

Hinweis: Dokument mangels veröffentlichter Excel in Anlehnung an das Dokument zur Konsultation BK6-23-072 von easyEIV GmbH erstellt.

**easyEIV bedankt sich herzlich für die Möglichkeit zur Stellungnahme.** Bitte bedenken Sie übergreifend, dass der Redispatch 2.0 ein gewaltiges Digitalisierungsprojekt ist und mithin viele Probleme behebt, die bereits vor der Einführung des Redispatch 2.0 vorhanden waren. Insofern wurden bereits wichtige Punkte in der Branche erreicht (Steuerbarkeit, Konsolidierung Daten zwischen Akteuren und innerhalb der Netzbetreibersysteme, Aufbau Kommunikationsarchitektur, etc.), die mittel- und langfristig wertvoll bleiben werden, aber kurzfristig die Umsetzung deutlich verzögert haben. Dennoch sollte die Weiterentwicklung entsprechend mit Augenmaß und inkrementell erfolgen und nicht erneut zu einem umfangreichen "Neustart" führen. Eher sind Anreizprobleme und punktuelle Korrekturen angezeigt.

Adressat: **Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6**

**BK6-23-241: Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“**

#### **"Konsultation**

Die Beschlusskammern stellen hiermit Eckpunkte zur Konsultation. Die Beschlusskammern unterstellen dabei, dass die Änderungen des § 14 EnWG, die im Referentenentwurf vom 28.08.2024 vorgesehen sind, im Wesentlichen vom Gesetzgeber verabschiedet werden. Den Beschlusskammern ist bewusst, dass dieses Vorgehen u. U. erfordert, die hier konsultierten Vorschläge an das letztendlich verabschiedete Gesetz anzupassen. Dennoch haben sie sich zu einer frühen Konsultation der Eckpunkte entschlossen, um das Festlegungsverfahren zügig voranzutreiben. Nach Auswertung der eingegangenen Stellungnahme wird die Beschlusskammer 6 konkrete Regelungsentwürfe zur Konsultation stellen.

Angesichts der im Gesetzentwurf vorgesehenen Befristung sind die Eckpunkte nicht als Zielmodell für den Zeitraum nach der Befristung zu verstehen. Die Beschlusskammern halten es nicht für sinnvoll, bereits jetzt ein Zielmodell zu konsultieren. Es wird daher erforderlich sein, rechtzeitig die Regelungen für die Umsetzung des Zielmodells zu weiterzuentwickeln und umzusetzen.

Die Beschlusskammern richten konkrete Fragen an die Branche, um deren Beantwortung sie bitten. **Bitte begründen Sie Ihre jeweilige Antwort, damit die Beschlusskammern sie in Ihre Abwägungen einfließen lassen kann.**

Die Beschlusskammer 6 beabsichtigt, im Anschluss an die Konsultation konkrete Änderungsvorschläge für die Regelungen der o. g. Festlegungen zur Konsultation zu stellen.

Stellungnahmen zu den folgenden Eckpunkten werden erbeten bis spätestens  
**04.11.2024.**

Für die Durchführung der Konsultation erteilt die Beschlusskammer folgende Hinweise:

Bitte richten Sie Ihre Stellungnahme nach Möglichkeit ausschließlich per E-Mail an [poststelle.bk6@bnetza.de](mailto:poststelle.bk6@bnetza.de).

Die Beschlusskammer 6 beabsichtigt, die Stellungnahmen im Internet zu veröffentlichen. Soweit in den übermittelten Dokumenten personenbezogene Daten (z. B. Namen, Unterschriften, Telefonnummern, E-Mail-Adressen mit Namen als Bestandteilen) enthalten sind, wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es der einsendenden Stelle obliegt, entweder eine Einwilligung des Betroffenen in die Veröffentlichung seiner personenbezogenen Daten einzuholen oder zusätzlich eine für die Veröffentlichung bestimmte Fassung zu übersenden, in der die personenbezogenen Daten geschwärzt sind. Entsprechendes gilt, soweit in den übermittelten Stellungnahmen Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse enthalten sind. Es wird auf § 71 EnWG sowie weiterführende Informationen zum Schutz vertraulicher Informationen hingewiesen.

**Anlage :**  
Konsultationsdokument (pdf / 220 KB)  
Stand: 26.09.2024"

(Zitiert von [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-241/BK6-23-241\\_konsultation.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-241/BK6-23-241_konsultation.html); letzter Abruf: 20.10.2024)

**Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen in Anlehnung an andere Konsultationen (s.o.)**

Unternehmen:	easyEIV GmbH		
	Marktrolle:	EIV und BTR	
Kontaktdaten*:			
Nachname:	Blumberg	Vorname:	Gerald
Kürzel:			
E-Mail:	<a href="mailto:gerald.blumberg@easy-eiv.de">gerald.blumberg@easy-eiv.de</a>	Telefon:	M +49 1515 626 3251

\*Die easyEIV GmbH bittet darum, die Kontaktdaten bei der Veröffentlichung nicht mizuveröffentlichen, sofern dies einer Berücksichtigung des Konsultationsbeitrages nicht im Wege steht. Die Kontaktdaten sollen ausschließlich der Klärung eventueller Rückfragen durch die Beschlusskammer dienen.

**Konsultationsbeitrag der easyEIV GmbH**

zum "Konsultationsdokument" "Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0 - Konsultation von Eckpunkten - BK6-23-241“ der Bundesnetzagentur, BK 6 und 8, vom 26.09.2024

Nr.	Kapitel	!	Unterkapitel	Absatz	Vorgeschlagene Änderung	Begründung
1			2	1	<p>Wir plädieren dafür ein Standardkriterium durch die ÜNB und VNB gemeinsam entwickeln zu lassen, welches über den Pflichtwechsel in das Planwertmodell entscheidet (z.B. Höhe der Ausfallarbeit überschreitet 5 % der theoretischen Einspeisung). Dies würde im Übrigen nicht nur die Relevanz im Engpassmanagement der Übertragungsnetzbetreiber, sondern auch die Relevanz für das Engpassmanagement des Verteilnetzes adäquat, transparent und diskriminierungsfrei auf Basis der realen Daten (und damit auf Basis der tatsächlichen Netztopologie) widerspiegeln. Es ist zu beachten, dass nicht nur ÜNB, sondern sehr häufig auch VNB als anfordernder Netzbetreiber auftreten. Die ÜNB könnten diese Regel in Abstimmung mit den VNB alle 1 bis 3 Jahre re-evaluieren und mit Gültigkeit ab dem Folgejahr anpassen.</p> <p>Ein reibungsloser Ablauf der Umstellung ins Planwertmodell ist zudem durch Staffelung der Anlagen zu erreichen. Dies könnte z.B. entlang der Leistungsklassen erfolgen. Entsprechend würde vorgeschlagen, dass Anlagen, für das o.g. Standardkriterium greift, je nach Leistungsklasse ab einem bestimmten Stichtag umgestellt werden. Zum Beispiel (die genauen Zeiten sollte die BNetzA nach Konsultation BDEW/ÜNB/VNB festlegen):</p> <p>1) Nettonennleistung der Steuerbaren Ressource &gt;= 3 MW --&gt; ab frühestens 2026 mit entsprechender Ankündigung durch die ÜNB spätestens zum 01.09.2025.</p> <p>2) 1 MW&lt;= Nettonennleistung der Steuerbaren Ressource &lt; 3 MW --&gt; ab frühestens 2027 mit entsprechender Ankündigung durch die ÜNB spätestens zum 01.09.2026.</p> <p>3) Nettonennleistung der Steuerbaren Ressource &lt; 1 MW --&gt; ab frühestens 2028 mit entsprechender Ankündigung durch die ÜNB spätestens zum 01.09.2027.</p> <p>Eine zeitliche Staffelung erscheint (zusätzlich zum Standardkriterium) sinnvoll, damit überschaubar viele Anlagen zum gleichen Stichtag in das Planwertmodell wechseln. Ggf. wäre sogar weiter zu differenzieren, z.B. je häufig je Leistungsklasse zum 30.04. und zum 30.10. eines Jahres.</p>	<p>Die Vorzugswürdigkeit des Planwertmodells für die für den Redispatch relevanten Anlagen ist außer Frage. Eine höhere Transparenz verhindert jedoch unterschiedliche Regeln, die aus der Abstimmung von ÜNB und VNB resultieren. Dies ermöglicht es für alle Anlagenbetreiber, Dienstleister und Netzbetreiber frühzeitig Klarheit zu erhalten und entsprechende Planbarkeit für die Umstellung sowie die zugehörigen Wechsel von Dienstleistern zu schaffen. Der Aspekt der Planbarkeit ist dabei sehr wichtig, damit glasklare Randbedingungen für die Vielzahl der Akteure geschaffen werden (Netzbetreiber können kommunizieren i.S.v. "betriffst dich mit deiner Anlage erst ab 01.MM.202x")</p> <p>Wir machen hier zudem auf die in der Praxis häufig relevante Frage der rechtlichen Angreifbarkeit aufmerksam: Ein transparentes "Standardkriterium", dass messbar aufgrund der ohnehin mit dem BTR abgestimmten Ausfallarbeit herangezogen wird, dürfte kaum angreifbar sein. Ein intransparentes Kriterium, das für Anlagenbetreiber zu ggf. erhebliche höheren Dienstleisterkosten für die Umsetzung des Planwertmodells durch EIV und BTR führen kann, könnte jedoch leicht Gegenstand rechtlicher Auseinandersetzungen werden, wenn Anlagenbetreiber einen solchen Wechsel als "willkürlich" einstufen würden.</p> <p>Ein gewisser zeitlicher Vorlauf scheint zudem aufgrund bestehender Verträge zwischen EIV, BTR und Anlagenbetreiber geboten, um Kündigungsfristen besser einhalten zu können.</p> <p>Hinweis zur "theoretischen Einspeisung": Hierunter verstehen wir die Summe der Einspeisung der Anlage eines Jahres (EEG -Testat) zzgl. der Ausfallarbeit eines Jahres. Dies umfasst entsprechend (näherungsweise) die Einspeisung, wie sie ohne Redispatch Eingriffe gewesen wäre.</p>
2	1		2	1	Ergänzend zur Veröffentlichung einer Liste sollte der jeweilige ANB verpflichtet werden, den betroffenen EIV schriftlich (per E-Mail) zu informieren.	Die Kontaktdaten sind bekannt, der Aufwand ist begrenzt. Der Zusatznutzen ist jedoch hoch.
3	1		2	3	Wir bitten um Klarstellung, dass der Punkt so zu interpretieren ist, dass sechs Monate vor Beginn des Planwertmodells alle Daten zwischen den betroffenen Marktkontrollen ausgetauscht wurden (ANB deklariert BK für Fahrplanbuchungen im Planwertmodell, relevante BKV der NBs werden informiert). Der Punkt soll nicht dazu führen, dass bereits sechs Monate vorher Fahrpläne zu versenden sind.	Vermeidung von Missverständnissen
4	1		2	4	Beibehaltung des "Kriterienkatalog Planwertmodell" oder eines vergleichbaren Standardbewertungsmaßstabs.	Eine einheitliche Regelung zur Bewertung der Prognosegüte ist zwingend erforderlich, um unterschiedliche Regelungen verschiedener NB zu verhindern. Dies würde operativ zu einem unverhältnismäßig hohen Aufwand bei den EIV führen.
5	1		3	1	Klarstellung, dass die Änderungen lediglich auf Anlagen mit fluktuierender Einspeisung (PV, Wind) Anwendung findet. Zudem - zumindest übergangsweise - Beibehaltung des pauschalen Abrechnungsverfahrens für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung und einer Nettonennleistung kleiner 100 kW. Letzteres zumindest im Falle des Fehlens einer registrierenden Leistungsmessung.	<p>Andernfalls würde dies bedeuten, dass auch Anlagen ohne fluktuierende Einspeisung in die Spitzabrechnung zu überführen sind. Mithin würde - für Anlagen im Prognosemodell - eine hohe Abhängigkeit von den Fahrplänen der Netzbetreiber für diese Anlagen gegeben sein oder dies einer "Zwangüberführung" ins Planwertmodell gleichen. Zudem liegen für viele kleinere Anlagen &lt;100 kW Nennleistung keine Messwerte vor.</p> <p>Wir geben zudem zu bedenken, dass für Anlagen &lt;100 kW mit fluktuierender Erzeugung z.T. die technischen Voraussetzungen für Spitz oder Spitz-light nicht gegeben sind. Entsprechend sind hier mehrjährige Vorlaufzeiten nötig, wenn das pauschale Verfahren abgeschafft wird, um hinreichend Zeit zur technischen Nachrüstung zu geben.</p>
6	2		1	1	Statt die Verantwortung auf die Übertragungsnetzbetreiber (bis zur langfristigen Rückkehr zur Vorgabe der Prozesse durch die Bundesnetzagentur) zu überführen, sollte die Überführung auf den BDEW geprüft werden. Die dortige Arbeitsgruppe hat sich bzgl. der Anpassungen der Prozesse bzw. zugehöriger Klarstellungen in den Umsetzungsfragen zum Redispatch bewährt.	<p>Die ÜNB haben - ebenso wie jede andere Marktkontrolle - eine eigene Sichtweise. Die Prozesse sollten - unbeschadet der überragenden Bedeutung der ÜNB für die Systemverantwortung - möglichst konsensual weiterentwickelt werden, um vermeidbare Transaktionskosten zu minimieren. Darüber hinaus sind die ÜNB Mitglied im BDEW. Möchte die Bundesnetzagentur der besonderen Verantwortung der ÜNB Rechnung tragen, so wäre die Einführung eines Veto-Rechts zu überprüfen. Möglichst konsensual entwickelte Prozesse stärken zudem die Akzeptanz in der Branche.</p> <p>Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die VNB sowie BTR und EIV wesentlich umfangreicher von den eigentlichen Massenprozessen betroffen sind. Diese Erfahrungen sollten zwingend in die Weiterentwicklung einfließen. Zudem stellt sich die Frage, wie im Falle der Umsetzung des Vorschlages des Eckpunktepapieres verfahren werden sollen, wenn VNB oder EIV/BTR den Vorschlag der ÜNB grundsätzlich ablehnen und dies im Vorfeld offiziell kommunizieren (Gibt es eine Schlichtungsstelle? Wer leitet diese? Wer vertritt die Sichtweise kleinerer Netzbetreiber und Anlagenbetreiber? etc.). Dies erscheint unklar.</p>
7	2		2	1	Aufnahme einer Klarstellung, dass die Zusammenlegung -so sie umgesetzt werden soll - frühestens zum 01.04.2026 erfolgen kann.	<p>Angesichts der Fristen des Konsultationsverfahrens und der tausendfach tangierten Vertragsverhältnisse zwischen den verschiedenen Marktkontrollen und Anlagenbetreibern sowie den entsprechend zu hinterlegenden Sicherheitszertifikaten in den Systemen der Netzbetreiber und denen der Kommunikationsprozesse des BTR durchführenden Entitäten erscheint eine Umstellung vor dem 01.04.2026 als illusorisch. Zudem sollten der Zeitpunkt zwingend mit den Formatwechsel Zeitpunkten von edi-energy harmonisiert werden, sodass nur der 01.04. oder der 01.10. eines Jahres überhaupt in Frage kommen.</p> <p>Da eine Staffelung - anders als bei Ziffer 1.2.1 - hier keinesfalls infrage kommt, da sie einen parallelen Betrieb zweier Regime bedeuten würde, was technisch nicht realisierbar ist - empfehlen wir hier hinreichend Zeit einzuplanen. Alleine die Beschaffung von Sicherheitszertifikaten ist z.T. ein längerer Prozess aufgrund des begrenzten Anbieterfeldes. Realistisch wäre eher eine Umstellung ab dem 1.4.2027 oder später.</p>

			<p>Der Verzicht auf Prozessvorgaben zwischen den Marktrollen sollte sorgsam überprüft werden. Keinesfalls darf ein Abweichen von Standards zu Problemen zur effizienten Besetzung von Marktrollen durch Wettbewerb zwischen Anbietern führen (z.B. weil ein Standard einseitig vorgegeben wird).</p> <p>Die Zusammenlegung der Marktrollen ist zudem ersatzlos zu streichen.</p> <p>Vielmehr sollte - statt einer Zusammenlegung - eine entsprechende Sicherstellung korrekter Anreize erfolgen. Beispielsweise sei die Einführung der Sanktionierbarkeit nach § 52 wegen softwaretechnisch nicht möglicher Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber bei nicht erfolgreicher Stammdatenmeldung mit konsolidiertem EIV (mit einem EIV je SR) genannt. Gleichzeitig sind die Stammdatenprozesse weiterzuentwickeln, um die EIV bei Ablehnungen durch die Netzbetreiber systematisch zu informieren.</p>	<p>Leitargument: Eine Zusammenlegung der Marktrollen stellt einen vermeidbaren Eingriff in bestehende Vertragsverhältnisse und den Markt mit begrenztem Nutzen dar, wenn bestehende Anreizlücken pragmatisch geschlossen werden. Zudem dürften <u>umfangreiche</u> Anpassungen an den Daten, Sicherheitszertifikaten und/oder Systemen aller Beteiligten notwendig werden, wenn die Marktrollen auf einer BDEW-ID zusammengeführt werden.</p> <p>1) Die bisherigen Lösungen (Einbau differenzierter Steuerungstechnik, nachrangig Anwendung Aufforderungsfall) sind grundsätzlich tragfähig. Das Problem der bisherigen Lösungen in der Praxis ist jedoch die fehlende Sanktionierbarkeit bei Nicht-Umsetzung oder Nicht-Einigung der Anlagenbetreiber einer SR. Aufgrund der Nicht-Auftrennung kann kein EIV die Stammdaten dieser SR erfolgreich melden. Ohne erfolgreichen Stammdatenprozess ist eine Steuerung durch die Netzbetreiber nicht möglich, da die Aufnahme in die Redispatch-Prozesse zunächst einen erfolgreichen Stammdatenprozess voraussetzt. <u>Würden fehlende erfolgreiche Stammdatenmeldungen (nach 2-3 mälliger Ermahnung) als Verstoß gegen Bereitstellung einer funktionierenden Steuerbarkeit (aus softwaretechnischen Gründen) analog § 52 EEG sanktioniert</u> (wie bei fehlender Steuerbarkeit aus hardwaretechnischen Gründen), <u>würden die Lösungen auch schneller umgesetzt. Es fehlt hier schlichtweg an einem Anreiz für die Anlagenbetreiber, die bisherigen Lösungen zu nutzen.</u></p> <p>easyEIV empfiehlt, diesen Sanktionsmechanismus unabhängig von der Entscheidung der BNetzA bzgl. der Zusammenlegung der Marktrollen einzuführen.</p> <p>2) Der Stammdatenprozess ist derart weiterzuentwickeln, dass EIV bei Ablehnung von Netzbetreibern immer ein entsprechend negatives ACK erhalten. Dies ist aktuell nicht sichergestellt. Große Netzbetreiber schicken daher zusätzlich automatisierte Auswertungen an die EIV per E-Mail. Dies ist ineffizient und zu vermeiden. Wir schlagen folgenden Prozess vor:</p> <p>I) Z02 von EIV an C+ --&gt; Beginn des „Countdowns“ (für Timeout Prüfung durch C+)</p> <p>a. Wenn Formatfehler, dann negatives ACK --&gt; Prozessende</p> <p>b. Wenn kein Formatfehler, dann II) --&gt; <u>keine</u> Versendung eines positiven ACKs an EIV /D.b. <u>anderts als aktuell nicht automatisch positiv bestätigen sondern „warten“ und Fälle anhand von II) abarbeiten</u></p> <p>II) Z02 von C+ an NB</p> <p>a. Wenn Annahme innerhalb der Frist, dann positives ACK an C+ von NB --&gt; Weiterleitung von C+ an EIV --&gt; Prozessende</p> <p>b. Wenn Ablehnung innerhalb der Frist, dann negatives ACK an C+ von NB --&gt; Weiterleitung von C+ an EIV --&gt; Prozessende</p> <p>c. Wenn keine Reaktion innerhalb Frist von ANB // Erstellung negativer ACK („Timeout“) durch C+ und Versand an EIV --&gt; Prozessende (EIV wird dann bei I) neu starten)</p> <p>i. Falls NB nach der Frist etwas an C+ sendet wird dies als „gegenstandslos gelöscht“</p> <p>3) Eine Zusammenlegung der Marktrollen bedeutet einen tausendfachen Eingriff in bestehende Vertragsverhältnisse und verursacht unverhältnismäßigen hohen Aufwand in Verhältnis zu Nutzen. Für das absolute Gro der Anlage sind inzwischen entsprechend etablierte Dienstleister-Settings gefunden worden, mit denen sich die Anlagenbetreiber arrangiert haben. Eine erneute Änderung der Rechtsgrundlage wird - bei diesem ohnehin unbeliebten Thema von Anlagenbetreibern - zu erneutem und vermeidbarem Akzeptanzverlusten führen. Die Bundesnetzagentur steht - neben ihrem rechtlich eng ausgetragten Kernauftrag - in einer besonderen Verantwortung, hier bedacht zu agieren, um die Akzeptanz der Energiewende nicht zu gefährden. Zudem würde die BNetzA in das Geschäftsmodell vieler Akteure eingreifen (Firmen, die "nur" die BKV Rolle (oder andere Subsets der von der Zusammenlegung erfassten Rollen) einnehmen, sähen sich einem umfangreichen Anpassungszwang ausgesetzt.</p> <p>4) Es ist zudem nicht Aufgabe der Bundesnetzagentur zu entscheiden, wie der Markt die nötigen Rollen effizient ausfüllt. Vielmehr sollte sie Anreizlücken systematisch schließen und ggf. Sanktionsmechanismen etablieren (s. 1). <u>Der Markt hat ohnehin bereits bewiesen, dass er hier flexibel in eine effiziente Richtung strebt und bereits vielfach zur Zusammenfassung der Rollen unter einer Rechtsentität geführt</u> ("Direktvermarkter", der LF, EIV, BKV und BTR ist). Demgegenüber steht der unter 3) genannte Aufwand. Ob dies in Summe nicht eher zu einer nennenswert verzögerten Umsetzung des Redispatch 2.0 führt, ist völlig unklar. Der Mehrwert wäre mithin begrenzt und äußerst fraglich.</p> <p>5) Es besteht zudem die Notwendigkeit zu prüfen, ob die Zusammenlegung in Einklang mit EU-Rechtsvorgaben, insb. RL (EU) 2019/944 zu "Unabhängigen Aggregatoren" ist. So führt die Zusammenlegung dazu, dass unabhängige Aggregatoren, wie es Sie künftig ggf. verstärkt in verschiedenen Bereichen des Engpassmanagements (s. "Engpassmanagement mit Lasten" im BMWK Papier) geben könnte, "automatisch" nicht mehr unabhängig sind, wenn diese auch die BKV Rolle einnehmen müssen. Selbst wenn die Zusammenlegung unter unveränderten aktuellen Rahmenbedingungen rechtlich konform ist, so besteht das Risiko, dass bei einer künftigen Zusammenlegung erneut Sonderbestimmungen notwendig werden, die den Umgang mit der "Zwangszusammenlegung" bei Anlagen innerhalb des Redispatch 2.0 und außerhalb entsprechend regeln. Dies erscheint insbesondere im Kontext mit Nr. 2) oben fraglich. Wir bitten die BNetzA hier - anders als z.T. üblich - nicht exklusiv auf die bestehende rechtliche Umsetzung des Engpassmanagements in DE zu schauen, sondern dem Umstand Rechnung zu tragen, dass sich das Engpassmanagement als Ganzes in einem Entwicklungsprozess befindet und sich die bestehende Ausprägung ggf. in Richtung der europarechtlich angedachten marktbasierteren Richtung weiterentwickeln könnte.</p>
8	2	2	<p>Ergänzung der Klarstellung, dass dieser Prozess im selben Dateiformat (xml) und via dem selben Datenweg (RAIDA/Connect+) ablaufen sollte, wie die Kommunikation üblicherweise zwischen EIV und Netzbetreiber stattfindet.</p> <p>Es ist zudem zu prüfen, inwiefern es Alt- und Neu-EIV jeweils wechselseitig ermöglicht wird, die jeweilige BDEW ID des jeweils anderen zu sehen.</p>	<p>Wir begrüßen das Ziel eines massentauglichen EIV-Wechselprozesses ausdrücklich.</p> <p>Die aktuelle Nutzung von E-Mails ist unzureichend und angesichts der vorhandenen Kommunikationsinfrastruktur im Redispatch 2.0 (RAIDA) ein aufwendiger Bypass. Die Standardschnittstelle von RAIDA zu nutzen ist it-technisch erheblich sicherer und ermöglicht eine massenhafte Bearbeitung des Wechselprozesses, während der E-Mail Bypass unverhältnismäßigen Aufwand bei den EIV verursacht und nicht abgesichert erfolgt.</p> <p>Die wechselseitige Einsicht in die Marktpartner-IDs der EIV würde es ermöglichen auf Basis öffentlicher Daten schnell Kontaktpartner für ein aufwandsarmes Clearing zu finden. Dies vermeidet den aktuell vorhandenen, hohen Zusatzaufwand des Clearings über Connect+, welches ohnehin nur darin resultiert, dass diese Informationen ausgetauscht werden. Der Austausch dieser Informationen sollte unter Unternehmen zudem datenschutztechnisch vollkommen unkritisch sein.</p>
9				

10	2	2	3	<p>1) Beibehaltung der Zuordnung von genau einem EIV zur SR und stattdessen Schließung der Anreizlücken zur Umsetzung bestehender Lösungsmöglichkeiten.</p> <p>2) Falls unserem Punkt 1) nicht gefolgt wird, erscheint eine mehrjährige Vorlaufzeit zur Umstellung notwendig. Wir bitten entsprechend um Klarstellung</p>	<p>ad 1) - 1. Die bisherige Lösungen (Einbau differenzierter Steuerungstechnik, nachrangig Anwendung Aufforderungsfall) sind grundsätzlich tragfähig. Das Problem der bisherigen Lösungen in der Praxis ist jedoch die fehlende Sanktionierbarkeit bei Nicht-Umsetzung oder Nicht-Einigung der Anlagenbetreiber einer SR. Aufgrund der Nicht-Auftrennung kann kein EIV die Stammdaten dieser SR erfolgreich melden. Ohne erfolgreichen Stammdatenprozess ist eine Steuerung durch die Netzbetreiber nicht möglich, da die Aufnahme in die Redispatch-Prozesse zunächst einen erfolgreichen Stammdatenprozess voraussetzt. Würden fehlende erfolgreiche Stammdatenmeldungen (nach 2-3 maliger Ermahnung) zu Verstoß gegen Bereitstellung einer funktionierenden Steuerbarkeit (aus softwaretechnischen Gründen) analog § 52 EEG sanktioniert (wie bei fehlender Steuerbarkeit aus hardwaretechnischen Gründen), würden die Lösungen auch schneller umgesetzt. Es fehlt hier schlichtweg an einem Anreiz für die Anlagenbetreiber, die bisherigen Lösungen zu nutzen.</p> <p>ad 1) - 2. Im Falle der Umstellung auf MaLo statt SR ist völlig unklar, wie verhindert werden soll, dass andere TR mit differenter MaLo in der selben SR mitgesteuert werden. Dies würde wiederum dazu führen, dass die Steuerungstechnik aufgetrennt werden müsste. Ggf. ist zu prüfen, ob Netzbetreiber die SR eher entlang der MaLo zuteilen können, um mehrere MaLo in einer SR zu vermeiden. Hierzu bedürfte es aber wohl einer regularischen Vorgabe ("1 MaLo in einer SR; Kosten zur Anpassung - sprich Herstellung differenter Steuerungstechnik und ggf. Messtechnik - kann der NB entsprechend in die EOG einbringen)</p> <p>ad 2) Die Umstellung in den Systemen mit neuen Zuteilungen von IDs, Stammdatenmeldungen und entsprechenden Clearings dürfte mindestens ein Jahr dauern. Eine neue Erprobung (von Fahrplanqualität bis Steuerungstests) ist aufwendig und ressourcenintensiv. Realistisch sind wohl eher 3 Jahre. Dieser sehr hohe Anpassungsaufwand ist ebenso ein Argument für ad 1) und verdeutlicht nochmals, warum eine pragmatische Schließung der Anreizlücke (siehe ad 1) - 1.) die wesentlich bessere Wahl ist.</p>
11	2	3		<p>Zur Frage an die Branche ("Ist es sinnvoll, die Möglichkeit der Übermittlung von „angereicherten Stammdaten“ durch den Anschlussnetzbetreiber ohne vorherige Übermittlung von „initialen Stammdaten“ dauerhaft vorzusehen?"):</p> <p>Dies ist unserer Meinung nach denkbar, um die Aufnahme der Anlage in die Prozesse zu ermöglichen. Besser wäre aber, die initiale Meldung durch den EIV durch Sanktionen bei Ausbleibung anzureizen (s. mehrfach oben) und die SD-Prozesse zu verbessern:</p> <p>Wir schlagen die Beibehaltung der Grundarchitektur der SD-Prozesse vor, sehen aber Anpassungsbedarf zur Vermeidung unterschiedlicher Informationsstände von NB und EIV vor:</p> <p>Der Stammdatenprozess ist derart weiterzuentwickeln, dass EIV bei Ablehnung von Netzbetribern immer ein entsprechend negatives ACK erhalten. Dies ist aktuell nicht sichergestellt. Große Netzbetreiber schicken daher zusätzlich automatisierte Auswertungen an die EIV per E-Mail. Dies ist ineffizient und zu vermeiden. Wir schlagen folgenden Prozess vor:</p> <p>I) Z02 von EIV an C+ -&gt; Beginn des „Countdowns“ (für Timeout Prüfung durch C+)</p> <p>a. Wenn Formatfehler, dann negatives ACK -&gt; Prozessende</p> <p>b. Wenn kein Formatfehler, dann II) -&gt; keine Versendung eines positiven ACKs an EIV /D.h. anders als aktuell nicht automatisch positiv bestätigen sondern „warten“ und Fälle anhand von II) abarbeiten</p> <p>II) Z02 von C+ an NB</p> <p>a. Wenn Annahme innerhalb der Frist, dann positives ACK an C+ von NB -&gt; Weiterleitung von C+ an EIV -&gt; Prozessende</p> <p>b. Wenn Ablehnung innerhalb der Frist, dann negatives ACK an C+ von NB -&gt; Weiterleitung von C+ an EIV -&gt; Prozessende</p> <p>c. Wenn keine Reaktion innerhalb Frist von ANB -&gt; Erstellung negativer ACK („Timeout“) durch C+ und Versand an EIV -&gt; Prozessende (EIV wird dann bei I) neu starten)</p> <p>i. Falls NB nach der Frist etwas an C+ sendet wird dies als „gegenstandslos gelöscht“</p>	<p>Die Anpassung liefert mit geringen Anpassungskosten bei RAIDA das gewünschte Ergebnis:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- gleiche Datenstände</li> <li>- keine Situation mehr, in der der EIV denkt, dass die Meldung erfolgreich war, der NB aber abgelehnt hat.</li> <li>- Dies führt implizit dazu, dass die zusätzlich von einigen NB versendeten E-Mails über den Status der Stammdatenmeldungen entfallen können. Dadurch müssen die EIV "nicht standardisierte" Zusatzprozesse je NB per E-Mail" nicht länger bearbeiten und sparen viel vermeidbaren Aufwand.</li> </ul>
12	2	3		<p>Zur Frage an die Branche ("Halten Sie es für sinnvoll, dass die Anschlussnetzbetreiber die Stammdaten einer Anlage auf Abruf den berechtigten Marktrollen zur Verfügung stellen? Falls ja: Wer soll die Verantwortung für die Richtigkeit der Stammdaten tragen?"):</p> <p>Wir sehen diesen Punkt differenziert.</p> <p>1) Es ist zu fördern, dass alle betroffenen NB die Stammdaten rechtzeitig, d.h. idealerweise vor der Inbetriebnahme, auf standardisiertem Wege erhalten.</p> <p>2) Unbeschadet dessen, sollte es aus unserer Sicht den NB generell gestattet werden, die Stammdaten auf Nachfrage an den EIV mitzuteilen, sofern dieser der Dienstleister des Anlagenbetreibers ist.</p>	<p>ad 1) eine rechtzeitige Information und die Wahrung der zeitlich gleichen Datenstände aller Beteiligten ist zwingend erforderlich.</p> <p>ad 2) Dies ist bereits gelebte Praxis bei fast allen NB. Die Weigerung einiger aufgrund datenschutzrechtlicher Bedenken ist schwerlich nachvollziehbar, sofern es sich um die Marktstammdatenregisternummer der Anlage, die TR- und SR-ID sowie die MaLo handelt. Hier sollte auch weiterhin die Informationsbereitstellung auf Anfrage ermöglicht werden, um eine Unterstützung von nicht primär in der Energiewirtschaft tätigen, erkrankten und/oder älteren Anlagenbetreibern durch ihren EIV zu ermöglichen.</p>
13	2	6	2 & 3	<p>Die Prozesse sollten auch für diese Anlagen beibehalten werden. <u>Eine Differenzierung der Anlagen ist strikt abzulehnen.</u></p>	<p><u>Der Austausch von Nichtverfügbarkeiten, Stammdaten und Ausfallarbeiten ist zwingend nötig, um die Prognoseprozesse und Netzberechnungen möglichst genau umzusetzen, die zyklische Validierung von Stammdaten durchzuführen und die Grundlagen einer ordentlichen Abrechnung von Abrufen zu schaffen. Zudem versetzen diese Prozesse EIV und BTR als Ansprechpartner bzw. Repräsentanz der Anlagenbetreiber in die Lage, vermittelnd mit dem Netzbetreiber etwaige Fehler zu identifizieren.</u></p> <p>Ohne Stammdatenaustausch keine Validierung der Stammdaten, wie zigfach zwischen easyEIV und Netzbetribern erfolgt ("Feststellung, dass das Marktstammdatenregister nicht mehr aktuell war"). Wir sind uns sicher, dass dies analog für andere EIV zugriff, die wertvolle Beiträge zur Konsolidierung der Datenbasis geschaffen haben. Das Argument "Die Regelung ist vertretbar, da die Qualität und Vollständigkeit der Stammdatenmeldungen aus diesem Anlagesegment ohnehin wenig belastbar erscheint", erscheint sehr fraglich. Der Marktstammdatenregisterprozess funktioniert sicher nicht durchweg besser. Zudem ist er oft zeitlich noch verzögerter bei neuen Anlagen.</p> <p>Ohne Nichtverfügbarkeiten alter Anlagen verringert sich die Prognosequalität und damit die Genauigkeit der Netzberechnung. Dies erhöht im Zweifel die Abregelungen und treibt die RD-Kosten insgesamt in die Höhe. Im Worst-Case entwickeln Netzbetreiber für den exakt selben Zweck eigene Systeme und setzen Ressourcen dafür ein etwas zu schaffen, was bereits umgesetzt ist. Auch hier regen wir eher an über Sanktionen (trotz mehrfacher Ermahnung wiederholt) bei fehlenden oder nicht hinreichend guten Niba nachzudenken und entsprechend pragmatische Vorgaben je Anlagenklasse durch den BDEW zu entwickeln. Z.B. könnten Niba wegen Eigenverbrauch für kleinere Anlagen durch Vorgaben an Netzbetreiber ersetzt werden ("Berücksichtige prozentual den Eigenverbrauch wie im letzten Jahr"). Dies sollte jedoch gründlich vorbereitet werden.</p> <p>Der Austausch der Ausfallarbeit ist zwingend nötig als Grundlage der Abrechnung. Ohne diesen Austausch haben Anlagenbetreiber keinen validierten Anhaltspunkt mehr für die Abrechnung. Die Praxis hat die Notwendigkeit dieses Prozesses auch für die in 2.6.2 thematisierten Anlagenklassen außerhalb der Direktvermarktung aufgezeigt. Dies betraf Themen der Höhe der Ausfallarbeit ebenso wie Themen der Divergenz zwischen A96- Abrufankündigungen und tatsächlichen Abregelungen, wo der BTR als "fachlicher Ansprechpartner der Anlagenbetreiber" vermittelnd mit dem NB unterstützen kann. Entfällt dieser Prozess schürt dies das - leider z.T. vorhandene - Misstrauen insbesondere kleinerer Anlagenbetreiber gegenüber den Netzbetribern. Dies ist im Sinne der Akzeptanz der Energiewende zu vermeiden. Da Nichtbeanspruchbarkeiten im Zuge der Bestimmung der Ausfallarbeit notwendig sind, ist der Austausch dieser durch den EIV weiterhin notwendig, um die Ausfallarbeiten sachgerecht zu ermitteln.</p> <p>Es ist überdies äußerst fraglich, dass das Argument, dass der ANB ... demzufolge oftmals mit sich selbst kommunizieren" müsse tragfähig ist. Zwar gilt dies für die LF Rolle, nicht jedoch für die BTR und EIV Rolle. Zudem geben wir zu bedenken, dass bei Umsetzung dieses Punktes im Eckpunktepapier der Fall auftreten kann, dass Anlagenbetreiber sich jetzt "um die Kündigung des RD-2.0 Dienstleisters kümmern müssen" und nach Ende der EEG-Förderung wiederum einen RD 2.0 Dienstleister brauchen. Nach unserer Einschätzung wollen diese primär nicht in der Energiewirtschaft tätigen Anlagenbetreiber doch primär "möglichst wenig Aufwand". Diese Regelung kann sich also entsprechend wiederum negativ für die Akzeptanz des Redispatch wirken. Ferner stimmt die Argumentation der Kommunikation des ANB mit sich selber nicht generell. So sind Netzbetreiber mit weniger als 100.000 Zählstellen sind nicht verpflichtet, einen eigenen EEG-Bilanzkreis zu führen. Hier muss also ohnehin ein externer BKV/LF informiert werden.</p>