

## Flexible Netzanschlussverträge für EE-Einspeiser (Neuanschlüsse)

### Ein Alternativvorschlag zu einem Redispatch-Vorbehalt für ein Gelingen der Energiewende

Um den Ausbau der Erneuerbaren Energien – und damit das Gelingen der Energiewende – nicht zu gefährden, gleichzeitig aber die Synchronisation von Netz- und EE-Ausbau sowie Anreize für eine Berücksichtigung von Netzengpässen bei der Standortwahl von EE-Projekten zu schaffen, wird die Etablierung von flexiblen Netzanschlussverträgen (engl. Flexible Connection Agreements, kurz FCA) für Einspeiser vorgeschlagen.

Der Vorschlag berücksichtigt neben dem regulatorischen Rahmen für Netzbetreiber ebenso die Tatsache, dass Netzausbauvorhaben eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen, strukturelle Engpässe also nicht kurzfristig gelöst werden können. Gleichsam adressiert er die Herausforderungen für die Erneuerbaren Energien, deren quasi-reguliertes Marktumfeld günstige Finanzierungsbedingungen erlaubt und diese daher in besonderem Maße darauf angewiesen sind, dass Kosten und Risiken ex-ante bekannt sind.

#### **Kernaussagen:**

- Der Vorschlag berücksichtigt die Interessen der EE-Einspeiser und der Netzbetreiber
- Keine Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete und damit kein Entfall des Anschlussvorrangs für EE-Anlagen, sondern Transparenz über limitierte Netzbetriebsmittel
- Kein vollumfänglicher Entfall von Redispatch-Entschädigung - dennoch Entlastung der Stromkunden durch Senkung der Systemkosten
- Einführung eines Anspruchs auf Abschluss eines standardisierten FCA nur für Neuanschlüsse
- Deutschlandgeschwindigkeit für die Energiewende: Schnellere Genehmigungsverfahren für den Netzausbau auf Verteilnetzebene

#### **Im Detail lautet der Vorschlag wie folgt:**

1. Gesetzliche (oder durch die BNetzA als Regulierungsbehörde erfolgte) Etablierung eines **bundesweit einheitlichen FCA-Standards für EE-Einspeiser**. Die Standardisierung reduziert Komplexität, administrative Aufwände und schafft Planbarkeit für alle.
2. Möglichkeit zur **Kennzeichnung leistungslimitierter Netzbetriebsmittel** anhand von zwei möglichen Indikationen:
  - a. **Normalfall:** Indikation liegt vor, wenn in einer netzplanerischen Simulation die auf Verlangen des Netzbetreibers **abgeregelte Menge der EE-Einspeisung** im Dreijahresdurchschnitt **10 – 15 Prozent** der potenziell eingespeisten Menge übersteigt. Die Simulation umfasst sowohl zurückliegende Abregelungen, zugesagte Netzanschlüsse und geplanten Netzausbau. Netzbetreiber veröffentlichen die Simulationsergebnisse transparent und nachprüfbar halbjährlich. Der Dreijahresdurchschnitt macht den Wert weniger anfällig für Wettereffekte. Die Transparenz erhöht die Planbarkeit. Der Wert von 10 – 15 Prozent berücksichtigt das aktuelle Niveau der Abregelung (Dreijahresdurchschnitt 3,6 Prozent), der gesetzlich festgelegten zulässigen Spitzenkappung von 3 Prozent bei der Netzdimensionierung sowie die Tatsache, dass eine bundesweit flächendeckende Ausweisung von kapazitätslimitierenden Gebieten keinerlei standortsteuernde Signale, welche technologiebedingt variieren, mehr erlauben würde. (Geeigneter Ansatz für

Netzbetriebsmittel, die bereits häufig von Redispatch-Maßnahmen betroffen sind.)

oder

- b. **PV-dominierte Netzgebiete (saisonale tägliche Einspeisepeaks):** Indikation liegt vor, wenn die bereits angeschlossene und verbindlich zugesagte Netzanschlussleistung netzplanerisch **in 5 – 10 Prozent der Viertelstunden eines Jahres die Leistung des Netzbetriebsmittels überschreiten**. Mit den künftigen Netztransparenzkarten gemäß §17c des geleakten Referentenentwurfs soll eine Kennzeichnung von Netzbetriebsmitteln in Hochspannung (Netzebene 3) und Umspannung Hoch-/Mittelspannung (Netzebene 4) eingeführt werden, wenn keine freie Netzanschlussleistung verbleibt („Leistungslimitierung“). Auch bereits eingeplanter Netzausbau soll mit voraussichtlichen Fertigstellungsdaten transparent gemacht werden. (Geeigneter Ansatz für Netzbetriebsmittel, für die ein deutlicher Zuwachs an EE-Einspeiseanlagen bereits verbindlich zugesagt wurde.)

Für beide Varianten gilt, dass keine Effekte durch Umschaltungen oder Störungen berücksichtigt werden dürfen. Die vom Netzbetreiber angewandte Entscheidungsgrundlage für eine Limitierung soll jederzeit durch die BNetzA geprüft werden können.

3. Eine in den Netztransparenzkarten gekennzeichnete **Limitierung auf Netzebene 3 oder 4 kann durch den nachgelagerten zuständigen Netzbetreiber bis zu Netzebene 6 auf seine Netzbetriebsmittel übernommen werden**. Alternativ kann der zuständige Netzbetreiber eine Limitierung für einzelne Netzbetriebsmittel in Mittelspannung (Netzebene 5) oder Umspannung Mittel-/Niederspannung (Netzebene 6) ausweisen.<sup>1</sup>
4. Wenn ein limitiertes Netzbetriebsmittel **keinen uneingeschränkten sofortigen Anschluss** am Netzverknüpfungspunkt des Anschlusspetenten zulässt, hat dieser **drei Möglichkeiten**:
  - a. Der Anschlusspetent besteht auf uneingeschränktem Anschluss und **wartet auf Ausbau des Netzes**.
  - b. Der Anschlusspetent besteht auf einem sofortigen Anschluss: Der **Netzbetreiber und der Anschlusspetent verpflichten sich**, einen **Einspeise-FCA** nach den untenstehend festgelegten Bedingungen abzuschließen, solange ein sicherer Netzbetrieb möglich ist.
  - c. Der Anschlusspetent entscheidet sich für den **Anschluss an einem Standort ohne Limitierung**.
5. Die **Laufzeit des jeweiligen Einspeise-FCA für den Anschluss von EE-Einspeiseanlagen beträgt fünf Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage** und verlängert sich automatisch, falls keine der beiden Vertragsparteien explizit widerspricht. In Verbindung mit den nachfolgenden Regelungen zur Nicht-Kompensation gewisser Einspeisemengen

---

<sup>1</sup> Eine zeitliche Staffelung der Einführung von größeren Anlagen hin zu kleineren Anlagen ist denkbar. Würde zum Beispiel mit EE-Einspeiseanlagen ab 10 MW begonnen, könnte etwa ein Drittel der jährlich angeschlossenen EE-Einspeiseleistung abgedeckt werden. Dies würde gleichzeitig nur ein Dreißigstel der EE-Einspeiseanlagen betreffen. (Auswertung MaStR Inbetriebnahmen EE-Einspeiser 2025)

besteht ein Anreiz zur Standortsteuerung und zeitlichen Verschiebung von Erneuerbaren-Projekten bei gleichzeitiger Sicherstellung der Finanzierbarkeit.

6. Während des FCA-Zeitraumes erhalten Einspeiser am entsprechenden Netzanschlusspunkt technologieunabhängig **keine Kompensation für im Rahmen des Redispatch abgeregelte Einspeisung für maximal 200 Volllaststunden pro Jahr**

**a. Ohne Spezifikation von Betriebsbereichen (Zeitfenster)**

(geeignet insbesondere in Gebieten mit schwer prognostizierbaren Energieflüssen und einer unregelmäßigen Netzauslastung.)

oder

**b. Mit Spezifikation von Betriebsbereichen (Zeitfenster)**

(Eingriffe innerhalb der Betriebsbereiche bleiben entschädigungspflichtig, bestehende Netzinfrastruktur wird optimal ausgenutzt, geeignet insbesondere für Gebiete mit gut prognostizierbaren Energieflüssen.)

Das einmalige Wahlrecht zwischen (a) und (b) hat der Netzbetreiber, der abgestimmt auf die lokale Netzsituation die netzplanerisch und betrieblich sinnvolle Variante auswählt. Hierdurch werden technologiebedingt unterschiedliche Erzeugungsprofile von Erneuerbaren und die Möglichkeit zur zeitlichen Verschiebung der Einspeisung mittels Grünstrom-Batteriespeicher in Co-Location adressiert. Stunden mit negativen Großhandelspreisen bleiben hiervon unberührt und werden nicht mit dem Kontingent verrechnet. Ungenutztes Kontingent verfällt am Jahresende.

**Deutschlandgeschwindigkeit für die Energiewende:** Eine effektive Beschleunigung des Netzausbaus ist unabdingbar. Dieses kann z.B. durch eine Erweiterung des geplanten Infrastruktur-Zukunftsgesetzes um die Belange der Energiewirtschaft ermöglicht werden. **Heute bereits vereinfachte Rahmenbedingungen tragen zu einem schnelleren Ausbau auf Übertragungsebene bei. Dies muss auch für die Verteilnetzebene gelten.**

### **Wechselwirkung mit dem Regulierungsrahmen**

Neben der Entwicklung des Netzanschlusspaketes läuft parallel das umfangreiche „AgNes“-Verfahren der BNetzA zur fundamentalen Überarbeitung der Netzentgeltssystematik Strom. Auch hier wird über Kosten und Risiken für Erneuerbare Energien diskutiert. **Es ist zwingend erforderlich, dass die Regelungen in einem Netzanschlusspaket, im AgNes-Verfahren sowie auch in der anstehenden EEG-Novelle aufeinander abgestimmt sind.** Das gilt insbesondere für den etwaigen Anfall von Einspeiseentgelten und die Erhebung von Baukostenzuschüssen, die wiederum auf den Abschluss eines FCA abzustimmen wären. Geschieht das nicht, sind Wechselwirkungen zu erwarten, die kombiniert den Ausbau der Erneuerbaren Energien signifikant ausbremsen würden.

Waren **Redispatchkosten** in der Vergangenheit als **dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten** (dnbK) im Sinne der Anreizregulierung erlösneutral, ist dieses entsprechend der Festlegung RAMEN zukünftig nicht mehr uneingeschränkt der Fall. **Diese Neuregelung sollte allerdings nicht gelten, wenn ein verzögerter Netzausbau nachweislich nicht durch den Netzbetreiber verursacht wurde.**