

An
E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Per E-Mail an: recht-post@e-control.at

Wien am, 19.03.2026

Stellungnahme der IG Windkraft zur Marktkonsultation der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung SNE-GV (Teil 1 & 2)

Sehr geehrte Damen und Herren,

Die vorgeschlagene zweistufige Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung bildet einen zentralen Baustein zur Umsetzung des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EiWG) und zur Herstellung einer investitionssicheren, rechtlich klaren und systemdienlichen Entgeltarchitektur. Vor dem Hintergrund der ambitionierten Ausbaupfade für erneuerbare Energien kommt der präzisen Ausgestaltung des Netzanlassentgelts sowie der Definition und tariflichen Behandlung systemdienlicher Betriebsweisen eine besondere Bedeutung zu. Als Interessengemeinschaft Windkraft Österreich erlauben wir uns daher, eine Stellungnahme zum Entwurf abzugeben.

Zusammenfassung:

- Der vorliegende Entwurf ist leider noch sehr pauschalisierend einschränkend für Energiespeicher. Eine differenzierte und beispielsweise stufenweise Herangehensweise wäre sinnvoll um einerseits die Entwicklung von Energiespeichern voranzubringen und andererseits keine negativen Nebeneffekte zu verursachen.
- Klare Abgrenzung von aufwandsorientiertem und pauschalem Anteil entlang nächstliegender Netzebene zur Vermeidung doppelter Kostenverrechnung bei Berechnung des Netzanlassentgelts
- Verbindlicher Kostenvoranschlag und klare Trennung hinsichtlich der Netzebenenordnung zwischen Netzebene 3 und 4
- Energiespeicheranlagen spielen für die Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität eine zentrale Rolle. Kumulative Anforderungen und Ausschreibungsverfahren zur Anerkennung jedweder systemdienliche Speicher erscheinen überschießend und stehen im Widerspruch zu rechtlichem Rahmen.
- Co-located Speicher sind aufgrund ihrer effizienten Nutzung bestehender Netzinfrastruktur, der damit einhergehenden kostenreduzierenden Wirkung sowie der Gebundenheit an Standorte bestehender Erzeugungsanlagen von den strengen kumulativen Voraussetzungen zu entkoppeln
- Die Nutzung von Hüllkurven für Speicheranlagen werden positiv beurteilt, da sie einen komplementären Betrieb des Speichers zu Erzeugungs- und Betriebsanlagen ermöglichen können. Sie bedürfen jedoch einer klaren Ausdifferenzierung, um Planungssicherheit zu ermöglichen.
- Hybride Erzeugungsanlagen glätten Profile und nutzen Kapazitäten optimal – sie sollten daher als systemdienliche Erzeugungsanlagen anerkannt werden.

Regelungen im Detail:

Teil 1 der Marktkonsultation: Generelle Aspekte und Netznutzungs- und Netzanlassentgelt

Zu 3. Netzanlassentgelt

Der Geltungsbereich des Netzanlassentgelts erstreckt sich auf neue Netzanlüsse sowie auf Änderungen bestehender Netzanlüsse. Zur Vermeidung von Auslegungsunsicherheiten bedarf es einer

Präzisierung, auf welchen Zeitpunkt dabei abgestellt wird. Aus Sicht der IG Windkraft ist klarzustellen, dass maßgeblich der Abschluss des Netzanschlussvertrags – und nicht bspw. die spätere Inbetriebnahme der Anlage – sein soll.

Zu 3.4. Ausgestaltung und Grundprinzipien des Netzanschlussentgelts

Das Netzanschlussentgelt soll künftig aus zwei Komponenten bestehen: einem aufwandsorientierten Anteil (AWA) sowie einem pauschalen Anteil (PA).

Der AWA ist dazu bestimmt, jene Netzanschlusskosten abzudecken, die mit der erstmaligen und tatsächlichen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz – oder der Abänderung eines bestehenden Anschlusses infolge Erhöhung der netzwirksamen Leistung – unmittelbar verbunden sind. Der PA hingegen dient der Abrechnung anteiliger Kosten für den bereits erfolgten sowie künftig notwendigen Netzausbau.

Die genaue Abgrenzung zwischen diesen Anteilen bleibt jedoch unklar, was das Risiko einer doppelten Kostenverrechnung birgt. Es ist daher zwingend festzulegen, welche Aufwendungen noch als tatsächliche und unmittelbare Anschlusskosten im Sinne des AWA zu werten sind und welche dem PA als Kosten des „bereits erfolgten sowie künftig notwendigen Netzausbaus“ zuzuordnen sind. Bereits unter dem bisherigen Netzzutrittsentgelt gemäß EIWOG 2012, das vergleichbare Aufwendungen abdeckte, gab es Unklarheiten über den Umfang der abdeckungsfähigen Kosten; in Einzelfällen wurden sogar Kosten bereits errichteter Infrastruktur übergeordneter Netzebenen – bis hin zur Schnittstelle der APG – als unmittelbar verbunden behandelt. Dies erscheint vor dem Hintergrund des neuen PA, der den Netzausbau jedenfalls umfassend erfasst, umso problematischer. Insbesondere da der Konsultationsentwurf vorsieht, dass unteren Netzebenen die jeweils darüberliegenden im PA enthalten sollen und der PA bei neuen oder geänderten Anschlüssen im nachgelagerten Netz anteilig dem vorgelagerten Verteilernetzbetreiber zugeordnet wird.

Um eine doppelte Anrechnung von Infrastrukturkosten zu vermeiden, ist klarzustellen, dass sich die unmittelbar mit dem Netzanschluss verbundenen Kosten des AWA ausschließlich auf die nächstliegende Netzebene beziehen – beispielsweise bei Netzebene 4 allenfalls auf die Kosten des zugehörigen Umspannwerks, nicht jedoch auf darüber hinausgehende Infrastruktur. In diesem Zusammenhang ist auch klarzustellen, dass Kosten nur anteilig zu tragen sind, wenn eine Anlage lediglich einen Teil der Kapazität eines Umspannwerks nutzt. Nützt eine Anlage bspw. 20 MW eines 80 MW-Umspannwerks, sollen dessen Kosten max. zu einem Viertel bei Berechnung des AWA berücksichtigt werden. Darüber hinausgehende, vorgelagerte Netzebenen sind ausschließlich bei Berechnung des PA zu berücksichtigen.

Zu 3.4.1. Aufwandsorientierter Anteil (AWA)

Verbindlicher Kostenvoranschlag mit Abschluss des Netzanschlussvertrags

Für den aufwandsorientierten Anteil (AWA) ist auf den Netzebenen 3 bis 7 vorgesehen, dass die Verrechnung grundsätzlich anhand von in der SNE-Tarifverordnung (SNE-TV) durch die Regulierungsbehörde festgelegten Kostensätzen in EUR/kW erfolgt. Der Netzbetreiber hat im Falle einer derartigen Verrechnung die tatsächlichen Kosten individuell zu prüfen und mit einer in der SNE-TV definierten Obergrenze zu vergleichen. Überschreiten die festgestellten tatsächlichen Kosten diese Obergrenze, sind die darüber hinausgehenden Aufwendungen gesondert und zusätzlich zu den festgelegten Kostensätzen in Rechnung zu stellen.

Unklar bleibt jedoch, zu welchem Zeitpunkt die tatsächlichen Kosten für den Netzbenutzer verbindlich feststehen. Zur Ermöglichung fundierter Investitionsentscheidungen ist zu normieren, dass sämtliche kostenrelevanten Feststellungen spätestens mit Abschluss des Netzanschlussvertrags endgültig vorliegen und der Netzbetreiber einen verpflichteten, verbindlichen Kostenvoranschlag ausstellt.

Berücksichtigung selbst getragener Kosten

Laut Marktkonsultation und § 130 Abs. 3 EIWG ist die Höhe des AWA zu vermindern, wenn der Netzbenutzer Teilkosten selbst trägt. Kapitel 3.2 des Entwurfs definiert den Netzanschluss als den „Netzanschlusspunkt“, also die vertraglich festgelegte Schnittstelle zwischen der Anlage des Netzbenutzers

und dem Übertragungs- oder Verteilernetz, die in der Regel die Eigentumsgrenze zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer markiert. Die Regelung zur Kostenminderung ist daher dahin auszulegen, dass der Netzbenutzer Aufwendungen außerhalb seiner Eigentumsgrenze leistet, mithin für Infrastruktur, die grundsätzlich dem Netzbetreiber obliegt. Tatsächlich errichten manche Windkraftbetreiber – etwa zur Beschleunigung des Netzzugangs und mitunter in Koordination mit anderen Netzbenutzern.

Zur Sicherstellung dieser sachgerechten Zuordnung ist ein klarer Grenzwert für den Netzanschluss zwischen Netzebene 3 und 4 erforderlich. Die IG Windkraft schlägt daher vor, diesen Grenzwert – wie bereits im ersten Begutachtungsentwurf zum EIWG 2024 vorgesehen – bei 100 MW netzwirksamer Leistung anzusetzen: Anlagen bis einschließlich 100 MW sollen auf Netzebene 4, darüber hinausgehende auf Netzebene 3 angeschlossen werden. Dies dient der Klarstellung, dass Anlagen mit geringer Anschlussleistung nicht zum unverhältnismäßigen Ausbau von Netzinfrastuktura (z. B. Umspannwerken) auf eigene Kosten verpflichtet werden.

Unabhängig dieser Grenze ist sicherzustellen, dass Erzeuger auf freiwilliger Basis zusätzliche Infrastruktur (bspw. ein Umspannwerk) errichten können. Dies kann in einzelnen Fällen einen zeitnäheren Anschluss an das Netz ermöglichen und mitunter sogar Kosteneffizienz schaffen. Erfolgt eine solche freiwillige Errichtung, ist das Netzanschlussentgelt gemäß § 130 Abs 3 EIWG um die damit verbundenen Mehrkosten zu vermindern.

Für die praktische Anwendung bedarf es zudem einer klaren Definition des Anlagenbegriffs. Da in einzelnen Bundesländern teilweise Einzelzählpunkte je Windkraftanlage vorgesehen sind, schlagen wir eine Orientierung an der sich in den TOR verwendeten Systematik: Danach gelten mehrere verteilte Stromerzeugungseinheiten eines Netzbenutzers, die über einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt an das Netz angeschlossen werden, als eine Stromerzeugungsanlage. Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer:innen (Netzbenutzer:innen) mit Anschluss an einem gemeinsamen Verknüpfungspunkt, die keine gemeinsame wirtschaftliche Einheit bilden, sind hingegen unabhängig voneinander zu betrachten.

Berücksichtigung der Pauschalen gem. Anhang V EIWG für erneuerbare Erzeugungsanlagen

Die gemäß § 130 Abs 5 EIWG vorgesehene Pauschalen für das Netzanschlussentgelt für erneuerbare Erzeugungsanlagen laut Anhang V sind im Interesse der Planungssicherheit als Obergrenze aufrechtzuerhalten. Diese Kostensätze wurden gemeinsam mit der Branche entwickelt und bilden ein realitätsnahes und marktkonformes Kostenbild ab. Ihre Anwendung stellt sicher, dass die nun vorgeschlagene Systematik auch praktikabel, wirtschaftlich tragfähig und für alle Marktteilnehmer berechenbar bleibt.

Zu 3.4.3. Reduktionsmöglichkeiten

Die Marktkonsultation sieht eine Anrechnung bestehender Netznutzungsrechte in entgegengesetzter Energierichtung auf den pauschalen Anteil (PA) mit einem Faktor von 25% vor. Dieser Faktor erscheint aus Sicht der IG Windkraft zu niedrig angesetzt. Die Kosten hängen stark von der individuellen Planung des Netzbetreibers ab. Wurde in der Planung übergeordnete Netzebenen so eine Netznutzung bereits berücksichtigt, entstehen bspw. keine zusätzlichen Kosten.

Unklar bleibt zudem das Zusammenspiel dieser Anrechnung mit den Reduktionsmechanismen für den PA bei netz- und systemdienlichem Verhalten. Die IG Windkraft plädiert für eine transparente Koordination und explizite Normierung der kumulativen Reduktionswirkungen, um planbare und diskriminierungsfreie Ergebnisse zu erzielen.

Zu Frage 1: Besteht aus Ihrer Sicht Regelungsbedarf zur Netzebenenordnung, der über § 97 EIWG hinausgeht?

§ 97 Abs. 1 EIWG sieht vor, dass Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung zwischen 5 MW und 200 MW grundsätzlich auf Netzebene 3 oder 4 anzuschließen sind.

Ohne weitere Konkretisierungen eröffnet dies den Netzbetreibern einen weiten Ermessensspielraum bei der Entscheidung über die konkrete Netzebene. Sie könnten bereits Anlagen mit vergleichsweise geringen Anschlussleistungen ab 5 MW zum Bau eines eigenen Umspannwerks verpflichten, um einen Anschluss an Netzebene 3 zu ermöglichen – eine Anforderung, die in keinem angemessenen Verhältnis zur jeweiligen Einspeiseleistung steht. Der Netzkunde wäre in solchen Fällen gezwungen, sowohl das volle Netzanschlussentgelt als auch ein eigenes Umspannwerk zu tragen, selbst bei geringer netzwirksamer Leistung. Bereits heute sind in einzelnen Bundesländern Fälle dokumentiert, in denen Anlagen mit 20 bis 30 MW zum Eigenbau eines Umspannwerks herangezogen wurden.

Zur Vermeidung solcher unverhältnismäßigen Belastungen ist eine klare Grenzziehung zwischen Netzebene 3 und 4 zwingend erforderlich. Die IG Windkraft schlägt daher vor, diesen Grenzwert – wie bereits im ersten Begutachtungsentwurf zum EIWG 2024 vorgesehen – bei 100 MW netzwirksamer Leistung anzusetzen: Anlagen bis einschließlich 100 MW sollen auf Netzebene 4, darüber hinausgehende auf Netzebene 3 angeschlossen werden. Eine derartige Regelung schafft die notwendige Rechtssicherheit und verhindert, dass kleinere und mittlere Projekte durch überzogene netzseitige Anforderungen wirtschaftlich benachteiligt werden. Eine Grenzziehung ist essenziell, um den Ausbau der Windkraft nicht durch unverhältnismäßige Netzbelastungen zu gefährden.

§ 6 Z 167 und 168 EIWG regeln, dass der Verteilernetzbetreiber für den Betrieb, die Wartung sowie den Ausbau des Verteilernetzes verantwortlich ist. Das Verteilernetz umfasst mehrere zusammenhängende Leitungen der Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsebene, die der regionalen Verteilung elektrischer Energie dienen. Errichtet ein Netzbenutzer Infrastruktur – etwa ein Umspannwerk –, obwohl diese nicht ausschließlich von ihm benötigt wird, ist daher nicht ersichtlich, weshalb diese Aufgabe dem Netzbenutzer und nicht dem Netzbetreiber zukommen soll. Schließlich ist der Ausbau und Betrieb des Netzes eine Kernaufgabe des Netzbetreibers und gesetzlich dessen Verantwortungsbereich zugewiesen.

Hinzu kommt, dass die Errichtung netzrelevanter Infrastruktur durch Netzbenutzer eine Reihe ungeklärter Folgefragen aufwirft. Wenn ein Umspannwerk durch einen Netzbenutzer errichtet und möglicherweise betreiben würde, ist bspw. unklar, zu welchen Bedingungen andere Netzbenutzer daran anschließen könnten oder welche Entgeltlogik dabei anzuwenden wäre. Wären solche Kosten bspw. einem Netzanschlussentgelt gegenzurechnen? Die derzeitige Rechtslage bietet hierfür keine ausreichende Grundlage. Dementsprechend ist klarzustellen, dass nicht bereits Anlagen mit vergleichsweise geringen Anschlussleistungen ab 5 MW zum Bau eines eigenen Umspannwerks verpflichtet werden. Grundsätzlich wäre es aus Sicht der IG Windkraft sinnvoll, einheitliche Bedingungen für Einspeise-Umspannwerke – insbesondere hinsichtlich Kostenlogik, standardisierter Prozesse und technischer Anforderungen – zu schaffen, um Planungssicherheit für Betreiber und konsistente Rahmenbedingungen in allen Netzgebieten zu gewährleisten.

Zu Frage 2: Besteht Bedarf für Übergangsregelungen iZm bestehenden Netzanschlussrechten?

Der maßgebliche Zeitpunkt für die Anwendbarkeit der neuen Regelungen sollte der Abschluss des Netzanschlussvertrags sein, sodass diese erst für Verträge ab dem 1. Jänner 2027 gelten.

Einige Netzbetreiber stellen jedoch bislang keine klaren Verträge aus, sondern erteilen lediglich Netzzusagen – etwa per E-Mail – oder übermitteln Netzkonzepte, wobei Verträge mitunter erst unmittelbar vor dem physischen Netzanschluss oder gar nicht ausgestellt werden. In solchen Fällen ist der Zeitpunkt der Netzzusage bzw. der Ausstellung des Netzkonzepts heranzuziehen. Für Netzzusagen des Netzbetreibers vor dem 1. Jänner 2027, die vom Netzbenutzer angenommen wurden, sollten die bisherigen Regelungen des EIWOG weiterhin gelten, um Vertrauensschutz und Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Teil 2 der Marktkonsultation: Systemdienlicher Betrieb und dessen Berücksichtigung iZm Systemnutzungsentgelten

Zu 2.3.1 Systemdienliche Speicher

Energiespeicheranlagen spielen für die Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität eine zentrale Rolle. Die im Entwurf vorgesehene Qualifikation „systemdienlicher Speicher“ für Stand-Alone-Speicher ist jedoch mit sehr weitreichenden, kumulativen Voraussetzungen verbunden, die die Realisierbarkeit solcher Projekte deutlich einschränken. Darüberhinausgehend bestehen aus Sicht der IG Windkraft erhebliche rechtliche Bedenken zu Ausschreibungsverfahren und kumulativem Anforderungskatalog. Vor allem die Formulierung „insbesondere“ und die Nutzung von „oder“ statt „und“ im § 6 Z 148 deuten darauf hin, dass der Gesetzgeber eine beispielhafte und alternative Aufzählung der genannten Voraussetzungen, nicht aber eine kumulative Aufzählung vorsieht.

Vorgaben zum zulässigen Betriebsbereich (Hüllkurvenregelung)

Die vorgeschlagenen Hüllkurvenregelungen für Speicheranlagen werden positiv beurteilt, da sie ein sinnvolles Instrument für einen komplementären Betrieb des Speichers zu Erzeugungs- und Betriebsanlagen darstellen können. Sie bedürfen jedoch einer klaren Ausdifferenzierung.

Hüllkurven sind so zu gestalten, dass sie transparent, nachvollziehbar und in einer hinreichenden zeitlichen Granularität abgebildet werden, idealerweise in Form von Jahreszeitreihen mit Viertelstundenauflösung und einem Planungshorizont von fünf bis zehn Jahren, damit Investitions- und Betriebsentscheidungen auf einer verlässlichen Grundlage getroffen werden können.

Für die Anfangsphase könnte eine statisch vorgegebene Hüllkurve auf Basis historischer Netzdaten – die dem Anschlusswerber zur Verfügung gestellt werden müssen – eine technisch praktikable Lösung darstellen. Dabei ist sicherzustellen, dass es zu keinen Konflikten mit dargebotsabhängigen Erzeugungsprofilen kommt bzw. dass hierfür klare und planungssichere Vorrangregeln vorgesehen werden.

Sobald der Digitalisierungsgrad des Netzes ausreichend fortgeschritten ist, sollten die Hüllkurven schrittweise dynamisch ausgestaltet werden, um sich an die tatsächlichen Netz- und Einspeisesituationen anzupassen, bspw. auf Basis von SOGL-Daten, welche signifikante Netznutzer bereits aktuell dazu verpflichten, einen Dargebots Fahrplan auf Day-Ahead Basis auf Zählpunktebene an die APG zu liefern. An einem aggregierten Punkt im Netz (bspw. beliebiges UW) könnte die Differenz dieses SOGL Fahrplans zur Engpassleistung am jeweiligen Punkt die mögliche Einspeiseleistung für systemdienliche Speicher darstellen.

Ein Maximierungsgebot in Anlehnung an §§ 101 Abs 3 bzw. 103 Abs 3 EIWG könnte ebenfalls eine besonders effiziente Nutzung der verfügbaren Netzkapazitäten sicherstellen.

Standortausweisung

Unklar bleiben aktuell die Kriterien und Reichweite der Standortausweisung. Die Ausschreibung konkreter Anschlusspunkte bzw. des Umspannwerks kann in Verbindung mit der Frage der Sicherung von Grundstückseigentum massiv wettbewerbsbeschränkende Wirkungen entfalten und zu erheblichen Preissteigerungen bei den betroffenen Flächen führen.

Zudem besteht die Gefahr, dass eine obligatorische Standortausweisung für sämtliche systemdienlichen Speicheranlagen den raschen Hochlauf von Speicherkapazitäten deutlich verlangsamt. Vor diesem Hintergrund erscheint es zweckmäßig, für die Anfangsphase entweder eine befristete Übergangsregelung vorzusehen oder eine Leistungsgrenze (z. B. eine bestimmte Zahl an MW Speicherleistung für Österreich) festzulegen, bis zu deren Erfüllung Systemdienlichkeit vermutet wird, sofern bestimmte weitere Voraussetzungen erfüllt sind.

Zu diesen Voraussetzungen könnten insbesondere Regelungen zur Vermeidung von Gleichzeitigkeiten zählen, etwa durch den Einsatz von Hüllkurven oder durch dauerhaft flexible Netzzugänge. Solche Mechanismen können dazu beitragen, dass Speicheranlagen tatsächlich systemdienlich betrieben werden, ohne dass eine starre Standortausweisung jede Projektentwicklung von Beginn an verkompliziert oder verzögert.

Eine solche Übergangslösung würde es ermöglichen, die dringend benötigten Speicherprojekte zeitnah zu realisieren, gleichzeitig aber einen strukturierten Übergang in ein später stärker differenziertes und digital gestütztes Standortzuweisungssystem zu gewährleisten.

Weitere Einschränkungen

Die Möglichkeit des Netzbetreibers „weitere Einschränkungen“ zu definieren, führt zu Unsicherheiten. Stattdessen sollte die Regulierungsbehörde abschließend vorsehen, welche Einschränkungen möglich sind.

Systemdienlichkeit von Co-Located Speicher:

Energiespeicher können laut dem Entwurf auch dann als „systemdienlich“ im Sinne des Kapitels 2.3.1. eingestuft werden, wenn sie gemeinsam mit Stromerzeugungsanlagen Teil derselben Kundenanlage sind („co-located Speicher“) und zusätzliche Voraussetzungen hinsichtlich Messtechnik und Abgrenzung zur jeweiligen Erzeugungsanlage erfüllen.

Betrieblich folgen co-located Speicher der Erzeugungslogik der jeweils angeschlossenen Anlage(n): Ein co-located Speicher erbringt aufgrund seiner direkten Kopplung mit einer Erzeugungsanlage bereits inhärent systemdienliche Effekte wie die Glättung von Einspeiseprofilen, die Reduktion von Netzspitzen und eine geringere Notwendigkeit von Netzausbau. Weiters kann er insbesondere nicht gleichzeitig einspeisen, wenn die jeweilige Erzeugungsanlage einspeist. Damit ist bereits sichergestellt, dass Speicher einspeiseseitig keine Netzengpässe verursachen oder verschärfen können. Damit ist der Betrieb eines co-located Speicher bereits de facto systemdienlich im Sinne des § 6 Z 148 insbesondere in Hinblick auf Kostenreduktion und Netzstabilität.

Co-located Speicher werden ihrem systemimmanenten Zweck gemäß in unmittelbarer räumlicher Nähe zu einer Erzeugungsanlage errichtet, um deren bestehenden Netzanschluss mitzunutzen. Sie können daher nicht an beliebigen, vom Netzbetreiber ausgeschriebenen Standorten realisiert werden, weshalb eine Anwendung der Voraussetzungen für systemdienliche Standorte und Ausschreibungsverfahren sachlich unvereinbar erscheint.

Die IG Windkraft spricht sich nachdrücklich für die Klarstellung aus, co-located Speicher von den strengen kumulativen Voraussetzungen für Stand-Alone-Speicher zu entkoppeln.

Co-located Speicher, also Speicher, die gemeinsam mit Erzeugungsanlagen denselben Netzanschluss nutzen, sind unseres Erachtens als eigene Kategorie zu betrachten. Sie nutzen einen bestehenden Netzanschluss, verursachen keinen zusätzlichen Netzausbaubedarf und dienen damit der netzseitige Kostenvermeidung bzw. -einsparung iSd EIWG-Definition zur Systemdienlichkeit.

Für die Anerkennung der Systemdienlichkeit von co-located Speicher ist laut Marktkonsultation maßgeblich, dass der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlagen eindeutig abgegrenzt werden kann. In diesem Zusammenhang bedarf es einer Klarstellung, wie diese Abgrenzbarkeit konkret zu erfolgen hat: Es sollte präzisiert werden, ob die eindeutige Messung des Hauptstrompfads ausreichend ist oder ob darüber hinaus Hilfsanlagen mit separaten Messungen auszustatten sind.

Darüber hinausgehend sollten keine künstlichen Einschränkungen zur Systemdienlichkeit von co-located Speichern eingeführt werden.

Um auch bezugsseitig Systemdienlichkeit zu gewährleisten, kann eine von der Einspeiseleistung differenzierte (ggf. flexible) Bezugsleistung sachgerecht sein. Sollte die Regulierungsbehörde solche Konkretisierungen für eine bezugsseitige systemdienliche Betriebsweise für erforderlich erachten, ist jedenfalls zu gewährleisten, dass diese transparent und nachvollziehbar ausgestaltet werden. Im Fall von Hüllkurven müssten diese somit als Jahreszeitreihe mit Viertelstundenwerten abgebildet werden, damit die damit verbundenen Einschränkungen in der Projekt- und Betriebsplanung verlässlich berücksichtigt werden können. Das maximale Ausmaß der Beschränkungen sollte jedenfalls für einen Zeitraum von fünf bis zehn Jahren erkennbar und verbindlich festgelegt sein.

Zur Vermeidung von Umgehungen und zur Sicherstellung der dargestellten systemdienlichen Vorteile, empfiehlt sich eine Präzisierung des Begriffs „co-located“ dahingehend, dass die netzwirksame Leistung des Speichers die netzwirksame Leistung der Erzeugungsanlage nicht übersteigt.

Zu 2.3.2 Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen

Geeignete Standorte für den systemdienlichen Betrieb

Der in der Marktkonsultation vorgesehene Ansatz, systemdienliche Standorte im Verteilernetz an deren entlastende Wirkung auf übergeordnete Netzebenen zu knüpfen, wird grundsätzlich positiv beurteilt. Bereits heute gibt es Umspannwerke, an denen aufgrund hoher Bezugsleistungen – etwa durch Gewerbe – und fehlender freier Kapazitäten keine Erzeugungsanlagen mehr angeschlossen werden können. Die vorgeschlagene Herangehensweise ermöglicht es, Erzeugung und Bezug komplementär zu denken, anstatt von einer nicht gegebenen vollständigen Gleichzeitigkeit im Netzverhalten auszugehen.

Hinsichtlich systemdienlicher Standorte im Übertragungsnetz könnten entsprechende Regelungen Anreize schaffen, Windkraft auch in bislang weniger genutzten Regionen – etwa im Westen Österreichs – zu errichten. Unklar bleibt jedoch, wie dies praktisch umgesetzt werden soll, wenn in diesen Regionen keine raumordnerischen Zonierungen für Windkraft bestehen. Regulierungsbehörde und Netzbetreiber sollten daher darauf hinwirken, dass geeignete systemdienliche Standorte im Einklang mit bestehenden Planungsinstrumenten tatsächlich ausgewiesen werden.

Berücksichtigung von hybriden Erzeugungsanlagen

Die derzeitige Konzeption der Systemdienlichkeit von Stromerzeugungsanlagen knüpft ausschließlich an das Standortkriterium an. Aus Sicht der IG Windkraft greift dieser Ansatz zu kurz und bildet die realen systemischen Mehrwerte moderner Anlagenkonfigurationen nicht ab. Hybride Anlagenkonzepte – etwa Kombinationen aus PV/Wind oder PV/Wind/Speicher – sollten ausdrücklich ebenfalls als systemdienlich qualifiziert werden und dementsprechend zu einer Reduktion des Netzananschlussentgelts führen.

Hybride Anlagen nutzen bestehende Netzananschlusspunkte besonders effizient, glätten Einspeiseprofile und vermeiden Leistungsspitzen. Dies gelingt durch die komplementären Erzeugungsprofile von Wind und PV, die zu einer deutlich gleichmäßigeren Gesamteinspeisung führen, sowie durch Speicher, die kurzfristige Volatilitäten ausgleichen. Betreiber:innen nehmen dafür bewusst Erzeugungsverluste in Kauf und investieren in zusätzlich Steuerungs-, Prognose- und Speichertechnologien. Diese Maßnahmen leisten einen unmittelbaren Beitrag zur Reduktion von Netzausbaubedarf und einer sicheren und effizienten Systemführung.

Auch eine nachträgliche Hybridisierung – also die Ergänzung einer bestehenden Erzeugungsanlage durch eine weitere Technologie und/oder einen Speicher am selben Netzananschlusspunkt – erhöht die Systemdienlichkeit signifikant. Sie ermöglicht eine gleichmäßigere Bewirtschaftung der Anschlusskapazität, reduziert volkswirtschaftliche Kosten und stärkt die lokale Flexibilität. Bei nachträglicher Hybridisierung ist die Reduktion des Netzananschlussentgelts ex post vorzunehmen, sobald die erhöhte Systemdienlichkeit vorliegt.

Zu Frage 1: Kriterien für die Identifizierung und Ausweisung geeigneter Standorte auf Verteiler- oder Übertragungsnetzebene

Es ist nicht hinreichend geklärt, wie die geplante Standortausweisung mit bestehenden Zonierungen, Windatlas und Windpotentialstudien zusammenspielen soll. Problematisch wäre insbesondere, wenn systemdienliche Standorte für Windkraft außerhalb von Gebieten ausgewiesen würden, in denen ein ausreichendes Windpotential besteht oder die politisch-planerisch als Vorrang- bzw. Eignungszonen definiert sind. Eine solche Diskrepanz würde die praktische Umsetzbarkeit der ausgewiesenen Standorte erheblich in Frage stellen.

Hier wird eine verpflichtende Abstimmung des Netzbetreibers mit der Branche ausdrücklich empfohlen. Umgekehrt könnten die vom Netzbetreiber ausgewiesene Standorte ebenfalls als zusätzliche Ausbauzonen für die jeweilige Erzeugungstechnologie vorgesehen werden.

Zu 2.3.4 Dauerhafter flexibler Netzzugang

Im Fall eines neuen Netzzugangs eines einspeisenden Netzbenutzers oder einer Änderung der netzwirksamen Leistung kann vertraglich vereinbart werden, dass der Netzbetreiber aufgrund mangelnder

Netzkapazitäten die maximale netzwirksame Leistung statisch oder dynamisch vorgibt. Dies ist primär als temporäre Lösung vorgesehen, um Netzbenutzern einen früheren Netzzugang zu ermöglichen.

Wird eine Erzeugungsanlagen um einen Energiespeicher ergänzt, kann eine Erhöhung der bezugsseitigen netzwirksamen Leistung vorgesehen werden. In solchen Fällen ist klarzustellen, dass eine Änderung bezugsseitiger netzwirksamer Leistung sich keine Auswirkungen auf bereits bestehende einspeiseseitige netzwirksame Leistung haben soll.

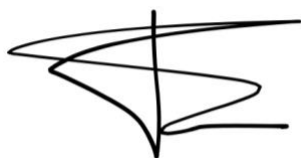
Ein dauerhafter flexibler Netzzugang kann auf Verlangen von Netzbenutzern vorgesehen werden. Um faire Vertragsbedingungen zu gewährleisten, sollte die Regulierungsbehörde zur Orientierung und besseren Nachvollziehbarkeit eine diesbezügliche Vertragsvorlage zur Verfügung stellen. Um Transparenz zu gewährleisten, sollten jedenfalls Zeitraum und die Dauer der Maßnahme, die abgeregelte Leistung und Energiemenge, die Begründung der Maßnahme sowie die betroffene Anlagengruppe, getrennt nach Technologie und Größenklasse bekanntgegeben werden. Dem Netzbenutzer ist regelmäßig eine Aufstellung über die individuell erfolgten Begrenzungen samt einer Information über die Netzauslastung zur Verfügung zu stellen.

Die Marktkonsultation sieht für den dauerhaften flexiblen Netzzugang gewisse Rahmenbedingungen vor. U.a. ist vorgesehen, dass für Kundenanlagen mit Stromerzeugungsanlagen und Speichern („co-located Speicher“) ein dauerhafter flexibler Netzzugang möglich ist, sofern der Speicher ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen wird. Diese Einschränkung ist nicht nachvollziehbar und hat unseres Erachtens keinen Nutzen für den Netzbetreiber. Der Betrieb des Speichers wird dadurch wiederum für den Netznutzer überschießend eingeschränkt.

Weiters braucht ein co-located Speicher, welcher als Ergänzung zu einer Erzeugungsanlage errichtet wird, üblicherweise keinen zusätzlichen einspeiseseitigen Netzanschluss. Eine Änderung der netzwirksamen Leistung geschieht in so einem Fall somit üblicherweise ausschließlich bezugsseitig. Wäre der Speicher ausschließlich mit Eigenerzeugung zu laden, ergäbe sich unseres Erachtens somit kein Anwendungsbereich für diese Fragestellung.

Weiters sehen die Erläuterungen zu § 101 EIWG vor, dass eine Anlage von der Spitzenkappung befreit wird, sofern der der Netzbenutzer dem Netzbetreiber im Rahmen eines flexiblen Netzanschlussvertrages zusätzliche Steuerungs- oder Abschaltbefugnisse einräumt, die im Ergebnis eine Reduktion der Einspeiseleistung zulassen, welche mindestens dem Ausmaß der Spitzenkappung gemäß § 101 Abs. 1 oder 2 entspricht, ist. Diese vom Gesetzgeber vorgesehene Auswirkung des dauerhaften flexiblen Netzzugangs auf die Spitzenkappung ist in der Marktkonsultation bisher unberücksichtigt, sollte allerdings der Vollständigkeit halber ebenfalls ergänzt werden.

Mit freundlichen Grüßen,



Florian Maringer
Geschäftsführung
Interessengemeinschaft Windkraft Österreich