

Stellungnahmen zum Konsultationsentwurf der TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A V1.4 – Kapitel 5.4

(Konsultationszeitraum: 29.04. bis 15.05.2026)



Farbcode:

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

1 Oesterreichs Energie

Nr.	Stellungnahme/Vorschlag	Antwort/Stellungnahme E-Control
1.0	Sehr geehrte Damen und Herren, anbei darf ich Ihnen die Stellungnahme zur Konsultation TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A V.1.4 samt inkl. Beilage übermitteln.	Wir bedanken uns für die Stellungnahme!
1.1	Vorgehensweise im Falle einer nachweislichen Verzögerung bei der Umsetzung der DSSkompatiblen Steuerbarkeit – Schaffung von Planungs- und Rechtssicherheit sowohl für Netzbetreiber als auch Netzbenutzer: Eingangs sei hervorgehoben, dass die österr. Netzbetreiber klar am Zielbild „Digitale Schnittstelle (DSS)“ und deren rechtzeitiger Umsetzung bis 06/2028 festhalten bzw. mit Hochdruck daran arbeiten, um die Fristen gemäß ElWG § 76 Abs. 2 zu erfüllen. Um im Falle einer nachweislichen Verzögerung bei der Umsetzung der DSS-kompatiblen Steuerbarkeit eine entsprechende Planungs- und Rechtssicherheit sowohl für Netzbetreiber als auch Netzbenutzer sicherzustellen, wird seitens der österr. Netzbetreiber folgende Ergänzung mittels Fußnote im Kapitel 5.4.1.2 vorgeschlagen: <u>„Signalisierung der netzwirksamen Leistung am Netzanschlusspunkt</u> Für die Inanspruchnahme der Steuerbarkeit zur dynamischen Vorgabe der netzwirksamen Leistung (z.B. Spitzenkappung) am Netzanschlusspunkt muss die Anlage des Netzbenutzers entsprechend den festgelegten Fristen gemäß ElWG § 76 Abs. 2 über eine standardisierte, digitale Schnittstelle verfügen (Fußnote). Fußnote: Im Falle einer nachweislich begründeten Verzögerung bei der Umsetzung der digitalen Schnittstelle, kann für die dynamische Vorgabe der netzwirksamen Leistung eine alternative Möglichkeit der Ansteuerbarkeit am Netzanschlusspunkt vorgesehen werden.“	Eine alternative Möglichkeit der Ansteuerbarkeit ist nicht vorgesehen.

	<p>Bei einer begründeten Verzögerung besteht durch diese Ergänzung die Möglichkeit die gesetzlichen Verpflichtungen für den Netzbetreiber und Netzbenutzer mit einer technischen Alternative als Übergangslösung zu erfüllen.</p> <p>Parallel zur Aufnahme der vorgeschlagenen Fußnote erachten es die österreichischen Netzbetreiber als äußerst wichtig, dass im Falle möglicher Verzögerungen beim Roll-Out der DSS jedenfalls ein frühzeitiger und aktiver Austausch zw. den relevanten Stakeholdern (u.a. Netzbetreiber, E-Control, Hersteller, Interessensverbände) sichergestellt wird.</p> <p>Mögliche Szenarien dafür wären:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Es gelingt der Herstellerbranche trotz aller Bemühungen nicht rechtzeitig, die DSS umzusetzen und entsprechende Herstellererklärungen oder Konformitätsnachweise zu liefern. • Die/der Netzbetreiber konnten trotz aller Bemühungen die DSS-Funktionen in ihren Leitsystemen (Stichwort: DSS-Portal) noch nicht vollständig in Betrieb nehmen oder aktivieren. <p><u>Fall-Back-Funktion nach Ausfall der Kommunikation:</u></p> <p>Im Satz: „Diese Funktion garantiert, dass im Falle eines Kommunikationsausfalles, eine reduzierte Leistung (vertraglich vereinbarte Mindestleistung, z.B. 70 % der Modulspitzenleistung gemäß EIWG § 101 Abs. 2) am Netzanschlusspunkt eingehalten wird“, sollte zur Präzisierung bzw. besseren Nachvollziehbarkeit statt der Begriff „vertraglich vereinbarte maximal zulässige Einspeiseleistung“ herangezogen werden.</p>	
1.2	<p>Mit der aktuellen Beschreibung ist nicht abschließend klar definiert, welche verschiedenen Varianten des Kommunikationsmediums zwischen Netzbetreiber und Kundenanlage möglich sind. Aus diesem Grund ist eine genauere Beschreibung des „Internet“ erforderlich.</p> <p>Textergänzung: „Die Signalgebung vom Netzbetreiber erfolgt über die kundeneigene Internetverbindung (Fußnote) mittels standardisiertem Kommunikationsprotokoll.</p> <p>Fußnote: DSL-Anschluss, Kabel-Anschluss, Glasfaser-Anschluss, LTE/5G (mobiles Internet oder LTE 450) oder Satelliteninternet.“</p>	<p>Teilweise angenommen. Die Fußnote ist nicht notwendig.</p>
1.3	<p>Grundsatzfrage - ist die explizite Aufnahme des Absatzes überhaupt notwendig, oder ergibt sich das nicht ohnehin direkt über die (bereits) geltenden VO/RL und Gesetze? Es besteht wohl eher die Gefahr, dass relevante Änderungen von VO/RL und Gesetzen nicht immer rechtzeitig in den TOR nachgezogen werden. Wir schlagen daher eine vereinfachte Formulierung vor.</p> <p>Textvorschlag: „Netzbetreiber und Netzbenutzer sind jeweils für ihre technischen Systeme, insbesondere in Bezug auf die Cybersicherheit gemäß den einschlägigen Rechtsakten verantwortlich.“</p>	<p>Die Verweise dienen zur besseren Übersicht.</p>

2 Bundesverband Photovoltaic Austria

2.0	<p>Sehr geehrte Damen und Herren, anbei finden Sie unsere Stellungnahme zur TOR SEA Typ A v1.4.</p>	<p>Wir bedanken uns für die Stellungnahme!</p>
2.1	<p><u>Möglichkeit der Leistungsvorgabe am NAP</u> Wir vertreten die Auffassung, dass zumindest die Möglichkeit geschaffen werden muss, fortschrittlichen Netzbetreibern die Umsetzung der Wirkleistungsbeendigung am NAP zu ermöglichen. Es handelt sich hier um ein Entgegenkommen der österreichischen PV- & Speicher-Branche, da in den vergangenen Jahren keine Bewegung für eine Umsetzung der WLV am NAP stattgefunden hat. Zur Vollständigkeit sei dazu noch festgehalten, dass seit diesem Jahr in Deutschland auf Basis der VDE AR 4105/2026 in Punkt 5.7.4.2.2. "Netzsicherheitsmanagement" eine Leistungsvorgabe für Anlagen < 100 kW an der Übergabestelle möglich ist. Der Ansatz offener Formulierungen, um künftig die bestmögliche Lösung entwickeln zu können, sollte auch der Ansteuerbarkeit gemäß EIWG zugrunde gelegt werden.</p>	<p>Angenommen. Der Netzbetreiber kann die Beendigung auch am Netzanschlusspunkt fordern.</p>
2.2	<p><u>Signalübergabe am NAP</u> In der Praxis besteht bei der Umsetzung der Wirkleistungsbeendigung das gravierende Problem, dass die Netzbetreiber die Art der Signalübertragung in der Regel bis zum Wechselrichter vorgeben. Die Signalübergabe sollte jedoch am NAP erfolgen. Aus Sicht der Branche ist nicht nachvollziehbar, weshalb der Netzbetreiber die Übertragungsart hinter dem Zählpunkt vorgeben darf, obwohl</p> <ul style="list-style-type: none"> • die damit verbundenen Kosten vom Kunden getragen werden und • die Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber dennoch getestet werden kann. <p>Wir empfehlen daher nachdrücklich eine Anpassung, die dem Kunden die Entscheidungsgewalt einräumt.</p>	<p>Zur Kenntnis genommen. Die Vorgangsweise wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.</p>
2.3	<p><u>Gleiche Pinbelegungen Österreichweit</u> Je nach Netzgebiet verwenden Netzbetreiber unterschiedliche Pinbelegungen zur Wirkleistungsbeendigung. Aus Sicht der Branche sollte hier österreichweit einheitlich vorgegangen werden. Bei einer österreichweit einheitlichen Pinbelegung könnte die Anforderung in die OVE Richtlinie R 25 und damit in das Österreich--Setting der Wechselrichter übernommen werden. Dadurch würde eine weitere potenzielle Fehlerquelle reduziert werden.</p>	<p>Zur Kenntnis genommen. Eine einheitliche Vorgangsweise wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.</p>
2.4	<p><u>Leistungsvorgabe statt „dynamische“ Leistungsvorgabe</u> Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb im Entwurf ausschließlich die „dynamische“ Leistungsvorgabe adressiert wird bzw. wie sich eine davon abzugrenzende „statische“ Leistungsvorgabe konkret darstellen soll. Beispielsweise könnte eine Leistungsvorgabe auch nur zweimal jährlich angepasst werden, was insbesondere für Endkunden im Einfamilienhausbereich leichter verständlich wäre. Vor diesem Hintergrund ist zudem unklar, ob eine solche Ausgestaltung bereits als „dynamische“ Leistungsvorgabe zu qualifizieren wäre. Um diese begriffliche Unsicherheit und daraus entstehende Diskussionen zu vermeiden, schlagen wir vor, den Begriff „dynamisch“ im gesamten Textentwurf zu streichen.</p>	<p>Eine dauerhafte statische Begrenzung der netzwirksamen Leistung ist gemäß EIWG § 101 möglich.</p>

2.5	<p><u>Keine Internetpflicht, sondern technologieoffene Formulierung</u> Wir sind der Ansicht, dass eine Ansteuerung über das Internet insbesondere für Anlagen < 20 kW sinnvoll sein kann. Gleichzeitig bestehen jedoch Bedenken, eine Internetanbindung für sämtliche Typ Anlagen verpflichtend vorzuschreiben. Beispielsweise sind in Oberösterreich Anlagen ab 100 kW bereits heute verpflichtet, einen Parkregler zu installieren. Für diese Anlagen wäre daher ebenso eine Einbindung in das Netzleitsystem des Netzbetreibers möglich. Es stellt sich die Frage, weshalb diese Option nicht zulässig sein sollte. Zudem ist das Thema Cybersecurity zu berücksichtigen. Aus unserer Sicht wird mittelfristig eine Risikoabwägung erforderlich sein, ab welcher Anlagengröße eine direkte Verbindung zum öffentlichen Internet nicht mehr zulässig sein sollte. Dies insbesondere vor dem Hintergrund, dass im Privatbereich Cybersecurity häufig nicht ausreichend berücksichtigt wird, die geopolitische Lage angespannt ist und beispielsweise Estland bereits heute fordert, dass Anlagen ab 100 kW nicht direkt mit dem öffentlichen Internet verbunden sein dürfen. Vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, technologieoffen vorzugehen und eine entsprechend offene Formulierung zu wählen. Zusammenfassend empfehlen wir daher, den Zusatz „über das Internet“ ersatzlos zu streichen.</p>	Die Signalgebung vom Netzbetreiber erfolgt über die Internetverbindung des Netzbetreibers. Eine alternative Möglichkeit für Anlagen ab z.B. 100 kW wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.
2.6	<p><u>Keine Notwendigkeit der Nennung der Cyberresilienz-Verordnung</u> Die Cyberresilienz Verordnung ist nach unserem Verständnis eine EU Verordnung, deren Einhaltung durch Hersteller ohnehin Voraussetzung für das Inverkehrbringen entsprechender Produkte ist. Insofern erscheint der Verweis im gegenständlichen Kontext entbehrlich und sollte im Sinne der Lesbarkeit entfallen. Unabhängig davon dürfte zudem eine falsche Verordnung referenziert worden sein; die Cyberresilienz Verordnung trägt die Nummer (EU) 2024/2847.</p>	Die Verweise dienen zur besseren Übersicht.
2.7	<p><u>Ansteuerbarkeit am Netzanschlusspunkt, nicht von Netzbenutzern</u> Die Ansteuerbarkeit sollte sich nicht auf einzelne Netzbenutzer, sondern auf den Netzanschlusspunkt beziehen. Insbesondere bei Hybridanlagen könnten ansonsten unterschiedliche Ansteuerungsanforderungen je Netzbenutzer durch den Netzbetreiber entstehen. Dies ist bei einer klaren Leistungsvorgabe am NAP nicht erforderlich und daher sollte daher das Wort „Netzbenutzer“ an der entsprechenden Stelle entfernt werden.</p>	Angenommen.
2.8	<p><u>Drittssysteme wie Hersteller Clouds und Aggregatoren ermöglichen</u> Vor dem Hintergrund des bereits mehrfach genannten Ansatzes technologieoffener Formulierungen ist nicht nachvollziehbar, weshalb Kommunikationswege über Drittssysteme grundsätzlich ausgeschlossen werden. Dadurch würden sowohl Hersteller-Clouds als auch Aggregatoren faktisch unzulässig. Beides sollte jedoch nicht ausgeschlossen werden. Wenn der Netzbetreiber im Rahmen seiner Risikoanalyse zum Ergebnis kommt, dass ein Drittssystem sicher und kosteneffizient betrieben werden kann, sollte dessen Nutzung zulässig sein.</p>	Eine Kommunikation über Drittssysteme ist nicht vorgesehen. Eine Mitnutzung der Schnittstelle für Aggregatoren wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.
2.9	<p><u>Bewertung von Verfügbarkeit erforderlich</u> Die Schnittstelle sollte zwar in der Lage sein, im Minutenbereich zu reagieren, jedoch ist kritisch zu hinterfragen, ob eine durchgehende 24/7 Verfügbarkeit zwingend erforderlich ist. Die Verfügbarkeitsanforderungen sollten vielmehr an die Dynamik der Leistungsvorgaben angepasst</p>	Zur Kenntnis genommen. Der Vorschlag wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.

	werden. Wir schlagen vor, eine angemessene Verfügbarkeit in Anlehnung an Punkt 7.1 SoMa „Datenaustausch Netzbetrieb“ zu definieren, in dem eine maximale Ausfallszeit von mindestens 672 Stunden pro Jahr vorgesehen ist. Darüber hinaus sollte evaluiert werden, wieso in Punkt 5.4.1 TOR Typ B der „Sollwert innerhalb von 5 Minuten zu erreichen“ ist und gemäß diesem Entwurf bei Typ A Anlagen innerhalb von „einer Minute zu reagieren“ ist. Ohne sachliche Begründung sollte die identische Formulierung wie für Typ B übernommen werden, um Inkonsistenzen und unnötige Diskussionen zu vermeiden.	
--	--	--

3 Fronius International GmbH

3.0	Sehr geehrte Damen und Herren, anbei sende ich Ihnen im Namen der Fronius International GmbH unsere Stellungnahme zur Konsultation TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A V.1.4.	Wir bedanken uns für die Stellungnahme!
3.1	Zuerst das Protokoll spezifizieren und dann ausreichend Zeit für die Implementierung gewähren! Wir sehen die Idee im Konsultationsentwurf eine für die Hersteller realistische Zeit zur Implementierung von openADR herbeizuführen sehr positiv, jedoch wird dies unserer Meinung nach durch den Entwurf nicht bewerkstelligt. Aktuell ist das anzuwendende openADR Protokoll noch nicht für Österreich spezifiziert. Es ist weder beschrieben welche Version von openADR verwendet werden soll noch, wie die Use Cases definiert sind. Diese Vorarbeit muss unbedingt abgeschlossen sein, bevor die Hersteller die Implementierung auf ihren Geräten starten können. Diese Anpassung muss beim Hersteller koordiniert und zeitlich eingeplant werden. Die Planung kann aber nur erfolgen, wenn eine eindeutige Frist definiert wird. Deswegen benötigt es eine hinreichend lange Frist für die Implementierung durch die Hersteller. Dazu schlagen wir die folgenden zwei Möglichkeiten vor (abhängig davon, ob die Spezifizierung seitens der Netzbetreiber bereits datiert werden kann): <ul style="list-style-type: none"> • Das Protokoll muss seitens der Netzbetreiber bis spätestens 1.6.2027 vollständig, inkl. Use Cases und Österreich-Profil, definiert und spezifiziert sein. Ab 1. Juni 2028 müssen die Stromerzeugungsanlagen dieses Protokoll unterstützen. • Ab Veröffentlichung der Protokollspezifikation inkl. Use Cases und Österreich-Profil haben die Hersteller von Stromerzeugungsanlagen mind. ein Jahr Zeit für die Implementierung des Protokolls in ihren Geräten. Diese Frist endet jedoch frühesten am 1. Juni 2028. 	Teilweise angenommen. Es wurde eine Frist für die Spezifikation des Protokolls eingefügt.
3.2	Kommunikation über Herstellersysteme erlauben. Eine direkte Kommunikation liegt auch dann vor, wenn sie über ein Herstellersystem (z. B. Backend oder Infra-struktur der Hersteller) abgewickelt wird. Bereits heute werden Befehle über die Infrastruktur der Hersteller empfangen und an die Geräte übermittelt. Dies hat den Vorteil, dass keine zusätzlichen Protokolle am Gerät erforderlich sind, somit keine Hardwareänderung, und die Umsetzung durch die Hersteller zügig erfolgen kann.	Eine Kommunikation von Drittsystemen ist nicht vorgesehen.
3.3	Eine einheitlich Fallbackfunktion für ganz Österreich Die Fallbackfunktion muss über die TOR genau definiert werden, damit diese durch den Hersteller vorkonfiguriert werden kann und somit Fehler bei der Inbetriebnahme vermieden werden. Keine Wahlfreiheit für den Netzbetreiber, sondern klar geregelt.	Die entsprechenden Zeilen wurden angepasst. Eine Ergänzung erfolgt ggf. in einer späteren Version.

3.4	Wir begrüßen die Signalgebung über das Internet. Vor allem im Residential-Bereich ist es nahezu Standard, dass die Stromerzeugungsanlagen im Internet sind. Auch in anderen Ländern z.B. Australien wird das Kundeninternet für die Signalübertragung verwendet. Somit begrüßen wir diesen Schritt.	Zur Kenntnis genommen.
3.5	Bidirektionale Wallboxen, Speicher und bereits etablierte Protokolle Es ist unklar, wie und in welcher Art zukünftig bidirektionale Wallboxen und Speicher gesteuert werden. Dazu wird um Klarstellung gebeten. Sowie in bei den Wechselrichterherstellern (IEEE 2030.5) hat sich auch bei den Wallboxherstellern bereits ein Protokoll durchgesetzt (OCPP).	Zur Kenntnis genommen. „Die Kommunikation der digitalen Schnittstelle des Netzbetreibers mit dem Leitsystem des relevanten Netzbetreibers erfolgt über ein Protokoll des Kommunikationsstandards OpenADR“. Dies gilt für Stromerzeugungsanlagen gemäß EIWG.
3.6	Interferierende Steuerbefehle Es bedarf einer klaren Regelung, was im Zuge von abweichenden Vorgaben geschehen soll (z.B. Netzbetreiber gibt eine geringe Leistung vor jedoch wurde bereits vorab über einen Aggregator eine gewisse Einspeiseleistung zugesichert).	Zur Kenntnis genommen. Die Anmerkung wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.

4 Technologieplattform Smart Grids Austria

4.0	Sehr geehrte Damen und Herren, anbei übermitteln wir Ihnen die Stellungnahme der Technologieplattform Smart Grids Austria zum Konsultationsentwurf der TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A Version 1.4 .	Wir bedanken uns für die Stellungnahme!
4.1	<u>Einbindung von Drittsystemen und Marktakteuren</u> Die derzeitige Festlegung im Entwurf wonach „eine Kommunikation über Drittsysteme nicht vorgesehen ist“, schließt aktuell die technische Einbindung von Aggregatoren, Energiegemeinschaften sowie datenbasierten Plattformlösungen aus. Aus unserer Sicht steht diese Einschränkung im Spannungsfeld mit bestehenden sowie absehbaren zukünftigen Anforderungen, insbesondere in Bezug auf: <ul style="list-style-type: none"> • Flexibilitätsmärkte und Aggregatormodelle • Energiegemeinschaften • Cloudlösungen • europäische Vorgaben zur Marktöffnung, etwa im Kontext des Data Act Unklare Zielsetzung der Schnittstelle (Netzbetrieb vs. Marktintegration) Die derzeit beschriebenen Anwendungsfälle beschränken sich auf netzbetriebliche Maßnahmen, etwa Spitzenkappung, Abschaltungen oder Systemschutz. Anregung: Es wird angeregt klarzustellen, ob die Schnittstelle ausschließlich für netzbetriebliche Zwecke vorgesehen ist oder ob perspektivisch auch marktliche Anwendungen – beispielsweise zur Flexibilitätsbereitstellung oder zur Vermarktung erneuerbarer Einspeisung – unterstützt werden sollen. Wie es auch bei dem Projekt Digitale Kundenschnittstelle vorgesehen war.	Eine Kommunikation über Drittsysteme ist nicht vorgesehen. Eine Mitnutzung der Schnittstelle für Aggregatoren wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.
4.2	<u>Skalierbarkeit und Mehrfachnutzung der Schnittstelle</u> Die aktuelle Ausgestaltung sieht eine dedizierte Kommunikationslinie zwischen Netzbetreiber und Anlage	Eine Mitnutzung der Schnittstelle für Aggregatoren wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.

	<p>vor. Anforderungen an eine parallele Nutzung durch mehrere Rollen – etwa Aggregatoren oder Energiemanagementsysteme – werden bislang nicht adressiert.</p> <p>Anregung: Eine frühzeitige Betrachtung von Mehrmandantenfähigkeit sowie klar definierten Rollen- und Zugriffsmodellen wird empfohlen, um zukünftige Systemarchitekturen angemessen zu unterstützen.</p> <p>Anpassungsvorschlag: Es wird empfohlen klarzustellen, ob – und gegebenenfalls unter welchen Voraussetzungen – eine Einbindung autorisierter Dritter vorgesehen ist und wie ein diskriminierungsfreier Zugang für neue Marktakteure sichergestellt werden kann und damit die Schnittstelle auch eine Mehrfachnutzung und Skalierung ermöglicht.</p>	
4.3	<p><u>Konkretisierung und Zeithorizont der OpenADR-Implementierung</u></p> <p>Die vorgesehene Verwendung eines einheitlichen Standards wie OpenADR als Kommunikationsstandard wird ausdrücklich begrüßt. Gleichzeitig wird im Entwurf darauf hingewiesen, dass die konkrete Ausgestaltung derzeit „für österreichische Anforderungen noch standardisiert wird“ für Hersteller und Marktakteure ohne entsprechende Informationen und Fristen zu Problemen in der notwendigen Umsetzung führt. Aktuell ist das anzuwendende openADR Protokoll noch nicht für Österreich spezifiziert. Es ist weder beschrieben welche Version von openADR verwendet werden soll noch, wie die Use Cases definiert sind. Diese Vorarbeit muss unbedingt abgeschlossen sein, bevor Hersteller die Implementierung auf ihren Geräten starten können. Deswegen benötigen es eine hinreichend lange Frist für die Implementierung durch die Hersteller.</p> <p>Anpassungsvorschlag: Zur Sicherstellung der Interoperabilität und Umsetzung wird die Definition einer einheitlichen nationalen Spezifikation empfohlen, insbesondere in Bezug auf:</p> <ul style="list-style-type: none"> • die verwendeten Profile, • die unterstützten Use Cases sowie • einheitliche und verbindliche Implementierungsvorgaben. <p>Ebenso sollte klargestellt werden, wo und durch welche Instanz dieser Standard verwaltet wird und in welcher Form dieser für Netzbetreiber, Marktakteure und Hersteller zugänglich ist.</p>	Es wurde eine Frist für die Spezifikation des Protokolls eingefügt.
4.4	<p><u>Fehlende Definition von Datenmodellen</u></p> <p>Obwohl die Übermittlung von Sollwerten vorgesehen ist, fehlen derzeit konkrete Festlegungen zu:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Datenstrukturen, • semantischen Definitionen sowie • der Erweiterbarkeit der Schnittstelle. <p>Anpassungsvorschlag: Die Ergänzung standardisierter, maschinenlesbarer Datenmodelle wird empfohlen, um Interoperabilität sowie die Integration in datenbasierte Systeme und Plattformen zu ermöglichen (z. B. durch ein verbindliches nationales OpenADR-Profil mit klar definierten Payloads).</p>	Zur Kenntnis genommen. Der Änderungsvorschlag wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.
4.5	<p><u>Datenaustausch und Datenverfügbarkeit</u></p> <p>Kapitel 5.6 enthält derzeit keine Anforderungen an den Datenaustausch, etwa im Hinblick auf Echtzeitdaten.</p> <p>Anpassungsvorschlag: Eine Mindestdefinition von Datenverfügbarkeiten und Datenzugängen könnte einen wesentlichen Beitrag leisten, insbesondere für:</p>	Zur Kenntnis genommen. Der Änderungsvorschlag wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.

	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoring und Systemoptimierung, • die Entwicklung datenbasierter Dienstleistungen sowie • Forschung und Weiterentwicklung des Energiesystems. 	
4.6	<p><u>Fall-Back-Funktion nach Ausfall der Kommunikation</u> Die Fallbackfunktion muss über die TOR genau definiert werden, damit die durch den Hersteller vorkonfiguriert werden kann und somit Fehler bei der Inbetriebnahme vermieden werden.</p>	Die entsprechenden Zeilen wurden angepasst. Eine Ergänzung erfolgt ggf. in einer späteren Version.
4.7	<p><u>Fehlende Fristen und zeitliche Planung</u> Derzeit fehlen klare zeitliche Vorgaben und Fristen für die Konkretisierung, Umsetzung und verbindliche Anwendung der vorgesehenen Regelungen und technischen Spezifikationen. Wie oben angeführt ist die Darlegung „für österreichische Anforderungen noch standardisiert wird“ zeitlich nicht absehbar und planbar. Dadurch ergibt sich für Hersteller und Marktakteure ein großes Risiko. Anpassungsvorschlag: Die Festlegung transparenter Fristen und Übergangszeiträume wird empfohlen, um Planungs- und Investitionssicherheit für Netzbetreiber, Hersteller und Marktakteure zu schaffen und eine koordinierte, effiziente Umsetzung zu ermöglichen. Vorschlag 1) Das Protokoll muss seitens der Netzbetreiber bis spätestens 1.X.2027 vollständig definiert und spezifiziert inkl. Use Cases und Österreich Profil sein. Ab 1. Juni 2028 müssen die Stromerzeugungsanlagen das Protokoll unterstützen. Vorschlag 2) Ab Veröffentlichung der Protokollspezifikation inkl. Use Cases und Österreich Profil haben die Hersteller max. ein Jahr Zeit für die Implementierung des Protokolls auf ihre Geräte. Diese Frist endet jedoch frühesten am 1. Juni 2028.</p>	Es wurde eine Frist für die Spezifikation des Protokolls eingefügt.
4.8	<p><u>Bidirektionale Wallboxen, Speicher und bereits etablierte Protokolle</u> Es ist unklar, wie und in welcher Art zukünftig bidirektionale Wallboxen und Stromspeicher gesteuert werden. Diese sind nach dem EIWG ebenso als Erzeuger definiert und fallen somit unter den vorliegenden Entwurf. Hintergrund: Sowie bei den Wechselrichterherstellern (IEEE 2030.5) hat sich auch bei den Wallboxherstellern bereits ein Protokoll durchgesetzt (OCPP). Hier bedarf es einer klaren Regelung was im Zuge von abweichenden Vorgaben z.B. Netzbetreiber gibt eine geringe Leistung vor jedoch wurde bereits vorab über einen Aggregator eine gewisse Einspeiseleistung zugesichert. Dazu wird dringend um Klarstellung gebeten.</p>	Zur Kenntnis genommen. „Die Kommunikation der digitalen Schnittstelle des Netzbetreibers mit dem Leitsystem des relevanten Netzbetreibers erfolgt über ein Protokoll des Kommunikationsstandards OpenADR“. Dies gilt für Stromerzeugungsanlagen gemäß EIWG.

5 Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie 1/2

5.0	Sehr geehrte Damen und Herren, wir bedanken uns für die Einladung zur Stellungnahme und ersuchen, die unten beschriebenen Empfehlungen zu berücksichtigen.	Wir bedanken uns für die Stellungnahme!
5.1	<p><u>Netzanschlussantrag</u> Dazu stellt der (zukünftige) Netzbetreiber einen Netzanschlussantrag beim relevanten Netzbetreiber mit zumindest folgenden Informationen (z.B. über ein Formular von der Homepage des Netzbetreibers):</p>	Zur Kenntnis genommen. Der Änderungsvorschlag wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.

	<ul style="list-style-type: none"> • [...] • Prognostizierte Jahresenergiemenge in kWh • Hersteller der Stromerzeugungsanlage <p>Begründung: Laut Empfehlung der EU ICT Supply Chain Security Toolbox (Link: https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/library/toolbox-improve-ict-supply-chain-security), sollen die Mitgliedsstaaten ein Monitoring zu Abhängigkeiten von Drittstaaten einführen, um rechtzeitig Maßnahmen zur Minimierung von Lieferkettenrisiken vornehmen zu können. Die Angabe des Herstellers bei Stromerzeugungsanlagen trägt dazu bei, die benötigten Daten zur Abhängigkeit zu ermitteln.</p>	
5.2	<p><u>Netzanschlussvertrag</u></p> <p>[...] Die im Netzanschlussvertrag vereinbarte Maximalkapazität Pmax und die netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt ist immer einzuhalten. Eine Stromerzeugungsanlage darf kein Cybersicherheitsrisiko für den Netzbetrieb darstellen. In diesem Zusammenhang sind bei Vereinbarung des Netzanschlussvertrags europäische Regelungen zu Hochrisikolieferanten sowie entsprechende Sicherheitslisten der Europäischen Union zu beachten.</p> <p>Begründung: Laut EIWG kann der Netzanschluss aufgrund von Sicherheitsbedenken abgelehnt werden. Laut Erläuterungen zum EIWG inkludieren Sicherheitsbedenken auch Cyberbedrohungen im Sinne der EU-Verordnung 2019/881 (Cybersecurity Act). Daher sollte ein Verweis auf Sicherheitslisten der Europäischen Union erfolgen.</p>	Zur Kenntnis genommen. Sicherheitsbedenken werden in der Verordnung gemäß EIWG § 93 angeführt.
5.3	<p><u>Signalgebung der netzwirksamen Leistung am Netzanschlusspunkt</u></p> <p>[...] Es ist sicherzustellen, dass die Cybersicherheit der Schnittstelle, der Hersteller und der Netzbetreiber jederzeit gewährleistet ist und die anzuwendenden einschlägigen Rechtsakte eingehalten werden. Dazu zählen insbesondere die Verordnung (EU) 2020/1828 (Cyberresilienz-Verordnung), die Richtlinie (EU) 2022/2555 über Maßnahmen für ein hohes gemeinsames Cybersicherheitsniveau in der Union (NIS2-Richtlinie) sowie das Netz- und Informationssystem-sicherheitsgesetz 2026, die Richtlinie (EU) 2022/2557 über die Resilienz kritischer Einrichtungen sowie das Resilienz kritischer Einrichtungen-Gesetz und sektorspezifische Rechtsvorschriften wie der Netzkodex mit Vorschriften für Cybersicherheitsaspekte grenzüberschreitender Stromflüsse (Delegierte Verordnung (EU) 2024/1366). Ergebnisse von Risk Assessments z.B. durch die E-Control in Zusammenarbeit mit Organisationen wie der ENISA oder Europäischen Kommission sind zu berücksichtigen.</p> <p>Begründung: Da sich NIS-2 in erster Linie auf Organisationen bezieht, muss hier der Verweis auf die Hersteller und Netzbetreiber erfolgen, damit die Konformität mit NIS-2 ermöglicht wird. Weiters zeigt die Diskussion auf europäischer Ebene, dass neue/adaptierte Rechtsakte vorbereitet werden, welche den Zugang von Hochrisikoherstellers zu kritischer Infrastruktur einschränken. Die Europäische Kommission verweist in einem Schreiben an das Europäische Parlament und den Rat zur Stärkung der wirtschaftlichen Sicherheit auf Seite 17 (Link: eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=celex:52025JC0977<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=celex:52025JC0977>), dass der Zugang von Hochrisikolieferanten zu kritischer Infrastruktur EU-weit eingeschränkt werden soll. Dies sollte auch in Österreich beachtet werden. In diesem Zusammenhang hält</p>	Die entsprechenden Zeilen wurden angepasst.

der FEEI die Durchführung eines Risk Assessment durch die E-Control in Zusammenarbeit mit Organisationen wie der ENISA sowie der EU-Kommission für angemessen.	
--	--

6 Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie 2/2

6.0	<p>Sehr geehrte Damen und Herren, im Folgenden möchte ich Ihnen zusätzlich Anmerkungen des FEEI zur Änderung der TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A, Version 1.4. mit der Bitte um Berücksichtigung übermitteln - für Fragen steht der FEEI selbstverständlich zur Verfügung.</p>	Wir bedanken uns für die Stellungnahme!
6.1	<p><u>Fehlende Klassifizierung bidirektionaler Ladeinfrastruktur (V2G)</u> Bezug: Kapitel 2.4, S. 11; Kapitel 2.1, S. 9 Problem: Die TOR behandelt Stromspeicher je nach Netzwirkung als Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen. Bidirektionale Ladestationen (V2G) werden jedoch nicht explizit erwähnt. Eine DC-Ladestation im V2G-Modus fungiert als Schnittstelle zu einem Speicher (dem Elektrofahrzeug), ist aber nicht dessen Eigentümer. Unklar ist:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wer gilt als „Netzbenutzer“: Ladestationsbetreiber, Fahrzeughalter oder beide? • Ab wann wird eine bidirektionale Ladestation als Erzeugungsanlage klassifiziert? • Gilt Kapitel 2.4 für die Ladestation, das Fahrzeug oder den aggregierten Ladepark? <p>Empfehlung: Ergänzung einer expliziten Regelung zur Klassifizierung bidirektionaler Ladeinfrastruktur und Klärung der Verantwortlichkeiten.</p>	<p>Zur Kenntnis genommen. „Die Kommunikation der digitalen Schnittstelle des Netzbenutzers mit dem Leitsystem des relevanten Netzbetreibers erfolgt über ein Protokoll des Kommunikationsstandards OpenADR“. Dies gilt für Stromerzeugungsanlagen gemäß EIWG.</p>
6.2	<p><u>OpenADR-Protokollprofil noch nicht definiert</u> Bezug: Kapitel 5.4.1.2, S. 35, Fußnote 25 Problem: Fußnote 25 gibt an: „Das entsprechende OpenADR Protokoll befindet sich aktuell in Entwicklung.“ Die TOR tritt jedoch mit konkretem Umsetzungstermin gemäß EIWG §76 Abs. 2 in Kraft – das zu implementierende Protokoll existiert aber noch nicht. Es ist zudem offen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Durch mangelnde Berücksichtigung von bidirektionalen Ladestationen ist nicht klar, ob OpenADR typischerweise mit ganzen Ladeparks spricht oder mit einzelnen Ladestationen. • Aus unserer Sicht wären zwei Szenarien typisch: • Netzbetreiber à OpenADR à lokales EMS à Modbus à Ladestationen • Netzbetreiber à OpenADR à CPO/CSMS à OCPP à Ladestationen <p>Empfehlung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Veröffentlichung eines Zieldatums für die Fertigstellung des österreichischen OpenADR Profils • Übergangsregelung: Nutzung alternativer interoperabler Schnittstellen bis zur Veröffentlichung des AT OpenADRn Profils mit angemessener Übergangsfrist (z.B. 12 Monate nach Publikation) à z.B. direkt IEC 62746-10-1 	<p>Teilweise angenommen. Die entsprechenden Zeilen wurden ergänzt.</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • Klarstellung der Kommunikationswege im Fall von Ladeparks (was ist der Endpunkt aus Sicht von OpenADR) 	
6.3	<p><u>Cybersicherheitsanforderungen zu unspezifisch für Umsetzung</u> Bezug: Kapitel 5.4.1.2, S. 34 Problem: Die TOR fordert die Gewährleistung der Cybersicherheit unter Verweis auf NIS2, NISG 2026, Cyber Resilience Act und weitere Rechtsakte. Produktspezifische technische Standards (z.B. IEC 62443, EN 18031, ETSI EN 303 645) werden nicht genannt. Für Hersteller ist „Einhaltung von NIS2“ nicht umsetzbar – NIS2 und NISG 2026 sind organisatorische Vorgaben, keine Produktstandards. Empfehlung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verweis auf konkrete produktbezogene Cybersicherheitsstandards (z.B. IEC 62443-4-2, EN 18031-1) • Klarstellung, ob die Cybersicherheitspflicht beim Anlagenbetreiber, beim Gerätehersteller oder bei beiden liegt – der FEEI hat in der Stellungnahme von 13. Mai einen ersten, entsprechenden Textvorschlag gemacht. • Unterscheidung zwischen Schnittstelle zum Netzbetreiber (OpenADR), Schnittstelle zum Fahrzeug (ISO 15118), lokale EMS (Feldbus wie Modbus) – unterschiedliche Bedrohungsmodelle. 	<p>Teilweise angenommen. Die entsprechenden Zeilen wurden ergänzt.</p>
6.4	<p><u>Reaktionszeit-Asymmetrie: Erzeuger vs. steuerbare Verbraucher</u> Bezug: Kapitel 5.4.1.2, S. 34–35; EIWG §76 Problem: Die 1-Minuten-Reaktionszeit ist für Erzeugungsanlagen definiert. Ladeinfrastruktur kann jedoch auch als steuerbare Verbraucher gemäß EIWG §76 eingestuft werden. Weder TOR noch EIWG §76 definieren klare Reaktionszeiten für große steuerbare Verbraucher. Empfehlung: Klarstellung, ob Ladeinfrastruktur als „steuerbare Verbraucher“ unter EIWG §76 gilt und welche technischen Anforderungen gelten (Protokoll, Reaktionszeit, Fallback-Logik).</p>	<p>Zur Kenntnis genommen. Eine Anpassung wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.</p>
6.5	<p><u>Digitale Ansteuerbarkeit / dynamische Leistungsvorgabe</u> Bezug: Kapitel 5.4.1.2 Der Entwurf erzeugt im Vergleich zur deutschen §14a-Ausgestaltung (BK6-22-300 + VDE-FNN-Empfehlungen) eine stärkere Protokoll- und Architekturbindung (OpenADR exklusiv, kein Drittsystem). Grundsätzlich wäre es aus Sicht des FEEI wünschenswert, EU-weite Standards zu etablieren und sich an etablierten Vorgaben in anderen Mitgliedsstaaten wie Deutschland zu orientieren, um eine Fragmentierung des Binnenmarkts und damit einhergehende höhere Kosten zu vermeiden. Uns ist bewusst, dass OpenADR in Verbindung mit dem IEC ein internationaler Standard ist, die Spezifikation für Österreich in der TOR schränkt diesen jedoch stark ein. 5.1) Mehrprotokoll-Pfad und Markthürde für Multi-Market-Produkte Der Entwurf legt für die Vorgabewerte am Netzanschlusspunkt eine direkte Kommunikationslinie des Netzbetreibers zur digitalen Schnittstelle fest und benennt OpenADR (IEC 62746-10-1) als Kommunikationsstandard; Drittsysteme sind dabei nicht vorgesehen. In Deutschland werden die §14a-Vorgaben über BK6-22-300 (Anlage 1) umgesetzt; die Festlegung selbst schreibt kein einzelnes Protokoll fest. Für die technische Standardisierung werden in</p>	<p>Die Kommunikation vom Netzbetreiber erfolgt über ein Protokoll des Kommunikationsstandards OpenADR.</p>

Deutschland bundeseinheitliche Empfehlungen (VDE FNN) herangezogen; dort ist EEBUS als Mindeststandard beschrieben, gleichzeitig wird festgehalten, dass andere Ausprägungen grundsätzlich möglich sind. Im Feld existieren zudem parallele Implementierungswege (digitale Schnittstelle/EEBUS und Relaiskontakte) in Steuertechnikprodukten.

Problem: Die Kombination „OpenADR exklusiv“ (AT) versus „EEBUS-Mindeststandard + Alternativen/Relaispfade“ (DE) führt zu einem Mehrprotokoll-Pfad und erhöht Entwicklungs-, Test- und Betriebskosten für Hersteller, die AT/DE parallel bedienen müssen. Das trifft insbesondere Komponenten, die bereits heute TOR-Nachweise/Zertifikate erbringen müssen.

5.2) Architekturkonflikt „kein Drittsystem“ (AT) vs „EMS möglich“ (DE) Der Entwurf schließt die Kommunikation über Drittsysteme aus („nicht vorgesehen“) und verlangt eine Reaktion auf Sollwerte innerhalb kurzer Fristen. In Deutschland sieht BK6-22-300 Anlage 1 explizit vor, dass Betreiber zwischen Direktsteuerung und Steuerung über ein Energie-Management-System (EMS) entscheiden. Marktseitig wird die „indirekte Steuerung über Energiemanagement“ als Zielbild und Produktfunktion beschrieben. Problem: Der Ausschluss von EMS/HEMS in AT wirkt restriktiv und steht im Widerspruch zu einem in DE vorgesehenen, massengeschäftstauglichen Integrationspfad. Das erzeugt stark unterschiedliche Anforderungen für (bidirektionale) Ladestationen in Nachbarmärkten.

Empfehlung:

A) Zulassung von Drittsystemen/EMS unter OpenADR-Führung

Ersetzen/ergänzen der Aussage „Kommunikation über Drittsysteme ist nicht vorgesehen“ durch eine Zulässigkeit von EMS/HEMS, sofern:

- der Netzbetreiber-Sollwert weiterhin über OpenADR bereitgestellt wird,
- das EMS/HEMS die Einhaltung am Netzanschlusspunkt sicherstellt (inkl. Reaktionszeit),
- die Fall-Back-Funktion bei Kommunikationsausfall weiterhin gewährleistet bleibt.

B) Protokoll-/Herstellerfreiheit erhöhen (Technologieneutralität)

OpenADR kann als bevorzugtes Standardprofil beibehalten werden, jedoch sollte zusätzlich eine gleichwertige Umsetzung erlaubt werden, analog zum deutschen Ansatz „Mindeststandard + alternative Ausprägungen“. Eine Öffnung für EMS/HEMS

(mindestens OpenADR-geführt) sowie eine technologische Protokollneutralität würden Herstellerfreiheit und Marktintegration verbessern, ohne das Ziel der Netzsicherheit zu schwächen.

C) Prüfung der EEBUS-Nutzbarkeit als Alternative. Da EEBUS in Deutschland als Mindeststandard für Schnittstellen in Empfehlungen beschrieben und in Steuertechnik konkret umgesetzt wird, sollte im TOR-Entwurf geprüft werden, ob EEBUS als alternative, gleichwertige Protokollausprägung zulässig sein kann, um Multi-Market-Harmonisierung zu fördern.

7 Innsbrucker Kommunalbetriebe AG

1.0	Sehr geehrte Damen und Herren, anbei übermittle ich Ihnen unsere Stellungnahme zu den Tor Stromerzeugungsanlagen Typ A V.1.4.	Wir bedanken uns für die Stellungnahme!
1.1	<u>Fußnote 24 – Energieflussrichtungssensor am Netzanschlusspunkt</u> Aus unsrer Sicht besteht Konkretisierungsbedarf hinsichtlich des „Energieflussrichtungssensors am Netzanschlusspunkt“. Insbesondere sollte klargestellt werden, ob dies bei Mehrparteienhäusern einer Wurzelmessung entspricht oder eine getrennte Betrachtung je Kundenanlage vorgesehen ist. Darüber hinaus sollte der Begriff „Netzanschlusspunkt“ eindeutig definiert bzw. gegebenenfalls die Begriffswahl präzisiert werden, um unterschiedliche Interpretationen zu vermeiden.	Gemäß EIWG § 76 sind Betreiber von neuen und wesentlich geänderten Stromerzeugungsanlagen betroffen. Der Netzbetreiber ist für die Signalgebung am Netzanschlusspunkt zuständig. In bestimmten Fällen erfolgt eine Wurzelmessung.
1.2	<u>Cybersicherheit an den Schnittstellen</u> Im Zusammenhang mit den Anforderungen an die Cybersicherheit der digitalen Schnittstellen sollte eindeutig geregelt werden, wer für deren Umsetzung und Aufrechterhaltung verantwortlich ist. Es wird angeregt klarzustellen, dass die Verantwortung für die Cybersicherheit auf Kundenseite bzw. beim Netzbenutzer liegt, sofern sich die betroffenen Schnittstellen innerhalb der Kundenanlage befinden. Eine eindeutige Zuordnung der Verantwortlichkeiten ist insbesondere für Planung, Betrieb und Haftungsfragen erforderlich.	Die entsprechenden Zeilen wurden angepasst.
1.3	<u>Reaktionszeit auf Sollwertvorgaben</u> Im Entwurf wird festgelegt: „Die Stromerzeugungsanlage bzw. die Anlage des Netzbenutzers muss im Zusammenspiel mit der digitalen Schnittstelle in der Lage sein, auf einen entsprechenden Sollwert des relevanten Netzbetreibers innerhalb von einer Minute zu reagieren.“ Hier wird angeregt, die Verantwortlichkeit ausdrücklich dem Netzbenutzer zuzuordnen, beispielsweise durch folgende Formulierung: „Der Netzbenutzer hat sicherzustellen, dass die Stromerzeugungsanlage bzw. die Anlage des Netzbenutzers im Zusammenspiel mit der digitalen Schnittstelle innerhalb von einer Minute auf einen entsprechenden Sollwert des relevanten Netzbetreibers reagieren kann.“ Dadurch wird die Verantwortung klar und nachvollziehbar geregelt.	Gemäß EIWG § 76 Abs. 3 obliegt die Verantwortung zur Signalübertragung hinter dem Netzanschlusspunkt dem Anlagenbetreiber.
1.4	<u>Fall-Back-Funktion nach Ausfall der Kommunikation</u> Die vorgesehene Fall-Back-Funktion mit einer Begrenzung auf 70 % nimmt Bezug auf die Modulspitzenleistung, wie auch in § 101 EIWOG vorgesehen. Aus netztechnischer Sicht wäre es jedoch sinnvoller, auf 70 % der netzwirksamen Leistung abzustellen, da diese die tatsächlich ins Netz eingespeiste Leistung widerspiegelt und damit die für den Netzbetrieb maßgebliche Größe darstellt.	Gemäß EIWG § 101 Abs. 2 darf die netzwirksame Leistung 70% der Modulspitzenleistung nicht unterschreiten.

8 Weidmüller GmbH

1.0	Sehr geehrtes E-control Team! Besten Dank für den Entwurf „TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A Version 1.4“.	Wir bedanken uns für die Stellungnahme!
-----	--	---

1.1	<p>Unter Punkt 5.4.1.2. Signalgebung der netzwirksamen Leistung am Netzanschlusspunkt ist nunmehr die „digitale Schnittstelle“ definiert. Diese definiert, dass der Netzbetreiber die Daten mittels OpenADR zur Verfügung stellt. Quasi die Kommunikation zum Smart Meter bzw. / und Smart Meter Gateway mittels OpenADR. Was aus meiner Sicht noch fehlt:</p> <p>Was passiert danach bzw. wie erfolgt die Umsetzung in die Welt des Endkunden (Ansteuerung eines Wechselrichters, damit dieser die Einspeiseleistung begrenzt=?</p> <p>In Deutschland erfolgt beispielsweise die Umsetzung von einem Smart Meter Gateway und EEBus in die digitale / analoge Welt. In der angeführten TOR Richtlinie wäre nun OpenADR bis zu einem Smart Meter Gateway. Wie die Umsetzung danach erfolgt, ist allerdings nicht definiert.</p>	Gemäß EIWG § 76 Abs. 3 obliegt die Verantwortung zur Signalübertragung hinter dem Netzanschlusspunkt dem Anlagenbetreiber.
-----	--	--

9 BMW AG

9.0	Sehr geehrte Damen und Herren, Stellungnahme TOR Version 1.4	Wir bedanken uns für die Stellungnahme!
9.1	Unser Vorschlag ist, eine digitale Kommunikationsschnittstelle (bspw. EEBUS) zu nutzen. Denn so ist es ja in der TOR Verteilernetzanschluss - Niederspannung V1.3.1 für Ladeeinrichtungen definiert.	Die Kommunikation vom Netzbetreiber erfolgt über ein Protokoll des Kommunikationsstandards OpenADR.

10 Ingenieurbüro Platzer

10.0	Sehr geehrte Damen und Herren! ich danke für die Möglichkeit zur Stellungnahme zur Konsultation TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A V.1.4.	Wir bedanken uns für die Stellungnahme!
10.1	<p><u>Verwendung „EIWOG“ anstatt „EIWG“</u></p> <p>Bei der vorliegenden Entwurfsversion 1.4 wurden nicht alle Verweise auf das nicht mehr gültige EIWOG entfernt. So kommt der Begriff EIWOG noch auf folgenden Seiten vor:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Seite 8 - Kapitel 1 Begriffe und Abkürzungen • Seite 12 - Kapitel 3.1 Bestimmungen und Vorschriften • Seite 15 - Kapitel 4.2 Netzanschlussantrag – letzter Punkt, EIWOG 2010 (§ 16a etc.) wäre wahrscheinlich durch EIWG §70 Abs. (2) zu ersetzen. 	Siehe Übergangsfrist EIWOG § 16a.
10.2	<p><u>Fähigkeit zur Wirkleistungsbeendigung</u></p> <p>Warum hier (potentialfreier Kontakt) bei ...Signalgebung (potentialfreier Kontakt) verantwortlich ... eingefügt wurde, ist vollkommen unverständlich. Die Lösung über einen potentialfreien Kontakt entspricht nicht einem modernen Stand der Technik. Die Hinzufügung des Klammersausdrucks ohne weitere Erklärung ist keine klare Definition und führt zu unterschiedlichen Interpretationsmöglichkeiten.</p> <p>Der in grau gedruckte Satz „Die Stromerzeugungsanlage muss über eine fernwirktechnische Schnittstelle (Eingangsport) verfügen, die es ermöglicht, die Wirkleistungsabgabe innerhalb von fünf Sekunden zu beenden, nachdem dort eine entsprechende Anweisung eingegangen ist.“</p>	Teilweise angenommen.

	<p>ist aus der „VERORDNUNG (EU) 2016/631 DER KOMMISSION vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger“ aus Artikel 13, Abs. (6) übernommen. Die Art der fernwirktechnischen Schnittstelle ist hier nicht näher beschrieben. Der Zusatz (Eingangsport) bedeutet nur, dass dies eine Signalgebung in Richtung der Anlage ist. Dies kann daraus geschlossen werden, da bei Anlagen vom Typ B in der Verordnung unter Artikel 14, Abs. (2) Punkt a) der folgende Satz zu finden ist. „Zur Regelung der abgegebenen Wirkleistung muss die Stromerzeugungsanlage über eine Schnittstelle (Eingangsport) verfügen, die es ermöglicht, die Wirkleistungsabgabe zu verringern, nachdem dort eine entsprechende Anweisung eingegangen ist;“ Da eine Regelung über einen Kontakt mit 2 Zuständen nicht möglich bzw. nicht sinnvoll ist, handelt es sich beim Klammerausdruck um die Definition der Signalrichtung. In der VERORDNUNG (EU) 2016/631 DER KOMMISSION wird immer wieder auf den Netzanschlusspunkt Bezug genommen. Alle Vorgaben z.B. „P-Q-Diagramm“ (siehe Artikel 2 Begriffsbestimmungen Ziffer 41) oder „U-Q/Pmax-Profil“ (siehe Artikel 2 Begriffsbestimmungen Ziffer 49) beziehen sich auf den Netzanschlusspunkt. Für Stromerzeugungsanlagen mit Eigenverbrauch ist die Forderung die Wirkleistungsabgabe zu beenden. Diese Forderung ist daher auch auf den Netzanschlusspunkt zu sehen. Die VERORDNUNG (EU) 2016/631 DER KOMMISSION beschreibt auch keine Anlagen mit Verbrauch und Erzeugung hinter einem Netzanschlusspunkt. Bei Anlagen des Typs A überwiegt in Österreich die Kombination aus Verbrauch und Erzeugung. Die Umbenennung in „Wirkleistungsbeendigung“ erscheint nicht sinnvoll, da der Begriff Wirkleistungsvorgabe bereits gebräuchlich ist. Bei beiden Fällen handelt es sich um eine Wirkleistungsvorgabe, nur beim Fall nach Kapitel 5.4.1.1 ist der Vorgabewert „Null“, daher wäre es besser den Terminus „Wirkleistungsvorgabe Null“ zu verwenden. Die unterschiedlichen Netzbetreiber handhaben die Umsetzung der „Wirkleistungsbeendigung“ bzw. „Wirkleistungsvorgabe Null“, bzw. bei Benennung nach dem alten Terminus „Wirkleistungsvorgabe“ gemäß Tor Version 1.3 sehr unterschiedlich. Hier ist ein regelrechter Wildwuchs entstanden.</p>	
10.3	<p><u>Wirkleistungsvorgabe Null</u></p> <p>Die Stromerzeugungsanlage muss über eine fernwirktechnische Schnittstelle (Eingangsport) verfügen, die es ermöglicht, die Wirkleistungsabgabe innerhalb von fünf Sekunden zu beenden, nachdem dort eine entsprechende Anweisung eingegangen ist. Der Netzbetreiber greift nicht in die Steuerung der Stromerzeugungsanlage ein. Er ist lediglich für die Signalgebung verantwortlich. Die Art der Signalgebung erfolgt nach den technischen Möglichkeiten der Anlage des Anlagenbetreibers, über einen potentialfreien Kontakt oder direkt über eine digitale Schnittstelle mittels OpenADR1. Die Änderung der Wirkleistungsabgabe am Netzanschlusspunkt der Anlage erfolgt nach den technischen Möglichkeiten in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers.</p> <p>Ist die Anlage des Anlagenbetreibers inselbetriebsfähig, ist ein automatisierter Wechsel in den Inselbetrieb unter der Bedingung zulässig, dass die Anlage bei einer Wirkleistungsabgabe von Null vom Netz getrennt wird.</p> <p>Erklärung: Der Verweis auf „Kapitel 6.2.1 „Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle““ wurde entfernt, da dort nur von potentialfreien Kontakten die Rede ist. Das Kapitel „6.2.1 Fernsteuerung bzw.</p>	<p>Zur Kenntnis genommen. Die Vorschläge werden diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.</p>

	<p>fernwirktechnische Schnittstelle“ bedarf ebenfalls einer Überarbeitung. Im Kapitel 5.3.4 kommt kein Verweis auf das Kapitel 6.2.1 vor. Bei Erzeugungsanlagen vom Typ A ist auch keine Blindleistungsvorgabe über eine Schnittstelle vorgesehen. Ebenso gibt es keine Anforderungen zur Übermittlung von Daten gemäß Kapitel 5.6. Das Kapitel 6.2.1 ist daher wie folgt zu ändern bzw. zu streichen.</p> <p>6.2.1 Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber nach Kapitel 5.4.1 erfolgt nach den technischen Möglichkeiten der Anlage des Anlagenbetreibers, über einen potentialfreien Kontakt oder über eine digitale Schnittstelle mittels OpenADR. Einer Streichung des Kapitels 6.2.1 ist der Vorzug zu geben, da dies für das Kapitel „5.4.1.1 Wirkleistungsvorgabe Null“ nur eine Wiederholung darstellt und der potentialfreie Kontakt für das Kapitel 5.4.1.2 (Ansteuerbarkeit gemäß §76 ElWG) gar nicht zutrifft.</p> <p>Für neue Anlagen sollte OpenADR verwendet werden, da damit auch die Steuerbarkeit gemäß ElWG § 76 umgesetzt werden kann. Bestehende Anlagen und Anlagen die OpenADR nicht verwenden können, sollten für eine begrenzte Zeit die Möglichkeit haben, einen potentialfreien Kontakt zu verwenden. Die Implementierung und Unterhaltung von 2 Schnittstellen (Schaltkontakt und DSS mit OpenADR) erhöht die Kosten unnötig, daher sollte nur eine Schnittstelle das mittelfristige Ziel sein.</p> <p>Bei einer Festlegung, dass die Regelung der Wirkleistung am Netzanschlusspunkt auf 0, ausreichend ist, gibt es keinen unmittelbaren Grund die Anlage vom Netz zu trennen. Dies wäre im Sinne der Netzstabilität sinnvoll, da Lastsprünge hinten angehalten werden. Wird jedoch eine Abschaltung der Erzeugung gefordert bzw. umgesetzt, wird die Anlage zum Verbraucher und damit gibt es einen monetären Grund ininselbetriebsfähige Anlage vom Netz zu trennen. Es gibt auch Anlagen deren Last größer als die Bezugsleistung vom Netz ist, die mit einer lokalen Erzeugung und einem entsprechenden Energiemanagementsystem in Betriebszuständen gefahren werden, wo eine Abschaltung einer lokalen Erzeugung zu einem Auslösen der Vorzählersicherung führen würde. Derartigen Anlagen muss der Betrieb weiter ermöglicht werden. Dies ist nur bei einer Regelung des NAP auf eine Einspeiseleistung von null möglich. Die Anlage sollte dabei bevorzugt am Netz bleiben. Bei einer Trennung vom Netz gehen Dienstleistungen wie z.B. eine Q(U)-Regelung verloren. Es gibt aber Betriebsfälle, wo eine Trennung aus der Sicht des Netzbenutzers Sinn macht, z.B. um einem drohenden Netzausfall vorzubeugen, wenn die Anlage den Übergang in den Inselbetrieb nicht unterbrechungsfrei umsetzen kann. Eine entsprechende einheitliche Festlegung fehlt bisher. Ein Verbot die Anlage in den Inselbetrieb zu bringen erscheint, jedenfalls nicht verhältnismäßig. Um Laststöße zu vermeiden, sollte die Trennung bei einer Wirkleistung am NAP von 0 erfolgen.</p>	
10.4	<p><u>Signalgebung der netzwirksamen Leistung am Netzanschlusspunkt</u></p> <p>Die Kapitelüberschrift sollte „5.4.1.2 Wirkleistungsvorgabe am Netzanschlusspunkt“ lauten. Eine genauere technische Beschreibung der Umsetzung z.B. Energieflussrichtungssensor kann entfallen, da die Anlagen bereits heute Großteils über derartige Vorrichtungen verfügen. Wichtig ist, die Verantwortlichkeiten zu definieren. Dies wurde im Vorschlag unten in Anlehnung an das ElWG § 76 gemacht. Eine Einschränkung auf eine Übertragung nur über das Internet ist nicht sinnvoll. Es soll jeder Übertragungsweg, der technisch umsetzbar ist, zulässig sein. Netzbetreiber und Anlagenbetreiber sollen</p>	<p>Zur Kenntnis genommen. Eine Anpassung wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.</p>

die Möglichkeit erhalten, dies im Netzzugangsvertrag zu regeln. Die Beschreibung der Cybersicherheit kann entfallen, da diese durch das OpenADR Protokoll festgelegt wird. Diese Festlegung gehört in die Protokolldefinition gemäß IEC Standards (IEC 62746-10-1). Bei der Fallback Funktion ist eine Zeitfestlegung für die Detektion des Fallback Szenarios notwendig. Hier liegt es nahe die SoMa Datenaustausch Netzbetrieb Version 1.0 als Referenz heranzuziehen. Gemäß Tabelle 1 werden in der SoMa, für signifikante Netzbenutzer (SNN) des Typs B, eine Ausfallszeit von 672 Stunden pro Jahr toleriert. Für Anlagen des Typs A kann daher von einer geringeren Anforderung als für SNN Typ B ausgegangen werden. Geht man von einem Ausfall von einer Stunde pro Ereignis aus, so ergibt sich eine Restdauer von 8088 Funktionsstunden im Jahr. Dividiert man diese Zahl durch die Anzahl der Ausfälle von 672, so ergibt sich bei einer Gleichverteilung eine Zeitspanne von ca. 12 Stunden zwischen den Ausfällen. Diese Zeitspanne wurde um ein Drittel erhöht, da es sich um Anlagen des Typs A handelt. Dies ergibt die im folgenden Vorschlag enthaltenen 16 Stunden. Da OpenADR 3.1 ein eventgesteuertes Protokoll ist, erhöht eine kürzere Detektionszeit für den Fallback Fall, die Anzahl der Telegramme deutlich. Dies erhöht die Kosten der Umsetzung der digitalen Schnittstelle, da der Kommunikationsaufwand und die benötigte Rechen- bzw. Verarbeitungsleistung steigt. Es wird daher folgende Formulierung für das Kapitel „5.4.1.2 Wirkleistungsvorgabe am Netzanschlusspunkt“ vorgeschlagen:

Zur Umsetzung der Ansteuerung von Stromerzeugungsanlagen gemäß ElWG § 76 muss die Anlage über eine standardisierte, digitale Schnittstelle verfügen. Der Netzbetreiber ist für die Signalgebung der netzirksamen Leistung am Anschlusspunkt über die digitale Schnittstelle zuständig. Die Umsetzung der Vorgabe obliegt der Verantwortung des Anlagenbetreibers. Für die Datenübertragung zur Anlage sind unterschiedliche Kommunikationswege zulässig. Die Festlegung der kommunikationstechnischen Anbindung wird im Netzzugangsvertrag geregelt. Je Netzanschlusspunkt, bei dem eine dynamische Wirkleistungsvorgabe vorgesehen ist, wird eine Kommunikationslinie direkt zu einer digitalen Schnittstelle am Netzanschlusspunkt oder in der Anlage des Netzbenutzers eingerichtet. Bei einer digitalen Schnittstelle in der Anlage, ist der Anlagenbetreiber für die Kommunikation hinter dem Netzanschlusspunkt innerhalb der Anlage verantwortlich. Vorgabewerte für die einzuhaltende netzirksame Leistung am Netzanschlusspunkt werden über diese Kommunikationslinie vom Netzbetreiber mittels OpenADR zur Verfügung gestellt. Eine Kommunikation über Drittsysteme ist nicht vorgesehen.

Die Anlage des Anlagenbetreibers muss bei Vorgaben über die digitale Schnittstelle in der Lage sein, den entsprechenden Sollwert des Netzbetreibers innerhalb von einer Minute umzusetzen.

Anlagen, die über eine digitale Schnittstelle angebunden sind, müssen über eine Fallback-Funktion (Rückfallfunktion) verfügen. Diese Funktion garantiert, dass im Falle eines Kommunikationsausfalles über eine Dauer von mehr als 16 Stunden, eine vertraglich vereinbarte Maximalleistung im Fallback-Fall am Netzanschlusspunkt eingehalten wird. Die Maximalleistung im Fallback-Fall ist im Netzzugangsvertrag unter Berücksichtigung des ElWG § 101 Abs. 2 zu definieren.

Die Kommunikation der digitalen Schnittstelle des Netzbenutzers mit dem System des Netzbetreibers erfolgt über ein Protokoll des Kommunikationsstandards OpenADR 3.12. Das Protokoll wird auf Basis des IEC Standards (IEC 62746-10-1) im Hinblick auf die österreichischen Anforderungen standardisiert.

10.5	<u>Andere Kapitel der TOR</u> Anwendung auf Speicher. Normative Verweise, Betriebserlaubnisverfahren, Konformitätsnachweis, Anhang A4	Teilweise angenommen. Redaktionelle Anpassungen wurden durchgeführt.
------	--	---

11 Power Plus Communications AG

11.0	Sehr geehrte Damen und Herren, wir bedanken uns für die Möglichkeit, zum Entwurf der TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A Stellung nehmen zu können.	Wir bedanken uns für die Stellungnahme!
11.1	Der Netzbetreiber greift nicht in die Steuerung der Stromerzeugungsanlage ein. Er ist lediglich für die Signalgebung über eine standardisierte, bidirektionale Kommunikationsschnittstelle verantwortlich – siehe auch Kapitel 6.2.1 „Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle“. Die Schnittstelle ermöglicht dabei auch die Übermittlung von Steuerinformationen an mehrere Anlagen bzw. über ein Energiemanagementsystem aggregierte Anlagen. Die Änderung der Wirkleistungsabgabe erfolgt nach den technischen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers.	Teilweise angenommen. Die entsprechenden Zeilen wurden angepasst.
11.2	Für die Inanspruchnahme der Steuerbarkeit zur dynamischen Vorgabe der netzwirksamen Leistung (z.B. Spitzenkappung) am Netzanschlusspunkt muss die Anlage des Netzbenutzers entsprechend den festgelegten Fristen gemäß ElWG § 76 Abs. 2 über eine standardisierte, digitale Schnittstelle verfügen. Die digitale Schnittstelle ist so auszuführen, dass eine standardisierte, bidirektionale und interoperable Kommunikation zwischen der Anlage des Netzbenutzers, einschließlich einem gegebenenfalls vorhandenen Energiemanagementsystem und dem Leitsystem des relevanten Netzbetreibers ermöglicht wird.	Zur Kenntnis genommen.
11.3	Um die Anforderungen zur Herstellung der Ansteuerbarkeit gemäß ElWG § 76 Abs. 1 umzusetzen, müssen für die relevanten Stromerzeugungsanlagen technische Grundvoraussetzungen zur dynamischen Vorgabe der netzwirksamen Leistung am Netzanschlusspunkt durch die Anlage des Netzbenutzers gegeben sein. Die Schnittstelle muss zumindest den Empfang von Steuerbefehlen, die Quittierung des Signalempfangs sowie die Rückmeldung über die erfolgreiche Umsetzung des Steuerbefehls unterstützen.	Gemäß ElWG § 76 ist die Ansteuerbarkeit gegeben, wenn der Netzbetreiber die Anlage nachweislich im Betrieb erreichen und erfolgreich Steuerbefehle umsetzen kann.
11.4	Es ist sicherzustellen, dass die Cybersicherheit der Schnittstelle jederzeit gewährleistet ist und die anzuwendenden einschlägigen Rechtsakte eingehalten werden. Dazu zählen insbesondere die Verordnung (EU) 2020/1828 (Cyberresilienz-Verordnung), die Richtlinie (EU) 2022/2555 über Maßnahmen für ein hohes gemeinsames Cybersicherheitsniveau in der Union (NIS2-Richtlinie) sowie das Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetz 2026, die Richtlinie (EU) 2022/2557 über die Resilienz kritischer Einrichtungen sowie das Resilienz kritischer Einrichtungen-Gesetz und sektorspezifische Rechtsvorschriften wie der Netzkodex mit Vorschriften für Cybersicherheitsaspekte grenzüberschreitender Stromflüsse (Delegierte Verordnung (EU) 2024/1366) sowie zukünftige europäische Regelwerke und Network Codes zur netzdienlichen Steuerung und Flexibilitätsnutzung. Hierfür sind geeignete technische und organisatorische Maßnahmen entsprechend dem Stand der Technik vorzusehen, insbesondere hinsichtlich Authentifizierung, Integritätsschutz, vertrauenswürdiger und manipulationsresistenter Kommunikation,	Teilweise angenommen. Die entsprechenden Zeilen wurden angepasst.

	sicherer Aktualisierung von Software und Firmware sowie der Nachvollziehbarkeit sicherheitsrelevanter Ereignisse. Einschlägige europäische Anforderungen und Schutzprofile für sichere Kommunikations- und Steuerungssysteme im Energiebereich sind dabei zu berücksichtigen. Ein geeigneter Nachweis kann entsprechend ISO/IEC 15408 erbracht werden.	
11.5	Die Signalgebung erfolgt über elektronische Kommunikationsnetze, die eine geeignete Verfügbarkeit aufweisen, mittels standardisiertem Kommunikationsprotokoll.	Die Signalgebung vom Netzbetreiber erfolgt über die Internetverbindung des Netzbenutzers.
11.6	Für netzdienliche Steuerungsmaßnahmen sind geeignete Maßnahmen sicherzustellen, die Verfügbarkeit, Aktualität und Qualität relevanter Steuer- und Kommunikationsdaten sicherstellen. Die eingesetzten Systeme sind dabei so auszulegen, dass Steuerbefehle innerhalb eines für den Netzbetrieb angemessenen Zeitraums übertragen und verarbeitet werden können. Der Status der Kommunikationsschnittstelle zwischen Netzbetreiber und Anlage des Netzbenutzers darf nicht älter als [12] Stunden sein.	Zur Kenntnis genommen. Eine Anpassung wird diskutiert und ggf. in einer späteren Version ergänzt.
11.7	Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsabregelung nach Kapitel 5.4.1 und zur allfälligen Blindleistungsvorgabe nach Kapitel 5.3.4 ist, falls vom relevanten Netzbetreiber im Netzanschlussvertrag vorgesehen, in Form einer standardisierten, bidirektionalen Kommunikationsschnittstelle zu realisieren, die am Fernwirkgerät (z. B. Funkrundsteuerempfänger, Gateway) des Netzbetreibers zur Verfügung gestellt wird. Allfällige Anforderungen an die Einrichtungen zur Übermittlung von Echtzeitdaten nach Kapitel 5.6 werden zwischen dem relevanten Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart.	Teilweise angenommen. Die entsprechenden Zeilen wurden angepasst.

12 SKE Engineering GmbH

12.0	Sehr geehrtes Team der Marktregeln Strom, Im Anhang finden Sie die Kommentare von SKE Engineering zum aktuellen Entwurf der Version 1.4 der Tor Erzeuger.	Wir bedanken uns für die Stellungnahme!
12.1	Die Cybersicherheit eines Gerätes und der darin verwendeten digitalen Schnittstelle wird von EU Verordnungen/Regulierungen/Direktiven geregelt, und abhängig von der Art der EU Gesetzgebung sind selbige noch in nationale Gesetzgebungen umzusetzen. Die Einhaltung der Cybersicherheits-Anforderungen sind unabhängig von deren spezifischen Aufzählung in den TOR jederzeit gültig und es besteht keine Notwendigkeit selbige hier erneut anzuführen. <i>Den gesamten Absatz löschen, oder zumindest ab dem zweiten Satz die Verweise auf EU Verordnungen entfernen.</i>	Die Verweise dienen zur besseren Orientierung.
12.2	Verordnung (EU) 2020/1828 ist nicht die Cyberresilienzverordnung <i>löschen oder richtigstellen auf: Verordnung (EU) 2024/2847</i>	Der entsprechende Verweis wurde korrigiert.
12.3	Directive (EU) 2022/2555 (NIS2) betrifft Organisationen in kritischen Sektoren und ist nicht direkt auf Produkte anzuwenden <i>löschen</i>	Es ist sicherzustellen, dass die Cybersicherheit der Schnittstelle, der Hersteller und Netzbetreiber jederzeit gewährleistet ist.
12.4	Directive (EU) 2022/2557 ist der Critical Entity Resilience Act (CER) <i>löschen oder richtigstellen</i>	Keine Änderung notwendig.

12.5	Sektorspezifische Rechtsvorschriften wie der Netzkodex mit Vorschriften für Cybersicherheitsaspekte grenzüberschreitender Stromflüsse (NCCS) richtet sich an Unternehmen, die für den Energieaustausch über die Grenzen hinweg zuständig sind, und hat keine Relevanz für Produkte <i>löschen</i>	Es ist sicherzustellen, dass die Cybersicherheit der Schnittstelle, der Hersteller und Netzbetreiber jederzeit gewährleistet ist.
------	--	---