf Grundlage des § 12 Abs. 4 EnWG allein keineswegs ausreichend ist. Durch das nach § 12 Abs. 4 EnWG eingeräumte allgemeine Recht, Informationen von Marktakteuren einzufordern, können keine Standards und einheitliche Prozesse verpflichtend etabliert werden.

## 1.2. Stammdaten

1.2.1.				
<b>Datenbedarf</b>	fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	Es ist die dauerhaft minimal in das Stromnetz einspeisbare Leistung anzugeben.			
<b>Begründung</b>	Dieser Wert dient der Beschreibung des fahrbaren Leistungsbandes für Einheiten, für die kein korrespondierendes Planungsdatum übermittelt wird. Es kann das Potential für Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ermittelt werden (Nichtbeachtung der RL-Vorhaltung). Zudem dient der Wert zur besseren Modellierung der großen Einheiten.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL für Groß-SEE und Groß-SSE
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			

<b>1.2.2.</b>				
<b>Datenbedarf</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>Begründung</b>	Der Wert wird für die Ermittlung von Potentialen für Entlastungsmaßnahmen benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	für RD erforderlich; teilweise über SO GL abgedeckt	für RD erforderlich; teilweise über SO GL abgedeckt	SO GL für SSE	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)			
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung		Ja	



1.2.3.				
<b>Datenbedarf</b>	maximale Wirkleistung des Speichers zum Einspeichern			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	Es ist der maximal mögliche Leistungsbezug des Speichers anzugeben.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird für die Ermittlung von Potentialen für Entlastungsmaßnahmen benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	für RD erforderlich; teilweise über SO GL abgedeckt	für RD erforderlich; teilweise über SO GL abgedeckt	SO GL für SSE	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung		Ja	

<b>1.2.4.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	maximale Wirkleistung des Speichers zum Ausspeichern			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	Es ist der maximal mögliche Leistungsbezug des Speichers anzugeben.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird für die Ermittlung von Potentialen für Entlastungsmaßnahmen benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	für RD erforderlich; teilweise über SO GL abgedeckt	für RD erforderlich; teilweise über SO GL abgedeckt	SO GL für SSE	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung		Ja	

1.2.5.				
<b>Datenbedarf</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.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes einer Einheit für Entlastungsmaßnahmen unter Einbeziehung erzeugungsdynamischer Randbedingungen bzw. Einschränkungen benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL für Groß-SEE und Groß-SSE
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			

1.2.6.				
<b>Datenbedarf</b>	Mindeststillstandzeit einer SEE, die mit thermischen Prozessen betrieben wird			
<b>Einheit</b>	Minuten			
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist der typische Zeitraum zu verstehen, während dessen die Einheit nach erfolgter Netztrennung nicht zum Wiederanfahren zur Verfügung steht. Im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz) verwendeten Definition.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Beurteilung der zeitlichen Bedingungen einer Wiederanfahrt einer SEE/SSE benötigt. Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes einer Einheit für Entlastungsmaßnahmen unter Einbeziehung erzeugungsdynamischer Randbedingungen bzw. Einschränkungen benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL für Groß-SEE und Groß-SSE
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			

<b>1.2.7.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Anfahrtszeit thermischer SEE vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit)			
<b>Einheit</b>	Minuten			
<b>Beschreibung</b>	Anfahrtszeit thermischer Einheiten (Groß-SEE) vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit): 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>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung der zeitlichen Einsatzverfügbarkeit von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerebare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL für Groß-SEE und Groß-SSE
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			

1.2.8.				
<b>Datenbedarf</b>	Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit)			
<b>Einheit</b>	Minuten			
<b>Beschreibung</b>	Hochfahrzeit thermischer Einheiten von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit): 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 größer als 48 h.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit anhand der anlagen-technischen Randbedingungen benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL für Groß-SEE und Groß-SSE
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung		Ja	

1.2.9.				
<b>Datenbedarf</b>	Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit)			
<b>Einheit</b>	Minuten			
<b>Beschreibung</b>	Hochfahrzeit thermischer Einheiten von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit): 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>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit anhand der anlagen-technischen Randbedingungen benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL für Groß-SEE und Groß-SSE
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung		Ja	

<b>1.2.10.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Abfahrzeit ausgehend von PROD_min bis zur Netztrennung			
<b>Einheit</b>	Minuten			
<b>Beschreibung</b>	Abfahrzeit ausgehend von PROD_min bis zur Netztrennung: Darunter ist der typische Zeitraum, innerhalb dessen ausgehend von der Mindestwirkleistungseinspeisung eine Netztrennung erreicht wird, zu verstehen.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL für Groß-SEE und Groß-SSE
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung		Ja		



<b>1.2.11.</b>				
<b>Datenbedarf</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. Lieferung ist nur bei Lastgradienten kleiner 20 % PROD_nenn pro Minute erforderlich.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL für Groß-SEE und Groß-SSE
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abrechnung		Ja	

1.2.12.				
<b>Datenbedarf</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 Mindesterzeugungsleistung, zu verstehen. Lieferung ist nur bei Lastgradienten kleiner 20 % PROD_nenn pro Minute erforderlich.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL für Groß-SEE und Groß-SSE
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Duldungsfall)		Ja	
Abrechnung		Ja		

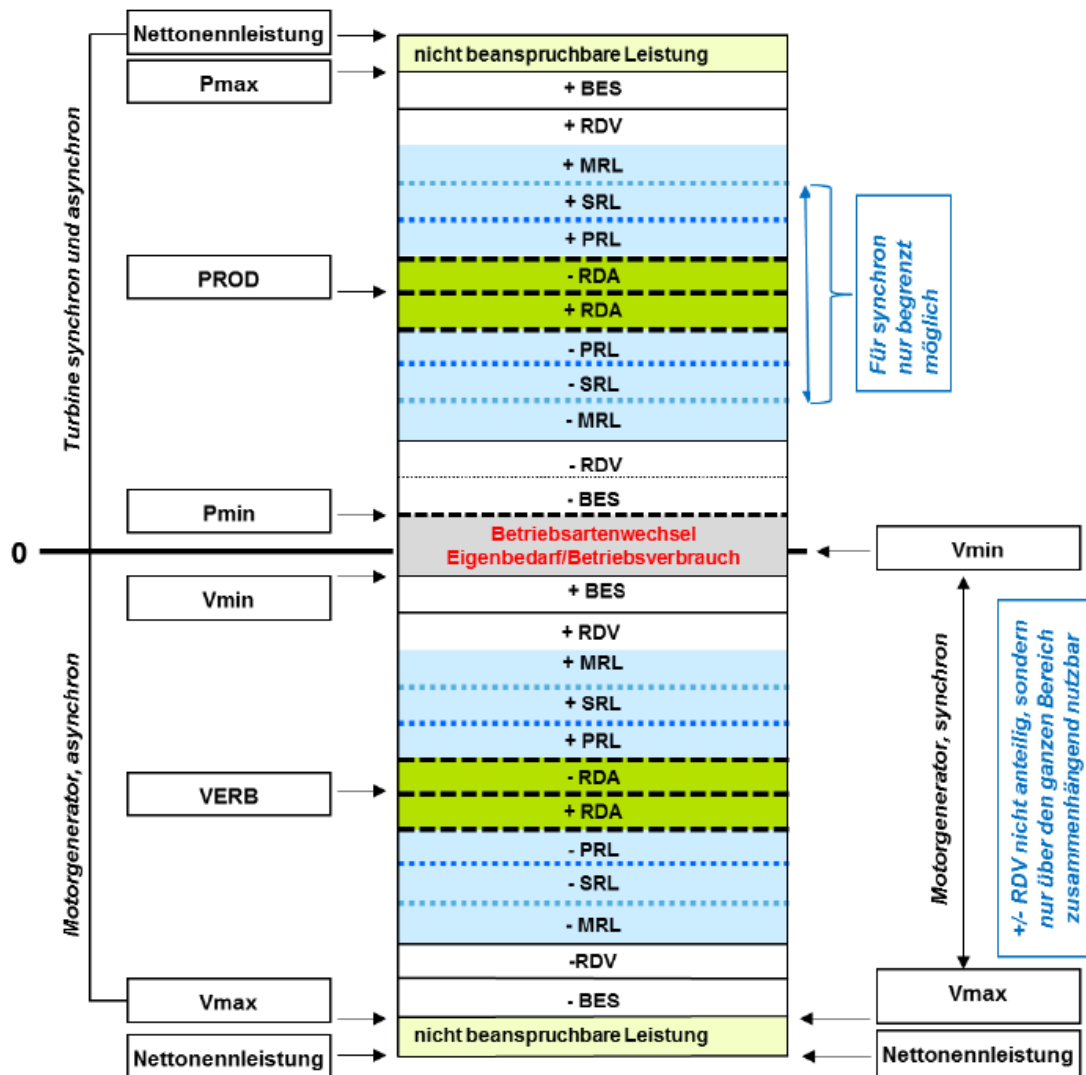
<b>1.2.13.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Status Duldungsfall			
<b>Einheit</b>	Einheitenlos (Ja/Nein)			
<b>Beschreibung</b>	Der Datenbedarf zum Status Duldungsfall entspricht der Entscheidung, ob der EIV die steuerbare Ressource im Redispatch selbst steuert oder die Steuerung durch den Netzbetreiber duldet.			
<b>Begründung</b>	Für die Prozessgestaltung: Steuerung und Abruf durch den Netzbetreiber oder durch den Anlagenbetreiber.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			

<b>1.2.14.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Art der technischen Steuerbarkeit			
<b>Einheit</b>	% oder MW			
<b>Beschreibung</b>	<p>Granularität und Ausgestaltung der Steuerung zwischen EIV und Anlage im Aufforderungsfall.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Relative Stufung auf einen Sollwert (Limit; bspw. „auf 60 % der installierten Leistung“)</li> <li>• Absoluter Sollwert auf (festen) Arbeitspunkt (komplette Fixierung)</li> <li>• Limitsetzung auf max. MW-Wert</li> </ul>			
<b>Begründung</b>	Relevant für die Maßnahmendimensionierung bei der Prozessgestaltung.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung		Ja		

<b>1.2.15.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Abruf im Aufforderungsfall als Delta- oder Sollwert			
<b>Einheit</b>	Einheitenlos (Delta-/Sollwert)			
<b>Beschreibung</b>	<p>Wahrmöglichkeit des EIV für die Anweisung/Steuerung einer Wirkleistungsanpassung als</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Delta-Abruf ist die Anpassung des Wirkleistungswerts um den vorgegebenen Wert gegenüber der geplanten Wirkleistungseinspeisung/-entnahme (P<sub>prod</sub>).</li> <li>• Sollwert-Abruf ist die Anpassung der Wirkleistung durch setzen eines Limits (einseitige Fixierung) oder die Vorgabe eines konkreten Arbeitspunkts (Fixierung).</li> </ul>			
<b>Begründung</b>	Mit den Anweisungsarten werden geplante Redispatchmaßnahmen umgesetzt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung				

<b>1.2.16.</b>				
<b>Datenbedarf</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>Begründung</b>	Erforderlich zur Bestimmung des spätest möglichen Abrufzeitpunkts.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			

### 1.3. Planungsdaten



<b>1.3.1.</b>				
<b>Datenbedarf</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>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des Netzzustandes und des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja (Deltaanweisung)	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung		Ja		



1.3.2.				
<b>Datenbedarf</b>	Mindestleistung Produktion ( <b>P<sub>min</sub></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>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			

1.3.3.				
<b>Datenbedarf</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>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			

1.3.4.				
<b>Datenbedarf</b>	Dargebotsleistung ( <b>Pdar</b> ) für SEE und SSE 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>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt.			
<b>Objekt</b>	Dargebotsabhängige steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung				

1.3.5.				
<b>Datenbedarf</b>	Wert Verbrauch ( <b>VERB</b> ) einer SSE im Planwertmodell			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	Der Wert Verbrauch ist die Einspeicherleistung am Netzan-schlusspunkt einer SSE. Im Gegensatz zu PROD sind Be-triebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Ein-speisepunkt in VERB enthalten. Außer bei An- und Ab-fahrtrampen gilt $VERB_{min} \leq VERB \leq VERB_{max}$ .			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des Netzzustandes und des zeitli-chen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit (Speichern) benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leis-tungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steu-erbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventio-nell)
	Für RD 2.0 zu-rückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung				

<b>1.3.6.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Minimale Entnahme ( <b>V<sub>min</sub></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 P <sub>min</sub> in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu P <sub>min</sub> sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste, bis zum Einspeisepunkt in der V <sub>min</sub> enthalten. Für nichtregelbare Pumpen gilt, dass V <sub>min</sub> betragsmäßig der Größe V <sub>max</sub> entspricht.			
<b>Begründung</b>	Der Wert muss bei der Maßnahmendimensionierung als Beschränkung berücksichtigt werden			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			

<b>1.3.7.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Maximale Entnahme ( <b>V<sub>max</sub></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 <sub>max</sub> in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (obere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD <sub>max</sub> sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB <sub>max</sub> enthalten. Die beanspruchbare Leistung (Verbrauch) entspricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung (Verbrauch) der Pumpe, sofern die Pumpe beanspruchbar ist.			
<b>Begründung</b>	Der Wert muss bei der Maßnahmendimensionierung als Beschränkung berücksichtigt werden			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			

1.3.8.				
<b>Datenbedarf</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 freien, nicht anderweitig gebundenen Leistung einer Anlage in positiver Richtung. Bei einem Redispatchabruf sind PROD, +RDV und –RDV anzupassen. Während der An- und Abfahrtrampen sind +RDV und –RDV entsprechend anzupassen. Das Redispatchvermögen beschreibt, wie viel Leistung im Rahmen von Netzengpassmaßnahmen zur Verfügung steht. Auf Basis dieser Größe können nationale oder multilaterale Redispatchmaßnahmen geplant und abgerufen werden.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt. Insbesondere KWK-Anlagen oder andere wärmegeführte Anlagen sollten ein Interesse haben ihr RDV zu melden, da RDV ggf. ungleich PROD_max - PROD-RL.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung				

1.3.9.				
<b>Datenbedarf</b>	negatives Redispatchvermögen (--RDV) für SEE und SSE im Planwertmodell			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	Das negative Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren freien, nicht anderweitig gebundenen Leistung einer Anlage in negativer Richtung. Bei einem Redispatchabruf sind PROD, +RDV und –RDV anzupassen. Während der An- und Abfahrtrampen sind +RDV und –RDV entsprechend anzupassen. Das Redispatchpotenzial beschreibt, wie viel Leistung im Rahmen von Netzengpassmaßnahmen zur Verfügung steht. Auf Basis dieser Größe können nationale oder multilaterale Redispatchmaßnahmen geplant und abgerufen werden.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			



1.3.10.				
<b>Datenbedarf</b>	Positive Primärregelleistung (+PRL) für SEE und SSE im Planwertmodell			
<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>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt. Der Wert wird dazu genutzt, vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung		Ja	

<b>1.3.11.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Negative Primärregelleistung ( <b>-PRL</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell			
<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>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt. Der Wert wird dazu genutzt, vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung		Ja	

<b>1.3.12.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	positive Sekundärregelleistung (+SRL) für SEE und SSE Planwertmodell			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltung für positive Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung. 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 dem NB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt. Der Wert wird dazu genutzt, vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung		Ja		

1.3.13.				
<b>Datenbedarf</b>	Negative Sekundärregelleistung (-aFRR) (-SRL) für SEE und SSE im Planwertmodell			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltung für negative Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung. 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.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt. Der Wert wird dazu genutzt, vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung		Ja		

1.3.14.				
<b>Datenbedarf</b>	positive Minutenreserveleistung (+MRL) für SEE und SSE im Planwertmodell			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltung für positive Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung. 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.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt. Der Wert wird dazu genutzt, vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung		Ja		

<b>1.3.15.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	negative Minutenreserveleistung ( <b>-MRL</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltung für negative Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung. 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.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt. Der Wert wird dazu genutzt, vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung		Ja	

<b>1.3.16.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	positive Besicherungsleistung (+ <b>BES</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	Die positive Besicherungsleistung ist eine positive vorgehaltene Leistung zur Besicherung des Ausfalls von Anlagen für eigene Zwecke oder Dritte. Dazu zählen auch Besicherungsmaßnahmen für die Regelleistungsvorhaltung und die Wärmeauskopplung. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt die lokale Vorhaltung von Besicherungsleistung.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt. Der Wert wird dazu genutzt, vorgehaltene Besicherungsleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung		Ja		

<b>1.3.17.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Negative Besicherungsleistung ( <b>-BES</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	Das Datum -BES zeigt die positive Besicherungsleistung als eine negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung des Ausfalls von Anlagen für eigene Zwecke oder Dritte.			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit benötigt. Der Wert wird dazu genutzt, vorgehaltene Besicherungsleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung		Ja	



<b>1.3.18.</b>				
<b>Datenbedarf</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 Redispatchabruf kann maximal den Wert des vorher gemeldeten Redispatchvermögens betragen. Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatchabrufs, welcher angewiesen ist. Falls kein blockscharfer Abruf erfolgt, geht aus dieser Meldung konkret hervor, welcher Block wie viel Redispatchleistung erbringt. Diese Information kann den Zeitreihen bisher nur implizit entnommen werden.			
<b>Begründung</b>	Bestätigung der Planung des Abrufs, um NB, BKV, LF zu informieren  benötigt für folgende Planungszyklen in der NB-Koordination			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung		Ja		

1.3.19.				
<b>Datenbedarf</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 Redispatchabruf kann maximal den Wert des vorher gemeldeten Redispatchvermögens betragen. Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatchabrufs, welcher angewiesen ist. Falls kein blockscharfer Abruf erfolgt, geht aus dieser Meldung konkret hervor, welcher Block wie viel Redispatchleistung erbringt. Diese Information kann den Zeitreihen bisher nur implizit entnommen werden.			
<b>Begründung</b>	Bestätigung der Planung des Abrufs, um NB, BKV, LF zu informieren benötigt für folgende Planungszyklen in der NB-Koordination			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung		Ja		

<b>1.3.20.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Kosten nicht-EEG vergüteter Anlagen für SEE und SSE im Planwertmodell			
<b>Einheit</b>	EUR/MWh			
<b>Beschreibung</b>	Die Kosten nicht nach EEG vergüteter Anlagen ist eine Zeitreihe der spezifischen Kosten. Dies entspricht dem variablen Kostenansatz gemäß BDEW-Branchenleitfaden „Vergütung für Redispatch-Maßnahmen“ (siehe Kapitel 3.1.1 „arbeitsabhängige Kosten“).			
<b>Begründung</b>	Für Anlagen, für die keine kalkulatorischen Kosten anzuwenden sind, müssen im Redispatch die tatsächlichen Kosten für die Maßnahmendimensionierung und Rangfolge berücksichtigt werden.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)			
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung		Ja		

1.3.21.				
<b>Datenbedarf</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>	<p>Das Datum beschreibt die prognostizierte Leistungsänderung aufgrund einer marktlichen Steuerung der Anlage durch den EIV. Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung seitens EIV bei PV/Wind.</p> <p>Bei SEE, die Planungsdaten liefern, errechnet sich diese Zeitreihe aus <b>P<sub>dar</sub></b> – <b>PROD</b>.</p>			
<b>Begründung</b>	Durch den Netzbetreiber ist eine marktliche bedingte Steuerung nicht vorhersagbar und kann daher in der Netzzustandsanalyse und Maßnahmendimensionierung zu Abweichungen führen. Insbesondere die kurzfristige Wiedereinschaltung von Anlagen durch den DV kann zu zusätzlichen Engpässen führen.			
<b>Objekt</b>	Dargebotsabhängige steuerbare Ressource			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Nicht erforderlich
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung		Ja	

## 1.4. Nichtbeanspruchbarkeiten

1.4.1.				
<b>Datenbedarf</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 Auflagen (z. B. Umweltschutz).			
<b>Begründung</b>	Der Wert wird zur Planung des Netzzustandes und des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer Einheit (Speichern) benötigt.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung		Ja	

## 1.5.Echtzeitdaten

1.5.1.				
<b>Datenbedarf</b>	Verfügbare Wirkleistung bei dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen (SEE)			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	<p>Die technisch und auf Basis des Dargebots verfügbare Leistung einer EE-SEE Wind/Solar in MW. Dies ist die installierte Leistung <math>P_{inst}</math> (Bruttoleistung) der EE-SEE bzw. der EE-Anlage, abzüglich des für den Betrieb der EE-SEE (der EE-Anlage) benötigten Eigenbedarfs, des nicht vorhandenen Dargebots sowie der in Wartung/Revision befindlichen oder gestörten Leistungsanteile.</p> <p>[Rechtliche Grundlage: SO GL-Implementierungsvorschriften der deutschen ÜNB; Anlage 06A (Echtzeitdaten)]</p>			
<b>Begründung</b>	Erforderlich für die Netzzustandsanalyse sowie Maßnahmendimensionierung im Echtzeitbetrieb. Insbesondere bei unsicherem Dargebot liefert die verfügbare Leistung eine Information über max. mögliche Einspeisung. Der Wert ist eine Eingangsgröße für den Regelkreis im Echtzeitbetrieb. Über ihn wird über die Aufhebung von Maßnahmen entschieden.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
Abrechnung				

1.5.2.				
<b>Datenbedarf</b>	Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.)			
<b>Einheit</b>	Status			
<b>Beschreibung</b>	Aktueller Status der Absenkung durch den BTR aufgrund von behördlichen Auflagen oder marktbedingten Entscheidungen.			
<b>Begründung</b>	Relevant für die Validierung von Prognosen, die Berücksichtigung der Hochrechnung von EE-SEE Wind/Solar ohne Kommunikationsschnittstelle und bei der Maßnahmendimensionierung			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abrechnung		Ja	

<b>1.5.3.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Wirkleistung			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	Aktuelle Summe der Erzeugung- oder Verbrauchswirkleistung von Erzeugungsanlagen oder Speichern. Direkt gemessen an den technischen Ressourcen bzw. steuerbare Ressource.			
<b>Begründung</b>	Relevant für die Validierung und kurzfristige Anpassung der Wirkleistungsprognosen, der Hochrechnung der Einspeisung von Erzeugungsanlagen ohne Kommunikationsschnittstelle und der Maßnahmendimensionierung.			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abruf (Aufforderungsfall)			
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			



<b>1.5.4.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Nutzbarer Energieinhalt (bei Speichern)			
<b>Einheit</b>	MWh			
<b>Beschreibung</b>	Energieinhalt eines Speichers unabhängig vom Speichermedium und bezogen auf die vom Speichersystem lieferbare elektrische Energie.			
<b>Begründung</b>	<p>Der Energiegehalt einer SSE bezeichnet die derzeit gespeicherte Energie, die in das Netz eingespeist werden könnte, ohne z. B. für Systemdienstleistungen oder Reserve vorzuhaltende Energie. Notwendig zur Approximation von gemeldeten Redispatchvermögen. Daneben wichtig im Rahmen des Netzwiederaufbaus.</p> <p>(Rechtliche Grundlage: Artikel 47/51 SO GL)</p>			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	SO GL	SO GL
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			

## 1.6. Ex post-Daten

1.6.1.				
<b>Datenbedarf</b>	Globalstrahlung (bei PV), Viertelstundenmittelwert			
<b>Einheit</b>	W/qm			
<b>Beschreibung</b>	Sofern ein RD-Abruf stattgefunden hat, ist eine Zeitreihe mit 1/4-h-Auflösung an den Anschlussnetzbetreiber zu übergeben.			
<b>Begründung</b>	Die Zeitreihen werden kurzfristig für das Bilanzkreismonitoring und anschließend für die Bestimmung der genauen Ausfallarbeit der Anlage durch Abrufe benötigt.			
<b>Objekt</b>	Technische Ressourcen sofern verfügbar und nicht in Echtzeit übertragen Anlagen in Spitz-Abrechnung			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Nicht erforderlich
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Nein	
	Abruf (Duldungsfall)		Nein	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abrechnung		Ja	

<b>1.6.2.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Windgeschwindigkeit (bei WEA), Viertelstundenmittelwert			
<b>Einheit</b>	m/s			
<b>Beschreibung</b>	Sofern ein RD-Abruf stattgefunden hat, ist eine Zeitreihe mit 1/4-h-Auflösung an den Anschlussnetzbetreiber zu übergeben.			
<b>Begründung</b>	Die Zeitreihen werden kurzfristig für das Bilanzkreismonitoring und anschließend für die Bestimmung der genauen Ausfallarbeit der Anlage durch Abrufe benötigt.			
<b>Objekt</b>	Technische Ressourcen sofern verfügbar und nicht in Echtzeit übertragen Anlagen in Spitz-Abrechnung			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Nicht erforderlich
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)			
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Duldungsfall)		Ja	
Abrechnung		Ja		

## 1.7. Datenbedarf der Anlagenbetreiber

1.7.1.				
<b>Datenbedarf</b>	(Nenn-)Kapazität Netzanschlusspunkt			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	Die (Nenn-)Kapazität Netzanschlusspunkt entspricht der maximal möglichen Kapazität, die am Netzanschlusspunkt eingespeist werden kann. Falls diese niedriger ist als die Kapazität der angeschlossenen Einheit(en), muss die angeschlossene Kapazität Einheiten-seitig begrenzt werden.			
<b>Begründung</b>	Das Stammdatum wird benötigt, um die angeschlossene Kapazität einseitig zu begrenzen, wenn diese größer ist als die Nennkapazität des Netzanschlusspunktes oder mehrere Marktpartner sich die (Nenn-)Kapazität Netzanschlusspunkt teilen müssen.			
<b>Objekt</b>	Netzanschlusspunkt			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)		Ja	
	Abruf (Duldungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)			
	Bilanzierung (Duldungsfall)			
	Abrechnung			

<b>1.7.2.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Geplante und ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit Netz bzw. Netzanschlusspunkt: Höhe und Dauer der Einschränkung			
<b>Einheit</b>	MW, Start- und Endzeitpunkt			
<b>Beschreibung</b>	Zeitpunkt, Dauer und Höhe der Einschränkung durch geplante und ungeplante Nichtbeanspruchbarkeiten des Netzes und dessen Komponenten am Netzanschlusspunkt von KWK-Anlagen (z. B. Netzarbeiten, Trafoeinschränkungen).			
<b>Begründung</b>	<p>Wird zur Planung von Wärmeersatzlieferungen benötigt.</p> <p>Informationen zu den Netzanschlusspunkt betreffenden geplanten und ungeplanten Nichtbeanspruchbarkeiten des Netzes und dessen Komponenten (z. B. Netzarbeiten, Trafoeinschränkungen etc.) sind konkrete Hinweise insbesondere für Ersatzwärme-Beschaffungsbedarf und stellen somit eine grundlegende Information auch im Hinblick auf möglichen Redispatch dar. Informationen zu solchen Nichtbeanspruchbarkeiten sind bisher nicht standardisiert und liegen häufig maximal dem Anlagenbetreiber und nicht dem Einsatzverantwortlichen vor. Da der Anlagenbetreiber bzw. EIV vertragliche Verpflichtungen hat, ist für KWK-Anlagenbetreiber auch die Kenntnis geplanter und nicht geplanter Nichtbeanspruchbarkeiten des Netzes und dessen Komponenten wichtig, um rechtzeitig Ersatzwärme beschaffen zu können. Ersatzwärme ist in überwiegend zu Heizzwecken genutzten kleinen und mittleren KWK-Anlagen typischerweise nicht erforderlich, da Revisionen außerhalb der Heizperiode erfolgen. Da Ersatzwärme aus Netzgründen (Wärmenetz) typischerweise bevorzugt auch von KWK-Anlagen in der näheren Umgebung beschafft wird, ist die dadurch bedingte höhere Stromeinspeisung im Rahmen der Ersatzlieferung ggf. konträr zum Redispatch und durch eine alternative Ersatzwärmeerzeugung zu vermeiden.</p> <p>Ersatzwärmebeschaffung und mögliche Konventionalstrafen bei fehlender Wärmelieferung sind abrechnungsrelevant.</p>			
<b>Objekt</b>	Netzanschlusspunkt			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW

	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse		Ja	
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)			
	Abruf (Aufforderungsfall)			
	Abruf (Duldungsfall)			
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)		Ja	
	Bilanzierung (Duldungsfall)		Ja	
	Abrechnung		Ja	

<b>1.7.3.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Redispatchrelevanz			
<b>Einheit</b>	einheitslos			
<b>Beschreibung</b>	Redispatch kann unterschiedliche Ursachen haben. Dies sind vor allem strom- oder spannungsbedingte Engpässe im Stromnetz. Für den Anlagenbetreiber/EIV ergeben sich daraus unterschiedliche Konsequenzen für den weiteren Betrieb der Anlage und seine Lieferverpflichtungen, insbesondere für Wärme bei KWK-Anlagen.			
<b>Begründung</b>	<p>NABEG 2</p> <p>Informationen zur Ursache von Redispatchmaßnahmen helfen dem Anlagenbetreiber/EIV im Betrieb von KWK-Anlagen hinsichtlich des Verständnisses für den Beschaffungsaufwand für Ersatzwärme, die im „normalen“ Redispatchprozess vom Netzbetreiber nicht als Kompensationsleistung bereitgestellt wird. Ersatzwärme ist in überwiegend zu Heizzwecken genutzten kleinen und mittleren KWK-Anlagen typischerweise nicht erforderlich, da Revisionen außerhalb der Heizperiode erfolgen. Da Ersatzwärme aus Netzgründen (Wärmenetz) typischerweise bevorzugt auch von KWK-Anlagen in der näheren Umgebung beschafft wird, ist die dadurch bedingte höhere Stromeinspeisung im Rahmen der Ersatzlieferung insbesondere bei spannungsbedingtem Redispatch ggf. konträr zum Redispatch und durch eine alternative Ersatzwärmeerzeugung zu vermeiden.</p> <p>Ersatzwärmebeschaffung und mögliche Konventionalstrafen bei fehlender Wärmelieferung sind abrechnungsrelevant.</p>			
<b>Objekt</b>	Netzanschlusspunkt			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	P < 100 kW (steuerbar)	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich
<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Netzzustandsanalyse			
	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)			

	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)	
	Abruf (Aufforderungsfall)	Ja
	Abruf (Duldungsfall)	Ja
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)	
	Bilanzierung (Duldungsfall)	
	Abrechnung	Ja



<b>1.7.4.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	RD Abruf im Aufforderungsfall (Prognosemodell)			
<b>Einheit</b>	MW pro Viertelstunde			
<b>Beschreibung</b>	Der RD Abruf muss vom Anlagenbetreiber bestätigt und umgesetzt werden und dient darüber hinaus ggf. als Grundlage für Ersatzwärmebeschaffungsmaßnahmen.			
<b>Begründung</b>	<p>NABEG 2</p> <p>Für EE- und KWK-Anlagen sind detaillierte Informationen zu den Einschränkungen am Netzanschlusspunkt sowohl für die Umsetzung der RD-Maßnahme als auch für die Bestätigung des Fahrplans und die ggf. dadurch bedingte Ersatzbeschaffungserfordernis für Wärme für den Anlagenbetreiber/EIV im Betrieb unabdingbar. Ersatzwärme wird vom Netzbetreiber im Rahmen von Redispatch nicht als Kompensationsleistung bereitgestellt und ist in überwiegend zu Heizzwecken genutzten kleinen und mittleren KWK-Anlagen zwingend erforderlich, um diesbezügliche Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Ersatzanlagen zur reinen Wärmeerzeugung stehen nicht automatisch zur Verfügung. Revisionen, die solche erforderlich machen würden, finden üblicherweise außerhalb der Heizperiode statt. Da Ersatzwärme aus Netzgründen (Wärmenetz) typischerweise bevorzugt auch von KWK-Anlagen in der näheren Umgebung beschafft wird, ist die dadurch bedingte höhere Stromeinspeisung im Rahmen der Ersatzlieferung insbesondere bei spannungsbedingtem Redispatch ggf. konträr zum Redispatch und durch eine alternative Ersatzwärmeerzeugung zu vermeiden.</p> <p>Ersatzwärmebeschaffung und mögliche Konventionalstrafen bei fehlender Wärmelieferung sind abrechnungsrelevant.</p>			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource im Aufforderungsfall			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich
	Netzzustandsanalyse			

<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)	Ja
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)	Ja
	Abruf (Aufforderungsfall)	Ja
	Abruf (Duldungsfall)	Ja
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)	Ja
	Bilanzierung (Duldungsfall)	Ja
	Abrechnung	Ja

<b>1.7.5.</b>				
<b>Datenbedarf</b>	Aktivierungsinformation und verbindliche Information mit Sollwerten im Duldungsfall (Prognosemodell)			
<b>Einheit</b>	MW			
<b>Beschreibung</b>	<b>Planungsdaten EIV/AB:</b> Die verbindliche Information dient im Duldungsfall ggf. als Grundlage für Ersatzwärmebeschaffungsmaßnahmen.			
<b>Begründung</b>	<p>NABEG 2</p> <p>Für EE- und KWK-Anlagen sind detaillierte Informationen zu den Einschränkungen am Netzanschlusspunkt in Form der geduldeten Redispatchmaßnahme für die ggf. dadurch bedingte Ersatzbeschaffungserfordernis für Wärme für den Anlagenbetreiber/EIV im Betrieb von KWK-Anlagen unabdingbar. Ersatzwärme wird vom Netzbetreiber im Rahmen von Redispatch nicht als Kompensationsleistung bereitgestellt und ist in überwiegend zu Heizzwecken genutzten kleinen und mittleren KWK-Anlagen zwingend erforderlich, um diesbezügliche Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Ersatzanlagen zur reinen Wärmeerzeugung stehen nicht automatisch zur Verfügung. Revisionen, die solche erforderlich machen würden, finden üblicherweise außerhalb der Heizperiode statt. Da Ersatzwärme aus Netzgründen (Wärmenetz) typischerweise bevorzugt auch von KWK-Anlagen in der näheren Umgebung beschafft wird, ist die dadurch bedingte höhere Stromeinspeisung im Rahmen der Ersatzlieferung insbesondere bei spannungsbedingtem Redispatch ggf. konträr zum Redispatch und durch eine alternative Ersatzwärmeerzeugung zu vermeiden.</p> <p>Ersatzwärmebeschaffung und mögliche Konventionalstrafen bei fehlender Wärmelieferung sind abrechnungsrelevant.</p>			
<b>Objekt</b>	Steuerbare Ressource im Duldungsfall			
<b>Relevante Leistungsklassen</b>	$P < 100 \text{ kW}$ (steuerbar)	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$
	Für RD 2.0 zurückgestellt	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich	Für RD 2.0 erforderlich
	Netzzustandsanalyse			

<b>Relevanz pro Teilprozess</b>	Maßnahmendimensionierung (Aufforderungsfall)	Ja
	Maßnahmendimensionierung (Duldungsfall)	Ja
	Abruf (Aufforderungsfall)	Ja
	Abruf (Duldungsfall)	Ja
	Bilanzierung (Aufforderungsfall)	Ja
	Bilanzierung (Duldungsfall)	Ja
	Abrechnung	Ja

## VII. Fazit – Handlungsbedarf zur Schaffung von Rechtsverbindlichkeit

### 1.1. Fazit und Implikationen für die BNetzA

Für RD 2.0 werden für die nachfolgenden Prozessschritte zwingend Daten/Informationen bei den Netzbetreibern benötigt:

- vorausschauende Netzzustandsanalyse
- Maßnahmendimensionierung
- Abruf
- Bilanzierung
- Abrechnung
- Information des BKV und Anlagenbetreibers durch den Netzbetreiber
- Messung von Netzdaten an den relevanten Stellen durch die Netzbetreiber

In Kapitel **Kapitel VI Datenbedarfe** dieses Dokuments sind die für den RD 2.0 erforderlichen Datenbedarfe ausführlich dargestellt und anhand der in diesem Dokument detailliert beschriebenen Prozesse der Branchenlösung explizit begründet. Hieraus ergibt sich eine regulatorische Regelungslücke zur verbindlichen Sicherstellung der Datenlieferverpflichtungen der Marktteilnehmer.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen umfassenden Gesamtüberblick über die Datenbedarfe, aufgeschlüsselt nach Bilanzierungsmodellen und Abrufvarianten. Es zeigt sich, dass für alle vorgesehenen Bilanzierungs- bzw. Abrechnungsmodelle (konventionelles RD, Planwertmodell, Prognosemodell) sowie für alle Abrufvarianten nach NABEG 2.0 (Aufforderungsfall und Duldungsfall) regulatorische Regelungslücken bestehen, die für eine Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben zum RD 2.0 dringend geschlossen werden müssen.

In darauffolgender Tabelle sind schließlich die Aspekte zusammengefasst, die aus Sicht der Branche zur Sicherstellung der **Datenlieferverpflichtung** zwingend festzulegen sind, damit der im BDEW erarbeitete Vorschlag für eine Branchenlösung umgesetzt werden kann.

Der BDEW betont ausdrücklich, dass neben der Datenlieferverpflichtung, ganz ausdrücklich auch die **Prozesse und Formate für die Datenübertragung zwischen Netzbetreibern und Marktteilnehmern (insbesondere Basisdatenaustausch- und Abrufprozesse)** durch die BNetzA regulatorisch sicherzustellen ist, um zu gewährleisten, dass die notwendigen Stammdaten, Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten, Echtzeitdaten und Abrechnungsdaten vorliegen und die RD-2.0-Prozesse zum 1. Oktober 2021 funktionieren können.

Tabelle: Datenbedarfe nach Bilanzierungsmodell und Abrufvariante

Bilanzierungsmodell	Abrufvarianten	P < 100 KW (steuerbar)	P ≥ 100kW	P > 1MW	P ≥ 10 MW (konventionell)
<b>Konventioneller RD (konv. und KWK-Anlagen)</b>	Planungsdatenlieferung, Aufforderungsfall (Deltawert)	SD	SD, <b>PD, NB, ED</b>	SD, <b>PD, NB, ED</b>	SD, PD, NB, ED
<b>Planwertmodell (EE)</b>	Planungsdatenlieferung, Aufforderungsfall oder Duldungsfall (jeweils Sollwert)	SD	SD, <b>PD, NB</b> (bei Biomasse ab 135 kW vorh.), <b>ED</b>	SD, <b>PD, NB, ED</b>	SD, <b>PD, NB, ED</b>
<b>Prognosemodell (EE)</b>	Keine Planungsdatenlieferung, Aufforderungsfall oder Duldungsfall (jeweils Sollwert)	SD	SD, <b>MbA (Wind/PV), NB, ED</b>	SD, <b>MbA (Wind/PV), NB, ED</b>	SD, <b>MbA (Wind/PV), NB, ED</b>
<b>Legende:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• SD = Stammdaten</li> <li>• PD = Planungsdaten</li> <li>• NB = Nichtbeanspruchbarkeiten</li> <li>• ED = Echtzeitdaten</li> <li>• MbA = Marktbedingte Anpassung der Fahrweise durch BTR/BKV bei PV/Wind</li> </ul> <p><b>ROT: Zwingend erforderlich, regulatorische Anspruchsgrundlage fehlt</b>  <b>Schwarz: Zwingend erforderlich, regulatorische Anspruchsgrundlage vorhanden</b></p>					

*Tabelle: Festzulegende Aspekte zur Sicherstellung der Datenlieferverpflichtung und Datenaustauschprozesse*

<p><b>Planungsdaten ohne Anspruchsgrundlage</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ konv. Anlagen, KWK, Biomasse und Laufwasser &lt; 10 MW im Übertragungsnetz und Verteilnetz</li> <li>▪ marktbedingte Anpassung von EE-Anlagen (Wind und Solar) im Verteilnetz</li> </ul> <p>OPTIONAL: Planungsdaten EE-Anlagen &gt; 100 kW (Wind und Solar) für Planwertmodell</p>
<p><b>Echtzeitdaten ohne Anspruchsgrundlage</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ EE-Anlagen (Wind und Solar) &lt; 1 MW im Übertragungs- und Verteilnetz</li> <li>▪ Biomasse, Laufwasser und konv. Anlagen <math>P \geq 100\text{kW}</math> bis 1 MW im Übertragungs- und Verteilnetz</li> </ul>
<p><b>Daten zu Nichtbeanspruchbarkeiten ohne Anspruchsgrundlage</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ konventionelle Anlagen und Speicher &lt; 1 MW</li> <li>▪ EE (Wind, Solar) &lt; 1 MW</li> <li>▪ EE Biomasse &lt; 135 kW</li> <li>▪ EE Laufwasser &lt; 1 MW</li> </ul>
<p><b>Bedarf an Stammdaten</b></p>
<p><b>Prozesse und Formate für die Datenübertragung zwischen Netzbetreibern und Marktteilnehmern</b></p>

Mit Blick auf die Bilanzierung von RD-Maßnahmen ist festzuhalten, dass der bilanzielle Ausgleich für konventionelle RD-Maßnahmen auch im neuen RD-Regime weiterhin per ESS-Fahrplan erfolgt. Hierbei sollen Ergänzungen um Anlagen erfolgen, welche ebenfalls verbindliche Planungsdaten liefern können. Darüber hinaus wird für den RD von Anlagen, die keine verbindlichen Planungsdaten liefern, ein alternatives Modell benötigt. Zusammengefasst sind die wesentlichen Merkmale des sog. Prognosemodells:

- Statt über einen ESS-Fahrplan erfolgt der Ausgleich der Bilanzkreise über eine FC\_RD Zeitreihe.
- Mit Aufschlüsselung der FC\_RD-Zeitreihe von ANB an BIKO (bis 16:00 Day After) und RLM-Daten D+1 erfolgt die Prüfung der BK-Treue (bilanzkreisscharfe Zuordnung der Energiemengen).
- Einführung einer Überführungszeitreihe bei Bilanzkreisabrechnung nach MaBiS.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die zwingend festzulegenden Bilanzierungsmodalitäten für das Prognosemodell.

*Tabelle: Festlegung Bilanzierung Prognosemodell*

<p><b>Anpassung Bilanzkreisvertrag</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Vorrangsregelung im ESS-FP für die VNB analog zum ÜNB (Konkretisierung nötig)</li> <li>▪ Einführung einer neuen <b>Forecast-Zeitreihe</b> im ESS FP: FC_RD</li> </ul>
<p><b>GPKE, MPES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Integration mindestens eines zusätzlichen Stammdatums (Graustrombilanzkreis bei Direktvermarktung)</li> </ul>
<p><b>MaBiS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Integration des bilanziellen Ausgleichs, in Anlehnung an die in der MaBiS beschriebenen Prozesse</li> </ul>
<p><b>Bilanzkreismonitoring</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dieses wird durch die tägliche Übermittlung der Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe pro Bilanzkreis vom NB an den ÜNB ermöglicht</li> </ul>

Schließlich ist sowohl im Hinblick auf das in der BDEW-Branchenlösung vorgesehene Prognosemodell als auch das Planwertmodell darauf hinzuweisen, dass zentral abzustimmende Prozesse (inklusive Verantwortlichkeiten, Fristen) verbindlich festgelegt und im Markt standardisiert werden müssen. Die notwendige Verbindlichkeit der vorgesehenen Prozesse – nicht zuletzt zur Berechnung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit sowie zur Durchführung der eigentlichen Abrechnung selbst – kann aus Sicht der Branche lediglich über eine Festlegung der BNetzA erreicht werden. Die exakte Berechnung der Ausfallarbeit sowie die Kriterien für das Abrechnungsverfahren (Spitz/Spitz light/Pauschal) wiederum können über einen Leitfaden abgebildet werden.