

Harmonisierter Aktivierungsprozess

Antwortdokument der Übertragungsnetzbetreiber auf die Konsultationsbeiträge

Stand: 20.12.2019

Vorbemerkung

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben vom 25. Oktober 2019 bis zum 29. November 2019 einen Vorschlag zum harmonisierten Aktivierungsprozess sowie den dazugehörigen Formaten zur Konsultation gestellt. In dem vorliegenden Antwortdokument, welches sämtliche von den Konsultationsteilnehmern übermittelten Anmerkungen umfasst, beantworten die ÜNB die Anmerkungen. Alle Konsultationsbeiträge wurden dabei nach der entsprechenden Zeilennummer des Konsultationsdokumentes sortiert auf den sich der Beitrag bezieht.

Bei den Konsultationsteilnehmern, die explizit eingewilligt haben, wird der entsprechende Konsultationsbeitrag samt Firma aufgeführt. In den anderen Fällen entfällt die Nennung des Unternehmens und der Beitrag wird als „anonymisiert“ gekennzeichnet.

Auf Basis des Antwortdokuments werden die ÜNB im Januar mit der Überarbeitung des harmonisierten Aktivierungsprozesses beginnen und voraussichtlich im Februar eine finale Version veröffentlichen. Auf dieser Basis soll die Implementierung des Prozesses Q1/2021 beginnen. Einen konkreten Start des Prozesses werden die ÜNB noch benennen.

ID	Firma	Zeilennummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
1	Anonymisiert	25	Die Abkürzung "RAS" ist nicht erläutert.	<p>„RAS“ steht für Redispatch-Abwicklungsserver. Der Redispatch-Abwicklungsserver ist Teil der Redispatchplattform der deutschen ÜNB zur koordinierten und optimierten Planung und Abwicklung von Redispatch.</p> <p>Der Redispatch-Abwicklungsserver wird dabei die ermittelten Maßnahmen verwalten, an die beteiligten Marktakteure kommunizieren, das Bilanzkreismanagement abwickeln und Berichts- bzw. Transparenzpflichten erfüllen.</p>
2	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	25	Die Erwähnung der „Stufe 2“ lässt vermuten, dass weitere Stufen geplant sind. Für die Prozessbeteiligten wäre es absolut erforderlich, frühzeitig über mögliche (zusätzlich zu den in Stufe 2 vorgeschlagenen) Prozessweiterungen informiert und in den Abstimmungsprozess eingebunden zu werden. Auch sollten die möglichen Planungen einer Einbindung von Redispatch 2.0 aufgezeigt werden.	<p>In Stufe 1 (Anfang 2020) des RAS sind u. a. nachfolgende Prozesse vorgesehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abstimmung der Mengen aller Netzengpassmaßnahmen zwischen den vier ÜNB • Versand von Fahrplänen nach abgestimmten • Dokumentation und Veröffentlichungen • Einheitliche Vorbereitung der Abrechnung <p>Im Rahmen der Stufe 2 (2020/2021) werden u. a. die Schnittstelle mit dem RES (siehe oben) implementiert und auch der harmonisierte Aktivierungsprozess eingeführt. Nach heutigem Planungsstand sind keine weiteren Stufen geplant.</p>
3	Statkraft Markets GmbH	25-28	Soweit ich herausfinden konnte, wird Soptim sowohl das RES als auch das RAS entwickeln. Ich konnte aber nicht mit Sicherheit feststellen, ob das RAS auch an die Einsatzverantwortlichen ausgehändigt wird oder ob die Kommunikationsschnittstelle als Selbstentwicklung erwartet wird.	siehe ID 5a
4a	UNIPER SE	29	Zur besseren Einordnung dieser Prozessbeschreibung sollten die entsprechenden Regelungen bzw. Verordnungen aufgeführt werden, damit die Rechte und vor allem die Pflichten des EIV ersichtlich werden. Dies würde der Beschreibung Nachdruck verleihen. Hierzu sollte in den einzelnen Prozessschritten gleichermaßen darauf eingegangen werden. Beispielsweise sollte die Konsequenz eines Timeout oder der Ablehnung der Anforderung per ACR beschrieben werden. Zumal nach unserem Verständnis ein Ablehnungsgrund nicht mitgeteilt werden kann bzw. vorgesehen ist.	<p>Die rechtliche Grundlage für die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen ist §13, Absatz 1 und §13a, Absatz 1 des EnWG. Diese beschreiben die wesentlichen Rechte und Pflichten der Anlagenbetreiber und ÜNB.</p> <p>Wenn der Timeout-Fall eintreten sollte, ist die telefonische Kontaktaufnahme zwischen ÜNB und Anbieter zur Abstimmung erforderlich.</p> <p>Siehe hier auch ID 26</p>

ID	Firma	Zeilen- nummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
4b	UNIPER SE	29	Zur Abwicklung des Prozesses sollte der ÜNB einen Client-basierte Lösung, ähnlich wie bei der MRL, implementieren. Diese würde die Gesamtkosten im Markt deutlich reduzieren sowie unseres Erachtens die Stabilität des Systems erhöhen.	siehe ID 5a
4c	UNIPER SE	29	Die Prozessbeschreibung sollte auch den Backup-Fall beschreiben. Im Fall, dass die Systeme des ÜNBs oder des EIVs nicht verfügbar sind, sollte auf einen abgestimmten alternativen Kommunikationsweg ausgewichen werden. Dieser sollte zumindest kurz im Dokument beschrieben werden. Zudem sollte die Möglichkeit vorgesehen werden, dass mit vorheriger Abstimmung für eine bestimmte Zeit ein alternativer Kommunikationsweg genutzt werden kann.	Im Rahmen des Projekts wird ein Fallbackkonzept für die Anbieter bereitgestellt.
4d	UNIPER SE	29	Die „allgemeinen“ Stammdaten sind nur grobe Anhaltswerte und sind für den Abruf nur bedingt bis nicht geeignet. Der Abruf der Redispatch-Maßnahme ausschließlich auf Basis der KWEP-Daten ist unseres Erachtens nicht ausreichend bzw. bedingt eine ausreichende Vor-laufzeit, damit alle technischen Restriktionen berücksichtigt werden können. Insbesondere Rampen und Anfahrzeiten, die heute vorab bei der telefonischen Abstimmung berücksichtigt werden, entfallen bei einem elektrischen Abruf, daher sollte dieser Sachverhalt bei dem Prozess und insbesondere bei der Definition von T1-T4 berücksichtigt werden. Entweder es erfolgt vorab ein telefonischer Austausch der technischen Parameter, die als Grundlage für den Abruf und schlussendlich für die Abrechnungen dienen oder in der ACR erfolgt auf Grundlage der technischen Gegebenheiten durch den EIV eine Anpassung der Werte für den jeweiligen Abruf. Die Anpassung aufgrund technischer Restriktionen sollte ggf. direkt als „Reason“ eingeführt werden. Zumindest sollte dieser Sachverhalt im Prozessdokument aufgenommen und beschrieben werden.	siehe ID 26 siehe ID 10 Eine explizite Nennung eines ReasonCodes für technische Restriktionen im Rahmen des ACR-Dokuments wird nicht als erforderlich erachtet. Eine entsprechende Anpassung der Werte im ACR-Dokument reicht aus.
5a	Stadtwerke München GmbH	29 - 72	1. Für die automatisierte Abwicklung der Redispatch-Prozesse sollte für die EIV eine zentrale Software	Diese Aussage wird bestätigt. Die ÜNB sehen vor einen "Redispatch-Abwicklungs-Client für EIV" (RACE)

ID	Firma	Zeilennummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
			bereitgestellt werden, ähnlich zu MeRLin beim Minutenreserveabruf.	<p>bereitzustellen, mit dem die ACO und ACK des ÜNB empfangen und die ACR und ACK des EIV verschickt werden können.</p> <p>Der Anbieter-Client wird sich am Client MOLS/MeRLin für den Abruf von Minutenreserveleistung orientieren.</p> <p>Weitere Details zum RACE sind dem Foliensatz zu entnehmen: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/2019-12-20_RACE_Konzept.pdf</p>
5b	Stadtwerke München GmbH		2. Für die Einführung eines ‚Harmonisierten Aktivierungsprozesses‘ muss eine ausreichende Vorlaufzeit (ca. 6 Monate) einschließlich Testmöglichkeiten und Testphase vorgesehen werden.	Diese Aussage wird bestätigt. Siehe auch ID 46
5c	Stadtwerke München GmbH		3. Für den Fall von Systemstörungen beim ÜNB, EIV oder des Übertragungsweges muss ein Notfall-/Rückfall-Prozess definiert werden. Hierbei könnte es sich, wie bei der Minutenreserve, um eine telefonische Aktivierung/Abstimmung/Bestätigung handeln.	Siehe ID 4c
5d	Stadtwerke München GmbH		3.a Um Systemstörungen zu erkennen bzw. um das Gesamtsystem kontinuierlich zu überwachen, sollte eine zyklische Prüfung der Kommunikationsverbindung (vgl. Minutenreseve -> Kommunikationstest) vorgesehen werden.	Zyklische Prüfungen der Verbindungen sind im Konzept vorgesehen (ähnlich wie im MOLS/MeRLin via SFTP).
6	Anonymisiert	34	Über welchen Kommunikationsweg soll die automatische Aktivierung erfolgen? Eine Aktivierung per E-Mail müsste telefonisch angekündigt werden, da eine 24/7 Überwachung eines Postfachs nicht erfolgt.	siehe ID 5a
7	Kraftwerk Plattling GmbH / E.ON Energy Projects GmbH	34 -35	„...automatisierte Abstimmung zwischen den Parteien ÜNB und Anlagenbetreiber ...“: Wie soll sich der EIV verhalten, wenn er zeitgleich zur Redispatch-Anweisung des ÜNB eine konträre EinsMan-Anweisung des Anschlussnetzbetreibers erhält? Für den EIV ist es erforderlich, dass er eine klare Anweisung hat, wessen Anweisung – die des ÜNB oder des ANB – mit Priorität umzusetzen ist.	Eine Anweisung mit einer ACO-Datei kann bei gleichzeitiger Anweisung durch den Anschlussnetzbetreiber abgelehnt werden. Anschließend ist eine telefonische Klärung mit dem ÜNB ggf. gemeinsam mit dem Anschlussnetzbetreiber notwendig. In der Regel sind Anweisungen an Kraftwerke mit Anschluss im Verteilnetz durch den ÜNB mit dem Anschlussnetzbetreiber abgestimmt.

ID	Firma	Zeilen- nummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
8	RWE Power AG, RWE Generation SE, RWE Nuclear GmbH, RWE Supply&Trading	39-72; 74-82; 115-137	ACO/ACR Dateien sollten bei positivem Redispatch stets Information zur Erfordernis eines Anlagenstarts und zu stündlichen Betriebskosten enthalten. Dafür sind ggf. zusätzliche Formate zu definieren und bereitzustellen.	Informationen zu Betriebskosten und ggf. notwendigen Anlagenstarts sind nicht in dem Format vorgesehen. Die Abstimmung dieser Informationen gehört zum Abrechnungsprozess und sind nicht Teil des Aktivierungsprozesses.
9	EnBW Energie Baden- Württemberg AG	40	<p>Grundsätzlich begrüßen wir die vorgeschlagene Prüfung/Validierung. Allerdings stellt diese nicht den reibungslosen Umgang mit dem Problem der parallelen Planung sicher.</p> <p>Hintergrund: Die Redispatchabwicklung kann grundsätzlich auch Einfluss auf die KWEP-Planung haben. Überlagern sich die Redispatchabwicklung und die KWEP-Planung so kann es zum Versand von inkonsistenten KWEP-Fahrplänen kommen. Die KWEP-Fahrpläne sind Ergebnis eines kontinuierlichen, sich ständig wiederholenden Optimierungsprozesses. Hierbei steht zu Beginn des Optimierungsprozesses das Lesen aller für die Optimierung relevanten Daten (z.B. Lieferverpflichtung, Verfügbarkeiten, Zuflüsse, Einsatzpreise, Regelleistungsvorhaltung). Diese Daten ändern sich permanent und müssen vor jeder KWEP-Datenerstellung eingelesen werden. Nach dem Einlesen erfolgt die Optimierungsrechnung (Dauer: ca. zwei bis sieben Minuten). Nach der Berechnung wird das Ergebnis in das Planungssystem übertragen (Dauer ca. eine Minute). Ist die neue Planung übertragen, erfolgt die Versendung an den ÜNB. Zwischen Versendung an den ÜNB bis zum Erhalt des ÜNB-ACK vergehen weitere zwei bis drei Minuten. Während allen dieser Prozessschritte kann der ÜNB eine neue Aktivierungsaufforderung versenden. Zusätzlich läuft der Optimierungsprozess während der Abwicklung der Maßnahme weiter. Dies bedeutet, dass bis das finale ACK gelesen wird, möglicherweise bereits zwei neue KWEP-Zyklen durchlaufen werden. Deshalb stellt sich Frage, welche Version dann die letztlich relevante sein soll.</p> <p>Wir sind der Auffassung, dass der vorgeschlagene Ansatz die Lösung des Problems der parallelen Planung</p>	<p>Seit dem 01.10.2019 sind in den KWEP-Meldungen die Zeitreihen RDA+/RDA- enthalten. Diese ermöglichen es den ÜNB bereits aktivierten, aber noch nicht vollständig in den KWEP-Daten berücksichtigten RD bei der Ermittlung von Maßnahmen zu berücksichtigen. Damit wird der Fehler durch parallele Prozesse verringert.</p> <p>Mit der harmonisierten Aktivierung haben die EIV immer das Recht, einer Aktivierung zu widersprechen. Damit ist das Problem auf Seiten der ÜNB, kurzfristig eine neue Maßnahmenermittlung und -aktivierung durchzuführen. Um dies praktisch umsetzbar zu gestalten, ist eine schnelle Aktualisierung der KWEP-Daten durch die EIV erforderlich.</p> <p>Von einer definierten Gültigkeitsdauer gemeldeter KWEP-Daten wird in diesem Prozess abgesehen.</p> <p>Für die Abrechnung zählt für den ÜNB der letzte, vor der Aktivierung zugesandte KWEP-Stand.</p>

ID	Firma	Zeilen- nummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
			<p>komplett auf die Seite des Anlagenbetreiber überträgt. Denn es ist vorgesehen, dass der ÜNB die von ihm aktuell verarbeitete KWEP-Version als Redispatchbasis definiert. Allerdings ist es derzeit Kraftwerksbetreibern nicht möglich historisierten KWEP-Planungen zu reaktivieren. Deshalb muss aus unserer Sicht dem Anlagenbetreiber das Recht eingeräumt werden, auch aktuellere Planungszustände der Anlage zu berücksichtigen, d.h. in Zeile 192 bei SendersDocumentVersion eine neue KWEP Version mitteilen zu können.</p>	
10	Kraftwerk Plattling GmbH / E.ON Energy Projects GmbH	43- 44	<p>„Die Anweisung einer Redispatch-Maßnahme erfolgt im Regelfall auf Basis der vom EIV gemeldeten KWEP-Daten“.</p> <p>Die Anweisungen der Redispatchmaßnahme sind ¼-h-scharf. Die technische Einheit muss zur Erbringung der Leistungsänderungen jedoch bereits in mindestens einer Viertelstunde vorher mit der Leistungsänderung beginnen (in Abhängigkeit vom Leistungsgradienten der technischen Einheit), um dann pünktlich die vorgegebene Leistungsänderung erreicht zu haben.</p> <p>Dadurch ergeben sich bereits Abweichungen in Zeiträumen vor und auch nach der eigentlichen Redispatch-Maßnahme. Wie wird technisch, prozessual und kommerziell damit umgegangen?</p> <p>Darüber hinaus prognostiziert der EIV der technischen Einheit am Vortag ihren Leistungspunkt pro Viertelstunde (Fahrplan) für den Folgetag in der KWEP-Meldung. Bei einer KWK-Anlage mit angeschlossener Prozessdampfauskopplung zur Versorgung eines nachgelagerten Industriekunden kann je nach Temperaturen und Kundenbedarf der tatsächliche Kundenbedarf jedoch zu einer abweichenden tatsächlichen Leistung der Technischen Einheit in der betreffenden Viertelstunde führen. Die Leistungsänderung wird vom EIV an das KWEP-Tool übermittelt. Wie wird in diesem Fall mit einer bereits am Vortag angestimmten Redispatchanweisung umgegangen? Muss die Leistungsänderung aus der Redispatchanweisung auf den neu übermittelten</p>	<p>Im RAS werden durch den Bediener oder durch den RES Rampen und Vorlaufzeiten nach den bekannten Stammdaten berücksichtigt. I.d.R. sollten die über den Prozess angefragten Aktivierungen somit technische umsetzbar sein. Eine Abweichung aufgrund aktueller Gegebenheiten (Außentemperatur, Brennstoff, ...) kann über eine abweichende Bestätigung (ACR) mitgeteilt werden. Diese abweichende Bestätigung kann vom ÜNB akzeptiert oder abgelehnt werden. Sollte die Abweichung nicht vom ÜNB akzeptiert werden kann durch den ÜNB eine telefonische Abstimmung initiiert werden.</p> <p>Kommerziell werden auch für Redispatch ggf. notwendige Rampen vergütet. Dies entspricht dem heutigen Vorgehen. Die harmonisierte Aktivierung stellt keine Änderung dar.</p> <p>Am Vortag angewiesener Redispatch ist umzusetzen. Durch Wärmeauskopplung blockierte Leistungsbereiche, dürfen nicht in den gemeldeten Redispatch-Vermögen (RDV) enthalten sein. Durch die ÜNB wird nur das im RDV-Vermögen gemeldete Volumen für regulären Redispatch berücksichtigt. Dieses sollte immer umsetzbar sein.</p> <p>Ja, Redispatch ist auf die geplante Wirkleistungseinspeisung (PROD) anzurechnen. Für die Abrechnung gilt der KWEP-Wert vor Anweisung. Bei Redispatch wird grundsätzlich von mindestens einseitiger Fixierung ausgegangen. D.h. z.B., dass eine Anweisung von negativem Redispatch ein Verbot von nachfolgender Leistungserhöhung beinhaltet.</p>

ID	Firma	Zeilennummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
			Fahrplan angerechnet werden (z.B. Fahrplan 80 MW, aktualisierter Fahrplan 90 MW; Redispatch-Anweisung: - 5 MW; è Reduktion der Leistung von 90 MW auf 85 MW)?	
11	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	44	Grundsätzlich begrüßen wir die vorgesehene Regelung, dass man (ÜNB und KWB) in bestimmten Fällen von den ausgetauschten KWEP Daten abweichen können; z.B. wenn keine Daten vorhanden sind oder wenn der KWB es zulässt, dass der ÜNB Besicherungsleistung oder Regelleistung für Redispatch nutzt. Allerdings fehlen dann die für den Einsatz der Anlage sowie für das Abrechnen der Opportunitäten wichtigen Leistungsgrenzen Pmax RD und Pmin RD (wie sie im Dokument „Durchführung und Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen“ beschrieben werden). Ein Austausch dieser Leistungsgrenzen im Zuge der Anweisung muss aus unserer Sicht erfolgen, zumal diese bei der manuellen Kontrolle, im Gegensatz zu einem kompletten KWEP-Datenpaket, auch plausibilisierbar sind.	Die Erfahrung mit Redispatch-Maßnahmen der ÜNB zeigt, dass in nahezu allen bisherigen Fällen KWEP-Daten vorlagen, die eine korrekte Berechnung der Opportunitäten zuließ. Der absolute Ausnahmefall, dass keine KWEP-Daten vorliegen, soll daher in diesem Rahmen nicht näher betrachtet und beschrieben werden. In diesem Fall wird die bilaterale Klärung zwischen ÜNB und EIV als zielführend angesehen.
12	Anonymisiert	49	Zeile 49 sollte lauten: In der ACO-Datei befinden sich stets die Summe aller angewiesenen Maßnahmen pro Aktivierungsobjekt. Des Weiteren ist klarzustellen, dass ein Aktivierungsobjekt eine Anlageneinheit darstellt.	Die ÜNB sehen vor, die ACO-Dateien je EIV zu erzeugen. Insofern wird der Satz wie folgt geändert: "In der ACO-Datei befinden sich stets die Summe aller angewiesenen Maßnahmen je EIV ." Ein Aktivierungsobjekt ist in der Regel eine Einheit, kann aber auch ein Aggregat oder ein Kraftwerk (Bspw. ein GuD KW) umfassen.
13	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	50-51	Bei gleichzeitigem Auftreten innerhalb einer Viertelstunde sollten positive und negative Redispatchmaßnahmen saldiert werden.	Für diesen Sonderfall kann aufgrund von Anforderungen direkt verknüpfter Prozesse keine Saldierung gegenläufiger RD-Maßnahmen bei Aktivierung erfolgen.
14	Kraftwerk Plattling GmbH / E.ON Energy Projects GmbH	55	„einseitige oder komplette Fixierung“: Es ist zu berücksichtigen, dass eine KWK-Anlage mit Prozessdampfskoppelung zur Versorgung eines angeschlossenen Industriebetriebs die Stromerzeugung nicht komplett fixiert („Strich“) fahren kann, da die Ist-Stromerzeugung aufgrund des schwankenden Wärmebezugs auch ständigen Schwankungen unterliegt. Besonders deutlich wird das bei einem Papierabriss in	Diese Aussage wird bestätigt. Die ÜNB sehen die technischen Restriktionen einer KWK-Anlage als gegeben und zu berücksichtigen an. Durch den Prozess der harmonisierten Aktivierung ändert sich nichts an dem bisherigen Vorgehen. Sollten zu diesem Thema noch Fragen offen sein, sind diese mit dem Anschluss-ÜNB zu klären.

ID	Firma	Zeilen- nummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
			der Papierproduktion, bei dem die Wärmesenke plötzlich/nicht planbar entfällt.	
15	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	55	Es sollte auch festgehalten werden können, ob es sich um einen Sonderredispatch handelt.	<p>Die ÜNB sehen eine Durchführung von Sonder-Redispatch im Rahmen des harmonisierten Aktivierungsprozesses als zielführend an und werden das Konzept daher entsprechend anpassen.</p> <p>Ein Sonder-Redispatch wird im Abruf gesondert gekennzeichnet damit ein Sonder-Redispatch in der Abrechnung berücksichtigt werden kann.</p> <p>Die Abrechnung von Sonder-Redispatch erfolgt bilateral zwischen ÜNB und EIV und ist nicht Bestandteil des harmonisierten Aktivierungsprozesses.</p>
16	Kraftwerk Plattling GmbH / E.ON Energy Projects GmbH	55 - 57	<p>„Es erfolgt eine Festlegung zur angeforderten Fixierung (einseitig oder komplette Fixierung). Im Anschluss an Aktivierung erfolgt die Fahrplananmeldung sowie ggf. der Versand einer Abrufdokumentation.“</p> <p>Unklar ist, durch wen – den ÜNB oder den EIV – die Fahrplananmeldung (warum (erst) im Anschluss an die Aktivierung?) sowie ggf. der Versand einer Abrufdokumentation erfolgt. Wir gehen davon aus, dass es sich hier um Aufgaben des ÜNB handelt.</p>	<p>Mit der Fahrplananmeldung ist der ex ante bilanzielle Ausgleich der Maßnahme gemeint. Diese Lieferung von Energiemengen kann erst dann geschehen, wenn eine Maßnahme vollständig abgestimmt ist.</p> <p>Die Fahrplananmeldungen müssen durch die beiden beteiligten BKVs, also ÜNB und EIV, durchgeführt werden.</p> <p>Siehe zudem ID 18</p>
17	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	56-57	Der Austausch einer Abrufdokumentation (die minimal und maximal anfahrbaren Leistungsgrenzen), welche sich aus der Maßnahme ergeben sollten ausgetauscht werden. Somit wäre sichergestellt, dass beide Parteien (ÜNB und KWB) ein identisches Verständnis der Maßnahme haben. Dies auch vor dem Hintergrund, dass eine Reaktivierung historischer KWEP-Daten beim Kraftwerksbetreiber nicht bzw. nicht ohne erheblichen Aufwand möglich ist. Ein Austausch einer solchen Abrufdokumentation würde die Prozessimplementierungskosten auf Seiten der Kraftwerksbetreiber erheblich reduzieren.	Siehe ID 18
18	Grosskraftwerk Mannheim AG	57	Was genau ist mit "Abrufdokumentation" gemeint? Format? Bitte genauer beschreiben.	Unter einer Abrufdokumentation wird ein ÜNB-spezifischer Informationsaustausch analog zu den aktuell zwischen den EIV und ÜNB ausgetauschten Informationen verstanden. Dabei wird diese bisherige Abrufdokumentation perspektivisch

ID	Firma	Zeilen- nummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
				nicht mehr notwendig sein, da alle für Redispatch-Abrufe notwendigen Informationen in den im harmonisierte Aktivierungsprozess ausgetauschten Dokumenten enthalten sind. Bilateral kann zwischen EIV und ÜNB vereinbart werden, diese Abrufdokumentation beizubehalten.
19	UNIPER SE	58	Es sollte aufgenommen werden, dass die Vorlaufzeit für die Aktivierung mindestens 30 min. beträgt.	siehe ID 30
20	Stadtwerke München GmbH	65 - 66	: „..., wobei die Modifizierung der Fixierung nur von einseitig zu komplett erfolgt.“ Aus unserer Sicht spricht nichts gegen jegliche Modifizierung der Fixierung, also auch von komplett zu einseitig, sodass dieser Nebensatz komplett gestrichen werden könnte.	Die ÜNB sehen den Vorschlag als sinnvoll und werden den Satz streichen.
21	Vattenfall Energy Trading	67-72	Wie soll eine Abstimmung zur Korrektur der Redispatch-Maßnahme bei einer plötzlichen Störung erfolgen, um den Zeitraum der Bilanzkreisabweichung so kurz wie möglich zu halten? Beim Störungsmanagement ist es essentiell, schnellstmöglich auf die Bilanzkreisabweichung zu reagieren ohne auf eine korrigierte Abstimmungsdatei warten zu müssen.	Auch in Zeiten ohne RD-Maßnahme wird es störungsbedingt erst einmal eine Bilanzkreis-Abweichung des von der Anlagenstörung betroffenen Bilanzkreises geben, auf die der EIV nur mit zeitlichem Verzug ex post reagieren kann und muss. Die ÜNB halten es deshalb für angemessen, dass eine angewiesene RD-Maßnahme störungsbedingt mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens zehn Minuten zur nächsten Viertelstunde mittels ACR-Dokument geändert werden und entsprechende fahrplantechnische Berücksichtigung finden kann. Dabei ist es unerheblich, wie lange der ÜNB benötigt, um auf die ACR-Meldung mit einem ACK zu reagieren, da seitens der ÜNB eine störungsbedingte Änderung nicht abgelehnt werden wird. Bei signifikanten Abweichungen kann nach bilateraler Abstimmung eine Korrektur bis 16:00 Uhr im Day-After-Prozess erfolgen.
22	Kraftwerk Plattling GmbH / E.ON Energy Projects GmbH	68 - 72	„Der EIV muss die Änderung der Redispatch-Maßnahme mit dem ÜNB abstimmen, wenn er nicht mehr in der Lage ist, ...“. Was ist unter „Abstimmung“ zu verstehen? Aus unserer Sicht ist hier ein Telefonat erforderlich. Zur einwandfreien Identifikation des Anrufers ist eine Telefonnummer, von der aus der Anruf des ÜNB erfolgt, oder an die sich der EIV wendet, vorab zu vereinbaren.	siehe ID 26

ID	Firma	Zeilen- nummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
23	Stadtwerke München GmbH	74ff	Für die erstmalige Abstimmung einer Redispatchmaßnahme ist nicht beschrieben, was im Fall der Ablehnung einer modifizierten ACR-Datei durch den ÜNB erfolgt. Aus unserer Sicht ist eine manuelle Klärung zwischen ÜNB und EIV zielführend, wie es im Kapitel 3.2 in den Zeilen 93,94 beschrieben ist. Dieser Satz („Eine negative Quittierung ...“) kann nach dem ersten Absatz in Zeile 82 ergänzt werden.	Die vorgeschlagene Ergänzung wird als sinnvoll angesehen und entsprechend im Konzept ergänzt.
24	UNIPER SE	74	Der Prozess zur Abstimmung der Redispatch-Maßnahme sollte weiterhin die Möglichkeit der Vorabstimmung z.B. per Telefon enthalten. Außerdem sollte die Modifikation der Redispatch-Maßnahme im initialen Abstimmungsprozess als auch bei der Modifikation der Redispatch-Maßnahme durch den EIV möglich sein. Es sollte im Prozess vorgesehen werden, dass mit einvernehmlicher Abstimmung des ÜNB Änderung an der Maßnahme vorgenommen werden können. Beispielsweise sollte in gewissen Fällen ein Anlagenwechsel weiterhin möglich sein.	siehe ID 26 Die ÜNB sehen den vorgeschlagenen Abstimmungsmechanismus durch die im Konsultationsdokument enthaltenen Prozesse als berücksichtigt an.
25	Kraftwerk Plattling GmbH / E.ON Energy Projects GmbH	75 - 78	„... Diese Deltazeitreihen werden dem EIV mittels ACO-Datei übermittelt“. Für uns als Betreiber einer KWK-Anlage ist es wesentlich, dass wir die Deltazeitreihe für den Folgetag mit einem so großen zeitlichen Vorlauf bekommen, dass der EIV oder dessen Vertreter, die autorisiert sind, die Fahrweise des Kraftwerks mit angeschlossener Prozessdampfauskoppelung zu verändern (siehe auch Anmerkung zu Zeile 82-83), noch in der Tagschicht bearbeiten können. Die ACO sollte daher spätestens am letzten Werktag bis spätestens 15 Uhr vor dem Tag der Redispatch-Maßnahme erfolgen.	Die ÜNB wiesen Redispatch-Maßnahmen so früh wie möglich an. Die bestehenden Prozesse bleiben unverändert bestehen. Sofern sich erst untertägig der Bedarf an einer Maßnahme herausstellt, werden die ÜNB die vereinbarten Vorlaufzeiten sowie die technischen Restriktionen an der Anlage berücksichtigen.
26	Anonymisiert	76	Auf Basis der KWEP-Daten und ggf. der Stammdaten sind Deltazeitreihen (ACO), die einen Anlagenstart vorsehen, aus unserer Sicht nicht darstellbar. Für Startvorgänge sind individuelle Anfahrampen abzustimmen, die jeweils vom Betriebszustand der Anlage abhängig sind und mit dem Betriebspersonal abzustimmen sind. Anders ausgedrückt, es ist zu	Diese Aussage wird bestätigt. Zur telefonischen Abstimmung stellen die ÜNB die nachfolgenden Punkte heraus: <ul style="list-style-type: none"> • Der harmonisierte Aktivierungsprozess schließt eine telefonische Absprache nicht aus. In einem Falle von Anlagenstarts oder nur schwer durch den ÜNB zu

ID	Firma	Zeilen- nummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
			<p>erwarten, dass in vielen Fällen die ACR erst nach telefonischer Rücksprache mit dem Kraftwerk erfolgen kann. Es ist damit zu rechnen, dass die Validierung andere "Anfahrampen" ergibt, als in ACO vorgeschlagen werden.</p>	<p>berücksichtigenden Rampen sehen auch die ÜNB eine telefonische Abstimmung als sinnvoll an.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Das Ergebnis der Absprache kann anschließend per ACO angefordert und kurzfristig bestätigt werden. Alternativ kann der EIV mittels der ACR eine abweichende Rampe vorschlagen. Diese dient als Basis für die weitere Abstimmung mit dem ÜNB. • Der Vorteil einer möglichen telefonischen Abstimmung und dem zusätzlichen harmonisierten Aktivierungsprozess liegt darin, dass alle Freiheiten zur Abstimmung vorliegen und zudem alle relevanten Daten für die Dokumentation, Abrechnung und Veröffentlichungspflichten erzeugt werden. • Aus den skizzierten Gründen sollten unbedingt die Telefonnummern der Schichtmitarbeiter zwischen ÜNB und EIV ausgetauscht werden.
27	Kraftwerk Plattling GmbH / E.ON Energy Projects GmbH	82 - 83	<p>„Prozessablauf erster Datendurchlauf“: Für den EIV einer KWK-Anlage mit Prozessdampfauskoppelung für eine angeschlossene Industrierversorgung ist besonders der Timer T2 (Zeitdauer von der formalen ACK bis zur ACR) von Bedeutung. Die Warte der KWK-Anlage ist zwar 24/7 besetzt; jedoch befindet sich in Nebenzeiten nicht immer ein Mitarbeiter vor Ort, der vor dem Hintergrund der sehr komplexen Zusammenhänge zwischen einer Änderung der Leistung der Stromerzeugung und der damit verbundenen Änderung der Prozessdampferzeugung sowie der ggf. erforderlichen Aktivierung von Back-up-Wärmesystemen autorisiert ist, eigenständig Eingriffe in die Kraftwerksfahrweise einzugreifen. Der Mitarbeiter muss sich die Ermächtigung ggf. von einem Kollegen holen, der sich in Rufbereitschaft Zuhause befindet. Für den Timer T2 sind daher mindestens drei Stunden anzusetzen.</p>	siehe ID 30
28	Kraftwerk Plattling GmbH / E.ON Energy Projects GmbH	82 - 83	<p>„Prozessabbruch oder manuelle Klärung“: Was ist unter „manueller“ Klärung zu verstehen? Aus unserer Sicht ist hier ein Telefonat erforderlich. Zur einwandfreien Identifikation des Anrufers ist eine</p>	Diese Aussage wird bestätigt.

ID	Firma	Zeilennummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
			Telefonnummer, von der aus der Anruf des ÜNB erfolgt, oder an die sich der EIV wendet, vorab zu vereinbaren.	
29	Statkraft Markets GmbH	83	In der Grafik fehlt der Zeitstempel für "Starte T3". Dies sollte unsere Meinung nach bei "Stop T2" hinzugefügt werden.	Diese Aussage wird bestätigt. Die Abbildung wird entsprechend angepasst.
30	Statkraft Markets GmbH	84	Wir schlagen folgende Zeiten vor: T1 und T3 als Response-time für formale checks = 5 Minuten T2 und T4 als Response-time für inhaltliche checks = 20 Minuten	Die ÜNB sehen für die Timer T1 und T3 eine Harmonisierung mit dem Abruf von Minutenreserveleistung vor. Dort beträgt die Zeit für das technische ACK 3 Minuten. Für die Timer T2 erscheint ein Wert von maximal 15 Minuten als zielführend. Für den Wert T4 wird ein Wert von 10 Minuten vorgesehen. Mit diesen Werten kann eine komplette Abwicklung innerhalb einer maximalen Gesamtzeit von 31 Minuten erreicht werden.
31	Anonymisiert	85	Aufgrund der notwendigen internen Absprachen mit der Leitwarte der betroffenen Aktivierungseinheit sind zur Validierung der Fahrpläne ausreichende Zeiträume vorzusehen. Es ist nicht davon auszugehen, dass Mitarbeiter kontinuierlich zur Bearbeitung einer automatisierten Redispatch-Anforderung bereit stehen, um die Bearbeitungszeiträume kurz zu halten.	Siehe ID 30
32	UNIPER SE	85	Im Fall eines Timeout sollte auf einem alternativen Kommunikationsweg die Ursache geklärt werden. Hier sollte aufgenommen werden, dass vorzugsweise die weitere Abstimmung per Telefon erfolgen wird.	Diese Aussage wird bestätigt. Siehe ID 26
33	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	92-95	Es wird nicht klar, wie der Prozess nach der dort genannten „manuellen Klärung“ aussieht.	Siehe ID 26
34	Stadtwerte München GmbH	98	Im Falle der Modifizierung ... sendet dieser eine höher versionierte ACR-Datei ...". Aus unserer Sicht würden die Versionen von ACO und ACR dann auseinanderlaufen und nicht mehr in einer numerisch verknüpfbaren Reihenfolge vorliegen. Wir empfehlen, diese Systematik hinsichtlich Nachverfolgbarkeit und Zuordnung der Versionen von ACO und ACR nochmals zu überdenken.	Der vorgeschlagene Prozess sieht sowohl in der ACO- als auch in der ACR-Datei eine separate Versionierung vor. Abweichende Versionsnummern zwischen den beiden Dokumenten sind ausdrücklich gestattet und bedeuten keine technischen Schwierigkeiten. Insbesondere im Anpassungsfall durch den EIV wird explizit ein ACR-Dokument in einer höheren Version als das zugrundeliegende ACO-Dokument geschickt. Im ACR-Dokument wird dabei auch auf das

ID	Firma	Zeilen- nummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
				entsprechende ACO-Dokument verwiesen, welches über die ID und die Version identifiziert wird. Die ÜNB sehen in diesem Fall keinen Anpassungsbedarf.
35	Stadtwerke München GmbH	104 / Diagramm	Das „nein“ zwischen den beiden Entscheidungspunkten im linken Bereich des Diagramms ist nach unserer Auffassung nicht richtig bzw. müsse ersatzlos wegfallen.	Diese Aussage wird bestätigt. Das „nein“ zwischen den beiden Entscheidungspunkten wird entfernt. Zudem wird das "Ja/Nein/Teilweise" vor dem ACR-Versand komplett entfallen, da eine Anpassung bereits ein Abweichen von einer vereinbarten Maßnahme impliziert.
36	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	108-112	Es ist nicht klar, wie genau eine manuelle Klärung erfolgt. Wie wir in diesem Fall die abrechnungsrelevante Zeitreihe definiert? Frage: Wenn der Abstimmungsprozess eine längere Zeit in Anspruch nimmt, wird dann eine aktuellere KWEP-Version berücksichtigt?	Eine erforderliche manuelle Klärung wird in jedem Fall telefonisch erfolgen. Im Rahmen des Telefonats erfolgt auch eine Abstimmung zu Höhe und zeitlichem Verlauf der Redispatch-Maßnahme sowie ggf. zum Bezug auf die KWEP-Version, die der EIV zeitgleich zur angewiesenen RD-Maßnahme verschickt hatte. Entsprechend dem Ergebnis der Abstimmung erfolgt dann die Aktivierung wie im Dokument beschrieben.
37	RWE Power AG, RWE Generation SE, RWE Nuclear GmbH, RWE Supply&Trading	114-254	Im Hinblick auf das aktuell bei BDEW laufende Projekt Redispatch 2.0 sollten die im Konsultationsdokument vorgeschlagenen Formate auch mit den VNB abgestimmt werden, damit sich bei der zukünftigen Festlegung der Formate im Projekt Redispatch 2.0 weder Widersprüche noch Doppelaufwände ergeben.	Die ÜNB sehen eine Abstimmung zwischen den laufenden Projekten ebenfalls als sinnvoll an. Zu diesem Zweck wurde am 19. Februar 2019 durch die ÜNB innerhalb des BDEW eine Vorstellung des Projekts "harmonisierter Aktivierungsprozess" durchgeführt. Dabei wurde klar die Abgrenzung, aber auch die Berührungspunkte zum BDEW-Projekt beschreiben. Weder von den Teilnehmern, noch von den ÜNB wurden danach Anpassungsbedarfe an den jeweiligen Projekten festgestellt.
38	Grosskraftwerk Mannheim AG	116	Der Übertragungsweg der XML-Dateien sollte spezifiziert werden (z.B. verschlüsselte E-Mail).	Für den RACE ist als Übertragungsweg das Internet mit sshFTP vorgesehen. Siehe auch ID 5a
39	Vattenfall Energy Trading	132, 149-154	Wie wird der Grundsatz der Kostenneutralität sichergestellt, wenn nur zukünftige Viertelstunden angepasst werden können? Im Störfall einer Anlage, die ausschließlich für die Redispatch-Maßnahme in Betrieb genommen wurde, besteht für den EIV das Risiko hohe Kosten für Ausgleichsenergie zahlen zu müssen.	Ausgleichsenergiekosten bzw. Erlöse die aus Ausfällen bzw. Störungen resultieren, werden als Einzelfall im Nachgang so abgerechnet, dass der Kraftwerksbetreiber Kostenneutral gestellt wird. Dies ist im Branchenleitfaden zur Redispatch-Vergütung unter 3.1.2 auf Seite 9 geregelt.

ID	Firma	Zeilennummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
40	Kraftwerk Plattling GmbH / E.ON Energy Projects GmbH	152 - 154	<p>Störfall/Abmeldung: „... In diesem Fall ist eine Abmeldung erforderlich und vom EIV an den RAS zu übermitteln (eine Aktualisierung der KWEP-Meldung muss natürlich auch erfolgen, hat aber für diesen Fall keine Relevanz). Doppelmeldungen an den RAS bzw. das KWEP-Tool sind unbedingt zu vermeiden, dass in Nebenzeiten die Kraftwerkswarte nur durch ein bis zwei Mitarbeiter besetzt ist. Im Falle einer Störung/Abmeldung sind diese Mitarbeiter mit vielen, zwingenden Aufgaben beschäftigt (Recherche Störungsursache, Abschätzen der Ausfalldauer, Reserveenergiebestellung, ...). Zur Entlastung der Mitarbeiter in der Warte sollte angestrebt werden, dass mit der Abmeldung an den RAS automatisiert auch die KWEP-Meldung der Technischen Einheit aktualisiert wird.</p>	<p>Im Falle einer telefonischen Störungsmeldung können die ÜNB das betroffene Kraftwerk temporär für Redispatch deaktivieren. Es sind aber grundsätzlich im Sinne der SOGL-Implementierungsvorschriften schnellstmöglich aktualisierte KWEP-Daten vom EIV zu senden.</p>
41	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	192	<p>Frage: Warum kann der Kraftwerksbetreiber nicht eine neue Document-Version des relevanten KWEP-Dokumentes senden, wenn die Version des ÜNB veraltet war.</p>	<p>Der KW-Betreiber kann jederzeit eine neue Version der KWEP-Daten senden. Der Versionsverweis im ACO-Dokument dient zur Kennzeichnung, auf welchen Stand der KWEP-Daten sich die Deltazeitreihe des angeforderten Redispatches bezieht. Sollte in der Zwischenzeit eine höhere KWEP-Version vom EIV bereitgestellt worden sein, kann bei entsprechender Abweichung eine telefonische Klärung vom EIV initiiert werden.</p>
42	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	203	<p>Nach Absprache kann der ÜNB mit (bzw auch ohne) Abrechnung von Sonderkosten ausgewiesene Besicherungsleistung zum Redispatch nutzen. Dies wäre dann Sonderredispatch. Allerdings ist im Konsultationsdokument keine entsprechende Dokumentation (für die Abrechnung) innerhalb der Anweisung vorgesehen; dies wäre aus unserer Sicht aber sinnvoll.</p>	<p>Siehe ID 15</p>
43	Grosskraftwerk Mannheim AG	215 ff	<p>Die inhaltliche Prüfung sollte bei positivem Ergebnis eine "cnf" Datei zurücksenden (ähnlich dem Bilanzkreisprozess)</p>	<p>Danke für den Hinweis. Die ÜNB werden das in der weiteren Bearbeitung entsprechend berücksichtigen.</p>
44	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	241-252	<p>Frage: Wie kann unterschieden werden, ob es sich bei einem ACK um ein formales oder ein inhaltliches ACK</p>	<p>Der Hinweis zur Frage der Unterscheidung von formaler und inhaltlicher Bestätigung durch einen ACK wird durch die ÜNB</p>

ID	Firma	Zeilennummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
			handelt, da beide den Reason Code „A01“ für den positiven Fall verwenden?	dankbar aufgegriffen und im Rahmen der Überarbeitung des Aktivierungsdokumentes klargestellt.
45	Anonymisiert	1-255	Die Umsetzung der automatisierten Aktivierung von Redispatch-Maßnahmen erfordert erhebliche zusätzliche Aufwendungen im Bereich IT und Personal. Es ist nichts erkennbar, wie die Kosten durch den/die Netzbetreiber vergütet werden. Eine Kostenerstattung ist zu klären!	Die ÜNB zielen darauf an, einen für alle Seiten möglichst effizienten und kostengünstigen Prozess zu erreichen. Mit der deutschlandweiten Harmonisierung sowie durch das Bereitstellen eines kostenlosen Clients sind aus Sicht der ÜNB bereits signifikante Effizienzen für alle Seiten generiert. Wenn darüber hinaus weitere Potentiale für Kosteneffizienzen gesehen werden, so bitten die ÜNB um einen zeitnahen Hinweis.
46	Anonymisiert	1-255	Als Realisierungszeitraum ist Q4/2020 angegeben, dies erscheint uns deutlich zu kurz, um alle notwendigen Fragen zu klären, insbesondere da die Kostenübernahme nicht geregelt ist.	Die ÜNB sehen einen Go-Live Termin für den harmonisierten Aktivierungsprozess im 1. Quartal 2021 vor und werden mit der Veröffentlichung der finalen Implementierungsvorschriften einen konkreten Termin nennen. Prinzipiell werden die ÜNB einen Implementierungszeitraum von mindestens sechs Monaten für alle Parteien ermöglichen. Dafür werden die ÜNB sechs Monate vor dem GoLive ein Testsystem sowie den RACE bereitstellen.
47	RWE Power AG, RWE Generation SE, RWE Nuclear GmbH, RWE Supply&Trading	Allgemein	Im Hinblick auf die Implementierung des harmonisierten Aktivierungsprozesses sollte mit einem Mindestvorlauf von 3 Monaten vor dem Go-Live ein Test Client System zur Verfügung gestellt werden	Siehe IDs 5a und 46
48	RWE Power AG, RWE Generation SE, RWE Nuclear GmbH, RWE Supply&Trading	Allgemein	Wir begrüßen den Ansatz zur Harmonisierung des Aktivierungsprozesses für Redispatch und sehen die Umsetzung generell als realisierbar an. Hinsichtlich der im Einzelnen ausgetauschten Daten und Informationen sowie zur Implementierung haben wir separate Formulare ausgefüllt und eingereicht.	Die ÜNB danken für die Beteiligung am Konsultationsverfahren
49	RWE Power AG, RWE Generation SE, RWE Nuclear GmbH, RWE Supply&Trading	Allgemein/Implementierung	Im Hinblick auf die Implementierung des harmonisierten Aktivierungsprozesses in die vorhandene IT des EIV sollten auch Beispieldateien für den Output aus einem Client Systems (User Interface für Redispatch Aktivierungsprozess) bereit gestellt werden. Idealerweise ist diese Datei kraftwerksscharf oder ermöglicht die kraftwerksscharfe Aggregation der enthaltenen Informationen, damit diese in das interne Clientsystem	Beispieldateien des RAS für den RACE können mit Verfügbarkeit des RACE bereitgestellt werden. Siehe zudem IDs 5a und 12

ID	Firma	Zeilen- nummer	Kommentare	Antwort der ÜNB
			des EIV importiert und dort ebenfalls weiterverarbeitet werden kann.	
50	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Grundsätzliche Anmerkungen	<p>Aus unserer Sicht wird ein automatisierter Redispatch-Abrufprozess erheblich in die bestehende System- und Prozesslandschaft des Kraftwerksbetreibers eingreifen. Insbesondere hat ein solcher Abrufprozess Einfluss auf die Optimierung-, Handels- sowie die Redispatch-Abrechnungsprozesse. Eine entsprechende Umsetzung des automatisierten Redispatch-Abrufprozess führt zu einem signifikantem Umstellungsaufwand mit erheblichen finanziellen Zusatzaufwänden. Ebenso erfordert eine solche Umstellung erhebliche zeitliche Vorlaufzeiten. Vor diesem Hintergrund plädieren wir für einen ressourcenschonenden Ansatz verbunden mit dem Hinweis, dass eine Umsetzung frühestens in Q1/2021 darstellbar wäre. Im Übrigen wäre aus unserer Sicht zu prüfen, ob eine Umstellung erst mit Einführung von Redispatch 2.0 (Umsetzung NABEG) sinnvoll wäre.</p>	<p>Für die EIV wird mit dem RACE durch die ÜNB ein System zur Durchführung des Prozesses bereitgestellt. Sollten für die Abwicklung in Bestandssystemen bestehende Aktivierungsformate benötigt werden, kann bilateral eine Übergangszeit für die Weiternutzung zusätzlich zum harmonisierten Aktivierungsprozess dieser Formate möglich ist.</p> <p>Die Information im ACO-Dokument wird die verbindliche Information.</p> <p>Siehe zudem IDs 5a, 37 und 46</p>