

# Stellungnahmen zum Konsultationsentwurf der TOR Verteilernetzanschluss („TOR VNA“)

(Konsultationszeitraum: 5. Juli bis 5. Aug. 2022)



## Farbcode:

Vorschlag angenommen
Vorschlag teilweise angenommen
Vorschlag abgelehnt
Kein konkreter Vorschlag bzw. keine Änderungen notwendig

## 1 Österreichs Energie – Sparte Netze

Nr.	Kapitel	Stellungnahme/Vorschlag	Antwort/Stellungnahme E-Control
-	-	<p><b>Präambel:</b>                      Aufgrund der steigenden Elektrifizierung – vor allem im Bereich Industrie, Mobilität und Raumwärme – steigen die Belastungen bei den Leitungen und Transformatoren in den Verteilernetzen stark an. Die vermehrte Installation neuer Lasten, wie z.B. Ladeeinrichtungen oder Wärmepumpen, kann aufgrund der tendenziell höheren Leistungs- und Gleichzeitigkeitswerte zu einer Überschreitung der üblichen Bezugsrechte (ca. 3-4 kW) von Haushaltskunden in den unteren Netzebenen führen. Es ist bereits jetzt zu erkennen, dass die Verteilernetze nicht überall rechtzeitig für die wachsenden Anforderungen ausgebaut werden, da externe Einflüsse (z.B. Lieferengpässe bei Komponenten, Fachkräftemängel, langwierige Genehmigungen) die Umsetzung erheblich erschweren. Die politischen Ziele und Entwicklungen werden diese Effekte verschärfen. Die Folge ist, dass ohne Entlastungsmaßnahmen Schutzabschaltungen oder Ausfälle wahrscheinlicher werden und Netzzutrittsansuchen abgelehnt werden müssen.</p> <p>Aus diesem Grund plädieren wir dringend, die notwendigen Rahmenbedingungen und Möglichkeiten für die Verteilernetzbetreiber zu schaffen, um weiterhin die gewohnte Versorgungssicherheit für die Bevölkerung, Wirtschaft und Industrie gewährleisten zu können. Wir erlauben uns auf unseren <u>ursprünglich gemeinsam erarbeiteten Textentwurf</u> hinzuweisen und betonen die Notwendigkeit <u>insbesondere der folgenden Punkte</u>:</p>	<p>Wir bedanken uns für die Stellungnahme und die konstruktiven Vorschläge!</p>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Genehmigungspflicht für Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen und Klimageräte <math>\geq 3,68</math> kVA, sofern diese zu einer Überschreitung der üblichen Bezugsrechte von Haushaltskunden führen.</li> <li>• Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen und elektrische Energiespeicher müssen in allen Verteilernetzebenen einen Beitrag zur Netzstützung leisten.</li> <li>• Die Verteilernetzbetreiber müssen die Möglichkeit haben, in definierten Notsituationen die Wirkleistung von Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen und Klimageräten vorgeben zu können, um diese Lasten effizient in die Netze zu integrieren und Netzausfälle vermeiden zu können. OE möchte das Angebot von ECA annehmen, die dafür notwendigen Rahmenbedingungen gemeinsam zu erarbeiten.</li> </ul>	
1.1	1	Begriffe (Ladeeinrichtung, Symmetrieeinrichtung, Unsymmetrieleistung, Minimal- und Maximalladestrom) vorab in Fußnoten definieren und mittelfristig in TOR Begriffe aufnehmen.	Vorschlag abgelehnt, da eine Veröffentlichung der aktualisierten TOR Begriffe in zeitlicher Nähe zur Veröffentlichung der TOR VNA geplant ist.
1.2	2.1	Begriff „Verbrauchsanlage“ durch „Kundenanlage“ ersetzen. (Abb. 1)	Vorschlag angenommen.
1.3	2.5	<p><i>Für Ladeeinrichtungen mit einer Bemessungsleistung <math>\geq 10</math> kVA <math>\geq 3,68</math> kVA ist beim relevanten VNB ein Netzanschlussantrag zu stellen.</i></p> <p>Weiterhin 3,68 kVA fordern, da in TAEV auch 3,68 kVA genannt ist und die 1~2~ Elektroautos auch berücksichtigt werden müssen. Gefahr, dass Ladeeinrichtungen <math>&lt; 10</math> kVA fix eingestellt werden. Die Folge ist, dass sich Netzkunden mehr mobile Ladekabel kaufen, wodurch die VNB weniger wissen, welche Lasten im Netz angeschlossen werden.</p>	<p>Teilweise angenommen.</p> <p>In Anlehnung an diesen Vorschlag wurde eine Meldepflicht für Ladeeinrichtungen <math>&gt; 3,68</math> kVA vorgesehen. Zudem wurde klargestellt, dass im Fall mehrerer Ladeeinrichtungen an einem Netzanschlusspunkt die Summe der Bemessungsleistungen aller Ladeeinrichtungen relevant ist.</p>
1.4	2.5	<p>5.8 „Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge“</p> <p>Auflistung in Kapitel 2.5 stimmt nicht mit Auflistung der Kapitel im Inhaltsverzeichnis überein.</p>	Vorschlag angenommen. Verweis wurde richtiggestellt.
1.5	2.6	<p><del>Vor dem Anschluss von Wärmepumpen und Klimageräten <math>\geq 10</math> kVA ist beim relevanten VNB ein Netzanschlussantrag zu stellen.</del></p> <p>Vor dem Anschluss von Wärmepumpen und Klimageräten (Verdichter + Heizstab) <math>\geq 10</math> kVA <math>\geq 3,68</math> kVA ist beim relevanten VNB ein Netzanschlussantrag zu stellen.</p> <p>Neben der Elektromobilität belasten die WP zukünftig aufgrund der hohen Leistungen und Gleichzeitigkeit, sowie der steigenden Anzahl an installierten Anlagen die Niederspannungsnetze stark. Das Massengeschäft der WP, das für die Netze besonders belastend ist, liegt zwischen 3-8 kW. Die typische Anschlussleistung von Kälteanlagen liegt bei ca. 3-6 kW. Bei einer Anmeldepflicht ab 10 kVA würde der</p>	<p>Teilweise angenommen.</p> <p>In Anlehnung an diesen Vorschlag wurde eine Meldepflicht für Wärmepumpen/Klimageräte <math>&gt; 3,68</math> kVA vorgesehen. Zudem wurde klargestellt, dass im Fall mehrerer Wärmepumpen/Klimageräte an einem Netzanschlusspunkt die Summe der Bemessungsleistungen aller solcher Geräte relevant ist.</p>

		größte Teil der installierten WP und Klimageräte bei VNB nicht gemeldet werden. Deshalb muss die Grenze bei 3,68 kVA liegen. Wie bereits in Kapitel 4.3.2 und im Datenblatt erwähnt, müssen bei WP auch die Leistung des Verdichters und des Heizstabes getrennt gemeldet werden.	
1.6	4.2	Name und Anschrift des Antragstellers bzw. des Netzzugangsberechtigten und Anschrift des neu anzuschließenden oder abzuändernden Netzanschlusses	Vorschlag angenommen.
1.7	4.3.1	<i>Für Ladeeinrichtungen mit einer Bemessungsleistung <math>\geq 10 \text{ kVA} \geq 3,68 \text{ kVA}</math> ist beim relevanten VNB ein Netzanschlussantrag zu stellen.</i>  Weiterhin 3,68 kVA fordern, da in TAEV auch 3,68 kVA genannt ist und die 1~2~ EV auch berücksichtigt werden müssen. Gefahr, dass Ladeeinrichtungen < 10 kVA fix eingestellt werden. Die Folge ist, dass sich Netzkunden mehr mobile Ladekabel kaufen, wodurch die VNB weniger wissen, welche Lasten im Netz angeschlossen werden.	Siehe 1.3
1.8	4.3.1	<del>Die geforderte Meldepflicht und allfällige Zustimmung des relevanten VNB schränken den Anwendungsbereich der Bestimmungen der ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-2: „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV), Teil 3: Grenzwerte, Hauptabschnitt 2: Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräte-Eingangstrom <math>\leq 16 \text{ A je Leiter}</math>)“ sowie ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-3 nicht ein.</del>  Bei Anmeldung müssen die Anforderungen der TOR Netzurückwirkungen eingehalten werden. Bereits in TOR enthalten. Weitere Details in TOR nicht notwendig.	Vorschlag angenommen.
1.9	4.3.2	<i>Für Geräte zur Beheizung (z.B. Wärmepumpen) oder Klimatisierung (z.B. Klimageräte) mit einer Bemessungsleistung (Verdichter + Heizstab) <math>\geq 10 \text{ kVA} \geq 3,68 \text{ kVA}</math> ist beim relevanten VNB ein Netzanschlussantrag zu stellen.</i>  Neben der Elektromobilität belasten die WP zukünftig aufgrund der hohen Leistungen und Gleichzeitigkeit, sowie der steigenden Anzahl an installierten Anlagen die Niederspannungsnetze stark. Das Massengeschäft der WP, das für die Netze besonders belastend ist, liegt zwischen 3-8 kW. Die typische Anschlussleistung von Kälteanlagen liegt bei ca. 3-6 kW. Bei einer Anmeldepflicht ab 10 kVA würde der größte Teil der installierten WP und Klimageräte bei VNB nicht gemeldet werden. Deshalb muss die Grenze bei 3,68 kVA liegen.	Siehe 1.5
1.10	5.1.1	<i>Kundenanlagen sowie die folgenden Betriebsmittel <del>sollten</del> müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb in den in Tabelle 1 aufgeführten Frequenzbereichen und Zeiträumen aufrechtzuerhalten:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elektrische Energiespeicher</li> <li>• Regelbare Lasten</li> </ul>	Vorschlag angenommen.

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>AC- bzw. DC-Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge</i></li> </ul> <p>In Bezug auf die Frequenzbereiche ist eine Umwandlung der „SOLL“ in eine „MUSS“ Anforderung für Kundenanlagen, elektrische Energiespeicher, regelbare Lasten und AC- bzw. DC-Ladeeinrichtungen aus folgenden Gründen erforderlich:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eine großflächige Trennung von Kundenanlagen bzw. relevanten Betriebsmitteln in undefinierten Frequenzbereichen erschwert effiziente und zielgerichtete Entlastungsmaßnahmen (Über- als auch Unterfrequenz) im Sinne des Frequenzplans als Teil des nationalen Systemschutzplans.</li> <li>• Für elektrische Energiespeicher und AC- bzw. DC-Ladeeinrichtungen gelten im Erzeugungsmodus jedenfalls die TOR Erzeuger, welche die Frequenzbereiche ebenfalls als „MUSS“ Anforderungen beinhalten. Die Fähigkeit zum stabilen Betrieb innerhalb der genannten Frequenzbereiche sollte nicht für den Erzeugungsmodus eingeschränkt werden.</li> <li>• Das ACER/CEER Policy Paper [<a href="https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/events/documents/2022-05/Presentation%20workshop_wot_0.pdf">https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/events/documents/2022-05/Presentation%20workshop_wot_0.pdf</a>] zu zukünftigen Anschluss-Netzkodizes empfiehlt ebenfalls eine Berücksichtigung der Anforderungen der Requirements for Generators Verordnung (NC RfG) für elektrische Energiespeicher und ganz allgemein für die Elektromobilität (Stichwort: „V2G“).</li> <li>• Eine Umsetzung der LFSM-OC bzw. –UC Modi (siehe Kapitel 5.1.2) kann nur bei einem stabilen Betrieb innerhalb der genannten Frequenzbereiche gewährleistet werden.</li> <li>• Die Fähigkeit zum stabilen Betrieb innerhalb der genannten Frequenzbereiche kann grundsätzlich nur für Neuanlagen / neue Betriebsmittel gefordert werden. Eine retrospektive Nachrüstung bestehender Anlagen / Betriebsmittel - 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. In diesem Zusammenhang weisen wir auch auf die Erfahrungen im Rahmen der Retrofitproblematik (50,2 Hz bei PV-Wechselrichtern) hin.</li> </ul>	
1.11	5.1.1	<p><del>Wenn dies technologie- oder prozessbedingt nicht möglich ist, soll die Verbindung mit dem Netz nach Können und Vermögen aufrechterhalten werden.</del></p> <p><i>Wenn diese technologie- oder prozessbedingt nicht möglich ist, stimmen sich der Netzbenutzer und relevante Netzbetreiber über die verbleibenden Fähigkeiten ab.</i></p>	<p>Vorschlag: für MS und HS, für NS ursprüngliche Formulierung beibehalten, da Abstimmung auf NS als unpraktikabel und überschießend erachtet wird.</p>

		Um undefinierte Zustände (Stichwort: „nach Können und Vermögen“) zu vermeiden sollten die verbleibenden Fähigkeiten der betroffenen Anlagen zwischen Netzbenutzer und Netzbetreiber abgestimmt werden.	
1.12	5.1.1	<p><i>Bei Kundenanlagen mit frequenzempfindlichen Betriebsmitteln, die höhere Anforderungen als nach EN 50160 an die Qualität der Frequenz (Maximal- und Minimalwert) stellen, obliegt es dem Netzbenutzer, die hierfür geeigneten Maßnahmen zu treffen.</i></p> <p>Genauere Definition erforderlich, da sonst potentieller Widerspruch zu den zuvor genannten Anforderungen besteht.</p>	Vorschlag (Ergänzung „(Maximal- und Minimalwert)“) angenommen.
1.13	5.2	<p>Fußnoten sind vertauscht.</p> <p>Statische Frequenzumrichter zur Kopplung von öffentlichen Netzen (50 Hz) mit Bahnnetzen (16,7 Hz) sollten demnach als „umrichtergekoppelte Kundenanlagen“ angesehen werden. Motoren mit einem statischen Frequenzumformer zur Drehzahlregelung sind hingegen „umrichtergekoppelte Betriebsmittel innerhalb von Kundenanlagen“.</p>	Vorschlag angenommen.
1.14	5.2	<p>Anforderungen für HS und MS:</p> <p><i>Umrichtergekoppelte Kundenanlagen mit einer maximalen Bezugsleistung <math>\geq 5</math> MW, Betriebsmittel mit einer installierten Leistung <math>\geq 5</math> MW innerhalb von Kundenanlagen, sowie DC-Ladeeinrichtungen mit einer installierten Leistung <math>\geq 5</math> MW müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn im Stromnetz Störungen in Form von konzeptgemäß zu beherrschenden Fehlern (im Übertragungs- oder Verteilnetz) aufgetreten sind.</i></p> <p>Die FRT-Anforderungen werden in der Regel durch die einzelnen Einheiten (DC-Ladeeinrichtungen) sichergestellt. Eine Verknüpfung mit einem (aggregierten) Leistungskriterium führt daher bei der Umsetzung der FRT-Anforderung zu keiner Erleichterung auf Seiten der Hersteller oder Netzbenutzer, sondern zu einer Nichtnutzung bereits vorhandener Potentiale / Fähigkeiten für einen Großteil (die meisten Anfragen liegen unter 5 MW) der zukünftig betroffenen Anschlüsse.</p>	Vorschlag angenommen.
1.15		<p><i>Anforderungen NS:</i></p> <p><i>DC-Ladeeinrichtungen müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn im Stromnetz Störungen in Form von konzeptgemäß zu beherrschenden Fehlern (im Übertragungs- oder Verteilnetz) aufgetreten sind.</i></p> <p><i>DC-Ladeeinrichtungen müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinanderfolgenden Fehlern ausgelegt sein. Wenn durch mehrere</i></p>	Vorschlag angenommen.

aufeinanderfolgende durchgeführte Fehler die thermischen Auslegungsgrenzen überschritten werden, darf sich die DC-Ladeeinrichtung vom Netz entkuppeln. Unter der Berücksichtigung der Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler ist der Unterspannungsschutz (entweder FRT-Fähigkeit oder festgelegte Mindestspannung) vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Fähigkeiten der DC-Ladeeinrichtung so breit wie möglich festzulegen, soweit der relevante Netzbetreiber gemäß Kapitel 6.3 „Anforderungen hinsichtlich des Schutzes“ keine engeren Grenzen für die Einstellungen vorschreibt. Der Netzbetreiber muss die Einstellungen nach diesem Grundsatz begründen.

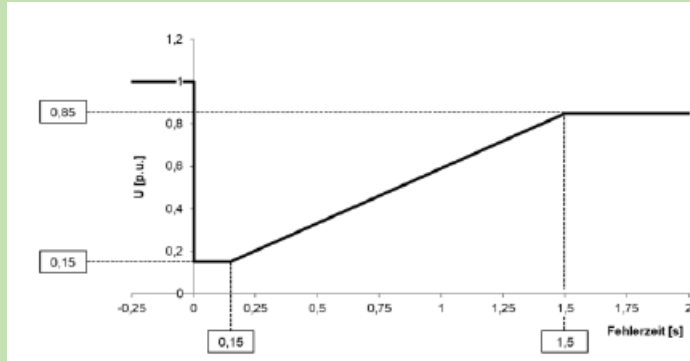


Abbildung: FRT-Profil mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene

siehe ebenfalls Argumentation gemäß Anmerkung Nr. 14

Die FRT-Anforderungen werden in der Regel durch die einzelnen Einheiten (DC-Ladeeinrichtungen) sichergestellt, welche ebenfalls in der Niederspannung angeschlossen werden können.

1.16	NEU (HS, MS)	<p>Anforderungen der Blindleistung für Verbrauchsanlagen und unterlagerte Verteilernetze der NE 3 + 4 müssen in TOR Verteilernetzanschluss aufgenommen werden.</p> <p>Alternativ könnte die TOR Verteilernetzanschluss im Falle von NE 3 + 4 Anschlüssen auf die TOR Übertragungsnetzanschluss verweisen.</p> <p>Mit der Dezentralisierung der Netze sind die Verteilnetzbetreiber zunehmend gefordert, situationsabhängig Blindleistung zu mobilisieren. <u>Aus technischer Sicht ist die lokale Ausregelung (direkt an der Verursacherquelle) der Blindleistung der geeignetste Mechanismus für die Spannungshaltung und die Gewährleistung der optimalen Auslastung der Netze.</u></p> <p><u>Verbraucheranlagen in der Mittel- und Hochspannungsebene</u> sollten daher auch grundlegende Fähigkeiten im Zuge von Anschlussregeln besitzen, um sie zukünftig bedarfsgerecht für ein effizientes (ggf. marktbasierendes) Blindleistungsmanagement einzusetzen.</p> <p>Ein weiterer Schwerpunkt liegt in diesem Zusammenhang auch auf dem <u>Austausch von Blindleistung zwischen den verschiedenen (unterlagerten) Netzebenen / Netzbetreibern</u>. In diesem Zusammenhang verweisen wir auch auf die bereits in der TOR Übertragungsnetzanschluss enthaltene Formulierung: „VNB haben die Berechtigung, die im Folgenden festgelegten Vorgaben sinngemäß auf unterlagerte und nachgelagerte Verteilernetze (ohne Übertragungsnetzanschluss) anzuwenden.“</p>	Vorschlag angenommen.
1.17	5.6	<p>Anforderungen für NS, Text derzeit nicht vorhanden</p> <p><i>Bei gehäuftem Auftreten gleichartiger Lasten (z.B. Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen und Klimageräte) ist der relevante VNB berechtigt bei nachfolgenden Fällen, eine vorübergehende Vorgabe bzw. Einschränkung der Wirkleistungsaufnahme bis hin zur Abschaltung vorzunehmen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>um eine unmittelbare, auch bloß vermutete Gefahr für Personen oder Sachen abzuwenden;</i></li> <li>• <i>wenn dies durch die Befolgung behördlicher Anordnungen, Auflagen usw. erforderlich ist;</i></li> <li>• <i>bei einer durch höhere Gewalt oder sonstige, nicht in der Sphäre des VNB liegende, Umstände bedingten Verhinderung der Erbringung der Netzdienstleistungen;</i></li> <li>• <i>bei Setzung von Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen gemäß TOR Systemschutzplan;</i></li> <li>• <i>bei einem drohenden oder bereits eingetretenen Netzzusammenbruch;</i></li> </ul>	<p>Vorschlag in dieser Form abgelehnt, jedoch Ergänzung einer Anforderung „5.8.2 Kommunikationsfähigkeit, Steuerbarkeit und Programmierbarkeit“ von Ladeeinrichtungen</p> <p>Siehe auch Änderungen in den Abschnitten 4.3.1 bzw. 4.3.2 bzw. 5.10 „Steuerbarkeit von Wärmepumpen“.</p>

		<p>Die Netzbetreiber plädieren mit Nachdruck weiterhin für eine schnelle Umsetzung einer Ansteuerung in Notsituationen, um Ausfälle zu vermeiden. Eine Ansteuerung in Notsituationen ist für den Netzbetreiber eine essentielle letzte Maßnahme, um größere Schäden oder großflächige Ausfälle zu vermeiden.</p> <p>Für die Umsetzung einer Ansteuerung müssen in der TOR die technischen Anforderungen bzw. Fähigkeiten definiert werden (vgl. TOR Erzeuger).</p> <p>Wie bereits in der Novelle 2022 des Wohnungseigentumsgesetzes WEG §16 (2) 2 verankert haben Eigentümer das Recht auf „Langsam Laden“, definiert als 3,7 kW (1~) oder 5,5 kW (3~). Um diese Leistungen bereitstellen zu können, müssen die technischen Anforderungen zur Ansteuerung normiert werden, wie bereits in der TAEV 2020/I/8 Pkt. 3.1 (1) in (1.12) beschrieben. „Die Ladestelle hat den Anforderungen an die Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber gemäß TOR und den technischen Vorgaben des Netzbetreibers dazu zu entsprechen (z.B. bezüglich Signalgebern, Kommunikationseinrichtungen, Steuerkreisen).“</p> <p>OE möchte das Angebot von ECA annehmen, die dafür notwendigen Rahmenbedingungen gemeinsam zu erarbeiten.</p>	
1.18	5.9.2	<p><del>Der Anschluss der Betriebsmittel einer Ladeeinrichtung an die drei Außenleiter ist derart aufzuteilen, dass eine möglichst symmetrische Belastung des Verteilernetzes erreicht wird. Anlagen &gt; 3,68 kVA sind grundsätzlich über einen Drehstromanschluss anzuschließen.</del></p> <p><del>Beim Anschluss mehrere Ladeeinrichtungen in einer Anlage eines Netzbenutzers sind die Leiter L1, L2, L3 an den Anschlussklemmen je Ladepunkt zyklisch zu tauschen, um gehäuftes 1~ (2~) Laden typisch z.B. an L1 (und L2) zu vermeiden.</del></p> <p><del>Die Unsymmetrie der Leiterströme muss auf maximal 16 A je speisendem Leiter begrenzt werden. Die Einhaltung der Unsymmetrie kann durch die Ladeeinrichtung intern oder durch eine Symmetrieeinrichtung erfolgen.</del></p> <p>Kapitel 5.9.2 für HS und MS streichen</p>	Vorschlag angenommen.
1.19	5.9	<p>Neben den aufgeführten Anforderungen gelten für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge ab einer Bemessungsleistung <math>\geq 3,68</math> kVA folgende Bedingungen: Ladeeinrichtungen müssen über eine fernwirksame Schnittstelle (Eingangsport) verfügen, die es ermöglicht die Wirkleistungsaufnahme zu reduzieren oder zu beenden nachdem dort eine entsprechende Anweisung eingegangen ist.</p> <p>Alternativformulierung in der TOR Verteilernetzanschluss mitaufnehmen, damit</p>	Siehe 1.17



		<p>Industrie sieht, dass die technische Schnittstelle erarbeitet wird.  Alternativformulierung:  <i>„Die technischen Anforderungen für eine fernwirktechnische Schnittstelle zur Ansteuerung von Lasten wird derzeit erarbeitet und in der TOR Verteilernetzanschluss nachträglich definiert.“</i></p> <p>Für die Umsetzung einer Ansteuerung müssen in der TOR die technischen Anforderungen bzw. Fähigkeiten definiert werden (vgl. TOR Erzeuger).  Wie bereits in der Novelle 2022 des Wohnungseigentumsgesetzes WEG §16 (2) 2 verankert haben Eigentümer das Recht auf „Langsam Laden“, definiert als 3,7 kW (1~) oder 5,5 kW (3~). Um diese Leistungen bereitstellen zu können, müssen die technischen Anforderungen zur Ansteuerung normiert werden, wie bereits in der TAEV 2020/I/8 Pkt. 3.1 (1) in (1.12) beschrieben. <i>„Die Ladestelle hat den Anforderungen an die Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber gemäß TOR und den technischen Vorgaben des Netzbetreibers dazu zu entsprechen (z.B. bezüglich Signalgebern, Kommunikationseinrichtungen, Steuerkreisen).“</i>  OE möchte das Angebot von ECA annehmen, die dafür notwendigen Rahmenbedingungen gemeinsam zu erarbeiten.</p>	
1.20a	5.9.6	<p>Anforderung für HS und MS:  <i>Ladeeinrichtungen <math>\geq 5</math> MW müssen in der Lage sein, bei einer länger als 3 Sekunden dauernden Unterspannung von weniger als 90% der Nennspannung die Ladung zu unterbrechen. Für die Wiedereinschaltung sind die Zuschaltbedingungen gemäß Kapitel X zu berücksichtigen. Während dieser Netzüberwachungszeit dürfen die Zuschaltbedingungen nicht verletzt werden, sonst beginnt die Zeitzählung von vorne.</i></p> <p>Eine Unterspannungsauslösung für HS und MS ist zur Netzentlastung nicht sinnvoll und erzielt keinen Vorteil. Unterspannungsauslösung nur für NS sinnvoll. Anstatt Unterspannungsauslösung kann eine P(U)-Regelung umgesetzt werden. Neuer Textvorschlag einfügen.</p> <p>Lokale Regelungsfunktion für Ladeeinrichtungen für MS, NS ist aus technischer Sicht zielführender.  <i>Zur Vermeidung unzulässiger Systemzustände bei Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge kann der Netzbetreiber im Auslieferungszustand eine aktive I(U) Funktion fordern. Dabei wird der Ladestrom abhängig von der Spannung beispielsweise nach folgender Kennlinie angesteuert.</i></p>	<p>Vorschlag teilweise angenommen (Unterspannungsauslösung für HS und MS zu streichen).</p> <p>Umsetzung einer P(U)-Regelung abgelehnt, da die Einhaltung des Spannungsbandes in der Verantwortung des VNB liegt (Sicherstellung in erster Linie durch Netzausbau, Anschlussbeurteilungen bei Ladeeinrichtungen ab 10 kVA, sowie Laststeuerung auf Basis (freiwilliger) Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer).</p>

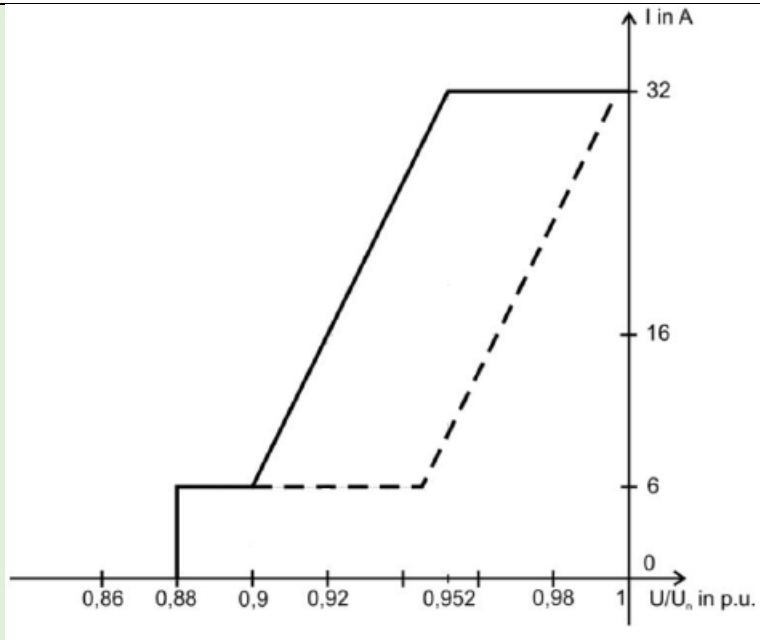


Abbildung 1: Zulässiger Ladestrom in Abhängigkeit der Spannung für Ladeeinrichtungen

Abhängig von Netztopologie und Netzbelastung kann der Netzbetreiber eine abweichende Einstellung fordern bzw. zulassen. Die Messstelle der Spannung  $U$  für die Umsetzung dieser Anforderung ist grundsätzlich die Anschlussklemme der Ladeeinrichtung. Alternativ kann auch eine andere geeignete Messstelle in der Kundenanlage gewählt werden (z. B. Zählerverteiler).

1.21

NEU

Anforderungen an Wärmepumpen und Klimageräte – Steuerbarkeit

Wärmepumpen müssen eine fernwirktechnische Schnittstelle (Eingangsport) verfügen, die es ermöglicht die Wirkleistungsaufnahme zu reduzieren oder zu beenden nachdem dort eine entsprechende Anweisung eingegangen ist. Die Ausführung der Schnittstelle muss mit dem relevanten Netzbetreiber abgestimmt werden.

Eine Ansteuerung ist wie für Ladeeinrichtungen auch bei WP sinnvoll, der Markt mit der Smart Grid Ready Schnittstelle etabliert sich. Eine technische Umsetzung ist sinnvoll.

Vorschlag teilweise angenommen.

In Abschnitt 5.10 ist nun geregelt, dass der Netzbetreiber im Fall eines unterbrechbaren Tarifs eine Smart-Grid-Ready-Schnittstelle zu Ansteuerung fordern darf.

	<p>OE möchte das Angebot von ECA annehmen, die dafür notwendigen Rahmenbedingungen gemeinsam zu erarbeiten.</p> <p>Empfehlung: In der TOR Verteilernetzanschluss müssen jetzt die technischen Anforderungen und Rahmenbedingungen für die Energiewende festgelegt werden. Die geforderten Textvorschläge wurden bereits im Vorfeld mit den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, den Experten- und Arbeitskreisgruppen von Oesterreichs Energie, sowie in mehreren Besprechungen mit E-Control gemeinsam abgestimmt. Wir bitten um Berücksichtigung der angeführten Punkte und stehen bei Fragen gerne zur Verfügung.</p>	
--	--	--

## 2 Österreichs Energie – Sparte Handel und Vertrieb

	<p>Sehr geehrte Damen &amp; Herren, wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu den Begutachtungsentwürfen der TOR Verteilernetzanschluss (Hochspannung, Mittelspannung, Niederspannung). Falls nicht anders angegeben, beziehen sich Angaben zur Nummerierung der Abschnitte auf das Dokument „TOR Verteilernetzanschluss für die Niederspannung“.</p> <p>Unsere wesentlichen Forderungen, Klarstellungen und Kritikpunkte sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Es bedarf einer durchgehenden, expliziten Aufnahme von mobilen Ladekabeln (Mode 2) in die TOR Verteilernetzanschluss, andernfalls sind – auch aus Verteilernetzsicht - jedenfalls unerwünschte „Ausweicheffekte“ zu erwarten.</li> <li>• Genehmigungspflicht durch Netzanschlussantrag für Ladestationen ab <math>\geq 12,22</math> kVA</li> <li>• Anforderungen im Bereich der Frequenzhaltung und Wirkungsleistung obliegen den Elektrofahrzeugen und liegen außerhalb der Einflussnahme der Ladeeinrichtung</li> <li>• Die Wiederaufnahme eines Ladevorgangs erfordert eine abermalige Authentifizierung und Autorisierung an der Ladestation. Die Anforderung einer automatischen Netzzuschaltung kann demnach nicht erfüllt werden.</li> <li>• Anforderungen, die nationale Konfigurationen der Ladeeinrichtungen erforderlich machen, sind aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und Leistbarkeit zu vermeiden.</li> <li>• Für die Ansteuerung von Kundenanlagen am Verteilernetzanschluss durch den VNB bedarf es klarer, im Markt konsolidierter Standards und eindeutiger, nachvollziehbarer Definitionen von Netzzuständen.</li> <li>• In den Dokumenten „Datenblatt“ und „Nachweisführung“ sind Anpassungen vor</li> </ul>	<p>Wir bedanken uns für die Stellungnahme und die konstruktiven Vorschläge!</p>
--	---	---

		<p>allem zur Ermöglichung einer effizienten Einmeldung von „Ladeparks“ vorzunehmen. Die Handhabung von mobilen Ladekabeln muss geklärt werden.</p> <p>Zu den einzelnen Bestimmungen der Entwürfe TOR Verteilernetzanschluss nehmen wir wie folgt Stellung:</p>	
2.1 a	2.4/2.5	<p>Der Entwurf TOR Verteilernetzanschluss sieht vor, dass für alle Ladeeinrichtungen bereits ab <math>\geq 10</math> kVA ein Netzanschlussantrag beim betreffenden Netzbetreiber zu stellen ist. Der Schwellenwert von 10 kVA für eine Genehmigungspflicht, über die gemäß TAEV notwendige Meldepflicht hinaus, wird als zu niedrig erachtet bzw. besteht die Befürchtung, dass damit ein enormer Anstieg an Anfragen bei den Netzbetreibern einhergeht und mit erhöhten Wartezeiten und zeitlichen Verzögerungen zu rechnen ist. <b>Aus diesem Grund sollte die Grenze bei <math>&gt; 12,22</math> kVA (11 kW zzgl. Berücksichtigung des Blindleistungsbereichs gemäß Abschnitt 5.8.3) festgelegt werden.</b></p>	<p>Vorschlag abgelehnt (Siehe 1.3).</p> <p>„Ab 10 kVA“ wurde als einheitlicher Schwellenwert beibehalten.</p>
2.1 b	2.4/2.5	<p>Für den Fall einer <b>Ablehnung des Netzanschlussantrags</b> ist dieser entsprechend zu begründen, basierend auf <b>bundesweit einheitlichen Regeln</b>, im Rahmen <b>klar definierter Fristen</b> bzw. garantierten Antwortzeiten sowie <b>transparent nachvollziehbarer Gründe</b> zu erfolgen hat.</p>	<p>Vorschlag angenommen.</p> <p>Es wurde eine Antwortfrist von 4 Wochen festgelegt und eine Verpflichtung zur Bekanntgabe des Verweigerungsgrundes sowie der geplanten netzseitigen Maßnahmen aufgenommen.</p>
2.1 c	2.4/2.5	<p>Zudem ist in den TOR Verteilernetzanschluss jedenfalls <b>explizit klarzustellen</b>, dass auch <b>mobile Ladekabel (Mode 2)</b> durchgehend <b>von den Regelungen umfasst</b> sind. Andernfalls ist ein enormer Zuwachs von Ladeeinrichtungen zu erwarten, die sich jeglicher Kontrolle entziehen.</p>	<p>Vorschlag angenommen.</p> <p>Eine entsprechende Klarstellung wurde ergänzt sowie spezifische Regelungen für mobile Ladekabel definiert.</p>
2.1 d	2.4/2.5	<p>Insgesamt sollte die Etablierung einer <b>transparenten und einfachen (Online-) Auskunftsmöglichkeit für die Verbraucher:innen</b> seitens der Verteilernetzbetreiber angestrebt werden.</p>	<p>Vorschlag angenommen.</p> <p>(„Die Meldung an den Netzbetreiber erfolgt mittels des im Anhang angeführten Datenblattes „Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge“ oder (bevorzugt) über ein vom Netzbetreiber auf dessen Internetpräsenz bereitgestelltes Online-Portal.“)</p>
2.1 e	2.4/2.5	<p>Zudem möchten wir darauf hinweisen, dass in der Aufzählung noch redaktionelle Fehler vorliegen, die noch entsprechend zu korrigieren sind (5.7. anstelle von 5.8, sowie 5.8. anstelle von „-“).</p>	<p>Danke für den Hinweis; wurde korrigiert.</p>
2.2	4.3	<p><b>Anschlussbeurteilung und -konzept</b></p> <p>Es sollte jedenfalls sichergestellt sein, dass die Installation und der Betrieb von Ladeeinrichtungen möglich sind, solange die vertraglich zugesicherte Netzbereitstellung nicht überschritten wird.</p>	<p>Vorschlag angenommen.</p> <p>Abschnitt 4.3.1: „Eine Verweigerung durch den Netzbetreiber ist unzulässig, wenn vom Netzbetreiber sichergestellt wird, dass es zu keiner Überschreitung der vertraglich vereinbarten Leistung kommen kann (etwa durch intelligente Steuerung der Betriebsmittel durch ein Energiemanagementsystem).“</p>

2.2 b	4.3	Darüber hinaus sollten zeitnah Netzverstärkungsmaßnahmen ergriffen werden können, wenn der Verteilernetzbetreiber die Installation eines Ladesystems zunächst ablehnt.	Laut § 46 EIWOG besteht für VNB eine Anschlusspflicht, auch wenn „eine Einspeisung oder Abnahme von elektrischer Energie erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird.“ In Abschnitt 4.3 wurde dieser Sachverhalt („temporäre Verweigerung“; „netzseitig notwendige Maßnahmen“) klargestellt.
2.3	5.1	<p><b>Anforderungen an die Frequenzhaltung</b></p> <p>Wir möchten einleitend klarstellen, dass die Frequenzhaltung im AC-Bereich dem Fahrzeug obliegt und außerhalb der Einflussnahme der Ladeeinrichtung liegt. Eine Netztrennung von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge ist grundsätzlich zu vermeiden, da dadurch laufende Ladevorgänge abgebrochen werden. Bei Ladeabbruch werden Elektrofahrzeuge in eine Art Ruhezustand (hibernation mode) versetzt. Wodurch neben einer manuellen auch eine lokale Intervention bei jedem einzelnen Elektrofahrzeug notwendig wird.</p> <p>Im Fall von öffentlichen Ladestationen erfordert eine Wiederaufnahme des Ladevorgangs nach Netztrennung zudem eine <b>abermalige Authentifizierung und Autorisierung an der Ladestation</b>.</p> <p>Da die Frequenzhaltung dem Fahrzeug obliegt, muss in Bezug auf <b>Abschnitt 5.1.2.1</b> festgehalten werden, dass eine Leistungserhöhung lediglich dem Fahrzeug (nicht der Ladeeinrichtung) angeboten werden kann, nicht aber verpflichtend vorgegeben werden kann. Die Ladeinfrastruktur selbst kann hier nicht regulierend eingreifen.</p>	<p>Vorschlag angenommen.</p> <p>In der Überarbeitung dieses Abschnittes wurde klargestellt, dass sich Anforderungen an AC-Ladeeinrichtungen auf die zur Verfügung gestellte Ladeleistung beziehen: („AC-Ladeeinrichtungen müssen in der Lage sein, auf Unterfrequenz mit einer <b>Änderung der dem Fahrzeug zur Verfügung gestellten Ladeleistung zu reagieren.</b>“)</p> <p>Eine Trennung vom Netz bzw. ein Abbruch des Ladevorgangs ist in den Anforderungen lt. Abschnitt 5.1 nicht vorgesehen.</p>
2.3 b	5.1	Ergänzend anzumerken ist, dass die Möglichkeit zur Erhöhung bei Überfrequenz bedeutet, dass Reserven bei der Ladeleistung vorgehalten werden müssen. Aus Kundensicht ist es allerdings nicht nachvollziehbar für eine Maximalleistung zu bezahlen, die im Regelbetrieb aber nicht genutzt werden darf. Wird hingegen die Maximalleistung bereits bezogen, würde die Erhöhung aufgrund von Überfrequenz zu einer Erhöhung der Bemessungsgrundlage für die vertragliche Maximalleistung kommen und somit höhere Kosten auf Kundenseite verursachen. Eine Regelung dergestalt ist demnach abzulehnen.	<p>Vorschlag angenommen.</p> <p>Klarstellung: „Ein Vorhalten von Leistungsreserven, um im Fall einer Aktivierung von LFSM-OC/UC eine Leistungserhöhung bzw. -reduktion durchführen zu können, ist nicht erforderlich.“)</p> <p>Mehrkosten für Kunden aufgrund einer LFSM-O-Aktivierung sind äußerst unwahrscheinlich, da (1.) Frequenzabweichungen in der relevanten Höhe äußerst selten auftreten und (2.) allenfalls von so kurzer Dauer sind, dass die Auswirkungen auf die für Leistungspreise relevanten Viertelstunden-Mittelwerte vernachlässigbar sind.</p>

2.3 c	5.1	Die in <b>Abschnitt 5.1.2.3 geforderte Einstellbarkeit des Frequenzstellenwertes</b> für den Beginn des LFSM-UC-Modus von 49,8 Hz bis 49,5 Hz ist <b>unserem Kenntnisstand nicht erfüllbar</b> , da diese Anforderung <b>nicht dem Stand der Technik der Ladeeinrichtungen</b> entspricht.	Vorschlag abgelehnt. Das softwaremäßige Vorsehen eines änderbaren Frequenzschwellenwertes wird als zumutbar erachtet. Die Frist für die Umsetzung dieser Anforderung wurde mit Jänner 2024 festgelegt.
2.4	5.4	<b>Anforderungen hinsichtlich des Informationsaustauschs</b> In Abschnitt 5.4 werden Anforderungen hinsichtlich des Informationsaustauschs für Netze und Lasten, welche im Anwendungsbereich „ <a href="#">SOGL Datenaustauschverordnung</a> “ genannt werden, formuliert. Eine abschließende Bewertung und Evaluierung der damit verbundenen Auswirkungen konnte bis zum Ablauf der Frist nicht vorgenommen werden. Zu diesem Abschnitt bitten wir um weitere Gespräche. Grundsätzlich wird dringend empfohlen, standardisierte Prozesse zu etablieren, welche im Fall von Änderungen der Anforderungen hinsichtlich des Informationsaustauschs (inkl. anzuwendender Schnittstellen, Formate und einzuhaltenden Zyklen) neu konsolidiert und bundesweit einheitlich umgesetzt werden (vgl. Marktprozesse im Rahmen von ebUtilities).	Es wurde die folgende Erläuterung zum Anwendungsbereich ergänzt: „ <i>Es sind dies Kundenanlagen und geschlossene Verteilernetze, die für Netzbetreiber Laststeuerungsdienste erbringen, Regelreserven anbieten oder am Engpassmanagement (Redispatch) beteiligt sind.</i> “ Der Abschnitt wurde weiters in Hinblick auf die Festlegungen im Rahmen der „Sonstigen Marktregeln“ überarbeitet.
2.5	5.5	<b>Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement – Wirkleistungsvorgabe bei Kundenanlagen</b> Die in Abschnitt 5.5 vorgeschlagenen Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement – Wirkleistungsvorgabe bei Kundenanlagen wird die Klarstellung begrüßt, dass der VNB nicht in die Steuerung der Kundenanlage eingreift, sondern lediglich für die Signalgebung verantwortlich ist und demnach die Anpassung der Wirkleistungsaufnahme in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers erfolgt. Jedwede Form der Trennung von Kundenanlagen vom Verteilernetzanschluss durch den VNB bedarf klarer, im Markt konsolidierter Standards und eindeutiger, nachvollziehbarer (d.h. messbarer) Definitionen von Netzzuständen, worauf aufbauend Dienstleistungsvereinbarungen zwischen VNB und Ladestellenbetreibern getroffen werden. Ausdrücklich begrüßt wird auch die in Abschnitt 5.5. festgehaltene Dokumentations- und Auskunftspflicht der VNB. Hierfür sind größtmögliche Transparenz und niederschwelliger Informationsabruf anzustreben.	Keine Änderung erforderlich.
2.6	5.6	<b>Anforderungen hinsichtlich des Systemschutzes und Netzwiederaufbaus</b> Wie bereits im Rahmen der Ausführungen zu Abschnitt 5.1.2.1 erwähnt, möchten wir hinsichtlich der in Abschnitt 5.6 formulierten Anforderungen hinsichtlich des Systemschutzes und Netzwiederaufbaus darauf hinweisen, dass die Ladeeinrichtung selbst dem Fahrzeug lediglich eine höhere Ladeleistung freigeben kann. Die Entscheidung, ob diese Erhöhung der Ladeleistung angenommen wird, obliegt allerdings dem Fahrzeug selbst und ist somit außerhalb des Einflussbereichs der Ladeeinrichtung.	Vorschlag angenommen (siehe Kommentar 2.3a).

		<p>Eine „automatische“ Netzzuschaltung kann nur bei Ladeeinrichtungen ohne Autorisierung stattfinden, da andernfalls der Start (sinnvollerweise) verhindert wird. Demnach ist auch die in Abschnitt 5.6.1.1 (bzw. in 5.6.4.2 für HS und MS) geforderte Anforderungen für elektrische Energiespeicher, regelbare Lasten und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge für eine automatische Netzzuschaltung nicht erfüllbar und in Folge dessen kann auch <b>nicht die Einhaltung der angeführten Wartezeiten</b> garantiert werden.</p>	
2.7	5.8	<p><b>Besondere Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge</b> Die in Abschnitt 5.8.2 formulierten Symmetriebedingungen stellen technische Anforderungen an die Hardware-Hersteller dar. Wir möchten an dieser Stelle darauf hinweisen, dass unserem Kenntnistand diese Anforderungen zwar von stationären Ladeeinrichtungen jedoch nicht von mobilen Ladekabeln erfüllt werden können.</p>	<p>Die angeführten Symmetriebedingungen sind auch von mobilen Ladeeinrichtungen zu erfüllen. Seitens der Hersteller mobiler Ladeeinrichtungen wurden diesbezüglich keine Bedenken geäußert. Darüber hinaus käme eine Ausnahmeregelung für mobile Ladeeinrichtungen einer Besserstellung ggü. stationären Ladeeinrichtungen gleich. Dies wird - auch im Sinne des von OE (Sparte Handel &amp; Vertrieb) geäußerten Vorschlags („Zudem ist in den TOR Verteilernetzanschluss jedenfalls <i>explizit klarzustellen, dass auch mobile Ladekabel (Mode 2) durchgehend von den Regelungen umfasst sind.</i>“) - abgelehnt.</p>
2.7 b	5.8	<p>Vor dem Hintergrund der dringenden Notwendigkeit der expliziten, durchgehenden Aufnahme mobiler Ladekabel in die vorliegenden TOR ist hierfür eine angemessene Lösung zu finden. Zudem möchten wir darauf hinweisen, dass die Erbringung des gemäß Abschnitt 8.1. geforderten Konformitätsnachweis im Fall von mobilen Ladekabeln mit Schwierigkeiten verbunden ist. Hier bedarf es einer entsprechenden Lösung für eine durchgehende Aufnahme mobiler Ladekabel (Mode 2) in die TOR Verteilernetzanschluss.</p>	<p>Vorschlag angenommen. Klarstellungen wurden an den relevanten Textstellen ergänzt.</p>
2.7 c	5.8	<p>Zu den in Abschnitt 5.8.6 genannten Anforderungen zur Manipulationssicherheit ist festzuhalten, dass die Ladestationen meist nur über eine Oberfläche für alle Arten von Usern verfügen. Demnach bewirkt die vorgeschlagene Anforderung, dass VNB-relevante Einstellung per Software nur mit ausreichendem Passwortschutz möglich sein dürfen, wodurch es eine weitere Oberfläche zur Einstellung von VNB-relevanten Einstellung auf der Ladeeinrichtung geben muss. Dies wiederum bewirkt, dass die Ladestellenbetreiber eine Passwortverwaltung für ihre Kundenanlagen einrichten müssen.</p>	<p>Die Anforderung zielt nicht auf eine Passwortverwaltung durch Ladestellenhersteller ab, sondern sieht eine Umsetzung analog zu der bei PV-Wechselrichtern seit einigen Jahren etablierten Vorgehensweise vor. Mit der folgenden Umformulierung wurden Zweck und Intention der Anforderung klargestellt: „<i>Änderungen der VNB-relevanten Einstellwerte dürfen nicht in Standard-Benutzeroberflächen von Smartphone-Apps oder per Webbrowser, sondern ausschließlich durch Elektrofachpersonal möglich sein. Dies kann beispielsweise durch das Vorsehen eines Passwortschutzes für erweiterte</i></p>

			<i>Parametereinstellungen oder eine für Benutzer nicht unmittelbare erreichbare Installationsebene der Geräteeinstellungen sichergestellt werden.“</i>
2.7 d	5.8	Für die Sicherstellung einer softwareseitigen Umsetzung durch die Hardware-Hersteller sollte für diese Anforderung eine entsprechende Übergangsfrist bis Ende 2023 gelten. Zu den in Abschnitt 5.8.7 vorgeschlagenen Anforderungen zur Parametereinstellung der Ladeeinrichtung ist an dieser Stelle festzuhalten, dass im Fall der tatsächlichen Anwendung baugleiche Ladeeinrichtungen nicht mehr für Österreich und Deutschland verwendet werden können, da diese im Auslieferungszustand die Ländereinstellung für Österreich aufweisen müssen. Dies führt entweder zu höheren Lagerkosten (Bereithaltung von Ladestationen, welche Ländereinstellung Deutschland aufweisen) oder die Parametrierung muss durch eine Elektriker-Fachkraft erfolgen, was sowohl die Kenntnis mit der einer breiten Palette an im Markt befindlichen Ladestationen voraussetzt. Zudem führt die Parametrierung vor Ort zu höheren Kosten bei der Installation. Es gilt demnach zu bedenken, dass die Vorgaben in 5.8.7 insgesamt <b>Kostentreiber</b> und folglich ein Hemmnis für den Ausbau der Elektromobilität sind. Demnach sollte hier auf die Umsetzung von europaweit einheitlichen Mindeststandards abgestellt werden.	Vorschlag teilweise angenommen. Wenngleich die genannten Argumente nachvollziehbar sind, sind national spezifische Anforderungen und Parametereinstellungen in manchen Bereichen erforderlich. Österreich-spezifische Parametrierung wird als zumutbar erachtet, zumal dies auch bei anderen Betriebsmitteln (bspw. Wechselrichtern) gängige Praxis ist. (Die Regelungen treten erst im Jänner 2024 in Kraft, um Herstellern eine angemessene Umsetzungsfrist einzuräumen).
2.8	Anh.	<b>Datenblatt und Nachweisdokument „Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge“</b> Die Einholung und Erfassung von Informationen ist grundsätzlich nachvollziehbar, doch sollte dabei grundsätzlich das Ziel eines möglichst geringen bürokratischen Aufwands angestrebt werden. Demnach sollte nochmals geprüft werden, ob bereits am Datenblatt die Unterschrift einer Elektrofachkraft erforderlich ist.	Der Aufwand dafür wird als vertretbar erachtet, zumal die Einbeziehung eines Fachbetriebs ohnehin erforderlich ist. Durch das Vorsehen der Unterschrift eines Fachbetriebs wird zudem sichergestellt, dass Einreichungen nicht ohne vorherige fachkundige Überprüfung erfolgen und Netzbetreiber nicht zusätzlich zur zukünftig ohnehin hohen Anzahl an Meldungen/Anfragen zahlreiche unvollständige oder falsch ausgefüllte Formulare bearbeiten müssen.
2.8 b	Anh.	In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage, wer im Fall eines mobilen Ladekabels die entsprechende Unterschrift in den Dokumenten des Datenblattes, aber vor allem auch des Nachweisdokuments leisten kann bzw. muss.	Vorschlag angenommen. Im Formular wurde eine Erläuterung ergänzt: „ <i>Handelt es sich bei der Ladeeinrichtung um ein mobiles Ladekabel (Mode 2 nach ÖVE/ÖNORM EN 62196), so können die Angaben zum Errichter entfallen. Die Unterschrift ist in diesem Fall vom Anschlussnehmer zu leisten.</i> “
2.8 c	Anh.	Nachstehend einige Anmerkungen für <b>notwendige Anpassungen der Dokumente</b> (Datenblatt und/oder Nachweisdokument): <ul style="list-style-type: none"> <li>Sowohl das <b>Datenblatt als auch das Nachweisdokument</b> „Ladeeinrichtungen für</li> </ul>	Vorschlag angenommen. Das Datenblatt wurde adaptiert, sodass nun fünf verschiedene Ausführungsarten von Ladepunkten in einem



		<p>Elektrofahrzeuge“ sind im vorliegenden Entwurf nicht dafür geeignet um z.B. einen „<b>gemischten</b>“ Ladepark (AC und DC, unterschiedliche Hersteller und Typen) effizient anzumelden. Die notwendige Erstellung eines Datenblatts pro Ladeeinrichtung (bzw. Typ) ist nicht praxisnah und führt zu vermeidbarem Verwaltungsaufwand, selbiges gilt für das Nachweisdokument. Eine Anpassung der Dokumente für eine praxisgerechte Umsetzungsmöglichkeit wird demnach angeregt.</p>	Blatt angegeben werden können.
2.8 d	Anh.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zudem möchten wir darauf hinweisen, dass <b>Anschlussnehmer und Betreiber auch juristische Personen</b> sein könnten. In den vorliegenden Formular-Entwürfen sind allerdings nur Felder für natürliche Personen vorgesehen. Datenblatt und Nachweisdokument sollten dementsprechend angepasst werden.</li> </ul>	Vorschlag angenommen. Die Formulare wurden entsprechend angepasst.
2.8 e	Anh.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Betreffend die Angabe „Wirkleistung steuerbar“, bedarf es einer Klarstellung, was darunter genau zu verstehen ist, welches System der Steuerbarkeit und durch welchen Akteur die Steuerbarkeit möglich sein muss.</li> </ul>	Vorschlag angenommen. „Wirkleistung steuerbar?“ wurde ersetzt durch „Kommunikationsschnittstelle/-protokoll“ (siehe dazu Abschnitt 5.9.2)
2.8 f	Anh.	<p>Abschließend möchten wir anmerken, dass nochmals geprüft werden sollte, ob TOR Verteilnetzanschluss für Hoch- als auch Mittelspannung tatsächlich zum gegenwärtigen Zeitpunkt als sinnvoll zu erachten sind. Die zusätzlichen Vorgaben hinsichtlich der Wiederschaltung und Unterspannungsauslösung bringen eine enorme Komplexität für große gemischte Ladeparks und den damit in Zusammenhang stehenden Betriebsvorgängen mit sich. Vor diesem Hintergrund wir angeregt, die <b>Festlegung von Anforderungen auf Hoch- und Mittelspannungsebene vorerst hintanzuhalten</b>, bis eine Klärung der technischen und organisatorischen Auswirkungen und Umsetzungsmöglichkeiten mit den Stakeholdern insbesondere im Hinblick auf halb-öffentliche bzw. öffentliche Ladeparks erfolgt ist.</p>	<p>Wie in Abschnitt 2.1 ausgeführt, ist die Netzebene des Netzanschlusspunktes der Kundenanlage ausschlaggebend, unabhängig davon, auf welcher Spannungsebene (innerhalb der Kundenanlage) die relevanten Betriebsmittel (Ladeeinrichtungen etc.) angeschlossen sind. Der Vorschlag, Anforderungen auf Hoch- und Mittelspannung hintanzuhalten, wird abgelehnt, da keine Anforderungen bestehen, die für Ladeparks schwieriger zu erfüllen wären als für einzelne (private) Ladeeinrichtungen. (Die Anforderung einer Unterspannungsauslösung wurde auf Anregung von Teilnehmern an der Konsultation gestrichen. Hinsichtlich Wiederschaltung wurden die Vorschläge der Konsultationsteilnehmer berücksichtigt.) „Ladeparks“ mit eigenem Netzanschlusspunkt (auf Nieder-, Mittel- oder Hochspannungsebene) gelten als Kundenanlagen und haben im Sinne des Gleichbehandlungsgrundsatzes alle Anforderungen an Kundenanlagen auf der entsprechenden Netzebene zu erfüllen.</p>
2.8 g	Anh.	Andernfalls möchten wir zumindest auf die <b>unklare Verwendung des Begriffs</b>	Vorschlag angenommen.

	<p><b>„Ladeeinrichtung“</b> hinweisen. Einerseits stellt die Anschlussgenehmigung auf einzelne „Ladeeinrichtungen“ ab, andererseits kann in Abschnitt 5.8.4 (MS) der Begriff „Ladeeinrichtung“ nur einen Verbund mehrerer Ladeeinrichtungen am gleichen Netzanschluss meinen, da Ladeeinrichtungen <math>\geq 5</math> MW nicht existieren. Wir bitten demnach um entsprechende Klarstellung des Begriffs „Ladeeinrichtung“ bzw. etwaiger Ergänzung weiterer notwendiger Begrifflichkeiten.</p> <p>Wir ersuchen um Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen Ihnen für Fragen gerne zur Verfügung.</p>	<p>Die Formulierung „Ladeeinrichtungen &gt; 5 MW“ ist in der überarbeiteten Version nicht mehr vorhanden. Die TOR Begriffe beinhaltet folgende Definition von „Ladeeinrichtung“:</p> <p><i>„Einrichtung nach ÖVE/ÖNORM EN 61851 (alle Teile) oder nach IEC 61980 (alle Teile), zur Herstellung einer Verbindung eines Elektrofahrzeuges mit dem öffentlichen Verteilernetz.</i></p> <p><i>Anmerkung: Die Ladeeinrichtung besteht entweder aus stationären Komponenten wie einer AC- oder einer DC-Ladeeinrichtung oder einem nach ÖVE/ÖNORM E 8101-7-722 errichteten Stromkreis, der für den Anschluss von ladeleitungsintegrierten Steuer- und Schutzeinrichtungen für die Ladebetriebsart 2 von Elektrofahrzeugen nach OVE EN 62752 installiert worden ist.</i></p> <p><i>Anmerkung: Eine AC-Ladeeinrichtung verbindet das Elektrofahrzeug mit Wechsel-/Drehstromanschluss (Stromrichter im Fahrzeug), eine DC-Ladeeinrichtung verbindet das Elektrofahrzeug mit Gleichstromanschluss (Stromrichter in der Ladeeinrichtung).</i></p> <p><i>Anmerkung: Unter Ladeeinrichtungen werden fest montierte, mobile und induktive Ladeeinrichtungen verstanden.“</i></p> <p>„Ladepunkt“:</p> <p><i>„Bezeichnet eine Schnittstelle, mit der zur selben Zeit entweder nur ein Elektrofahrzeug aufgeladen oder nur eine Batterie eines Elektrofahrzeugs ausgetauscht werden kann Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.“</i></p> <p><i>Anmerkung: Eine Ladeeinrichtung kann einen oder mehrere Ladepunkte umfassen.</i></p> <p>Die Festlegung eines eigenen Begriffs für den Verbund mehrerer Ladeeinrichtungen hat sich im Zuge der Erarbeitung der TOR Verteilernetzanschluss als nicht erforderlich erwiesen. Ein „Ladepark“ in seiner Gesamtheit stellt eine Kundenanlage dar, für die keine besonderen</p>
--	--	---

### 3 Fronius International GmbH

		<p>Sehr geehrte Damen und Herren,</p> <p>im Anhang darf ich Ihnen die Stellungnahme der Fronius International GmbH zum aktuellen „Konsultationsentwurf TOR Verteilernetzanschluss <b>Niederspannung</b>“ übermitteln und bitte um Berücksichtigung in der weiteren Entwicklung. Bei Fragen können Sie sich jederzeit gerne an mich wenden (Kontaktdaten siehe unten).</p> <p>Beste Grüße, Philipp Rechberger</p>	Wir bedanken uns für die Stellungnahme und die konstruktiven Vorschläge!
3.1 a	2.1	"Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge" sowie "regelbare Lasten" sind in der TOR Begriffe nicht definiert - eine exakte Definition ist notwendig.	Siehe 2.8g. „Regelbare Lasten“ wurde gestrichen und die entsprechenden Anforderungen auf „umrichtergekoppelte Lasten“ (ab 5 MW) eingeschränkt. Weiters werden nunmehr Elektrolyseanlagen als spezielle Betriebsmittel erwähnt, für die diverse Anforderungen zu erfüllen sind.
3.1 b	2.1	Vorschlag für Definition "Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge": "Mode III und Mode IV Ladegeräte"	Erwähnung der Lademodi wurde ergänzt; allerdings sind die Anforderungen der TOR entgegen dem Vorschlag auch von mobilen Ladekabeln (Mode II) zu erfüllen.
3.1 c	2.1	"regelbare Lasten": auch aus der Fußnote kommt eine genaue Definition nicht hervor. Vorschlag: "Lasten zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten", der Begriff "regelbar" kann durchaus problematisch sein, vor allem wenn mit der Regelung der Kundenwunsch/Komfort/Notwendigkeit verloren geht. Es wäre hierfür eine sehr umfangreiche Definition/Beschreibung notwendig (bspw. Mindestanforderungen aus Kunden-/Betreiber-/Netzperspektive).	<p>Vorschlag teilweise angenommen.</p> <p>Mit „regelbare Lasten“ waren nicht nur Lasten zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten gemeint, sondern (siehe Fußnote): „Regelbare Lasten sind durch ein Stellpotential (diskret oder stufenlos) gekennzeichnet und können entweder synchron (z.B. Boiler) oder nichtsynchro/umrichtergekoppelt (z.B. Motoren mit Frequenzumrichter) mit dem Netz verbunden sein.“</p> <p>Dieser breite Anwendungsbereich wurde eingeschränkt auf „umrichtergekoppelte Lasten“, und zudem eine (mit der FRT-Anforderung konsistente) Leistungsgrenze (ab</p>

			5 MW) eingezogen.
3.2		Abbildung 1: "Niederspannung" anstatt "Mittelspannung"	Vorschlag angenommen.
3.3	2.4	Fehlende Definition "Ladeeinrichtung" (siehe oben) Defintion der Anschlussleistung notwendig. Betrifft dies die Nennleistung/Bemessungsleistung pro Gerät? Gemäß dieser Definition wäre der Anschluss vieler Ladeeinrichtungen <10kW nicht Antragspflichtig, hat jedoch ggf. einen hohen Netzeinfluss. Vorschlag: "netzwirksame Bemessungsleistung" unter Berücksichtigung einer entsprechenden Regelung für alle Ladeeinrichtungen an einem Anschlusspunkt.	Vorschlag angenommen. Schwellwerte für die Melde- und Antragspflicht beziehen sich nun auf die Summenbemessungsleistung aller Ladeeinrichtungen an einem Netzanschlusspunkt.
3.4	2.4	Harmonisierung der Anschlussleistung notwendig: in Deutschland ist eine Genehmigung erst ab >12kW notwendig, hier sollte es eine entsprechende Anpassung geben.	Vorschlag abgelehnt. Siehe Kommentare 1.3 bzw. 2.1a
3.5	2.4	Kapitelnummern der Anforderungen sind falsch zugeordnet.	Danke für den Hinweis; wurde korrigiert.
3.6	2.4	TOR Stromerzeugungsanlagen für Vehicle2Grid ist bei AC-Kopplung ohne weitere Rahmenbedingungen nicht realisierbar.	Die angesprochene Regelung wurde umformuliert: „Für einspeisefähige Ladeeinrichtungen gelten im Erzeugungsmodus („vehicle to grid“) die TOR Stromerzeugungsanlagen.“
3.7	2.5	Definition der Anschlussleistung wie unter 2.4	Vorschlag angenommen (siehe 3.3).
3.8	4.1	Harmonisierung gemäß TOR Begriffe, sodass P <sub>max,B</sub> bzw. P <sub>max,E</sub> als "Bemessungsleistung der Gesamtanordnung aus einer oder mehreren Stromerzeuger" (-Verbraucher) "bzw. elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik" verstanden wird. (Berücksichtigung von dynamischer Einspeisung bzw. dynamisch geregelter Verbrauch am Netzanschlusspunkt)	Vorschlag abgelehnt. Abschnitt 4.1 wurde im Zuge der Überarbeitung gestrichen und die Begriffe an den Textstellen erläutert, wo sie verwendet werden.
3.9	4.3.1	"Bemessungsleistung": siehe Anmerkung zu 2.4  Im Fall einer Verweigerung muss eine fundierte und umfassende Argumentation der Verweigerung und der dahinterliegenden Gründe durch den VNB erfolgen. Aktuell (bei Anschluss von Erzeugern) wird dies oftmals nicht ausreichend vorgenommen. Im Falle von mangelnden Netzkapazitäten muss zumindest ein Netzanschluss unter leistungsbegrenzender Regelung auf die noch verfügbaren Kapazitäten gestattet werden (Reduktion der netzwirksamen Bemessungsleistung durch Regelung.)	Anmerkung wurde in der Überarbeitung der Anforderung berücksichtigt: <i>„Wenn die Summe der Bemessungsleistung aller geplanten und allfällig bereits vorhandener Ladeeinrichtungen in einer Kundenanlage 10 kVA oder mehr beträgt, kann der relevante VNB den Netzanschluss wegen begründeter Sicherheitsbedenken oder mangelnder Netzkapazitäten vorübergehend verweigern. In diesem Fall wird der Netzbutzer vom relevanten VNB binnen 4 Wochen nach vollständiger Meldung über die Gründe der Verweigerung, die maximal mögliche netzwirksame (Summen-)Bemessungsleistung, die netzseitig</i>

			<i>notwendigen Maßnahmen (i.d.R. Netzverstärkung bzw. Netzausbau), den Zeitplan für deren Durchführung sowie unmittelbar mögliche Alternativen zu dem vom Netzbenutzer eingereichten Netzanschluss aufgeklärt. Solche Alternativen können bspw. die Änderung des Netzanschlusspunktes, das Vorsehen einer dynamischen Leistungsregelung zur Begrenzung der netzwirksamen Bezugsleistung oder der Anschluss über einen Zählpunkt mit unterbrechbarem Tarif sein.“</i>
3.10	4.3.2	Siehe Anmerkungen von 4.3.1	Siehe Antwort zu 3.9.
3.11	4.4	Erhöhung der Gültigkeit auf "zumindest" 12 "Monate". Vgl. aktuelle Verfügbarkeit von Produkten und zertifizierten Fachkräften.	Die Mindest-Gültigkeitsdauer von 6 Monaten bezieht sich auf das Angebot auf Netzanschluss, das der Netzbetreiber dem Netzbenutzer vorlegt. Es muss innerhalb dieser Frist keine Umsetzung des Projektes erfolgen, sondern lediglich eine Annahme/Unterzeichnung des Angebots durch den Netzbenutzer. Die Formulierung „ <i>unter Berücksichtigung der voraussichtlichen Dauer eines Genehmigungsverfahrens, zumindest jedoch 6 Monate</i> “ erscheint angemessen.
3.12	5.1.1	Klarstellung der Gültigkeit von Tabelle 1 notwendig. Gemäß der Formulierung gilt diese nur für die angeführten Betriebsmittel in Verbindung mit "Laststeuerungsdiensten" nicht jedoch für Betriebsmittel, welche nicht für derartige Dienste herangezogen werden.	Die Gültigkeit der in Tab. 1 angeführten Bereiche wird im Text erläutert. Die Tabellenbeschriftung wurde im Sinne der Vermeidung redundanter Informationen auf „Frequenzbereiche und einzuhaltende Mindestzeiträume“ gekürzt.
3.13	5.1.1	Ein "Entkuppelungsschutz" ist gemäß dieser TOR in keiner Anwendung gefordert, "entsprechende Auslösefrequenzen" sind daher nicht relevant. Satz streichen.	Vorschlag angenommen.
3.14a	5.1.2.1	Parameter wie "Zeitverzögerung" oder "Mindestleistung für stabilen Betrieb" sind bei der AC-Ladung von E-Fahrzeugen vom Fahrzeug abhängig und der Ladeeinrichtung üblicherweise nicht bekannt. Der Betreiber der Ladeeinrichtung kann als Netzanschlussbenutzer daher für die Einhaltung dieser Parameter keine Gewähr übernehmen. Vorschlag: "wenn möglich".	Vorschlag berücksichtigt. Es wurde eine Unterscheidung zwischen DC- und AC-Ladeeinrichtungen getroffen; für AC-Ladeeinrichtungen beziehen sich die Regelungen nun auf die dem Fahrzeug zur Verfügung gestellte Ladeleistung.
3.14 b	5.1.2.1	"LFSM-Modus": Es ist zu Berücksichtigen, dass im Falle einer dynamischen Leistungsvorgabe Netzbetriebsmittel durch die Anforderung durch LFSM überlastet werden könnten.	Hinweis wurde in der Überarbeitung der Regelungen bzgl. LFSM berücksichtigt. <i>„Sollwerte bzw. Einschränkungen der Bezugsleistung aus der LFSM-OC/UC-Regelung haben, vorbehaltlich produktions- und sicherheitsrelevanter Aspekte (Schutz</i>

			<i>von Betriebsmitteln; Aufrechterhaltung von sicherheitsrelevanten Prozessen bei Produktionsanlagen u.ä.) sowie allfälliger Einschränkungen durch den aktuellen Speicherstand und Arbeitspunkt, Vorrang vor allen anderen Sollwerten.“</i>
3.15 a	5.1.2.2	<p>Die Statikanforderungen für den LFSM-UC-Modus sind außergewöhnlich steil, bitte um Prüfung. Aktuell wird in Österreich (und auch Deutschland) für Erzeuger üblicherweise eine Statik von 5% gefordert. Viele Betriebsmittel sind nicht in der Lage diese strengen Parameter (0,2% = 1000%/Hz) einzuhalten. Ein Angleich auf die Anforderungen des OC-Modus wird begrüßt.</p> <p>Ad Pref: Ein Abgleich mit der TOR Erzeuger ist hierzu dringend notwendig. Laut TOR Erzeuger gilt bei "nicht synchronen Erzeugungsanlagen" (Wechselrichter) <math>P_{ref}=P_{mom}</math>. Eine Umschaltung bei Leistungsrichtungswechsel ist technisch nicht möglich, weshalb ein Widerspruch zu <math>P_{ref}=P_{max}</math> herrscht.</p> <p>Es wird daher vorgeschlagen, die in Deutschland übliche Lösung zu übernehmen: Kombinierte Erzeugungseinheiten mit Speicher verwenden bei Unterfrequenz <math>P_{ref}=P_{max}</math> und bei Überfrequenz <math>P_{ref}=P_{mom}</math> (ident wie Erzeugungsanlagen) (VDE-AR-N-4105 Bild 14).</p> <p>Alternativ kann auch folgende Formulierung verwendet werden: "Erzeugungsanlagen/Speicher Kombinationen (Hybridgeräte) können bei Überfrequenz die P(f)-Charakteristik der TOR Erzeuger anwenden." Weiters alternativ ist die Anpassung der TOR Erzeuger bzw. TOR Verbraucher, dass bei Hybridgeräten <math>P_{ref}=P_{max}</math> sowohl für Einspeisung (vgl. Abb.2) als auch Verbrauch gilt.</p> <p>Abbildungen 2 und 3 sind anzugleichen. Leistungsrichtungswechsel sind in Abb. 2 nicht dargestellt, in Abb. 3 fehlt ein Beispiel für Speicher mit Vorfehlerarbeitspunkt im Einspeisebereich.</p>	<p>Vorschlag großteils angenommen.</p> <p>Die Statikanforderungen für LFSM-UC (Einstellbereich) wurden angepasst (Einstellbereich: 1 – 2 %; Standardwert weiterhin 1%).</p> <p>Bzgl. Referenzleistung für LFSM-OC wurde wie vorgeschlagen bei Erzeugungsanlage-Speicher-Kombinationen die alternative Verwendung von <math>P_{mom}</math> aufgenommen: <i>„<math>P_{ref}</math> ist die Referenzwirkleistung und entspricht der maximalen Wirkleistungsabgabe. Bei Speichern in Kombination mit Erzeugungsanlagen (bspw. DC-gekoppelten Solarstromspeichern) kann bei LFSM-OC, entsprechend den Vorgaben der TOR Stromerzeugungsanlagen, alternativ die tatsächliche Wirkleistungsabgabe (<math>P_{mom}</math>) zum Zeitpunkt der Erreichung des Frequenzschwellenwertes als Referenzwirkleistung herangezogen werden.“</i></p> <p>Eine Angleichung der Abbildungen wird als nicht notwendig erachtet.</p>
3.16 a	5.1.2.3	<p>Abb.4: Die, der AC-Ladung zugrunde liegende Norm definiert die Veränderung des Ladestroms lediglich in 1A Schritten. In gewissen Fällen (bspw. <math>I_{max}=10A</math>, <math>I_{min}=6A</math>) kann das dargestellte Band nicht eingehalten werden.</p>	<p>Kommentar berücksichtigt.</p> <p>Ergänzung: <i>„Abweichungen vom Umsetzungsbereich gemäß Abbildung 4 sind zulässig, wenn eine Umsetzung über diskrete Stufen des Ladestroms in der Höhe von 1 A erfolgt.“</i></p>
3.16 b	5.1.2.3	<p>Eine klare Definition und stringente Verwendung von Ladeleistung- bzw. Ladestrom ist generell notwendig. Diese Parameter sind sowohl vom Fahrzeug, der Wallbox aber auch aktuellem Betriebszustand abhängig (SOC), weshalb eine Vorgabe nicht immer eingehalten werden kann.</p>	<p>Kommentar berücksichtigt.</p> <p>Für AC-Ladeeinrichtungen beziehen sich die Regelungen nun auf die dem Fahrzeug zur Verfügung gestellte Ladeleistung. Anmerkung bzgl. SOC ebenfalls berücksichtigt: <i>„Sollwerte bzw. Einschränkungen der</i></p>

			<i>Bezugsleistung aus der LFSM-OC/UC-Regelung haben, vorbehaltlich produktions- und sicherheitsrelevanter Aspekte sowie allfälliger Einschränkungen durch den aktuellen Speicherstand, Vorrang vor allen anderen Sollwerten.“</i>
3.17	5.4	Gemäß der Anforderungen der "SOGL Datenaustauschverordnung" gilt diese nicht für Betriebsmittel der gegenständlichen TOR Niederspannung. Das Kapitel sollte daher gestrichen werden.	Vorschlag abgelehnt. Kundenanlagen bzw. nachgelagerte Verteilernetze auf NE 6 oder 7, die für Netzbetreiber Laststeuerungsdienste oder Regelreserve erbringen oder am Engpassmanagement beteiligt sind, müssen die Anforderungen der SOGL Datenaustauschverordnung erfüllen. Eine entsprechende Klarstellung wurde ergänzt.
3.18 a	5.6.1	"Auslösung des Entkupplungsschutzes" ist nicht relevant, da kein Entkupplungsschutz gefordert ist.	Ein Entkupplungsschutz ist gemäß TOR Stromerzeugungsanlagen im Fall von einspeisefähigen Ladeeinrichtungen vorzusehen. Eine entsprechende Fußnote wurde ergänzt und die Formulierung geändert auf „steht kein Auslösekriterium <del>des</del> eines Netzentkupplungsschutzes an“ Fußnote: „Ein Entkupplungsschutz ist vorzusehen, wenn über die Ladeeinrichtung auch Energie vom Elektrofahrzeug ins Netz eingespeist wird (vehicle to grid).“
3.18 b	5.6.1	Bei AC-Ladung von Elektrofahrzeugen ggf. Einschränkungen durch das Fahrzeug möglich. Bei E-Fahrzeugen bspw. "Hochlauf mit einer Steigerung von 1A Schritten...".	Vorschlag angenommen. („Bei AC-Ladeeinrichtungen erfolgt nach Wiederschaltung ein Hochlauf der dem Fahrzeug zur Verfügung gestellten Leistung mit einer Steigung von 10 % der Nennleistung pro Minute. Alternativ kann der Hochlauf mit einer Steigerung des zur Verfügung gestellten Ladestroms von 1 A pro Minute erfolgen.“)
3.19	5.8.2	Der Strombezug bei AC-Wallboxen ist vom Fahrzeug abhängig und kann daher nicht von Seiten der Ladeeinrichtung beeinflusst werden. Eine Unsymmetrie außerhalb der vorgegebenen Grenzen kann daher nicht ausgeschlossen werden. Weiters ist zu spezifizieren, ob die Unsymmetrie pro Wallbox oder bspw. bezogen auf ein System von Wallboxen gilt.	Vorschlag abgelehnt. Argumentation bzgl. AC-Wallboxen nicht nachvollziehbar, da eine Unsymmetrie bspw. bei einphasigem Laden bspw. über eine Begrenzung des Ladestroms erfolgen kann.
3.20	5.8.3	<b>Blindleistungsverhalten (Ladeeinrichtung)</b> Wie ist die Definition unter dem Begriff "anzustreben" zu verstehen? Im niedrigen Leistungsbereich weisen E-Fahrzeuge eine tlw. sehr hohe	Vorschlag angenommen. Die Anforderung an das Blindleistungsverhalten wurde auf DC-Ladeeinrichtungen eingeschränkt, für diese jedoch

		<p>Blindleistungskomponente auf, die AC-Wallbox hat daraufhin keinen Einfluss. Gilt diese Anforderung bspw. nur für DC-Ladung?</p> <p>In den Diskussionen zum Dokument wurden die Unterschiede AC/DC-Ladung ausreichend analysiert, diese Unterscheidung findet sich im gegenständlichen Dokument nicht - bei AC-Ladung ist das Fahrzeug entscheidend.</p> <p>Wesentlicher Punkt auch in der Entwicklung der R37 bzgl. Prüfanforderungen für Ladestellen.</p>	<p>als verpflichten festgelegt.</p> <p><i>„Für den Betriebsmodus "Energiebezug" (Ladevorgang) ist von DC-Ladeeinrichtungen bei Bemessungsleistung ein <math>\cos \varphi \geq 0,95</math> einzuhalten. Unterhalb der Bemessungsleistung, ab einer Leistung von 5 % der Bemessungsleistung ist ein <math>\cos \varphi \geq 0,90</math> einzuhalten.“</i></p>
3.21	5.8.5	"ist" entfernen	Vorschlag angenommen.
3.22	6.1.1	<p><b>Entkupplungsstelle</b></p> <p>Gemäß gegenständlichem TOR-Entwurf sind keine Schutzeinrichtungen gefordert, die auf eine Entkupplungsstelle wirken. Es ist daher nicht klar, unter welchen Rahmenbedingungen eine Entkupplungsstelle notwendig ist. In Anbetracht der Diskussionen um die Entkupplungsstelle gemäß TOR Erzeuger, wird eine Entfernung dieses Absatzes angestoßen.</p> <p>Entkupplungsstellen bei Verbrauchern hätten lediglich bei Unterspannung oder - Frequenz eine Schutzwirkung. Diese Situationen sind jedoch nicht lokal sicherheitskritisch, weshalb weiterführend keine Prüfbarkeit nach erfolgter Typprüfung notwendig erscheint.</p>	<p>Vorschlag angenommen.</p> <p>Die Forderung nach einer Entkupplungsstelle wurde auf (nachgelagerte) Netze eingeschränkt.</p>
3.23	6.2.1	<p><b>Regelsysteme und -Einstellungen</b></p> <p>Die Anforderungen erscheinen für Verbraucher in NE6 bzw. 7 - vor allem Kleinverbrauchen - überproportional hoch. Bitte um Klarstellung bzw. Definition einer Grenze.</p>	Vorschlag angenommen (Einschränkung auf nachgelagerte Netze).
3.24	6.3.1	Aufgrund der spezifischen Anforderungen für die genannten Anwendungen ist eine Klarstellung der Kap. 6.2.1 bzw. 6.3 gemäß ihrer Anwendbarkeit notwendig.	Vorschlag angenommen (Einschränkung auf nachgelagerte Netze).
3.25	8.1	<p><b>Konformitätsnachweis</b></p> <p>Eine entsprechende Übergangsfrist nach Vorliegen der R37 ist vorzusehen (bspw. mind. 1 Jahr).</p>	<p>Vorschlag angenommen.</p> <p>Übergangsfrist (ab Veröffentlichung der Prüfrichtlinie) wurde mit einem Jahr festgelegt.</p>
3.26	Anh.	<p><b>Datenblatt "Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge"</b></p> <p>Defintion "steuerbar" in Bezug auf Wirkleistung notwendig (P(f), Fernsteuerbarkeit? Ist keine Anforderung gemäß Dokument)</p>	Siehe Kommentar 2.8e
3.27	Anh.	<p><b>Übersicht - Abstimmung mit relevantem Netzbetreiber</b></p> <p><b>"Anschluss von Verbrauchseinheiten, die für Laststeuerungsdienste eingesetzt werden"</b></p> <p>Definition Laststeuerungsdienste notwendig - gilt dies nur für externe Beeinflussung (bspw. Netzbetreiber oder Aggregator" oder auch für Steuerungen innerhalb einer</p>	<p>Wie in Kapitel 11 erläutert, beziehen sich diese Anforderungen auf Verbrauchseinheiten bzw. geschlossene Verteilernetze, die Laststeuerungsdienste für Netzbetreiber erbringen.</p> <p>Im Anhang wurde „...für Netzbetreiber“ ergänzt.</p>



## 4 KEBA

	<p><b>Stellungnahme zur Konsultation der TOR Verteilernetzanschluss</b></p> <p>Sehr geehrte Damen und Herren, herzlichen Dank für die Befassung mit der Konsultation der TOR Verteilernetzanschluss, der wir hiermit sehr gerne nachkommen. Im Namen der KEBA Energy Automation GmbH geben wir hiermit folgende Stellungnahme zur TOR Verteilernetzanschluss für die <b>Niederspannung</b> (Netzebenen 6 und 7) ab:</p> <p>1) Zusammenfassung</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Harmonisierung der Regeleingriffe zwischen den europäischen Netzbetreibern notwendig</li><li>• Energiemanagementsysteme sind in der Betrachtung zu berücksichtigen</li><li>• Interessen der Netzbenutzer zu wahren</li><li>• Stabilisierung durch Erhöhung der Ladeleistung von Ladeeinrichtungen nur bedingt realisierbar</li></ul> <p>2) Allgemeines</p> <p>Grundsätzlich sei erwähnt, dass jegliche Bemühungen hinsichtlich netzdienlichem Laden durchaus zu begrüßen sind. Ein Blick auf die europäische Netzlandschaft zeigt jedoch eine starke Fragmentierung sowohl bei der technischen Umsetzung als auch bei der regulatorischen Behandlung von Regel- und Steuerbefehlen des Netzbetreibers gegenüber der Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge. Eine europäische Harmonisierung ist daher wünschenswert.</p> <p>Weiters ist zu beachten, dass neben den Anliegen der Netzbetreiber auch die Interessen der Netzbenutzer ausreichend berücksichtigt werden. Mobilität stellt ein Grundbedürfnis dar, in welches durch Leistungsreduktion der Ladeeinrichtung dahingehend eingegriffen wird, als in gewissen Fällen der Nutzer eingeschränkt wird, das Fahrzeug mit verminderter Leistung geladen wird und somit unter Umständen nicht der gewünschte SoC (State of Charge) zum Abfahrtszeitpunkt erreicht wird. Für den Übergang von Individualverkehr auf Basis fossiler Energieträger zu selbigem auf Basis erneuerbarer Energie (als Teil der angestrebten Energiewende) ist eine breite Akzeptanz in der Bevölkerung nötig. Es darf nur möglichst niedrige Eintrittsbarrieren in die</p>	<p>Wir bedanken uns für die Stellungnahme und die konstruktiven Vorschläge!</p>
--	---	---

		<p>Elektromobilität geben, um den Prozess zu beschleunigen und die CO<sub>2</sub>-Ausstoßziele zu erreichen. Menschen sind heute gewohnt ihre Mobilität unmittelbar durch Betanken ihres PKW am Zapfhahn sicherzustellen. In wenigen Minuten wird komfortabel und verlässlich voll aufgetankt. Unsicherheiten bzgl. der Verfügbarkeit von Energie und der Verlässlichkeit von Ladevorgängen bei eFahrzeugen würden die breite Akzeptanz selbiger schmälern und somit der Energiewende schaden. Daher ist unbedingt sicherzustellen, dass der Nutzer ausreichend über die Reichweite und die Funktionalität der Steuerbefehle aufgeklärt wird, und die Anwendungsfälle für einen solchen Steuereingriff auf ein notwendiges Mindestmaß beschränkt werden, um eine Verhältnismäßigkeit einer solchen Maßnahme als gelindestes Mittel zu gewährleisten.</p> <p>Schließlich ist unbedingt zu berücksichtigen, dass bereits die für die Ladekommunikation unumgängliche ISO 15118-1 in Kapitel 5.5.1 für einen wirksamen Eingriff von Netzbetreibern die Rolle von EMS (Energiemanagementsystemen) hervorhebt. EMS spielen insb. in Haushalten eine oft zentrale Rolle im Energiemanagement und sind daher ein wichtiger Player und Adressat für Steuerbefehle. Daher ist in der TOR zu berücksichtigen, dass eine <u>Ladeeinrichtung potentiell mit verschiedenen, mitunter konkurrierenden Steuerbefehlen konfrontiert sein kann</u>, weshalb eine Hierarchie zwischen den einzelnen Akteuren im Haushalt entschieden werden muss.</p> <p>Eine Regelung zur Unterstützung von netzdienlichem Laden wird daher grundsätzlich begrüßt, jedoch laden wir gerne zu einem weiteren Dialog hinsichtlich der technischen Umsetzung ein bzw. nehmen als Experten gerne aktiv daran Teil. Eine Umsetzung über eine digitale Schnittstelle wäre die wohl zukunftsstauigere Lösung, bedeutet aber einen wesentlich längeren Umsetzungshorizont. Sollte es zu einer analogen mittels Schaltkontakt kommen, würde dies ähnlichen Entwicklungen wie etwa in der Schweiz oder der Tschechischen Republik entsprechen. Aber auch bei einer solchen Lösung weisen wir entschieden darauf hin, dass für eine möglichst nutzerfreundliche Umsetzung der Dialog mit der Branche (Hersteller und Betreiber von Ladeinfrastruktur) unumgänglich ist.</p> <p><b>3) Stellungnahme im Detail</b></p>	
4.1	2.4/ 4.3.1	<p>Die Anwendung der TOR auf Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sowie die Bestimmungen zum Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge referenzieren auf Betriebsmittel mit einer Bemessungsleistung <math>\geq 10\text{kVA}</math>, bei deren Anschluss ein Antrag an den Netzbetreiber zu stellen ist. Offen bleibt die Frage, wie sich dies auf den Anschluss von mobilen Ladeeinrichtungen auswirkt? Aufgrund der Flexibilität dieser mobilen Ladekabel gemeinsam mit der teilweise doch beträchtlichen Ladeleistung oft über <math>10\text{kVA}</math> sollte unbedingt klargestellt werden, dass die Meldepflicht auch diese mobilen Ladeunits betrifft.</p> <p>Sollte dies nicht umgesetzt werden, so würde die Regelung ein Schlupfloch öffnen,</p>	Regelungen betreffen Ladekabel gleichermaßen. Dies ist nun ausdrücklich erwähnt.

		welches durch bereits im Markt befindliche einfache Ladesysteme, die an den in den meisten Haushalten verfügbare Kraftstromsteckdose angeschlossen werden, genutzt werden würden. Dies wäre wohl nicht im Sinne der Netzbetreiber bzw. gegenseitlich zur Absicht der Regel und wettbewerbsrechtlich äußerst bedenklich.	
4.2 a	5.1.2.1	Im Falle einer Überfrequenz wird im aktuellen Entwurf zur TOR geregelt, dass im Falle eines Erreichens des Frequenzschwellenwertes der Leistungsbezug zu erhöhen ist. Dies ist jedoch in der Praxis nur bedingt umsetzbar. Einerseits würde dies bedeuten, dass dieser Regelungseingriff nur dann zur Verfügung steht, wenn nicht die maximale Leistung der Ladeeinrichtung abgefragt wird. Hier ist jedenfalls auszuschließen, dass die Ladeleistungen auf Generalverdacht hin immer zu begrenzen sind und somit eine „Regelungsreserve“ vorgehalten wird. Für den Kunden ist es unumgänglich, das Leistungsversprechen einer Ladeeinheit auch einhalten zu können. Andererseits wird bei dieser Betrachtung auch außen vorgehalten, dass die Ladeeinheit dem Fahrzeug keine Ladeleistung vorgeben kann, ohne dass das Batteriemanagementsystem (BMS) des Fahrzeuges diese Leistungserhöhung auch zulässt. <u>Bei ungünstigem Batteriezustand (State of Charge, Temperatur, etc.) kann das Fahrzeug die Ladeleistung eigenständig festlegen bzw. auch reduzieren, weshalb dieser Regelmechanismus nur eingeschränkt zur Verfügung stünde.</u>	Siehe Kommentare 2.3 b,c, 3.16 b. Eine „Reserve“ für LFMS-U/O ist nicht vorzuhalten. (Die neue Formulierung lautet: <i>„Einschränkungen der Bezugsleistung aus der LFMS-OC/UC-Regelung haben, vorbehaltlich produktions- und sicherheitsrelevanter Aspekte sowie allfälliger Einschränkungen durch den aktuellen Speicherstand und Arbeitspunkt, Vorrang vor allen anderen Sollwerten.“</i> )
4.2b	5.1.2.1	Generell stellt sich die Frage nach der Konsequenz für den Netzbenutzer, wenn er diese Leistung zur Verfügung stellt bzw. eine Regelleistung duldet. Anders als bei der Leistung bzw. der Festlegung der Bezugskapazität und auch der Spannung stellt sich bei der Leistungsanpassung zur Frequenzstabilisierung die Frage, ob diese tatsächlich durch die Ansteuerung von Ladeeinrichtungen erfolgen kann bzw. soll. Schließlich kann dem Netzbenutzer nachvollziehbar dargelegt werden, dass die Anschlussleistung seines Hauses überschritten ist, eine Anpassung der Ladeleistung aufgrund von Frequenzanpassungen ist gegenüber dem unkundigen Laien kaum darstellbar. Es bleibt somit für den Nutzer nicht nachvollziehbar, warum seine Ladeleistung trotz ausreichend verbleibender Leistung am Hausanschluss reduziert worden ist. Es darf keinesfalls den Herstellern oder Betreibern von Ladeeinrichtungen überbürdet werden, hier anstelle des Netzbetreibers Aufklärung oder Support gegenüber dem Netzbenutzer erbringen zu müssen. Auch eine Kommunikation über den Grund der Leistungsminderung ist insb. bei AC-Ladeeinrichtung mit eingeschränktem HMI (Human-Machine-Interface; Display o.ä.) schlichtweg nicht möglich. Der Endverbraucher würde somit im Dunkeln tappen und möglicherweise seine Unzufriedenheit in Form vieler Support-Tickets beim Stromanbieter zum Ausdruck bringen. Weiters möchten wir anregen, die Sonderregelung „Fahren auf der Kennlinie“ insofern klarzustellen, als diese nur für elektrische Energiespeicher, also stationäre Energiespeichereinrichtungen, gilt. Eine Anwendbarkeit auf Ladeeinrichtungen für	Siehe Kommentare 2.3b. Kundenunzufriedenheit und -anfragen aufgrund von LFMS - Aktivierung sind äußerst unwahrscheinlich, da (1.) Frequenzabweichungen in der relevanten Höhe äußerst selten auftreten und (2.) allenfalls von so kurzer Dauer sind, dass sie vom Kunden kaum wahrgenommen werden.  „Fahren auf der Kennlinie“ wird nur für stationäre Energiespeicher vorgeschrieben und für DC-Ladeeinrichtungen empfohlen.

		Elektrofahrzeuge ist der besseren Verständlichkeit halber explizit von dieser Regelung auszuschließen.	
4.2c	5.1.2.1	Schließlich ist die Verzögerung der Anpassung der Wirkleistungsabgabe an die tatsächlichen Gegebenheiten in der Elektromobilität anzupassen. Denn gemäß der für die Elektromobilität zentralen OVN EN IEC 61851-1 „Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge Teil 1: Allgemeine Anforderungen“ hat eine Stromversorgungseinrichtung für Elektrofahrzeuge (gleichzusetzen mit der gegenständlichen Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge) bis zu 10 Sekunden Zeit, um eine Änderung des maximalen Wechselstroms anzupassen. Darüber hinaus werden dem Elektrofahrzeug weitere max. 5 Sekunden zugestanden, um den Höchstwert des aufgenommenen Stroms entsprechend auch fahrzeugseitig anzupassen. Auch die Formulierung „kleiner gleich dem durch das PWM-Tastverhältnis signalisierten Maximalstrom“ belegt an dieser Stelle, dass die Ladeeinrichtung nur den maximal zur Verfügung gestellten Strom an das Fahrzeug kommuniziert; die tatsächlich aufgenommene Leistung gibt das Fahrzeug selbst vor. <u>Somit kann von Seiten der Ladeeinrichtung nicht ausgeschlossen werden, dass das Fahrzeug mitunter weniger Leistung aufnimmt, als tatsächlich zur Verfügung steht.</u>	Die Formulierungen wurden entsprechend angepasst (z.B.: <i>„Die Anpassung der Wirkleistungsabgabe bzw. der freigegebenen Ladeleistung hat nach einer möglichst kurzen Zeitverzögerung zu erfolgen.“</i> ).

Tabelle A.6: Ablauf 6 Veränderung des Stroms

Beispieldiagramm	Zustand oder Übergang	Bedingungen	Zeitvorgaben
<p>6</p> <p>Wechselstromaufnahme</p> <p>Wechselstromversorgung bleibt verfügbar</p> <p>S2 bleibt geschlossen</p> <p>Auslöser: Änderung des PWM-Tastverhältnisses</p>	<p>C2, D2</p>	<p>(9) Die Stromversorgungseinrichtung für Elektrofahrzeuge signalisiert eine Anpassung des maximalen Wechselstroms. Eine derartige Änderung kann herbeigeführt werden durch das Netz, durch manuelle Einstellungen oder durch automatische Änderungen, die von der Stromversorgungseinrichtung für Elektrofahrzeuge berechnet werden.</p> <p>Die Stromversorgungseinrichtung für Elektrofahrzeuge darf das PWM-Tastverhältnis jederzeit zu einem anderen, beliebigen gültigen PWM-Tastverhältnis ändern.</p> <p>Im Normalbetrieb darf während der zulässigen Anpassungszeit von 5 s (<math>t_{10}-t_g</math>) seitens der Stromversorgungseinrichtung für Elektrofahrzeuge kein neuer Ablauf 6 zur Änderung der PWM eingeleitet werden.</p>	<p>höchstens 10 s</p> <p>Ab dem Zeitpunkt, an dem die Stromversorgungseinrichtung für Elektrofahrzeuge den Status erhält und mit einer Anpassung des Tastverhältnisses antwortet</p>
		<p>(10) Das Elektrofahrzeug muss den Höchstwert des aufgenommenen Stroms so anpassen, dass er kleiner gleich dem durch das PWM-Tastverhältnis signalisierten Maximalstrom ist.</p>	<p><math>(t_{10}-t_g) =</math> höchstens 5 s</p>

4.3 5.6.1.1 Das Bestreben, eine Zuschaltbedingung für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge vorzusehen, ist aus Netzbetreibersicht durchaus nachvollziehbar und dient dem Allgemeinwohl im Sinne der Versorgungssicherheit. Ist wird jedoch darauf hingewiesen, dass für derartige Zuschaltmodi die europäische Patentsituation eine Umsetzung in der Ladeinfrastruktur erheblich erschwert. Gerne können bei Bedarf die relevanten Patente vorgelegt werden, um einen umsetzbaren Ansatz für die Industrie zu ermöglichen.

Anforderung wurde beibehalten.

4.4 5.8.6 Die Einhaltung der Manipulationssicherheit kann nur in eingeschränktem Maße eingehalten werden. Denn anders als etwa Backend-Systeme von CPO (Charge Point Operator) sehen die digitalen Ökosysteme von Wallboxen keine Mandantenfähigkeit bzw. kein Rechte-Rollen-System vor. Somit kann nicht getrennt werden, ob gewisse Einstellungen vom Kunden oder vom Netzbetreiber vorgenommen werden können. Denkbar ist eine Konfiguration der Ladeeinrichtungen ex works, also bereits werksseitig. Es sei bei dieser Option jedoch darauf hingewiesen, dass sämtliche

Siehe Stellungnahme zu Kommentar 2.7c.

	<p>Änderungen der Konfiguration im Feld (beim Anwender), also nach Auslieferung der Ladeeinrichtungen, nur noch mit erhöhtem Aufwand durchführbar wären.</p> <p>Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Anliegen und sind wie eingangs erwähnt für einen weiteren Dialog zu einer einfachen, effizienten und nutzerfreundlichen bzw. vorallem der Energiewende und der Umstellung auf nachhaltige Mobilität zuträglichen Umsetzung jederzeit verfügbar.</p>	
--	---	--

## 5 APG

		<p><b>Allgemeines:</b> Generell möchten wir darauf hinweisen, dass durch die neuen nationalen Anforderungen für Kundenanlagen (Verbraucher) und nachgelagerte Verteilernetze zukünftigen netzbetrieblichen Herausforderungen Rechnung getragen werden soll. Die Anforderungen an die betroffenen Anlagen sollten somit gewährleisten, dass diese sowohl im ungestörten Betrieb als auch bei Netzstörungen angemessen zur Systemsicherheit im Übertragungs- und Verteilnetz beitragen.</p> <p>Im Besonderen betrifft dies auch die Fähigkeit von Kundenanlagen zur Sicherstellung der Frequenzstabilität und Robustheit gegenüber Spannungseinbrüchen.</p>	Wir bedanken uns für die Stellungnahme und die konstruktiven Vorschläge!
5.1	5.1.1	<p><b>Frequenzbereiche</b> Ein Großteil der neu hinzukommenden Erzeugungsanlagen und Betriebsmitteln innerhalb von Kundenanlagen (z.B. Motoren) wird aus technisch-wirtschaftlichen Gründen zukünftig mittels Umrichter an das Netz gekoppelt. Dadurch wird allerdings der Anteil der 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><b>In Bezug auf die Frequenzbereiche empfiehlt APG daher eine Umwandlung der „SOLL“ in eine „MUSS“ Anforderung für Kundenanlagen, elektrische Energiespeicher, regelbare Lasten und AC- bzw. DC-Ladeeinrichtungen aus folgenden Gründen:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eine großflächige Trennung von Kundenanlagen bzw. relevanten Betriebsmitteln in undefinierten Frequenzbereichen erschwert effiziente und zielgerichtete Entlastungsmaßnahmen (Über- als auch Unterfrequenz) im Sinne des Frequenzplans als Teil des nationalen Systemschutzplans.</li> <li>• Für elektrische Energiespeicher und AC- bzw. DC-Ladeeinrichtungen gelten im</li> </ul>	Vorschlag angenommen (siehe Kommentar 1.10).

		<p>Erzeugungsmodus jedenfalls die TOR Erzeuger, welche die Frequenzbereiche ebenfalls als „MUSS“ Anforderungen beinhalten. Die Fähigkeit zum stabilen Betrieb innerhalb der genannten Frequenzbereiche sollte nicht für den Erzeugungsmodus eingeschränkt werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Das ACER/CEER Policy Paper<sup>1</sup> zu zukünftigen Anschluss-Netzkodizes empfiehlt ebenfalls eine Berücksichtigung der Anforderungen der Requirements for Generators Verordnung (NC RfG) für elektrische Energiespeicher und ganz allgemein für die Elektromobilität (Stichwort: „V2G“).</li> <li>• Eine Umsetzung der LFSM-OC bzw. –UC Modi (siehe Kapitel 5.1.2) kann nur bei einem stabilen Betrieb innerhalb der genannten Frequenzbereiche gewährleistet werden.</li> <li>• <u>Die Fähigkeit zum stabilen Betrieb innerhalb der genannten Frequenzbereiche kann grundsätzlich nur für Neuanlagen / neue Betriebsmittel gefordert werden. Eine retrospektive Nachrüstung bestehender Anlagen / Betriebsmittel - 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.</u> In diesem Zusammenhang weisen wir auch auf die Erfahrungen im Rahmen der Retrofitproblematik (50,2 Hz bei PV-Wechselrichtern) hin.</li> </ul>	
5.2	5.1.1	<p>Zur Vermeidung potentieller Widersprüche empfiehlt APG im Zusammenhang mit folgendem Satz eine Präzisierung:  <i>Bei Kundenanlagen mit frequenzempfindlichen Betriebsmitteln, die höhere Anforderungen als nach EN 50160 an die Qualität der Frequenz (Maximal- und Minimalwert) stellen, obliegt es dem Netzbenutzer, die hierfür geeigneten Maßnahmen zu treffen.</i></p>	Vorschlag angenommen.
5.3	5.2	<p><b>Robustheit und dynamische Netzstützung - FRT-Fähigkeit</b>  Die Fußnoten zu „umrichtergekoppelte Kundenanlagen“ und „umrichtergekoppelte Betriebsmittel innerhalb von Kundenanlagen“ sind aktuell vertauscht:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Statische Frequenzumrichter zur Kopplung von öffentlichen Netzen (50 Hz) mit Bahnnetzen (16,7 Hz) sollten demnach als „umrichtergekoppelte Kundenanlagen“ angesehen werden. Motoren mit einem statischen Frequenzumformer zur Drehzahlregelung sind hingegen „umrichtergekoppelte Betriebsmittel innerhalb von Kundenanlagen“.</li> </ul>	Vorschlag angenommen.
5.4	5.2	<p>Die FRT-Anforderungen für DC-Ladeeinrichtungen sollten nicht mit einem (aggregierten) Leistungskriterium (<math>\geq 5</math> MW) gekoppelt sein:</p>	Vorschlag angenommen (siehe Kommentar 1.14).

<sup>1</sup> [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/events/documents/2022-05/Presentation%20workshop\\_wot\\_0.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/events/documents/2022-05/Presentation%20workshop_wot_0.pdf)

		<ul style="list-style-type: none"> <li>Die FRT-Anforderungen werden in der Regel durch die einzelnen Einheiten (DC Ladeeinrichtungen) sichergestellt. Eine Verknüpfung mit einem (aggregierten) Leistungskriterium führt daher bei der Umsetzung der FRT-Anforderung zu keiner Erleichterung auf Seiten der Hersteller oder Netzbenutzer, sondern zu einer Nichtnutzung bereits vorhandener Potentiale / Fähigkeiten für einen Großteil der zukünftig betroffenen Anschlüsse</li> </ul>	
5.5	5.2	<p><b>Es sollten ebenfalls die <u>synchronen</u> FRT-Profile gemäß TOR Erzeuger für synchron mit dem Netz angeschlossene Kundenanlagen als Planungsgrundlage erwähnt werden.</b></p> <p>Wir ersuchen um Berücksichtigung der angeführten Punkte und stehen für allfällige Rückfragen gerne zur Verfügung.</p>	<p>Fußnote ergänzt: „Für synchron mit dem Netz angeschlossene Kundenanlagen stellen die für die jeweilige Spannungsebene relevanten FRT-Profile der TOR Stromerzeugungsanlagen eine unverbindliche Planungsgrundlage dar.“</p>

## 6 VÖEW

6.1		<p><b>Stellungnahme zu den Konsultationsentwürfen der TOR Verteilernetzanschluss</b></p> <p>Sehr geehrte Damen und Herren,</p> <p>wir nehmen Bezug auf den laufenden Konsultationsprozess zu den TOR Verteilernetzanschluss und dürfen namens unserer Mitgliedsbetriebe folgende Stellungnahme abgeben.</p> <p>Wir haben an der Ausarbeitung der Stellungnahme der Sparte Netze von Oesterreichs Energie teilgenommen und teilen die dort enthaltenen Bedenken bzw. Argumente. Aufgrund der steigenden Elektrifizierung – vor allem im Bereich Industrie, Mobilität und Raumwärme – steigen die Belastungen bei den Leitungen und Transformatoren in den Verteilernetzen stark an. Die vermehrte Installation neuer Lasten, wie z.B. Ladeeinrichtungen oder Wärmepumpen, kann aufgrund der tendenziell höheren Leistungs- und Gleichzeitigkeitswerte zu einer Überschreitung der üblichen Bezugsrechte (ca. 3 - 4 kW) von Haushaltskunden in den unteren Netzebenen führen.</p> <p>Es ist bereits jetzt zu erkennen, dass die Verteilernetze nicht überall rechtzeitig für die wachsenden Anforderungen ausgebaut werden, da externe Einflüsse (z.B. Lieferengpässe bei Komponenten, Fachkräftemängel, langwierige Genehmigungen) die Umsetzung erheblich erschweren. Die politischen Ziele und Entwicklungen werden diese Effekte verschärfen. Die Folge ist, dass ohne Entlastungsmaßnahmen Schutzabschaltungen oder Ausfälle wahrscheinlicher werden und Netzzutrittsansuchen abgelehnt werden müssen.</p>	<p>Wir bedanken uns für die Stellungnahme. Bezüglich der konkreten Änderungsvorschläge verweisen wir auf die Stellungnahmen zu den Kommentaren 1.1 bis 1.21.</p>
-----	--	---	--



		<p>Aus diesem Grund plädieren wir dringend, die notwendigen Rahmenbedingungen und Möglichkeiten für die Verteilernetzbetreiber zu schaffen, um weiterhin die gewohnte Versorgungssicherheit für die Bevölkerung, Wirtschaft und Industrie gewährleisten zu können. Wir erlauben uns, auf den ursprünglich gemeinsam mit der Branche erarbeiteten Textentwurf hinzuweisen und betonen die Notwendigkeit und Dringlichkeit insbesondere der folgenden Punkte:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Genehmigungspflicht für Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen und Klimageräte <math>\geq 3,68</math> kVA, sofern diese zu einer Überschreitung der üblichen Bezugsrechte von Haushaltskunden führen</li> <li>• Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen und elektrische Energiespeicher müssen in allen Verteilernetzebenen einen Beitrag zur Netzstützung leisten</li> <li>• Die Verteilernetzbetreiber müssen die Möglichkeit haben, in definierten Notsituationen die Wirkleistung von Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen und Klimageräten vorgeben zu können, um diese Lasten effizient in die Netze zu integrieren und Netzausfälle vermeiden zu können. Wir nehmen Ihr Angebot gerne an, die dafür notwendigen Rahmenbedingungen gemeinsam zu erarbeiten.</li> </ul> <p>Zu den einzelnen Punkten verweisen wir auf die Stellungnahme der Sparte Netze von OE und unterstützen diese zur Gänze. Für etwaige Rückfragen stehe ich Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.</p>	
--	--	--	--

## 7 Verbund Energy4Business

		<p>Sehr geehrte Damen und Herren,          VERBUND lehnt aus technischen und wirtschaftlichen Gründen eine automatische Trennung von Verbrauchseinheiten vom Verteilnetzanschluss durch den:die VNB ab.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Im Falle netzkritischer Zustände muss der:die Verteilernetzbetreiber:in<sup>2</sup> transparent auf vorab mit dem:der Dienstleister:in<sup>3</sup> vereinbarte „Phasen der Netzstabilität“ referenzieren (gelbe Phase, rote Phase<sup>4</sup>). Die Verantwortlichkeit der Regulierungsmaßnahmen von Verteilzugängen trägt der:die VNB.</li> <li>• Der:die VNB steuert nicht direkt sondern gibt lediglich das Signal dazu. Für Leistungsreduktion ist der:die Betreiber:in verantwortlich. Die Schnittstelle selbst</li> </ul>	<p>Wir bedanken uns für die Stellungnahme und die konstruktiven Vorschläge.</p>
--	--	--	---

<sup>2</sup> Der:Die Verteilernetzbetreiber:in; in Kurzform VNB.

<sup>3</sup> Im Folgenden wird VERBUND als der:die Dienstleister:in referenziert; in Kurzform DL.

<sup>4</sup> Siehe Anhang; gilt für Netzebenen: HS, MS, NS

		<p>ist als standardisierter Marktprozess zu etablieren und soll zwischen VNB und Netzbenutzer:in vertraglich vereinbart werden<sup>5</sup>. Ausschließlich der:die DL übernimmt den vertraglich vereinbarten direkten Kontakt zu seinen Kunden:innen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der:Die DL wird proaktiv und frühzeitig durch den:die relevante:n VNB informiert und ist damit die verbindliche Kontaktstelle zwischen VNB und Netzbenutzer:innen<sup>6</sup>.</li> <li>• VERBUND begrüßt die Planung von Regulierungsmaßnahmen zur Netzstabilität bereits in der „gelben Phase“; entsprechend soll der Eintritt in eine „rote Phase“ hintangehalten werden<sup>7</sup>.</li> <li>• Der:Die VNB steht in der Pflicht die erforderliche Netzinfrastruktur bereit zu stellen und erforderliche Netzausbaumaßnahmen zu garantieren.</li> <li>• Der:Die DL kann in der Lage sein zukünftig anhand dynamischer Lastregulierungen definierte Verbrauchseinheiten zu regulieren und wirkte damit stabilisierend auf die allgemeinen Netzkapazitäten.</li> <li>• Der:Die VNB hat mit dem:der DL Vereinbarungen zu treffen und Standards zu konsolidieren, um spezifische Netzzustände zu definieren<sup>8</sup>.</li> <li>• Respektive der Zuverlässigkeit und Cybersicherheit garantiert der:die VNB vollumfänglich den sicheren Übertragungsweg der auszutauschenden Daten<sup>9</sup>.</li> <li>• Der:Die DL akzeptiert ausschließlich diskriminierungsfreie Verteilzugänge<sup>10</sup>. Knock-Out Kriterien im „Antrag auf Netzzugang“ müssen für Endkunden:innen aller Netzebenen transparent sein, um die Chance der Kriterien-Erfüllung eingeräumt zu bekommen.</li> </ul> <p><b>Generelle Anmerkungen von VERBUND</b>  <u>Direkter Kunden:innenkontakt durch VERBUND</u>  Der:Die VNB hat mit dem:der DL Vereinbarungen zu treffen und Standards zu konsolidieren, um spezifische Netzzustände (bspw. Überlastung) zu definieren. Respektive der Zuverlässigkeit und Cybersicherheit garantiert der:die relevante VNB vollumfänglich den sicheren Übertragungsweg der auszutauschenden Daten.  Der:Die Netznutzer:in ist vor Durchführung über Einschränkungen der</p>	
--	--	--	--

<sup>5</sup> 5.6.4.1.f.

<sup>6</sup> 5.5. Abs1f., Abs7; gilt für Netzebenen: HS, MS, NS.

<sup>7</sup> 9.5. ;NE 3,4, 5

<sup>8</sup> 2.3. Abs1 Z5; 5.1.1. Abs3ff.; 5.5. Abs7 ; gilt für Netzebenen: HS, MS,NS

<sup>9</sup> 5.4. Abs7 ; gilt für Netzebenen: HS, MS,NS

<sup>10</sup> 2.5

	<p>Wirkleistungsaufnahme zu informieren: Ausschließlich der:die DL kommuniziert als Mittler zwischen VNB und Endkunden:innen. Der:Die DL ist in seiner Rolle als Lieferant/Marktakteur zwischen zuschalten.</p> <p><u>Keine Netztrennung</u> Eine (automatische) Netzzuschaltung und der vorhergehenden (unbeabsichtigten) Trennung vom Netz, aufgrund eines gestörten Betriebs als auch aufgrund einer Netzstörung, muss gänzlich vermieden werden, da es sonst auf allen Netzebenen zu weitreichenden Betriebsstörungen kommen kann. Der:Die relevante VNB garantiert dem:der DL eine sgn. „Engpass-Grundversorgung“ gemäß vereinbarter Priorisierung und Standards von definierten Verbrauchseinheiten ibs. auf Hochspannungs- und Mittelspannungsebene<sup>11</sup>.</p> <p><u>Ladeinfrastruktur &amp; Elektromobilität</u> Die Ladeinfrastruktur kann nur limitiert auf Signalgebung reagieren – z.B.: Leistungserhöhung bei abnehmender Last. Die Ladeinfrastruktur kann dem Fahrzeug eine höhere Ladeleistung freigeben. Es ist daher eine 'Entscheidung' des Fahrzeugs (und somit außerhalb des Einflussbereiches der LIS) ob eine höhere Leistung auch angenommen wird.</p> <p><u>Kunden:innenorientierte Prozessgestaltung</u> In den Entwürfen der Regulierungsprozesse ist keine Kunden:innensicht inkludiert, daher nicht diskriminierungsfrei<sup>12</sup>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• "First come - first serve" wird mit folgender Begründung abgelehnt: Kunden:innenverhindernde Barriere. <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Es liegt keine Kriterien-Definition resp. Ablehnung vor.</li> <li>○ Für die abgebildeten Prozesse gilt, die Barrierefreiheit von Kunden:innenprozessen zu garantieren.</li> <li>○ Insellösungen gilt es zu vermeiden. Standards müssen österreichweit vereinheitlich und transparent sein. Erforderlich sind daher einheitliche Definitionen und klare Regelungen zu folgenden Bereichen:</li> <li>○ Verweigerung von Netzanschlussantrag (vgl. 4.3.1 Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeugen)</li> <li>○ Durchlaufzeiten</li> <li>○ Prüfprozesse</li> </ul> </li> </ul>	
--	---	--

<sup>11</sup> 5.6.4.2. Abs1f.; gilt für die Netzebenen: HS, MS, NS.

<sup>12</sup> 5.8.ff.

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Etablierte Standards sollten auch international anwendbar sein können.</li> <li>• VERBUND lehnt Endnutzer:innendiskriminierende Versorgungspriorisierung inkl. Hemmung der Umsetzbarkeit verbindlicher klimapolitischer Ziele (z.B. gem. Erneuerbaren RL) ab. Regelungen müssen positiv auf Endnutzer:innen sowie positiv auf die Erreichung der klimapolitischen Ziele wirken.</li> </ul> <p><b>Im Detail nimmt VERBUND wie folgt Stellung:</b></p>	
7.1 a	2.1, 2.2	<p>Anmerkung: Die Kennlinie für die Absenkung der Leistung geht über die Frequenz. Die normativen Vorgaben für die Reaktionszeiten von Fahrzeugen basieren jedoch auf Zeitangaben (5 Sekunden Reaktionszeit bei einer Änderung des PWM Signals). Es ist somit nicht prüfbar, ob die Vorgaben der TOR auch gegenüber den normativen Reaktionszeiten der Endverbraucher:innen gehalten werden kann.</p>	<p>Konnex zu den genannten Abschnitten (Anwendungsbereich; 2.1. und 2.2) unklar. Gemeint sind vermutlich die Abschnitte 5.1.2.1 bzw. 5.1.2.2. Siehe diesbezüglich Stellungnahme zu Kommentar 4.2c.</p>
7.1 b		<p>Die aktuell vorgeschlagenen Prozesse<sup>13</sup> sind nicht kunden:innenfreundlich. Eine Meldung zur neuen Ladeeinrichtung kann nicht vor Beauftragung eines Elektrofachunternehmens durch den:die Netzbenutzer:in erfolgen. Vor Leistungserbringung des Elektrofachunternehmens muss klar sein, ob und unter welchen Voraussetzungen der:die Kunde:in die Leistung in Anspruch nehmen kann. Daher ist seitens der VNB eine transparente und einfache Auskunftsmöglichkeit für Kunden:innen (Netzanschlussinhaber:innen) vorzusehen - idealerweise mittels Online-Abfrage. Im Umkehrschluss soll dies auch zu einer klaren und normierten Kapazitätsprüfung seitens der VNB führen und somit auch den Netz-Ausbaubedarf klarer darstellen. Diese Regelung kann auch auf Photovoltaikanlagen und sonstige Verbraucher/Erzeuger ausgedehnt werden – die aktuelle Situation mit langen Wartezeiten bis zur grundsätzlichen Klärung von möglichen Netzzugängen ist auf Dauer nicht tragbar und konterkariert die gesetzlichen und politischen Ausbauziele.</p>	<p>Vorschlag teilweise angenommen. (Überarbeitung Abschnitt 2.4: <i>„Die Meldung an den Netzbetreiber erfolgt mittels des im Anhang angeführten Datenblattes „Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge“ oder (bevorzugt) über ein vom Netzbetreiber auf dessen Internetpräsenz bereitgestelltes Online-Portal.“</i>)</p> <p>Es ist durchaus beabsichtigt und erscheint zweckmäßig, dass Meldungen/Anfragen an Netzbetreiber durch bzw. in Abstimmung mit Elektrofachbetrieben erstellt werden, da andernfalls die Gefahr besteht, dass Einreichungen ohne die notwendigen Fachkenntnisse erstellt werden, und formal oder fachlich mangelhafte Meldungen/Anfragen zu einer Überlastung der Bearbeitungskapazitäten bei den Netzbetreibern beitragen.</p>
7.2	2.5	<p><u>Vor dem Anschluss von LIS <math>\geq</math> 10 kVA, ist beim relevanten Netzbetreiber ein Netzanschlussantrag zu stellen.</u></p> <p>Anmerkung: Resp. Diskriminierungsfreiheit und Niederschwelligkeit für Endnutzer:innen, ist eine klare Forderungsliste, welche den Anforderungskatalog des:der VNB für Netzanschlussanträge transparent legt, wünschenswert.</p>	<p>Obwohl der Wunsch nach Niederschwelligkeit nachvollziehbar ist, darf die Umsetzung der Netzanschlussprozesse nicht auf Kosten der Systemsicherheit gehen. Ohne spezieller Regelung zu Ladeeinrichtungen, deren Bemessungsleistungen häufig die vertraglich vereinbarten Bezugsleistungen von Netzbenutzern auf der Niederspannungsebene übersteigen, könnten Netzbetreiber ihrer Verpflichtung, einen sicheren</p>

<sup>13</sup> vgl. Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens insbesondere für Niederspannung (NE 6, NE 7)

			Netzbetrieb zu gewährleisten, auf längere Sicht nicht mehr erfüllen.
7.3 a	4.3.1	<p><u>Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge</u>  Abs2 Z5ff. Die geforderte Meldepflicht und allfällige Zustimmung des relevanten VNB schränken den Anwendungsbereich der Bestimmungen der ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-2 (...) nicht ein.  Anmerkung:  Insbesondere wird gefordert, dass der:die VNB die erforderliche Netzinfrastruktur bereitstellt. Der:Die DL kann dazu in der Lage sein anhand dynamischer Lastregulierungen einzelne definierte Verbrauchseinheiten selbst zu regulieren. Es braucht klar definierte Gründe und eine Nachweispflicht (z.B. gestützt auf Messungen) für Verweigerungen. Diese müssen österreichweit einheitlich und diskriminierungsfrei sein und die Fristen müssen klar geregelt sein.</p>	<p>Vorschlag angenommen.  Abschnitt 4.3.1 im Dokument „Niederspannung“: „Eine Verweigerung durch den Netzbetreiber ist unzulässig, wenn vom Netzbenutzer durch technische Maßnahmen sichergestellt wird, dass es zu keiner Überschreitung der vertraglich vereinbarten Leistung kommen kann, etwa durch intelligente Steuerung der Betriebsmittel durch ein Energiemanagementsystem.“</p> <p>Im Dokument zu Mittel- und Hochspannung besteht in der überarbeiteten Fassung lediglich eine Meldepflicht an den Netzbetreiber, zumal auf diesen Spannungsebenen ohnehin durch den Netzbenutzer ein Überschreiten der vertraglich vereinbarten Leistung sicherzustellen ist.</p>
7.3 b		<p>Ab 10kVA muss das Datenblatt zur Ladeinfrastruktur verpflichtend ausgefüllt werden. Das umfasst einen Großteil aller Ladestationen. Zudem soll im Datenblatt der Regelbereich in kVA-Spannweite (von – bis) angegeben werden, sowie, ob diese steuerbar ist oder nicht - Bei Genehmigungspflicht durch Netzanschlussantragstellung für Ladestationen startet die kVA-Spannweite idealerweise ab <math>\geq 12,22</math>kVA.</p>	<p>Vorschlag abgelehnt.  (Siehe 2.1 a)</p>
7.4 a	5.1.1, 5.1.2.1	<p><u>5. Anforderung an Netz und Lasten mit Verteilnetzanschluss</u>  5.1.1. Abs2 Z1ff. Kundenanlagen sollten in der Lage sein, die Verbindung mit Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten: Elektr. Energiespeicher // Regelbare Last // AC, DC LIS.  Abs3. Der nachgelagerte VNB oder Netzbenutzer kann in Abstimmung mit dem relevanten VNB breitere Frequenzbereiche oder längere Mindestzeiträume für den Betrieb vereinbaren. Ist beides aus wirtschaftlicher und technischer Sicht möglich, darf der nachgelagerte VNB oder Netzbenutzer seine Zustimmung nicht ohne triftigen Grund verweigern.  sowie  <u>5.1.2.1 Anforderungen für elektrische Energiespeicher, regelbare Lasten und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge</u></p> <p>Anmerkung:  Der:Die DL warnt vor einer Netztrennung von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und von Elektrofahrzeugen per se, da hierbei laufende Ladevorgänge abbrechen. Die Ladevorgänge müssten durch manuelle Interventionen neu gestartet werden. Die Frequenzen müssen im AC Bereich durch den Onboard Lader des Fahrzeuges gehalten</p>	<p>Die hier angesprochenen Anforderungen beziehen sich auf Ausnahmesituationen im Netz, in denen die genannten Betriebsmittel im Rahmen ihrer Möglichkeiten zu einer Stabilisierung des Netzes beitragen sollen. Eine Trennung vom Netz ist in diesem Zusammenhang in der Regel kontraproduktiv und wird (gemäß den Regelungen des Systemschutzplans) als Ultima Ratio angewendet. Bezüglich des Hinweises auf „hibernation mode“ verweisen wir auf die Stellungnahme Kommentar 2.3a.</p>

		werden können und liegen außerhalb der Einflussnahme der LIS. Bei Ladeabbruch fallen Elektrofahrzeuge in den sgn. hibernation mode, was neben einer manuellen auch eine lokale Intervention bei jedem einzelnen Elektrofahrzeug erforderlich macht. Deshalb ist eine Trennung vom Netz zu vermeiden, weil die Wiederaufnahme des Ladevorgangs jedes einzelnen Elektrofahrzeuges unmöglich ist <sup>14</sup> .	
7.4 b	5.1.1, 5.1.2.1	Eine Leistungserhöhung kann nur angeboten, nicht aber dem Fahrzeug verpflichtend vorgegeben werden. Die Ladeinfrastruktur selbst kann hier nicht regulieren. Die Möglichkeit zur Erhöhung bei Überfrequenz bedeutet, dass Reserven bei der Ladeleistung vorgehalten werden müssen. Für Endkunden:innen wird es nicht nachvollziehbar sein Maximalleistungen zu bezahlen, die im Regelbetrieb nicht genutzt werden dürfen. Wenn die Maximalleistung bereits bezogen wird und es aufgrund einer Überfrequenz zu einer weiteren Erhöhung käme, würde dies die Bemessungsgrundlage für die vertragliche Maximalleistung erhöhen und somit noch höhere Kosten erzeugen.	Siehe Stellungnahmen zu den Kommentaren 2.3 a und b.
7.5	5.3.2	<i>(...) zwischen VNB und nachgelagerten VNB oder Netzbenutzer zu vereinbaren.</i> Anmerkung: Für Leistungsreduktion ist der:die Betreiber:in verantwortlich. Die Schnittstelle wird zwischen VNB und Netzbenutzer:in vertraglich vereinbart, jedoch durch die Kontaktstellen „VNB und DL“ sowie „DL und Endkunden:in“ abgewickelt; analog zum Prozess des Netzzugangsvertrags.	Vorschlag unklar.
7.6	5.4	<u>Anforderungen Informationsaustausch</u> <i>Abs4: Da sich die Standards für den Informationsaustausch im Laufe der Zeit ändern können, kann der relevante VNB die entsprechenden Vorgaben für Netze und Lasten aktualisieren. Der VNB (...) informiert bei geplanten Änderungen vorab die betroffenen Partner und veröffentlicht diese.</i> Anmerkungen <sup>15</sup> : Der:Die DL empfiehlt dringend einen standardisierten Marktprozess festzulegen, welcher im Falle von Änderungen, die sich im Laufe der Zeit ergeben, neu konsolidiert und im Markt ausgerollt wird (analog zu den vorhandenen Marktprozessen wie z.B. ebUtilities).	Standardisierte Marktprozesse werden im Rahmen der SOGL-Umsetzung etabliert; deren Festlegung ist nicht Gegenstand der TOR. Der Abschnitt 5.4 wurde überarbeitet und ein Hinweis auf die „Sonstigen Marktregeln Strom – Fahrpläne“ ergänzt. Bezüglich einer Klarstellung zum Anwendungsbereich von Abschnitt 5.4 verweisen wir auf die Stellungnahme zu Kommentar 2.4.
7.7 a	5.5 ff	Anforderungen Netzmanagement – Wirkleistungsvorgabe bei Kunden:innenanlagen Abs1 VNB ist berechtigt, bei Kundenanlagen eine vorübergehende Vorgabe bzw. Einschränkung der Wirkleistungsaufnahme bis Abschaltung vorzunehmen.	Das Recht auf Einschränkung der Wirkleistungsaufnahme ist auf die in Abschnitt 5.5 genannten, klar abgegrenzten Fälle beschränkt (kurz: Gefahr für Personen oder Sachen,

<sup>14</sup> Ebd. 5.6.

<sup>15</sup> Gilt für Netzebenen: ibs, HS, MS, NS

		Anmerkung <sup>16</sup> : VERBUND lehnt unter Berücksichtigung von technischen und wirtschaftlichen Aspekten jedweder betroffenen Verbrauchseinheiten aller Netzebenen eine automatische Trennung der Kunden:innenanlage vom Verteilnetzanschluss durch den:die VNB ab. Der:Die VNB hat mit dem:der DL Vereinbarungen zu treffen und Standards zu konsolidieren, um spezifische Netzzustände (bspw. Überlastung) zu definieren.	behördliche Anordnungen, höhere Gewalt, Vermeidung von Großstörungen, drohender Netzzusammenbruch, betriebsnotwendige Arbeiten im Netz). Der Vorschlag individueller Vereinbarungen für spezifische Netzzustände erscheint nicht praktikabel und hinsichtlich Diskriminierungsfreiheit bzw. Gleichbehandlung der Netzbenutzer problematisch.
7.7 b	5.5 ff	Abs3 Anmerkung: Diese Maßnahmen sollen von dem:der VNB dokumentiert sowie niederschwellig und transparent archiviert werden.	Diese Forderung ist durch folgende Regelung des referenzierten Abschnitts (5.5) erfüllt: <i>„Diese Maßnahmen werden einschließlich des Anlasses vom relevanten VNB in geeigneter Form dokumentiert (z.B. Eintrag ins Betriebsbuch) und betroffenen Anlagenbetreibern wird auf Anfrage Auskunft erteilt.“</i>
7.7 c	5.5 ff	Abs2ff. Kundenanlagen müssen in der Lage sein, den Sollwert der Wirkleistung auf Wunsch VNB anpassen. Anmerkung: Die Anpassung kann nur innerhalb des Betriebsbereichs der Anlage geschehen. Der:die VNB steuert nicht direkt, sondern gibt lediglich das Signal dazu. Für Leistungsreduktion ist der:die Betreiber:in verantwortlich. Die Schnittstelle selbst ist als standardisierter Marktprozess zu etablieren.	Vorschlag unklar bzw. keine Anpassung notwendig. (Die entsprechenden Formulierungen des konsultierten Entwurfes lauten: <i>„Der relevante VNB greift nicht in die Steuerung der Kundenanlage ein. Er ist lediglich für die Signalgebung verantwortlich. Die Anpassung der Wirkleistungsaufnahme erfolgt in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers.“</i> bzw. <i>„Die Anforderungen an die fernwirktechnische Schnittstelle zur Anpassung der Wirkleistungsaufnahme werden zwischen dem relevanten VNB und Netzbenutzer im Netzanschlussvertrag vereinbart.“</i> )
7.7 d	5.5 ff	Abs 7 Anmerkung: Zu begrüßen ist, dass der:die relevante VNB nicht in die Steuerung der Kunden:innenanlage eingreift. Der:Die VNB ist verantwortlich für die frühzeitige und proaktive Signalübermittlung noch in der „gelben Phase“, um die „Rote Phase“ nicht zustande zu kommen zu lassen <sup>17</sup> . Die Anforderungen an die fernwirktechnische Schnittstelle zur Anpassung der Wirkleistungsaufnahme werden insbesondere zwischen dem:der relevanten VNB und dem:der DL vereinbart – und nicht zwischen dem:der VNB und dem:der Netzbenutzer:in. Jede Signalgebung ist als Standard zwischen relevanten VNB und DL zu konsolidieren.	Gemäß § 45 (Pflichten der Verteilernetzbetreiber) ist der VNB verpflichtet „Engpässe im Netz zu ermitteln und Handlungen zu setzen, um diese zu vermeiden“ (Abs. 12). Das Recht des VNB auf eine Beschränkung der Wirkleistungsaufnahme von Kundenanlagen besteht nur in den o.g., klar definierten Ausnahmeständen (siehe Stellungnahme zu Kommentar 7.7a). Vertragspartner der VNB sind „Netzbenutzer“, daher sind Vereinbarungen zwischen VNB und Netzbenutzer zu treffen.
7.8 a	5.6	Anforderungen Systemschutz und Netzwiederaufbau	Siehe 2.3a

<sup>16</sup> Gilt für Netzebenen: ibs. HS, MS

<sup>17</sup> Siehe Kapitel „Hauptanliegen“ und „Generelle Anmerkungen“.

		<p>Anmerkung: Die Ladeinfrastruktur kann dem Fahrzeug nur eine höhere Ladeleistung freigeben. Es ist aber eine 'Entscheidung' des Fahrzeugs (und somit außerhalb des Einflussbereiches der LIS) ob diese höhere Leistung auch angenommen wird. Eine automatische Netzzuschaltung bei Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeugen kann nur bei Ladeeinrichtungen ohne Autorisierung stattfinden, da sonst der Start verweigert wird. Bei Ladeabbruch fallen Elektrofahrzeuge in den sgn hibernation mode, was neben einer manuellen auch eine lokale Intervention erforderlich macht – Deshalb ist eine Trennung vom Netz zu vermeiden, weil die Wiederaufnahme des Ladevorgangs jedes einzelnen Elektrofahrzeuges nahezu unmöglich und damit nicht praxisfähig ist<sup>18</sup>.</p>	
7.8 b	5.6	<p>Es muss in jedem Fall von einer individuellen Konfiguration der Parameter Abstand genommen werden; random-Werte sind hier zu bevorzugen. Anforderungen betreffend Anfahrverhalten sind nicht als internationale Vorgabe mit normativem Hintergrund bekannt und damit als kritisch zu werten: Diese Vorgabe wäre durch die Ladestation selbst zu erfüllen und müsste daher von Hardwareherstellern umgesetzt werden. Dies würde sich auf Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur und somit auf die Marktpreise in Österreich auswirken und bedeutete eine Markthemmnis für den Eintritt von Hardware-Herstellern:innen in den österreichischen Markt.</p>	<p>Eine Umsetzung der Anforderungen an Ladeeinrichtungen durch die Hersteller ist intendiert. National spezifische Anforderungen an spezielle Betriebsmittel (bspw. Wechselrichter) sind durchaus üblich. Eine Umsetzung von „random-Werten“ wäre nicht zielführend, da die Regelung auf wohldefiniertes Systemverhalten abzielt. Bezüglich national spezifischer Anforderungen, siehe Stellungnahme zu Kommentar 2.7d.</p>
7.9	5.6.2, 5.6.2.1. Abs2 ff.	<p>Anforderung für das Verhalten bei Unter- und Überfrequenz Anmerkung<sup>19</sup>: Kapazitätsregulierungen, nur unter Zwischenschaltung des:der Dienstleister:in: Die Anforderungen bei Unter- und Überfrequenz auf NE 5 und höher sind kritisch zu sehen. Eine automatische Trennung vom Netz wird abgelehnt. Die Dienstleister:innen könnten zukünftig in der Lage sein anhand dynamischer Lastregulierungen einzelne definierte Verbrauchseinheiten zu regulieren und wirkten damit stabilisierend auf die allgemeinen Netzkapazitäten. Der:Die VNB hat mit den Dienstleistern:innen Standards zu vereinbaren, um spezifische Frequenzbereiche zu definieren.</p>	<p>Vorschlag unklar. Der Systemschutzplan beschreibt die Maßnahmen zur Beherrschung von kritischen Netzzuständen, zur Vermeidung von Großstörungen bzw. zur Begrenzung ihrer Auswirkungen. Diese Maßnahmen sind von höchster Bedeutung für den sicheren Betrieb der österreichischen Übertragungsnetze, für den effizienten und dem Bedarf entsprechenden Betrieb und die Betriebskoordination der österreichischen Übertragungs- und Verteilernetze, sowie allgemein für die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie. In den angesprochenen Abschnitten sind Anforderungen festgelegt, die für die Umsetzung des Systemschutzplans essentiell sind.</p>

<sup>18</sup> Vgl. Anmerkung 5.1.1. & 5.1.2.1

<sup>19</sup> Vgl. Anmerkung 5.5.; Gilt für Netzebenen: ibs. HS, MS



			(„Die in den genannten Kapiteln beschriebenen Punkte stellen Grundanforderungen für den Unterfrequenz- und Unterspannungslastabwurf im Sinne der DCC-VO dar und sind <b>nur für Netze und Lasten zu erfüllen, welche im Anwendungsbereich der TOR Systemschutzplan genannt werden.</b> “)
7.10	5.6.4, 5.6.4.1	<i>Anforderungen zur Wiederschaltung und Trennung</i> <i>Allgemeines</i> Anmerkung <sup>20</sup> : Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen soll seitens des:der DL eine Abschaltung von Verbrauchseinheiten bzw. deren Trennung vom Netz weitestgehend vermieden werden.	Die hier angesprochenen Anforderungen beziehen sich auf überaus seltene Ausnahmesituationen im Netz. Dass Abschaltungen bzw. Trennungen von Netz weitestgehend vermieden werden sollen, ist unbestritten. Trotz aller Sicherheitsmaßnahmen und -konzepte können Störungen nicht gänzlich ausgeschlossen bzw. vermieden werden. Daher ist es sinnvoll und im Sinne aller Netzbenutzer, Regelungen zur Wiederschaltung und Trennung zu treffen, da deren Einhaltung die relevanten Netzbetreiber beim Netzwiederaufbau unterstützt bzw. die Gefahr längerer Versorgungsunterbrechungen reduziert.
7.11	5.6.4.2.	<i>Anforderungen für elektrische Energiespeicher, regelbare Lasten und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge</i> Abs 1 + Abs 2  Anmerkung <sup>21</sup> : Eine (automatische) Netzzuschaltung und der vorhergehenden unbeabsichtigten Trennung vom Netz, aufgrund eines gestörten Betriebs als auch aufgrund einer Netzstörung, muss gänzlich vermieden werden. Der:Die relevante VNB garantiert dem:der DL eine sgn. „Engpass-Grundversorgung“ gemäß konsolidierter Marktprozesse und vereinbarter Priorisierung von definierten Verbrauchseinheiten.	Vorschlag unklar. Siehe Stellungnahme zu 7.10.

<sup>20</sup> Gilt für Netzebenen: ibs. HS, MS

<sup>21</sup> Gilt für Netzebenen: ibs. HS, MS

8.1	2.2	<p><b>2.2 Wesentliche Änderungen</b></p> <p>Der Ansatz, die „wesentlichen Änderung“ durch eine umfängliche Aufzählung klar zu definieren (Figure 1), wird durch zwei Verweise teilweise untergraben. Zum einen wird in <i>Fußnote 4</i> (siehe Figure 2) allgemein auf die TEAV 2020 hingewiesen, zum anderen wird am Ende des Kapitels der Begriff „Änderung der Betriebsweise“ eingeführt und nicht näher definiert (siehe Figure 3).</p> <p>1. Nach unserem Verständnis bildet die TAEV eine Zusammenstellung aus übergeordneten Normen, mit dem Ziel die normative Sachlage „einfacher“ zu erläutern. Dies führt jedoch dazu, dass oftmals Passagen ausgelassen werden. Im Streitfall sind daher die entsprechenden Normen heranzuziehen. Die TAEV ist folglich - wenngleich äußerst hilfreich - als unverbindliche Zusammenfassung einzustufen. <u>Ausgenommen sind davon die Anhänge der Netzbetreiber</u>. Verweise in der TOR Verteilnetzanschluss sollten sicher daher auf entsprechende Normen oder direkt auf die Anhänge der Netzbetreiber beziehen, um Missinterpretationen zu vermeiden. Zweckdienliche Hinweise sollten im Bedarfsfall direkt in die TOR Verteilnetzanschluss zu übernommen werden und Hinweise nur eingeschränkt Verwendung finden. Der Hinweis in Fußnote 4 (Figure 2) sollte dementsprechend angepasst werden.</p> <p>2. Die gesonderte Behandlung der „Änderung der Betriebsweise“ ist aus technischer Sicht zu begrüßen. Fraglich ist jedoch wieso hier zwischen einer „Änderung der Betriebsweise“ und einer „wesentlichen Änderung“ unterschieden werden muss bzw. ob hier die Notwendigkeit eines weiteren Begriffs gegeben ist. Fußnote 5 (Figure 4) ermöglicht jedem Netzbetreiber unterschiedlichste Vorgaben festzulegen, da das Ausmaß der „Abstimmung“ nicht näher definiert ist. Da sich der Kunde bei einer „Änderung der Betriebsweise“ ohnehin nur innerhalb der mit dem Netzbetreiber vertraglich vereinbarten Grenzen bewegen kann, ist eine „Abstimmung“ mit dem Netzbetreiber überschießend. Ausreichend wäre daher <u>„Meldung oder Anzeige“ an den Netzbetreiber</u>, damit dieser hinterlegte Lastprofile anpassen kann. Die Fußnote 5 (Figure 4) sollte dahingehend angepasst werden.</p> <div data-bbox="342 874 1276 1200" style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p>Netzanschlussvertrags abzustimmen. Eine Änderung ist im Sinne dieses Teils der TOR dann wesentlich, wenn diese Änderung den Netzbetrieb maßgeblich beeinflussen kann.</p> <p>Wesentliche Änderungen sind<sup>4</sup>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Überschreitung der maximalen Bezugskapazität <math>P_{\max,B}</math> (bzw. Referenzscheinleistung <math>S_{ref}</math>) um mehr als 15 %, wobei der Netzbenutzer oder nachgelagerte Verteilernetzbetreiber einen abweichenden Wert akzeptiert, sofern der relevante Verteilernetzbetreiber dies nachvollziehbar und schlüssig begründet</li> <li>• Zubau von gemäß <b>TOR Netzurückwirkungen</b> netzurückwirkungsrelevanten Betriebsmitteln</li> <li>• Zubau einer neuen Verbrauchseinheit zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten in einer bestehenden Kundenanlage;</li> <li>• Zubau von Betriebsmitteln in einer bestehenden Verbrauchsanlage, die dem Anwendungsbereich dieses Teils der TOR unterliegen;</li> </ul> </div> <p style="text-align: center;"><i>Figure 1: Definition der wesentlichen Änderung</i></p> <div data-bbox="342 1265 1276 1348" style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p><sup>4</sup> Hinweise finden sich auch in den Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt 2020 (TAEV I), Kap.3.1</p> </div> <p style="text-align: center;"><i>Figure 2: Fußnote als Hinweis zur Auslegung der „wesentlichen Änderung“ gemäß der TEAV 2020.</i></p>	<p>Vorschlag teilweise angenommen.</p> <p>Die erwähnte Fußnote wurde gestrichen.</p> <p>Änderungen der Betriebsweise können bei Industrie- bzw. größeren Gewerbebetrieben notwendig sein, da Netzbetreiber auf Erfahrungswerten bzw. vereinbarten Betriebsweisen aufbaut. Da dies lediglich für Netzbenutzer auf den höheren Netzebenen relevant ist, wurde „Änderung der Betriebsweise“ im Dokument „Niederspannung“ gestrichen.</p> <p>In den Dokumenten „Hochspannung“ und „Mittelspannung“ wurde eine Klarstellung ergänzt: <i>„Änderungen der Betriebsweise, die keine Erhöhung der maximalen Bezugskapazität erforderlich machen, sind dem Netzbetreiber jedenfalls vorab zu melden, wenn sie signifikante Veränderungen des Lastprofils oder des Blindleistungsverhaltens der Kundenanlage zur Folge haben, oder wenn die Möglichkeit verstärkter Netzurückwirkungen gegeben ist.“</i></p>
-----	-----	---	---

Bei den oben angeführten wesentlichen Änderungen bzw. Änderung der Betriebsweise<sup>5</sup> werden zwischen den betroffenen Partnern entsprechende Vereinbarungen bezüglich der zu realisierenden Maßnahmen getroffen.

Figure 3: Einführung der "Änderung der Betriebsweise"

<sup>5</sup> Eine Änderung der Betriebsweise auch ohne eine Leistungserhöhung ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Figure 4: Fußnote zur Erläuterung des Begriffs "Änderung der Betriebsweise".

8.2

3.1

### 3.1 Bestimmungen und Vorschriften

Wie bereits in Punkt

2.2 Wesentliche Änderungen erwähnt ist die TEAV als Vorschrift in Anbetracht der Zusammensetzung und ihres Zwecks nicht korrekt. Der in Figure 5 markiert Aufzählungspunkt sollte daher gestrichen und lediglich als Hinweis ähnlich der Fußnote 4 (Figure 2) ergänzt werden. (siehe dazu auch die Erläuterungen zu Kapitel

2.2 Wesentliche Änderungen)



Figure 5: TEAV als Bestimmung und Vorschrift

Vorschlag angenommen.

Die TAEV wurde aus der Aufzählung einzuhaltender Bestimmungen entfernt und stattdessen folgender Hinweis ergänzt:

„Weiters wird für eine Übersicht über die anzuwendenden anerkannten Regeln der Technik auf die TAEV (Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt 2020, Ausgabe 2020) hingewiesen.“

8.3	4.1	<p><b>4.1 Bestimmung der Bezugskapazität und Einspeisekapazität</b></p> <p>Die Verknüpfung der Einspeisekapazität <math>P_{\max,E}</math> mit der Maximalkapazität <math>P_{\max}</math> und damit einhergehende Verknüpfung mit der netzwirksamen Bemessungsleistung ist schlüssig und als positiv hervorzuheben.</p> <p>Gleiches gilt für die Verknüpfung der Bezugskapazität <math>P_{\max,B}</math> mit der Anschlussleistung gemäß EIWOG 2010.</p> <p><i>Anmerkung: Da sich derzeit ein neues Strommarktgesetz in Bearbeitung befindet, könnte die Veröffentlichung des Gesetzes eine erneut notwendige Anpassung der Verknüpfung, zwischen der Bezugskapazität <math>P_{\max,B}</math> und der Anschlussleistung gemäß (EIWOG 2010), mit sich bringen.</i></p>	Keine Änderung erforderlich.
8.4	4.2	<p><b>4.2 Netzanschlussantrag</b></p> <p>Der „Status der Genehmigungsverfahrens“ (siehe Figure 6), als Teil der Mindestanforderungen für einen Netzanschlussantrag, ist kritisch zu hinterfragen.</p> <p>Die derzeit große Nachfrage nach Netzanschlüssen und Netzkapazitäten führte dazu, dass Netzbetreiber Reihungen bei Netzanschlussanträgen vornehmen. Die Herangehensweisen zur Reihung von Anträgen sind jedoch sehr unterschiedlich und nicht transparent. Diese Vorgehensweise wird durch die Tatsache bestärkt, dass nicht weiter spezifiziert ist, wie neben den technischen Gegebenheiten (z.B. Netzzrückwirkungen) andere nicht-technische Anforderungen in die Beurteilung des Antrages einfließen. Weder Kapitel 4.2 Netzanschlussantrag noch Kapitel 4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept der TOR Verteilnetzanschluss oder andere Teile der gesamten TOR Reihe bzw. der Marktregeln behandeln diese Thematik.</p> <p>Es ist daher folgendes festzuhalten: Erstens, der Antragsteller nimmt durch einen Vertragsabschluss bereits den Verlust der Anzahlung auf das Netzzutrittsentgelt (Reugeld - oder vergleichbares) bei nicht einhalten der Vertragsbedingungen in Kauf. Durch diese Vorleistung zeigt der Anschlusswerber bereits die Ernsthaftigkeit zur Umsetzung des Projektes. Der bereits als notwendig angeführte „Zeitplan“ kann dahingehend für die notwendigen Ertüchtigungen seitens des Netzbetreibers hergezogen werden. Zweitens, der „Status der Genehmigungsverfahren“ ist kein technisches Detail und ist sohin aktuell nicht in der TOR erfasst. Kritisch ist, dass die Aufnahme eines nicht technischen Inhaltes, wie der angeführte „Status der Genehmigungsverfahren“ unweigerlich dazu führt, dass dieser Faktor für etwaige Reihungen herangezogen wird. Es ist daher <u>bei Verbleib des besagten Status der Genehmigungsverfahren in den Mindestforderungen</u> eines Netzanschlussantrages unbedingt notwendig ein österreichweit einheitliches und transparentes Schema zur Reihung, ggf. an einer entsprechenden Stelle in den Marktregeln festzuhalten.</p>	<p>Vorschlag abgelehnt.</p> <p>Der Status des Genehmigungsverfahrens stellt trotz der genannten Gegenargumente eine relevante Information für Verteilernetzbetreiber dar.</p> <p>Transparenz hinsichtlich Netzausbauplanung wird durch die zukünftig von den Netzbetreibern zu veröffentlichen Netzentwicklungspläne gewährleistet.</p>

Möglich wäre eine direkte Ergänzung in Kapitel 4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept oder ein eingefügter Verweis, auf ein noch zu veröffentlichendes Dokument, zur Reihung von Netzanschlussanträgen. Eine Lösung zur Reihung von Netzanschlussanträgen ist in jedem Fall mit betroffenen Stakeholdern abzustimmen. Sollte ein gesondertes Dokument oder eine Ergänzung in einem anderen Teil der Marktregeln festgehalten werden, muss dies zeitnah erarbeitet und veröffentlicht werden. Eine Deadline ist dementsprechend in der TOR Verteilnetzanschluss zu vermerken.

Sollten Vorgaben für einer Reihung von Netzanschlussanträge außerhalb des (rechtlichen) Rahmens der TOR sein, ist es notwendig den Status der Genehmigungsverfahren aus der Aufzählung zu entfernen bzw. in die nachfolgende zweite Aufzählung („sofern Verfügbar“) zu verschieben.

Abschließend sei erwähnt, dass Mindestinhalte bereits in der END-VO 2012 definiert sind und Vorgaben der TOR Verteilnetzanschluss der END-VO 2012 nicht entgegenstehen dürfen. Eine Anpassung der END-VO 2012 verknüpft mit der Erstellung und Veröffentlichung eines durchdachten Reihungskonzepts, ist in Anbetracht der Nachfrage in jedem Fall in Betracht zu ziehen.

**4.2 Netzanschlussantrag**

Der Anschluss und Parallelbetrieb von Netzen und Lasten erfordert den Abschluss eines Netzanschlussvertrages mit dem relevanten VNB entsprechend dem Verfahren in dessen Allgemeinen Bedingungen.

Dazu stellt der (zukünftige) VNB oder Netzbenutzer einen Netzanschlussantrag beim relevanten VNB mit zumindest folgenden Informationen (z.B. über ein Formular von der Homepage des VNB):

- Name und Anschrift des Antragstellers bzw. des Netzzugangsberechtigten und Anschrift des neu anzuschließenden oder abzuändernden Netzanschlusses
- Lageplan
- Status der **Genehmigungsverfahren**
- Zeitplan (Netzanschlussverfahren, Baubeginn, Inbetriebnahme)
- Beabsichtigter Anschlusspunkt an das Verteilernetz
- Beantragte bzw. abzuändernde Leistung am Netzanschlusspunkt (Bezugs- oder Einspeisekapazität)
- Art der anzuschließenden Anlage (bei Kundenanlagen)
- Voraussichtliche Anlagen- und Betriebsart

Projektpläne und technische Unterlagen, je sofern zu diesem Zeitpunkt bereits verfügbar, z.B.:

- einpolige Darstellung der elektrischen Einrichtungen und Angaben über die technischen Daten der eingesetzten Betriebsmittel;
- Nennstrom oder Nennscheinleistung (bei Kundenanlagen);
- Maximalstrom im Kurzschlussfall (Kurzschlussstrombeitrag)
- Beschreibung des vorgesehenen Schutzkonzeptes mit Angaben über Schutzfunktionen und Einstellwerte.

Figure 6: Status der Genehmigungsverfahren als Bedingungen für einen Netzanschlussantrag

### 4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept

#### Allgemeines:

Eine Abgrenzung des Anschlusskonzepts ist für ein einheitliches Vorgehen seitens der Netzbetreiber und in weiterer Folge für einfachere Prozesse zwischen Kunden/Unternehmen und Netzbetreibern essenziell. In Anlehnung zu den Erläuterungen betreffend Kapitel 4.2 Netzzutrittsantrag ist auch hier die Frage, ob klar definierte Mindestinhalte in der TOR Reihe oder in einer entsprechenden Verordnung (z.B. der END-VO 2012) festgehalten werden sollten, eindeutig mit ja zu beantworten. Ebenso sind beispielhafte Ausführungen, aufgrund der Unverbindlichkeit, auf ein Mindestmaß zu beschränken.

#### Details:

Die Bezeichnungen „Netzzutrittspunkt“ und „Netzanschlusspunkt“ sollten in der Aufzählung der *beispielsweisen* Inhalte eines Anschlusskonzepts (siehe Figure 7) Verwendung finden.

Dabei ist folgendes zu beachten: Der Begriff „Netzanschluss“ wird in den AVB der Netzbetreiber in Form der Anschlussanlage näher beschrieben und erläutert. Demnach beginnt der netzseitige Teil der Anschlussanlage am technisch geeigneten Anschlusspunkt (neu in TOR Begriffe: „Netzzutrittspunkt“) und endet an der im Netzzugangsvertrag vereinbarten Eigentumsgrenze („Übergabestelle“, RfG-VO: „Netzanschlusspunkt“). *Anmerkung: der Netzanschlusspunkt wird noch in manchen Landes-EIWOG sowie AVB anders definiert, was zur Einführung des Begriffs „Netzzutrittspunkt“ in den TOR Begriffe geführt hat*. Der technisch geeignete Anschlusspunkt (Netzzutrittspunkt) wird durch den Netzbetreiber unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen des Anschlusswerbers und aller anderen Netzbenutzer festgelegt. (Die Netzzutrittspauschale deckt den netzseitigen Teil der Anschlussanlage ab.)

Der Aufzählungspunkt „den technisch geeigneter Anschlusspunkt (Netzebene) ...“ (siehe Figure 7) sollte entsprechend der genannten Definitionslage durch die Bezeichnung „den Netzzutrittspunkt (technisch geeigneter Anschlusspunkt inkl. Netzebene) und die Zählpunktsbezeichnung“ ersetzt werden.

Ebenso ist die Bezeichnung „Verknüpfungspunkt“ (Aufzählungspunkt 6, Figure 7) nicht definiert und sollte daher entfernt werden.

Das Anschlusskonzept enthält beispielsweise

- Art, Zahl und Lage der Teile der Anschlussanlage;
- den technisch geeigneten Anschlusspunkt (Netzebene) und die Zählpunktsbezeichnung<sup>6</sup>;
- den Netzanschlusspunkt (Eigentumsgrenze der Übergabestelle);
- die maximale Bezugskapazität  $P_{\max,B}$  bzw. die Referenzscheinleistung  $S_{ref}$  am Netzanschlusspunkt und damit verbundene betriebliche Bedingungen;
- bei Kundenanlagen mit integrierten Stromerzeugungsanlagen die maximale Einspeisekapazität  $P_{\max,E}$  am Netzanschlusspunkt und damit verbundene betriebliche Bedingungen;
- den Verknüpfungspunkt und die zulässigen Netzurückwirkungen;
- die Nennspannung  $U_n$  bzw. die vereinbarte Versorgungsspannung  $U_C$ ;
- die zu erwartende niedrigste und höchste Versorgungsspannung<sup>7</sup>;
- die zu erwartende minimale und maximale dreipolige (Netz-)Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt sowie den für das ordnungsgemäße Funktionieren der Schutzeinrichtungen erforderlichen Kurzschlussstrombeitrag;

*Figure 7: Beispielsweise Inhalte eines Anschlusskonzepts*

Vorschlag teilweise angenommen (Änderung auf „den Netzzutrittspunkt (technisch geeigneter Anschlusspunkt inkl. Netzebene) und die Zählpunktsbezeichnung“)

„Netzanschlusspunkt (Eigentumsgrenze der Übergabestelle)“ war in der konsultierten Dokumentensversion bereits genannt.

„Verknüpfungspunkt“ ist laut TOR Begriffe definiert als: „Der einer Anlage des Netzbenutzers am nächsten gelegene Punkt in einem öffentlichen Netz, an dem weitere Netzbenutzer angeschlossen sind oder angeschlossen werden können.“ und kann daher auch Verwendung finden.

8.6

4.3.1

### 4.3.1 Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

Eine gesonderte Behandlung signifikanter elektrischer Verbraucher ist netztechnisch notwendig. Die festgehaltene transparente Erläuterung zu den Gründen der Verweigerung gegenüber dem Kunden ist zu begrüßen.

Kritisch ist, dass die genannten „begründeten Sicherheitsbedenken“ nicht näher definiert sind. Dies ist problematisch, da eine ähnliche Formulierung in § 17a EIWOG und § 46 EIWOG zu „begründeten Sicherheitsbedenken“ existiert und darin in weiterer Folge auf eine nähere Definition in den Marktregeln – zu jenen die TOR Reihe gehört – verwiesen wird. Durch diese lose Vorgabe hinsichtlich der „Sicherheitsbedenken“ erhöht sich das Risiko, dass sich in der Praxis unterschiedliche Vorgehensweisen/Interpretation je Netzgebiet etablieren, wodurch die Gesamtsituation unübersichtlicher und die Beurteilung von Streitfällen aufwändiger wird.

Daher sind „begründeten Sicherheitsbedenken“ für eine Verweigerung einer Ladeeinrichtung entweder in 4.3.1 Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge näher zu definieren, oder durch einen Verweis zu ergänzen, welcher ähnlich dem EIWOG, auf eine (derzeit noch ausständige) nähere Definition „in den Marktregeln“ abzielt. Dazu sei angemerkt, dass Sicherheitsbedenken gemäß §17a EIWOG mehrheitlich Erzeugungsanlagen (und damit i.d.R. TOR Stromerzeugungsanlagen) betreffen; §46 EIWOG jedoch die allgemeine Anschlusspflicht und daher allgemein Erzeugungs- und Bezugsanlagen adressiert. Im Zuge der Überarbeitung der TOR Verteilnetzanschluss sollte daher die Chance genutzt werden (in Abstimmung mit der gesamten TOR Reihe) die „begründeten Sicherheitsbedenken“, näher zu definieren oder eine entsprechende Definition, an einer anderen Stelle der Marktregeln, einzuleiten. (Ob eine Definition in einem allgemeinen Kapitel oder als Zusatz in den jeweiligen Kapiteln der Verbrauch (z.B. Elektrofahrzeuge) festgehalten wird, ist ebenso noch gesondert zu beurteilen.)

Allgemein: Um eine entsprechende Qualität der Begründung der Verweigerung sicherzustellen, ist ein Mindestmaß der Erklärung zu definieren. Die angeführten Parameter „maximal mögliche Bemessungsleistung“ und möglicher „Netzanschlusspunkt“ sollten daher nicht beispielhaft angeführt, sondern dezidiert, neben anderen Parametern wie z.B. „die maximal möglichen netzwirksame Bemessungsleistung am Netzzutrittspunkt“, festgehalten werden.

#### 4.3.1 Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeugen

Für Ladeeinrichtungen mit einer Bemessungsleistung  $\geq 10$  kVA ist beim relevanten VNB ein Netzanschlussantrag zu stellen. Der Antrag kann vom relevanten VNB wegen begründeter Sicherheitsbedenken oder mangelnder Netzkapazitäten verweigert werden. Im Fall einer Verweigerung wird der Netzbewerber vom relevanten VNB über die Gründe der Verweigerung sowie mögliche Alternativen zu dem vom Netzbewerber beantragten Netzanschluss (z.B. maximal mögliche Bemessungsleistung, Änderung des Netzanschlusspunktes) aufgeklärt.

Figure 8: Verweigerungsgründe für Elektrofahrzeuge

Vorschlag teilweise angenommen.

Angabe der „maximal möglichen netzwirksame (Summen-)Bemessungsleistung“ als Teil der Rückmeldung durch den VNB im Falle einer Verweigerung ergänzt.

8.7	5.1.2.2	<h3>5.1.2.2 Standardeinstellungen für elektrische Energiespeicher</h3> <p>Anmerkung: Die in Figure 9 hervorgehobene Definition von <math>P_{ref} = P_{max}</math> bedeutet, dass Energiespeicher, nach der im Regelkonzept festgelegten Leistung, zu beurteilen sind. Anders formuliert, wurden für einen Speicher die maximale Ausgangsleistung (regelungstechnisch) begrenzt, ist <math>P_{ref}</math> der begrenzte und nicht der maximale Ausgangsleistungswert. Diese ergibt sich aus der Tatsache, dass <math>P_{max}</math> mit der netzwirksamen Bemessungsleistung (NW BML) in den TOR Begriffen verknüpft wurde und für die NW BML regelungstechnische Vorgaben mit einzubeziehen sind.</p> <p><b><math>P_{ref}</math> ist die Referenzwirkleistung und entspricht bei elektrischen Energiespeichern der Maximalkapazität <math>P_{max}</math>.</b> <math>\Delta P</math> ist die Änderung der Wirkleistungsabgabe oder -aufnahme des elektrischen Energiespeichers zum Zeitpunkt t+1 gegenüber t; <math>f_n</math> ist die Nennfrequenz (50 Hz) des Netzes; <math>\Delta f</math> ist die Frequenzabweichung im Netz zum Zeitpunkt t+1 in Hz; <math>\Delta f_1</math> ist die Frequenzabweichung im Netz zum Zeitpunkt t in Hz und s ist die jeweilige Statik des LFSM-OC und UC-Modus in %.</p> <p style="text-align: center;"><i>Figure 9: Referenzwirkleistung bei Energiespeichern</i></p>	<p>Hinweis wurde zur Kenntnis genommen und die Formulierung in Anlehnung an VDE-AR-N-4105 geändert: „<i>Maximalkapazität <math>P_{max}</math></i>“ wurde ersetzt durch „<i>maximale Wirkleistungsabgabe</i>“.</p>
8.8	5.4	<h3>5.4 Anforderungen hinsichtlich des Informationsaustauschs</h3> <p>Da es der Sinn eines Standards ist möglichst flächendeckende und einheitliche Vorgangsweisen zu etablieren, ist es zweckdienlich, dass die, durch den VNB veröffentlichten Standards ebenso an die Regulierungsbehörde übermittelt werden. So kann sichergestellt werden, dass der Regulierungsbehörde ausreichend Informationen vorliegen, um eine Bewertung der Standards und Vorgehensweisen durchzuführen. Hinsichtlich der „jungen“ Umsetzung der SOGL Datenaustauschverordnung ist diese Kenntnis zur Marktsituation wichtig, um falls notwendig zielgerichtete regulative Eingriffe/Vereinheitlichungen vorantreiben können. Dem dritten Absatz in Figure 10 sollte daher folgender (oder ein vergleichbarer Beisatz) angefügt werden: „Bestehende, neu veröffentlichte oder geänderte Standards sind umgehend der Regulierungsbehörde zu übermitteln“.</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p><b>5.4 Anforderungen hinsichtlich des Informationsaustauschs</b></p> <p>Dieses Kapitel gilt nur für Netze und Lasten, welche im Anwendungsbereich „SOGL Datenaustauschverordnung“ genannt werden.</p> <p>Hinsichtlich des Informationsaustausches zwischen dem relevanten VNB und nachgelagerten VNB oder Netzbewerber gelten dabei folgende Bestimmungen:</p> <p><b>Netze und Lasten müssen nach den Standards ausgerüstet sein, die der relevante VNB für den Informationsaustausch veröffentlicht.</b></p> </div>	<p>Der Abschnitt wurde aktualisiert und im Zuge dessen auch die Hinweise in dieser Stellungnahme berücksichtigt.</p> <p>Der Vorschlag einer verpflichtenden Meldung an die Regulierungsbehörde wird im Rahmen der Verteilernetzentwicklungspläne in Betracht gezogen.</p> <p>Der Umfang der auszutauschenden Daten ist im Rahmen der System Operation Guideline“ und der SOGL-Datenaustausch-V abschließend geregelt. Weiters wurde ein Hinweis auf die „Sonstigen Marktregeln Strom – Fahrpläne“ ergänzt festgelegt.</p> <p>Der Begriff „<i>spontane Messerwerterfassung</i>“ wurde korrigiert auf „<i>spontane Messwertübertragung</i>“ und in einer Fußnote erklärt: „<i>Bei spontaner Messwertübertragung erfolgt eine Übertragung nicht in festen Zeitintervallen, sondern nur wenn die Differenz zwischen aktuellem und zuletzt übertragenem Messwert über einem definierten Schwellwert liegt.</i>“</p>



Dieser Beisatz ist insofern hervorzuheben, da die in Figure 11 erwähnte Umsetzung der SOGL die Übermittlung von Echtzeitdaten fordert, die technische Umsetzung je Netzbetreiber hinsichtlich der Anforderung und Kosten stark variiert. Da es sich bei Stromnetzen, um monopolistische organisierte Systeme handelt, wird es in Abwesenheit des Marktmechanismus nur sehr langsamen oder zu einer Verbesserung beider Faktoren (Anforderung und Kosten) kommen. Angesichts der Klimaziele ist dies jedoch nicht vertretbar. Die erwähnte notwendige Meldung der Standards ist daher abschließend nochmals zu unterstreichen. Die in Figure 11 hervorgehobene alleinige Verantwortung der Netzbetreiber ist entsprechend zu kritisieren.

Der VNB kann abhängig von der Art der auszutauschenden Informationen gemäß nationaler Umsetzung der SOGL (z.B. Stammdaten, Fahrplan- und Prognosedaten oder Echtzeitdaten) unterschiedliche Vorgaben für die anzuwendenden Schnittstellen, Formate und einzuhaltenden Zyklen festlegen.

Figure 11: unterschiedliche Vorgaben für die anzuwendenden Schnittstellen, ...

Wie in Figure 12 hervorgehoben, wird die Option angeboten, Echtzeitdaten über eine „spontane Messwerterfassung“ durchzuführen. Was dies genau ist oder inwiefern sich diese Möglichkeit von der regulären Echtzeitdatenerfassung unterscheidet, ist unklar.

Im Hinblick auf den Austausch von Informationen für den Echtzeitbetrieb (Echtzeitdaten) müssen Kundenanlagen oder Verteilernetze in der Lage sein, die erforderlichen Daten mit dem VNB in entsprechender zeitlicher Auflösung und Qualität auszutauschen. Sofern es effizient und für den sicheren und stabilen Netzbetrieb unkritisch ist, können bestimmte Echtzeitdaten auch über eine spontane Messwerterfassung ausgetauscht werden.

Figure 12: Echtzeitdaten durch „spontane Messwerterfassung“

		<p>Die in Figure 13 festgehaltene Veröffentlichung einer detaillierten Liste der erforderlichen Daten ist zu begrüßen.</p> <div data-bbox="344 172 1352 292" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>Der relevante VNB veröffentlicht eine detaillierte Liste der erforderlichen Daten, welche im Sinne der SOGL und deren nationalen Umsetzung für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb erforderlich sind.</p> </div> <p style="text-align: center;"><i>Figure 13: List der erforderlichen Daten gemäß SOGL</i></p> <p>Die in Figure 14 hervorgehobene Passage, führt zu der Frage – Wie wird verfahren, wenn Vorgaben durch den VNB hinsichtlich des Aufwands und/oder der Kosten überschießend sind?</p> <div data-bbox="344 448 1352 587" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>Der relevante VNB kann mit dem nachgelagerten VNB oder Netzbenutzer zusätzliche Vereinbarungen hinsichtlich der erforderlichen Daten treffen. Der tatsächliche Umfang der auszutauschenden Daten sowie sonstige erforderliche Rahmenbedingungen werden mit dem nachgelagerten VNB oder Netzbenutzer vertraglich festgelegt.</p> </div> <p><i>Figure 14: Umfang der Daten zwischen</i></p>	
8.9	5.8.8	<p><b>5.8.8 Dokumentation der Einstellparameter und Nachweisdokument</b></p> <p>Die in Figure 15 festgehaltene Notwendigkeit der Maschinenlesbarkeit des Nachweisdokuments ist zu begrüßen. Festgehalten sollte jedoch auch werden, dass der betreffende VNB ein entsprechendes Dokument zur Verfügung stellen muss.</p> <p><b>5.8.8 Dokumentation der Einstellparameter und Nachweisdokument</b></p> <p>Die Elektrofachkraft muss in der Lage sein, die Einstellparameter zu dokumentieren und auf Verlangen des VNB die Einstellparameter und ein Nachweisdokument (Anhang) in maschinenlesbarer Form an den relevanten VNB übermitteln können.</p> <p style="text-align: center;"><i>Figure 15: Nachweisdokument in maschinenlesbare Form</i></p>	<p>Vorschlag teilweise angenommen.</p> <p>Die Formulierung wurde überarbeitet: „Die Elektrofachkraft muss in der Lage sein, die Einstellparameter zu dokumentieren und auf Verlangen des relevanten VNB die Einstellparameter an diesen zu übermitteln. Weiters ist mittels des Nachweisdokumentes im Anhang oder (bevorzugt) über ein Online-Portal des Verteilernetzbetreibers die Einhaltung der Anforderungen der TOR Verteilernetzanschluss sowie des Netzanschlussvertrags zu bestätigen.“</p>

8.10	6.2.1	<p><b>6.2.1 Regelsystem und -einstellungen</b></p> <p>Die in Figure 16 beschriebenen Vereinbarungen sollten aufgrund der in Kapitel „5.4 Anforderungen hinsichtlich des Informationsaustauschs“ bereits gelieferten Argumente an die Regulierungsbehörde gemeldet werden. Der in Figure 16 hervorgehobenen Passage ist dementsprechend um folgenden (oder einen vergleichbaren Beisatz) zu ergänzen: „Bestehende, neu veröffentlichte oder geänderte Standards sind umgehend der Regulierungsbehörde zu übermitteln“. Hinsichtlich der österreichweit unterschiedlichen Vorgaben zu Regelsystemen sollte ebenso eine notwendige Freigabe durch die Regulierungsbehörde angedacht werden.</p> <div data-bbox="349 379 1364 719" style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p><b>6.2.1 Regelsysteme und -einstellungen</b></p> <p>Der relevante VNB und der nachgelagerte VNB oder Netzbenutzer bzw. VNBs mit Querverbindung auf gleicher Spannungs- und Netzebene vereinbaren die für die Netzsicherheit relevanten Systeme und Einstellungen der einzelnen Regelungsgeräte für Netze und Lasten.</p> <p>Die Vereinbarung umfasst mindestens die folgenden Aspekte:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Inselbetrieb des Netzbenutzers oder Ersatzversorgung durch Aggregat</li> <li>b) Störungen des Verteilnetzes</li> <li>c) automatischer Übergang zur Ersatzversorgung und Rückkehr zur normalen Netztopologie;</li> <li>d) automatisches Wiedereinschalten der Schutzeinrichtungen.</li> </ul> </div> <p style="text-align: center;"><i>Figure 16: Regelsysteme und -einstellungen</i></p>	<p>Vorschlag abgelehnt.</p> <p>Eine Übermittlung von Vereinbarungen zu Regelsystemen und -einstellungen an die Regulierungsbehörde wird als nicht erforderlich erachtet.</p>
8.11	9.1	<p><b>9.1 Allgemeines</b></p> <p>Die in Kapitel 9.1 Allgemeines angeführte Aufzählung zum Vertrag sollte vorrangig die aktuellen Begriffe, Netzzutrittspunkt und Netzanschlusspunkt, verwenden. Eigentumsgränze oder Zuständigkeitsbereich sollten als Hinweis oder Ergänzend (ggf. in Klammer) angeführt werden.</p> <p>Kritisch wäre, wenn, durch eine separate oder abweichende Angabe des Zuständigkeitsbereichs, unbeabsichtigter Weise der Zuständigkeitsbereich (ursprünglich klar abgegrenzt durch den Netzanschlusspunkt und Netzzutrittspunkt) korrumpiert wird. Abweichende Angaben zum Zuständigkeitsbereich sollten daher mit Bedacht gemacht werden. Um dieser Problematik entgegenzuwirken, muss sichergestellt werden, dass die vorliegenden Definitionen bereite Verwendung finden. Dazu gehört auch die Definition der „Anschlussanlage“, die derzeit nur in den AVBs der VNBs (siehe 4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept) definiert ist. Dementsprechend sollte</p>	<p>Vorschlag abgelehnt.</p> <p>„Eigentumsgränze“ und „Zuständigkeitsbereich“ werden im Gegensatz zu „Netzanschlusspunkt“ und „Netzzutrittspunkt“ als allgemein verständlich und daher in diesem Kontext als besser geeignete Begriffe erachtet.</p>

neben der Anpassung der Aufzählung in Figure 17, auch eine Definition der Anschlussanlage in die TOR Begriffe aufgenommen werden und in der TOR Reihe Verwendung finden.

In einem zwischen dem VNB oder Netzbenutzer und dem relevanten VNB abzuschließenden Vertrag sollten z.B. folgende Punkte enthalten sein:

- **Eigentumsgrenze und gegebenenfalls Grenze des Zuständigkeitsbereiches** (z.B. Verfügungsbereich, Betriebsführungsbereich, Zugangsberechtigungen) zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und VNB oder Netzbenutzer;
- Benennung eines Anlagenbetreibers mit der Gesamtverantwortung für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlage gem. ÖVE/ÖNORM EN 50110-1;
- Art und Weise der Sicherstellung der Funktionalität der Schutzeinrichtungen (z.B. Wiederholungsprüfungen), Art und Weise der Dokumentation von Prüfungen;
- Ergänzende Vereinbarungen zum Informationsaustausch, Vorgangsweise bei betriebsnotwendigen Arbeiten und geplanten Abschaltungen im Netz;
- Benennung mindestens eines jederzeit erreichbaren Schaltberechtigten jedes Partners für Schalthandlungen an der Schaltstelle;
- Abwicklung des Schaltdienstes;
- Anzuwendende Sicherheitsbestimmungen.

Figure 17: Vorschläge zu Vertragsinhalten zwischen VNB und Netzbenutzer

8.12

11.1

### 11.1 Allgemeine Anforderungen an Laststeuerdienste

Eine notwendige Beschränkung der Laststeuerdienste bei „Netzrestriktionen“, wie in Figure 18 hervorgehoben, ist sicherlich sinnvoll. Für einen solch maßgeblich Eingriff muss der Fall der „Netzrestriktionen“ jedoch klar definiert. Eine Definition des Begriffs fehlt jedoch vollends.

#### 11.1 Allgemeine Anforderungen an Laststeuerdienste

Der Netzbenutzer oder GVNB, der dem relevanten Netzbetreiber Laststeuerdienste einzeln oder gemeinsam über Aggregatoren zur Verfügung stellen will, muss mit dem relevanten VNB eine Netzzugangsvereinbarung über die technischen Bedingungen der Teilnahme bzw. entsprechenden Erbringung abschließen. In dieser Vereinbarung sind unter Anderem Details zu Laständerungsgeschwindigkeiten, Schnittstellen zum Datenaustausch, Übertragung von Online-Messwerten und Sollwertvorgaben durch den relevanten VNB festzulegen.

**Der Anschlussnetzbetreiber ist berechtigt, die Bereitstellung von Laststeuerdiensten im Falle von Netzrestriktionen zu beschränken.** Dabei ist im Falle von ungeplanten Einschränkungen im Netz des Anschlussnetzbetreibers zu beachten, dass die betriebliche Vorgabe durch den Anschlussnetzbetreiber Vorrang hat.

Figure 18: Beschränkung der Laststeuerdienste bei Netzrestriktionen

Wie bereits in Kapitel 5.4 Anforderungen hinsichtlich des Informationsaustauschs und Kapitel 6.2.1 Regelsystem und -einstellungen erläutert, ist ebenso im Bereich der Laststeuerdienste die Meldung entsprechender Vorgaben an die Regulierungsbehörde anzudenken. Auch hier würde durch die Festlegung einer Meldung die Möglichkeit geschaffen werden Entwicklungen im Bereich der Laststeuerung direkt zu verfolgen. Bei einer Meldung wären ggf. die vereinbarten Mindestzeiträume für die Anpassung der Leistungsaufnahme (siehe Figure 19) sowie die Häufigkeit der vertraglich festgelegten schnellen Wirkleistungsregelung (siehe Figure 20) interessant.

**Der Mindestzeitraum für die Anpassung der Leistungsaufnahme im Rahmen der zur Verfügung gestellten Dienstleistung wird vertraglich zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Netzbenutzer, dem GVNB oder Aggregator vereinbart.**

Figure 19: Mindestzeitraum für die Anpassung der Leistungsaufnahme

Vorschlag teilweise angenommen.

Bzgl. „Netzrestriktionen“ wurde ergänzt: „(Gefahr einer Überlastung von Netzbetriebsmitteln bzw. von Spannungsbandverletzungen)“

Meldungen bzgl. Laststeuerdienste sind im Rahmen der Verteiler-Netzentwicklungspläne vorgesehen.

8.13

11.5

### 11.5 Sehr schnelle Wirkleistungsregelung

Siehe Kapitel 11.1 Allgemeine Anforderungen an Laststeuerdienste / Figure 19.

Der relevante ÜNB kann in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber mit dem **Netzbenutzer**, einem GVNB **oder einen Aggregator** einen Vertrag zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten für eine sehr schnelle Wirkleistungsregelung schließen.

Wird die in oben genannte Einigung erzielt, ist in dem genannten Vertrag Folgendes festzulegen:

- a) Änderungen der Wirkleistung bei bestimmten Größen, wie dem Frequenzgradienten, für diesen Teil der Last;
- b) das Betriebsprinzip dieses Regelungssystems und die damit verbundenen Leistungsparameter;
- c) die Reaktionszeit für die sehr schnelle Wirkleistungsregelung, die 2 Sekunden nicht überschreiten darf.

Figure 20: Sehr schnelle Wirkleistungsregelung

Vorschlag teilweise angenommen.

Eine Meldung an die Regulierungsbehörde im Rahmen der Verteiler-Netzentwicklungspläne wird in Betracht gezogen.