



BRANCHENLEITFADEN

**Regelleistungserbringung
durch Drittpartei-Aggregatoren
gem. § 26a StromNZV**

I.	Einleitung.....	4
II.	Grundlagen	6
1.	Rechtsgrundlagen.....	6
1.1	StromNZV.....	6
1.2	Messung nach Messstellenbetriebsgesetz.....	9
1.3	Eichrechtliche Vorgaben	10
2.	Begrifflichkeiten und Definitionen	11
3.	Beschreibung Entwicklungspfad Aggregatorenmodell.....	15
III.	Aggregator-Modell.....	16
1.	Präqualifikation der Kundenanlage (insbes. Spezifika bei Aggregator-Modell).....	16
1.1	Status quo	16
1.2	Anpassungen in Phase 1.....	17
1.3	Weitere Anpassungen in Phase 2	17
2.	Standardisierter Austausch der Wechselinformation LF/BKV/AGG zwischen ÜNB/NB.....	18
2.1	Vorbedingungen	18
2.2	Phase 1.....	18
2.3	Phase 2.....	18
2.3.1	Stammdatenaustausch – Meldeweg.....	19
2.3.2	Anmeldung	19
2.3.3	Abmeldung	20
2.3.4	Wechsel des LF/BKV.....	20
2.3.5	Wechsel des Aggregator.....	20
2.3.6	Wechsel der Bewirtschaftungsform.....	21
2.3.7	Sperren bzw. Einschränkungen durch Dritte/Einbeziehung NB	21
3.	Mengenermittlung und Bilanzkreisrekorrktur	21
3.1	Grundlegende Anforderungen an den Datenaustausch beim Regelleistungsabruf.....	21
3.1.1	Anforderungen bezüglich prognoserelevanter Daten (LF).....	22
3.1.2	Anforderungen bezüglich bilanzierungsrelevanter Daten(BKV).....	22
3.1.3	Anforderungen bezüglich abrechnungsrelevanter Daten	23
3.2	Ausgestaltung der Datenbereitstellung	23
3.2.1	Ausführung der Datenerfassung	24
3.2.2	Datenbereitstellung im Falle der Onlinebewirtschaftung	25
3.2.3	Datenbereitstellung im Falle fehlender Onlinebewirtschaftung	26
3.3	Rampen	26

3.4	Plausibilitätsprüfungen durch die ÜNB.....	29
3.5	Durchführung MaBiS-Prozess zur Bilanzkreiskorrektur in Phase 2	31
3.6	Clearingprozess	32
4.	Zusätzliche Verbesserungen Fahrplanaustausch in Phase 1 bis zur Implementierung des Zeitreihenprozesses in Phase 2.....	33
4.1	Umsetzungsfrist zur operativen Durchführung.....	33
4.2.	Ersetzen der BKV-Bestätigung durch eine Lieferantenbestätigung.....	34
4.3	Bestätigung des Aggregators zur Sicherstellung der Abwicklung	35
4.4	Energieaustausch-Fahrplan zur Vermeidung von regelleistungsbedingten Bilanzabweichungen	35
4.5	Aufwandsentschädigung des BKV für die Mitwirkung.....	36
5.	Abwicklung Energiemengen ggü. Kunden	37
5.1	Ausgestaltung des „corrected-model“.....	37
5.2	Berücksichtigung von Steuern, Umlagen und Abgaben im „corrected-model“	37
5.3	Abrechnungsrelevante Datensätze/ Nachvollziehbarkeit durch den Kunden/Transparenz der Abrechnung	38
5.4	Berücksichtigung administrative Kosten „angemessene Vergütung“	38
5.5	Eichrechtliche Kompatibilität	39
5.6	Versorgerstatus im Dreiecksverhältnis Letztverbraucher, Lieferant, Aggregator	40
6.	Umgang mit Nachholeffekten.....	40
6.1	Grundsätzliches zu den Nachholklassen und der Definition des Nachholeffektes	40
6.2	Entwicklungspfad zum Umgang mit der Nachholung.....	40
6.3	Vorgesehene Nachholklassen in Phase 2.....	42
6.3.1	Nachholklasse 1 (keine Nachholung)	42
6.3.2	Nachholklasse 2 (Nachholung)	43
6.3.3	Nachholklasse 3 (12-Stunden-Nachholung)	44
6.4	Weitere wissenschaftliche Begleitung des Themas Nachholeffekte	44
IV.	Ausblick	45

1 I. Einleitung

2 Dieses Dokument enthält die Ergebnisse, auf die sich die aufgeführten Stakeholder im Rahmen
3 eines vom Bundeswirtschaftsministerium und von der Bundesnetzagentur begleiteten
4 Dialogprozesses von März 2016 bis November 2016 verständigt haben.

5
6 Ausgangspunkt war ein Verbändeworkshop der Bundesnetzagentur vom 14. März 2016, in dem
7 die betroffenen Kreise aufgefordert wurden, einen Vorschlag zur standardmäßigen Integration
8 der lieferantenunabhängigen Aggregatorenfunktion im Bereich der Regelleistung zu erarbeiten,
9 der die Themen Baseline, Informationsaustausch, Rolle der ÜNB, Prozessbeschreibung und
10 Anpassungsbedarf bestehender Regelungen abdeckt.

11
12 Für die Ausgestaltung wurden dabei von der Bundesnetzagentur folgende Prämissen unter
13 Berücksichtigung der inzwischen mit dem Strommarktgesetz erfolgten Einführung des
14 § 26a StromNZV vorgegeben:

- 15 ● Eignung des Lösungsvorschlags für die Bereitstellung von positiver wie negativer
16 Regelleistung
- 17 ● Keine Abwicklung über regulierte Preise oder Preisformeln im Verhältnis Aggregator zu
18 Lieferant
- 19 ● Kein Inkasso zwischen Lieferant und Aggregator
- 20 ● Keine Offenlegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen
- 21 ● Kein über die gesetzlichen Regelungen hinausgehender Eingriff in die Vertragsfreiheit
- 22 ● Jeder Marktakteur hat sein Risiko selbst zu tragen (faire Risikoallokation)

23 Grundsätzliches Ziel des Stakeholderverfahrens

24
25 Das vorliegende Dokument beschreibt ausschließlich den Fall der SRL- und MRL-Bereitstellung
26 über Drittpartei-Aggregatoren. Das hier dargestellte Modell wird von den Stakeholdern
27 ausschließlich für diese Fallkonstellation vorgeschlagen. Dies gilt insbesondere für die skizzierte
28 Phase 2. Modelle für andere Fallkonstellationen sind daher in einem gesonderten Prozess zu
29 formulieren.

30 Interims- und Ziellösung

31 Auf Basis der genannten Prämissen fanden fünf Arbeitssitzungen der betroffenen Kreise statt, in
32 denen sich die Stakeholder auf die im Folgenden beschriebene Interimslösung sowie die
33 Ablösung durch eine ebenfalls beschriebene Ziellösung spätestens zum 01.01.2020 verständigt
34 haben. Da die Begriffe Interims- und Zielmodell aktuell durch die Fortentwicklung der
35 Marktkommunikation zur Umsetzung des Messstellenbetriebsgesetzes geprägt sind, verwendet
36 dieses Dokument in der Folge zum besseren Verständnis und zur Abgrenzung die Begriffe Phase 1
37 (für die Interimslösung) und Phase 2 (für die Ziellösung). Die für die Ziellösung aufgezeigten
38 Lösungsansätze stehen dabei unter dem Vorbehalt der Änderung. Derzeit sind viele
39 energiewirtschaftliche Abläufe einer starken Veränderung ausgesetzt. Diese Veränderungen
40 wirken sich auf die Ziellösung aus und sind zu berücksichtigen. Dazu zählt auch die
41 Weiterentwicklung des Regelleistungsmodells insgesamt. Auch die Umsetzung des
42 Messstellenbetriebsgesetzes und die damit verbundene Weiterentwicklung der

1 Marktkommunikation insgesamt führen zu einem starken Wandel, dessen Ausgang in
2 Grundzügen, aber nicht im Detail absehbar ist. Gleiches gilt für die Vorgaben des
3 Bilanzkreismanagements und der Fahrplanabwicklung (Überarbeitung Standard-
4 Bilanzkreisvertrag). Zusätzlich muss auch die Entwicklung der Anforderungen an die
5 Verteilernetzbetreiber und auch die verstärkte Teilnahme von „Kleinkundenanlagen“ in Phase 2
6 berücksichtigt werden. All diesen Entwicklungen ist gemein, dass ihr Ergebnis nur grob aber nicht
7 in der konkreten Ausgestaltung absehbar ist. Ihnen muss bei der näheren Ausgestaltung von
8 Phase 2 Rechnung getragen werden.

9 Die hier dargestellte Phase 2 ist dabei als Ausgestaltung auf aktuellem Wissensstand, nicht als
10 unveränderliche Festlegung zu betrachten. Die Detail-Ausgestaltung, insbesondere die
11 detaillierten Aufgaben einzelner Marktrollen als auch die damit verbundenen Detail-Prozesse,
12 Fristen und Formate sind im geeigneten Rahmen und Forum noch mit allen Betroffenen zu
13 diskutieren und festzulegen. So sind beispielsweise generelle Weiterentwicklungen der
14 Regelleistungsmärkte, gesetzliche/regulatorische Änderungen oder andere relevante
15 Änderungen bei der Ausgestaltung von Phase 2 zu berücksichtigen.

16 Regelleistung/Flexibilität allgemein betreffende Themen

17 Das dargestellte Modell für Drittpartei-Aggregatoren forciert auch die Regelleistungserbringung
18 aus Kleinanlagen, die unter anderem in den Verteilernetzen angeschlossen sind. Dies kann
19 Verteilernetze vor physikalische Probleme stellen, die zum Beispiel durch Gleichzeitigkeiten und
20 mangelnde Eingriffsmöglichkeit des Verteilernetzbetreibers bedingt sind. Diese Problematik ist
21 allerdings auch bei anderen Arten der Regelleistungs- oder Flexibilitätsvermarktung im
22 Verteilernetz denkbar. Sie ist daher nicht einzig für die Regelleistungsvermarktung durch
23 Drittpartei-Aggregatoren zu lösen. Die Festlegungen und Vorschläge dieses Dokuments
24 ermöglichen daher grundsätzlich, dass später an anderer Stelle für Regelleistungs- und
25 Flexibilitätsvermarktung allgemein getroffene Entscheidungen, zum Beispiel zu
26 Eingriffsmöglichkeiten des Verteilernetzbetreibers, berücksichtigt werden können.

27 Ausschluss zeitgleicher Eingriffe auf die TE durch Lieferanten/BKV oder andere Aggregatoren

28 Der Aggregator ist im Zuschlagszeitraum exklusiv berechtigt, steuernd auf die TE einzugreifen.
29 Konstellationen, in denen auch zum Beispiel der Lieferant bzw. BKV oder andere Aggregatoren
30 steuernd in die TE eingreifen kann, sind von dem Aggregator-Modell für
31 Regelleistungserbringung nicht dargestellt und benötigen ggf. eine individuelle Ausgestaltung.

32 Zur Entstehung dieses Dokuments

33 Dieser Entwurf wurde auf Basis der Ergebnisse der Arbeitssitzungen durch eine
34 marktrollenübergreifende Redaktionsgruppe erstellt und in der Finalversion mit allen
35 aufgeführten Stakeholdern abgestimmt. Für die Umsetzung der hier dargestellten Phasen 1 und
36 2 sind ggf. Änderungen und Anpassungen bisheriger Regeln erforderlich. Es wird unterstellt, dass
37 die entsprechenden Anpassungen ggf. durch Festlegungen der Bundesnetzagentur erfolgen,
38 soweit sie in deren Verantwortungsbereich liegen. An welcher Stelle eine Anpassung aus Sicht
39 der Stakeholder erforderlich ist, wird an der jeweiligen Stelle im Dokument kenntlich gemacht.

1 II. Grundlagen

2 1. Rechtsgrundlagen

3 Zum besseren Verständnis der vorliegenden Umsetzungsvorschläge für das Aggregatorenmodell
4 im Regelleistungsbereich werden nachfolgend die dem Modell zugrunde liegenden
5 Rechtsgrundlagen umrissen. Für die Dienstleistungen, die Aggregatoren erbringen, gelten im
6 Zusammenhang mit der Erbringung von Regelleistung die allgemeinen Regelungen (EnWG,
7 StromNZV und darauf basierende Festlegungen). Dies gilt sowohl für Aggregatoren, welche nicht
8 gleichzeitig Lieferant bzw. BKV des betreffenden Letztverbrauchers sind¹, wie auch für
9 Aggregatoren, die die Dienstleistung als Lieferant bzw. BKV des Letztverbrauchers erbringen.²
10 Bis auf wenige Ausnahmen - wie die neu geschaffene Regelung in § 26a StromNZV - gelten für
11 die Erbringung oder Bündelung von Regelleistung bisher also keine rechtlichen
12 Sonderregelungen. Das hier beschriebene Aggregatorenmodell fügt sich in den bestehenden
13 Rechtsrahmen ein – sofern Anpassungen der Regelungen in Gesetz bzw. Verordnung für
14 erforderlich gehalten werden, werden diese im Dokument explizit dargestellt und begründet.

15 1.1 StromNZV

16 Das am 30. Juli 2016 in Kraft getretene Strommarktgesetz regelt in einem neuen § 26a StromNZV
17 Eckpunkte für die Tätigkeit von Drittpartei-Aggregatoren im Regelleistungsbereich und
18 konkretisiert erstmals die Rechte und Pflichten der Beteiligten bei der Erbringung von
19 Regelleistung. Danach haben der Lieferant, der Bilanzkreisverantwortliche und der Betreiber von
20 Übertragungsnetzen einem Letztverbraucher auf sein Verlangen die Erbringung von
21 Minutenreserve oder Sekundärregelung über einen anderen Bilanzkreis gegen angemessenes
22 Entgelt zu ermöglichen. Der andere Bilanzkreis kann z.B. der Bilanzkreis eines auf
23 Lastmanagement spezialisierten Dienstleisters (wie eines Drittpartei-Aggregators) sein. Die
24 Vorschrift thematisiert dabei Informationsrechte und -pflichten und sieht Entschädigungen vor.
25 Der Lieferant soll so gestellt werden, als habe der in die Erbringung von Regelleistung
26 resultierende Eingriff nicht stattgefunden. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat dafür den auch
27 europäisch verwendeten Begriff „corrected model“ aufgegriffen.

28 § 26a (StromNZV) Erbringung von Regelleistung durch Letztverbraucher

29 (1) Lieferanten, Bilanzkreisverantwortliche und Betreiber von Übertragungsnetzen stellen sicher, dass einem
30 Letztverbraucher mit Zählerstandsgangmessung oder viertelstündiger registrierender Lastgangmessung auf sein
31 Verlangen hin die Erbringung von Minutenreserve oder Sekundärregelung über einen anderen Bilanzkreis gegen
32 angemessenes Entgelt ermöglicht wird. Hierzu sind Regelungen über den Austausch der erforderlichen
33 Informationen zwischen den Beteiligten sowie die Bilanzierung der Energiemengen zu treffen. Der Lieferant kann
34 die Erbringung von Minutenreserve und Sekundärregelung über einen anderen Bilanzkreis nach Satz 1 mit
35 ausdrücklicher Zustimmung des Letztverbrauchers vertraglich ausschließen.

36 (2) Das Entgelt nach Absatz 1 ist angemessen, wenn es den Lieferanten und den Bilanzkreisverantwortlichen,
37 dessen Bilanzkreis der Letztverbraucher zugeordnet ist, wirtschaftlich so stellt, wie sie ohne die Erbringung von
38 Regelleistung durch den Letztverbraucher stünden.

39 (3) Die Anforderungen nach Absatz 1 gelten bei Neuverträgen ab dem 30. Juli 2016, im Übrigen ab dem 1. Januar
40 2018.

¹ Hier genannt Drittpartei-Aggregator, vgl. Definitionen (Kapitel II.2).

1 Der Anwendungsbereich ist dem Wortlaut nach auf Letztverbraucher mit
2 Zählerstandgangmessung und registrierender Leistungsmessung beschränkt. Die
3 Anforderungen nach Absatz 1 gelten, wenn neue Verträge nach Inkrafttreten des
4 Strommarktgesetzes geschlossen wurden. Generell - also auch für Bestandsverträge - gelten sie
5 ab dem 1. Januar 2018.³

6 Die Vorschrift ist damit anwendbar für alle Letztverbraucher, die mit einem intelligenten
7 Messsystem ausgestattet sind. Dies ergibt sich aus § 55 Abs.1 Nr.2 MsbG, wonach die Messung
8 der entnommenen Elektrizität in diesem Fall unabhängig von dem Jahresverbrauchswert durch
9 eine Zählerstandgangmessung zu erfolgen hat.

10 Wollen Letztverbraucher, die diese Voraussetzungen erfüllen, ihre Lastmanagementpotenziale
11 als Regelleistung beispielsweise durch einen Aggregator vermarkten, sollen sie durch den
12 rechtlichen Rahmen nicht gehemmt werden. Nach der Gesetzesbegründung liegt der Regelung
13 dieser Kerngedanke zugrunde.

14 Damit grenzen sowohl der Wortlaut der Regelung als auch die amtliche Begründung den
15 Anwendungsbereich auf den Letztverbraucher ein. Klargestellt ist damit, dass „reine“ Erzeuger
16 von der Regelung des § 26a StromNZV nicht erfasst sind. Zu der Frage, wann ein
17 Nettostromverbrauch einer Erzeugungsanlage zugerechnet wird, existiert dabei eine
18 umfangreiche Rechtsprechung, auf die hier nicht vertiefter eingegangen wird.

19 Zu unterscheiden ist davon die Fallkonstellation, dass ein Letztverbraucher Erzeugungsanlagen
20 als Eigenversorgungsanlagen betreibt. Der Begriff des Letztverbrauchers ist in § 3 Nr. 25 EnWG
21 als eine natürliche oder juristische Person definiert, die Energie für den eigenen Verbrauch
22 einkauft.⁴ Es geht hierbei folglich um Fälle, in denen die Letztverbrauchereigenschaft nach dem
23 EnWG bejaht werden kann, die technische Einheit als solche aber keine
24 „Letztverbrauchseinheit“ ist.

25 Die Anwendbarkeit des Aggregatorenmodells für diese Konstellationen wird angenommen –so
26 ist auch in den Fällen, in denen sowohl Letztverbraucher als auch Erzeuger über einen
27 gemeinsamen Zählpunkt bilanziert werden, der Bilanzkreis für die Drittvermarktung der
28 Letztverbrauchseinheiten zu öffnen.

29 Der Lieferant kann darüber hinaus die Möglichkeit der Erbringung von Minutenreserve und
30 Sekundärregelung durch den Letztverbraucher über einen anderen Bilanzkreis vertraglich
31 ausschließen. Voraussetzung ist die ausdrückliche Zustimmung des Letztverbrauchers.

32 Einbeziehung von Erzeugern

33 Um den Zugang zum Regelleistungsmarkt eindeutig für Erzeugungs- wie für Verbrauchsanlagen
34 zu regeln, wird empfohlen, eine rechtliche Klarstellung zur Begrifflichkeit des Letztverbrauchers
35 herbeizuführen. Ob die wesentlichen Bestandteile des Aggregatorenmodells für reine
36 Erzeugungsanlagen gleichermaßen anwendbar sind, ist nicht Gegenstand des
37 Branchenleitfadens. Eine Klärung hierüber sollte durchgeführt werden.

³ Zur Klarstellung: Die Regelungen bzw. nachgelagerten Festlegungen dieses Branchenleitfadens greifen dabei nur für Lieferverträge, die nach einer solchen Festlegung geschlossen werden.

⁴ Die Definition in § 2 Nr.8 MsbG unterscheidet sich insofern, als dort der Bezug (statt dem Kauf) von Energie als Tatbestandsmerkmal enthalten ist.

1 **Die folgende Ausführung betrifft keine Festlegungen, die im Rahmen des Aggregator-Modells**
2 **zu klären sind, sondern die allgemein das Design der Regelleistungsmärkte betreffen:**

3 *In jedem Fall sollte jedoch vermieden werden, dass (durch die Streichung des § 26 Abs.3*
4 *StromNZV alte Fassung) bereits für den Regelleistungsmarkt präqualifizierte Erzeugungsanlagen*
5 *nun auf Basis der Anpassungen der StromNZV aus dem Regelleistungsmarkt ausgeschlossen*
6 *werden.*

7 **Festlegungsbefugnis der BNetzA nach § 27 StromNZV**

8 Der neue § 27 Abs.1 Nr. 23 StromNZV regelt die Festlegungskompetenz der
9 Regulierungsbehörde zur weiteren Konkretisierung des § 26a StromNZV. Die BNetzA kann
10 danach vor allem folgende Punkte durch eine Festlegung verbindlich regeln:

- 11 ● Austausch der erforderlichen Informationen zwischen den Beteiligten
- 12 ● Bilanzierung der Energiemengen
- 13 ● Entgelte für Lieferanten und Bilanzkreisverantwortliche
- 14 ● Übergangsbestimmungen

15 Dabei kann die Behörde pauschale Entgelte vorsehen, die sachgerecht und angemessen sind,
16 aber nicht alle Details des Einzelfalls abbilden müssen. Sie müssen grundsätzlich den Eingriff für
17 die Betroffenen kompensieren und daher auch administrative Mehrkosten und ggf. auftretende
18 Nachholeffekte abbilden können, wobei bei den Nachholeffekten auch der Wert Null angesetzt
19 werden kann.

20 § 27 (StromNZV) Festlegungen der Regulierungsbehörde

21 *(1) Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes*
22 *genannten Zwecke kann die Regulierungsbehörde unter Beachtung der Anforderungen eines sicheren*
23 *Netzbetriebs Entscheidungen durch Festlegungen nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen*

24 *[Nr. 1.-22.] ...*

25 *Nr. 23. zu den Regelungen bei der Erbringung von Regelleistung durch einen Letztverbraucher nach § 26a; dabei*
26 *kann sie insbesondere Festlegungen treffen*

27 *a) zum Austausch der erforderlichen Informationen zwischen den Beteiligten,*

28 *b) zur Bilanzierung der Energiemengen,*

29 *c) zum angemessenen Entgelt für Lieferanten, wobei sie auch pauschale Entgelte festlegen kann; sie kann*
30 *insbesondere festlegen, dass das Entgelt angemessen ist, wenn*

31 *1. der durch die Erbringung von Regelleistung zum Zeitpunkt der Erbringung durch den Letztverbraucher nicht*
32 *verbrauchte Strom so abgerechnet wird, als ob er geliefert worden wäre, und*

33 *2. der durch die Erbringung von Regelleistung zum Zeitpunkt der Erbringung durch den Letztverbraucher mehr*
34 *verbrauchte Strom so abgerechnet wird, als ob er nicht geliefert worden wäre, und*

35 *3. das Entgelt einen erhöhten administrativen Aufwand des Lieferanten berücksichtigt,*

36 *d) zum angemessenen Entgelt für Bilanzkreisverantwortliche, wobei sie insbesondere für den Fall, dass die zum*
37 *Zeitpunkt der Erbringung von Regelleistung verursachten Bilanzkreisabweichungen dem*
38 *Bilanzkreisverantwortlichen bilanziell ausgeglichen werden, festlegen kann, dass pauschale Entgelte angemessen*
39 *sind; sie kann insbesondere festlegen, dass das Entgelt angemessen ist, wenn nur ein erhöhter administrativer*
40 *Aufwand des Bilanzkreisverantwortlichen berücksichtigt wird,*

1 e) zu zusätzlichen Entgelten für Lieferanten und Bilanzkreisverantwortliche für Abweichungen im
2 Verbrauchsverhalten der Letztverbraucher nach der Regelleistungserbringung, wenn diese Abweichungen durch
3 die Regelleistungserbringung verursacht sind; hierbei kann sie insbesondere festlegen, dass diese Entgelte null
4 sind; resultiert aus der Festlegung zu zusätzlichen Entgelten eine unbillige Härte für den Lieferanten oder
5 Bilanzkreisverantwortlichen, haben sie ein Sonderkündigungsrecht,

6 f) zu Übergangsbestimmungen.

7 [(2)-(4)] ...

8 **Auswirkungen für das Aggregatorenmodell**

9 § 26a StromNZV umschreibt die Einhaltung von Anforderungen, für die es bisher keine
10 Standardprozesse gibt. So ist der erforderliche Informationsaustausch zwischen den
11 Marktpartnern zu regeln und die Umsetzung der Bilanzierung der Energiemengen im
12 Zusammenhang mit der Regelleistungserbringung zu klären. Beides bildet die Voraussetzung
13 dafür, dass die Erbringung überhaupt korrekt vollzogen werden kann. Die Regelungen und ihre
14 Umsetzung müssen für alle Beteiligten, also insbesondere für den Lieferanten und den
15 Bilanzkreisverantwortlichen, aber auch für den Dienstleister (wie den Aggregator), den
16 Übertragungsnetzbetreiber und den Letztverbraucher plan- und zumutbar und hinreichend
17 nachvollziehbar sein.

18 **1.2 Messung nach Messstellenbetriebsgesetz**

19 Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) enthält wesentliche Anforderungen an die Abwicklung
20 und Durchführung der Messung und die Mess-, Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur
21 vor allem im Strombereich. Damit ist das MsbG auch für die Umsetzung der in
22 §§ 26a, 27 StromNZV verorteten Rechtsgrundlagen von grundlegend hoher Relevanz. Ob bzw. in
23 welchem Umfang das Gesetz „hinter dem Zähler“ in Kundenanlagen Anwendung findet, ist nicht
24 eindeutig geregelt und kann sich nur aus dem Zusammenhang verschiedener Normen des
25 Gesetzes ergeben. Eine ausdrückliche Klarstellung fehlt, soweit es sich nicht um einen Zählpunkt
26 im Sinne der Marktkommunikation handelt.

27 Die Einbauverpflichtung hinsichtlich intelligenter Messsysteme betrifft gem. § 29 Abs.1 S.1 MsbG
28 Messstellen an Zählpunkten von Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von über
29 6.000 Kilowattstunden und Letztverbrauchern mit einer § 14a EnWG-Vereinbarung. Bei EEG- und
30 KWKG-Anlagen ist eine Einbaupflicht bei Anlagen mit einer installierten Leistung ab 7 kW
31 gegeben. Unterhalb dieser Grenzen findet ein Einbau optional durch den grundzuständigen oder
32 auf freiwilliger Basis durch einen vom Anschlussnutzer (bzw. im Fall des § 6 MsbG ab 2021 durch
33 den Anschlussnehmer) wettbewerblich gewählten Messstellenbetreiber statt.

34 Festhalten lässt sich, dass das MsbG in den Fällen keine Wirkung entfaltet, in denen an der
35 technischen Einheit, die am Regelleistungsmarkt teilnimmt, keine Messeinrichtung vorhanden
36 ist. Dies gilt ebenfalls, sofern keine Einbaupflicht an der technischen Einheit besteht
37 (beispielsweise aufgrund der Anwendung des § 14a EnWG oder bei einer Erzeugungsanlage
38 aufgrund des Erreichens der Grenze der installierten Leistung) oder keine
39 Anbindungsverpflichtung an ein existentes intelligentes Messsystem durch das Gesetz vorliegt.

40 Eine solche Einbaupflicht wäre zudem von der technischen Umsetzbarkeit und der Feststellung
41 der Eignung für das Einsatzgebiet durch das BSI abhängig. Solange am Markt keine intelligenten
42 Messsysteme verfügbar sind, die die Präqualifikationsanforderungen (für den

1 Regelleistungseinsatz) erfüllen, scheidet eine Einbauverpflichtung nach dem MsbG aus (so auch
2 Bundestagsbeschluss in BT-Drs. 18/8919 Nummer 1.k). Insofern orientiert sich bis dato die
3 eingesetzte Mess-, Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur der technischen Einheit bei
4 der Regelleistungserbringung an den Vorgaben der ÜNB, die im Rahmen des
5 Präqualifikationsverfahrens vorgegeben sind und weiter unten hinsichtlich etwaiger
6 Modifizierungen dargestellt werden, sowie den in diesem Verfahren abgestimmten
7 Qualitätsanforderungen. Sofern eine technische Lösung die Messung und Steuerung einer
8 technischen Einheit auf dem Regelleistungsmarkt über ein Gateway (mit angeschlossener
9 Steuerbox) zulässt, sollte eine entsprechende gesetzliche Festlegung als Mindeststandard
10 erfolgen. Es wird empfohlen, eine entsprechende gesetzliche Klarstellung in das
11 Messstellenbetriebsgesetz aufzunehmen.

12 Können die am Markt angebotenen und vom BSI zertifizierten intelligenten Messsysteme
13 konkrete technische Vorgaben für die Regelleistungserbringung erfüllen und werden sie an ein
14 Smart-Meter Gateway angebunden, führt dies zudem zu entsprechendem Anpassungsbedarf der
15 nachfolgend dargestellten Prozesse.

16 Dies gilt beispielsweise für die Meldewege. Durch das Messstellenbetriebsgesetz soll die
17 Datenübermittlung perspektivisch nach den §§ 60 ff. MsbG sternförmig erfolgen und aus dem
18 Smart-Meter Gateway und damit vom Messstellenbetreiber den berechtigten Marktteilnehmern
19 direkt zur Verfügung gestellt werden. Dementsprechend werden die durch intelligente
20 Messsysteme erhobenen Messdaten künftig nicht mehr wie heute über die
21 Verteilernetzbetreiber plausibilisiert und verteilt, sondern vom Messstellenbetreiber. Zudem
22 erfolgt in diesem Fall die Aggregation der Bilanzkreisdaten (vgl. § 67 Abs.1 Nr.6 MsbG) durch den
23 Übertragungsnetzbetreiber. Die Umsetzung der sternförmigen Kommunikation setzt allerdings
24 die Änderung der bestehenden Festlegungen voraus und wird voraussichtlich nicht vor dem
25 01.01.2020 greifen. Die Bundesnetzagentur wird Gebrauch von der Nutzung eines
26 Übergangsregimes machen, das die bestehenden Kommunikationswege und Prozesse bis zu
27 diesem Zeitpunkt beibehält. Die von den Stakeholdern hier entwickelte Lösung für Phase 1 geht
28 dabei vom Status Quo und der heutigen Kettenkommunikation (und dem Interimsmodell zum
29 Messstellenbetriebsgesetz) aus. Demgegenüber soll Phase 2 bei der Umsetzung der
30 sternförmigen Marktkommunikation im Zielmodell des Messstellenbetriebsgesetzes
31 berücksichtigt werden.

32 **1.3 Eichrechtliche Vorgaben**

33 Das Mess- und Eichgesetz (Mess- und EichG) und die Mess- und Eichverordnung (Mess- und
34 EichVO) sehen Vorgaben für die Messung und Eichung im Energiebereich vor. Die Messung von
35 Elektrizität und die Verwendung der Geräte und der Messwerte im geschäftlichen oder amtlichen
36 Verkehr ist über § 1 Abs.1 Nr. 6 und Abs.2 Mess- und EichVO erfasst. Dabei gilt der Grundsatz,
37 dass Messwerte, die mit einer gesetzlichen Einheit multipliziert in Rechnung gestellt werden, mit
38 einem Messgerät bestimmt werden müssen, das den Anforderungen des Mess- und Eichgesetzes
39 und der Mess- und Eichverordnung entspricht.

40 Vollständige Ausnahmen von den Vorgaben enthält das Gesetz nur in wenigen Bereichen so z.B.
41 für die Telekommunikation. Ausnahmen, die das Mess- und Eichgesetz und die Mess- und
42 Eichverordnung vorsehen z.B. für die Messung von Leistungen zwischen gleichrangigen

1 Unternehmern (§ 2 Mess- und EichVO), für die Messung zu reinen Informationszwecken oder für
2 die Messung von Großanlagen (§ 5 Mess- und EichVO) gelten grundsätzlich auch bei der
3 Erbringung von Regelleistung.

4 Eichrechtlich ist beim Aggregatorenmodell insbesondere die Frage von Relevanz, welche
5 Anforderung an einen zusätzlichen „Saldierungsposten“ im Rahmen der Lieferantenabrechnung
6 gegenüber dem Kunden zu stellen ist. Da diese Frage eng mit dem „corrected model“
7 zusammenhängt, wird darauf in Kapitel III.5.5. detaillierter eingegangen.

8 **2. Begrifflichkeiten und Definitionen**

9 Im Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt sind ggf. Ergänzungen
10 bei den beschriebenen Rollen erforderlich. Entscheidend ist dabei, ob die im Rollenmodell
11 beschriebenen Rollen für die Beschreibung der Marktprozesse bzw. für die Marktkommunikation
12 im Aggregatorenmodell ausreichend präzise beschrieben sind oder ob zusätzliche Rollen
13 hinzugefügt werden müssten. Zu prüfen wäre hierbei, ob künftig eine zusätzliche Rolle oder
14 ergänzende Funktionalitäten eines Flexibilitätsvermarkters (sowohl für die erzeugungsseitige wie
15 nachfrageseitige Vermarktung) oder Aggregators zu beschreiben wären.

16 Aktuell werden im Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt
17 folgende Definitionen⁵ verwendet:

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	BKV	Der Bilanzkreisverantwortliche ist in Marktgebieten oder Regelzonen für den energetischen und finanziellen Ausgleich seiner Bilanzkreise verantwortlich.
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 nach Standardlastprofil bzw. von nach registrierender Leistungsmessung bilanzierten

⁵ Vgl. Rollenmodell, abrufbar unter [https://bdew.de/internet.nsf/id/5013C4276867F126C1257F720055FF1D/\\$file/2016-08-23_Anwendungshilfe_Rollenmodell-MAK_v1.1_end.pdf](https://bdew.de/internet.nsf/id/5013C4276867F126C1257F720055FF1D/$file/2016-08-23_Anwendungshilfe_Rollenmodell-MAK_v1.1_end.pdf)

		Marktlokationen.
Messstellenbetreiber	MSB	Der Messstellenbetreiber ist verantwortlich für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Geräten, die an der Messlokation für die Ermittlung und Übermittlung von Messwerten notwendig sind. Darüber hinaus ist der Messstellenbetreiber verantwortlich für die Ablesung von Geräten, welche an einer Messlokation zur Ermittlung und Übermittlung von Messwerten notwendig sind.
Netzbetreiber	NB	Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Durchleitung und Verteilung von Elektrizität oder Gas sowie für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau seines Netzes. Der Netzbetreiber hat an seinem Netzgebiet Marktlokationen und Messlokationen direkt angeschlossen. Der Netzbetreiber verwaltet die Stammdaten dieser Lokationen und erstellt abrechnungs- und bilanzierungsrelevante Bewegungsdaten zu diesen. Zusätzlich ist der Netzbetreiber verantwortlich für die Verwaltung der diesen Objekten zugeordneten Rollen. Der Netzbetreiber aggregiert und allokiert die Bewegungsdaten als Basis für die Bilanzkreisabrechnung.
Übertragungsnetzbetreiber	ÜNB	Der Übertragungsnetzbetreiber ist ein Betreiber eines Netzes, das regelzonen- und grenzüberschreitende Verbindungen in andere Übertragungsnetze aufweist. Der Übertragungsnetzbetreiber ist zuständig für die Systemsicherheit.

- 1 Auf eine konkrete Beschreibung der Rolle eines Aggregators oder Flexibilitätsvermarkters im
- 2 Sinne des Rollenmodells kann hier verzichtet werden, da dies sinnvollerweise (sofern
- 3 erforderlich) bei der Erarbeitung der MaBIS 3.0 in Phase 2 gemeinsam mit dem Zielmodell des
- 4 Messstellenbetriebsgesetzes, der Ausgestaltung entsprechender Prozesse und mit der finalen
- 5 Konkretisierung der hier vorgeschlagenen Regelungen erfolgen sollte.

1 Der Aggregator (s. auch Definition Drittpartei-Aggregator) im Sinne diese Dokuments nimmt die
2 Marktrolle eines BKV bezüglich der von ihm vermarkteten TEs in dem in diesem Dokument
3 beschriebenen Umfang ein.

4 Weiterhin wird klargestellt, dass alle teilnehmenden Markttrollen bzw. Marktakteure umfänglich
5 ausgestaltet werden sollen. Dies bedeutet, dass z.B. der Lieferant und Aggregator alle Aufgaben
6 und Funktionen (z.B. GPKE, MaBiS, Bilanzkreisvertrag etc.) ausfüllen und nicht nur diejenigen, die
7 sich aus dem Aggregator-Modell ergeben.

8 Im weiteren Dokument werden zudem folgende Definitionen verwendet:

9 **Abrufleistung (Sollwert ÜNB):** *Der Leistungswert, der vom Anforderer an den Bereitsteller*
10 *während des Abrufzeitraums übermittelt wird. Dies ist der Sollwert vom ÜNB an den*
11 *Regelleistungsanbieter (z.B. Aggregator).*

12 **Abrufleistung (Sollwert Aggregator):** *Der Leistungswert, der vom Anforderer an den Bereitsteller*
13 *während des Abrufzeitraums übermittelt wird. Dies ist der vom Regelleistungsanbieter ggf.*
14 *aufgeteilte und an die einzelne TE weitergegebene Sollwert.*

15 **Abrufzeitraum ÜNB:** *Zeitraum, in dem ein Sollwert vom anfordernden ÜNB vorliegt. Dieser kann*
16 *unabhängig vom Viertelstundenraster erfolgen.*

17 **Abrufzeitraum Aggregator:** *Zeitraum, in dem ein Sollwert vom anfordernden Aggregator für eine*
18 *TE vorliegt. Zusätzlich wird die auf diesen Zeitraum folgende Viertelstunde in den Abrufzeitraum*
19 *einbezogen. Der Zeitraum umfasst immer komplette Viertelstunden.*

20 **Arbeitspunkt:** *Der im Rahmen von Regelleistungsabrufen geplante oder anzunehmende*
21 *Leistungspunkt, wobei sich aus den Punkten insgesamt der Leistungsverlauf ergibt. Die konkrete*
22 *Bestimmung des Arbeitspunkts richtet sich jeweils nach den standardisierten*
23 *Anbieteranforderungen (beim SRL-Pool beispielsweise nach den „Anbieteranforderungen SRL-*
24 *Poolkonzept“ TransmissionCode 2007; Anhang D2 Teil 2). Der Arbeitspunkt gilt beim*
25 *Regelleistungsabruf als Baseline.*

26 **Baseline:** *Die Baseline ist der anzunehmende Leistungsverlauf, wenn kein Abruf vorgenommen*
27 *worden wäre. Beim Regelleistungsabruf entspricht die Baseline dem Arbeitspunkt je TE. Im*
28 *Nachholzeitraum weicht die Baseline vom Arbeitspunkt ab (s. hierzu Kapitel III.6). Beim*
29 *Energietransfer zwischen BK Lieferant und BK Aggregator kann zudem die Baseline auf*
30 *Vereinbarung hin vom Arbeitspunkt abweichen.*

31 **D+1 bzw. D-1:** *Zeitliche Zuordnung gegenüber dem Zeitpunkt des Regelleistungsabrufs. D-1: Tag*
32 *zuvor; D+1: Tag danach.*

33 **Drittpartei-Aggregator:** *Anbieter auf dem Regelleistungsmarkt, der bezüglich der von ihm*
34 *vermarkteten Kundenanlagen nicht gleichzeitig BKV oder Lieferant des Letztverbrauchers ist. Der*
35 *Drittpartei-Aggregator ist daneben aber immer auch personenidentisch als BKV bezüglich der*
36 *energetischen und finanziellen Abweichungen der von ihm vermarkteten TEs in den entsprechend*
37 *Zeiträumen und unter Berücksichtigung der hier dargelegten Grundregeln verantwortlich.*

1 **Delta-Leistung:** Differenzwert zwischen Erzeugungs-/Verbrauchsleistung abzüglich der Baseline
2 im kompletten Zuschlagszeitraum. Dieser Wert dient als Basis für weitere Werte, u.a. auch für
3 Plausibilitätsprüfungen.

4 **Delta-Flex-Leistung (Delta-Flex-Wert):** Leistungswerte, die nach dem in diesem Dokument
5 beschriebenen Verfahren ermittelt werden und dazu bestimmt sind, in viertelstündliche Werte zu
6 Bilanzierungs- und Abrechnungszwecken umgewandelt zu werden. Dieser Leistungswert
7 entspricht während des Abruf- und Nachholzeitraums der Delta-Leistung. Während des
8 Vorhaltezeitraums wird er als null definiert.

9 **Erzeugungs-/Verbrauchsleistung:** Diese wird an der TE messtechnisch erfasst und stellt somit die
10 tatsächliche Erzeugungs- und Verbrauchsleistung dar.

11 **Marktlokation:** In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt und/oder verbraucht. Das
12 Objekt ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden.

13 **Nachholeffekt:** Zeitlich der Regelleistungserbringung nachgelagerte Abweichung des
14 Verbrauchsverhaltens des Letztverbrauchers von seinem geplanten Verbrauchsverhalten, wenn
15 diese Abweichung Folge der vorangegangenen Regelleistungserbringung ist.

16 **Nachholzeitraum:** Zeitraum, in dem der Aggregator aufgrund eines Regelleistungsabrufs einer TE
17 verantwortlich für die Bewirtschaftung der Differenz Verbrauchs-/Erzeugungsleistung zur Baseline
18 ist. Wie groß dieser Zeitraum ist, bestimmt sich nach der im Kapitel III.6 dieses Dokuments
19 beschriebenen Methodik. Der Nachholzeitraum kann innerhalb eines Vorhalte- oder
20 Abrufzeitraums liegen. Er kann aber auch Zeiträume betreffen, in denen die TE bzw. der
21 Regelleistungsanbieter keinen Zuschlag am Regelleistungsmarkt erhalten hat.

22 **Summenzeitreihe:** Zeitreihe, die durch das Übereinanderlegen bzw. das Addieren mehrerer
23 Zeitreihen entsteht.

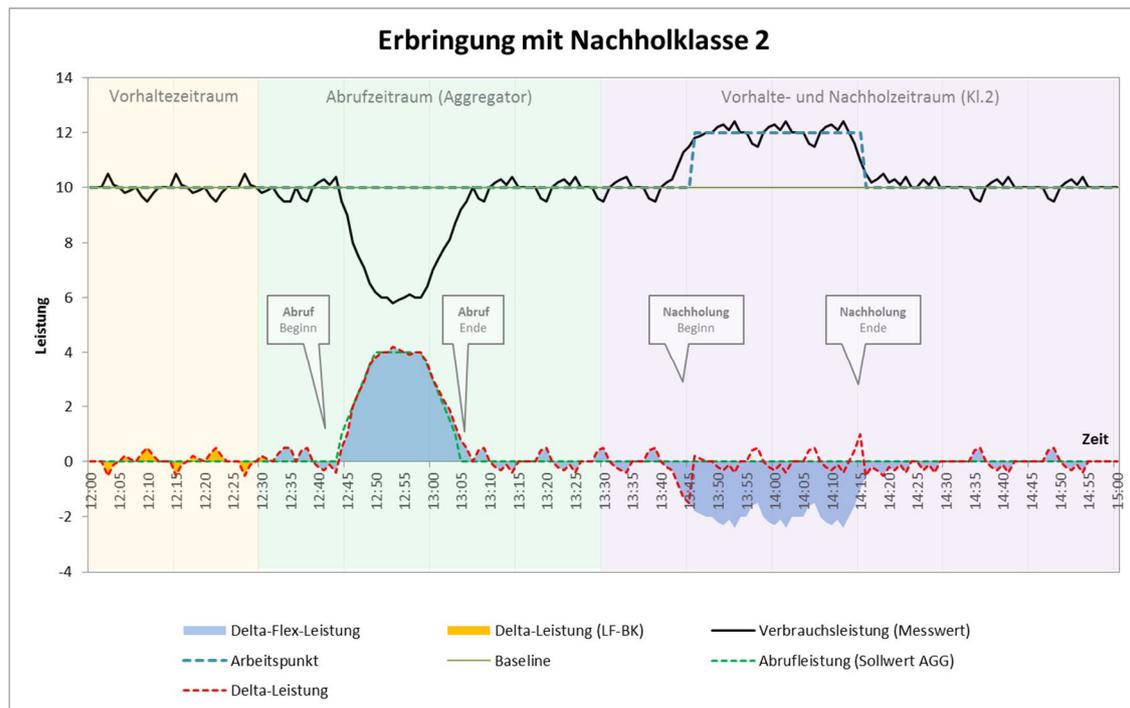
24 **TE (Technische Einheit):** Anlage eines Letztverbrauchers, die zur Erbringung von Regelleistung
25 eingesetzt wird. Eine technische Einheit kann entweder über einen eigenen Zählpunkt
26 (Messlokation) und eine zusätzliche Mess- und Steuerungseinrichtung verfügen oder lediglich
27 über eine Mess- und Steuerungseinrichtung, die den Anforderungen für Regelleistung-Erbringung
28 genügt.

29 **Vorhaltezeitraum:** Zeitraum, in dem ein Pool/eine TE Regelleistung vorhält aber kein Abruf
30 vorliegt. Der Zeitraum umfasst immer komplette Viertelstunden.

31 **Zählpunkt:** Der Punkt, an dem der Energiefluss eines Letztverbrauchers bilanziell und ganzheitlich
32 erfasst wird.

33 **Zuschlagszeitraum:** Zeitraum, in dem ein Pool/eine TE Regelleistung vorhält. Dieser umfasst somit
34 den Vorhaltezeitraum als auch den Abrufzeitraum. Der Zeitraum umfasst immer komplette
35 Viertelstunden.

36 Die folgende Grafik soll ausschließlich zur Veranschaulichung einiger der oben beschriebenen
37 Definitionen dienen, hat aber keinerlei Festlegungscharakter. Die Illustration erfolgt beispielhaft
38 für die Nachholklasse 2 (Achtung: Das hier dargestellte Zeitfenster des Nachholzeitraums ist aus
39 darstellungstechnischen Gründen zu kurz gewählt. Die Ermittlung des Nachholzeitraums richtet
40 sich nach der in diesem Dokument unter III.6 beschriebenen Methodik).



3. Beschreibung Entwicklungspfad Aggregatorenmodell

Für die Entwicklung und Implementierung des Aggregatorenmodells wird ein zweistufiges Vorgehen als zweckdienlich erachtet.

Die erste Stufe (Phase 1) beinhaltet dabei eine Reihe kurzfristiger Anpassungen/Standardisierungen und wird hier konkret ausformuliert. Vom Zeithorizont sind diese Anpassungen unmittelbar und sofort umsetzbar.

Die zweite Stufe (Phase 2) beinhaltet eine höhere Zahl an Anpassungen/Standardisierungen und wird in diesem Dokument umschrieben. In Phase 2 bedarf es in größerem Maße als in Phase 1 der Anpassung verschiedener Festlegungen (GPKE, MaBiS).

Phase 2 kann ggf. zu Erweiterungen im Rollenmodell führen. Da vor allem im Zuge der Umsetzung des MsbG ohnehin erhebliche Anpassungen zu erwarten sind, ist ein isoliertes Umsetzungsverfahren des Aggregatorenmodells nicht als effizient zu erachten.

Die Stakeholder haben sich deshalb darauf verständigt, dass die Umsetzung in Phase 2 im Rahmen der Umsetzung einer MaBiS 3.0 erfolgen soll. Allerdings besteht aufgrund der großen Bedeutung dieser Umsetzung Einigkeit darüber, dass das zugehörige Verfahren Anfang 2017 initiiert werden und spätestens zum 01.01.2020 (dieses Enddatum ergibt sich aus der Frist gem. § 75 Nr.4 MsbG) Wirkung entfalten soll.

Die hier beschriebene Phase 2 soll als Eckpfeiler in die entsprechende Ausgestaltung einfließen. Bei der Umsetzung sind die Einflüsse der oben beschriebenen weiteren Änderungen z.B. im Rahmen der Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte und der Umsetzung des MsbG ebenfalls zu berücksichtigen und können zu Änderungen führen. In jedem Fall sollten sie in einer entsprechenden Festlegung Berücksichtigung finden.

1 III. Aggregator-Modell

2 1. Präqualifikation der Kundenanlage (insbes. Spezifika bei Aggregator- 3 Modell)

4 1.1 Status quo

5 Jede TE, welche für die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung vermarktet werden soll,
6 muss vorab einen Präqualifikationsprozess durchlaufen. Hierbei wird überprüft, ob die TE bzw.
7 das Gesamtsystem des Anbieters (u.a. Zusammenwirkung der TEs beschrieben im
8 Erbringungskonzept sowie IT-Konzept und IT-Umsetzung) die Vorgaben – die sich beispielsweise
9 aus dem Transmission Code 2007 oder dem Regelleistungsrahmenvertrag ergeben – erfüllt. Nach
10 abgeschlossener Präqualifikation ist das Gesamtsystem des Anbieters präqualifiziert, die TE allein
11 kann als „technisch geeignet“ [für die jeweilige Regelleistungsart] angesehen werden. Bei einem
12 Wechsel einer präqualifizierten TE zu einem anderen Regelleistungsanbieter ist die
13 Präqualifikation des Gesamtsystems des neuen Regelleistungsanbieters nicht allein durch die
14 bereits nachgewiesene technische Eignung der TE gegeben, sondern muss aktuell neu
15 präqualifiziert werden.

16 Eine Rolle spielt hierbei auch der Umgang mit **Nachholeffekten**, die sich durch die Erbringung
17 von Regelleistung ergeben. Grundsätzlich darf ein Abruf von Regelleistung keinen Einfluss auf die
18 Systembilanz zu einem späteren Zeitpunkt haben. Daraus ergibt sich der grundlegende Anspruch,
19 dass die im Erbringungskonzept beschriebenen Nachholeffekte einer Bewirtschaftung
20 unterliegen müssen. Aktuell wird dies in der Regel über die Bilanzkreisführung des BKV
21 sichergestellt.

22 Eine weitere Voraussetzung für eine erfolgreiche Präqualifizierung ist die **Bestätigungserklärung**
23 **des Anschlussnetzbetreibers für Regelleistungsvorhaltung und –erbringung**⁶, mit der dieser
24 bestätigt, dass die Regelleistung in seinem Netz transportiert werden kann. Die Bestätigung kann
25 aktuell mit einer Vorlaufzeit von fünf Werktagen durch den Anschlussnetzbetreiber gekündigt
26 werden.⁷ Im Rahmen dieses Bestätigungsverfahrens werden folgende Informationen zwischen
27 Regelleistungsanbieter, NB und ÜNB ausgetauscht:

- 28 ● Bezeichnung der Technischen Einheit
- 29 ● Identifikator der Marktlokation
- 30 ● Maximale Regelleistung in MW
- 31 ● Falls begrenzt: Maximale (+) Ausspeise- und (-) Bezugsleistung in MW

32 Neben diesen Informationen nimmt der ÜNB diverse andere Stammdaten der einzelnen TEs auf,
33 u.a. welchem **Bilanzkreis** die TE zugeordnet ist.

34 Des Weiteren fordern die ÜNB ein, dass der Anbieter eine Bestätigung von dem BKV vorlegt
35 (Muster stehen unter www.regelleistung.net zur Verfügung: Bestätigungserklärung des BKV im
36 Rahmen der Sekundärleistungserbringung/Minutenreserveerbringung), dem die TE über ihren
37 Zählpunkt bilanziell zugeordnet ist. Ein wichtiger Zweck dieser Vereinbarung ist, dass der BKV

⁶ <https://www.regelleistung.net/ext/download/bestaetigungserkl>

⁷ Aufgrund der sich verändernden Erzeugungssituation in vielen Verteilernetzen sollte das aktuelle Verfahren zur Einbeziehung der Verteilernetzbetreiber ggf. weiterentwickelt werden (vgl. Ausführungen in III.1.3).

1 sicherstellt, dass in seinem Bilanzkreis während der Erbringung von Regelleistung durch den
2 Bieter keine die Regelleistungserbringung kompensierende Ausregelung der elektrischen
3 Leistungsflüsse an Übergabestellen zum Bieter beispielsweise durch Anpassung von
4 Erzeugungsleistung erfolgt. Daneben wird aktuell zwischen Anbieter und Lieferant/BKV darüber
5 hinaus oftmals ein individueller bilateraler Vertrag abgeschlossen, in dem Einzelheiten der
6 bilanzkreis-/fahrplanrelevanten Prozesse geregelt werden.

7 Der Regelleistungsanbieter ist verpflichtet, dem ÜNB den (vorauselenden) Arbeitspunkt sowie
8 weitere Datenpunkte seines Pools (Summen-Arbeitspunkt als Summe der Arbeitspunkte der
9 einzelnen Technischen Einheiten, die im Pool aktiv sind) kontinuierlich während des
10 Vorhaltezeitraums mitzuteilen. Jeder einzelne Arbeitspunkt soll die geplante Fahrweise der TE
11 (ohne die Regelleistungserbringung) unter Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten möglichst
12 genau wiedergeben. Der Arbeitspunkt ist zusammen mit der/dem tatsächlichen
13 Erzeugung/Verbrauch der TE die Grundlage zur Bestimmung der erbrachten Regelleistung. Auf
14 welche Art der Arbeitspunkt zu bestimmen ist und welche Informationen dabei zu
15 berücksichtigen sind, ist u. a. den Vorgaben des TransmissionCode TC 2007 zu entnehmen (15-
16 Minuten-Wert mit symmetrischer Verrampung zum Viertelstundenwechsel oder 5 Minuten
17 voreilender Wert). Die Methode muss außerdem im Rahmen der Präqualifikation im
18 Erbringungskonzept beschrieben werden. Die Übereinstimmung des Arbeitspunktes mit der
19 tatsächlichen Erzeugung/Verbrauch im Vorhaltezeitraum dient hierbei als Gütemerkmal.

20 Bei Bestimmung des Arbeitspunktes als 15-Minuten-Wert sind Änderungen des Arbeitspunktes
21 zum Viertelstundenwechsel in Form einer Rampe möglich. Ansonsten ist der Arbeitspunkt für
22 eine Viertelstunde fixiert. Der Arbeitspunkt als 5 Minuten vorauselenden Wert ist (auf
23 Sekunden-Basis) kontinuierlich zu übermitteln. Hier kann der Arbeitspunkt somit jederzeit mit
24 einer Vorlaufzeit von 5 Minuten geändert werden.

25 **1.2 Anpassungen in Phase 1**

26 Bereits in der hier beschriebenen Phase 1 erfolgt eine Kategorisierung der Anlagen in
27 Nachholklassen im Rahmen der Präqualifikation durch den ÜNB. Details zu den Kategorien sind
28 unter Kapitel III.6 dargestellt. Darüber hinaus wird die BKV-Bestätigung durch eine
29 Lieferantenbestätigung ersetzt. Weitergehende Formulierungen und Details dazu sind in Kapitel
30 III.4 beschrieben.

31 **1.3 Weitere Anpassungen in Phase 2**

32 Zum aktuellen Stand des Verfahrens sind keine weiteren Änderungen im Präqualifikationsprozess
33 erkennbar, die ausschließlich aufgrund des Aggregator-Modells vorzunehmen sind.

34 ***Die folgenden Ausführungen betreffen keine Festlegungen, die im Rahmen des Aggregator-***
35 ***Modells zu klären sind, sondern die allgemein das Design der Regelleistungsmärkte betreffen:***

36 *Es sollte geprüft werden, ob hierzu ein separates Verfahren zu initialisieren ist, wie künftig im*
37 *Verhältnis ÜNB, NB, BKV und den Vermarktern von Flexibilitäten der Rahmen hinsichtlich*
38 *Kommunikation, Koordination und Vorrangfragen auszugestalten ist. Die Frage, wie der*
39 *Anschlussnetzbetreiber künftig besser in den Gesamtprozess der Regelleistungserbringung*
40 *einbezogen wird betrifft alle Bereiche der Nutzung von Regelernergie und Flexibilitäten. Dies*

1 *betrifft aber – wie in der Einleitung beschrieben – generell die gesamte nachfrage- wie*
2 *erzeugungsseitige Flexibilitätserbringung.*

3 *Sind Regelleistung erbringende Anlagen an ein Verteilernetz angeschlossen, so benötigt der*
4 *Anschlussnetzbetreiber die zur Gewährleistung der Systemsicherheit in seinem Netz*
5 *erforderlichen Informationen sowie ggf. die Möglichkeit, in den Prozess einzugreifen. Dies ist für*
6 *Phase 1 aus zeitlichen Gründen nicht möglich, ist jedoch für Phase 2 zu prüfen. Eine*
7 *Weiterentwicklung sowohl des Präqualifikationsverfahrens als auch der Verfahren im konkreten*
8 *Abruffall (vgl. auch Unterkapitel III.2.3.7) muss daher ggf. generell geklärt werden und kann*
9 *daher nicht Gegenstand dieser Beschreibung des Aggregatormodells sein.*

10 **2. Standardisierter Austausch der Wechsellinformation LF/BKV/AGG** 11 **zwischen ÜNB/NB**

12 **2.1 Vorbedingungen**

13 Im Rahmen der Präqualifikation hat der ÜNB die Stammdaten der TE vom Aggregator erhoben.
14 Dies beinhaltet folgende Daten und Zuordnungen zu Daten:

Stammdatum	Datenverantwortlicher
Anschlussnetzbetreiber	NB
Marktlotation, der die technische Einheit bilanziell zugeordnet ist	NB
Bilanzkreis, den der Lieferant für die Bilanzierung der Marktlotation angegeben hat	NB
Lieferant, der die Marktlotation beliefert	NB
Stammdaten/Eigenschaften der technischen Einheit inklusive der Prozessanbindung beim ÜNB	ÜNB
Nachholungstyp (siehe III.1.2 und III.6)	ÜNB
Onlinebewirtschaftung der Marktlotation bzw. TE durch den Lieferanten (Ja/Nein)	LF

15 **2.2 Phase 1**

16 Der Aggregator teilt dem ÜNB alle Änderungen von Stammdaten auf dem gleichen Weg – wie in
17 der Präqualifikation – mit. Eine über den Status Quo hinausgehende Meldung von Stammdaten
18 an den NB, an dessen Netz die TE angeschlossen ist, ist in Phase 1 nicht vorgesehen.

19 Sofern Stammdaten in Phase 1 geändert oder weitergeleitet werden, erfolgt keine
20 Kommunikation über einen EDIFACT-Prozess nach der GPKE. Ein manueller Austausch von Excel-
21 Dateien ist ausreichend. Es wird empfohlen, im Rahmen des aktuellen Festlegungsverfahrens der
22 Bundesnetzagentur (BK6-16-200/BK7-16-142) eine Klarstellung im Rahmen des Prozesses
23 Stammdatenänderung bei der GPKE aufzunehmen, dass die Festlegung dem nicht entgegensteht.
24 Das gilt insbesondere auch im Falle eines Lieferantenwechsels in Phase 1.

25 **2.3 Phase 2**

26 Vorbemerkung: Das Zielmodell fußt auf zwei zentralen Maßgaben, die technisch und
27 regulatorisch sichergestellt werden müssen:

- 28 • Ein automatisierter Datenaustauschprozess nach Abruf wird eingerichtet

- 1 • Alle Daten von gesteuerten technischen Einheiten werden automatisiert an die
2 Lieferanten verteilt⁸

3 **2.3.1 Stammdatenaustausch – Meldeweg**

4 In den bisherigen Marktprozessen ist der NB als Datenverteiler für Stammdaten definiert. Der NB
5 ist aktuell für einige Stammdaten verantwortlich, für andere Stammdaten sind aber auch andere
6 Markttrollen (Lieferant, ÜNB etc.) verantwortlich (Datenverantwortliche). Ggf. sind darüber
7 hinaus auch weitere Markttrollen berechtigt, diese Stammdaten zu erfragen bzw. bei Änderungen
8 mitgeteilt zu bekommen.⁹ Die Berechtigungen der Markttrollen Stammdaten zu erhalten oder
9 mitzuteilen ergeben sich aus den Vorgaben zum Prozess Stammdatenänderung.

10 Das Datenmodell der Stammdaten für die Marktkommunikation (GPKE, bzw. bei Einspeisern
11 MPES) je Kundenanlage (Marktlokation) sollte in Phase 2 um zumindest die unten aufgeführten
12 Bestandteile erweitert werden. Dabei handelt es sich zum Teil auch um **dynamische Daten**, die
13 im Falle von Änderungen durch den jeweils Datenverantwortlichen an den Datenverteiler
14 gesandt werden und sodann vom Datenverteiler verteilt werden:

- 15 • Eigenschaften/Zweckbestimmung der technischen Einheit (TE-Name/ID, RE positiv/negativ je
16 TYP MRL, SRL, PRL, Nachholungstyp)
- 17 • Zugeordneter Flexibilitätsvermarkter bzw. Aggregator
- 18 • ÜNB als Flexibilitätsanforderer
- 19 • Onlinebewirtschaftung der Marktlokation durch den Lieferanten (ja/nein)

20 **2.3.2 Anmeldung**

21 Bei der Anmeldung der präqualifizierten TE erfolgt eine Meldung an den NB, in der die in III.2.3.1
22 enthaltenen Stammdaten der TE zeitlich der Marktlokation zugeordnet werden. Dies gilt nicht für
23 das Datum Onlinebewirtschaftung ja/nein (s. hierzu auch III.2.3.6). Diese Daten müssen
24 entsprechend der zukünftig dafür vorgesehenen Kommunikationswege zudem folgenden
25 Berechtigten übermittelt werden:

- 26 • dem Flexibilitätsanforderer (hier ÜNB): Information über den Lieferanten, BKV und
27 Bilanzkreis an der Marktlokation
- 28 • dem Aggregator: Information über den Lieferanten und Bilanzkreis an der Marktlokation und
29 ob eine Onlinebewirtschaftung vorliegt
- 30 • dem LF: Information über den Flexibilitätsanforderer, den Aggregator und die Stammdaten
31 der TE an der Marktlokation.

⁸ Sofern die betroffene Marktlokation dabei über ein intelligentes Messsystem verfügt und Prozesse für die sternförmige Marktkommunikation ab 2020 existieren, sind diese Daten (gegebenenfalls in Abweichung zu den unter III.2.3.1 bis III.2.3.7 beschriebenen Eckpfeilern zum Informationsaustausch) anstelle des NB über den Messstellenbetreiber bzw. das Smart-Meter-Gateway an alle Markttrollen weiterzuverteilen. Weiter ist, sofern eine technische Lösung die Messung und Steuerung einer technischen Einheit auf dem Regelleistungsmarkt über ein Gateway (ggf. mit angeschlossener Steuerbox) zulässt, eine entsprechende gesetzliche Festlegung als Mindeststandard vorzunehmen.

⁹ http://www.edi-energy.de/files2/UTILMD_AHB_Stammdatenänderung_1_Ob_Lesefassung_20160617.pdf

- 1 • Zudem kann es zusätzlich erforderlich werden, dass betroffenen, weiteren NB (insbesondere
2 vor- bzw. nachgelagerte NB) die für den sicheren Netzbetrieb erforderlichen Informationen
3 zugeleitet werden. Dieser Datenaustausch ist bei Notwendigkeit noch entsprechend zu
4 spezifizieren.

5 **2.3.3 Abmeldung**

6 Bei Abmeldung der TE erfolgt eine Meldung an den NB, so dass die TE zu einem bestimmten
7 Zeitpunkt nicht mehr oder zeitlich nur eingeschränkt der bisherigen Marktlokation zugeordnet
8 ist. Die Einschränkung der zeitlichen Zuordnung müssen zudem folgende Berechtigte erhalten¹⁰:

- 9 • der Aggregator,
10 • der Lieferant,
11 • der Bilanzkreisverantwortliche,
12 • der ÜNB.
13 • Zudem kann es zusätzlich erforderlich werden, dass betroffenen, weiteren NB (insbesondere
14 vor- bzw. nachgelagerte NB) die für den sicheren Netzbetrieb erforderlichen Informationen
15 zugeleitet werden. Dieser Datenaustausch ist bei Notwendigkeit noch entsprechend zu
16 spezifizieren.

17 **2.3.4 Wechsel des LF/BKV**

18 Der Wechsel des Lieferanten kann im Rahmen einer Geschäftsdatenanfrage (Annexprozess aus
19 GPKE bzw. MPES) erfolgen. Ein Lieferant kann für eine Marktlokation die unter III.2.3.1
20 aufgeführten Stammdaten betreffend die TE anfordern. Die TE-Daten sind in den Annexprozess
21 aufzunehmen.

22 Das Vorhandensein einer angemeldeten TE hat als solches keinen Einfluss auf den
23 Wechselprozess.

24 Den Marktparteien sind folgende Informationen zu übermitteln:

- 25 • dem Flexibilitätsanforderer (hier ÜNB) den neuen Lieferanten, BKV und Bilanzkreis an der
26 Marktlokation
27 • dem Aggregator den neuen Lieferanten, BKV und Bilanzkreis an der Marktlokation und ob
28 eine Onlinebewirtschaftung aufgenommen oder deaktiviert wurde

29 **2.3.5 Wechsel des Aggregator**

30 Da die Präqualifikation nicht nur die TE betrachtet, sondern die Regelleistungserbringung
31 insgesamt, muss beim Wechsel einer TE zu einem anderen Aggregator die Präqualifikation für die
32 technische Einheit erneut durchlaufen werden. In diesem Rahmen ist dann zu prüfen, welche
33 Schritte der Präqualifikation nicht nochmalig durchlaufen werden müssen. Dabei sind die
34 Schritte, die nur die TE betreffen und nicht die Kommunikationsanbindung durch den Aggregator,
35 möglicherweise entbehrlich.

36 Daher erfordert ein Aggregator-Wechsel zunächst die Abmeldung der TE und nach der
37 erfolgreichen Präqualifikation mit dem neuen Aggregator die Anmeldung der TE mit der

¹⁰ D.h. die TE ist ab einem bestimmten Zeitpunkt nicht mehr einer Marktlokation und einem Zählpunkt zugeordnet.

1 Zielstellung eines nahtlosen Übergangs. Bei der Ausgestaltung der Wechselprozesse sollte auf die
2 Implementierung eines standardisierten dem Lieferantenwechsel vergleichbaren, schnellen
3 Prozesses (GPKE) hingewirkt werden.

4 **2.3.6 Wechsel der Bewirtschaftungsform**

5 Da ein Drittpartei-Aggregator die Information benötigt, ob eine Marktlokation online
6 bewirtschaftet wird, wird der Lieferant Änderungen der Bewirtschaftungsform über eine
7 Stammdatenänderungsmeldung an der Marktlokation beim NB hinterlegen.

8 Über die Regelungen zur Datenverteilung leitet der NB die Information dann als geändertes
9 Stammdatum an den Drittpartei-Aggregator weiter.

10 **2.3.7 Sperren bzw. Einschränkungen durch Dritte/Einbeziehung NB**

11 **Die folgenden Ausführungen betreffen keine Festlegungen, die im Rahmen des Aggregator-**
12 **Modells zu klären sind, sondern die allgemein das Design der Regelleistungsmärkte betreffen:**

13 *Bereits heute ist der Anschlussnetzbetreiber in die Präqualifikation einbezogen. Der Anbieter muss*
14 *im Rahmen der Präqualifikation eine Bestätigung des Anschlussnetzbetreibers vorlegen, in der*
15 *dieser bestätigt, dass der Erbringung der Regeleistung nach seiner Kenntnis keine Hindernisse in*
16 *seinem Netz entgegenstehen. Der NB hat die Systemverantwortung für sein Verteilernetz. Ist an*
17 *dieses Verteilernetz eine Regelleistung erbringende Anlagen angeschlossen, braucht der NB die*
18 *zur Gewährleistung der Systemsicherheit in seinem Netz erforderlichen Informationen und ggf.*
19 *die Möglichkeit, in den Prozess einzugreifen. Dabei wäre sicherzustellen, dass der Eingriff zur*
20 *Aufrechterhaltung der Systemsicherheit konkret bestimmt umschrieben ist und*
21 *diskriminierungsfrei durchgeführt wird.*

22 *Die Frage, wie der NB künftig besser in den Gesamtprozess der Regelleistungserbringung*
23 *einbezogen wird, muss generell geklärt werden und ist daher nicht Gegenstand des*
24 *Aggregatormodells. Wenn in einem anderen Prozessschritt eine Marktrolle (z.B. der NB) das*
25 *Recht erhält, TEs zeitweise einzuschränken, werden diese Informationen über den NB oder nach*
26 *den gesetzlichen Bestimmungen des MsbG über den MSB (je nach Ausgestaltung der allgemeinen*
27 *Marktprozesse im Markt) an die berechtigten Datenempfänger (ÜNB, NB, LF, Aggregator)*
28 *verteilt.*

29 **3. Mengenermittlung und Bilanzkreisrekorr**

30 **3.1 Grundlegende Anforderungen an den Datenaustausch beim Regelleistungsabruf**

31 Die im Rahmen der Leistungsreduktion/-erhöhung der TE infolge des Regelleistungsabrufs
32 benötigten Informationen, Daten, Datengranularität bzw. der Zeitpunkt der jeweiligen
33 Bereitstellung können abhängig von der jeweiligen Kundengröße, Granularität, Mess- und
34 Auslesehäufigkeit, der Risikostruktur des Kunden als auch der Portfoliogröße unterschiedlich
35 ausfallen. Zur Vereinheitlichung wird nachfolgend der übliche Bedarf definiert.

36 Für die Bestimmung des Informationsbedarfs wird auf die prognose-, bilanzierungs- und
37 abrechnungsrelevanten Prozesse abgestellt. Der sich daraus ergebende grundlegende Bedarf
38 wird jeweils getrennt für Phase 1 wie für Phase 2 in den Unterkapiteln III.3.1.1 bis III.3.1.3
39 dargestellt.

1 Die sich darin anschließende Ausgestaltung der standardisierten Datenbereitstellung in Phase 1
2 und Phase 2 wird im auf dieses Kapitel folgenden Kapitel III.3.2 dargestellt.

3 **3.1.1 Anforderungen bezüglich prognoserelevanter Daten (LF)**

4 Grundsätzlich benötigt der Lieferant (nicht der BKV) für die korrekte Erstellung seiner Prognose
5 vom Drittpartei-Aggregator folgende Daten:

- 6 • Baseline je Viertelstunde
- 7 • Erzeugungs-/Verbrauchsleistung je Viertelstunde

8 Relevant für die Prognose ist für den Lieferanten dann insbesondere die sich aus den beiden
9 Zeitreihen ergebende Differenzmenge (Zeitreihe Delta-Flex, vgl. Unterkapitel III.3.2.3).

10 Die Zeitreihen (inkl. der Zeitreihe Delta-Flex) benötigt der Lieferant jeweils getrennt und
11 entsprechend gekennzeichnet im marktüblichen Format.

12 Dieser Datenbedarf besteht sowohl in Phase 1 wie in Phase 2.

13 Daneben benötigt der Lieferant – aktuell bis 12.00 Uhr des Folgewerktags (vgl. GPKE 5.1.2 Ziffer)
14 – die ZSG- bzw. RLM-Zeitreihe des bilanzierungsrelevanten Zählpunkts der Marktlokation. Diese
15 Zeitreihe wird allerdings durch den Messstellenbetreiber bzw. NB übermittelt – nicht durch den
16 Aggregator.

17 **3.1.2 Anforderungen bezüglich bilanzierungsrelevanter Daten(BKV)**

18 Für eine Überprüfung, Plausibilisierung und Freigabe der Zeitreihen, die als Grundlage des
19 Fahrplanaustausches bzw. der Bilanzkreis Korrektur zwischen den Bilanzkreisen des Aggregator
20 und des Lieferanten dienen, benötigt der BKV (nicht der Lieferant) je Aggregator (da eine andere
21 Rolle betroffen ist, ist dies ein Datenbedarf zusätzlich zu der unter III.3.1.1 genannten
22 Datenübermittlung an den Lieferanten) für den Abruf- und den Nachholzeitraum eine
23 entsprechende bilanzkreisscharfe Zeitreihe (Zeitreihe Delta-Flex, vgl. Unterkapitel III.3.2.3), die
24 diese Daten vollständig enthält. Dafür wird die Differenz aus Baseline je Viertelstunde und
25 Erzeugungs- bzw. Verbrauchsleistung je Viertelstunde der zusammengefassten TE-Daten je
26 Aggregator und Bilanzkreis gebildet.

27 **3.1.2.1 Phase 1 (Fahrplanaustausch):**

28 Die Frist für nachträgliche, tägliche Fahrplanänderungen (D+1) ist aktuell gem.
29 § 5 Abs.3 StromNZV auf 16 Uhr des auf die Erbringung folgenden Werktags festgelegt (vgl.
30 auch Anlage 3 Bilanzkreisvertrag – Nr. 1.5 und 1.6). D.h. die bilaterale Abstimmung zwischen
31 Lieferanten-BKV und Aggregatoren-BKV erfolgt auf werktäglicher Basis. Die
32 Datenbereitstellung (sofern die 16-Uhr-Frist weiter Bestand hat) im Interimsprozess sollte um
33 10.00 Uhr (in besonderen Ausnahmefällen 12.00 Uhr) abgeschlossen sein. Sofern wie aktuell
34 diskutiert die BNetzA per Festlegung gem. § 27 Abs.1 Nr.16 StromNZV den Zeitpunkt für
35 nachträgliche Fahrplanänderungen auf z.B. 10 Uhr vorziehen würde, hätte dies Einfluss auf
36 den Prozess. Dann wäre die notwendige Datenbereitstellung durch den Aggregator (und den
37 ÜNB) zeitlich vorzulegen.

38 Ein Vorziehen des Zeitpunktes für nachträgliche Fahrplanänderungen auf 10 Uhr würde dann
39 zu höheren Aufwänden für die Datenbereitstellung durch den Aggregator (z.B. ggf.

1 Schichtbetrieb nötig) aber auch für die rechtzeitige Datenverarbeitung beim Lieferanten
2 führen.

3 3.1.2.2 Phase 2 (Verankerung in der MaBiS):

4 In Phase 2 müssten die Daten spätestens am 10. Werktag des Folgemonats
5 (Erstübermittlung) an den BIKO übermittelt werden. Alternativ und sofern andere Prozesse
6 beschleunigt werden sollten, wäre bei der Erstübermittlung auch ein Anknüpfen an den 5.
7 Werktag des Folgemonats wie in MaBiS Anlage 1 Prozess 1.3.1 denkbar. Der BIKO würde im
8 Anschluss an die Erstübermittlung diese Daten an den BKV weiterleiten¹¹. Der BKV würde
9 sodann die Zeitreihe bestätigen (positive Prüfmitteilung) oder die Zeitreihe ablehnen
10 (negative Prüfmitteilung). Etwaige Korrekturen der Zeitreihe sowie die anschließende
11 Freigabe durch den BKV müssten im Anschluss entsprechend der sonstigen MaBiS-Fristen
12 vorgenommen werden. Hierbei sind insbesondere auch die Wechselwirkungen aus dem
13 Messstellenbetriebsgesetz sowie aus dem Gesamtkontext der energiewirtschaftlichen
14 Prozesslandschaft zu berücksichtigen. Mögliche Prozessketten, Prozessschritte und Fristen
15 werden in diesem Kontext ausgestaltet.

16 3.1.3 Anforderungen bezüglich abrechnungsrelevanter Daten

17 Für die Abrechnung zwischen Lieferant und Endkunde im corrected-model (vgl. Kapitel III.5)
18 werden erneut die Differenzmengen (Zeitreihe Delta Flex, vgl. Unterkapitel III.3.2.3), die sich aus
19 den finalen Baseline- und Erzeugungs-/Verbrauchsleistungseinzeltreihen je TE ergeben,
20 benötigt und herangezogen.

21 Diese liegen in Phase 2 spätestens M+1 am 29. Werktag vor.

22 In Phase 1 können die täglichen für die Prognose und Bilanzierung relevanten Kunden bzw. TE-
23 scharfen Werte für Abrechnung herangezogen werden.

24 Sofern sich im Nachgang Werte als falsch herausstellen, stellt sich eine identische Problematik
25 wie heute, wenn in der Bilanzierung Werte nicht mehr verändert werden können. Je nach
26 vertragsrechtlicher Ausgestaltung kann dann auch später eine ein finanzieller Ausgleich
27 erforderlich werden. Eine weitergehende Ausgestaltung durch diesen Branchenleitfaden ist
28 damit nicht erforderlich, sondern dem Vertragsrecht zuzuordnen.

29 3.2 Ausgestaltung der Datenbereitstellung

30 Für den Zeitpunkt der Datenlieferung durch den Drittpartei-Aggregator an den BKV/Lieferanten
31 in Phase 1 wie in Phase 2 wird sowohl bzgl. der prognoserelevanten Daten wie auch der
32 bilanzierungsrelevanten Daten (inklusive des nachträglichen Fahrplanaustauschprozesses)
33 folgender Grundsatz festgelegt.

34 **Die Daten für SRL- wie MRL-Abrufe sollen in der Regel bis 10.00 Uhr des auf die**
35 **Leistungsreduktion/-erhöhung folgenden Tages vorliegen. In begründeten Ausnahmefällen**
36 **kann sich diese Frist um zwei Stunden bis 12.00 Uhr verlängern. Ein solcher begründeter**
37 **Ausnahmefall liegt beispielsweise vor, wenn unverschuldet relevante Datensätze zu spät**
38 **vorliegen sollten, um die Regelfrist noch einhalten zu können.**

¹¹ Soweit sich bis zur Festlegung der MaBiS 3.0 keine Verkürzungen ergeben sollten bzw. gänzlich andere Regelungen umgesetzt werden müssten (z. B. täglicher Lieferantenwechsel).

1 Grundsätzlich muss sichergestellt sein, dass der BKV der Lieferanten den Korrekturfahrplan bis
2 spätestens zwei Stunden vor Abgabefrist wie in Unterkapitel III.3.1.2.1 dargestellt für
3 nachträgliche Fahrplanänderungen erhält.¹²

4 In Phase 1 ist die Übermittlungsfrist normativ zu verankern. Dies sollte im Rahmen einer
5 Festlegung der Bundesnetzagentur erfolgen.

6 Eine Datenaustauschfrist sollte ebenfalls für Phase 2 in der MaBiS verankert werden.

7 Die Rahmenbedingungen zur Ausführung der Datenerfassung in Phase 1 und Phase 2 werden im
8 folgenden Unterkapitel III.3.2.1 dargestellt.

9 Da der notwendige Datenbedarf des LF/BKV je nach dem variiert, ob eine Online-Bewirtschaftung
10 vorliegt oder nicht, wird zudem auf die Besonderheiten der Online-Messung in Unterkapitel
11 III.3.2.2 eingegangen.

12 In Unterkapitel III.3.2.3 werden zudem einige Besonderheiten zur Datenerfassung in Phase 2
13 beschrieben.

14 **3.2.1 Ausführung der Datenerfassung**

15 Methodische Vorgaben zur Ermittlung der einzelnen Werte erfolgen durch die entsprechenden
16 Marktregeln und sind nicht Gegenstand dieses Unterkapitels. Diese methodischen Vorgaben
17 umfassen dabei sowohl die Bildung der Baselines als auch die messtechnische Zuverlässigkeit der
18 Bildung des Erzeugungs- und Verbrauchsleistungswerte an der TE und die viertelstündliche
19 Mittelwertbildung. Es wird darüber hinaus auf das Kapitel III.1 zur Präqualifikation verwiesen.

20 Die Ermittlung dieser Werte fällt bis zu dem Zeitpunkt, zu dem die steuerungs- und
21 messtechnische Verantwortlichkeit ebenfalls in die Zuständigkeit des Messstellenbetreibers am
22 bilanzierten Zählpunkt (bzw. der Marktlokation) fallen sollte, in den Verantwortungsbereich des
23 Aggregators.

24 Demnach kann hier unterstellt werden, dass folgende Zeitreihen des Vortages beim Aggregator
25 vorliegen bzw. von ihm ermittelt werden können:

- 26 ● Eine Zeitreihe des Vortages, die die Baseline jeder TE je Viertelstunde erfasst (**Einzelzeitreihe**
27 **Baseline**)¹³
- 28 ● Eine Zeitreihe des Vortages, die die Erbringungsleistung Erzeugungs-/Verbrauchsleistung
29 jeder TE je Viertelstunde erfasst (**Einzelzeitreihe Erzeugungs-/Verbrauchsleistung**)

30 Aus den beiden Zeitreihen ergibt sich die im Rahmen der Anforderungen bereits beschriebene
31 Differenzzeitreihe, die für die meisten Anforderungen letztlich benötigt wird.

- 32 ● Eine rechnerisch ermittelbare Zeitreihe, die die Differenz bzw. das Delta je TE je
33 Viertelstunde der Zeitreihe Baseline und der Zeitreihe Erzeugungs-/Verbrauchsleistung

¹² Mögliche Fristverkürzungen, die sich aus dem Standard-Bilanzkreisvertrag Strom ergeben, können sich auf die hier dargestellte Datenbereitstellungsfrist auswirken. Der BKV muss eine auskömmliche Frist erhalten, um notwendige Korrekturen aufnehmen zu können.

¹³ Eine solche Einzelzeitreihe Baseline ist auch für die Bewirtschaftung einer Nachholung erforderlich. Weitere Details dazu sind in Kapitel III.6 beschrieben.

1 beinhaltet. **[Diese Zeitreihe wird hier als Einzelzeitreihe Delta-Flex (s. auch Definitionen**
2 **Kapitel II.2) bezeichnet.¹⁴]**

3 Diese drei Basiszeitreihen können prinzipiell in jede gröbere (materiell und zeitlich) Auflösung
4 umgewandelt werden. So kann anstelle des TE-Bezugs eine Zusammenfassung aller TE-Zeitreihen
5 auf den bilanzierten Zählpunkt erfolgen oder eine Zusammenfassung auf den Lieferanten, auf
6 den Bilanzkreis und oder aber Monatssummen gebildet werden (Summenzeitreihen).

7 In Phase 1 erfolgt die Datenbereitstellung nach Wahl des Lieferanten. Entweder, er erhält die
8 beiden erstgenannten Zeitreihen und gleicht damit im Rahmen des nachträglichen
9 Fahrplanprozesses den Fahrplan ab oder er lässt sich vom Aggregator nur die Zeitreihe Delta-Flex
10 übermitteln. Für weitere bilanzielle Buchungsprozesse werden die Zeitreihen in Phase 1 noch
11 nicht benötigt. Weitere Bedingungen (die zum Teil auch in Phase 1 bereits zu beachten sind)
12 werden deshalb im Kontext von Phase 2 in den Unterkapiteln III.3.2.3 und MaBiS-Hauptprozess
13 III.3.5 dargestellt.

14 **3.2.2 Datenbereitstellung im Falle der Onlinebewirtschaftung**

15 Sofern Onlinemessdaten des Kunden zur Bewirtschaftung genutzt werden, gilt der Kunde als
16 online bewirtschaftet¹⁵. Online bewirtschaftete Kunden unterliegen somit einem permanenten
17 Monitoring und ggf. erfolgen „intraday“ Korrekturen durch den Lieferanten. Dies kann
18 beispielsweise durch das Anpassen der eigenen Kraftwerksleistung oder ein verändertes
19 Einkaufsverhalten in den darauffolgenden Viertelstunden erfolgen, da ein anderes als
20 angenommenes Verbrauchsverhalten des onlinegemessenen Kunden vermutet wird. Um solche
21 unerwünschte Gegenaktivitäten des Lieferanten im Falle eines Regelleistungsabrufs zu
22 vermeiden, müssen verschiedene Informationen den Lieferanten in der der Online-
23 Bewirtschaftung zugrunde liegenden Fristigkeit (z.B. Echtzeit oder im Viertelstundentakt) durch
24 den Aggregator zur Verfügung gestellt werden.

- 25 ● Abrufleistung in MW je TE
- 26 ● Information über den Abrufbeginn je TE (inkl. Rampen)
- 27 ● Information über das Abrufende je TE (inkl. Rampen)
- 28 ● Korrekturinformationen (falls unerwartete Veränderungen wie z.B. Ausfall einzelner TEs
29 auftreten)

30 Diese Informationen ließen sich beispielsweise durch eine fortlaufende Online-Übertragung der
31 Abrufleistung im Zuschlagszeitraum vom Aggregator an den Lieferanten übertragen. Aber auch
32 jeder weitere Ansatz, der die oben aufgeführten Informationen in Echtzeit übermittelt, kann
33 dafür gewählt werden.

34 Die für die Online-Übertragung geeigneten Kommunikationsschnittstellen sollten von den
35 technischen Verbänden definiert werden, um die Schnittstellenvielfalt zu begrenzen und eine
36 Umsetzung mit geeignetem Vorlauf zu ermöglichen.

¹⁴ Da Deltaenergiemengen bereits unter 4.4 in der MaBiS in einem anderen Kontext verwendet werden, wird hier zur Vermeidung von Missverständnissen ein anderer Begriff verwendet.

¹⁵ Dies beinhaltet auch Online-Bewirtschaftung im Portfolio, sofern die Messdaten des einzelnen Kunden online zur Verfügung stehen.

1 Die Notwendigkeit der Informationsübermittlung besteht gleichermaßen in Phase 1 wie in
2 Phase 2.

3 In Phase 1 erfolgt keine standardisierte Übermittlung. Der LF hat dem Aggregator innerhalb der
4 Sechswochenfrist (s. III.4) die zur Umsetzung des Informationsanspruches erforderlichen
5 Grundlagen (Ja/Nein und ggf. Kommunikationsschnittstelle) zu übermitteln.

6 In Phase 2 ist eine standardisierte Informationsübertragung vorzusehen. Denkbar ist ein Prozess,
7 der auf dem Stammdatum „nachweisliche Onlinebewirtschaftung (ja)“ in die GPKE integriert
8 wird. Die Information, welche Kunden online durch den Lieferanten bewirtschaftet werden, wird
9 beim Anmeldeverfahren (siehe III.2.3.1 fortfolgende) als Stammdatum (dynamisch) übermittelt.

10 **3.2.3 Datenbereitstellung im Falle fehlender Onlinebewirtschaftung**

11 Für die Ausgestaltung der Standardbereitstellung von Daten in Phase 2 ergeben sich zudem
12 folgende Grundaussagen.

- 13 • Die Einzelzeitreihe Baseline erfordert eine Bestimmung der Baseline, bzw. des
14 Arbeitspunktes, falls der Arbeitspunkt der Baseline entspricht. Dies ist prinzipiell nur im
15 Zuschlagszeitraum und ggf. Nachholzeitraum einer Regelleistungserbringung notwendig. Für
16 die Zeitreihenübermittlung soll eine einheitliche Methode für Sekundärregelleistung (SRL)
17 und Minutenreserve (MRL) verwendet werden.
- 18 • Außerhalb des Abruf- und Nachholzeitraums sollen die Einzelzeitreihen Delta-Flex immer
19 den festen Wert Null aufweisen. In der Realität können die Einzelzeitreihen Baseline und
20 Einzelzeitreihe Erzeugungs-/Verbrauchsleistung dabei voneinander abweichen, da die
21 Baseline als solches immer ein hypothetischer Wert ist. Damit alle durch den Abruf
22 herbeigeführten Änderungen in den Zeitreihen enthalten sind, sind in den Zeiträumen
23 Abruf- und Nachholzeitraum alle für die bilanzielle und energiemengenmäßige Abwicklung
24 erforderlichen Informationen enthalten.
- 25 • Auf bilateraler Basis können der Lieferanten-BKV und der Aggregator vom vorgegebenen
26 Wert Null außerhalb der Abruf- und Nachholzeiträume abweichen, sofern der Einsatz der
27 jeweiligen TE auf anderen Märkten zwischen den Akteuren vereinbart wurde.
- 28 • Der Lieferant erhält nur dann eine (bzw. mehrere) Zeitreihe(n) des Vortages, sofern eine
29 Viertelstunde des Vortages einem Abruf- oder Nachholzeitraum zugeordnet gewesen ist.
30 Eine TE-scharfe Übermittlung an den Lieferanten erfolgt dabei nur in den Viertelstunden des
31 Abruf- und Nachholzeitraums. Für die übrigen Viertelstunden dieses Tages wird eine Delta-
32 Flex-Zeitreihe mit dem Wert Null übermittelt. Im Fall einer Onlinemessung des Lieferanten
33 gilt dies nicht, sondern die in Unterkapitel III.3.2.2 beschriebene Systematik.
- 34 • Der ÜNB erhält vom Aggregator die TE-scharfen Einzelzeitreihen Baseline, Erzeugungs-
35 /Verbrauchsleistung, Sollwert und Delta-Flex-Leistung über den gesamten Zuschlags- und
36 Nachholzeitraum.

37 **3.3 Rampen**

38 Insbesondere bei der MRL wird bei der Ermittlung der viertelstündlichen
39 Energiemengenbilanzierung zwischen Regelleistungsanbieter und ÜNB der Zeitraum zwischen
40 Anforderungssignal und Abrufbeginn genauso wenig erfasst wie der Zeitraum nach Abrufende
41 (zur Verdeutlichung unten stehende Grafik). Da die Anwendung dieser Systematik zwischen
42 Regelleistungsanbieter und Lieferant (im Fall der Erbringung durch einen Drittpartei-Aggregator)

1 zu einer ungerechtfertigten Risikoverlagerung zu Ungunsten des Lieferanten führen würde, wird
2 in Phase 2 bezüglich der Einzelzeitreihen (und damit auch für die Summen- bzw.
3 Überführungszeitreihen) der Abrufzeitraum Aggregator und nicht der Abrufzeitraum ÜNB (vgl.
4 Definitionen) für die Buchungen im Verhältnis Drittpartei-Aggregator/Lieferanten-BKV
5 verwendet. Der Abrufzeitraum Aggregator bei der MRL erfasst neben den abgerufenen
6 Viertelstunden auch die Aktivierungszeit.

7 Die Aktivierungszeit wird dabei wie folgt berücksichtigt: Bei der MRL kann der Zeitraum zwischen
8 Erhalt des Anforderungssignals und Abrufbeginn zwischen 7,5 Minuten und 22,5 Minuten
9 betragen, je nachdem, ob das Anforderungssignal in der ersten oder zweiten Hälfte eines
10 Viertelstundenzeitfensters erfolgt. In der zweiten Hälfte gilt dieses dann für die übernächste
11 Viertelstunde (also 22,5 bis 15 Minuten zuvor). In der ersten Hälfte gilt dieses dann für die
12 kommende Viertelstunde (also 15 bis 7,5 Minuten zuvor). Hinsichtlich der Präqualifikation muss
13 eine MRL-fähige TE damit zwingend innerhalb von 15 Minuten die Erbringungsleistung
14 herbeiführen können.

15 Eine Berücksichtigung der Rampe findet damit in jedem Fall statt, wenn die Delta-Flex-Mengen
16 der angrenzenden Viertelstundenfenster Berücksichtigung finden. Um nicht in jedem Fall den
17 exakten Zeitpunkt des Erhalts des Anforderungssignals zur Grundlage nehmen zu müssen, erfolgt
18 eine standardisierte Abwicklung über eine Berücksichtigung der angrenzenden
19 Viertelstundenfenster nach der im Dokument beschriebenen Methodik zur Bilanzkreis Korrektur.

20 Bereits in Phase 1 werden über den day-after-Fahrplanaustausch beim MRL-Abruf auch die
21 angrenzenden Viertelstundenfenster berücksichtigt.

22 Dies wird sichergestellt durch die folgende Ergänzung, die durch Festlegung der
23 Bundesnetzagentur erfolgen sollte:

24 *„Sofern der Bilanzkreis gem. § 26a StromNZV für ein Fahrplangeschäft zur Bereitstellung von*
25 *Minutenreserve geöffnet wird, ist der Fahrplan für die zur Bereitstellung von Minutenreserve*
26 *dienenden Viertelstunden und die jeweils an die dienenden Viertelstunden zeitlich angrenzenden*
27 *Viertelstunden auszutauschen.“*

28 *Mit einer entsprechenden Festlegung wird sichergestellt, dass die Rampen der Risikosphäre des*
29 *Bereitstellers von Regelleistung – in diesem Fall dem Drittpartei-Aggregator – zugewiesen*
30 *werden.*

31 ***Die Ausführungen betreffen keine Festlegungen, die im Rahmen des Aggregator-Modells zu***
32 ***klären sind, sondern die allgemein das Design der Regelleistungsmärkte betreffen:***

33 *Gegenüber der Zuordnungsfrage im Verhältnis Drittpartei-Aggregator und Lieferant (bzw. deren*
34 *BKV) stellt sich weiter die Zuordnungsfrage im Verhältnis Drittpartei-Aggregator und ÜNB. Anders*
35 *als bei der hier dargestellten erfolgenden Zuordnung des bilanziellen Risikos beim Drittpartei-*
36 *Aggregator im Verhältnis zum Lieferanten, unterscheidet sich die Zuordnungsfrage im Drittpartei-*
37 *Aggregatoren/ÜNB-Verhältnis dergestalt, als dass bei der SRL aktuell der Ist-Wert des Pools, bei*
38 *der MRL aktuell der vom ÜNB angeforderte Soll-Wert Grundlage des bilanziellen Ausgleichs ist.*

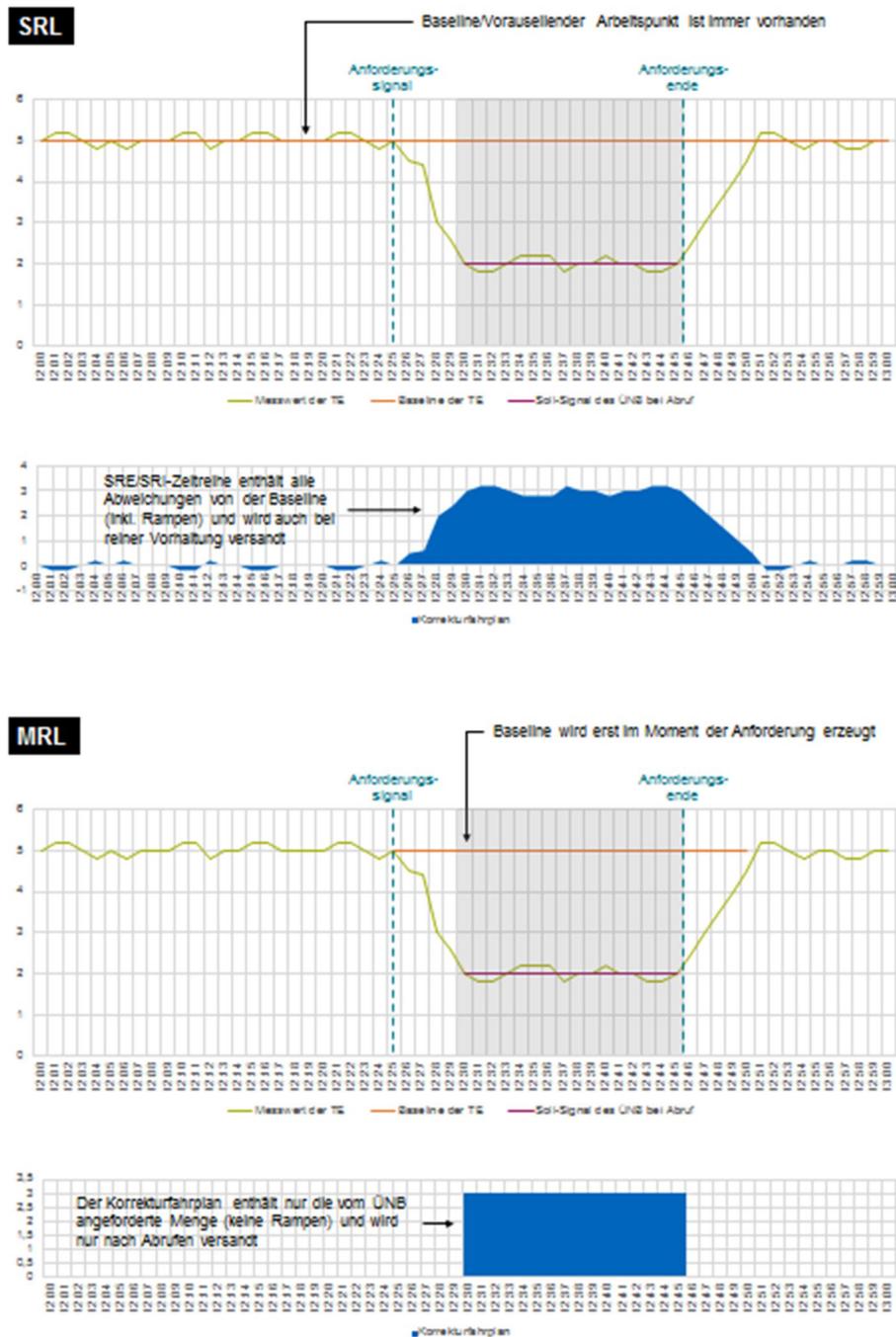
1 *Sofern sich in diesem Zusammenhang Änderungen im Regelenergiemarkt ergeben, werden diese*
2 *auch für von Drittpartei-Aggregatoren vermarktete Mengen angewandt.*

3 *Da die Übertragung der Rampen in der Regel gegenüber dem LF-BKV zu erfolgen hat, führt dies*
4 *im Falle der MRL zu einem Schiefstand des Drittpartei-Aggregatoren-Bilanzkreises, da*
5 *entsprechende Umbuchungen zum ÜNB aus dem Bilanzkreis des Drittpartei-Aggregators nicht*
6 *durchgeführt werden und eine Bewirtschaftung aufgrund des erforderlichen Zeitvorlaufs nicht*
7 *mehr realisiert werden kann.*

8 *Allerdings hat der Aggregator durch die Ansteuerung der TE mit einer steilen Rampe die*
9 *Möglichkeit, diese Auswirkung auf seinen Bilanzkreis möglichst gering zu halten.*

10 *Eine zukünftige Angleichung der bilanziellen Buchungen von SRL und MRL im Verhältnis*
11 *ÜNB/Anbieter sollte den Aspekt der Synchronität zum Verhältnis Anbieter (Aggregator)/BKV mit*
12 *berücksichtigen und einbeziehen, aber kann als dem Design der Regelleistungsmärkte*
13 *zugeordnetes Thema in diesem Verfahren und damit in diesem Dokument auf Basis der*
14 *getroffenen Vereinbarungen nicht geregelt werden.*

Illustration der „Rampenproblematik“:



- 1 **3.4 Plausibilitätsprüfungen durch die ÜNB**
- 2 Für die Ermittlung der Baseline bzw. des Arbeitspunktes (sofern dieser mit der Baseline identisch
- 3 ist), die Messung von Erzeugung und Verbrauch an der TE und die Bestimmung der erbrachten
- 4 Leistungsreduktion/-erhöhung der TE ist der Regelleistungsanbieter bzw. Aggregator
- 5 verantwortlich. Den Arbeitspunkt muss er bereits verbindlich für den kontinuierlichen
- 6 Regelungsprozess dem ÜNB als Poolsummenwert online zur Verfügung stellen.

1 Im Rahmen des Aggregatorenmodells führen die ÜNB in Phase 2 unter allen Stakeholdern
2 abgestimmte Plausibilitätsprüfungen durch und stellen die relevanten Ergebnisse zur Verfügung.
3 Diese Ergebnisse können von den beteiligten Marktakteuren im Rahmen ihres Prüfprozesses –
4 beispielsweise als Vergleichswert – herangezogen werden. Die Stakeholder haben sich darauf
5 verständigt, dass die Plausibilitätsprüfungen auf Basis von Viertelstunden-Werten regelmäßig
6 durchgeführt werden. Hierfür sind die Daten der einzelnen TEs jeweils für die Zeiträume zur
7 Verfügung zu stellen, in denen die TE an der Leistungsvorhaltung beteiligt war.

8 Die nachfolgend beschriebenen Plausibilitätsprüfungen finden in Phase 2 Anwendung.

9 (1) Arbeitspunkt-Qualität: Während des Vorhaltezeitraums (Viertelstunden mit Sollwert_{TE} = 0)
10 wird die Übereinstimmung des Arbeitspunktes einer TE mit der tatsächlichen (gemessenen)
11 Erzeugungs-/Verbrauchsleistung auf Einhaltung der festgelegten Toleranzen geprüft.
12 Auffälligkeiten gefährden nicht die Akzeptanz der berechneten erbrachten Regelleistung im
13 aktuellen Zeitraum, sondern geben vielmehr einen Hinweis auf die Güte der
14 Arbeitspunktbestimmung und somit auf die Eignung der TE zur RL-Erbringung. Entsprechende
15 Vorgaben zu den Grenzwerten sind in den Präqualifikationsbestimmungen zu verankern. Die
16 wiederholte oder dauerhafte Verletzung von Grenzwerten kann zum Entzug der
17 Präqualifikation führen.

18 (2) Arbeitspunkt-Grenzwert: Es wird sowohl für den Vorhaltezeitraum als auch für den
19 Abrufzeitraum geprüft, ob die Baseline der TE innerhalb ihrer technischen Grenzen
20 (maximale Erzeugung/Verbrauch) liegt. Ist dies nicht der Fall, so ist die berechnete erbrachte
21 Regelleistung ebenfalls nicht plausibel. Der ÜNB meldet in diesem Fall die festgestellte
22 Grenzwertverletzung an den Aggregator und der Aggregator muss den Arbeitspunkt neu
23 übermitteln.

24 (3) Messwert-Grenzwert: Es wird überprüft, ob der gemessene Wert innerhalb der
25 technischen Grenzen der TE (max. Erzeugung/Verbrauch) liegt. Mit dieser Prüfung soll das
26 Risiko eventueller Mess-/Übertragungsfehler verringert werden. Befindet sich der Wert
27 außerhalb der Grenzen, so ist er nicht plausibel. Dies gilt auch für die daraus berechnete
28 erbrachte Regelleistung. Der ÜNB meldet in diesem Fall die festgestellte
29 Grenzwertverletzung an den Aggregator und der Aggregator muss den Messwert neu
30 übermitteln.

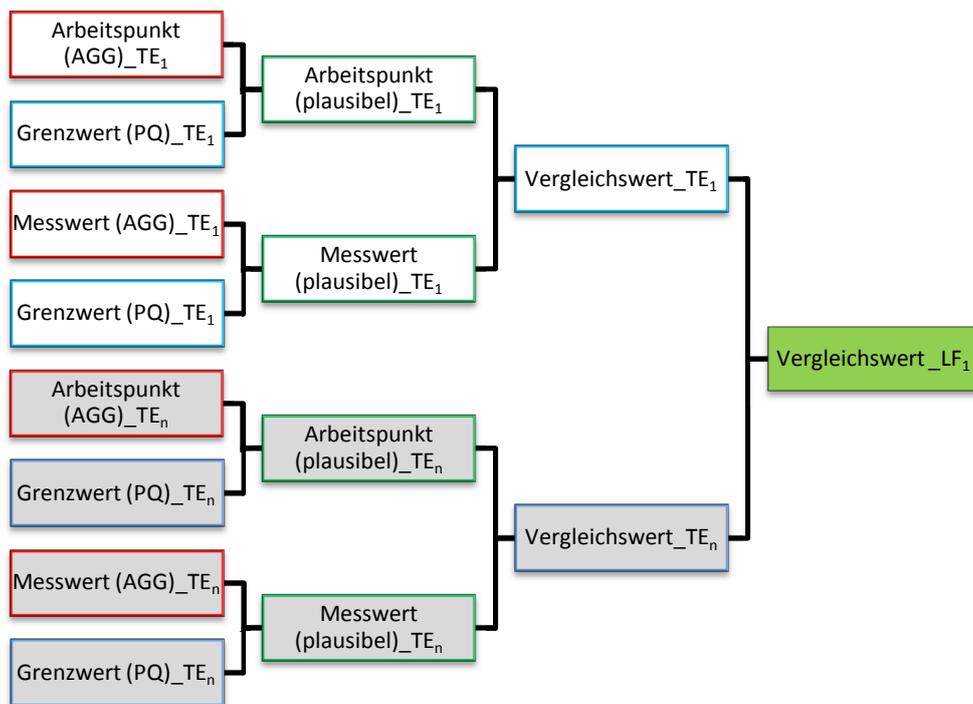
31 Sofern sich einzelne Werte aus (2) und (3) als unplausibel herausstellen, sind durch den
32 Aggregator vor Versendung der Überführungszeitreihen in III.3.5 plausible Ersatzwerte zu
33 versenden.

34 (4) Vergleichswert: Darüber hinaus errechnet der ÜNB je TE einen Vergleichswert_{TE} für die
35 zu überführende Menge Delta-Flex. Grundsätzlich entspricht dieser Wert der erbrachten
36 Regelleistung im Abrufzeitraum (Sollwert_{TE} ≠ 0), also der Differenz aus dem Messwert
37 Erzeugungs-/Verbrauchsleistung abzüglich der Baseline. Um systematische Abweichungen
38 zwischen dem vom Aggregator ermittelten Wert und dem Vergleichswert des ÜNB zu
39 vermeiden ist es wichtig, dass die Ermittlung der Werte durch den Aggregator immer für den
40 kompletten Viertelstundenzeitraum erfolgt. D.h. auch wenn bspw. der Abruf zu Minute 11
41 erfolgt, wird Delta-Flex auch von Minute 1 bis 10 gebildet. Sofern die Eingangswerte eine

1 Unplausibilität aus den Prüfungen (2) und/oder (3) aufweisen, findet die Berechnung der
2 Vergleichswerte nicht statt. In diesem Fall liegt somit kein plausibler Wert für die
3 Folgeschritte vor.

4 Der ÜNB verwendet ausschließlich die über die gesamte Kette vollständig plausibilisierten Werte
5 aus (4) zur Bildung eines lieferantenscharfen Vergleichswerts für die zwischen Aggregator und
6 BKV zu bilanzierende Menge Delta-Flex. Dieser Vergleichswert wird vom BIKO im Rahmen der
7 MaBiS-Prozesse als lieferantenscharfe Bilanzkreis-Summe an Aggregator und BKV gesendet.

8 Es soll zudem geprüft werden, ob für TEs mit einer Leistung von 5 MW oder mehr die
9 Verpflichtung zur Durchführung der Bilanzierung über einen eigenen bilanzierten Zählpunkt
10 und/oder andere Möglichkeiten festgeschrieben werden sollen, um die Grundlagen bei der
11 Datenplausibilisierung zu verbessern. Für TEs unterhalb der Leistung von 5 MW soll dabei ein
12 geeignetes Verfahren im Rahmen des Messstellenbetriebsgesetzes sicherstellen, dass die
13 Messwerte der jeweiligen TEs innerhalb angemessener Toleranzen bleiben.



14 3.5 Durchführung MaBiS-Prozess zur Bilanzkreisrekorrktur in Phase 2

15 Die Ausgangsbasis des Prozesses gründet sich auf die Bereitschaft der ÜNBs, den
16 Fahrplanaustausch der MRL-Pools auf Überführungszeitreihen umzustellen. Somit kann in
17 Phase 2 von gleichen MaBiS-Datenströmen bei der SRL und der MRL ausgegangen werden. Dabei
18 ist Zielstellung, eine einheitliche Verwendung der Begrifflichkeiten analog der
19 Prozessbeschreibungen und EDI@Energy-Dokumente sicherzustellen.

1 Der BIKO aktiviert die entsprechenden Zeitreihentypen beim BKV (Bestandsprozess MaBiS nach
2 8.2.1). Vorausgesetzt wird, dass alle in dem Prozess 8.2.1 genannten Vorbedingungen vorliegen
3 (z.B. „Der Bilanzkreis für die Aufnahme von SRI, SRE ist bekannt.“).

4 Während eines Abrufes werden die Onlinedaten des abgerufenen Pools an die ÜNBs übertragen
5 (Bestandsprozess). Zusätzlich werden die abgerufenen technischen Einheiten durch den
6 Aggregator benannt – die Einzelzeitreihen der technischen Einheiten werden nach den zeitlichen
7 und materiellen Bestimmungen aus Unterkapitel III.3.2 am Folgetag (d+1) an ÜNB und
8 Lieferanten übermittelt.

9 Zwischen den Bilanzkreisen des Lieferanten und des Aggregators sowie des Aggregators und des
10 ÜNB erfolgt die Umbuchung kalendermonatsweise mit Hilfe von Überführungszeitreihen im
11 Rahmen der Bilanzkreisabrechnungsprozesse. Für die Umbuchung der erbrachten MRL zwischen
12 den Bilanzkreisen des Aggregators und dem ÜNB werden dazu – nach dem Muster der
13 bestehenden Überführungszeitreihen für Sekundärregelleistung – Überführungszeitreihen für
14 Minutenreserve (MRE, MRI) eingeführt.

15 Für die Umbuchung zwischen Aggregator-BKV und Lieferanten-BKV werden
16 Überführungszeitreihen Delta-Flex (DFÜ) eingeführt und verwendet. Dabei werden DFE (Export
17 vom Bilanzkreis des LF in den Bilanzkreis des AGG) für die Summe der erbrachten positiven
18 Minutenreserve- und Sekundärregelleistung und DFI (Import vom Bilanzkreis des AGG in den
19 Bilanzkreis des LF) für die Summe der erbrachten negativen Minutenreserve- und
20 Sekundärregelleistung verwendet.

21 Nach dem Liefermonat übersendet der Aggregator folgende Summenzeitreihen:

- 22 • Der BIKO bzw. ÜNB erhält spätestens M+1 am 10. Werktag die bilanzkreisscharfen
23 Überführungszeitreihen Delta-Flex, die an den BKV des LF weiterzuleiten sind.
- 24 • Der Lieferant erhält zudem spätestens M+1 am 10. Werktag lieferantenscharfe
25 Summenzeitreihen Delta-Flex.

26 Der ÜNB erstellt zudem anhand der ihm vorliegenden Daten und Informationen
27 lieferantenscharfe Vergleichssummenzeitreihen Delta-Flex und versendet diese spätestens M+1
28 am 10. Werktag an die BKV des LF und des AGG.

29 Der Lieferanten-BKV vergleicht die Zeitreihen und prüft die Daten auf Plausibilität. Entweder es
30 erfolgt eine positive Prüfmitteilung oder im Fall von Unklarheiten wird ein Clearingprozess nach
31 Unterkapitel III.3.6 ausgelöst.

32 **3.6 Clearingprozess**

33 Es gelten die Fristigkeiten und das Erstaufschlagsrecht analog zum Prozess zwischen VNB und
34 BKV, wobei in diesem Fall das Erstaufschlagsrecht durch den Aggregator ausgeübt wird. Der 2.
35 Datenaustauschprozess nach der Bilanzkreisabrechnung (BKA) wird ebenfalls entsprechend
36 durchgeführt. Alle Prozesse der BKA und der Korrektur-Bilanzkreisabrechnung (KBKA) bleiben
37 unverändert bestehen. Zur Absicherung des Prozesses ist zwischen den Marktakteuren BKV
38 (Lieferant) und BKV (Aggregator) ein Clearingprozess einzurichten. Dieser wird nach dem
39 bewährten Prozess über den ÜNB eingerichtet.

1 Der BKV (Lieferant) prüft hierbei die vom Aggregator ermittelte Zeitreihe Delta-Flex gegen die
2 eigenen Informationen und die, durch den ÜNB übermittelten Vergleichswerte und bestätigt per
3 Prüfmitteilung die Akzeptanz der Daten. Im Falle einer negativen Prüfmitteilung kann der
4 Lieferant (auf Hinweis des Lieferanten-BKV) vom Drittpartei-Aggregator eine TE-scharfe
5 Clearingliste anfordern. Das eigentliche Clearing erfolgt analog zum Prozess zwischen VNB und
6 LF-BKV. Gleiches gilt für die Clearing-Fristen. Als zusätzliche Prüfmöglichkeit übermittelt der ÜNB
7 im Einzelfall seine TE-scharfen Daten der Abrufsituation an Lieferant und Drittpartei-Aggregator.
8 Drittpartei-Aggregator und Lieferant können diese Daten als Unterstützung ihres Clearings
9 heranziehen. Es besteht jedoch keine Abrechnungsrelevanz nach MaBiS für die durch den ÜNB
10 übermittelten Daten. Im Fall von Streitigkeiten zwischen Lieferant/BKV und Aggregator kommt
11 den Vergleichszeitreihen des ÜNB eine Vermutungswirkung zu.

12 **4. Zusätzliche Verbesserungen Fahrplanaustausch in Phase 1 bis zur** 13 **Implementierung des Zeitreihenprozesses in Phase 2**

14 **4.1 Umsetzungsfrist zur operativen Durchführung**

15 Stellt ein vom Letztverbraucher autorisierter Aggregator die Anfrage zur Öffnung des
16 Bilanzkreises zum Zweck der Regelleistungserbringung beim betreffenden BKV und liegen
17 sämtliche erforderlichen Informationen (PQ-Formblatt, Muster-Datei für Zeitreihe
18 Korrekturfahrplan) vor, so öffnet der BKV unverzüglich, aber spätestens 6 Wochen (ergänzende
19 **Regelung sollte in der StromNZV aufgenommen werden)** ab Zugang der dafür erforderlichen
20 Informationen den Bilanzkreis für die Regelleistungserbringung aus technischen Einheiten des
21 Letztverbrauchers.

22 Änderungen Bilanzkreisvertrag (Anlage 3):

23 **Streichen Nr. 1.6 alt:** *„Der BKV wird gemäß § 26 Abs. 3 StromNZV seine Bilanzkreise gem. Anlage*
24 *1 dieses Vertrages für Fahrplangeschäfte öffnen, die der Bereitstellung von Minutenreserve*
25 *dienen.“*

26 **Einfügen Nr. 1.6 S.1-2 neu:** *„Der Lieferanten-BKV wird gem. § 26a Abs.1 S.1 StromNZV seine*
27 *Bilanzkreise gem. Anlage 1 dieses Vertrages für die Bilanzierung des Transfers von*
28 *Energiemengen öffnen, die der Bereitstellung von Minutenreserve oder Sekundärregelung durch*
29 *Letztverbraucher dienen, sofern kein vertraglicher Ausschluss gem. § 26a Abs.1 S.3 StromNZV*
30 *vorliegt. Die an der Abwicklung der o.g. Energiemengen beteiligten BKV (Aggregator-BKV*
31 *(Regelleistungsanbieter) und Lieferanten-BKV) verantworten die Abwicklung der Energiemengen*
32 *in ihren Bilanzkreisen sowie die verbleibenden Bilanzkreisabweichungen gemäß den Regelungen*
33 *des Bilanzkreisvertrages und stellen den ÜNB von gegenseitigen Ansprüchen hieraus frei.“*

34

4.2. Ersetzen der BKV-Bestätigung durch eine Lieferantenbestätigung

Zur Umsetzung der Phase 1 werden die BKV-Bestätigungen¹⁶ durch Lieferanten-Bestätigungen ersetzt. Die Lieferanten-Bestätigung ist dabei, wie aktuell auch die BKV-Bestätigung, Bestandteil des Präqualifikationsverfahrens (vgl. III.1.1) und vom Lieferanten unverzüglich, spätestens jedoch innerhalb von 6 Wochen zu unterzeichnen.

Die in Unterkapitel III.4.1 vorgesehene Sechs-Wochen-Frist zur Öffnung des Bilanzkreises durch den BKV und die Sechs-Wochen-Frist des Lieferanten zum Versand der Lieferantenbestätigung hängen folgendermaßen miteinander zusammen: Der Aggregator versendet an den Lieferanten die Vorlage zur Lieferantenbestätigung der ÜNB. Der Lieferant bestätigt die Regelleistungsvermarktung durch den Aggregator mittels der unten aufgeführten Lieferantenbestätigung (sofern kein vertraglicher Ausschluss mit dem Kunden gem. § 26a Abs.1 S.3 StromNZV vorliegt) und versendet diese an den Aggregator. Der Lieferanten-BKV wird, sofern dieser nicht personenidentisch mit dem Lieferanten ist, im Innenverhältnis Lieferant/Lieferanten-BKV durch den Lieferanten entsprechend informiert. Sowohl die Öffnung des Bilanzkreises als auch die Lieferantenbestätigung müssen spätestens sechs Wochen nach Übermittlung der Vorlage an den Lieferanten erfolgen. Damit der Lieferanten-BKV bereits zu Beginn der Sechs-Wochen-Frist Kenntnis von der baldigen Aufnahme der Aggregatorentätigkeit haben kann, wird ebenfalls empfohlen, dass der Lieferant den Lieferanten-BKV frühzeitig über den Erhalt der Unterlagen und die ggf. anstehende Abwicklung informiert.

Lieferantenbestätigung (Beispiel SRL):

Der Lieferant bestätigt hiermit, dass er Kenntnis von der Regelleistungsvermarktung und -erbringung der aufgeführten Technischen Einheiten (TE) durch den Bieter hat. Der Lieferant wird im Rahmen seiner Prognoseerstellung die, durch die Erbringung von Regelleistung geänderte, Fahrweise der TE berücksichtigen.

Der Lieferant stellt, sofern Online-Messdaten der jeweiligen TE oder des entsprechenden Zählpunkts zur Bewirtschaftung genutzt werden (Online-Bewirtschaftung) sicher, dass im Lieferanten-Bilanzkreis während der Regelleistungserbringung durch den Bieter keine, die Erbringung kompensierende Ausregelung (Kraftwerks- oder Lastanpassungen oder Handelsgeschäfte) vorsätzlich durch den Lieferanten selbst oder den BKV vorgenommen wird. Der Lieferant gibt untenstehend je TE an ob eine Online-Bewirtschaftung vorliegt und wird Änderungen der Bewirtschaftungsform unverzüglich mitteilen.

Datum:

Lieferant:

Lieferanten-Bilanzkreis:

Bieter:

<i>Technische Einheit</i>	<i>Zählpunkt</i>	<i>positive SRL</i>	<i>negative SRL</i>	<i>Onlinebewirtschaftung</i>
<i>NAME</i>	<i>XXX</i>	<i>X MW</i>	<i>Y MW</i>	<i>Ja / Nein</i>

¹⁶ Muster abrufbar unter www.regelleistung.net

1 *Unterschrift Lieferant*

2 *Unterschrift Bieter*

3 *Der Lieferant kann die Unterzeichnung der Lieferanten-Bestätigung verweigern, sofern er mit dem*
4 *Letztverbraucher einen vertraglichen Ausschluss gem. § 26a Abs.1 S.3 StromNZV vereinbart hat.*

5 *Ein vertraglicher Ausschlussgrund liegt vor.*

6 *Datum:*

7 *Unterschrift Lieferant:*

8 **4.3 Bestätigung des Aggregators zur Sicherstellung der Abwicklung**

9 Der Aggregator bestätigt dem ÜNB im Rahmen des Regelleistungsrahmenvertrags, dass die
10 Vorbedingungen zur Abwicklung der Regelleistungserbringung gegeben sind. Hierzu wird § 2
11 Ziffer 2.1. Nummer 11 wie folgt geändert:

12 *„Sollte die für die Erbringung von SRL/MRL präqualifizierte TE nicht dem Anbieter-Bilanzkreis,*
13 *sondern dem Bilanzkreis eines Dritten (Erbringungs-BK) zugeordnet sein, so ist der Anbieter*
14 *zusätzlich verpflichtet, mit den betreffenden Bilanzkreisverantwortlichen entsprechende*
15 *Regelungen für eine ordnungsgemäße Abwicklung der Vorhaltung und Erbringung von SRL/MRL*
16 *bilateral zu vereinbaren oder alternativ die dafür entwickelten Standardprozesse*
17 *(Branchenleitfaden Regelleistungserbringung durch Drittpartei-Aggregatoren) anzuwenden. Dies*
18 *gilt insbesondere für das Verfahren zur bilanziellen Aufteilung zwischen Anbieter-Bilanzkreis und*
19 *Erbringer-Bilanzkreis nach Abruf der SRL/MRL.*

20 *Darüber hinaus ist der Anbieter dann verpflichtet eine Lieferantenbestätigung für die TE von dem*
21 *Lieferanten einzuholen, der die TE / den entsprechenden Zählpunkt beliefert, und dem Anschluss-*
22 *ÜNB vorzulegen. Sofern der Anbieter selbst der Lieferant ist, ist die Lieferantenbestätigung nicht*
23 *notwendig. Die Lieferantenbestätigung ist im Falle eines Lieferantenwechsels durch den Anbieter*
24 *rechtzeitig vor dem Lieferantenwechsel zu aktualisieren und dem ÜNB vorzulegen.“*

25 Der letzte Satz ist erforderlich, um dem ÜNB die Kenntnis über den neuen Lieferanten in Phase 1
26 zu verschaffen, da noch kein Stammdatenaustauschprozess wie für Phase 2 in Unterkapitel
27 III.2.3 dargestellt, existiert. Die Umsetzung kann durch eine vertragliche Informationspflicht über
28 einen Lieferantenwechsel im Aggregator-/Kundenverhältnis erfolgen und durch Einholung der
29 Lieferantenbestätigung beim Vertragsschluss mit dem neuen Lieferanten durch den Kunden
30 umgesetzt werden.

31 **4.4 Energieaustausch-Fahrplan zur Vermeidung von regelleistungsbedingten** 32 **Bilanzabweichungen**

33 Ziel ist es, während der Regelleistungsvermarktung im Bilanzkreis des BKV, dem der die jeweilige
34 technische Einheit umfassende Zählpunkt zugeordnet ist, durch die Leistungserhöhung/-
35 reduktion im Rahmen der Regelleistungsvermarktung zusätzliche Bilanzabweichungen zu
36 vermeiden.

37 Um dies zu erreichen, ermittelt der Drittpartei-Aggregator in Phase 1 die erforderlichen
38 lieferantenscharfen Delta-Flex-Zeitreihen und stellt diese dem Lieferanten-BKV am Folgetag zur

1 Verfügung. Eine Prüfung der Einzelzeitreihen kann der Lieferanten-BKV über den jeweiligen
2 Lieferanten veranlassen, dem bereits im Phase 1 durch den Aggregator die entsprechenden
3 Delta-Flex-Zeitreihen je TE und Zählpunkt zur Verfügung gestellt werden. Sowohl der Lieferanten-
4 BKV als auch der Aggregator stellen einen Energieaustausch-Fahrplan per day-after Anmeldung
5 ein und übermitteln diesen an den jeweiligen ÜNB.

6 Der Austauschfahrplan-Prozess in Phase 1 unterscheidet sich von Phase 2 hinsichtlich der
7 Bestimmung der Delta-Flex-Zeitreihen. Während diese im Phase 2 (vgl. III.3.2.3) immer außerhalb
8 des Abruf- und Nachholzeitraums den festen Wert Null aufweisen, wird im Phase 1 der Status
9 Quo insofern aufrechterhalten, als das sowohl bei Vorhaltung als auch bei tatsächlichem Abruf
10 von Regelleistung ein Austauschfahrplan erforderlich sein kann (z.B. bei TE mit schwankender
11 Wirkleistung). Im Übrigen greifen die Grundaussagen zur Bestimmung der Delta-Flex-Zeitreihen
12 (Unterkapitel III.3.1 und III.3.2) bereits im Phase 1, soweit in den jeweiligen Unterkapiteln nicht
13 explizit eine Regelung der Phase 2 zugeordnet wird.

14 Unterschiedlich zum Status Quo geregelt werden soll allerdings bereits in Phase 1 die
15 Einbeziehung von Rampen. Sowohl bei der SRL als auch bei der MRL hat der Energietransfer für
16 jede vom Abruf betroffene Viertelstunde, d.h. einschließlich der An- und Abfahrrampen, zu
17 erfolgen.

18 Der Austauschfahrplan-Prozess im Phase 1 mit den in III.4.4 beschriebenen Inhalten sollte
19 normativ durch Festlegung der Bundesnetzagentur geregelt werden.

20 **4.5 Aufwandsentschädigung des BKV für die Mitwirkung**

21 Für die Bilanzkreisverantwortlichen stellt der Austausch von Fahrplänen aufgrund der
22 Regelleistungserbringung durch Drittpartei-Aggregatoren im day-after-Prozess einen zusätzlichen
23 Aufwand dar. Um die anfallenden Aufwände kalkulierbar zu machen, sollen durch die
24 Bundesnetzagentur Standards vorgegeben werden. Dabei soll

- 25 • für den Fall, dass bis zu 10 mal im Jahr ein zusätzlicher Fahrplanaustausch, sowie
- 26 • für den Fall, dass bis zu 50 mal im Jahr ein zusätzlicher Fahrplanaustausch, sowie
- 27 • für den Fall, dass bis zu 100 mal im Jahr ein zusätzlicher Fahrplanaustausch, sowie
- 28 • für den Fall, dass darüber hinaus ein zusätzlicher Fahrplanaustausch erforderlich ist,

29 jeweils eine Aufwandsobergrenze durch die Bundesnetzagentur festgelegt werden. Die
30 Obergrenzen sollen dabei keine mengenmäßige Rabattierung enthalten. Den BKV bleibt es
31 überlassen, ob sie die Obergrenzen einhalten, indem sie die Kosten je Fahrplanaustausch oder je
32 Gruppe in Rechnung stellen.

33 Die Obergrenzen sollen sich daran orientieren, welche zusätzlichen personellen und
34 wirtschaftlichen Aufwände bei den Bilanzkreisverantwortlichen für das Fahrplanmanagement,
35 die Kontrolle und Überprüfung und das Clearing entstehen. Die Obergrenzen sollten sich an
36 einem effizienten und typisierten Bilanzkreisverantwortlichen orientieren, der im Status Quo
37 seine Kapazitäten optimal ausgelastet hat.

38 Diese Regelung zur Aufwandsentschädigung wird mit vollständiger Implementierung einer
39 vollautomatisiert abgewickelten MaBiS 3.0 in Phase 2 gestrichen.

5. Abwicklung Energiemengen ggü. Kunden

5.1 Ausgestaltung des „corrected-model“

Durch das sogenannte „corrected-model“ soll künftig die notwendige finanzielle Verrechnung für den Transfer der Energiemengen, d.h. die Energiemenge, die durch eine Schalt- bzw. Steuerhandlung eines Aggregators an einer TE zu einem Mehr- bzw. Minderverbrauch des Endkunden führt, zwischen den beteiligten Parteien standardisiert und damit massenmarktfähig abgewickelt werden.

Dabei zeichnet sich das „corrected-model“ durch folgende Attribute aus:

- Eine Abrechnung von Energiemengen im Sinne einer Verrechnung zwischen Lieferant und Aggregator ist nicht erforderlich, d.h. eine bilaterale Abstimmung zwischen beiden Parteien entfällt.
- Der Lieferant rechnet die aus einer Schalt- bzw. Steuerhandlung des Aggregators resultierenden zu transferierenden Energiemengen direkt auf Basis des mit dem Endkunden vertraglich vereinbarten Beschaffungspreises (gem. Stromliefervertrag) ab bzw. vergütet diese. Dies erfolgt zusätzlich zur Abrechnung der Stromlieferung.
- Die Umsetzung ist sowohl für integrierte als auch nicht integrierte Lieferverträge möglich.
- Der Lieferant als auch der Aggregator müssen dadurch keine preisbildenden (wettbewerblichen) Informationen offenlegen; der Kunde kann auf Basis der ihm vorliegenden Informationen (d.h. Beschaffungspreis des Lieferanten und Vergütung des Aggregators) entscheiden.
- Es entstehen wirtschaftliche und informatorische Mehraufwände: Der Lieferant muss eine IT-Umstellung vornehmen sowie Prüfprozesse aufbauen, der Kunde muss verstehen, dass sich die Tätigkeit des Aggregators auf die Abrechnung mit dem Lieferanten auswirkt, der Aggregator muss dies bei der Vertragsanbahnung mit dem Kunden einbeziehen und erklären.

Dabei ist künftig bei der Abrechnung der Stromlieferung (zwischen Lieferanten und Kunden) zwischen den an der Abnahmestelle (bzw. Messlokation) eichrechtlich gemessenen Energiemengen und den durch die Schalt- bzw. Steuerungshandlung „bilanziell“ ermittelten Energiemengen an der jeweiligen technischen Einheit bzw. dem Zählpunkt (d.h. ermittelte Differenzmenge Delta-Flex zwischen Baseline und Verbrauchs- bzw. Erzeugungsleistung) zu unterscheiden.

Diese Differenzierung ist nicht nur aus Transparenzgründen gegenüber dem Kunden, sondern auch hinsichtlich der Zuordnung der verschiedenen Umlagen und Abgaben notwendig.

Lieferant und Kunde haben abweichend davon die Möglichkeit, zur vereinfachten Abwicklung einen Pauschalbetrag oder eine sonstige vertragliche Vereinbarung zu treffen. Damit können einfachere, aber mit einer größeren Risikoallokation versehene Lösungsansätze als das „corrected-model“ gewählt werden. Soweit keine anderen vertraglichen Vereinbarungen zwischen Kunde, Lieferant und/oder Aggregator getroffen wurden, gilt das „corrected-model“.

5.2 Berücksichtigung von Steuern, Umlagen und Abgaben im „corrected-model“

Die Zuordnung von Steuern und Abgaben auf die o.g. verschiedenen Energiemengen ist dabei wie folgt:

1 Abrechnungsbasis/Bemessungsgrundlage für Netznutzungsentgelte sowie der relevanten
2 Steuern und Abgaben (z.B. EEG-Umlage, Stromsteuer, Konzessionsabgabe etc.) ist der
3 eichrechtlich erfasste Messwert der Abnahmestelle. D.h. alle Steuern und Abgaben sind wie
4 bisher an die Netznutzungsentgelte bzw. die Stromlieferung gekoppelt.

5 Das „corrected-model“ macht daneben einen zweiten Rechnungsposten auf. Dieser stellt den
6 Lieferanten virtuell so, als ob er dem Letztverbraucher die Strommenge geliefert hätte, die
7 erforderlich gewesen wäre, wenn kein Abruf stattgefunden hätte. Da Steuern, Umlagen und
8 Abgaben sich aber am tatsächlichen Verbrauch und nicht dem virtuellen Verbrauch orientieren,
9 ist der vertraglich vereinbarte Beschaffungspreis (exklusive Steuern, Umlagen und Abgaben) für
10 die transferierten Energiemengen (negativ als auch positiv) lediglich mit dem Umsatzsteuersatz
11 zu multiplizieren.

12 Dies bedeutet aber im Falle einer Zuschaltung, dass durch den Kunden für diese Mengen
13 entsprechend Netzentgelte, Steuern und Abgaben unabhängig von der Vergütung der
14 transferierten Energiemengen anfallen und im Fall eines integrierten Vertrages an den
15 Lieferanten zu bezahlen sind. Nicht berechnet und von der gemessenen Menge abgezogen wird
16 dem Kunden vom Lieferanten nur die an der/n TE(s) je Marktlokation ermittelte und entstandene
17 Mehrmenge, die durch die Zuschaltung des Aggregators herbeigeführt wurde.

18 **5.3 Abrechnungsrelevante Datensätze/ Nachvollziehbarkeit durch den** 19 **Kunden/Transparenz der Abrechnung**

20 Grundlage für die Abrechnung der zu kompensierenden Energiemengen aus Schalt- bzw.
21 Steuerhandlungen zwischen Lieferant und Endkunde sind die ermittelten Differenzmengen
22 (Delta-Flex-Zeitreihe) pro bilanzierungsrelevantem Zählpunkt im Abrufzeitraum (zur Anwendung
23 bzw. Nichtanwendung des „corrected-model“ beim Vorliegen eines Nachholtyps Klasse 2 oder 3
24 siehe Kapitel III.6) gemäß Kapitel III.3.

25 Die Verwendung der entsprechenden Daten und Anerkennung durch den Kunden muss dabei
26 vertraglich adressiert und eindeutig geregelt werden. In Phase 1 wie in Phase 2 werden für die
27 Abrechnung dieselben Basisdaten wie für die Bilanzkreisrekorrktur verwendet. Stellen sich nach
28 Abrechnung zwischen Lieferant und Kunde Basisdaten als falsch heraus, kann dies (wie auch
29 bisher, wenn in die Bilanzierung eingeflossene Daten sich nachträglich als falsch herausstellen)
30 eine Korrektur der Kundenabrechnung nach sich ziehen. Die Abwicklung ist dabei nicht im
31 Standardmodell zu beantworten, sondern eine vertragsrechtliche Ausgestaltungsfrage.

32 Somit kann der Kunde - im Regelfall - die Abrechnungsposition durch den Lieferanten
33 unmittelbar mit der vergüteten Position des Aggregators mengenseitig (d.h. kWh) vergleichen,
34 da dieser Wert für beide Seiten die Basis für die jeweilige Abrechnung bildet. Sofern beim
35 Regelleistungsabruf eine Überdeckung oder Unterdeckung vorkommt, weichen die vom
36 Aggregator verrechneten Mengen von denen des Lieferanten ab. Der Kunde hat damit die
37 Möglichkeit, die Qualität der Dienstleistung von Aggregatoren zu vergleichen. Die bilanziell
38 umgebuchten Mengen sind mit den LF-seitig abgerechneten Mengen dabei immer identisch.

39 **5.4 Berücksichtigung administrative Kosten „angemessene Vergütung“**

40 Der Lieferant erhält das Recht, einen bis zu zehnpromzentigen Risikozuschlag auf präqualifizierte
41 TEs der „Nachholklasse 2 vorläufig“ hinsichtlich aller vom Drittpartei-Aggregator bei diesen

1 Anlagen abgerufenen Energiemengen bei der Abrechnung gegenüber dem Kunden zu erheben.
2 Die Berücksichtigung erfolgt, in dem der Lieferant bei Mehrverbrauch des Kunden und
3 entsprechender Rückvergütung des Kunden bis zu zehn Prozent vom vereinbarten
4 Beschaffungspreis abzieht und bei Nachforderung gegenüber dem Kunden bis zu zehn Prozent
5 auf den vereinbarten Beschaffungspreis addiert.

6 Dieser Risikozuschlag soll dabei insbesondere kompensieren, dass zu Beginn von Phase 1 und bis
7 zur Implementierung (noch in Phase 1) von einer operativ umsetzbaren Bewirtschaftung von
8 Nachholeffekten durch den Drittpartei-Aggregator mögliche Effekte unberücksichtigt bleiben.

9 Der bis zu zehn-prozentige Risikozuschlag bezieht sich nicht auf die Abrufmengen der
10 Nachholklasse 1, in der ein solcher Nachholfall gesichert nicht vorliegt.

11 Ab dem Zeitpunkt, in dem die Bewirtschaftung in den Nachholklassen 2 und 3 auf den
12 Drittpartei-Aggregator übergeht, soll der Risikozuschlag durch den Lieferanten nicht mehr
13 erhoben werden.

14 **5.5 Eichrechtliche Kompatibilität**

15 Bei der Abrechnung der Einheit kWh ist dabei eine eichrechtlich korrekte Erfassung erforderlich.
16 Diese kann aufgrund dessen, dass es sich bei der Baseline um einen hypothetischen
17 Verbrauchswert handelt, messtechnisch nicht korrekt erfasst werden.

18 Es gilt im Eichrecht der Grundsatz, dass Messwerte, die mit einer gesetzlichen Einheit
19 multipliziert in Rechnung gestellt werden, mit einem Messgerät bestimmt werden müssen, das
20 den Anforderungen des Mess- und Eichgesetzes und der Mess- und Eichverordnung entspricht.
21 Nun ist Rechnungsposten 1 (s. III.5.1 bis III.5.3) dahingehend unproblematisch – der
22 Saldierungsposten weist nun allerdings folgendes Problem auf. Um die Delta-Flex-Menge zu
23 ermitteln, muss dies unter Zuhilfenahme der über den Abrufzeitraum prognostizierten Werten
24 über eine Saldierung ermittelt werden, die die TE(s) aufgewiesen hätte(n), sofern der Drittpartei-
25 Aggregator sie nicht ab-/ oder zugeschaltet hätte. Zwingend erforderlich für die Berechnung ist
26 damit die Baseline, die darlegt, wie die Erzeugung bzw. der Verbrauch ohne Abruf zu vermuten
27 gewesen wäre. Da dies ein hypothetischer Prognosewert ist, stellt sich die Frage, welche
28 technischen Anforderungen an diese Baseline zu stellen sind.

29 Aktuell darf nach heutigem Eichrecht ein solcher anhand der entsprechenden Baseline
30 ermittelter Deltawert nicht für eine eichrechtlich korrekte Abrechnung von nach kWh-
31 ausgewiesenen Energiemengen verwendet werden. Dies würde zu erheblicher
32 Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Abwicklung des Gesamtmodells führen.

33 Aus diesem Grund wird die Einfügung einer neuen Nr.5 in § 25 der Mess- und Eichverordnung
34 mit folgendem Wortlaut vorgeschlagen:

35 *„5. neu gebildete Messwerte für abzurechnende Energie sowie Leistung im Bereich der*
36 *Messgeräte für Strom, wenn sie durch Summen- oder Differenzbildung ermittelt worden ist, einer*
37 *der beiden für die Bildung der Summe oder Differenz erforderlichen Werte nicht mit einem*
38 *Messgerät ermittelt werden kann und das Verfahren zur Ermittlung dieses Werts anerkannten*
39 *Regeln der Technik entspricht.“*

1 **5.6 Versorgerstatus im Dreiecksverhältnis Letztverbraucher, Lieferant, Aggregator**

2 Da im Dreiecksverhältnis vom Lieferanten beschaffte Energiemengen über den Letztverbraucher
3 auf den Aggregator in dessen Bilanzkreis übertragen werden, wäre es denkbar, die insoweit
4 transferierten Energiemengen als geleisteten Strom i.S.d. § 2 Nr.1 StromStG anzusehen und
5 damit einen Versorgerstatus des Letztverbrauchers anzunehmen.

6 Aus Klarstellungsgründen soll an dieser Stelle zur Vermeidung von Missverständnissen deutlich
7 gemacht werden, warum dieser Ansatz nicht greifen kann. Die Stromsteuer ist eine
8 Verbrauchssteuer im Sinne der Abgabenordnung (vgl. § 1 StromStG). Der Letztverbraucher
9 unterliegt nach dem hier dargestellten Modell mit seinem tatsächlichen, faktischen und
10 gemessenen Letztverbrauch ausnahmslos den Vorschriften des StromStG. Der Aggregator selbst
11 hat keinen Herstellungsprozess, für den er vom Letztverbraucher geleisteten Strom verwenden
12 könnte. Es handelt sich damit zwar um ein Handelsgeschäft, das den umsatzsteuerrechtlichen
13 Vorschriften unterfällt, aber nicht um einen Tatbestand, der zur Einordnung als steuerpflichtiger
14 Verbrauchstatbestand führen kann.

15 **6. Umgang mit Nachholeffekten**

16 **6.1 Grundsätzliches zu den Nachholklassen und der Definition des Nachholeffektes**

17 An erster Stelle stellt sich die Frage, um was es sich bei einer Nachholung eigentlich handelt.
18 Hierzu wird die im Strommarktgesetz zu § 27 StromNZV in der Begründung enthaltene Definition
19 verwendet.

20 Demnach ist Nachholung eine *„zeitlich der Regelleistungserbringung nachgelagerte Abweichung*
21 *des Verbrauchsverhaltens des Letztverbrauchers von seinem geplanten Verbrauchsverhalten,*
22 *wenn diese Abweichung Folge der vorangegangenen Regelleistungserbringung ist.“*

23 Im Rahmen der Präqualifikation ist daher festzustellen, ob ein Abruf der TE eine nachgelagerte
24 Abweichung vom geplanten Verbrauchsverhalten herbeiführt. Eine Abweichung vom geplanten
25 Verbrauchsverhalten hat dahingehend Auswirkungen, dass aufgrund des Dreiecksverhältnisses
26 Kunde/Lieferant/Aggregator sich ein aus dem Verhältnis Kunde/Aggregator stammendes
27 Verhalten (der Regelleistungsabruf) in dem Verhältnis Kunde/Lieferant auswirkt. In welcher
28 Weise dies Auswirkungen nach sich zieht, kann bei der heute als mangelhaft zu bezeichnenden
29 Datenlage kaum seriös abgeschätzt werden. Klar ist allerdings, dass eine Rückwirkung als solche
30 logisch besteht, diese Rückwirkung auch ein zusätzliches Risiko für den Lieferanten/BKV mit sich
31 bringen kann. In § 27 Abs.1 Nr.23 lit.e StromNZV hat der Gesetzgeber dazu explizit festgelegt,
32 dass die Auswirkungen der Nachholeffekte u.a. als unbeachtlich (Festlegung eines angemessenen
33 Entgelts Null) durch die Regulierungsbehörde bestimmt werden können. Im Gegenzug dazu ist
34 der Weg in der StromNZV vorgezeichnet, dass die potenziellen Admin-Aufwände des BKV bzw.
35 Lieferanten mit einem zusätzlichen Admin-Entgelt versehen werden.

36 **6.2 Entwicklungspfad zum Umgang mit der Nachholung**

37 Die Implementierung des Nachholmodells erfolgt in zwei Schritten in Phase 1 nach folgendem
38 Muster. Mit Umsetzung des Branchenleitfadens werden bereits in der Präqualifikation durch den
39 ÜNB TEs in zwei Nachholklassen einsortiert – dies sind Nachholklasse 1 und „2 vorläufig“. Die
40 Aufteilung erfolgt dabei nach dem einfachen Schema, ob die TE gesichert keine Nachholeffekte
41 aufweist (Nachholklasse 1) oder solche denkbar und möglich sind (Nachholklasse „2 vorläufig“).

1 Die bestehenden Regelungen zur Präqualifikation von Anlagen mit unmittelbarer Nachholung
2 sind dabei unverändert anzuwenden. Die Zuordnung in die Nachholklassen erfolgt für alle
3 präqualifizierten TEs bei Letztverbrauchern – unabhängig, ob die Vermarktung über Drittpartei-
4 Aggregatoren oder nicht stattfindet.

5 Präqualifizierte zur Regelleistungserbringung eingesetzte TEs der Nachholklasse „2 vorläufig“
6 unterliegen desweiteren einer mengenmäßigen Begrenzung von in Summe je Aggregator 100
7 MW im Bundesgebiet (Maximum für alle Regelzonen zusammen) in Schritt 1. Dies ergibt sich
8 daraus, dass aufgrund der unsicheren Datengrundlage zur Nachholung sowohl Aspekte der
9 Systemsicherheit als auch die Risikominimierung auf Seiten der BKV/LF gegen die Chancen einer
10 schrankenlosen Marktöffnung abzuwägen sind.

11 Sofern einvernehmlich zwischen ÜNB, LF/BKV und Drittpartei-Aggregator bereits vor
12 Finalisierung der „Langfristbaseline“ valide Lösungen (inkl. Baseline) für einzelne TEs oder
13 einzelne Anlagentypen für die klare Zuordnung der Nachholklasse bzw. Bewirtschaftung
14 gefunden werden, kann auch bereits vor Ablauf der unten genannten 1,5 Jahre¹⁷ eine solche
15 Lösung umgesetzt werden. Auf diese TEs ist dann weder der Mengendeckel von 100 MW noch
16 der Risikozuschlag nach III.5.4 anzuwenden.

17 Alle TEs der Nachholklasse „2 vorläufig“ werden in diesem ersten Schritt hinsichtlich der
18 Nachholung durch die BKV bzw. Lieferanten bewirtschaftet. Weder findet eine
19 Energiemengentransfer bezüglich der Bilanzkreise noch bezüglich der Kundenabrechnung nach
20 den Grundsätzen des „corrected-model“ für die etwaigen Nachholmengen statt.

21 Im Unterschied zu Nachholklasse 1 findet für alle TEs der Nachholklasse „2 vorläufig“ eine
22 umfassende Datenanalyse statt. Dabei wird, sofern ein Abruf stattfindet, bis 48 Stunden nach
23 Abrufende sowohl der Messwert jeder abgerufenen TE, der zugehörige TE-scharfe Arbeitspunkt
24 als auch Planungswerte (die Prognose des Aggregators) erfasst und an die ÜNB als
25 Datentreuhänder übermittelt.

26 Desweiteren sind die bereits im Markt tätigen Drittpartei-Aggregatoren gehalten, entsprechende
27 historische Datensätze (soweit vorhanden) an die ÜNB zu übermitteln.

28 Die ÜNB beginnen ein Jahr nach Implementierung der Nachholklassen in der Präqualifikation mit
29 der Auswertung der Daten und schließen diese nach einem weiteren halben Jahr ab. Die
30 Auswertung steht unter dem Vorbehalt einer Klärung der Finanzierung. Dabei soll die
31 Auswertung der Daten insbesondere unter dem Aspekt vorgenommen werden, ob die
32 vorgeschlagene Aufteilung der Nachholklasse „2 vorläufig“ in die Nachholklassen 2 und 3
33 Plausibilitätserwägungen Stand zu halten vermag. Dabei kann es auch möglich sein, dass die in
34 III.6.3 dargestellten Nachholklassen anzupassen sind und ggf. durch andere, geeignetere
35 Nachholklassen zu ersetzen sind.

36 Desweiteren wird sofort nach Beschließung dieses Branchenleitfadens ein technisches Verfahren
37 zur Entwicklung einer „Langfristbaseline“ initiiert. In diesem Verfahren sollen mit Unterstützung
38 der Vertreter der technischen Verbände und jeweils zu einem Drittel technische Vertreter von

¹⁷ s. weiter unten im Text: Zeitfenster, binnen dessen Verfahren „Langfristbaseline“ und Auswertung Daten abzuschließen ist.

1 ÜNB, Drittpartei-Aggregatoren und BKV/Lieferanten einen mit angemessenem Aufwand
2 umsetzbaren Vorschlag zur Implementierung einer solchen „Langfristbaseline“ erarbeiten. Das
3 Verfahren ist binnen eines Zeitraums von 1,5 Jahren abzuschließen. Es ist zu betonen, dass die
4 Aggregatoren eine hervorstechende Verantwortung für einen raschen und konstruktiven Ablauf
5 dieses Verfahrens haben sollten.

6 Folgende Aspekte sind in diesem Verfahren zu berücksichtigen:

- 7 • Die „Langfristbaseline“ sollte idealerweise taugliche Kriterien entwickeln, die eine
8 Abgrenzung zwischen Verbrauchsverhalten und Nachholeffekten zulassen. Sofern eine solche
9 Abgrenzung gelingt, sollte es die Abgrenzung dann möglich machen, dass ein doppelter
10 Risikozuschlag (sowohl durch Drittpartei-Aggregator wie Lieferant) beim Endkundenpreis
11 vermieden werden kann.
- 12 • Die „Langfristbaseline“ sollte eine Prognose der TE ohne Abruf sein und es dem
13 BKV/Lieferanten möglich machen, zwischen „normaler“ Fahrweise und Fahrweise mit
14 Nachholung zu unterscheiden.
- 15 • Die „Langfristbaseline“ sollte ein Verfahren aufzeigen, wie das Mengenrisiko auf die
16 Nachholmenge begrenzt werden kann. Die Erheblichkeitsschwelle könnte sich dabei als an
17 der durch einen Regelleistungsabruf hervorgerufenen Energiemenge orientieren und sollte
18 jedenfalls kein Vielfaches dieser Menge umfassen können.
- 19 • Die „Langfristbaseline“ sollte desweiteren die Möglichkeit in Betracht ziehen, ob die
20 Umsetzung für einen Verzicht auf die Kundenabrechnung geeignet ist. Dies könnte dann der
21 Fall sein, sofern sich die abrechenbaren Mengen gegenüber dem Kunden 1:1 (positiv wie
22 negativ) ausgleichen würden.
- 23 • Desweiteren sollte eine angepasste „Langfristbaseline“ für die TEs erarbeitet werden, deren
24 Nachholeffekte zeitlich bereits deutlich früher als 24-48 Stunden abgeschlossen sind. Dabei
25 kann der Zeitraum auch abweichend vom in Nachholklasse 3 genannten 12-Stunden-
26 Zeitraum geregelt werden oder gar ggf. für mehrere Zeiträume anpassbar gemacht werden.

27 Die „Langfristbaseline“ und die Datenanalyse würden unter den dargestellten Prämissen 1,5
28 Jahre nach Umsetzung dieses Branchenleitfadens vorliegen und in Schritt 2 (noch in Phase 1)
29 umgesetzt werden.

30 Mit Implementierung von Schritt 2 entfällt sowohl die oben genannte Mengenbegrenzung als
31 auch der unter III.5.4 genannte Risikozuschlag des Lieferanten. Alle bereits präqualifizierten TEs
32 der „Nachholklasse 2 vorläufig“ werden vollständig den Nachholklassen 1, 2 und 3 zugeordnet.¹⁸

33 **6.3 Vorgesehene¹⁹ Nachholklassen in Phase 2**

34 **6.3.1 Nachholklasse 1 (keine Nachholung)**

35 Anhand einer Positivliste lässt sich festhalten, welche Prozesse typischerweise keine
36 Nachholeffekte aufweisen. Industrielle Eigenerzeugungsanlagen, fortlaufend mit hoher
37 Auslastung betriebene Prozesse oder auch Wärmeprozesse mit substituierbarer Brennstoffquelle
38 gehören zu dieser Kategorie. Daneben sind auch Prozesse mit sehr hoher Volllaststundenzahl wie
39 z.B. Elektrolysen und Wärmeprozesse mit substituierbarer Brennstoffquelle zu nennen, bei

¹⁸ Unter Berücksichtigung von S.41 Z.28-35.

¹⁹ Fn. 18.

1 denen, wie beispielsweise bei Glasschmelzen, auf Gasbefeuerung umgestellt werden kann. Im
2 Rahmen des Präqualifikationsprozesses wird festgelegt, ob es sich bei der präqualifizierten TE um
3 Nachholklasse 1 handelt. Sofern dies festgestellt wird, ergeben sich keine weiteren
4 Besonderheiten. Bilanzkreis Korrektur und das in Kapitel III.5 beschriebene „corrected-model“
5 greifen vollständig. Nachholklasse 1 wird in Phase 1 (in Schritt 1) bereits implementiert.

6 **6.3.2 Nachholklasse 2 (Nachholung)**

7 Lässt sich in der Präqualifikation nicht mit Sicherheit ausschließen, dass eine Nachholung vorliegt
8 oder vorliegen könnte, erfolgt grundsätzlich eine Einstufung in Nachholklasse 2. Es sei denn, es
9 liegt explizit und nachweislich ein Fall der Nachholklasse 3 vor.

10 Im Anschluss an einen Regelleistungsabruf erfolgt folgender Umgang mit den TE der
11 Nachholklasse 2:

12 Nach dem Abrufzeitraum gehen TE dieser Nachholklasse ohne zeitliche Lücke in den
13 Nachholzeitraum über.

14 Dieser Nachholzeitraum umfasst stets den Tag des Abrufs (d) und den Tag nach dem Abruf (d+1)
15 (also je nach Abrufzeitpunkt 24 bis 48 Stunden) und damit den vollständig für die Intraday-
16 Bewirtschaftung relevanten Zeitraum.

17 Die Zuordnung dieses Zeitraums hat folgenden Hintergrund: In der Regel liegen dem Lieferanten
18 spätestens um 10:00 Uhr des Tages d+1 die Informationen vor, die er für die day-Ahead-
19 Beschaffung für d+2 benötigt. So können, insbesondere auch kleinere Lieferanten die ggf. keine
20 Intraday-Bewirtschaftung vornehmen, auf dieser Basis Prognosen und Beschaffungsvorgänge im
21 Day-Ahead-Prozess für d+2 vorgenommen werden.

22 Sofern Nachholeffekte bei einem Regelleistungsabruf innerhalb des Tages des Abrufs (d) und des
23 darauf folgenden Tages (d+1) auftreten und diese nicht aus dem Bilanzkreis des Lieferanten
24 entfernt würden, hätte ein Lieferant ohne Zugang zum Intraday-Handel und ohne Kenntnis über
25 den Effekt einen potenziellen Risikoposten, da er diesen in seiner Day-Ahead-Beschaffung
26 logischerweise mangels Existenz nicht berücksichtigen konnte. Dieser kann nur dann vollständig
27 beseitigt werden, wenn der gesamte Intraday-Handelszeitraum durch den Aggregator
28 abgesichert wird. Dies wird durch den oben beschriebenen Zeitraum und die im Folgenden
29 beschriebene Bewirtschaftung sichergestellt. Demgegenüber ist der Aggregator aufgrund seiner
30 Nähe zur TE mit dem Verhalten der TE vertraut und es liegt nahe, ihm damit auch die
31 Bewirtschaftung des zeitlich naheliegenden TE-Verhaltens in seine Verantwortlichkeit zu
32 übertragen.

33 Folgende Vorgehensweise ergibt sich daraus:

- 34 • Der Aggregator übernimmt die Delta-Flex-Mengen (Ermittlung nach dem in Kapitel III.3
35 beschriebenen Verfahren) in seinen Bilanzkreis (Abrufzeitraum).
- 36 • Zudem hinterlegt der Aggregator eine TE-bezogene Lastprognose für das prognostizierte
37 Verhalten der TE nach einem Regelleistungsabruf für die folgenden 48 Stunden. Die Details
38 werden in Phase 1 im Rahmen der Entwicklung einer „Langfrist-Baseline“ festgelegt.

- 1 • Im Fall eines Regelleistungsabrufes wird direkt mit Beginn des Nachholzeitraums (ab Minute
2 1 nach dem Abruf) die vorliegende Lastprognose als neue Baseline-Zeitreihe im Sinne des
3 Unterkapitels III.3.1.1 verwendet.
- 4 • Der Aggregator hat in den folgenden Stunden bis zum Ende des Nachholzeitraums einen
5 eigenen wirtschaftlichen Anreiz und die Verantwortung, die Differenzmengen zur
6 hinterlegten Prognose Intraday zu beschaffen bzw. die TE durch eingreifende Steuerung
7 möglichst schnell in die „Spur“ seiner Lastprognose zu versetzen.
- 8 • Der Lieferant hat dadurch die Gewähr, dass im Nachholzeitraum sämtliche Abweichungen
9 der TE von der Lastprognose aus seinem Bilanzkreis ausgebucht werden.
- 10 • Im Anschluss an den Nachholzeitraum übernimmt der Lieferant wieder das gewöhnliche
11 Prognoserisiko und beschafft entsprechend seines sonstigen Vorgehens die entsprechenden
12 Mengen.

13 **6.3.3 Nachholklasse 3 (12-Stunden-Nachholung)**

14 Sofern der Aggregator im Rahmen der Präqualifikation den Nachweis führen kann, dass die
15 Nachholung einer TE immer innerhalb von 12 Stunden oder einer anderweitigen Frist
16 abgeschlossen ist, greift Nachholklasse 3. Ein solcher Nachweis kann technisch aufgrund
17 physikalischer oder praktisch aufgrund der Zusicherung eines künstlichen steuernden Zugriffs
18 durch den Aggregator erfolgen. So ist beispielsweise bei temperaturabhängigen Anwendungen in
19 der Regel ein Temperaturwert ausschlaggebend für das Anschalten einer Verbrauchssituation.
20 Wenn der Abstand einer Verbrauchssituation ein Zeitfenster beispielsweise von einer Stunde
21 umfassen würde und ein Regelleistungsabruf den Temperaturwert verändert, so wird die
22 Nachholung logisch keinesfalls später als zwölf Stunden (oder einer alternativen Frist) nach
23 Abrufende erfolgen können.

24 In diesen Fällen ist es deshalb gerechtfertigt, dass doch im Einzelfall nicht unerhebliche
25 Kurzfristprognoserisiko nicht über die Grenzen der Logik hinaus auf den Aggregator zu verlagern.

26 In der Nachholklasse 3 gilt damit als solches das Verfahren der Nachholklasse 2 mit dem
27 Unterschied, dass nur eine Lastprognose für einen Nachholzeitraum von 12 Stunden (oder einer
28 anderen Frist) vorgelegt wird und dieser mit allen dargestellten Folgen auch nur für den
29 entsprechenden Zeitraum greift. Im Anschluss geht die Bewirtschaftungsverantwortlichkeit
30 bereits im Intraday-Zeitraum wieder auf den Lieferanten über. Es sollte sichergestellt werden,
31 dass diesem kein zusätzliches Risiko daraus erwachsen kann.

32 **6.4 Weitere wissenschaftliche Begleitung des Themas Nachholeffekte**

33 Der Umgang mit den Nachholklassen ist geeignet, aber auch für die Fortentwicklung des
34 gesamten Themenfeldes darauf angewiesen, wissenschaftlich begleitet zu werden.

35 Aus diesem Grund werden im zeitlichen Fortlauf bereits mit Aufsetzung der Phase 1
36 Untersuchungen aller Nachholklassentypen sowie der Rückgriff auf Erfahrung und Studien in
37 anderen wie z.B. Frankreich etc. empfohlen. Zusätzlich zu der in III.6.2 genannten
38 Datenauswertung sollte ein entsprechender Prozess im Rahmen der Forschungsprogramme der
39 Bundesministerien bzw. der entsprechenden Bundesbehörden initiiert werden, um die hier
40 entwickelte Methodik empirisch zu begleiten und zu evaluieren.

1 **IV. Ausblick**

2 Die hier beschriebene Methodik wurde in einem gemeinsamen Prozess von den maßgeblich
3 betroffenen Stakeholdern entwickelt. Die Maßgaben in Phase 1 sind dabei in einem separaten
4 Dokument gelistet und spezifiziert in konkrete Handlungsempfehlungen und
5 Umsetzungsvorschläge. Sofern sich das Handeln unabhängiger Drittpartei-Aggregatoren als
6 mittelfristig wirtschaftlich am Markt erweist und ein allgemeines Vertrauen in die hier
7 gemeinsam beschriebenen Prozesse entsteht, ist perspektivisch auch eine Öffnung anderer
8 Marktsegmente denkbar. Vorerst ist der standardisierte Prozess auf die Märkte beschränkt, in
9 denen der ÜNB aufgrund seines Eigeninteresses an der jeweiligen Systemdienstleistung als
10 Kontrollinstanz eingebunden ist. Dies bezieht sich auf die Regelleistungsmärkte und die explizit in
11 der AbLaV enthaltene Einbindung der Drittpartei-Aggregatoren. Mit der Einfügung des
12 § 13 Abs.6a EnWG wäre auch je nach künftiger Ausgestaltung der Bereich der zuschaltbaren
13 Lasten eine naheliegende Marktoption.

14 Sofern sich Marktparteien bilateral bereits in anderen Marktsegmenten bewegen, können die
15 Standards als Hilfestellung für die Abwicklung eingesetzt werden.