

STELLUNGNAHME

zum Arbeitsentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums für eine Änderung der Rechtsgrundlagen für Einspeisemanagement und Redispatch

Berlin, 5. Oktober 2018

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.460 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 260.000 Beschäftigten wurden 2016 Umsatzerlöse von knapp 114 Milliarden Euro erwirtschaftet und rund 10 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment große Marktanteile in zentralen Versorgungsbereichen (Strom 60 Prozent, Erdgas 65 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Wärmeversorgung 72 Prozent, Abwasserentsorgung 43 Prozent). Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 66 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Die kommunalen Unternehmen versorgen zudem über 6 Millionen Kunden mit Breitbandinfrastrukturen. Sie investieren in den kommenden Jahren mehr als 1 Milliarde Euro in digitale Infrastrukturen von Glasfaser bis Long Range Wide Area Networks (LoRaWAN) in den Kommunen und legen damit die Grundlagen für die Gigabitgesellschaft.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Einleitung

Die Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch beliefen sich im Jahr 2017 auf ca. 1,4 Milliarden Euro, wie sich aus dem aktuellsten Monitoring-Bericht der Bundesnetzagentur (2017) ergibt. Diese Entwicklung belastet die Gesamtheit der Stromkunden und schadet der Akzeptanz der Energiewende.

Angesichts dessen ist die Zielsetzung zu unterstützen, die Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch möglichst einzudämmen. In einem Arbeitsentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums vom September 2018 werden zu diesem Zweck Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vorgeschlagen. Ein Teil dieser Änderungsvorschläge bezieht sich auf den Einspeisevorrang von EEG- und KWK-Anlagen. Künftig soll die Entscheidung, welche Stromerzeugungsanlage zur Beseitigung einer Gefährdung oder Störung der Netzsicherheit im Einzelfall abzuregeln ist, auch unter Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Kosten getroffen werden.

Eine Einbeziehung von EEG- und KWK-Anlagen in den Redispatch und die damit verbundene Relativierung des Einspeisevorrangs ist grundsätzlich kritisch zu beurteilen und kann nur eine vorübergehende Lösung sein. Vorrangig sollten sich die Bestrebungen darauf konzentrieren, den Ausbau der Übertragungsleitungen und Ansätze zur regionalen Integration voranzubringen. Andererseits ist auch der Redispatch zulasten konventioneller Kraftwerke als regulatorischer Eingriff in den betriebswirtschaftlich optimierten Kraftwerkseinsatz (der obendrein nur unzureichend vergütet wird) grundsätzlich problematisch, so dass der VKU aufgeschlossen gegenüber Maßnahmen ist, die den Redispatcheinsatz insgesamt verringern. Dies gilt auch vor dem Hintergrund der eingangs erwähnten Kostenbelastung. Dann sollte allerdings darauf geachtet werden, dass auch der Redispatch-Einsatz von KWK-Anlagen möglichst reduziert wird, um den entsprechenden Wärmelieferverpflichtungen Rechnung zu tragen. Dem Arbeitsentwurf lässt sich in der vorliegenden Form nicht entnehmen, dass dieser Aspekt berücksichtigt wurde.

Vor dem Hintergrund der vom VKU geforderten Stärkung der Rolle der VNB und einer neuen Qualität der Zusammenarbeit von Netzbetreibern in einem dezentralen Energiesystem (NQdZ)¹ ist es zu begrüßen, dass Verteilnetzbetreiber beim Engpassmanagement stärker in die bisherigen Prozesse und -Instrumente der Übertragungsnetzbetreiber eingebunden werden und z.B. die Möglichkeit zur Durchführung eines geordneten Redispatch erhalten sollen. Sollen EEG-Anlagen mit in diese Prozesse einbezogen werden, ist dies auch aufgrund des hohen Anschlussgrades von EEG-Anlagen im Verteilnetz nötig.

¹ VKU-Gutachten „Neue Qualität der Zusammenarbeit von Netzbetreibern in einem dezentralen Energiesystem“, veröffentlicht unter www.vku.de

Dabei ist jedoch sorgfältig auf die Umsetzung des „AVE-Prinzips“ (Aufgabe, Verantwortung und Entscheidungshoheit) eines jeden Netzbetreibers zu achten. Dies ist nach Auffassung des VKU nur durch eine konsequente Umsetzung der organisatorischen und informatorischen Kaskade („intelligente Verteilnetz-kaskade“) realisierbar, in die auch Direktvermarkter an geeigneter Stelle eingebettet werden könnten.

Vor dem Hintergrund zunehmender Bilanzkreisuntreue sind Bestrebungen, Direktvermarkter besser in den Prozess zu integrieren, durchaus sinnvoll und nachvollziehbar. Grundsätzlich vorstellbar ist etwa eine Umstellung der bisher aktuellen Kaskadenregelung von einer Istwert- auf eine Planwertbasis. Die Umsetzung würde jedoch massive Investitionen in die Verteilnetze (etwa für IT, Steuerungstechnik und Netzprognosen) sowie höhere Betriebskosten mit sich bringen. Diese erforderlichen Kapital- und Betriebskosten (CAPEX und OPEX) würden regulatorisch entsprechend als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anzusetzen sein. Aufgrund der Kleinteiligkeit und Komplexität ist jedoch fraglich, ob ein solches Vorgehen auch für die Niederspannungsebene infrage käme.

Netzbetreiber sollen dem Arbeitsentwurf zufolge in Zukunft für den energetischen und bilanziellen Ausgleich verantwortlich sein. Aufgrund ihrer guten Netzkenntnis ist dieser Gedanke im Grundsatz nachvollziehbar. Dies würde grundsätzlich dem im Rahmen des erwähnten VKU-Gutachtens formulierten Wunsch nach mehr Systemverantwortung für Verteilnetzbetreiber entsprechen. Dabei müssen aber die entstehenden Risiken aus der Abwicklung für die Netzbetreiber und auch die Frage der regulatorischen Behandlung zuverlässig und angemessen geklärt werden.

Geplante Änderungen des § 13 EnWG – Auswahlentscheidung im Rahmen des Redispatch

Verhältnis des „Redispatch“ zu Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG-Entwurf klären

Vermutlich bezieht sich § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG-Entwurf auf Redispatch-Maßnahmen, zu deren Duldung Anlagenbetreiber gemäß § 13a Absatz 1 EnWG-Entwurf verpflichtet sein sollen. Dieser Zusammenhang wird jedoch dadurch verschleiert, dass nach § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG-Entwurf „von mehreren geeigneten Maßnahmen nach Satz 1 Nummer 2 und 3 die Maßnahmen [auszuwählen sind], die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen“. Aufgrund der großen Anzahl der in den Redispatch *zwangsweise* einbezogenen EEG- und KWK-Anlagen fällt es mit Blick auf die Gesetzessystematik schwer, diese Maßnahmen als – marktbezogenen – Redispatch im Sinne des § 13 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EnWG einzustufen. Vielmehr dürfte es sich um eine regulatorische Maßnahme handeln. Zur Erleichterung der Rechtsanwendung sollte die Rolle des „Redispatch“ im Gefüge des § 13 EnWG deutlicher herausgestellt werden, u.U. im Wege einer neuen Nummer 4 in Absatz 1 des § 13 EnWG.

Verhältnis des „Redispatch“ zu Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG Entwurf klären

Unklar ist auch, in welchen Fällen eine Regelung von EEG- und KWK-Anlagen nach § 13 Absatz 2 EnWG in Betracht kommt. Dies dürfte zum einen die EEG- und KWK-Anlagen betreffen, die nicht in § 13a Absatz 1 EnWG aufgeführt sind, möglicherweise aber auch Situationen, in denen ein „Redispatch“ nicht in Betracht kommt, z.B. bei sehr kurzfristigen Notfallmaßnahmen. Diese Klärung ist insbesondere deshalb von Bedeutung, da im Fall des § 13 Absatz 2 EnWG keine Entschädigung der Anlagenbetreiber erfolgt und auch kein bilanzieller Ausgleich der Maßnahme durch den Netzbetreiber erfolgt.

Auswahlkriterium der volkswirtschaftlichen Kosten in § 13 Absatz 1a des Entwurfs präzisieren

Die geplanten Änderungen des § 13 EnWG zielen vermutlich darauf ab, die Handlungsempfehlungen aus dem Gutachten „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ von consentec, BBH und ecofys umzusetzen. Anstelle eines generellen Einspeisevorrangs für EEG- und KWK-Anlagen (bzw. einer generell nachrangigen Anforderung der Netzreserve), sollen EEG- und KWK-Anlagen sowie Netzreserve in den Redispatch einbezogen werden, wenn dadurch überproportional viel Redispatch von konventionellen Anlagen vermieden werden kann.

Zu diesem Zweck soll die Auswahlentscheidung auf der Grundlage eines „kalkulatorischen Preises“ getroffen werden. Dieser soll so zu bestimmen sein, dass EEG-Anlagen geregelt werden, wenn das „x-fache“ an konventionellem Redispatch ersetzt werden kann (Mindestfaktor).

Konzept des kalkulatorischen Preises

Hier fällt auf, dass nur darauf abgestellt wird, in welchem Umfang Redispatch bei konventionellen Anlagen („konventioneller Redispatch“) verdrängt werden kann.

Im Gutachten von consentec, BBH und ecofys wird ein mengen- und kostenbasierter Ansatz vorgeschlagen. EE-Einspeisung solle nur dann abgeregelt werden, wenn je MWh Abregelung sowohl ein Mehrfaches an konventionellem Redispatch eingespart werden kann als auch gleichzeitig die Redispatch-Kosten sinken. (S. 80 des Gutachtens)

Daher lautet die von den Gutachtern vorgeschlagene Formel:

Abregelpreis = (Faktor Verdrängung konv. RD) x (Ø Kosten RD) – (Ø Kosten energetischen Ausgleich)

Das was im Gesetzentwurf als „kalkulatorischer Preis“ bezeichnet wird, ist offenbar dem im Gutachten beschriebenen „Abregelpreis“ nachempfunden. Allerdings scheint die gesetzestechnische Umsetzung insoweit unvollständig zu sein, weil nur die Menge, nicht aber die Kosten des verdrängten konventionellen Redispatch betrachtet werden. Der

VKU empfiehlt, das Konzept des „kalkulatorischen Preises“ dahingehend zu überarbeiten, dass auch die Kosten des verdrängten konventionellen Redispatch betrachtet werden.

Sollte tatsächlich nur ein Mengenbezug umgesetzt werden, müsste deutlich gemacht werden, wie diese „Maßeinheit“ in den kostenbasierten Ansatz nach § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG eingepasst wird.

Regelungsvorschlag lückenhaft

Das Konzept des „kalkulatorischen Preises“ lässt sich so, wie es in § 13 Absatz 1a EnWG-Entwurf beschrieben ist, in der Praxis nicht umsetzen und bedarf einer weiteren Konkretisierung.

In Satz 2 heißt es: „Der einheitliche kalkulatorische Preis ist so zu bestimmen, dass die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung der Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes erfolgt, wenn in der Regel mindestens das xfache an Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann (Mindestfaktor).“

- Wie wird der Mindestfaktor festgestellt?
- Wer stellt den Mindestfaktor fest?
- Wie lässt sich vom Mindestfaktor auf den kalkulatorischen Preis schließen?
- Wer bestimmt den kalkulatorischen Preis?

Mit dem vorliegenden Regelungsentwurf wüssten Netzbetreiber nicht, was sie im Rahmen künftiger Auswahlentscheidungen zu tun haben.

Konzept der „tatsächlichen Kosten“ bei KWK-Anlagen im Ausschreibungssystem nicht nachvollziehbar

Bei der Abregelung von KWK-Anlagen soll laut Arbeitsentwurf grundsätzlich das gleiche gelten, es sei denn, die Förderung der entsprechenden Anlage wird im Wege der Ausschreibung ermittelt (§ 8a oder § 8b). In diesem Fall sollen anstelle der „kalkulatorischen Kosten“ die „tatsächlichen Kosten“ angesetzt werden. Um welche „tatsächlichen Kosten“ es sich handeln soll, geht aus dem Entwurf nicht hervor. Ebenso wenig wird deutlich, weshalb das Konzept der kalkulatorischen Kosten hier nicht gelten soll.

Geplante Änderungen in § 13a

Pflicht zur Duldung von Redispatch, § 13a Absatz 1 EnWG-Entwurf

In § 13a geht es um die grundsätzliche Pflicht, als Kraftwerksbetreiber für Redispatch zur Verfügung zu stehen. Bisher betraf dies Erzeugungsanlagen (außer EEG und KWK-Anlagen) und Speicher ab 10 MW. Künftig sollen Erzeugungsanlagen ab 100 kW sowie mit Fernsteuerungseinrichtungen ausgestattete EEG- und KWK-Anlagen dieser Pflicht unterliegen.

Durch die Absenkung des Schwellenwertes werden deutlich mehr Anlagen auf den Verteilnetzebenen in den Redispatch einbezogen werden können. Dadurch wird es umso wichtiger, die Verteilnetzbetreiber stärker einzubeziehen. Unter diesem Aspekt ist es auch sinnvoll, dass nach § 13a Absatz 5 EnWG-Entwurf Redispatch-Maßnahmen in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Anlage eingebunden ist, erfolgen sollen.

Bilanzieller Ausgleich, klare Vorgaben für Unterrichtung des Bilanzkreisverantwortlichen durch Netzbetreiber, § 13a Absatz 1a EnWG

Die vorgesehenen Maßnahmen für eine bessere und schnellere Information betroffener Bilanzkreisverantwortlicher durch den ÜNB, der die Maßnahme angefordert bzw. durchgeführt hat, erscheinen bei erster Betrachtung sinnvoll. Allerdings wird nicht klar geregelt, mit welchem zeitlichen Vorlauf, in welcher Form und welche Inhalte mitzuteilen sind. Dies sollte aus Gründen der Rechtssicherheit und -klarheit angesichts der komplexen Vorgänge – ggf. auch im Rahmen einer Verordnung – bestimmt werden.

Klare Vorgaben für Abstimmung der Netzbetreiber, § 13a Absatz 5 EnWG Entwurf

Absatz 5 gibt vor, dass die Maßnahmen in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes zu erfolgen haben, in das die Anlage eingebunden ist. Allerdings wird nicht geregelt, mit welchem zeitlichen Vorlauf, in welcher Form und welche Inhalte mitzuteilen sind. Dies sollte aus Gründen der Rechtssicherheit und -klarheit angesichts der komplexen Vorgänge – ggf. auch im Rahmen einer Verordnung – bestimmt werden.

Aus diesem Grund sehen wir die Notwendigkeit der Definition einer klaren Verantwortlichkeit in Form einer eindeutigen Schnittstelle zum Anlagenbetreiber inklusive einer Möglichkeit zur Übertragung der Verantwortung an vorgelagerte Netzbetreiber und einem planwertbasierten Abstimmungsprozess zwischen den Netzbetreibern.

Im Übrigen müssen für eine reibungslose und zielführende Abwicklung der Prozesse nicht nur die betroffenen Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen einbezogen werden, sondern auch die Anlagenbetreiber und die Direktvermarkter. Dies sollte auch explizit geregelt werden (Gutachten S. 138ff., „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ von consentec, BBH und ecofys).

Sicherstellung der Weitergabe der zusätzlichen Kosten über die Netzentgelte

Den Verteilernetzbetreibern entstehen mit den neuen Aufgaben zusätzliche Kosten. Es muss sichergestellt werden, dass diese über die Netzentgelte weitergereicht werden können. Entsprechende Regelungen fehlen (vgl. dazu S. 134ff. Gutachten „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ von consentec, BBH und ecofys).

Wenn keine Regelung zur Berücksichtigung der Kosten des § 13a EnWG getroffen wird, können diese erst im Rahmen des Ausgangsniveaus 2021 ab dem Jahre 2024 in der Erlösobergrenze abgebildet werden, während die Kostenbestandteile nach § 15 EEG auf Grund der Aufhebung der Regelung vollständig entfallen. Dies betrifft einen Erlösausfall bei den Netzbetreibern in Höhe von ca. 500 Mio. € pro Jahr (Stand 2017), der äußerst ungleichmäßig verteilt wäre. Ohne entsprechende Regelung verstößt die gesetzliche Neuregelung gegen den Grundsatz der angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals, § 21 EnWG.

Das Risiko derjenigen Netzbetreiber würde einseitig deutlich erhöht, die einen besonders hohen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Erzeugung leisten und daraus resultierend einen großen Netzausbaubedarf haben.

Übergangsregelung vorsehen

Insbesondere angesichts der zu etablierenden Prozesse, die einen entsprechenden zeitlichen Vorlauf benötigen, sollte eine ausreichende Übergangszeit für die Umsetzung der neuen rechtlichen Vorgaben vorgesehen werden.