

RfG Schwellenwert- und RfG Anforderungs-Verordnung

Stellungnahme der IG Windkraft

St. Pölten, am 31. August 2018

Hiermit erlauben wir uns, zum **Begutachtungsentwurf zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG Schwellenwert-Verordnung)** welcher von der E-Control ausgesendet wurde innerhalb offener Frist Stellung zu nehmen und ersuchen um Berücksichtigung unserer Argumente.

Einleitung

Als Umsetzung der nicht abschließenden Regelungen der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl. L 2016/112, („Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators“; im Folgenden kurz: RfG-VO) besteht für die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit Anforderungen auszugestalten und diese unter Genehmigung durch die E-Control zu erlassen. Obwohl wir die Ausgestaltung klarer und einheitlicher Regelungen begrüßen, möchten wir darauf hinweisen, dass die Umsetzungen der Verordnung (EU) 2016/631 teils unzureichend, teils überschießend erfolgt ist. Darüber hinaus könnte durch die Beibehaltung der Größenklassen gemäß geltender TOR eine Reihe von umfassenden technischen und finanziellen Anforderungen für Erzeugungsanlagenbetreiber vermieden werden. Generell sollten neue Anforderungen klar ausgewiesen, präzise spezifiziert sein und eine tiefgehende Kosten - Nutzenanalyse erfolgen. Nur so wird gewährleistet von den Herstellern entsprechende Angebote zu bekommen und die damit verbundenen Investitions -und Betriebskosten beurteilen zu können. Es sei kritisch darauf hingewiesen, dass zu unspezifisch ausformulierte Anforderungen eine Stellungnahme erschweren. Weiters möchten wir auf folgende Punkte hinweisen:

1. RfG Schwellenwert-Verordnung (Schwellenwert-V)

Grundsätzlich erkennen wir die Möglichkeit abweichende Schwellenwerte festzulegen an, falls dies technisch geboten ist. Die im Schwellenwert-Verordnungsentwurf enthaltenen Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber sind aber teils überschießend und unbegründet

Die Materialien zu dem Schwellenwert-Verordnungsentwurf enthalten in keiner Weise eine Einschätzung der Kosten die durch die Änderung der Schwellenklassen für einzelne Betreiber entstehen. Es wird zwar beschrieben, dass die Anzahl der betroffenen Projekte gering ist. Eine transparente Aufschlüsselung dieser Zahlen erfolgt aber nicht.

*(„Diese Festlegung betrifft (gegenüber dem in der RfG-VO vorgesehen Maximalgrenzwert für den Schwellenwert von 1 MW) nach Berechnungen der E-Control rund 3 % der neu zugebauten bzw. revidierten Leistung bis 2025, dies entspricht rund 270 MW bzw. 600 Stromerzeugungsanlagen...“ Vgl. **Festlegung des Schwellenwerts für Typ B gemäß Art. 5 Abs. 2 lit. b RfG-VO mit 250 kW**)*

Die Anforderungen der Typen unterscheiden sich sprunghaft und sind mit etwaigen technischen und finanziellen Mehrkosten verbunden. So müssten z.B. leistungskleine Anlagen laut Typ B ab 250 kW Konformitätstests und Simulationen durchführen.

Wir sprechen uns daher für eine Kosten - Nutzenanalyse aus, um den Mehrwert auf Gesamtsystemsicht zu begründen.

Weiteres ist unklar worauf sich die Schwellenwerte beziehen sollen. Zwar sind diese in MW angegeben, entbehren aber einer aussagekräftigen Präzisierung z.B. technisch mögliche max. MW Leistung der Anlagen, Leistung wie im Netzvertrag vereinbart oder die installierte Gesamtleistung am Netzanschlusspunkt. Hier bedarf es einer abschließenden Definition da, deren Fehlen eine enorme Rechts - und Investitionsunsicherheit mit sich ziehen würde.

2. FRT - Fähigkeit

Die FRT - Fähigkeit wird von den meisten Anlagen erfüllt und wir sehen den Nutzen sowohl für Netzbetreiber als auch für Betreiber im Sinne eines stabilen Netzbetriebs. Wir begrüßen die Forderung daher, sofern eine für Anlagenbetreiber sinnvolle Ausgestaltung frei von Mehrkosten erfolgt.

3. Blindleistung

Wir weisen darauf hin, dass die neuen in den Unterlagen der E-Control veröffentlichten Blindleistungsbereiche für Anlagen des Typs C und D eine Ausweitung der bisher geforderten Blindleistung darstellt. Beispielsweise die breiteren Stellbereiche besonders im unteren Spannungsbereich gegenüber der TOR B. Im Bereich des Typ B handelt es sich, soweit aus den vorgeschlagenen Änderungen seitens E-Control ersichtlich, um eine generelle Aufweitung des Stellbereichs gegenüber der TOR D4. Insbesondere bedeutet die Erweiterung des Spannungsbereiches bis herunter auf einen Wert von 0,875 (außerhalb des stationären Spannungsbereiches) im übererregtem Bereich die Notwendigkeit einer Überdimensionierung der WEA. Die Kosten für die erweiterte Auslegung auf diesen Betriebsbereich steigen sprunghaft, da mehr Strom für gleiches Q notwendig ist. Für die erweiterte Auslegung ist es notwendig andere (teurere) Komponentenklassen zu verwenden. Lösung: der Spannungsbereich sollte von 0,9 bis 1,1 U pu begrenzt werden.

Die Ausweitung würde laut Aussage von führenden Herstellern zu erhöhten Investitions- und Betriebskosten führen, bei gleichzeitig sinkendem Ertrag. Gerade für kleinere Marktteilnehmer können solche Mehrkosten besonders kritisch werden. Ein Bedarf über den bisherigen Wert eines $\cos \phi$ von 0,925 induktiv oder kapazitiv besteht auf Basis des derzeitigen Informationsstandes weder derzeit noch in näherer Zukunft und wir sprechen uns daher für eine Beibehaltung der derzeitigen Blindleistungsbereiche gemäß TOR als geforderten Standard aus.

Seitens des Netzbetreibers soll im Netzzugangsvertrag die technische Notwendigkeit und maximale Menge an Blindleistung zu Netzstabilisierung genau dargelegt und begründet werden. Das dient zur Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Blindleistungsanforderungen. Für die darüberhinausgehende Bereitstellung von Blindleistung, fordern wir eine finanzielle Abgeltung. Wir sprechen uns für die Ausgestaltung eines geeigneten Instruments zur Abgeltung von Blindleistung, ähnlich wie in anderen EU-Staaten bereits implementiert¹, aus. Daher ist jetzt die Diskussion über eine Abgeltung der Bereitstellung von Blindleistung bei Erlass und Ausgestaltung der Verordnung zu führen. So kann der zukünftigen Rolle der Windkraft nicht nur als reiner Produzent sondern auch als Systemdienstleister in geeigneter Weise Rechnung getragen werden.

Wir kritisieren außerdem, dass die bisherige Formulierung „in lokal begründeten Ausnahmefällen“ von den Netzbetreibern ignoriert und der erhöhte Bedarf nicht begründet wird. In Zukunft sollen diese „lokal begründeten Ausnahmefälle“ nur für einzelne Netzanschlusspunkte zulässig sein und die Begründung muss dem Anschlussnehmer in verständlicher Form vorgelegt werden.

Weiters plädieren wir für einen Bestandsschutz von Altanlagen, um nachträgliche kostspielige Nachrüstungen zu vermeiden.

¹ Vgl. Bletterie Benoit / Kadar Sedam (2017). *Studie zur Monetarisierung von Blindleistung in Österreich - Umfeldanalyse und Ist-Situation*. AIT - Austrian Institute of Technology.

4. Zertifizierung

Derzeit ist die Nutzung von Betriebsmittelbescheinigungen von ermächtigten Zertifizierungsstellen für den Anschluss von Anlagen Typ A-C fakultativ geregelt. Da diese Unterlagen aber für Typ D für den endgültigen Betrieb aber eine obligatorische Voraussetzung sind, ist unverständlich wieso die Ausgestaltung der Betriebsmittelbescheinigungen sowie der Akkreditierung der Zertifizierungsstellen im derzeitigen Verordnungsentwurf fehlt.

Einerseits ist sicherzustellen, dass Zertifikate für Windanlagen auch aus dem Ausland insbesondere aus Deutschland in Österreich anerkannt werden können. Andererseits müssen für die Prüfung der Gesamtprojekte ein adäquates Prüfungsregime gefunden werden. Der österreichische Prozess zur Anlagengenehmigung beinhaltet schon ein Mittel zur Sicherstellung der Sicherheit und Bescheidmäßigkeit der Anlagen. Begrüßenswert wäre daher die Implementierung aller RfG-Networkcode Bescheinigungen in den österreichischen Prozess. Insbesondere ist darauf zu achten, dass die Akkreditierungskriterien von Zertifizierungsstellen objektiv und fair gesetzt werden. In Österreich tätige Ziviltechniker, elektrotechnische Sachverständige oder Netzbetreiber sollten – wie nach derzeitiger Rechtslage – in der Lage sein die Kompatibilität von Anlagen mit den RfG Bestimmungen zu beurteilen.

Die transparente Einbindung der der IG Windkraft – also der Hersteller und Betreiber - ist unerlässlich und wurde im bisherigen Entstehungsprozess bisher verabsäumt.

5. Synthetische Schwungmasse

Es wurden zwar keine Regelungen zur synthetischen Schwungmasse in den Verordnungsentwurf der E-Control aufgenommen - dennoch bedarf es hier einiger Anmerkungen.

Vor dem Erlassen von dementsprechenden Anforderungen ist sowohl der Anforderungsbereich der synthetischen Schwungmasse sowie die Rolle der Windkraft in der Bereitstellung dieser genau zu definieren. Erst dann wären die damit verbunden Kosten und die dafür notwendige Abgeltung abschätzbar. Weiters ist zu klären wieviel Schwungmasse durch die Windkraft tatsächlich bereitgestellt werden kann, um eine transparente Regelung zu finden.

6. Datenaustausch

Die bisher seitens E-Control zur Verfügung gestellten Informationen bezüglich neuer Anforderungen an den Datenaustausch lassen nur bedingt eine Einschätzung von Mehraufwand beziehungsweise Mehrkosten für die Branche zu.

Hier bedarf es einheitlicher Regelungen und genauerer Definition welche Daten, in welcher Qualität (Dateiformate, Detailgrad) und Zeiträumen zur Verfügung gestellt werden sollen.

Wir sprechen uns in jedem Fall gegen überbordende Anforderungen und unverhältnismäßige Mehrkosten bereits ab dem Typ B aus. Ein kollektives, Massendatensammeln ist überschießend und unverhältnismäßig.

7. Wesentliche Änderungen und Signifikante Netznutzer

Bisher gibt es noch keine klare Definition, was als wesentliche Änderung zu sehen ist und welche Auswirkungen daher für unterschiedliche Maßnahmen wie z.B. Repowering, Erweiterungen von Windparks sowie eventuelle Software Updates die zu Leistungs- bzw. Ertragssteigerungen zu erwarten sind. So ist insbesondere zu klären welche Änderungen die Anwendbarkeit auf welche Anlagenteile auslöst.

Wir sprechen uns daher für einen Bestandsschutz von Altanlagen aus. Angedacht wäre eine ähnliche Regelung wie in Deutschland, wo sich die neuen RfGs nur auf neu hinzugefügte Betriebsmittel beziehen.

8. Signifikante Netznutzer

Wichtig wäre hier eine Plausibilitätsprüfung der in den Erläuterungen zur RfG Schwellenwert V. angegebenen Werte (*Festlegung des Schwellenwerts für Typ B gemäß Art. 5 Abs. 2 lit. b RfG-VO mit 250 kW*), wonach der Zubau oder die revidierte Leistung nur 3% beträgt. Generell ist darauf zu achten, dass der Begriff nicht zu allgemein ausgelegt wird und somit der Großteil der Anlagen ohnehin nicht als signifikanter Netznutzer gesehen wird. Hier geht es auch um die generelle Sichtweise, dass die Windkraft in ihrer zukünftig angedachten Rolle nicht nur „signifikanter Netznutzer“ sondern auch Netz - bzw. „signifikanter Systemdienstleister“ sein wird.

9. Primärregelfähigkeit

Wir sprechen uns dafür aus, dass die Primärregelfähigkeit nur von jenen Marktteilnehmern gefordert wird, die auch am Regelenergiemarkt teilnehmen wollen. Die Primärregelfähigkeit darf daher nur als eine „KANN“ Anforderung ausgelegt werden.

Außerdem bedarf es einer Anpassung der Präqualifikationskriterien, speziell was die Vorhaltung von Regelleistung angeht, da es langfristig sinnvoll ist diese auch aus Windkraft bereitzustellen.

10. Fernabschaltung

Abschaltungen durch den Netzbetreiber zur Stabilität der Netzsicherheit dürfen nur unter eng und abschließend geregelten Bedingungen erfolgen. Die von der RfG-VO geregelte Verpflichtung zur Einrichtung einer fernwirktechnischen Schnittstelle greift nicht weit genug, um ein effektives, rechtssicheres und transparentes Regime zu schaffen.

11. Inselbetriebsfähigkeit / Schwarzstartfähigkeit

Wir sprechen uns gegen eine generelle Pflicht zur Inselbetriebsfähigkeit für Windenergieanlagen aus. Besonders berücksichtigt soll hier die tatsächliche Relevanz dieser Anforderung für die Systemsicherheit werden und diese auch transparent gemacht werden. Bevor derartige Anforderungen aufgenommen werden, sollte umfangreich untersucht werden, inwieweit die generelle Inselbetriebsfähigkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen insbesondere für die unteren Netzebenen unter Umständen sogar dem sicheren Verbundnetzbetrieb abträglich sein könnten.

Im Bereich der Anforderung der Schwarzstartfähigkeit ist die Frage inwiefern die Windkraft eine solche Anforderung technisch bereitstellen kann, denn dazu bedarf es der Möglichkeit entsprechend Leistung für einen „Schwarzstart“ bereitstellen zu können. Sonst ergibt diese Anforderung systemisch nur wenig Sinn. Dafür wären wiederum zusätzliche Betriebsmittel und Installationen notwendig, beispielsweise ausreichend Notstromreserven u.Ä. Das würde jedenfalls deutlich erhöhte Kosten beim Betreiber für die Investition und die laufende zur Verfügungstellung verursachen.

Aus diesem Grund lehnen wir diese Anforderung, ohne genaue Abgrenzung und Präzisierung ab.

Wir bitten um Berücksichtigung dieser Anmerkungen und stehen für Rückfragen sowie Diskussionen zur weiteren Ausgestaltung der Anforderungen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Mag. Stefan Moidl,
Geschäftsführer IG Windkraft Österreich