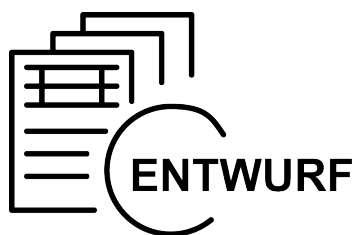




# Redispatch 3.0 – Architektur und Prozesse für das Engpass- management im Verteilnetz mit Anlagen unter 100 kW

E VDE SPEC 90032 V1.0 (de)



Stellungnahmen im  
Comment-Sheet  
bis: 12.04.2025  
an: [spec@vde.com](mailto:spec@vde.com)

## Vorwort

Veröffentlichungsdatum des Entwurfs E VDE SPEC 90032 V.1: 12.02.2025.

Die Einspruchsfrist endet am 12.04.2025. Für die Kommentierung nutzen Sie bitte das Comment Sheet.

Für diese VDE SPEC ist die VDE SPEC Projektgruppe „XXX“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE ([www.dke.de](http://www.dke.de)) zuständig.

Die vorliegende VDE SPEC ging aus dem Projekt „Verbundvorhaben Redispatch3.0 – Demonstrationsprojekt Redispatch und Vermarktung nicht genutzter Flexibilitäten von Kleinanlagen hinter intelligenten Messsystemen“ im Rahmen der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz geförderten Initiative „7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung „Innovationen für die Energiewende“, Bundesanzeiger vom 18.02.2019 (Förderkennzeichen 03E14043(A-K)) hervor.

Diese VDE SPEC wurde nach dem VDE SPEC-Verfahren erarbeitet. Die Erarbeitung der VDE SPEC 90032 V.1 erfolgt in Projektgruppen und nicht zwingend unter Einbeziehung aller interessierten Kreise.

Diese VDE SPEC ist **nicht** Bestandteil des VDE-Vorschriftenwerks oder des Deutschen Normenwerks. Diese VDE SPEC ist insbesondere auch **keine** Technische Regel im Sinne von § 49 EnWG.

Rückmeldungen können Sie bitte an folgende Mail-Adresse senden: [athina.savvidis@vde.com](mailto:athina.savvidis@vde.com)

Trotz großer Anstrengungen zur Sicherstellung der Korrektheit, Verlässlichkeit und Präzision technischer und nicht-technischer Beschreibungen kann die VDE SPEC-Projektgruppe weder eine explizite noch eine implizite Gewährleistung für die Korrektheit des Dokuments übernehmen. Die Anwendung dieses Dokuments geschieht in dem Bewusstsein, dass die VDE SPEC-Projektgruppe für Schäden oder Verluste jeglicher Art nicht haftbar gemacht werden kann. Die Anwendung der vorliegenden VDE SPEC entbindet den Nutzer nicht von der Verantwortung für eigenes Handeln und geschieht damit auf eigene Gefahr.

Im Zuge der Herstellung und/oder Einführung von Produkten in den Europäischen Binnenmarkt muss der Hersteller eine Risikoanalyse durchführen, um zunächst festzustellen, welche Risiken das Produkt möglicherweise mit sich bringt. Nach Durchführung der Risikoanalyse bewertet er diese Risiken und ergreift gegebenenfalls geeignete Maßnahmen, um die Risiken wirksam zu eliminieren oder zu minimieren (Risikobewertung). Die vorliegenden VDE SPEC entbindet den Nutzer nicht von dieser Verantwortung.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte betreffen können. DIN und DKE sind nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte betreffen können. VDE ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

## Executive Summary

Die VDE SPEC 90032 V.1 „Redispatch 3.0 – Architektur und Prozesse für das Engpassmanagement im Verteilnetz mit Anlagen unter 100 kW“ bietet eine detaillierte Beschreibung der Gesamtarchitektur und Prozesse für das Engpassmanagement in Verteilnetzen. Der Fokus liegt dabei auf der Integration und Nutzung von Kleinstanlagen mit einer Leistung unter 100 kW, um Netzengpässe zu vermeiden und zu beheben.

Die Spezifikation dient als praxisorientierter Leitfaden für Netzbetreiber und andere Akteure im Energiesektor, um die Flexibilitäten kleinerer dezentraler Erzeugungsanlagen im Kontext von Redispatch effektiv in das Netzmanagement einzubinden. Sie unterstützt somit die Weiterentwicklung und Optimierung des Engpassmanagements im Zuge der Energiewende.

Nach einer kurzen Einleitung, die die Motivation, den Hintergrund und die beteiligten Projektpartner umfasst, folgen der Anwendungsbereich sowie eine Übersicht über alle normativen Verweisungen, verwendeten Begriffe und Abkürzungen (Kapitel 2 - 4). Anschließend wird in Kapitel 5 die Gesamtarchitektur für einen möglichen Redispatch 3.0 zur Integration von Kleinstanlagen unter 100 kW in das Engpassmanagement der Netzbetreiber vorgestellt. Insgesamt umfasst der Gesamtprozess fünf sogenannte High Level Use Cases (HLUC). Kapitel 6 Marktmechanismen stellt zusammenfassend einen „hybriden“ Redispatch 3.0“ vor, der einen kostenbasierten Ansatz mit einem freiwilligen, marktbasier-ten Ansatz kombiniert. Kapitel 7 beschreibt die beteiligten Rollen, Objekte und Daten, die eine zentrale Bedeutung haben. Die fünf HLUC werden in den Kapiteln 8 - 12 näher betrachtet.

# Inhalt

<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>1 Anwendungsbereich</b>	<b>1</b>
<b>2 Normative Verweisungen</b>	<b>2</b>
<b>3 Begriffe</b>	<b>4</b>
<b>4 Symbole und Abkürzungen</b>	<b>5</b>
<b>5 Gesamtarchitektur</b>	<b>6</b>
<b>6 Marktmechanismen</b>	<b>7</b>
<b>7 Beteiligte Rollen, Objekte und Daten</b>	<b>8</b>
<b>8 HLUC 1 Datenerfassung von Kleinanlagen</b>	<b>10</b>
8.1 SUC1 Erfassung von Stammdaten	10
8.2 SUC 2 Erfassung von Messdaten im (C)LS über iMSys	11
8.3 SUC 3 Erfassung von Messdaten im (C)LS ohne iMSys	13
8.4 SUC 4 Bereitstellung von Planungs- und Prognosedaten	13
<b>9 HLUC 2 Aggregation von Kleinstflexibilitäten (informativ)</b>	<b>15</b>
9.1 SUC 1 Sensitivitätsbestimmung von Kleinstflexibilitäten (informativ)	16
9.2 SUC 2 Bildung von Aggregationsobjekten von Kleinstflexibilitäten (informativ)	17
9.3 SUC 3 Bestimmung der Prognose und Flexibilitätspotentiale der Aggregationsobjekte (informativ)	18
9.4 SUC 4 Sensitivitätsbestimmung der Aggregationsobjekte auf NVP des vorgelagerten Netzbetreibers (informativ)	19
<b>10 HLUC 3 Engpassmanagement (informativ)</b>	<b>20</b>
10.1 SUC1 Netzzustandsanalyse (Präventiv) (informativ)	21
10.2 SUC 2 Maßnahmendimensionierung (Präventiv) (informativ)	23
10.3 SUC 3 Netzzustandsanalyse (Kurativ) (informativ)	24
10.4 SUC4 Maßnahmendimensionierung (Kurativ) (informativ)	25
<b>11 HLUC 4 Netzebenenübergreifende NB-Koordination</b>	<b>26</b>
11.1 SUC 1 Netzebenenübergreifende Datenübertragung	27
11.2 SUC 2 Abrufanforderung	29
<b>12 HLUC 5 Abrufprozesse</b>	<b>30</b>
12.1 SUC 3 Abruf im CLS-Steuerungsfall	30
<b>Literaturhinweise</b>	<b>32</b>

## Abbildungsverzeichnis

Bild 1 – Gesamtarchitektur Redispatch 3.0	6
Bild 2 – Übersicht des HLUC 1 Datenerfassung von Kleinstanlagen	10
Bild 3 – Sequenzdiagramm 1: HLUC 1 SUC 1 Erfassung von Stammdaten	11
Bild 4 – Sequenzdiagramm 2: HLUC 1 SUC 2 Erfassung von Messdaten im (C)LS über iMSys	12
Bild 5 – Sequenzdiagramm 3: HLUC 1 SUC 4 Bereitstellung von planungs- und Prognosedaten, Szenario 1: Übertragung über Aggregator	13
Bild 6 – Sequenzdiagramm 4: HLUC 1 SUC 4 Bereitstellung von Planungs- und Prognosedaten, Szenario 2: Übertragung über MSB	13
Bild 7 – Übersicht des HLUC2 Aggregation von Kleinstflexibilitäten	15
Bild 8 – Sequenzdiagramm 5: HLUC 2 SUC 1 Sensitivitätsbestimmung von Kleinstflexibilitäten	16
Bild 9 – Sequenzdiagramm 6: HLUC 2 SUC 2 Bildung von Aggregationsobjekten von Kleinstflexibilitäten	17
Bild 10 – Sequenzdiagramm 7: HLUC 2 SUC 3 Bestimmung der Prognose und Flexibilitätspotenziale der Aggregationsobjekte	18
Bild 11 – Sequenzdiagramm 8: HLUC 2 SUC 4 Sensitivitätsbestimmung der Aggregationsobjekte auf NVP des vorgelagerten Netzbetreibers	19
Bild 12 – Übersicht des HLUC 3 Engpassmanagement	20
Bild 13 – Sequenzdiagramm 9: HLUC 2 SUC 1 Netzzustandsanalyse (Präventiv)	21
Bild 14 – Sequenzdiagramm 10: HLUC 3 SUC 2 Maßnahmendimensionierung (Präventiv)	23
Bild 15 – Sequenzdiagramm 11: HLUC 3 SUC 3 Netzzustandsanalyse (Kurativ)	24
Bild 16 – Sequenzdiagramm 12: HLUC 2 SUC 4 Maßnahmendimensionierung (Kurativ)	25
Bild 17 – Übersicht des HLUC 4 Netzbetreiberkoordination	26
Bild 18 – Sequenzdiagramm 13: HLUC 4 SUC 1 Netzebenenübergreifende Datenübertragung, Szenario 1: ANB empfängt Flexibilitätspotential vom nachgelagerten NB	27
Bild 19 – Sequenzdiagramm 14: HLUC 4 SUC 1 Netzebenenübergreifende Datenübertragung, Szenario 2: ANB übermittelt Flexibilitätspotential an den vorgelagerten NB	27
Bild 20 – Sequenzdiagramm 15: HLUC 4 SUC 2 Abrufanforderung, Szenario 1: Abruf durch den vorgelagerten NB an den ANB	29
Bild 21 – Sequenzdiagramm 16: HLUC 4 SUC 2 Abrufanforderung, Szenario 2: Abruf durch den ANB an den nachgelagerten NB	29
Bild 22 – Übersicht des HLUC 5 Abrufprozesse	30
Bild 23 – Sequenzdiagramm 17: HLUC 5 SUC 3 Abruf im CLS-Steuerungsfall, Szenario 1: Abruf über Aggregator	30
Bild 24 – Sequenzdiagramm 18: HLUC 5 SUC 3 Abruf im CLS-Steuerungsfall, Szenario 1: Abruf über MSB	31

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 – Rollen im Redispatch 3.0	8
Tabelle 2 – Systeme im Redispatch 3.0	8

## 1 Einleitung

2 Das Förderprojekt „Redispatch3.0 – Demonstrationsprojekt Redispatch und Vermarktung nicht ge-  
3 nutzter Flexibilitäten von Kleinanlagen hinter intelligenten Messsystemen“ soll die Integration von  
4 Anlagen aus der Niederspannung sowie die Zusammenarbeit und den Informationsaustausch zwi-  
5 schen Verteilnetzbetreibern (VNB) und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) stärken.

## 6 Projektmotivation

7 Engpässe in Stromnetzen zu vermeiden, lag regulatorisch vor Einführung des sogenannten Redis-  
8 patch 2.0 in der alleinigen Verantwortung von ÜNBs. Mit der fortschreitenden Dezentralisierung der  
9 Stromversorgung und zunehmender Einbindung volatiler Energieerzeuger wurden der regulatorische  
10 Rahmen und das bisherige Verfahren des Netzbetriebs in der Novelle des Netzausbaubeschleuni-  
11 gungsgesetzes (NABEG 2.0) angepasst [1].

12 Mit dem Redispatch 2.0 wurde das bisher getrennt geregelte Einspeisemanagement in einen gesamt-  
13 heitlich optimierten planwertbasierten Mechanismus überführt. Neben rund einhundert großen Kraft-  
14 werken zur Stabilisierung der Netze wurden bundesweit mehrere 100.000 Anlagen integriert, die eine  
15 Nennleistung von über 100 kW aufweisen oder durch den Netzbetreiber fernsteuerbar sind. Über den  
16 Redispatch 2.0 sollen die notwendigen Planungs- und Regelungsprozesse zur Vermeidung von  
17 Netzengpässen über alle Netzebenen hinweg dezentralisiert und damit effizienter, wirtschaftlicher und  
18 resilienter werden. Den VNBs, an deren Spannungsebenen der überwiegende Teil der Erzeugungsan-  
19 lagen angeschlossen ist, kam dabei, als operative Schnittstelle zu den dezentralen Energiesystemen,  
20 eine Schlüsselrolle zu (Übernahme der Anlagen-Einsatzfahrpläne im eigenen Netz, Detektieren von  
21 Netzengpässen, Ermittlung des Redispatch-Bedarfes, Meldung von Prognosefahrplänen sowie des  
22 zugehörigen Redispatch-Potenzials an den ÜNB und andere betroffene VNB).

23 Die Erweiterung des Redispatch 2.0 zu einem möglichen Redispatch 3.0 führt zu einer erhöhten An-  
24 zahl an zu integrierenden Anlagen, da auch Steuerbaren Ressourcen mit einer Leistung von unter 100  
25 kW einbezogen werden. Für die Nutzung der neuen Flexibilitätspotenziale durch Kundenliegenschaf-  
26 ten aus der Niederspannung (Prosumer, Consumer und Co.) fehlt derzeit noch die regulatorische  
27 Grundlage, sie gewinnen aber mit dem Smart Meter Gateway (SMGW) Rollout an Bedeutung (vgl.  
28 § 14a EnWG). Die Vorhersage und Prüfung von Netzengpässen in allen Spannungsebenen wird in  
29 Zukunft vermehrt auf die Netzbetreiber zukommen. Zu diesem Zweck sind die im eigenen Netz befind-  
30 lichen Redispatch-fähigen Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlagen zu erfassen, sodass entsprechende  
31 Redispatch-Potenziale und -Bedarfe identifiziert, koordiniert, geplant und abgewickelt werden kön-  
32 nen. Zusätzlich müssen dafür „Residual-Last-Prognosen“ oder „State-Prediction“ erfolgen um den  
33 Netzzustand vorherzusagen. Ziel des Projekts Redispatch 3.0 ist daher, bestehende Konzepte aus  
34 dem Redispatch 2.0 weiterzuentwickeln und die resultierenden Ansätze pilothaft umzusetzen, zu tes-  
35 ten und zu evaluieren.

36

## 37 Projektpartner

38 OFFIS e.V. (OFFIS), PSI GridConnect GmbH (PSI), emsys grid services GmbH (emsys), KISTERS  
39 AG (KISTERS), EWE NETZ GmbH (EWE NETZ), MVV Netze GmbH (MVV), EFR GmbH (EFR), Deut-  
40 sche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (DKE), Projektgruppe  
41 Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT (FIT-PGWI), Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und  
42 Energiesystemtechnik (IEE), Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze der Uni-  
43 versität Kassel (e<sup>2n</sup>), Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft der TU Dort-  
44 mund (ie<sup>3</sup>) und assoziierte Partner sind TenneT, 50Hertz, TransnetBW, openKONSEQUENZ e.G.,  
45 EWR Netz GmbH, PSI Software AG

## 46 1 Anwendungsbereich

47 Diese VDE SPEC behandelt den Redispatch 3.0 und ist für das Engpassmanagement im Verteilnetz  
48 anwendbar, insbesondere für Anlagen mit einer Leistung unter 100 kW (sog. Kleinanlagen).

49 Diese VDE SPEC gilt auch für die folgenden Teilbereiche und Austauschprozesse im Rahmen des Re-  
50 dispatch 3.0:

- 51 ■ Datenerfassung von Kleinanlagen,
- 52 ■ Aggregation von Kleinstflexibilitäten,

- 53 ■ Engpassmanagement durch präventive und kurative Maßnahmen zur Behandlung von Netzeng-  
54 pässen,  
55 ■ Koordination der Netzbetreiber über verschiedene Netzebenen hinweg,  
56 ■ Abrufprozesse von Flexibilitäten aus Kleinstanlagen, die zur Behebung oder Vermeidung von Eng-  
57 pässen im Stromnetz eingesetzt werden.

58

59 Im Rahmen des Dokuments werden die technischen Prozesse und die Gesamtarchitektur dargestellt.  
60 Eine zeitliche Einordnung (beispielsweise die maximale Dauer eines Prozesses) erfolgt an dieser  
61 Stelle nicht, sondern der Verweis, ob es sich um zyklische oder Event-basierte Prozesse handelt. Die  
62 zeitlichen Abläufe sind zum Teil durch die Bilanzierung oder Regulatorik bestimmt, was nicht der  
63 Schwerpunkt dieser VDE SPEC ist. Ein Verweis auf entsprechende Normen und Regulatorik findet im  
64 nächsten Kapitel statt.

65

## 66 2 Normative Verweisungen

67 Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile  
68 davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten  
69 Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte  
70 Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

71

### 72 Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik

73 BSI TR-03109: Technische Vorgaben für intelligente Messsysteme und deren sicherer Betrieb

74

### 75 Bundesnetzagentur

76 BK6-20-061: Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen

77 BK6-20-060: Festlegungsverfahren zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redis-  
78 patch-Maßnahmen

79 BK6-20-059: Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen sowie zu  
80 massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen im Zusammenhang mit dem Datenaustausch  
81 zum Zwecke des Redispatch

82 BK6-22-300: Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und  
83 steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz

84 BK6-22-128: Festlegung zur prozessualen Abwicklung von Steuerungshandlungen in Verbindung mit  
85 intelligenten Messsystemen (IMS) (Universalbestellprozess)

86

### 87 VDE

88 VDE-AR-N 4100: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspan-  
89 nungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)

90 VDE-AR-N 4110: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungs-  
91 netz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)

92 VDE-AR-N 4140: Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energie-  
93 versorgungsnetzen

94 VDE-AR-N 4141: Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen

95 VDE-AR-E 2829-6: Technischer Informationsaustausch an der Schnittstelle zur Liegenschaft und den  
96 darin befindlichen Elementen der Kundenanlagen

97 VDE FNN Hinweis: KOF Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene

98 VDE FNN Impuls: Gesamtkonzept zur Steuerung mit intelligenten Messsystemen

99	VDE FNN Impuls: VDE FNN Impuls Prämissen und erste Erkenntnisse zum standardisierten Vorge-
100	hen für die Durchführung von Netzzustandsermittlungen auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der
101	Niederspannung
102	VDE FNN Impuls: Prämissen und erste Erkenntnisse zum standardisierten Vorgehen für die Durchfüh-
103	rung von Netzzustandsermittlungen auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung
104	VDE FNN Impuls: Ausprägung der digitalen Schnittstelle an steuerbaren Einrichtungen oder an einem
105	Energie-Management-System
106	VDE FNN Impuls: Ausprägung einer einheitlichen Schnittstelle an einer steuerbaren Einrichtung oder
107	einem Energie-Management-Systems zur Anbindung an eine FNN Steuerbox
108	
109	<b>BDEW</b>
110	BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0 Datenaustausch-, Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse
111	



## 112 **3 Begriffe**

113 Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

114 ISO und IEC stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den fol-  
115 genden Adressen bereit:

116 – ISO Online Browsing Plattform: verfügbar unter <http://www.iso.org/obp>

117 – IEC Electropedia: verfügbar unter <http://www.electropedia.org>

118

### 119 **3.1**

#### 120 **Aggregationsobjekt**

121 Objekt aus mehreren steuerbaren Ressourcen, welches die Planungs- und Bewegungsdaten auf ag-  
122 gregierter Ebene enthält, wobei jede steuerbare Ressource eine maximale Leistung < 100 kW besitzt  
123 und einem Netzgebiet zugeordnet ist. Ein Aggregationsobjekt wird vom Netzbetreiber anhand von  
124 ähnlichen Kostenstrukturen gebildet.

### 125 **3.2**

#### 126 **Cluster**

127 Zwischen dem clusternden und dem vorgelagerten Netzbetreiber abgestimmte Zusammenfassung  
128 von Steuerbaren Ressourcen und ggf. bereits bestehenden Clustern anderer Netzbetreiber [2].

### 129 **3.3**

#### 130 **Engpass**

131 Ein Netzengpass bezieht sich sowohl auf eine thermische Überlastung der Betriebsmittel als auch auf  
132 eine Spannungsbandverletzung nach DIN EN 50160 [3].

### 133 **3.4**

#### 134 **Flexibilität**

135 Die Fähigkeit von Nutzern des elektrischen Energieversorgungssystems, also Erzeugungs-, Ver-  
136 brauchs- und Speichereinrichtungen, ihren Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung  
137 und/oder ihre Stromeinspeisung in dieses Netz gezielt zu beeinflussen [4].

### 138 **3.5**

#### 139 **Flexibilitätsbeschränkungen**

140 Beschränkung der möglichen Anpassung der Wirkleistungserzeugung bei Redispatch-Maßnahmen,  
141 deren Überschreitung eine Störung oder Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektriz-  
142 itätsversorgungssystems gemäß § 13 Abs. 4 EnWG verursachen oder die Beseitigung einer solchen  
143 Störung oder Gefährdung verhindern würde [5].

### 144 **3.6**

#### 145 **Flexibilitätpotential**

146 Ist das Potential zur Veränderung von Einspeisung oder Verbrauch im Vergleich zur Baseline, d. h.  
147 zum geplanten/prognostizierten Arbeitspunkt (eine oder mehrere Steuerbare Ressourcen können auf  
148 Anforderung ihre/n Leitungslieferung/-bezug anpassen).

### 149 **3.7**

#### 150 **Kleinstflexibilität**

151 Flexibilitäten von Kleinstanlagen bis 100 kW.

### 152 **3.8**

#### 153 **Maßnahmendimensionierung**

154 Bei der Maßnahmendimensionierung bestimmt jeder Netzbetreiber die in seinem Netz erforderlichen  
155 Maßnahmen und berücksichtigt hierbei Restriktionen anderer Netzbetreiber, die das nutzbare Poten-  
156 zial einschränken [2].

157

### 158 **3.9**

#### 159 **Netzverknüpfungspunkt**

160 Netzelemente, wie z. B. Transformatoren oder Leitungsschaltfelder, an denen Netze unterschiedlicher  
161 Spannungsebenen oder Netze, die von verschiedenen Netzbetreibern betrieben werden, miteinander  
162 verbunden sind und über die ein Austausch von Wirk- und Blindleistung stattfindet [5].

163

164 **3.10**  
 165 **Redispatch**  
 166 Redispatch ist die Anpassung von Einspeisung oder Verbrauch einer Anlage in das/aus dem Netz  
 167 durch den Netzbetreiber zur Einhaltung betrieblich zulässiger Grenzwerte der beiden für die Strom-  
 168 übertragung relevanten physikalischen Kenngrößen Stromstärke und Spannung sowie zur Aufrechter-  
 169 haltung der (n-1) Netzsicherheitskriterien). Unter Redispatch werden durch den Netzbetreiber (NB) ver-  
 170 anlasste Eingriffe in den geplanten physikalischen Anlageneinsatz eines oder mehrerer  
 171 Anlagenbetreiber zur Beseitigung oder Vermeidung physikalischer Engpässe verstanden [2].

172  
 173 **3.11**  
 174 **Redispatch-Maßnahmen**  
 175 Anpassung oder Aufforderung zur Anpassung der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbe-  
 176 zugs einer Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie durch einen Netzbet-  
 177 reiber nach § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG unabhängig von ihrem Zeitpunkt und ihrer Form  
 178 [5].

179 **3.12**  
 180 **Sensitivität**  
 181 Wirkung von Aggregationsobjekten, Clustern und steuerbaren Ressourcen auf Netzverknüpfungs-  
 182 punkte (NVP) zum vorgelagerten sowie zum benachbarten Netz sowie auf bilateral abgestimmte Net-  
 183 zelemente.

184  
 185

186 **4 Symbole und Abkürzungen**

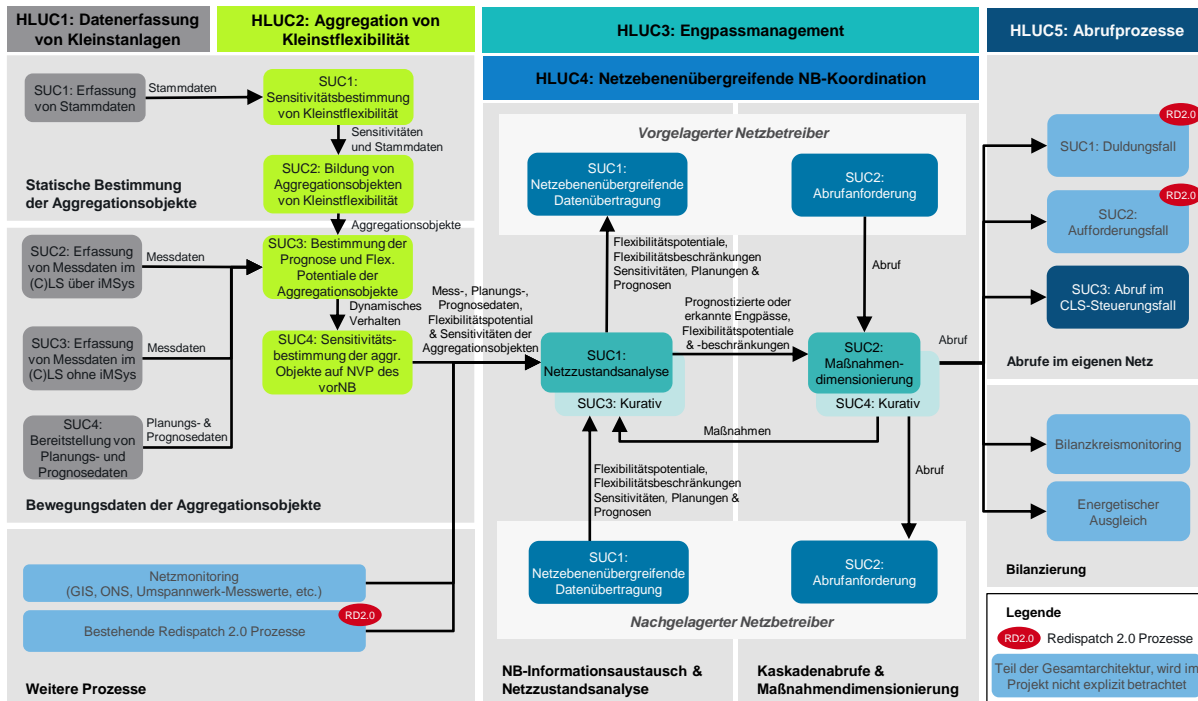
Abkürzung	Bedeutung
aEMT	Aktiver Externer Marktteilnehmer
ANB	Anschlussnetzbetreiber
DP	Data Provider
CLS	Controllable Local System
EIV	Einsatzverantwortlicher
EMS	Energiemanagementsystem
HLUC	High Level Use Case
iMSys	Intelligentes Messsystem
KOF	Koordinierungsfunktion
MSB	Messstellenbetreiber
NKK	Netzbetreiberkoordinationskonzept
NVP	Netzverknüpfungspunkt
pEMT	Passiver Externer Marktteilnehmer
PV	Photovoltaik
SMGW	Smart Meter Gateway
SUC	System Use Case
TAF	Tarifanwendungsfall
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

187  
 188

189 **5 Gesamtarchitektur**

190 Bild 1 zeigt die Gesamtarchitektur für einen möglichen Redispatch 3.0, mit dem Ziel, Kleinanlagen  
 191 unter 100 kW in das Engpassmanagement der Netzbetreiber zu integrieren. Der Gesamtprozess ist in  
 192 mehrere High Level Use Cases (HLUCs) unterteilt, die verschiedene Teilbereiche und Austauschpro-  
 193 zesse abdecken.

194



195

196 **Bild 1 – Gesamtarchitektur Redispatch 3.0**

197 Im HLUC 1 „Datenerfassung von Kleinanlagen“ wird die Sichtbarkeit von Kleinanlagen als notwen-  
 198 dige Grundlage für das Engpassmanagement geschaffen. Hierbei werden die Stammdaten der Anla-  
 199 gen sowie Messdaten aus Systemen wie dem intelligenten Messsystem erfasst. Ergänzend können  
 200 Planungs- und Prognosedaten bereitgestellt werden. Die Bewegungsdaten bilden die Grundlage für  
 201 den gesamten Redispatchprozess, sodass die Kleinstflexibilität für das Engpassmanagement heran-  
 202 gezogen werden können.

203 Im HLUC 2 „Aggregation von Kleinstflexibilität“ werden die Flexibilitätspotenziale der Kleinanlagen  
 204 (Kleinstflexibilität) gebündelt und nutzbar gemacht. Zunächst wird eine Sensitivitätsanalyse durchge-  
 205 führt, um die Wirkung der Kleinstflexibilität auf das Netz zu bewerten. Daraufhin werden die Anlagen  
 206 zu Aggregationsobjekten zusammengefasst. Mithilfe der Sensitivitäten werden Prognosen und das  
 207 Flexibilitätspotenzial dieser Aggregationsobjekte dynamisch bestimmt. Außerdem erfolgt eine Sensiti-  
 208 vitätsbewertung, die auch das Verhalten auf das Netzes unter verschiedenen Bedingungen berück-  
 209 sichtigt. Das Ziel dieses Prozesses ist es, Modelle der Aggregationsobjekte zu erstellen, die als  
 210 Grundlage für nachfolgende Netzanalysen dienen.

211 Der HLUC 3 „Engpassmanagement“ umfasst die präventive und kurative Behandlung von Netzeng-  
 212 pässen. Präventiv werden mögliche Engpässe durch Prognosen und Netzanalysen frühzeitig erkannt  
 213 und Maßnahmen geplant, um Engpässe zu vermeiden. Kurativ greift der Prozess bei akuten Engpäs-  
 214 sen, indem Redispatch-Maßnahmen durch Flexibilitätssabrufe umgesetzt werden. Beide Ansätze ba-  
 215 sieren auf Sensitivitätsanalysen, Flexibilitätspotenzialen und aktuellen Netzdaten, um ein effizientes  
 216 Engpassmanagement zu gewährleisten.

217 Im HLUC 4 „Netzebenenübergreifende NB-Koordination“ liegt der Schwerpunkt auf dem Austausch  
 218 von Daten und Maßnahmen zwischen Netzbetreibern verschiedener Netzebenen. Die Kommunikation  
 219 erfolgt in beide Richtungen: vorgelagerte Netzbetreiber fordern Maßnahmen an, während nachgela-  
 220 gerte Netzbetreiber deren Umsetzung und Ergebnisse zurückmelden. Ziel ist eine harmonisierte Steu-  
 221 erung des gesamten Stromnetzes.

222

223 Im HLUC 5 „Abrufprozesse“ werden die Flexibilitäten von Kleinanlagen für das Beheben bzw. Ver-  
224 meiden von Engpässen im Stromnetz genutzt. Neben dem Aufforderungs- und Duldungsfall aus dem  
225 Redispatch 2.0, werden die Redispatch-Abrufprozesse durch den Controllable Local System (CLS)-  
226 Steuerungsfall erweitert. Hierbei können Netzbetreiber die Kleinanlagen entweder über das SMGW  
227 abrufen oder über einen Aggregator.

228 Ergänzend zu diesen HLUCs wird ein kontinuierliches Netzmonitoring (bspw. durch Messungen an  
229 Ortsnetzstationen) durchgeführt, und bestehende Prozesse aus dem Redispatch 2.0 bleiben erhalten.

230

## 231 **6 Marktmechanismen**

232 Die Kosten, die durch den Flexibilitätsabruf insbesondere aus haushaltsnaher und privatgenutzter  
233 Kleinstflexibilität entstehen, sind aufgrund fehlender Informationen über die tatsächlichen Opportuni-  
234 tätskosten der Eigentümer von Kleinanlagen weitgehend unbekannt und sind daher regulatorisch  
235 nur näherungsweise festzulegen. Ein freiwilliger, marktbasierter Ansatz ergänzt den bisherigen kos-  
236 tenbasierten Redispatch und ermöglicht die Integration von Kleinstflexibilität in den Redispatch.  
237 Dadurch wird eine Entlohnung der erbrachten Flexibilität ermöglicht, die sowohl die Vermarktungsop-  
238 portunitäten der Aggregatoren als auch individuellen Bedürfnissen der Eigentümer von Kleinanlagen  
239 berücksichtigt. Dies erhöht die gesellschaftliche Akzeptanz der Redispatch-Maßnahme und setzt zeit-  
240 gleich wertvolle Investitionsanreize in Energieflexibilität.

241 Ergänzend zu den bisherigen Prozessen des Redispatch 2.0 wird daher im Rahmen einer Studie, die  
242 von TenneT und TransnetBW in Auftrag gegeben wurde, ein marktbasierter Mechanismus zur freiwilli-  
243 gen Integration von Kleinstflexibilität angestrebt. Ein entsprechender „hybrider Redispatch 3.0“ kann  
244 zusätzliche Anlagen (Kleinstflexibilität) für den Redispatch-Abruf verfügbar machen und so zur Erhö-  
245 hung der Sicherheit des Netzbetriebs beitragen. Zusätzlich zur Erweiterung des Handlungsspielraums  
246 wird erwartet, dass Redispatch-Abrufe durch Integration von Redispatch 3.0 Anlagen kostengünstiger  
247 erbracht werden können als durch alternativ zur Verfügung stehende Redispatch 1.0- & Redispatch  
248 2.0-Maßnahmen, sodass bei gleichbleibendem Redispatch-Volumen geringere Gesamtkosten für die  
249 Lösung von Netzengpässen entstehen.

250 Das hier skizzierte Marktdesign mit kurzfristigen AP-Geboten ist eines von mehreren Möglichkeiten;  
251 weniger anfällig für strategisches Gebotsverhalten sind Leistungspreis-Gebote mit einer regulierten  
252 Vergütung im Falle eines Abrufs (vgl. [7]). Dieser Ansatz gewährleistet eine diskriminierungsfreie Aus-  
253 wahl aller verfügbaren Flexibilitätspotenziale, die den kostenbasierten Redispatch ergänzen. Marktba-  
254 sierte Redispatch-Anlagen werden entsprechend auf Grundlage ihrer kurzfristigen Angebotspreise  
255 entschädigt (d.h. nach dem „pay-as-bid“-Prinzip) (siehe [7]). Aggregatoren vermarkten auf diese  
256 Weise das Flexibilitätspotenzial der Kleinstflexibilität gebündelt und nehmen in der Rolle des Einsatz-  
257 verantwortlichen (EIV) entsprechende Fahrplananpassungen vor (siehe HLUC 5 SUC 3).

258 Aufgrund der gemeinsamen Merit-Order mit den kostenbasierten Redispatch-Anlagen ist der Spiel-  
259 raum zur Preisgestaltung durch die marktbasieren Redispatch-Anlagen nach oben begrenzt. Zudem  
260 kann ein weiterentwickeltes Baseline-Monitoring, kombiniert mit Sanktionsmechanismen bis hin zum  
261 Marktausschluss, potenzielle Gaming-Anreize reduzieren (siehe [8]). Dabei wird die Fahrplanausfüh-  
262 rung der marktbasieren Redispatch-Anlagen überprüft, um Abweichungen vom erwartbaren Verhalten  
263 (Baseline) aufzudecken und gegebenenfalls zu sanktionieren.

264

265 **7 Beteiligte Rollen, Objekte und Daten**

266

267

**Tabelle 1 – Rollen im Redispatch 3.0**

Bezeichnung	Rolle und Definition
Anschlussnetzbetreiber (ANB)	Der ANB ist der Netzbetreiber, an dessen Netz eine Erzeugungsanlage oder ein Verbraucher angeschlossen ist [2].
Aggregator	Ein Aggregator setzt sich aus einer oder mehreren energiewirtschaftlich relevanten Marktrollen zusammen, die dieser einnehmen kann (bspw. die Rolle des EIV, Lieferanten oder Bilanzkreisverantwortlichen). Im Redispatch 3.0 Kontext werden dem Aggregator die Rolle EIV und Redispatch-Funktionalitäten zugeordnet (Stammdaten sammeln, Messdaten erfassen, Anlagen steuern, Flexibilitäten ermitteln bzw. Fahrpläne versenden).
Datenmeldeverantwortlicher	Der Datenmeldeverantwortliche ist die Person, die dafür zuständig ist die neuen oder geänderten Stammdaten zu melden. Das kann ein Installateur oder Kunde, der Aggregator oder der MSB sein.
Einsatzverantwortliche (EIV)	Der EIV ist verantwortlich für den Einsatz einer Technischen Ressource und die Übermittlung ihrer Fahrpläne [2].
Messstellenbetreiber (MSB)	Grundzuständiger Messstellenbetreiber oder wettbewerblicher MSB, der die Aufgabe des Messstellenbetriebs durch Vertrag nach § 9 MsbG wahrnimmt [9].
Data Provider (DP)	Der DP ist verantwortlich für den Empfang und die Übermittlung von Informationen. Hinweis: Der ANB nimmt die Rolle des DP wahr, sofern er die Rolle nicht an einen Dritten übergibt [2, 10].

268

269

270

**Tabelle 2 – Systeme im Redispatch 3.0**

Objekt	Definition
Abrufsystem	System des Netzbetreibers, welches eine widerspruchsfreie Steuerung von Kundenanlagen über den Messstellenbetreiber oder den Aggregator ermöglicht.
aEMT-System	System, das die Rolle des aktiven externen Marktteilnehmer (aEMT) umsetzen kann. „Der aEMT kann unter anderem über den CLS-Proxy des SMGW mit lokalen Anlagen kommunizieren und berechtigter Messwert-Empfänger sein. Der aEMT ist ein Remote-Akteur im WAN. Der aEMT erfüllt die Anforderungen der SM-PKI-CP.“ [11]
Digitales Kommunikationsmedium	Digitales Medium, das zur Übertragung der Stammdaten verwendet wird (z.B. Smartphone oder Computer zum Versenden von E-Mails oder Ausfüllen von Internetformularen).
Energiemanagementsystem (EMS)	Energiemanagementsysteme (EMS) sind Automatisierungssysteme, die Energiemessdaten aus dem Feld sammeln und sie den Nutzern über Grafiken, Online-Überwachungstools und Energiequalitätsanalysatoren zur Verfügung stellen und so die Verwaltung von Energieressourcen ermöglichen. [12]
NKK (Anbindung & System)	Das Netzbetreiberkoordinationskonzept (NKK) ist ein gemeinsames Prozessmanagement der Netzbetreiber, um Netzengpassmanagement basierend auf einheitlichen Prozessen und Formaten unter einheitlichem Vorgehen zu ermöglichen und Engpässe netzübergreifend und gesamtwirtschaftlich zu optimieren [10].
pEMT-System	System, welches die Rolle des passive externen Marktteilnehmer (pEMT) umsetzen kann. „Ein pEMT ist ein Marktteilnehmer, der nur Daten (i. A. abgeleitete Werte) vom SMGW empfängt. Im Stand der Technik ist der pEMT Messwert-Empfänger. Der pEMT tritt beispielsweise in der Marktrolle als Lieferant von Energie (Strom, Gas), Netzbetreiber (für Netzzustandsdaten) oder MSB auf. Der pEMT ist ein Remote-Akteur im WAN. Der pEMT erfüllt die Anforderungen der SM-PKI-CP.“ [11]

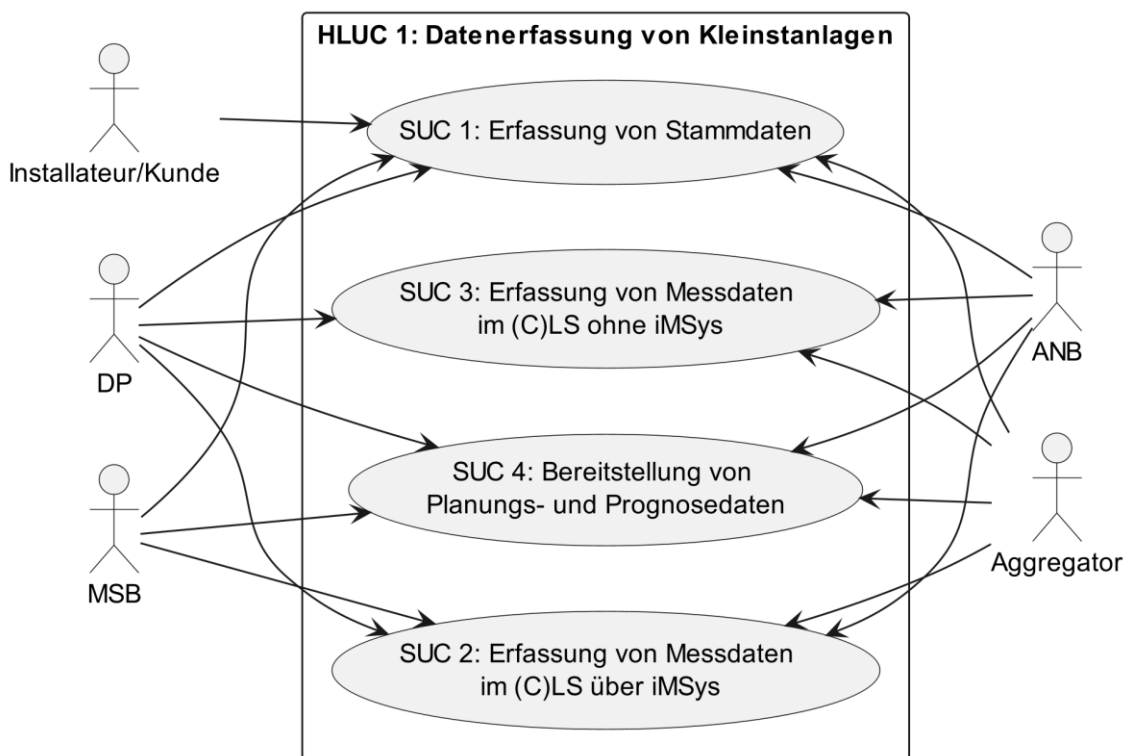
(Aggregator) Plattform	System, welches ein Aggregator benötigt, um die Funktionalitäten für die Integration in die Redispatch Prozesse zu erfüllen (Stammdaten übermitteln, Messdaten empfangen, Anlagen steuern, Flexibilitäten ermitteln bzw. Fahrpläne versenden).
(DP) Plattform	Das System ist verantwortlich für den Empfang, ggf. die Verarbeitung und die Weiterleitung von Informationen und wird von der Rolle Data Provider verantwortet.
RD3.0 System	System, welches die Prozessschritte der Netzbetreiber aus der Gesamtarchitektur umsetzt. Ein RD3.0 System kann aus verschiedenen Teilsystemen zusammengesetzt werden.
Smart Meter Gateway (SMGW)	In einem intelligenten Messsystem bildet die Kommunikationseinheit, das SMGW mit integriertem Sicherheitsmodul, die zentrale Komponente, die Messdaten von Zählern empfängt, speichert und diese für Marktakteure aufbereitet. Das SMGW kommuniziert dabei zur Verbrauchsdatenübertragung wie auch zu seiner Administration mit verschiedenen Komponenten und beteiligten Marktakteuren. [13]
Steuerbare Ressource	<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 Marktklokation 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>■ Jede Steuerbare Ressource ist genau einem EIV zugeordnet. [2]</li> </ul>

271

272 **8 HLUC 1 Datenerfassung von Kleinanlagen**

273 Dieser High Level Use Case (HLUC) befasst sich mit der Datenerfassung von Kleinanlagen  
274 (< 100 kW) und integriert diese in den Redispatch-Prozess. Durch die potentielle Einführung eines Re-  
275 dispatch 3.0 werden eine Vielzahl von Kleinanlagen aus der Verteilnetzebene eingebunden. Zu den  
276 erfassten Daten gehören Stamm-, Mess-, Prognose- und Planungsdaten. Die Stammdaten werden  
277 erfasst und analog zu Redispatch 2.0 an den ANB übermittelt. Diese Datenbasis ermöglicht die Sensi-  
278 tivitätsbestimmung der Kleinstflexibilität auf Netzelemente. Weiterhin werden die Messdaten der  
279 Kleinanlagen, die über intelligente Messsysteme (iMSys) angebunden sind, an den ANB bzw. auch  
280 an den Aggregator gesendet. Darüber hinaus werden in diesem Use Case auch die Übermittlung von  
281 Planungs- und Prognosedaten durch den Aggregator behandelt. Auf Grundlage dieser Informationen  
282 können die Flexibilitätspotenziale der Aggregationsobjekte bestimmt werden.

283  
284



285  
286

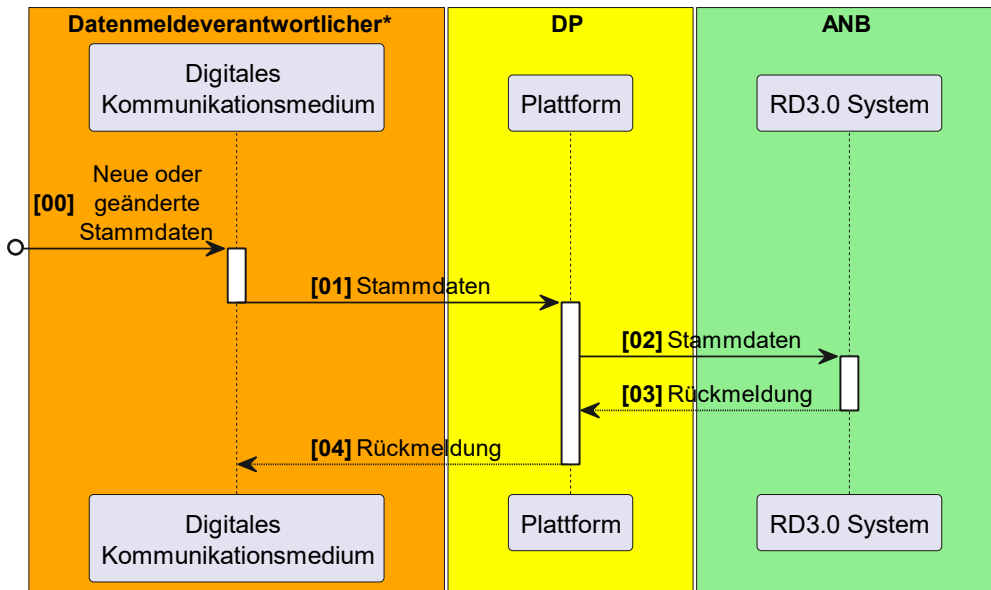
**Bild 2 – Übersicht des HLUC 1 Datenerfassung von Kleinanlagen**

287 **8.1 SUC1 Erfassung von Stammdaten**

288 Die Stammdaten der Kleinanlagen bilden die Grundlage für die Engpassberechnung. In diesem Use  
289 Case wird die Erfassung der Stammdaten beschrieben. Die Übermittlung von Stammdaten erfolgt bei-  
290 spielsweise beim Anschluss neuer Anlagen oder bei Änderung der Stammdaten, z.B. bei der Erweite-  
291 rung einer Photovoltaik (PV) Anlage. Die Stammdaten von Kleinanlagen sind im Marktstammdaten-  
292 register hinterlegt. Zudem werden Stammdaten von Bestandsanlagen erfasst, die bislang noch nicht  
293 berücksichtigt wurden.

294

**HLUC 1: Datenerfassung von Kleinanlagen  
SUC 1: Erfassung von Stammdaten**



\*Aggregator, MSB, Kunde oder Installateur

295

296

**Bild 3 – Sequenzdiagramm 1: HLUC 1 SUC 1 Erfassung von Stammdaten**

297

Use Case	HLUC1 SUC1 Erfassung von Stammdaten
Prozessziel	Die Stammdaten liegen beim ANB vor.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Datenmeldeverantwortlicher</li> <li>■ DP</li> <li>■ ANB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Der Datenmeldeverantwortliche hat alle nötigen Daten.</li> <li>■ Neue oder geänderte Stammdaten liegen vor (Anschluss neuer Kleinanlagen).</li> <li>■ Eine sichere und interoperable Kommunikationsstrecke ist zwischen den Akteuren aufgebaut.</li> <li>■ Die Kommunikation zwischen dem Datenmeldeverantwortlichen, DP und ANB ist möglich.</li> </ul>
Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stammdaten liegen beim ANB vor.</li> <li>■ Die Sensitivitätsbestimmung von Kleinstflexibilitäten kann durchgeführt werden</li> </ul>
Ausgetauschte Daten	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stammdaten</li> <li>■ Rückmeldung</li> </ul>

298

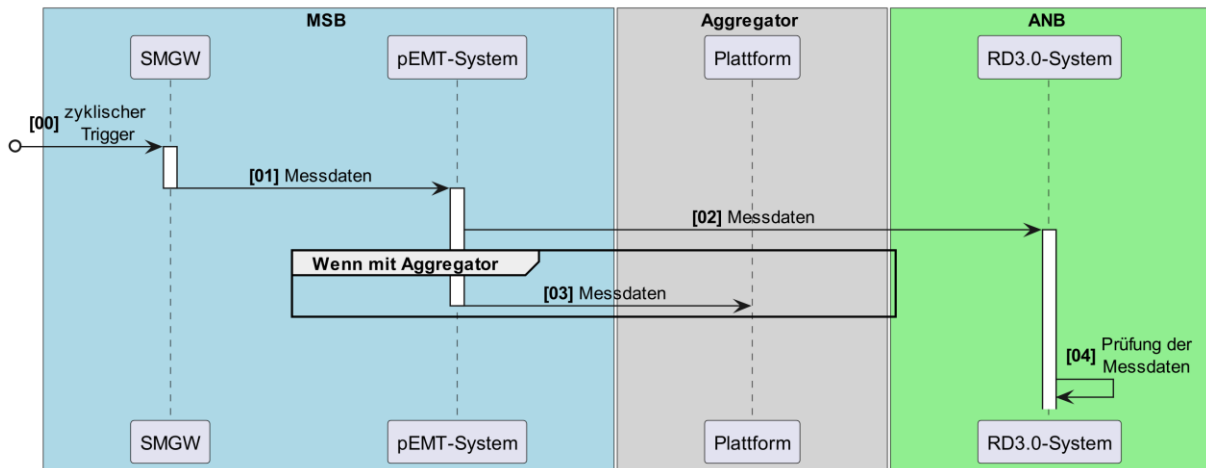
**8.2 SUC 2 Erfassung von Messdaten im (C)LS über iMSys**

Die in diesem System Use Case (SUC) zu erhebenden Messdaten bilden einen Teil der Grundlage für die Engpassberechnung. Der Prozess der Messdatenerhebung wird im laufenden Betrieb zyklisch durchgeführt. Dieser Use Case beschreibt die Erfassung der Messdaten über ein iMSys. Hierbei werden Messdaten nach den TAFs des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik genutzt. Für die Nachweiserbringung und die Bilanzierung, die hier nicht näher betrachtet werden, besteht die Möglichkeit, dass weitere berechnete Marktteilnehmer die Messdaten empfangen müssen.

306



**HLUC 1: Datenerfassung von Kleinanlagen**  
**SUC 2: Erfassung von Messdaten im (C)LS über iMSys**



307

308

**Bild 4 – Sequenzdiagramm 2: HLUC 1 SUC 2 Erfassung von Messdaten im (C)LS über iMSys**

309

Use Case	HLUC 1 SUC 2 Erfassung von Messdaten im (C)LS über iMSys
Prozessziel	Die Messdaten der in Redispatch 3.0 hinzuzufügenden Kleinanlagen liegen beim ANB vor.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ MSB</li> <li>■ Aggregator</li> <li>■ ANB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Das SMGW hat alle nötigen Daten erfasst.</li> <li>■ Eine sichere und interoperable Kommunikationsstrecke ist zwischen den Akteuren aufgebaut.</li> <li>■ Die Kommunikation zwischen MSB, Aggregator und ANB ist möglich.</li> </ul>
Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Messdaten liegen beim ANB vor.</li> <li>■ Bestimmung der Prognose und Flexibilitätspotenziale von Aggregationsobjekten kann durchgeführt werden.</li> </ul>
Akteursübergreifende Daten	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Messdaten</li> </ul>

310

311

312

313 **8.3 SUC 3 Erfassung von Messdaten im (C)LS ohne iMSys**

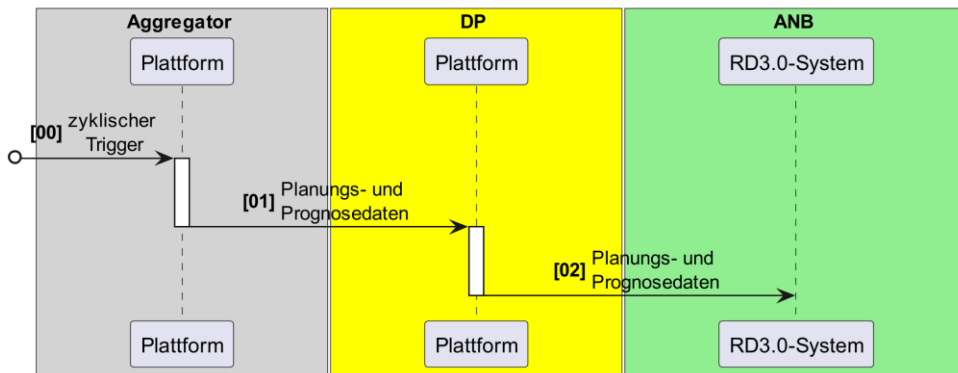
314 Dieser SUC umfasst die Messdatenerfassung der in Redispatch 3.0 hinzuzufügenden Kleinanla-  
 315 gen, die nicht über das iMSys erfolgen. Im Rahmen des Projektes Redispatch 3.0 wurden Anbin-  
 316 dungsalternativen untersucht. Da durch das iMSys bereits ein reguliertes Messsystem ausgerollt wird, wird an  
 317 dieser Stelle auf Alternativen verzichtet.

318 **8.4 SUC 4 Bereitstellung von Planungs- und Prognosedaten**

319 Für die Bestimmung der Flexibilitätspotentiale werden unter anderem Planungs- und Prognosedaten  
 320 benötigt. Diese Daten können vom Aggregator wie in Redispatch 2.0 über den DP oder von der Steu-  
 321 erbaren Ressource über das SMGW an den ANB geschickt werden. Im ersten Szenario können die  
 322 Planungs- und Prognosedaten vom Aggregator stammen, welcher die Daten beispielsweise über das  
 323 EMS oder die Herstellerschnittstelle erhält. Das zweite Szenario deckt die Möglichkeit ab, dass Elekt-  
 324 rofahrzeuge einen gewünschten Ladezustand zu einem bestimmten Zeitpunkt erreicht haben möch-  
 325 ten. Diese Daten könnten dem ANB perspektivisch über das SMGW übermittelt werden, sodass Flexi-  
 326 bilitäten bestimmt werden können, wenn kein Aggregator vorliegt.

327

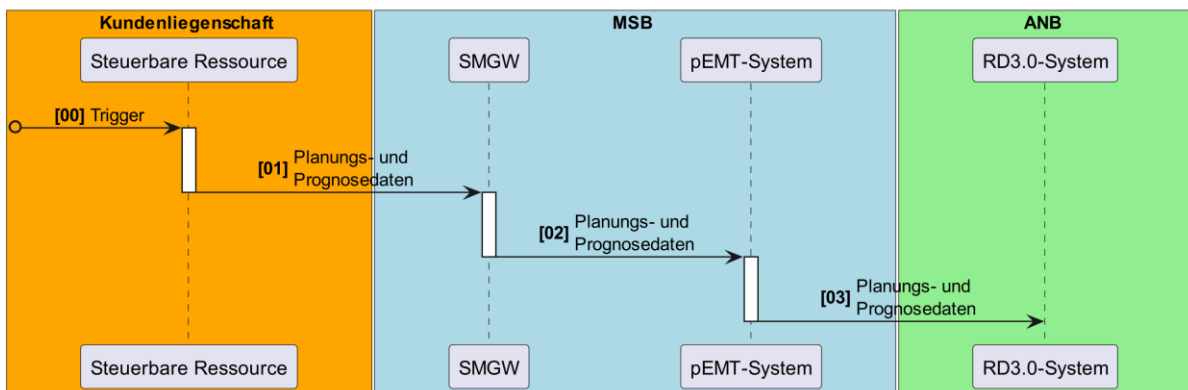
**HLUC 1: Datenerfassung von Kleinanlagen**  
**SUC 4: Bereitstellung von Planungs- und Prognosedaten**  
 Szenario 1: Übertragung über den Aggregator



328

329 **Bild 5 – Sequenzdiagramm 3: HLUC 1 SUC 4 Bereitstellung von planungs- und Prognosedaten,**  
 330 **Szenario 1: Übertragung über Aggregator**

**HLUC 1: Datenerfassung von Kleinanlagen**  
**SUC 4: Bereitstellung von Planungs- und Prognosedaten**  
 Szenario 2: Übertragung über den Messstellenbetreiber



331

332 **Bild 6 – Sequenzdiagramm 4: HLUC 1 SUC 4 Bereitstellung von Planungs- und Prognosedaten,**  
 333 **Szenario 2: Übertragung über MSB**

334

Use Case	HLUC 1 SUC 4 Bereitstellung von Planungs- und Prognosedaten
----------	-------------------------------------------------------------

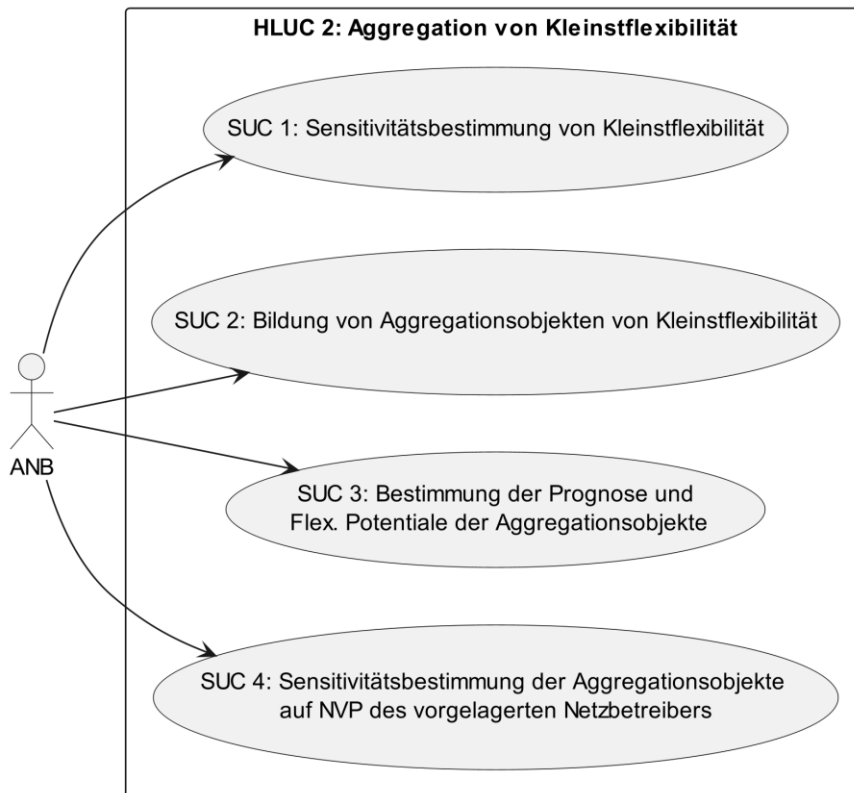
Prozessziel	Planungs- und Prognosedaten sind bereitgestellt und liegen beim ANB vor.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Aggregator</li> <li>■ DP</li> <li>■ ANB</li> <li>■ Kundenliegenschaft</li> <li>■ MSB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Der Aggregator bzw. die Steuerbare Ressource hat alle nötigen Daten.</li> <li>■ Eine sichere und interoperable Kommunikationsstrecke ist zwischen den Akteuren aufgebaut.</li> <li>■ Die Kommunikation zwischen ANB, Aggregator, Kundenliegenschaft, DP und MSB ist möglich.</li> </ul>
Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die Planungs- und Prognosedaten der Kleinstanlagen liegen beim ANB vor.</li> <li>■ Bestimmung der Prognose und Flexibilitätspotenziale von Aggregationsobjekten kann durchgeführt werden.</li> </ul>
Akteursübergreifende Daten	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Planungs- und Prognosedaten der Kleinstanlage(n)</li> </ul>

335

336

337 **9 HLUC 2 Aggregation von Kleinstflexibilitäten (informativ)**

338 Dieser HLUC zielt darauf ab, die Sensitivitäten von aggregierten (steuerbaren) Ressourcen zu bestim-  
339 men, deren Leistung einzeln zu klein ist, um sie für Engpässe auf höheren Spannungsebenen zu nüt-  
340 zen. Durch die Integration und Aggregation dieser Kleinstflexibilität können Netzbetreiber mögliche  
341 Engpässe in der Niederspannungsebene beheben oder die aggregierte Kleinstflexibilität auf den hö-  
342 heren Spannungsebenen verfügbar machen. Der Aggregationsprozess trägt außerdem zur Erstellung  
343 zuverlässigerer und genauerer Prognosen für die verfügbare Flexibilität auf aggregierter Ebene bei, da  
344 Prognosen für einzelne Verbraucher oder Ressourcen mit größeren Unsicherheiten verbunden sind.  
345



346

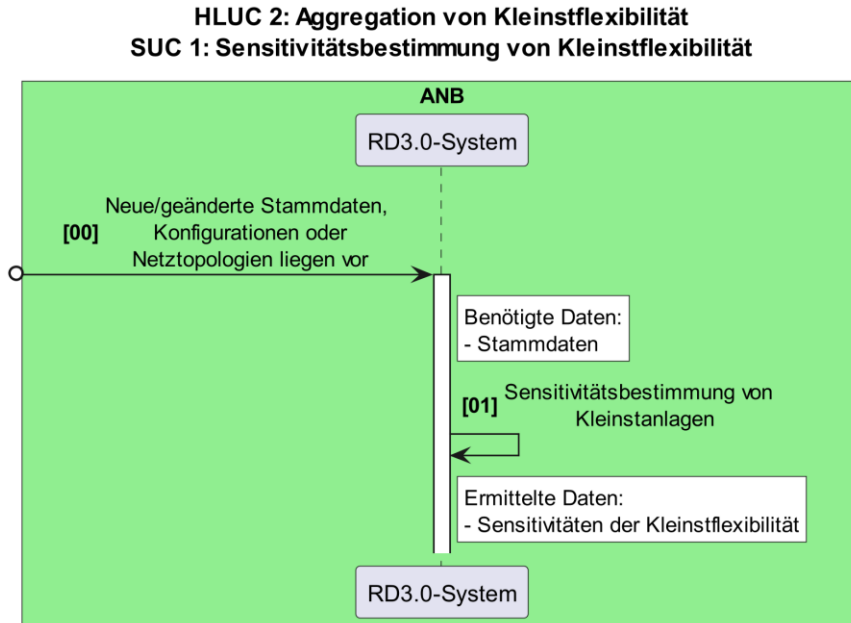
347

**Bild 7 – Übersicht des HLUC2 Aggregation von Kleinstflexibilitäten**

348

349 **9.1 SUC 1 Sensitivitätsbestimmung von Kleinstflexibilitäten (informativ)**

350 Der ANB ermittelt für jede Steuerbare Ressource, die an sein Netz angeschlossen ist, die Auswirkungen  
 351 auf das vorgelagerte Netz oder bilateral abgestimmte Netzelemente (Sensitivitäten). Die Sensitivi-  
 352 täten der Kleinstflexibilität innerhalb eines Netzgebietes werden dann zur Bildung von Aggregations-  
 353 objekten benötigt. Grundlage hierfür sind die zuvor erfassten Stammdaten und die Netztopologie.



354

355 **Bild 8 – Sequenzdiagramm 5: HLUC 2 SUC 1 Sensitivitätsbestimmung von Kleinstflexibilitäten**

Use Case	HLUC 2 SUC 1 Sensitivitätsbestimmung von Kleinstflexibilität
Prozessziel	Bestimmung von Sensitivitäten innerhalb des eigenen Netzgebiets des ANB.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ANB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die Stammdaten wurden erfasst.</li> <li>■ Die benötigten Daten liegen beim ANB vor.</li> <li>■ Neue/geänderte Stammdaten, Konfigurationen oder Netztopologien liegen vor.</li> </ul>
Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Neu bestimmte Sensitivitäten der Kleinstflexibilität liegen beim ANB vor.</li> <li>■ Die Bildung von Aggregationsobjekten von Kleinstflexibilität kann durchgeführt werden.</li> </ul>

356

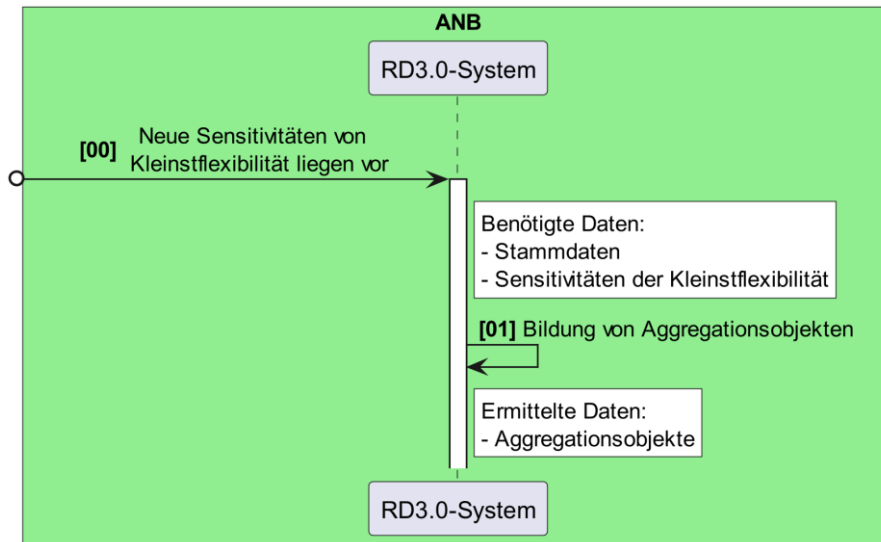
357

358 **9.2 SUC 2 Bildung von Aggregationsobjekten von Kleinstflexibilitäten (informativ)**

359 Die Bildung von Aggregationsobjekten von Kleinstflexibilität beschreibt den Prozess, bei dem der ANB  
 360 Kleinanlagen mit einer Leistung unter 100 kW, aggregiert, um Anlagen aus Verteilnetzgebieten zu-  
 361 sammenzufassen. Die Bildung eines Aggregationsobjekts erfolgt auf Basis der Stammdaten und Sen-  
 362 sensitivitäten der Kleinstflexibilität. Diese können dem vorgelagerten Netzbetreiber bzw. auch Marktteil-  
 363 nehmern mitgeteilt werden, um Beschränkungen oder Flexibilitätspotentiale zuzuordnen.

364

**HLUC 2: Aggregation von Kleinstflexibilität**  
**SUC 2: Bildung von Aggregationsobjekten von Kleinstflexibilität**



365

366 **Bild 9 – Sequenzdiagramm 6: HLUC 2 SUC 2 Bildung von Aggregationsobjekten von Kleinstfle-**  
 367 **xibilitäten**

Use Case	HLUC 2 SUC 2 Bildung von Aggregationsobjekten von Kleinstflexibilitäten
Prozessziel	Bildung von Aggregationsobjekten von Kleinstflexibilitäten.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ANB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die benötigten Daten liegen vor.</li> <li>■ Neue Sensitivitäten von Kleinstflexibilitäten liegen vor.</li> <li>■ Sensitivitätsbestimmung von Kleinstflexibilitäten wurde erfolgreich durchgeführt.</li> </ul>
Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die Aggregationsobjekte liegen beim ANB vor.</li> <li>■ Bestimmung der Prognose und Flexibilitätspotentiale von Aggregationsobjekten kann durchgeführt werden.</li> </ul>

368

369

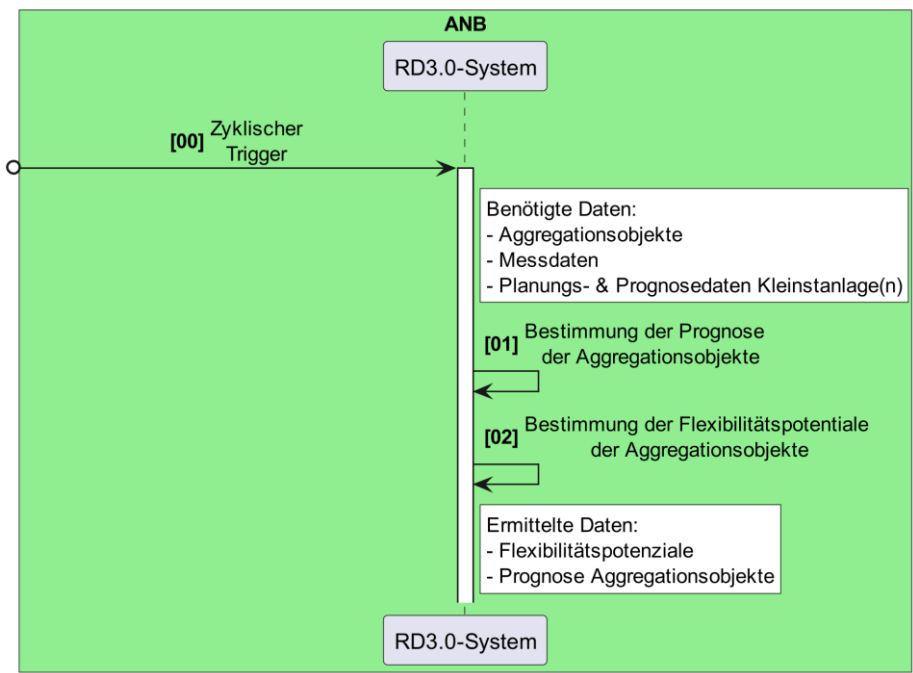
370 **9.3 SUC 3 Bestimmung der Prognose und Flexibilitätspotentiale der Aggregations-**  
 371 **objekte (informativ)**

372 Dieser SUC umfasst alle spezifischen Verfahren/Berechnungen, die durchgeführt werden, um die  
 373 Prognose und die Flexibilitätspotentiale zu bestimmen, die von den im Aggregationsobjekt enthaltenen  
 374 Kleinstflexibilität (in jedem Zeitschritt) bereitgestellt werden können.

375 Dabei muss u.a. die Art der verfügbaren Steuerbaren Ressourcen berücksichtigt werden (z.B. PV-An-  
 376 lage, Elektrofahrzeug, usw.) sowie ihr Verhalten im Laufe der Zeit (z.B. Lademuster für Elektrofahr-  
 377 zeuge) und die möglichen Auswirkungen von Umgebungsbedingungen oder anderen externen Fakto-  
 378 ren (z.B. Bestrahlungsstärke- und Temperaturvorhersage im Falle von PV-Anlagen).

379 Aufgrund der Art des Problems und den typischen Herausforderungen, die mit der Vorhersage ge-  
 380 nauer Modelle für einzelne (kleine) Endnutzer verbunden sind, kann die Bestimmung der gesamten  
 381 (aggregierten) Flexibilität die Verwendung von probabilistischen Ad-hoc-Modellen erfordern. Die Flexi-  
 382 bilitätspotentiale berücksichtigen dabei die Netzrestriktionen.

**HLUC 2: Aggregation von Kleinstflexibilität**  
**SUC 3: Bestimmung der Prognose & Flex. Potentiale der Aggregationsobjekte**



383

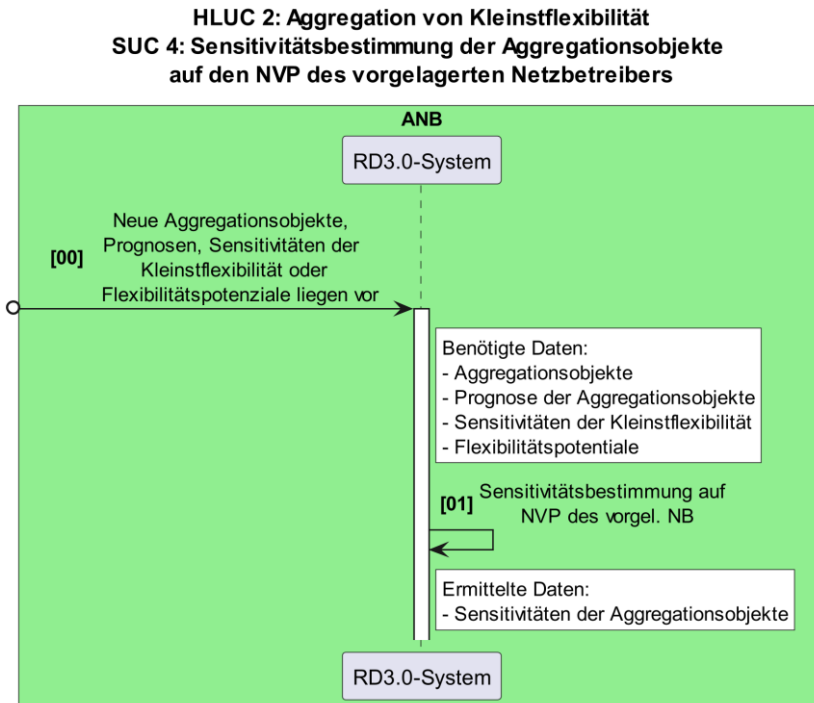
384 **Bild 10 – Sequenzdiagramm 7: HLUC 2 SUC 3 Bestimmung der Prognose und Flexibilitätspo-**  
 385 **tentziale der Aggregationsobjekte**

Use Case	HLUC 2 SUC 3 Bestimmung der Prognose und Flexibilitätspotentiale der Aggregationsobjekte
Prozessziel	Bestimmung von Prognosen und Flexibilitätspotentiale für die Aggregationsobjekte.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ANB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Messdaten und Planungs- und Prognosedaten der Kleinstanlagen sind erfasst.</li> <li>■ Die benötigten Daten liegen beim ANB vor.</li> <li>■ Die Aggregationsobjekte wurden erfolgreich gebildet.</li> </ul>
Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die Prognose und Flexibilitätspotentiale der Aggregationsobjekte liegen beim ANB vor.</li> <li>■ Die Sensitivitätsbestimmung der Aggregationsobjekte auf NVP des vorgelagerten Netzbetreibers kann durchgeführt werden.</li> </ul>

386

387 **9.4 SUC 4 Sensitivitätsbestimmung der Aggregationsobjekte auf NVP des vorgela-**  
 388 **gerten Netzbetreibers (informativ)**

389 Dieser Use Case behandelt die Ermittlung von Sensitivitäten der Aggregationsobjekten der Kleinst-  
 390 flexibilität auf den NVP des vorgelagerten Netzbetreibers anhand der gebildeten Aggregationsobjek-  
 391 te, der Flexibilitätspotenziale und Prognosen der Aggregationsobjekte des ANBs.



392

393 **Bild 11 – Sequenzdiagramm 8: HLUC 2 SUC 4 Sensitivitätsbestimmung der Aggregationsob-**  
 394 **jekte auf NVP des vorgelagerten Netzbetreibers**

Use Case	HLUC 2 SUC 4 Sensitivitätsbestimmung der Aggregationsobjekte auf NVP des vorgelagerten Netzbetreibers
Prozessziel	Bestimmung von Sensitivitäten der Aggregationsobjekte auf NVP des vorgelagerten Netzbetreibers.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ANB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die benötigten Daten liegen beim ANB vor.</li> <li>■ Neue Aggregationsobjekte, Prognosen, Sensitivitäten der Kleinstflexibilität oder Flexibilitätspotenziale liegen vor.</li> <li>■ Bestimmung der Prognose und Flexibilitätspotenziale der Aggregationsobjekte ist erfolgt.</li> </ul>
Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die Sensitivitäten der Aggregationsobjekte liegen beim ANB vor.</li> <li>■ Die Netzzustandsanalyse kann durchgeführt werden.</li> </ul>

395

396

397

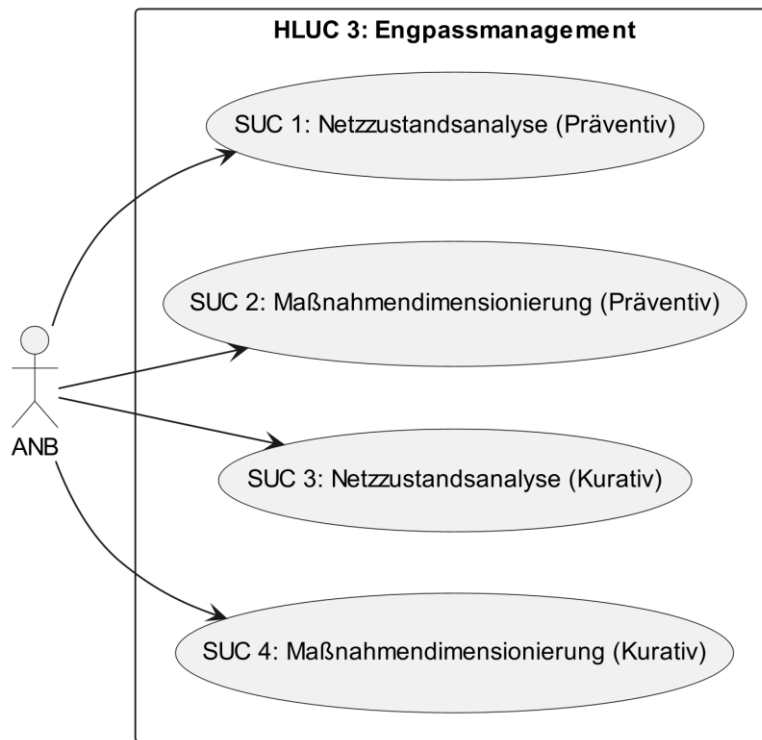
398



399 **10 HLUC 3 Engpassmanagement (informativ)**

400 Das Engpassmanagement ist ein automatisiertes Verfahren, welches sich aus der Netzzustandsana-  
401 lyse und der Maßnahmendimensionierung zusammensetzt. Hierbei wird zwischen präventivem und  
402 kurativem Engpassmanagement unterschieden. Das präventive Engpassmanagement beruht auf  
403 Prognosen für zukünftige Netzzustände, um mögliche Engpässe zu identifizieren. Das kurative Eng-  
404 passmanagement setzt auf Messwerte, die bspw. aus Ortsnetzstationen und intelligenten Messsysteme-  
405 n stammen. Kurative Maßnahmen können Ad-hoc durchgeführt werden. Sowohl im präventiven als  
406 auch kurativem Engpassmanagement kann der ANB die Flexibilitätspotentiale aus dem eigenen Netz-  
407 bereich nutzen, um die optimalen Redispatch-Maßnahmen zu ermitteln. Wenn dem ANB ein weiterer  
408 Netzbetreiber nachgelagert ist, können dessen Flexibilitätspotentiale auch berücksichtigt werden und  
409 in die Redispatch Maßnahmen dimensionierung einfließen.

410



411

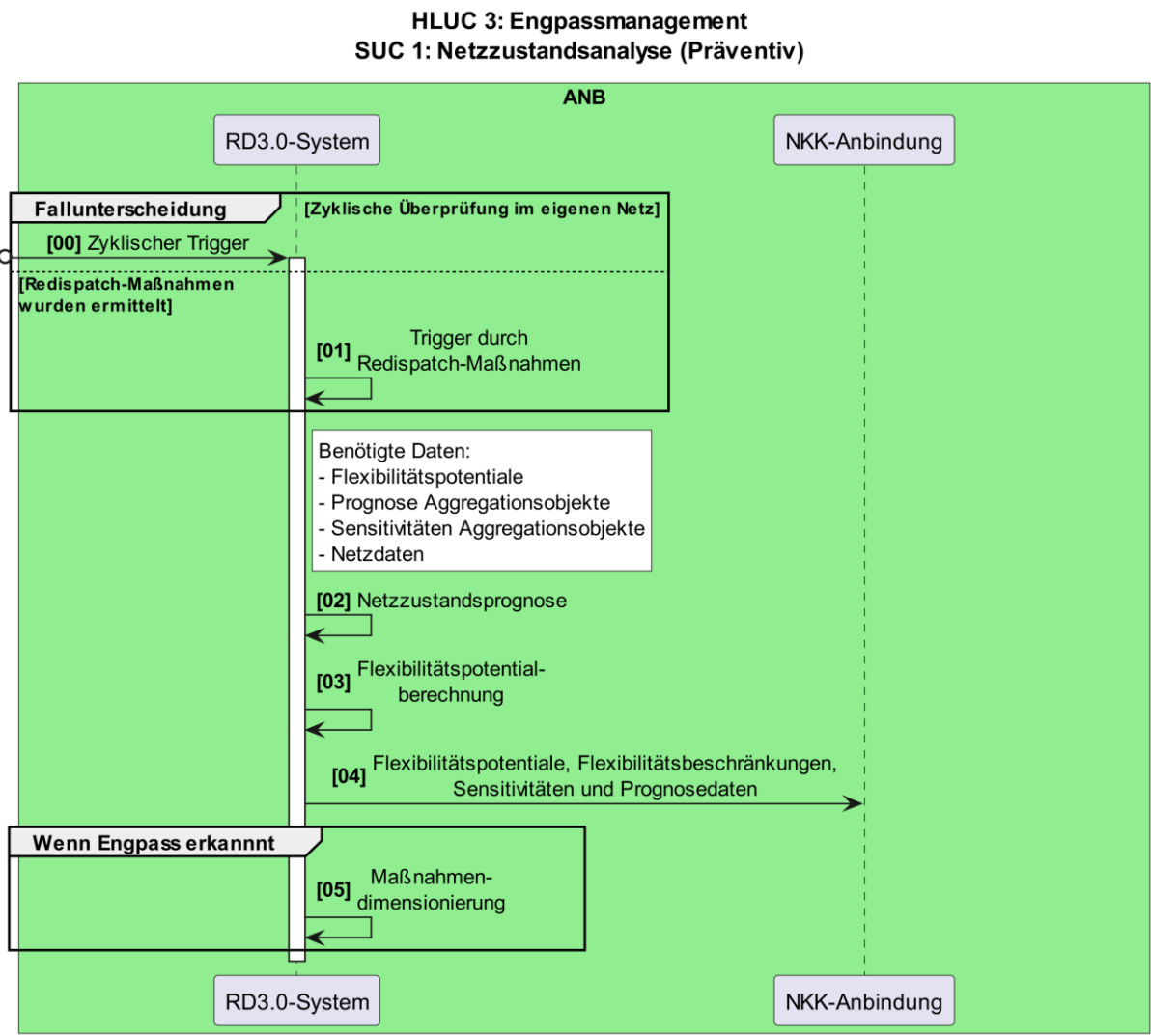
412

**Bild 12 – Übersicht des HLUC 3 Engpassmanagement**

413

414 **10.1 SUC1 Netzzustandsanalyse (Präventiv) (informativ)**

415 Die präventive Netzzustandsanalyse ist Teil der Betriebsplanung und ermittelt potenzielle Engpässe,  
 416 die sowohl leistungs- als auch spannungsbezogen sein können. Hierbei wird das Netzgebiet zyklisch  
 417 überprüft. Alternativ können auch geplante Redispatch-Maßnahmen den Use Case auslösen, um de-  
 418 ren Einfluss zu ermitteln. Um neue oder verschärfte Engpässe zu vermeiden, wird eine Netzzustands-  
 419 prognose und eine Flexibilitätspotenzialberechnung durchgeführt, um mögliche Beschränkungen für  
 420 die Nutzung der verfügbaren Flexibilitäten zu ermitteln. Für die Durchführung der Prognose bzw. Be-  
 421 rechnung werden Netzdaten, Sensitivitäten, Prognosen und Flexibilitätspotenziale benötigt. Die Flexi-  
 422 bilitätspotenziale können entweder selbst im eigenen Netz ermittelt oder auch vom nachgelagerten  
 423 Netzbetreiber übermittelt werden. Wenn Engpässe prognostiziert werden, wird die Maßnahmendimen-  
 424 sionierung ausgelöst.



425  
 426 **Bild 13 – Sequenzdiagramm 9: HLUC 2 SUC 1 Netzzustandsanalyse (Präventiv)**

427

Use Case	HLUC 3 SUC 1 Netzzustandsanalyse (Präventiv)
Prozessziel	Prognose von Netzzuständen und Flexibilitäten.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ANB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die benötigten Daten liegen beim ANB vor.</li> <li>■ Sensitivitäten der Aggregationsobjekte wurden vom ANB ermittelt.</li> <li>■ Zyklische Überprüfung hat stattgefunden oder Redispatch-Maßnahmen aus Maßnahmendimensionierung liegen vor.</li> </ul>

Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die Maßnahmendimensionierung kann bei erwarteten Engpässen durchgeführt werden.</li> <li>■ Flexibilitätspotentialberechnung durchgeführt und versendet, möglichen Engpass erkannt.</li> </ul>
Akteursübergreifende Daten	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Flexibilitätsbeschränkungen</li> <li>■ Flexibilitätspotentiale</li> <li>■ Sensitivitäten der Aggregationsobjekte</li> <li>■ Prognosen</li> </ul>

428

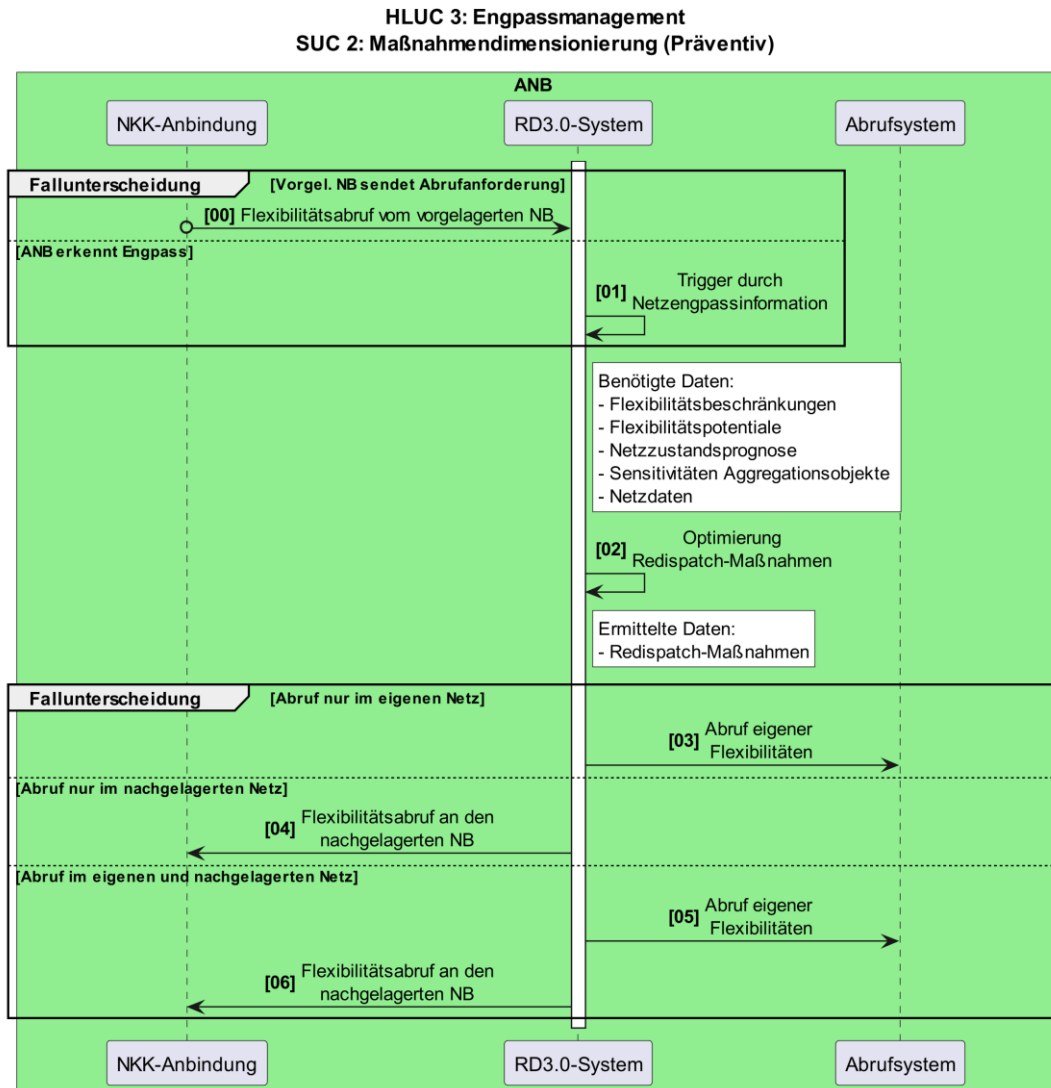
429

430

431

432 **10.2 SUC 2 Maßnahmendimensionierung (Präventiv) (informativ)**

433 Sobald ein Engpass vom ANB oder dessen vorgelagerten NB erwartet wird, werden Redispatch-Maßnahmen dimensioniert und koordiniert. Dieser Use Case umfasst die Bestimmung und Dimensionierung von Maßnahmen zur Lösung eines Netzengpasses, welcher entweder im Netz des ANB oder im vorgelagerten Netz vorhanden sein kann. Das Ergebnis ist die Ausgabe der dimensionierten Maßnahmen und der Abruf von Flexibilitäten.



438

439 **Bild 14 – Sequenzdiagramm 10: HLUC 3 SUC 2 Maßnahmendimensionierung (Präventiv)**

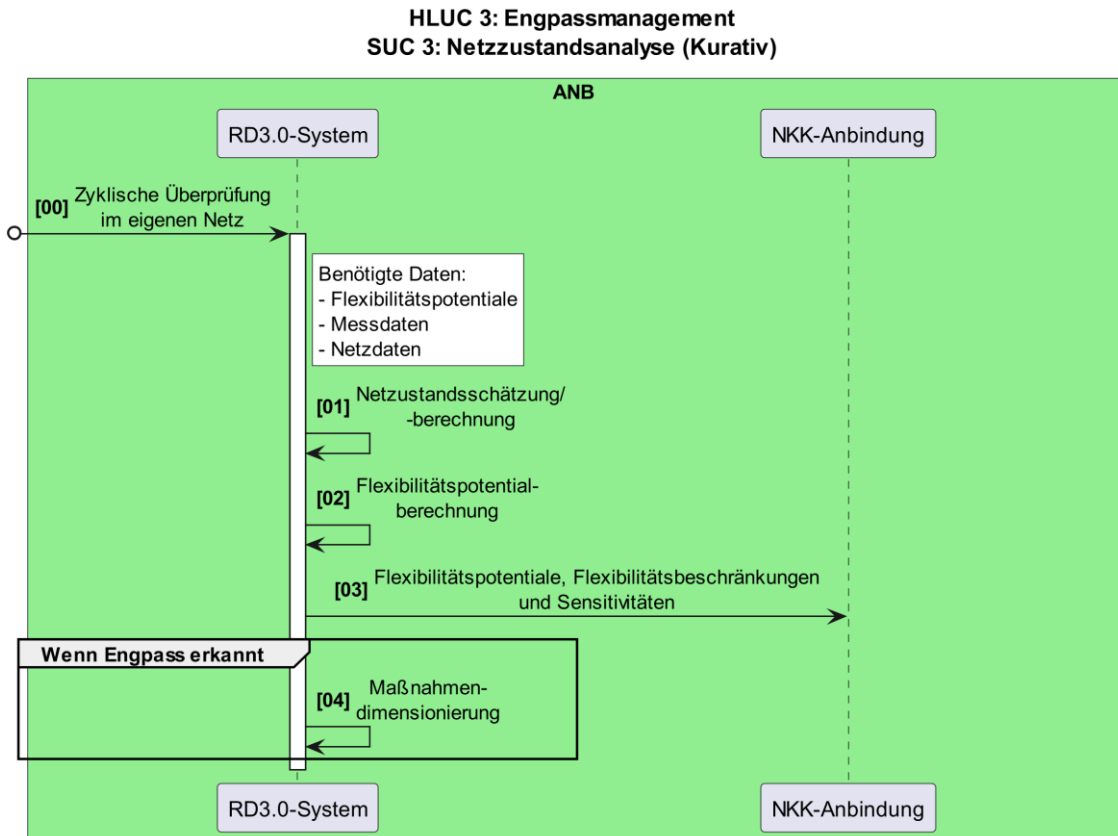
Use Case	HLUC 3 SUC 2 Maßnahmendimensionierung (Präventiv)
Prozessziel	Bestimmung und Dimensionierung von Redispatch-Maßnahmen.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ANB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die benötigten Daten liegen beim ANB vor.</li> <li>■ Die präventive Netzzustandsanalyse wurde durchgeführt und ein Engpass wurde erkannt oder ein Flexibilitätsabruf vom vorgelagerten NB liegt vor.</li> </ul>
Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Maßnahmen zur Engpassbeseitigung ermittelt (Redispatch-Maßnahmen).</li> <li>■ Abruf von Flexibilitäten ist angewiesen.</li> </ul>
Akteursübergreifende Daten	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Abruf</li> </ul>

440

441

442 **10.3 SUC 3 Netzzustandsanalyse (Kurativ) (informativ)**

443 Die kurative Netzzustandsanalyse ist Teil des Engpassmanagements in der Betriebsführung. Dieser  
 444 Use Case beschreibt den Prozess zur Ermittlung von aktuellen Netzzuständen und Flexibilitätspotenti-  
 445 alen, die auch an den vorgelagerten NB übermittelt werden. Hierbei werden vor allem Messdaten aus  
 446 dem Netzgebiet erhoben, zur Darstellung des aktuellen Netzzustands. Ergänzt werden diese durch  
 447 Netzdaten und die im eigenen Netzgebiet ermittelten oder von anderen Netzbetreibern bereit-gestell-  
 448 ten Flexibilitätspotenzialen. Wenn Engpässe erkannt werden, wird die Maßnahmendimensionierung  
 449 ausgelöst.



450  
 451 **Bild 15 – Sequenzdiagramm 11: HLUC 3 SUC 3 Netzzustandsanalyse (Kurativ)**

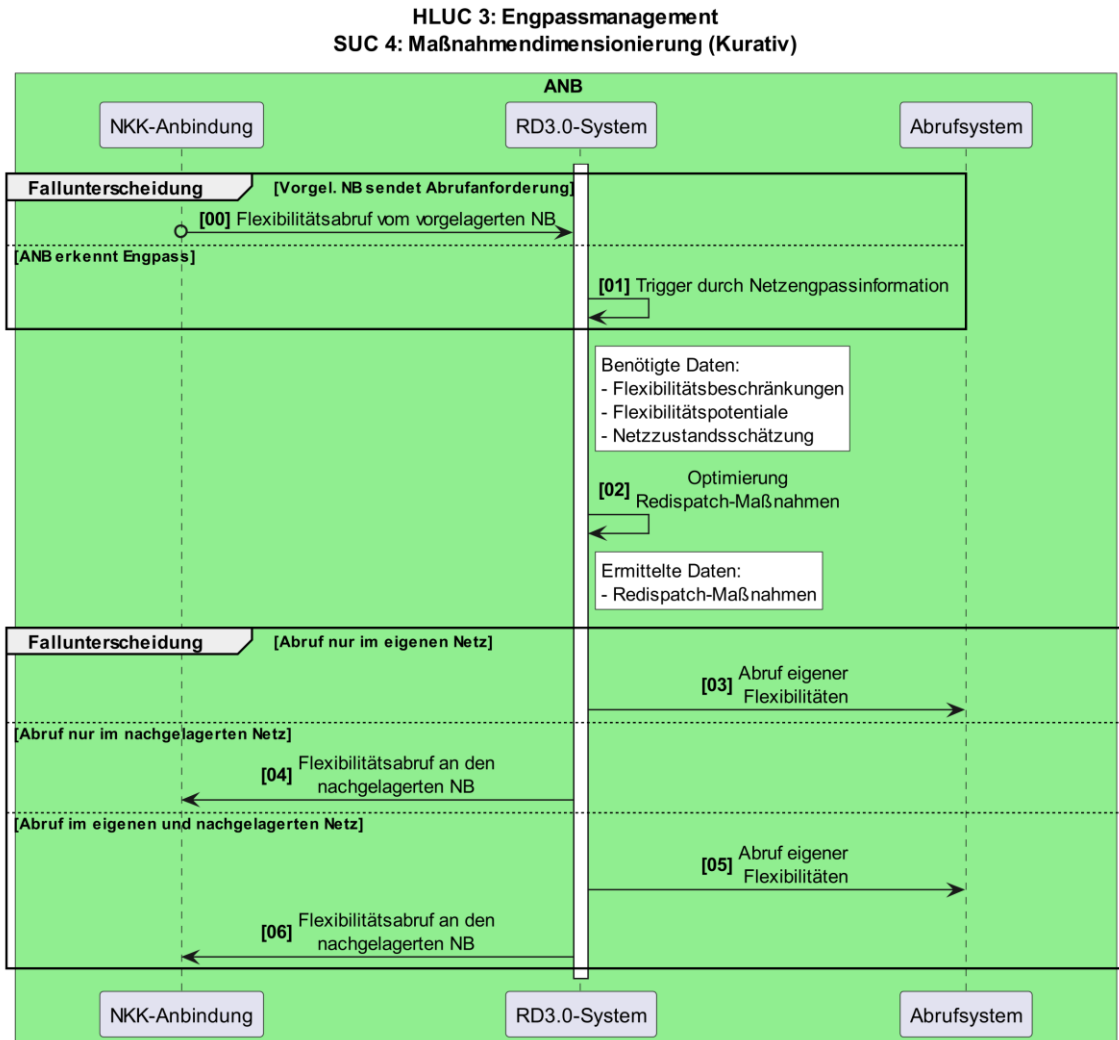
452

Use Case	HLUC 3 SUC 3 Netzzustandsanalyse (Kurativ)
Prozessziel	Ermittlung von vorliegenden Netzzuständen und Flexibilitäten.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ANB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die benötigten Daten liegen vor.</li> <li>■ Sensitivitäten der Aggregationsobjekte wurden vom ANB ermittelt.</li> </ul>
Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Flexibilitätspotentialberechnung durchgeführt und versendet, möglichen Engpass erkannt.</li> <li>■ Die Maßnahmendimensionierung kann bei erwarteten Engpässen durchgeführt werden.</li> </ul>
Ausgetauschte Daten	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Flexibilitätspotenziale</li> <li>■ Flexibilitätbeschränkungen</li> <li>■ Sensitivitäten der Aggregationsobjekte</li> </ul>

453

454 **10.4 SUC4 Maßnahmendimensionierung (Kurativ) (informativ)**

455 Sobald ein Engpass erkannt oder gemessen wird, wird die kurative Maßnahmendimensionierung aus-  
 456 gelöst, um den Engpass durch Redispatch-Maßnahmen zu lösen. Dieser Use Case beschreibt den  
 457 optimierten Einsatz der verfügbaren Flexibilitäten und deren Abruf über alle nachgelagerten Span-  
 458 nungsebenen für den Fall eines kurativen Redispatch-Abrufes. Dabei werden aktuelle Messwerte und  
 459 bereits durchgeführte bzw. präventive Maßnahmen berücksichtigt. Das Ergebnis des SUC 4 ist die  
 460 Ausgabe der dimensionierten Maßnahmen und der Abruf von Flexibilitäten.



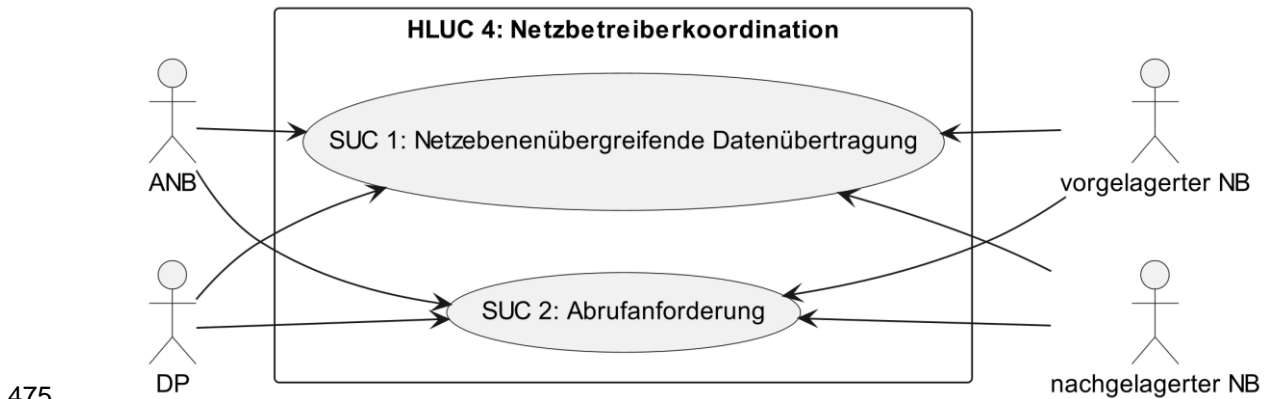
461  
 462 **Bild 16 – Sequenzdiagramm 12: HLUC 2 SUC 4 Maßnahmendimensionierung (Kurativ)**  
 463

Use Case	HLUC 3 SUC 4 Maßnahmendimensionierung (Kurativ)
Prozessziel	Bestimmung und Dimensionierung von Redispatch-Maßnahmen.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>ANB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die benötigten Daten liegen beim ANB vor.</li> <li>Die kurative Netzzustandsanalyse wurde durchgeführt und ein Engpass wurde erkannt oder ein Flexibilitätsabruf vom vorgelagerten NB liegt vor.</li> </ul>
Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Maßnahmen zur Engpassbeseitigung ermittelt (Redispatch-Maßnahmen).</li> <li>Abruf von Flexibilitäten ist angewiesen.</li> </ul>
Akteursübergreifende Daten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Abruf</li> </ul>

464

465 **11 HLUC 4 Netzebenenübergreifende NB-Koordination**

466 Dieser Use Case beschreibt den Prozess zur Übermittlung der für den Redispatch 3.0 erforderlichen  
467 Daten zwischen den Netzbetreibern (NB). Dabei wird zwischen Abrufanforderungen und Informations-  
468 austausch unterschieden. Bei einer Abrufanforderung übermittelt der vorgelagerte Netzbetreiber einen  
469 Abruf an den ANB. Der ANB versucht dann, wenn möglich, den Engpass durch Maßnahmen in sei-  
470 nem eigenen Netz zu beseitigen. Ist dies nicht umsetzbar, leitet er die Anfrage weiter (sofern ein nach-  
471 gelagerten Netzbetreiber vorhanden ist). Der Informationsaustausch umfasst den allgemeinen Daten-  
472 austausch zwischen den Netzbetreibern und dient der Übertragung relevanter Daten, wie  
473 Flexibilitätsbeschränkungen und Sensitivitätswerten, die zur Planung und Umsetzung der Netzsteue-  
474 rung notwendig sind.



475

476

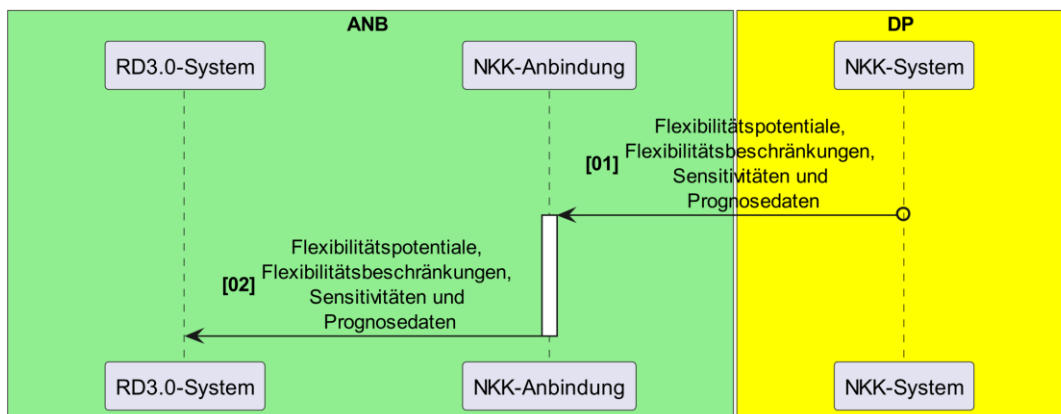
**Bild 17 – Übersicht des HLUC 4 Netzbetreiberkoordination**

477

478 **11.1 SUC 1 Netzebenenübergreifende Datenübertragung**

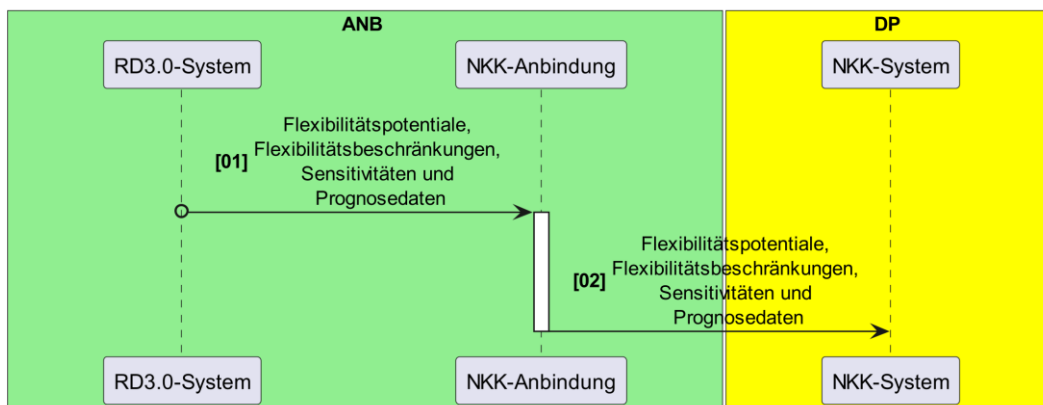
479 Dieser Use Case beschreibt den Datenaustausch zwischen ANB, vorgelagerten und nachgelagerten  
 480 NB. Der Datenaustausch wird sowohl für den Betriebsführungsprozess (kurativ) als auch für den Be-  
 481 tribsplanungsprozess (präventiv) betrachtet. Damit der ANB eine vollständige Netzzustandsanalyse  
 482 durchführen kann, wenn ein nachgelagerter NB vorhanden ist, werden Flexibilitätspotentiale, Flexibili-  
 483 tätsbeschränkungen, Sensitivitäten und Prognosedaten ausgetauscht. Gleichzeitig muss der ANB  
 484 dem vorgelagerten Netzbetreiber die entsprechenden Daten aus seinem Netzbereich zur Verfügung  
 485 stellen. Um diesen Datenaustausch zu gewährleisten, sind Schnittstellen zwischen den Netzbetreibern  
 486 erforderlich.

**HLUC 4: Netzbetreiberkoordination**  
**SUC 1: Netzebenenübergreifende Datenübertragung**  
 Szenario 1: ANB empfängt Flexibilitätspotential vom nachgelagerten NB



487  
 488 **Bild 18 – Sequenzdiagramm 13: HLUC 4 SUC 1 Netzebenenübergreifende Datenübertragung,**  
 489 **Szenario 1: ANB empfängt Flexibilitätspotential vom nachgelagerten NB**

**HLUC 4: Netzbetreiberkoordination**  
**SUC 1: Netzebenenübergreifende Datenübertragung**  
 Szenario 2: ANB übermittelt Flexibilitätspotential an den vorgelagerten NB



490  
 491 **Bild 19 – Sequenzdiagramm 14: HLUC 4 SUC 1 Netzebenenübergreifende Datenübertragung,**  
 492 **Szenario 2: ANB übermittelt Flexibilitätspotential an den vorgelagerten NB**

493  
 494

<b>Use Case</b>	<b>HLUC 4 SUC 1 Netzebenenübergreifende Datenübertragung</b>
Prozessziel	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Szenario 1: Der ANB empfängt Daten vom nachgelagerten NB</li> <li>■ Szenario 2: Der ANB übermittelt Daten an den vorgelagerten NB</li> </ul>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ANB</li> </ul>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Vorgelagerter NB</li> <li>■ Nachgelagerter NB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die Netzzustandsanalyse wurde beim auslösenden NB erfolgreich durchgeführt.</li> <li>■ Die zu übertragenden Daten liegen vor und werden der Applikation zum Austausch bereitgestellt.</li> <li>■ Eine sichere und interoperable Kommunikationsstrecke ist zwischen den Akteuren aufgebaut.</li> <li>■ Die Kommunikation zwischen den Netzbetreibern ist möglich.</li> </ul>
Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Flexibilitätspotentiale, Flexibilitätsbeschränkungen, Sensitivitäten und Prognosedaten liegen dem jeweiligen Netzbetreiber vor.</li> </ul>
Akteursübergreifende Daten	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Flexibilitätspotentiale</li> <li>■ Flexibilitätsbeschränkungen</li> <li>■ Sensitivitäten</li> <li>■ Prognosen</li> </ul>

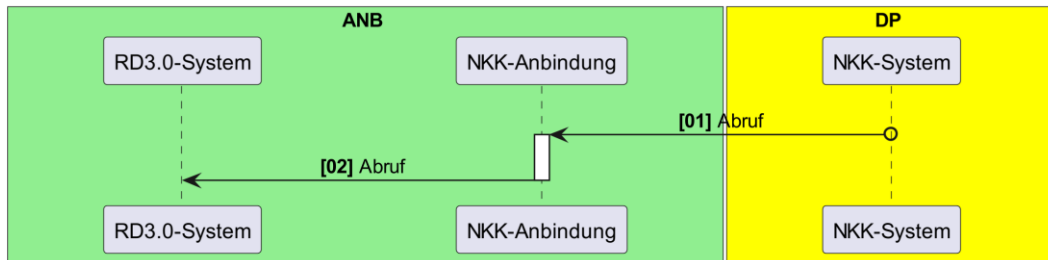
495

496

497 **11.2 SUC 2 Abrufanforderung**

498 Dieser SUC beschreibt die Koordinierung von Abrufen zwischen Netzbetreibern. Zum einen kann der  
 499 ANB einen Abruf über das NKK-System von seinem vorgelagerten Netzbetreiber empfangen und löst  
 500 damit die Maßnahmendimensionierung im eigenen RD3.0-System aus (Szenario 1). Zum anderen er-  
 501 kennt der ANB selbst einen Engpass und führt eine Abrufanforderung über das NKK-System an den  
 502 nachgelagerten Netzbetreiber durch (Szenario 2). Zusätzlich ist eine Kombination aus beiden Szena-  
 503 rien möglich: Der vorgelagerte Netzbetreiber sendet einen Abruf über das NKK-System an den ANB,  
 504 der diesen anschließend an den nachgelagerten Netzbetreiber weiterleitet.

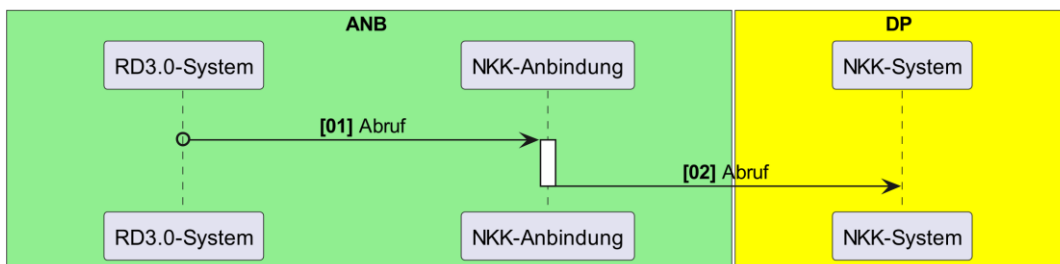
**HLUC 4: Netzbetreiberkoordination**  
**SUC 2: Abrufanforderung**  
 Szenario 1: Abruf durch vorgelagerten NB an den ANB



505

506 **Bild 20 – Sequenzdiagramm 15: HLUC 4 SUC 2 Abrufanforderung, Szenario 1: Abruf durch den**  
 507 **vorgelagerten NB an den ANB**

**HLUC 4: Netzbetreiberkoordination**  
**SUC 2: Abrufanforderung**  
 Szenario 2: Abruf durch ANB an den nachgelagerten NB



508

509 **Bild 21 – Sequenzdiagramm 16: HLUC 4 SUC 2 Abrufanforderung, Szenario 2: Abruf durch den**  
 510 **ANB an den nachgelagerten NB**

Use Case	HLUC 4 SUC 2 Abrufanforderung
Prozessziel	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Szenario 1: Abruf durch den vorgelagerten NB an den ANB</li> <li>■ Szenario 2: Abruf durch ANB an den nachgelagerten NB</li> </ul>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ANB</li> <li>■ Vorgelagerter NB</li> <li>■ Nachgelagerter NB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die Maßnahmendimensionierung wurde beim auslösenden NB erfolgreich durchgeführt.</li> <li>■ Die zu übertragenden Daten liegen vor und werden der Applikation zum Austausch bereitgestellt.</li> <li>■ Eine sichere und interoperable Kommunikationsstrecke ist zwischen den Akteuren aufgebaut.</li> <li>■ Die Kommunikation zwischen den Netzbetreibern ist möglich.</li> </ul>
Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Abrufe liegen dem jeweiligen Netzbetreiber vor.</li> </ul>
Akteursübergreifende Daten	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Abruf</li> </ul>

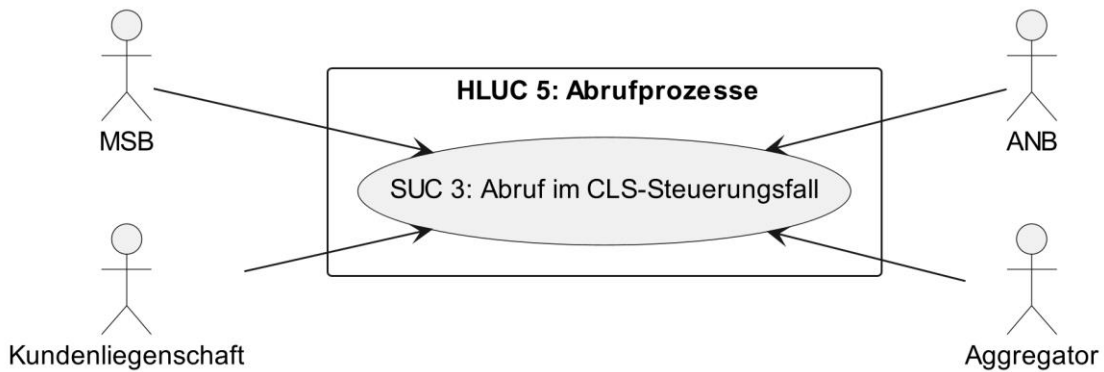
511

## 512 12 HLUC 5 Abrufprozesse

513 Bei einer möglichen Einführung von Redispatch 3.0 wird eine Vielzahl von Kleinanlagen (unter 100  
514 kW) aus der Verteilnetzebene in Redispatch-Maßnahmen eingebunden, sodass diese durch Abrufpro-  
515 zesse erreichbar sein müssen. Dieser Use Case beschreibt die Steuerung dieser neu zu berücksichti-  
516 genden Anlagen. Der hier beschriebene Abruf ergänzt die Abrufprozess aus Redispatch 2.0 (SUC1:  
517 Duldungsfall und SUC2: Aufforderungsfall).

518

519



520

521

**Bild 22 – Übersicht des HLUC 5 Abrufprozesse**

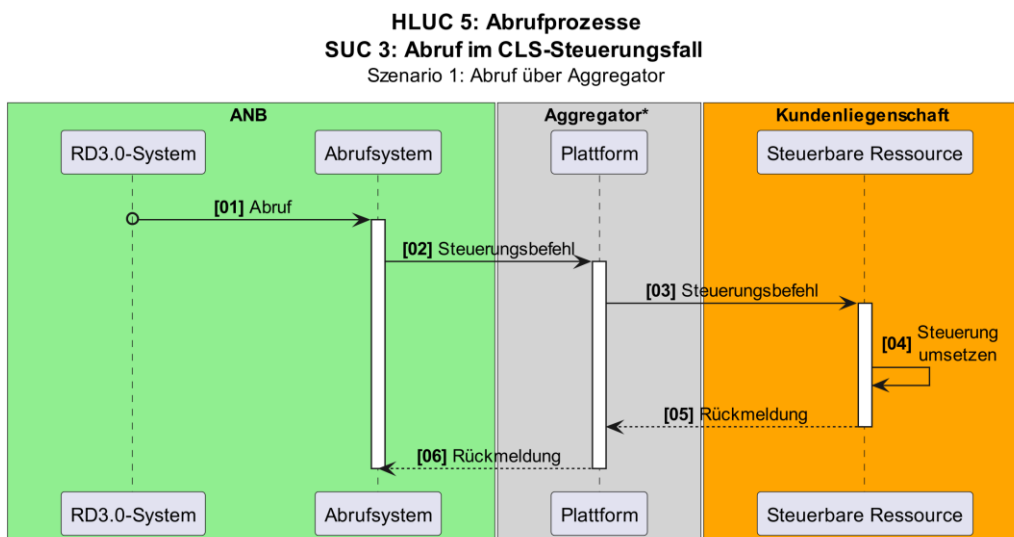
522

### 523 12.1 SUC 3 Abruf im CLS-Steuerungsfall

524 Dieser SUC beschreibt die Steuerung der Kleinanlagen. Die Steuerung geht in diesem Use Case  
525 vom ANB aus. Dieser sendet einen Steuerungsbefehl an den MSB, der den Befehl anschließend an  
526 die Steuerbare Ressource sendet. Alternativ wird der Steuerungsbefehl vom ANB an einen Aggrega-  
527 tor geschickt, der die Kleinanlagen steuert. Der Abruf über den Aggregator erfolgt beispielsweise im  
528 hybriden Redispatch marktbasierend und präventiv.

529

530

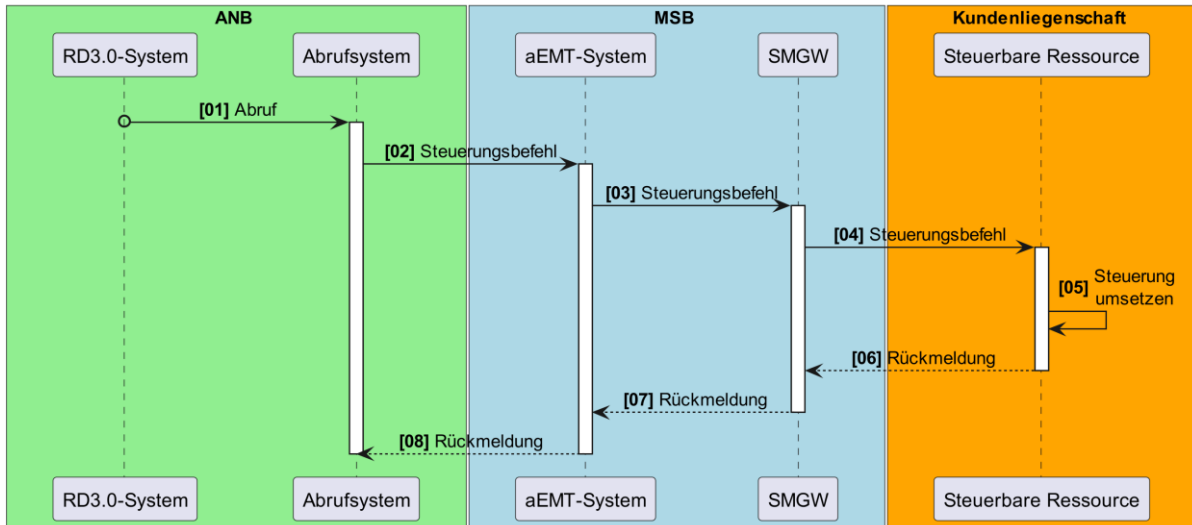


531

\*Nimmt die Rolle des EIV ein

532 **Bild 23 – Sequenzdiagramm 17: HLUC 5 SUC 3 Abruf im CLS-Steuerungsfall, Szenario 1: Abruf**  
533 **über Aggregator**

**HLUC 5: Abrufprozesse**  
**SUC 3: Abruf im CLS-Steuerungsfall**  
 Szenario 2: Abruf über Messstellenbetreiber



534

535  
536

**Bild 24 – Sequenzdiagramm 18: HLUC 5 SUC 3 Abruf im CLS-Steuerungsfall, Szenario 1: Abruf über MSB**

537

Use Case	HLUC 5 SUC 3 Abruf im CLS-Steuerungsfall
Prozessziel	Umsetzung des Steuerungsbefehls.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ANB</li> <li>■ Aggregator</li> <li>■ Kundenliegenschaft</li> <li>■ MSB</li> </ul>
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Der Aggregator des Kunden ist dem ANB bekannt.</li> <li>■ Die Maßnahmendimensionierung wurde erfolgreich durchgeführt.</li> <li>■ Eine sichere und interoperable Kommunikationsstrecke ist zwischen den Akteuren aufgebaut.</li> <li>■ Die Kommunikation zwischen ANB, Aggregator, Kundenliegenschaft und MSB ist möglich</li> </ul>
Nachbedingung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Der Steuerungsbefehl wurde durchgeführt.</li> </ul>
Akteursübergreifende Daten	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Steuerungsbefehl</li> <li>■ Rückmeldung</li> </ul>

538

## Literaturhinweise

- [1] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., "BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0: Datenaustausch-, Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse," Berlin, 2020. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Awh\\_2020-05-RD\\_2.0\\_Branchenl%C3%B6sung\\_Kerndokument.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Awh_2020-05-RD_2.0_Branchenl%C3%B6sung_Kerndokument.pdf)
- [2] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende: Anhang," 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Stufenmodell/Anhang.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Stufenmodell/Anhang.pdf?__blob=publicationFile&v=5)
- [3] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., "Flexibilisierung des Energiesystems: VDE Studie," Offenbach am Main, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/2283424/ecae13601387c8f642140f9f29d09c34/vde-studie-flexibilisierung-des-energiesystems-data.pdf>
- [4] Bundesnetzagentur, "Festlegungsverfahren zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen (BK6-20-060): Beschluss," 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-060/BK6-20-060\\_beschluss\\_vom\\_12.03.2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-060/BK6-20-060_beschluss_vom_12.03.2021.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- [5] Bundesnetzagentur, "Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen (BK6-20-061): Anlage „Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen“,“ 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-061/BK6-20-061\\_anlage\\_zum\\_beschluss.pdf;jsessionid=7F341EDCF90E58A56BB3BBA2BA45A476?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-061/BK6-20-061_anlage_zum_beschluss.pdf;jsessionid=7F341EDCF90E58A56BB3BBA2BA45A476?__blob=publicationFile&v=2)
- [6] E-Bridge Consulting GmbH, "Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign: Zielmodell für eine ergänzende marktbasierende Einbindung kleinteiliger dezentraler Flexibilität in den Redispatchprozess," Bonn, 2022. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.transnetbw.de/\\_Resources/Persistent/c/4/6/9/c469f1b0ef6bae7e7bf7260b0b22bdc29d83db0/221013\\_Bericht-Redispatch3.0\\_final1.pdf](https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/c/4/6/9/c469f1b0ef6bae7e7bf7260b0b22bdc29d83db0/221013_Bericht-Redispatch3.0_final1.pdf)
- [7] frontier economics, "Hybrides Redispatchmodell: Integration von Kleinanlagen und Optionen für den Umgang mit Marktmacht und Inc-Dec-Gaming: Eine Studie im Auftrag von TransnetBW und TenneT," [Online]. Verfügbar unter: [https://www.transnetbw.de/\\_Resources/Persistent/2/1/4/4/2144f33f644f0e00fb772377109561c30dce3b0e/2024-Frontier-Marktbasierter%20Redispatch.pdf](https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/2/1/4/4/2144f33f644f0e00fb772377109561c30dce3b0e/2024-Frontier-Marktbasierter%20Redispatch.pdf)
- [8] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., "Netzbetreiberkoordinationskonzept für Redispatch 2.0: Rahmenbedingungen für die Koordination des Redispatch 2.0," Berlin, Anwendungshilfe, 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/RD2.0\\_Netzbetreiberkoordinierungskonzept\\_NKK\\_v1.4\\_Ver%C3%B6ffentlichung.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/RD2.0_Netzbetreiberkoordinierungskonzept_NKK_v1.4_Ver%C3%B6ffentlichung.pdf)
- [9] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende: Stand der Technik," 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Stufenmodell/Stand\\_Technik.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Stufenmodell/Stand_Technik.pdf?__blob=publicationFile&v=5)
- [10] M. E. V. Segatto, H. R. de Oliveira Rocha, J. A. L. Silva, M. H. M. Paiva und do Rosário Santos Cruz, Marco António, "14 - Telecommunication Technologies for Smart Grids: Total Cost Optimization," in *Advances in Renewable Energies and Power Technologies: Volume 2: Biomass, Fuel Cells, Geothermal Energies, and Smart Grids*, I. Yahyaoui, Hg., San Diego: Elsevier Science, 2018, S. 451–478. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128131855000073>
- [11] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), "KOF Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene," Berlin, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/1769758/9004a095608f2226ab921769a94869f1/koordinierungsfunktion---hinweis-data.pdf>
- [12] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. "Smart Meter Gateway." [Online.] Verfügbar: [https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Smart-Meter-Gateway/smart-meter-gateway\\_node.html](https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Smart-Meter-Gateway/smart-meter-gateway_node.html)

VDE Verband der Elektrotechnik  
Elektronik Informationstechnik e.V.

Merianstraße 28  
63069 Offenbach am Main  
Tel. +49 69 6308-0  
[service@vde.com](mailto:service@vde.com)  
[www.vde.com](http://www.vde.com)

**VDE**