

Politik



"Uns war wichtig, die Finanzierbarkeit von Projekten für erneuerbare Energien nicht zu gefährden", betont Ralph Kremp.

(Quelle: Claudia Fahlbusch - bearbeitet)

16.03.2026 11:03 | Christian Seelos

INTERVIEW MIT RALPH KREMP, BET

"Es geht um ausgewogene Anreize zwischen Netz- und Anlagenbetreibern"

Berlin (energate) - Das Beratungsbüro BET hat sich mit einem eigenen Vorschlag [1] in die Debatte über die bessere Synchronisation von Erneuerbaren- und Netzausbau eingebracht. Ralph Kremp, Leiter Energiepolitik und Systemanalyse bei BET Consulting, erläutert im Interview, inwiefern sich der Vorschlag von der umstrittenen Idee eines Redispatch-Vorbehalts unterscheidet - und wie der Konflikt zwischen Netz- und Anlagenbetreibern befriedet werden könnte.

energate: Herr Kremp, eine bessere Synchronisation des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Netze ist eine der zentralen energiepolitischen Herausforderungen. Sie haben dazu einen neuen Vorschlag vorgelegt. Was sind die Kernpunkte?

Kremp: Die Kernidee unseres Vorschlags ist es, die künftige Entwicklung der erneuerbaren Energien und der Netze besser miteinander in Einklang zu bringen, ohne den Ausbau der Erneuerbaren auszubremsen. Beide Entwicklungen müssen so aufeinander abgestimmt werden, dass das System insgesamt effizienter und kostengünstiger funktioniert als heute.

energate: Wie wollen Sie das erreichen?

Kremp: Zentral sind drei Elemente. Erstens schlagen wir das Konzept einer systemdienlichen Anschlussleistung - kurz SAL - vor. Diese liegt unter der tatsächlich installierten Leistung einer Anlage. Dadurch werden Kapazitäten in den Netzen frei und der notwendige Netzausbau reduziert. Zweitens wollen wir Flexibilität stärker incentivieren. Anlagenbetreiber sollen Anreize erhalten, ihre Anlagen so zu betreiben, dass Marktwerte und Wirtschaftlichkeit steigen.

Drittens greift unser Vorschlag die aktuelle Diskussion um das Netzanschlusspaket auf. Es geht darum, die Anreize zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern ausgewogener zu gestalten - mit ausreichend Planbarkeit und Kalkulierbarkeit für Investoren. Aber auch mit Möglichkeiten für Netzbetreiber, bei Engpässen steuernd einzugreifen. Beide Seiten sollen sich in dem Vorschlag wiederfinden.

SAL für Photovoltaik könnte bei 50 Prozent liegen

energate: Welche Größenordnungen schweben Ihnen bei der systemdienlichen Anschlussleistung vor?

Kremp: Das ist ein zentraler Punkt, der in der weiteren Diskussion noch ausgestaltet werden muss. In unserem Modell haben wir bei der Photovoltaik mit 50 Prozent gerechnet. Eine pauschale Prozentvorgabe funktioniert jedoch nicht bei jeder Technologie. Bei der Onshore-Windkraft etwa ist der Ansatz technischer. Hier würden wir eher über Parameter der Anlagenkonfiguration argumentieren, etwa über die Rotorflächenleistung. Ziel ist ein optimales Verhältnis zwischen installierter Leistung und elektrischer Ausbeute.

energate: Das führt zu einer Verstetigung der Stromerzeugung.

Kremp: Genau. Es geht darum, die Windausbeute zu maximieren, nicht die installierte Leistung. Dadurch steigen die Benutzungsstunden und es wird insgesamt mehr Strom vermarktet. Gleichzeitig kann das Netz mit geringeren Leistungsdimensionen ausgelegt werden. Zusätzlich schafft das Modell Anreize, Strom in Zeiten niedriger Marktwerte flexibler zu nutzen oder anderweitig zu vermarkten.

energate: An welche Pfade denken Sie dabei?

Kremp: Bei Photovoltaik geht es vor allem darum, Speicher stärker marktlich einzubinden. Batterien sollen so betrieben werden, dass sie nicht gleich morgens vollladen, sondern gezielt in Zeiten niedriger Strompreise laden. Darüber hinaus spielt Sektorenkopplung eine Rolle, etwa über Power-to-Heat-Anlagen im Wärmesektor. Auch Direktbelieferung ist eine Option.

Der Charme des Konzepts liegt darin, dass wir unterschiedliche Pfade für die systemdienliche Verwendung der Strommengen oberhalb der SAL-Linie öffnen. Grundsätzlich könnten diese auch ins Netz eingespeist werden, wenn Flexible Connection Agreements abgeschlossen werden - allerdings ohne feste Garantie. Netzrestriktionen würden dabei stets berücksichtigt.

energate: FCAs sollen auch das Mittel der Wahl werden, wenn es darum geht, eine Lösung für Netzengpassgebiete zu schaffen.

Kremp: Das ist der Grundgedanke. Allerdings lassen sich FCAs nur schwer gesetzlich vorschreiben. Deshalb setzen wir auf ökonomische Anreize. Derzeit gibt es oft zu wenig Einigungsdruck. Unser Optionenmodell schafft dagegen Anreize für Netz- und Anlagenbetreiber, sich zu einigen. Kommt keine Einigung zustande, greift eine Fallback-Option, die für beide Seiten wirtschaftliche Nachteile mit sich bringt.

energate: Damit unterscheidet sich Ihr Modell vom kontrovers diskutierten Vorschlag eines Redispatch-Vorbehalts [2], wie er im Netzpaket enthalten ist.

Kremp: Der Unterschied besteht darin, dass die Risiken in unserem Modell gleichmäßiger verteilt werden. Gleichzeitig bleiben sie kalkulierbar, weil nur ein begrenzter Teil der Einspeisemengen betroffen ist. Uns war wichtig, die Finanzierbarkeit von Projekten für erneuerbare Energien nicht zu gefährden.

energate: Im Netzpaket wird als Grenze für kapazitätslimitierte Netzabschnitte eine Abregelung von drei Prozent der eingespeisten Strommenge genannt. Wie schätzen Sie diese Zahl ein?

Kremp: Die drei Prozent sind derzeit eine häufig diskutierte Größe. Es gibt aber auch Argumente dafür, einen höheren Wert zu wählen. Wenn eine Anlage nur sehr selten abgeregelt wird, handelt es sich noch nicht zwingend um einen strukturellen Engpass. Ob der optimale Wert bei drei, vier oder fünf Prozent liegt, müsste allerdings noch genauer analysiert werden.

Zehn Jahre für Netzausbau zu lang

energate: Ein weiterer Unterschied zum Netzpaket betrifft die Fristen für den Netzausbau. Dort werden bis zu zehn Jahre diskutiert, das BET-Konzept sieht nur vier Jahre vor. Ist das nicht zu knapp bemessen?

Kremp: Der Vorschlag des Netzpakets von zehn Jahren wird von vielen Marktteilnehmern als zu lang empfunden und führt zu nicht ausreichenden Anreizen, den Netzausbau prioritär voranzutreiben. De facto sprechen wir in unserem Vorschlag von bis zu sieben Jahren. Zunächst gilt die bestehende Frist von drei Jahren für den Netzanschluss. Kann der Anschluss in dieser Zeit nicht realisiert werden, kommen weitere vier Jahre hinzu. Uns war wichtig, einen gewissen Zeitdruck beim Netzausbau zu erhalten.

energate: ...und diesen untermauert Ihr Modell mit der Androhung finanzieller Nachteile.

Kremp: Die wirtschaftlichen Effekte entstehen vor allem dann, wenn keine Einigung zustande kommt und die Rückfalloption greift - oder wenn der Netzausbau nicht innerhalb dieser sieben Jahre erfolgt. Wichtig ist aber auch: Unser Vorschlag richtet sich vor allem an höhere Spannungsebenen. Für den Niederspannungsbereich - etwa im Haushaltssektor - wären Instrumente wie Flexible Connection Agreements oder Direktvermarktung zu komplex. Dort braucht es einfachere, massentaugliche Lösungen. Mechanismen wie steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG bleiben deshalb weiterhin wichtige Instrumente.

Verweise

[1] <https://www.energate-messenger.de/news/260534>

[2] <https://www.energate-messenger.de/news/260105>

Testen Sie den energate messenger+ jetzt 30 Tage lang
kostenlos und unverbindlich:

www.energate-messenger.de/trial/