

Nr	Unternehmen/Person	Thema	Bezug	Stellungnahme
1	Austrian Power Grid AG	Allgemein	Vorblatt und Erläuterungen	<p>Generell möchten wir nochmals darauf hinweisen, dass durch die neuen nationalen Anforderungen basierend auf dem NC RfG zukünftigen netzbetrieblichen Herausforderungen Rechnung getragen werden soll. Die Anforderungen an die Stromerzeugungsanlagen sollten somit gewährleisten, dass diese sowohl im ungestörten Betrieb als auch bei Netzstörungen angemessen zur Systemsicherheit im Übertragungs- und Verteilnetz beitragen. Im Besonderen betrifft dies auch die Fähigkeit einer Stromerzeugungsanlage zur Sicherstellung der Frequenzstabilität.</p>
2	Austrian Power Grid AG	synthetische Schwungmasse		<p>Die bis 2025 neu hinzukommende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Quellen - insbesondere Windkraftanlagen - wird eine signifikante Änderung der Einspeise- und Netzsituation bewirken.</p> <p>Da diese Stromerzeugungsanlagen grundsätzlich mittels Wechselrichter an das Netz gekoppelt sind, wird der Anteil der frequenzsynchron rotierenden Schwungmassen, die das Netz stabilisieren, abnehmen. Diese Abnahme der Schwungmassen, die generell für den gesamten Synchronbereich Kontinentaleuropa prognostiziert wird, führt letztlich zu höheren Frequenzgradienten und -abweichungen und kann somit die Frequenzstabilität ernsthaft gefährden.</p> <p>Wie in [1] gezeigt wird, kann sich eine reduzierte Schwungmasse insbesondere für größere Störungen des Leistungsgleichgewichts - wie z.B. infolge eines Systemsplits - kritisch auf das Frequenzverhalten auswirken.</p> <p>Die Diskussion auf internationaler Expertenebene führt zu dem Schluss, dass der Bedarf an stabilisierender Schwungmasse künftig nur mehr unter Einbeziehung synthetischer Schwungmasse gedeckt werden kann. Bereits jetzt stellen sich Hersteller von Wechselrichtern und Windkraftanlagen auf dieses Erfordernis ein.</p> <p>APG sieht eine Streichung der Anforderung betreffend die Fähigkeit zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen daher sehr kritisch. Diese Fähigkeit kann grundsätzlich nur für Neuanlagen gefordert werden. Eine retrospektive Nachrüstung</p>
3	Bundesministerium Europa, Integration und Äußeres	Formelles	Seite 1 des Vorblatts unter „Problemanalyse“ sowie des Entwurfs	<p>Gemäß Rz. 53ff des EU-Addendums zu den Legistischen Richtlinien 1990 sind bei erstmaliger Zitierung eines Unionsrechtsakts Titel der Norm und Fundstelle anzuführen, wobei hingegen die Bezeichnung des erlassenden Organs und das Erlassungsdatum entfallen. Das entsprechende Langzitat ist dabei in jedem Dokument bei erstmaliger Zitierung einmal auszuführen.</p> <p>Bei mehrmaliger Zitierung desselben Rechtsaktes ist gem. Rz. 56f des EU-Addendums nach der ausführlichen Zitierung nur mehr der allfällige Kurztitel (z.B. IE-RL), in Ermangelung eines solchen die folgende Zitierweise zu verwenden: z.B. Richtlinie 2010/75/EU. Ist für den Rechtsakt ein Kurztitel gebräuchlich, der nicht im Titel des Rechtsaktes selbst festgelegt worden ist, so ist dieser im Anschluss an den vollständigen Titel in Klammer unter Voranstellung der Wortfolge „im Folgenden“ anzuführen. Das Kurzzytat/der Kurztitel ist im gesamten Dokument einheitlich zu verwenden.</p> <p>Die nachfolgenden Unionsrechtsakte sind an den angeführten Stellen wie folgt zu zitieren bzw. die jeweiligen Zitate zu ergänzen:</p> <p>[...] Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (im Folgenden: RfG-VO), ABl. Nr. L 112 vom 27.04.2016 S. 1 [...]</p> <p>[...] Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABl. Nr. L 220 vom 25.08.2017 S. 1 [...]</p> <p>[...] Verordnung (EU) 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes, ABl. Nr. L 312 vom 28.11.2017 S. 54 [...]</p>
4	Bundesverband Photovoltaik Austria / Technologieplattform Photovoltaik	Bestandsschutz		<p>Im Entwurf ist vorgesehen, dass die Anforderungen des RfG bereits für Anlagen, die nach dem 18. Mai 2018 bestellt wurden, gelten. Zu diesem Zeitpunkt waren und sind noch immer die Anforderungen der RfG nicht bekannt. Die aktuelle Richtlinie fordert Einstellwerte, die sich so von der aktuellen TOR unterscheiden, so dass eine Anpassung in ALLEN Anlagen (auch Typ A) durchzuführen wäre. Nachträgliche technische Adaptierungen sind notwendig, die im Vorfeld ein finanzielles Ausschlusskriterium dargestellt hätten. Rund 10.000 Anlagen sind von den diesen rückwirkenden Änderungen betroffen. Dementsprechend ist eine rückwirkende Gültigkeit abzulehnen und bestehende Anforderungen müssen weiterhin bis 27. April 2019 gültig sein. Erst mit in Kraft treten der überarbeiteten TOR D4 neu, 27. April 2019, haben diese neuen Anforderungen für gänzlich neue Anlagen zu gelten. Ansonsten sind Anlagen, die zur Zeit errichtet werden, in wenigen Monaten kostspielig zu adaptieren um rückwirkend aufgestellten Anforderungen zu entsprechen.</p>

Nr	Unternehmen/Person	Thema	Bezug	Stellungnahme
5	Bundesverband Photovoltaik Austria / Technologieplattform Photovoltaik	Allgemein		Fehlende Einbindung bereits bei der Erstellung der Entwürfe erschwert die Beurteilung der vorgelegten Unterlagen. Für breiteren Konsens sind zukünftige Entwürfe bereits in der Entstehungsphase in breiter aufgestellten Gesprächsrunden zu erstellen
6	Bundesverband Photovoltaik Austria / Technologieplattform Photovoltaik	Zertifizierung		Eine Betriebsmittelbescheinigung, ausgestellt über eine Zertifizierungsstelle, ist mit enormen finanziellem und zeitlichem Aufwand verbunden und vor allem bei gängigen PV-Anlagengrößen unverhältnismäßig, zumal bestehende Anforderungen für den Netzanschluss sowie die Vorgaben der TOR ausreichend sind und auch mit der Konformitätserklärung des Wechselrichters das Auslangen gefunden werden kann.
7	Bundesverband Photovoltaik Austria / Technologieplattform Photovoltaik	Datenaustausch		Die Sinnhaftigkeit von individuellen Prognosedaten ist nicht gegeben wenn eine Vielzahl von (Klein-)PV-Anlagen annähernd ähnliche Daten liefern. Zum jetzigen Zeitpunkt ist unklar welche Anforderungen an die Kommunikation gestellt werden. Auch bei Verbrauchern in diesem Segment (unter 1 MW) stehen keine genauen Prognosedaten, Echtzeitdaten etc. zur Verfügung. Unklar ist daher warum detaillierten Informationen von Erzeugern, die netztechnisch als „negative Verbraucher“ zu sehen sind, bereitzustellen sind. Eine Kosten- Nutzenanalyse ist jedenfalls durchzuführen, zumal mit geringen Kosten aggregierte regionale Erzeugungsdaten verwendet werden können. Gemeinsam mit Wetterdaten können Netzbelastungsprognosen jeglicher Art durchgeführt werden. Bei Typ A und Typ B ist eine individuelle Echtzeitdatenübermittlung und Prognose deshalb überschießend.
8	Bundesverband Photovoltaik Austria / Technologieplattform Photovoltaik	Blindleistung	§13	Die bisherigen Blindleistungsbereiche entsprechend TOR D4 sind beizubehalten. Der RfG liefert keine Gründe diese abzuändern, da sie innerhalb der möglichen Anforderungen aus dem RfG liegen.
9	Bundesverband Photovoltaik Austria / Technologieplattform Photovoltaik	Blindleistung - Vergütung	§13	Unklar ist auch wie sich der Blindleistungsbedarf ergibt. Oftmals wird erhöhter Blindleistungsbedarf "in lokal begründeten Ausnahmefällen" gefordert, ohne dass eine tatsächliche bzw. nachvollziehbare Begründung vorliegt. Entsprechend muss vom Netzbetreiber klar kommuniziert werden dass die tatsächlichen Betriebszustände eine erhöhte Blindleistung erfordern, und diese Mehrleistung ist zu entgelten ist. Abgesehen davon haben die vorgeschlagenen Änderungen massive Auswirkungen auf Anlagenplanung und Kosten, ohne dass die kleinsten Vorteile erkennbar sind. Vielmehr muss sich Blindleistung als Netzdienstleistung anerkannt werden und entsprechend einen monetären Wert erhalten.
10	Bundesverband Photovoltaik Austria / Technologieplattform Photovoltaik	Blindleistung	§13 Abs 1	Maximale Blindleistung und maximale Wirkleistung bei <0,9Un sind in der EN 50549 nicht erforderlich. Es gibt aber keine Notwendigkeit die maximale Wirk- und Blindleistung gleichzeitig vorzuschreiben. Die sich daraus ergebende maximale Scheinleistung bei minimaler Spannung verursacht hardwaretechnisch die höchsten Kosten weil dieser Punkt den höchsten Strom definiert.

Nr	Unternehmen/Person	Thema	Bezug	Stellungnahme
11	Bundesverband Photovoltaik Austria / Technologieplattform Photovoltaik	Blindleistung	§13 Abs 1, 2	Die dargestellte Abbildung 5 und Abbildung 6 unterscheidet sich wesentlich von der aktuell gültigen TOR D4 V2.3: Das dort dargestellte Diagramm ist ein Q/Sr Diagramm anstelle von Q/Pmax. Dies ist ein wesentlicher Unterschied und sollte im Sinne der Kontinuität beibehalten werden.
12	Bundesverband Photovoltaik Austria / Technologieplattform Photovoltaik	automatische Netzzuschaltung	§16	Die Anpassung auf 50,1Hz ist grundsätzlich sinnvoll, jedoch sollte für die Zeit zwischen jetzt (50,05 in der TOR D4 V2.3) und TOR Neu nicht extra ein anderer Wert erforderlich sein. Es ist ein enormer Aufwand wenn diesjährig errichtete Anlagen auf die neuen Anforderungen umzustellen sind.
16	Erneuerbare Energie Österreich	Allgemein		<p>Grundsätzlich ist die Anpassung der Netzanschlussbedingungen entsprechend dem Network Code Requirements for Generators zu begrüßen. Allerdings ist die bisherige Vorgangsweise seitens der für die Erstellung verantwortlichen Netzbetreiber deutlich zu kritisieren. Die durchgängig mangelhafte und intransparente Einbindung der Erzeuger und Hersteller von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien wie auch die nicht vorhandene Transparenz zu den Entscheidungsgrundlagen erschwert die Beurteilung der vorliegenden Unterlagen.</p> <p>Die unter anderem betriebswirtschaftlich begründete Aktivität von Unternehmen aus dem Netzbetrieb impliziert ein Eigeninteresse, das ein erhöhtes Maß an Transparenz erforderlich macht. Dieses Mindestmaß wurde im bisherigen Prozess nicht erreicht und sollte im weiteren Verlauf auch hinsichtlich einer volkswirtschaftlich sinnvollen und zukunftsfähigen Netzinfrastruktur intensiviert werden. Im Sinne eines Umbaus unseres Energiesystems zu einem erneuerbaren Stromsystem und der Sektorkopplung ist die intensive Einbindung von Technologielieferanten und Energieerzeugern unabdinglich. Die geforderte Transparenz und Öffentlichkeit sollte durch entsprechende Kooperation und Einbindung aller Akteure erfolgen. Wir unterstreichen daher das Angebot zur Kooperation unter Beistellung der verfügbaren Kapazitäten und Experten aller Technologien.</p>
17	Erneuerbare Energie Österreich	Allgemein		Generell ist zu sagen, dass die vorliegende Verordnung wesentlich deutlicher auf die spezifischen Anforderungen der Anlagentechnik eingehen sollte. So ergeben sich für Anlagen, die auf Brennstoffen basieren, andere Anforderungen als an Anlagen, die rohstoffunabhängig aber dafür dargebotsabhängig sind. Für häufig im Teillastbereich operierende, dargebotsabhängige Anlagen führen einige Anforderungen zu ineffizienten und technisch/ökonomisch problematischen Betriebsweisen.
18	Erneuerbare Energie Österreich	Allgemein		Darüber hinaus sollte auch berücksichtigt werden, dass wärmegeführte Anlagen aufgrund ihrer technischen Auslegung anderen Restriktionen unterliegen als rein stromerzeugende Anlagen. Ergeben sich aus den technischen Anforderungen der Netzbetreiber Rückwirkungen auf die Wärmeerzeugung kann es sowohl zu Schäden an der Anlage selbst, aber auch zu deutlich erhöhten Emissionen kommen. Der Verstoß gegen Emissionsgrenzwerte wäre nicht nur ein auf gerichtlichem Wege zu klärendes Problem der Haftung, sondern auch ein ökologisches Problem, da beispielsweise bei der Müllverbrennung toxische Rückstände bei der unvollständigen Verbrennung entstehen. Die Ausführungen sollten jedenfalls auf diese Rahmenbedingungen Rücksicht nehmen.
19	Erneuerbare Energie Österreich	Allgemein		Diesen auch im RfG vorgesehenen Bedingungen sollte in der nationalen Umsetzung im Sinne einer technisch-ökonomisch effizienten und sicheren Netzbetriebsweise Rechnung getragen werden. Die entsprechenden Formulierungen sollten KLAR gewählt werden und auf diese Eigenheiten abstellen. So ergibt sich sowohl für Anschlusswerber als auch Netzbetreiber ein Überblick, welche Möglichkeiten im Stromsystem tatsächlich bestehen.
20	Erneuerbare Energie Österreich	FRT	§ 8	Diese ist aus heutiger Sicht bei den Anlagen gegeben und ist sinnvoll. Bei Erzeugungsanlagen im wärmegeführten Bereich beziehungsweise bei brennstoffabhängigen Anlagen ist zu unterstreichen, dass sich wiederkehrende Fehler negativ auf den Betriebsmodus auswirken können. Das kann wie erwähnt sowohl ungeplante Emissionen aber auch Schäden an den Anlagen verursachen. Insbesondere kleine Anlagen sind davon betroffen. Insofern ist auch die Herabsetzung der Schwellwerte hier sachlich problematisch. Sollte auf diese Eigenschaften nicht abgestellt werden müssten Haftungsfragen im Detail geklärt werden. Insofern wird es als sinnvoll erachtet, entsprechende Formulierungen für diese Eigenschaften vorzusehen.

Nr	Unternehmen/Person	Thema	Bezug	Stellungnahme
21	Erneuerbare Energie Österreich	Blindleistung	§ 13	Positiv wird bemerkt, dass Netzbetreiber den Blindleistungsbedarf bzw. Stellbereich nun schon bei Unterzeichnung des Netzzanschlussvertrages angeben müssen. Das unterbindet in gewissem Ausmaß die bisherige Willkür in einigen Fällen.
22	Erneuerbare Energie Österreich	Blindleistung	§ 13	Vorausstellend ist zu sagen, dass derzeit unklar und intransparent ist, wie sich der Blindleistungsbedarf in den Verteil- aber auch dem Übertragungsnetz ergibt da er, ausgehend von den aktuellen Anforderungen in manchen Netzgebieten höher ist als physikalisch erforderlich. Auch die bilateralen Vereinbarungen zwischen ÜNB und VNB hinsichtlich der Blindleistungslieferung und die Rückwirkungen auf die Erzeuger und Verbraucher sind, genauso wie die tatsächlichen Anforderungen nicht öffentlich daher nicht nachvollziehbar. Die Auslegung von Erzeugungsanlagen auf den potentiell hohen Bedarf an Blindleistung mag aus Sicht des Netzbetriebs komfortabel sein, führt jedoch zu einem deutlich erhöhten Aufwand an Investitionen für Netzzanschlusswerber ohne nachvollziehbaren Mehrwert für das Energiesystem. Die pauschale Forderung nach erhöhten Lieferungen von Netzdienstleistung ohne Begründung erscheint in einem liberalisierten Energiesystem mit dem Anspruch des effizienten Netzbetriebs und effizienter Produktion anachronistisch und führt vor allem zu Unsicherheit bei Investitionen und höheren Kosten für Netzzanschlusswerber.
23	Erneuerbare Energie Österreich	Blindleistung - Vergütung	§ 13	Wir sehen es daher als sinnvoll, den vorliegenden Stand der Technik und der wissenschaftlichen Evidenz zu respektieren und entsprechend den vorliegenden Studien und Praxisfällen, Blindleistung als Netzdienstleistung monetär zu bewerten, um eine möglichst effiziente Bereitstellung dieser Netzdienstleistung zu ermöglichen. Andernfalls wird weiterhin lediglich der Bedarf seitens der Netzbetreiber erhöht ohne diesen auch nur annähernd zu benötigen. Der entsprechende Bedarf wurde zu keinem Zeitpunkt nachgewiesen, der Regulator würde in der aktuellen Fassung unausgewogen, überschießend und einseitig entscheiden. Wir verweisen dazu auf die vorliegenden Studien: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Brückl et. al (2016); „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit“; Bundesministerium für Wirtschaft</li> <li>• Kadam, Bletterie (2018); Studie zur Monetarisierung von Blindleistung in Österreich: Umfeldanalyse, Ist-Situation und potenzielle Zukunftsszenarien; Austrian Institute of Technology</li> </ul> Insofern lehnen wir den Vorschlag zur Blindleistungslieferung ab und plädieren für die Beibehaltung des derzeitigen Status gemäß TOR D4.
24	Erneuerbare Energie Österreich	Blindleistung - Vergütung	§ 13 Abs 1, 3	Weiters wird nochmals darauf verwiesen, dass die bisherige Formulierung „in lokal begründeten Ausnahmefällen“ von Netzbetreibern in vielfachen Fällen ignoriert wird und der erhöhte Bedarf nicht begründet wird. Maßnahmen zur Spannungshaltung sollten weiterhin in einem adäquaten Ausmaß zu den Kosten für alternative Maßnahmen stehen und auch transparent in einen solchen Kontext gesetzt werden. <p>Daher muss der Netzbetreiber dem Anschlusswerber bzw. dem Regulator darlegen, dass die realen Betriebszustände die erforderlichen Mengen an Blindleistung nötig machen bzw. der Bedarf nicht überkompensiert wird. Die Überkompensation gälte als Netzdienstleistung und sollte abgegolten werden. Ein Bedarf über den bisherigen Bedarf eines cos phi von 0,925 induktiv oder kapazitiv besteht aufgrund des vorliegenden Kenntnisstandes weder derzeit noch in absehbarer Zukunft.</p>
25	Erneuerbare Energie Österreich	Allgemein		Wie eingangs erwähnt ist ein wesentlicher Teil der RfG Verordnung derzeit noch vollkommen unklar. Die Einbindung von Netzzanschlusswerbern erfolgt nicht. Die frühzeitige Nutzung der technischen Möglichkeiten der Erzeugungsanlagen und der Eigenheiten im Netzbetrieb kann so nicht in die notwendigen Rahmenbedingungen einfließen. Für den weiteren Prozess möchten wir auf eine stärkere Einbindung und Diskussionsprozesse durch die verantwortlichen Netzbetreiber verweisen.
26	Erneuerbare Energie Österreich	Zertifizierung		Insbesondere der kritische Prozess der Gestaltung einer Zertifizierungsstelle auf Seiten der Netzbetreiber und eine größere Anzahl weitgehender Definitionen ist derzeit noch ungeregt. Die mangelhafte Einbindung der Erzeuger aber auch die unmögliche Bewertung der Gesamtumsetzung der RfG Verordnung lässt aus heutiger Sicht nur eine äußerst negative Bewertung des bisherigen Prozesses zu.
27	Fronius International GmbH	LFSM	§ 5 Abs 2	Aktueller Text: (2) Ergänzend zu Abbildung 1 des Art.. 13 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2016/631 wird für die Typen A, B, C und D festgelegt, dass die Referenzwirkleistung (Pref) der Maximalkapazität (Pmax) entspricht. <p>Dies widerspricht der aktuell in Europa üblichen Referenz bei nichtsynchrone Erzeugungsanlagen. Das ist auch genau der Grund warum diese Wahlmöglichkeit überhaupt in den RfG reingekommen ist. Üblich ist, allgemein aber jedenfalls bei Umrichter gespeisten Anlagen Pref = Pmom (zB 4105 sowohl alt als auch neu) Ein Sonderweg ist hier unbegründet.</p>

Nr	Unternehmen/Person	Thema	Bezug	Stellungnahme
28	Fronius International GmbH	Blindleistung	§ 13 Abs 1	Diese unterscheiden sich in vieler Hinsicht von jenen aus der aktuellen TOR. Die bisherigen Blindleistungsbereiche entsprechend TOR D4 sind beizubehalten. Der RfG liefert keine Gründe diese abzuändern, da sie innerhalb der möglichen Anforderungen aus dem RfG liegen. Die vorgeschlagenen Änderungen haben massive Auswirkungen auf Anlagenplanung und Kosten, ohne dass die kleinsten Vorteile erkennbar sind.
29	Fronius International GmbH	Blindleistung	§ 13 Abs 1	Das in der TOR D4 V2.3 dargestellte Diagramm ist ein Q/Sr Diagramm anstelle von Q/Pmax. Dies ist ein wesentlicher Unterschied Q/Sr sollte im Sinne der Kontinuität beibehalten werden. Volle Blindleistungsfähigkeit bei voller Scheinleistung muss ausreichend sein. Volle Blindleistungsfähigkeit bei voller Wirkleistung bedeutet eine wesentliche, unnötige Anlagenüberdimensionierung. Minimale Wirkleistungsreduktion im Falle von maximaler Blindleistungsanforderung stellt keinen Nachteil für den Netzbetrieb dar und soll deshalb erlaubt bleiben.
30	Fronius International GmbH	Blindleistung	§ 13 Abs 1	Maximale Blindleistung und maximale Wirkleistung bei <0,9Un sind in der TOR und der 50549 nicht erforderlich. Maximale Blindleistung in dem Bereich kann ich als Forderung verstehen. Es gibt aber keine Notwendigkeit maximale Wirk- und Blindleistung in diesem Fall gleichzeitig zu verlangen. Die sich daraus ergebende maximale Scheinleistung bei minimaler Spannung verursacht hardwaretechnisch die höchsten Kosten weil dieser Punkt den höchsten Strom definiert. Abbildung 6: Auch hier gibt es keinen Grund zur Abweichung von der aktuellen TOR D4.
31	Fronius International GmbH	automatische Netzzuschaltung	§ 16 Abs 1	Änderung von 50,05 auf 50,10Hz. Dieser Unterschied trifft auch Typ A Anlagen im Setup. Z.B. Wiederschaltfrequenz 50,10Hz (anstelle von 50,05Hz in der TOR D4 V2.3). Es wäre ein unglaublicher Aufwand, wenn nächstes Jahr alle heuer gebauten Anlagen das Setup umstellen müssen. Ansonsten (ab einem klaren Datum zB 27.4.2019) ist eine Anpassung des Setups natürlich möglich (und ein Wert von 50,10 anstelle von 50,05Hz auch sinnvoll).
32	GE Jenbacher GmbH & Co OG	Blindleistung	§ 13 Abs 1	Ein erweiterter Blindleistungsbereich auf untererregt 0,9 – übererregt 0,9 hat zur Folge, dass Aggregate bzw. Generatoren größer ausgelegt werden müssen oder die zulässige Wirkleistung reduziert wird. Alles zu Lasten des Betreibers, da entweder die Investitionskosten erheblich steigen oder sich der Erlös auf Grund reduzierter Wirkleistungseinspeisung mindert. Mangels der Vergütung von Blindleistung werden Betreiber alleinig benachteiligt. Erweiterter Blindleistungsbereich à Führt zu unwirtschaftlichen Mehrkosten beim Generator sowie bauseitiger Vergrößerung der Erzeugungsanlagen. Der untererregte Betrieb bei PF 0.9 erfordert wie zuvor schon beschrieben größere Generatoren, welche im Normalbetrieb bei schlechterem Wirkungsgrad ökonomisch nicht optimal betrieben werden können.
36	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Allgemein		Als Umsetzung der nicht abschließenden Regelungen der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl. L 2016/112, („Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators“; im Folgenden kurz: RfG-VO) besteht für die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit Anforderungen auszugestalten und diese unter Genehmigung durch die E-Control zu erlassen. Obwohl wir die Ausgestaltung klarer und einheitlicher Regelungen begrüßen, möchten wir darauf hinweisen, dass die Umsetzungen der Verordnung (EU) 2016/631 teils unzureichend, teils überschneidend erfolgt ist. Darüber hinaus könnte durch die Beibehaltung der Größenklassen gemäß geltender TOR eine Reihe von umfassenden technischen und finanziellen Anforderungen für Erzeugungsanlagenbetreiber vermieden werden. Generell sollten neue Anforderungen klar ausgewiesen, präzise spezifiziert sein und eine tiefgehende Kosten - Nutzenanalyse erfolgen. Nur so wird gewährleistet von den Herstellern entsprechende Angebote zu bekommen und die damit verbundenen Investitions- und Betriebskosten beurteilen zu können. Es sei kritisch darauf hingewiesen, dass zu unspezifisch ausformulierte Anforderungen eine Stellungnahme erschweren. Weiters möchten wir auf folgende Punkte hinweisen:
37	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	FRT	§ 8	Die FRT - Fähigkeit wird von den meisten Anlagen erfüllt und wir sehen den Nutzen sowohl für Netzbetreiber als auch für Betreiber im Sinne eines stabilen Netzbetriebs. Wir begrüßen die Forderung daher, sofern eine für Anlagenbetreiber sinnvolle Ausgestaltung frei von Mehrkosten erfolgt.

Nr	Unternehmen/Person	Thema	Bezug	Stellungnahme
38	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Blindleistung	§ 13 Abs 3	Wir weisen darauf hin, dass die neuen in den Unterlagen der E-Control veröffentlichten Blindleistungsbereiche für Anlagen des Typs C und D eine Ausweitung der bisher geforderten Blindleistung darstellt. Beispielsweise die breiteren Stellbereiche besonders im unteren Spannungsbereich gegenüber der TOR B.
39	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Blindleistung	§ 13 Abs 1	Im Bereich des Typ B handelt es sich, soweit aus den vorgeschlagenen Änderungen seitens E-Control ersichtlich, um eine generelle Aufweitung des Stellbereichs gegenüber der TOR D4. Insbesondere bedeutet die Erweiterung des Spannungsbereiches bis herunter auf einen Wert von 0,875 (außerhalb des stationären Spannungsbereiches) im übererregtem Bereich die Notwendigkeit einer Überdimensionierung der WEA. Die Kosten für die erweiterte Auslegung auf diesen Betriebsbereich steigen sprunghaft, da mehr Strom für gleiches Q notwendig ist. Für die erweiterte Auslegung ist es notwendig andere (teurere) Komponentenklassen zu verwenden. Lösung: der Spannungsbereich sollte von 0,9 bis 1,1 U pu begrenzt werden.
40	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Blindleistung	§ 13 Abs 1	Die Ausweitung würde laut Aussage von führenden Herstellern zu erhöhten Investitions- und Betriebskosten führen, bei gleichzeitig sinkendem Ertrag. Gerade für kleinere Marktteilnehmer können solche Mehrkosten besonders kritisch werden. Ein Bedarf über den bisherigen Wert eines $\cos \phi$ von 0,925 induktiv oder kapazitiv besteht auf Basis des derzeitigen Informationsstandes weder derzeit noch in näherer Zukunft und wir sprechen uns daher für eine Beibehaltung der derzeitigen Blindleistungsbereiche gemäß TOR als geforderten Standard aus.
41	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Blindleistung - Vergütung	§ 13	Seitens des Netzbetreibers soll im Netzzugangsvertrag die technische Notwendigkeit und maximale Menge an Blindleistung zu Netzstabilisierung genau dargelegt und begründet werden. Das dient zur Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Blindleistungsanforderungen. Für die darüberhinausgehende Bereitstellung von Blindleistung, fordern wir eine finanzielle Abgeltung. Wir sprechen uns für die Ausgestaltung eines geeigneten Instruments zur Abgeltung von Blindleistung, ähnlich wie in anderen EU-Staaten bereits implementiert [1], aus. Daher ist jetzt die Diskussion über eine Abgeltung der Bereitstellung von Blindleistung bei Erlass und Ausgestaltung der Verordnung zu führen. So kann der zukünftigen Rolle der Windkraft nicht nur als reiner Produzent sondern auch als Systemdienstleister in geeigneter Weise Rechnung getragen werden. [1] Vgl. Bletterie Benoit / Kadar Sedam (2017). Studie zur Monetarisierung von Blindleistung in Österreich - Umfeldanalyse und Ist-Situation. AIT - Austrian Institute of Technology.
42	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Blindleistung	§ 13 Abs 1, 3	Wir kritisieren außerdem, dass die bisherige Formulierung „in lokal begründeten Ausnahmefällen“ von den Netzbetreibern ignoriert und der erhöhte Bedarf nicht begründet wird. In Zukunft sollen diese „lokal begründeten Ausnahmefälle“ nur für einzelne Netzanschlusspunkte zulässig sein und die Begründung muss dem Anschlussnehmer in verständlicher Form vorgelegt werden.
43	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Bestandsschutz	§ 13	Weiters plädieren wir für einen Bestandsschutz von Altanlagen, um nachträgliche kostspielige Nachrüstungen zu vermeiden.
44	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Zertifizierung		Derzeit ist die Nutzung von Betriebsmittelbescheinigungen von ermächtigten Zertifizierungsstellen für den Anschluss von Anlagen Typ A-C fakultativ geregelt. Da diese Unterlagen aber für Typ D für den endgültigen Betrieb aber eine obligatorische Voraussetzung sind, ist unverständlich wieso die Ausgestaltung der Betriebsmittelbescheinigungen sowie der Akkreditierung der Zertifizierungsstellen im derzeitigen Verordnungsentwurf fehlt.
45	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Zertifizierung		Einerseits ist sicherzustellen, dass Zertifikate für Windanlagen auch aus dem Ausland insbesondere aus Deutschland in Österreich anerkannt werden können. Andererseits müssen für die Prüfung der Gesamtprojekte ein adäquates Prüfungsregime gefunden werden. Der österreichische Prozess zur Anlagengenehmigung beinhaltet schon ein Mittel zur Sicherstellung der Sicherheit und Beschaidmäßigkeit der Anlagen. Begrüßenswert wäre daher die Implementierung aller RfG-Networkcode Bescheinigungen in den österreichischen Prozess. Insbesondere ist darauf zu achten, dass die Akkreditierungskriterien von Zertifizierungsstellen objektiv und fair gesetzt werden. In Österreich tätige Ziviltechniker, elektrotechnische Sachverständige oder Netzbetreiber sollten – wie nach derzeitiger Rechtslage – in der Lage sein die Kompatibilität von Anlagen mit den RfG Bestimmungen zu beurteilen. Die transparente Einbindung der der IG Windkraft – also der Hersteller und Betreiber – ist unerlässlich und wurde im bisherigen Entstehungsprozess bisher verabsäumt.

Nr	Unternehmen/Person	Thema	Bezug	Stellungnahme
46	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	synthetische Schwungmasse	Erläuterungen	Es wurden zwar keine Regelungen zur synthetischen Schwungmasse in den Verordnungsentwurf der E-Control aufgenommen - dennoch bedarf es hier einiger Anmerkungen: Vor dem Erlassen von dementsprechenden Anforderungen ist sowohl der Anforderungsbereich der synthetischen Schwungmasse sowie die Rolle der Windkraft in der Bereitstellung dieser genau zu definieren. Erst dann wären die damit verbunden Kosten und die dafür notwendige Abgeltung abschätzbar. Weiters ist zu klären wieviel Schwungmasse durch die Windkraft tatsächlich bereitgestellt werden kann, um eine transparente Regelung zu finden.
47	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Datenaustausch	Erläuterungen	Die bisher seitens E-Control zur Verfügung gestellten Informationen bezüglich neuer Anforderungen an den Datenaustausch lassen nur bedingt eine Einschätzung von Mehraufwand beziehungsweise Mehrkosten für die Branche zu. Hier bedarf es einheitlicher Regelungen und genauerer Definition welche Daten, in welcher Qualität (Dateiformate, Detailgrad) und Zeiträumen zur Verfügung gestellt werden sollen. Wir sprechen uns in jedem Fall gegen überbordende Anforderungen und unverhältnismäßige Mehrkosten bereits ab dem Typ B aus. Ein kollektives, Massendatensammeln ist überschüssig und unverhältnismäßig.
48	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Bestandsschutz		Bisher gibt es noch keine klare Definition, was als wesentliche Änderung zu sehen ist und welche Auswirkungen daher für unterschiedliche Maßnahmen wie z.B. Repowering, Erweiterungen von Windparks sowie eventuelle Software Updates die zu Leistungs- bzw. Ertragssteigerungen zu erwarten sind. So ist insbesondere zu klären welche Änderungen die Anwendbarkeit auf welche Anlagenteile auslöst. Wir sprechen uns daher für einen Bestandsschutz von Altanlagen aus. Angedacht wäre eine ähnliche Regelung wie in Deutschland, wo sich die neuen RfGs nur auf neu hinzugefügte Betriebsmittel beziehen.
49	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	FSM		Wir sprechen uns dafür aus, dass die Primärregelfähigkeit nur von jenen Marktteilnehmern gefordert wird, die auch am Regenergiemarkt teilnehmen wollen. Die Primärregelfähigkeit darf daher nur als eine „KANN“ Anforderung ausgelegt werden. Außerdem bedarf es einer Anpassung der Präqualifikationskriterien, speziell was die Vorhaltung von Regelleistung angeht, da es langfristig sinnvoll ist diese auch aus Windkraft bereitzustellen.
50	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Fernwirktechnik		Abschaltungen durch den Netzbetreiber zur Stabilität der Netzsicherheit dürfen nur unter eng und abschließend geregelten Bedingungen erfolgen. Die von der RfG-VO geregelte Verpflichtung zur Einrichtung einer fernwirktechnischen Schnittstelle greift nicht weit genug, um ein effektives, rechtssicheres und transparentes Regime zu schaffen.
51	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Inselbetriebsfähigkeit		Wir sprechen uns gegen eine generelle Pflicht zur Inselbetriebsfähigkeit für Windenergieanlagen aus. Besonders berücksichtigt soll hier die tatsächliche Relevanz dieser Anforderung für die Systemsicherheit werden und diese auch transparent gemacht werden. Bevor derartige Anforderungen aufgenommen werden, sollte umfangreich untersucht werden, inwieweit die generelle Inselbetriebsfähigkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen insbesondere für die unteren Netzebenen unter Umständen sogar dem sicheren Verbundnetzbetrieb abträglich sein könnten.
52	Interessengemeinschaft Windkraft Österreich - IGW	Schwarzstartfähigkeit	§ 18	Im Bereich der Anforderung der Schwarzstartfähigkeit ist die Frage inwiefern die Windkraft eine solche Anforderung technisch bereitstellen kann, denn dazu bedarf es der Möglichkeit entsprechend Leistung für einen „Schwarzstart“ bereitstellen zu können. Sonst ergibt diese Anforderung systemisch nur wenig Sinn. Dafür wären wiederum zusätzliche Betriebsmittel und Installationen notwendig, beispielsweise ausreichend Notstromreserven u.Ä. Das würde jedenfalls deutlich erhöhte Kosten beim Betreiber für die Investition und die laufende zur Verfügungstellung verursachen. Aus diesem Grund lehnen wir diese Anforderung, ohne genaue Abgrenzung und Präzisierung ab.
53	Kompost & Biogas Verband Österreich	Allgemein		Bei der Biogasproduktion handelt es sich um einen optimierten in der Natur vorkommenden Prozess der erneuerbaren Methanproduktion mit anschließender Umwandlung in Strom und Wärme mittels BHKW. Um den Ziel einer möglichst effizienten Energieerzeugung gerecht zu werden, optimieren daher Betreiber sowohl den Biogasprozess als auch die anschließende Energieumwandlung in Strom und Wärme, gemeinsam mit der Wirtschaft und Wissenschaft, kontinuierlich weiter.

Nr	Unternehmen/Person	Thema	Bezug	Stellungnahme
54	Kompost & Biogas Verband Österreich	Fernwirktechnik		Ein wesentlicher diskontinuierlicher Betrieb des BHKW's bedeutet ab einem gewissen Grad der Anpassung (neben sonstiger negativer Auswirkungen) - einen geringeren elektrischen Wirkungsgrad - auch einen Eingriff in den Biogasprozess und dadurch negative Auswirkungen hervorruft. Ausser bei „Gefahr in Verzug“ Handlungen fehlt hier neben der Leistungsveränderung die ebenso von hoher Bedeutung anzugebende Mindestvorlaufzeit um die Fernregulierbarkeit auch technisch sinnvoll durchführen zu können.
55	Kompost & Biogas Verband Österreich	Blindleistung	§ 13 Abs 1, 2	Ein erweiterter Blindleistungsbereich (untererregt 0,9 – übererregt 0,9) wie gefordert würde eine größere Auslegung der Generatoren kombiniert mit einer niedrigeren Effizienz bedingen oder die Wirkleistung generell vermindern. Da derzeit Blindleistung nicht vergütet wird und aktuell seitens Netzbetreiber keinerlei Daten über die Notwendigkeit an bestimmter Blindleistungslieferung verfügbar sind, wird eine erweiterter Blindleistungsbereich abgelehnt.
56	Kompost & Biogas Verband Österreich	Blindleistung - Vergütung		Die pauschale Forderung nach erhöhten Lieferungen von Netzdienstleistung ohne Begründung ist in einem liberalisierten Energiesystem mit dem Anspruch des effizienten Netzbetriebs und effizienter Produktion nicht haltbar. Wir sehen es daher als sinnvoll, den vorliegenden Stand der Technik und wissenschaftlichen Evidenz zu respektieren und entsprechend den vorliegenden Studien und Praxisfällen, Blindleistung als Netzdienstleistung monetär zu bewerten um eine möglichst effiziente Bereitstellung dieser Netzdienstleistung zu ermöglichen. Andernfalls wird weiterhin lediglich der Bedarf seitens der Netzbetreiber erhöht ohne diesen auch nur annähernd zu benötigen. Der entsprechende Bedarf wurde zu keinem Zeitpunkt nachgewiesen, der Regulator würde in der aktuellen Fassung unausgewogen, überschießend und einseitig entscheiden. Wir verweisen dazu auf die vorliegenden Studien: - Brückl et. al (2016); „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit“; Bundesministerium für Wirtschaft - Kadam, Bletterie (2018); Studie zur Monetarisierung von Blindleistung in Österreich: Umfeldanalyse, Ist-Situation und potenzielle Zukunftsszenarien; Austrian Institute of Technology
57	Oesterreichs Energie	Synthetische Schwungmasse	ursprünglich §8	Wir sehen eine Streichung der Anforderung betreffend die Fähigkeit zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen sehr kritisch. Diese Fähigkeit kann grundsätzlich nur für Neuanlagen gefordert werden. Eine retrospektive Nachrüstung bestehender Anlagen - die gerade im Hinblick auf das Ausmaß der Neuinstallationen mit hoher Wahrscheinlichkeit unabdingbar wäre - würde wegen der zu erwartenden erhöhten Zusatzkosten voraussichtlich auf große Schwierigkeiten stoßen. Auch wenn das genaue Ausmaß der erforderlichen Mindestschwungmasse noch nicht zum jetzigen Zeitpunkt ausreichend analysiert wurde, so steht doch fest, dass synthetische Schwungmasse erforderlich sein wird und die grundsätzliche Eignung von Anlagen schon jetzt sichergestellt werden muss.
58	Oesterreichs Energie	dynamische Blindstromstützung bei Fehlern	§11	Aufgrund neuer Erkenntnisse regen wir an, die entsprechenden Stellen der VDE AR-N-4110 und VDE AR-N-4120 betreffend die zusätzliche Blindstromeinspeisung zu übernehmen.
59	Oesterreichs Energie	dynamische Blindstromstützung bei Fehlern	§11 Abs.1 lit.1	Wir regen unterstützt durch jüngste Erkenntnisse an zu ergänzen: Beim Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung bzw. bei einer Spannung am Netzanschlusspunkt von $> 1,1$ p.u. oder $< 0,9$ p.u. müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen die Spannung durch Erhöhung oder Absenkung eines zusätzlichen Blindstromes $\Delta i_B$ im Mit- und Gegensystem stützen.
60	Oesterreichs Energie	Blindleistung	§13 Abs.1	Der nunmehr vorgesehene Blindleistungsbereich würde mit der Forderung kollidieren, dass eine Trennung von Erzeugungsanlagen erst bei $U_c=0,85$ p.u. zulässig ist und bei Spannungsverfall Blindleistung vor Wirkleistung zu liefern ist. Außerdem wird die Q(U) Kennlinie unterlaufen (z.B.: Blindleistungslieferung bei Unterspannung Zeile 227 im Gesamtdokument) Der rote Bereich entspricht den aktuellen TOR (unsere Grafik, siehe Beilage). Mit dem ECA-Vorschlag würde dieser grundlegenden Forderung (weitgehende Beibehaltung der aktuellen TOR) widersprochen. Wir fordern unseren aktuellen Vorschlag beizubehalten.
61	Oesterreichs Energie	Blindleistung	§13 Abs.2	Die Vorgabe von Q unterhalb von Pmax deckt sich nicht mit den Vorgaben der TOR D4, die als Stand der Technik bisher als unproblematisch von allen Stakeholdern akzeptiert waren. Der ursprüngliche Vorschlag sollte unbedingt beibehalten werden, weil sonst auch Auswirkungen auf Einstellwerte des Netzentkupplungsschutzes, LVRT, Q(U), FRT und Blindleistung vor Wirkleistung unvermeidlich wären.



Nr	Unternehmen/Person	Thema	Bezug	Stellungnahme
62	Oesterreichs Energie	automatische Netzzuschaltung	§16. Abs.2	Wir regen an den folgenden Satz zu ergänzen: Wenn dies für bestimmte Leistungsbereiche technisch nicht möglich ist (etwa aufgrund drohender Eigenresonanzen), ist der Gradient mit dem relevanten NB abzustimmen.
63	Senvion GmbH	synthetische Schwungmasse		Wir begrüßen es, dass der Vorschlag der Netzbetreiber zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse nicht in die Verordnung übernommen wurde. Durch den Einsatz synthetischer Schwungmasse werden Mehrkosten erzeugt. Zum Einsatz von synthetischer Schwungmasse gibt es z.Zt. keinerlei Studie, die die Notwendigkeit nachweist. Bevor eine Forderung zur synthetischen Schwungmasse aufgestellt wird, wäre aus unserer Sicht zunächst einmal nachzuweisen, dass die Schwungmasse der vielen kleinen und mittleren Wasserkraftwrke in Österreich nicht ausreicht, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten.
64	Senvion GmbH	dynamische Blindstromstützung bei Fehlern	§ 11 Abs 1	Es fehlt die Definition einer "sprunghaften Spannungsänderung". Wir schlagen vor, die Definition aus den VDE AR-N 4110/420 in Deutschland zu übernehmen.
65	Senvion GmbH	dynamische Blindstromstützung bei Fehlern	§ 11 Abs 1	Durch die Festschreibung der Spannungsgrenzen vom 0,9 und 1,1 pu, könnte der Eindruck entstehen, dass zwischen diesen Werten nicht auf Spannungsänderungen reagiert werden soll, also ein Totband besteht. Hier ist aber eine kontinuierliche Spannungsregelung vorteilhafter als ein Totband und in vielen Ländern bereits Stand der Technik (z.B. GB und Deutschland, alle EZE von Typ 1 regelt auf die se Weise). Der Absatz in § 11 sagt zwar nicht wie zwischen 0,9 und 1,1 U pu geregelt werden soll, die kontinuierliche Spannungsregelung wäre also durchaus anzuwenden. Aus Erfahrung mit Gesprächen mit Netzbetreibern und Zertifizierern wissen wir jedoch, dass es klarer ist, wenn die kontinuierliche Spannungsregelung konkret zugelassen wird. In der VDE AR-N-4110/4120 ist dies mit der Aufnahme folgenden Satzes gelöst: gelöst "Ebenfalls zulässig ist eine kontinuierliche dynamische Netzstützung im Sinne der vorgenannten Anforderungen, die unabhängig von der Erfüllung der Kriterien für Fehlerbeginn und Fehlerende permanent und parallel zur stationären Spannungshaltung im Eingriff ist".
66	Senvion GmbH	dynamische Blindstromstützung bei Fehlern	§ 11 Abs 2	Es fehlt die Definition für das Fehlerende. Wir schlagen vor, die Definition aus den VDE AR-N 4110/4120 in Deutschland zu übernehmen. "Als Kriterium für das fehlerende wird das frühere der beiden folgenden Ereignisse festgelegt: 1) Wiedereintritt aller Leiter-Leiter-Spannungen in den Bereich $U_c \pm 10\%U_c$ oder 2) 5 s nach Fehlerbeginn" §11, Absatz 2 sollte aber auf jeden Fall erhalten bleiben
67	Senvion GmbH	Blindleistung	§ 13 Abs 1, 3	In den Abbildungen 5 und 7 ist die Spannung nicht definiert, sondern nur als "pu" dargestellt. $U_c$ oder $U_{enn}$ sollte eingeführt und definiert werden.
68	Senvion GmbH	Blindleistung	§ 13 Abs 1	Abbildung 5: In allen drei Bereichen soll noch bei einer Spannung bis 0,875 von Stromerzeugungsanlagen von Typ B (kann einem Mittelspannungsanschluss zugerechnet werden) übererregte Bllindleistung eingespeist werden. Die Kosten für die erweiterte Auslegung auf diesen Betriebsbereich steigen sprunghaft, da mehr Strom für gleiches Q notwendig ist. Für die Erweiterte Auslegung ist es notwendig andere (teurere) Komponentenklassen zu verwenden. Lösung: der Spannungsbereich sollte von 0,9 bis 1,1 U pu begrenzt werden.
69	Senvion GmbH	Blindleistung	§ 13 Abs 3	Abbildung 7: In allen drei Bereichen soll noch bei einer Spannung bis 0,875 von Stromerzeugungsanlagen von Typ C und D übererregte Bllindleistung eingespeist werden. Die Kosten für die erweiterte Auslegung auf diesen Betriebsbereich steigen sprunghaft, da mehr Strom für gleiches Q notwendig ist. Für die Erweiterte Auslegung ist es notwendig andere (teurere) Komponentenklassen zu verwenden. Lösung: der Spannungsbereich sollte von 0,9 bis 1,1 U pu begrenzt werden.

Nr	Unternehmen/Person	Thema	Bezug	Stellungnahme
70	Verein Kleinwasserkraft Österreich	Allgemein		Obwohl wir die Ausgestaltung klarer und einheitlicher Regelungen begrüßen, möchten wir darauf hinweisen, dass die Umsetzungen der Verordnung (EU) 2016/631 teils unzureichend, teils überschießend erfolgt ist. Zusätzlich ist die bisherige Vorgangsweise seitens der zuständigen Netzbetreiber deutlich zu kritisieren. Die durchgängig fehlende Einbindung von Erzeugern und Herstellern von Kleinwasserkraftanlagen wie auch die nicht vorhandene Transparenz zu den Entscheidungsgrundlagen, erschwert die Beurteilung der vorliegenden Unterlagen. Außerdem ist durch die Verknüpfung der Bestimmungen mit zukünftigen, noch nicht bestehenden Regulierungen wie der EU-Verordnung 2017/1485, auch System Operation Guideline (SOG) genannt oder der Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) eine abschließende Beurteilung des Begutachtungsentwurfes nicht möglich. Dies führt zu enormer Rechts- und Investitionsunsicherheit.
71	Verein Kleinwasserkraft Österreich	Netzdienstleistungen - Vergütung		Für uns ist die Notwendigkeit von klaren Regeln für die Erbringung notwendiger Netzdienstleistung nachvollziehbar und wünschenswert. Die Erarbeitung dieser Regeln muss aber transparent und nachvollziehbar im Interesse der Transformation der Stromproduktion hin zur ausschließlichen Verwendung erneuerbarer Energieträger erfolgen. Gleichzeitig mit der Erstellung der Regeln müssen aber, insbesondere auch in einem wettbewerblichen Marktumfeld, auch entsprechende Rahmenbedingungen für die Weiterverrechnung der durch die erbrachten Dienstleistungen entstandenen Kosten vom Dienstleistungsgeber an den Dienstleistungsempfänger geschaffen werden.
72	Verein Kleinwasserkraft Österreich	Bestandsschutz		Betont werden muss weiters, dass diese Neuregelungen - insbesondere im Hinblick auf den Erhalt bestehender Anlagen und zukünftige Rechtssicherheit - bestehende Anlagen jedenfalls nicht betreffen dürfen! Ab wann Anlagen bei Sanierungen und Revitalisierungen als Neuanlagen gelten, muss jedenfalls exakt und nachvollziehbar geregelt werden.
73	Verein Kleinwasserkraft Österreich	FRT	§ 8	Die FRT - Fähigkeit der Anlagen entspricht dem derzeitigen Stand der Technik und sollte von den meisten neuen Anlagen bereitgestellt werden können. Zusätzlich sehen wir den Nutzen sowohl für Netzbetreiber als auch für Betreiber als Schutzfunktion vor Blackouts. Dennoch sollte es sich hier um eine „KANN“ (mit dem Netzbetreiber ausgehandelte) und nicht „MUSS“ Anforderung handeln die jedenfalls nur für nach Inkrafttreten der Verordnung errichtete Anlagen gelten darf.
74	Verein Kleinwasserkraft Österreich	Blindleistung	§ 13	Wir weisen darauf hin, dass die, in den Begutachtungsentwürfen veröffentlichten Blindleistungsbereiche für synchrone und asynchrone Anlagen eine Ausweitung der bisher geforderten Blindleistung darstellt. Diese würden zu erhöhten Investitions- und Betriebskosten führen, bei gleichzeitig sinkendem Ertrag, und wird daher von uns abgelehnt. Insbesondere zeigt die Erfahrung, dass zwar große Blindleistungsbereiche gefordert werden, was zu deutlichen Kostensteigerungen führt, diese aber dann vom Netzbetreiber oftmals nicht in Anspruch genommen werden.
75	Verein Kleinwasserkraft Österreich	Blindleistung	§ 13	Gleichzeitig ist zu sagen, dass es derzeit unklar und intransparent ist, wie sich der Blindleistungsbedarf in den Verteilnetzen aber auch im Übertragungsnetz ergibt. Auch die bilateralen Vereinbarungen zwischen ÜNB und VNB hinsichtlich der Blindleistungslieferung und die Rückwirkungen auf die Erzeuger und Verbraucher sind nicht öffentlich. Seitens des Netzbetreibers soll im Netzzugangsvertrag die technische Notwendigkeit und maximale Menge an Blindleistung zu Netzstabilisierung dargelegt werden. Das dient der Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Blindleistungsanforderungen.
76	Verein Kleinwasserkraft Österreich	Blindleistung - Vergütung		Für die Bereitstellung von Blindleistung soll eine faire und transparente Abgeltung festgelegt werden. Die Ausgestaltung eines geeigneten Instruments zur Abgeltung von Blindleistung, ähnlich wie in anderen EU-Staaten bereits üblich, ist hierbei essentiell.
77	Verein Kleinwasserkraft Österreich	Blindleistung	§ 13	Darüber hinaus sprechen wir uns für begründete lokale Ausnahmen aus, in Regionen wo kein Blindleistungsabruf vorgesehen ist.
78	Verein Kleinwasserkraft Österreich	Bestandsschutz	§ 13 Abs 1, 2	Kritisch wird gesehen, dass die Anforderung bereits am Typ B schlagend wird – sofern nicht eine entsprechende monetäre Kompensation vorgenommen wird - , gerade für kleinere Marktteilnehmer kann es hier zu überbordenden Kosten in der Betriebsführung und Nachrüstung der Anlagen kommen z.B. Umrichter, wo die Frage nach der Definition von „wesentlichen Änderungen“ von Bedeutung ist. Hier plädieren wir für einen Bestandsschutz von Altanlagen, sowie wie schon oben erwähnt für eine Beibehaltung der Schwellenwerte.

Nr	Unternehmen/Person	Thema	Bezug	Stellungnahme
79	Verein Kleinwasserkraft Österreich	Datenaustausch		Die bisher zur Verfügung gestellten Informationen bezüglich neuer Anforderungen an den Datenaustausch lassen nur bedingt eine Einschätzung von Mehraufwand beziehungsweise Mehrkosten für die Branche zu. Hier bedarf es einheitlicher Regelungen und genauerer Definition welche Daten und welcher Qualität (Dateiformate, Detailgrad) und Zeiträumen zur Verfügung gestellt werden sollen. Wir sprechen uns im jeden Fall gegen überbordende Anforderungen und unverhältnismäßige Mehrkosten bereits ab dem Typ B aus. Ein kollektives, Massendatensammeln ist überschießend und unverhältnismäßig.
80	Verein Kleinwasserkraft Österreich	Bestandsschutz		Bisher gibt es noch keine klare Definition, was als wesentliche Änderung zu sehen ist und welche Auswirkungen daher auf Revitalisierungen zu erwarten sind. So ist insbesondere zu klären welche Änderungen die Anwendbarkeit auf welche Anlagenteile auslöst. Wir sprechen uns daher für einen starken Bestandsschutz von Altanlagen aus. Angedacht wäre eine ähnliche Regelung wie in Deutschland, wo sich die neuen RfGs nur auf neu hinzugefügte Betriebsmittel beziehen. Das Anknüpfen an allfällige prozentuale Mehrleistungen ist jedenfalls abzulehnen. Insbesondere bringen erfolgreiche Revitalisierungen oft enorme Leistungssteigerungen. Diese Anlagen unter das RfG Regime zu fassen wäre oft von enormen Mehrinvestitionen begleitet und damit existenzbedrohend. Nur dort wo ohnehin neue elektrotechnische Betriebsmittel hinzugefügt werden ist dies daher akzeptabel. Beispielsweise darf eine reine Änderung an Wehranlage und Turbine oder reine Ersatzmaßnahmen im bestehenden System nicht Änderungen in den Anforderungen nach TOR bzw. NC auslösen.
81	Verein Kleinwasserkraft Österreich	Fernwirktechnik		Abschaltungen durch den Netzbetreiber zur Stabilität der Netzsicherheit dürfen nur unter eng und abschließend geregelten Bedingungen erfolgen. Die von der RfG-VO geregelte Verpflichtung zur Einrichtung einer fernwirktechnischen Schnittstelle greift nicht weit genug um ein effektives, rechtssicheres und transparentes Regime zu schaffen.