

Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus

Gern nutzt EFET Deutschland die Möglichkeit zur Äußerung. EFET unterstützt eine Beschleunigung des Netzausbaus und die Optimierung der Netznutzung, um die physikalischen Bedingungen für einen großen, gemeinsamen Strommarkt zu verbessern. Zugleich lehnt EFET eine Erweiterung des Spielraums der Übertragungsnetzbetreiber ab.

Die Neufassung von § 13 und § 13a EnWG lässt große Freiheitsgrade für die Übertragungsnetzbetreiber, die aus unserer Sicht den Markt beeinflussen können. Insbesondere lehnen wir die Möglichkeit ab, dass die ÜNBs für Engpassmanagementmaßnahmen auch Regelenergie einsetzen können. Darüber hinaus ist insbesondere die Kapazitätsreserve nicht korrekt geregelt.

EFET begrüßt die Zusammenführung von Einspeisemanagement und Redispatch zu einem einheitlichen Regime. Notwendig ist hierbei, ein Level Playing Field in jeglicher Hinsicht für konventionelle und erneuerbare Anlage zu gewährleisten. Hierzu gehört auch die finanzielle Kompensation. Dies sollte ohne Verzögerung umgesetzt werden.

Das Zusammenführen von Einspeisemanagement und Redispatch zu einem einheitlichen Regime ist ein erster Schritt in Richtung eines effizienten und harmonisierten Redispatchprozesses. Langfristig geht diese Zusammenführung jedoch nicht weit genug. Das Clean Energy Package setzt auf europäischer Ebene einen klaren Rahmen für einen marktbasierten Redispatch, bei dem sich die Akteure an einem transparenten Preis orientieren.

Im Einzelnen:

1. Systemverantwortung von Betreibern von Übertragungsnetzen zum neuen letzten Satz von § 13 Abs. 1 EnWG (Art. 1 Nr. 7 a) bb) des NABEG):

Mit dem neuen, kostenbasierten Ansatz wird die Kapazitätsreserve dem gleichen Regime wie die Regelenergie, der Redispatch und die Netzreserve unterworfen. Das scheint weder von den Voraussetzungen der Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG noch von der Vergütungsstruktur her sinnvoll.

Um das aufzulösen gibt es zwei Wege:

a. Entweder man trennt in § 13 Abs. 1 die Nr. 3 auf, indem man eine neue Nr. 4 einfügt:

„3. die Netzreserve nach § 13d *sowie*

4. weitere Reserven, insbesondere die Kapazitätsreserve nach § 13e und die Sicherheitsbereitschaft nach § 13g Abs. 2.“

b. Alternativ wird in den neuen Satz 2 von § 13 Abs. 1 EnWG folgende Ergänzung eingefügt, die zudem die Abweichungsbasis und eine Einsatzrangfolge klarstellen würde:

„§ 13 Abs. 1 wird wie folgt geändert: „Bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs sind abweichend von **[der Reihenfolge nach]** Satz 1 von mehreren geeigneten Maßnahmen, **ausgenommen Maßnahmen nach § 13e (Kapazitätsreserve)** nach Satz 1 Nummer 2 und 3 die Maßnahmen **außerhalb des Regellenergiemarktes** auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen.“

2. Mindestfaktor im Rahmen der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung (§ 13 Abs. 1a neu EnWG) (Art. 1 Nr. 7 b) des NABEG)

Im neuen Absatz 1a in § 13 wird gefordert, dass die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung nur so hoch sein darf, wenn dadurch in der Regel mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache an Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann (Mindestfaktor). Dies ergibt sich aus den Analysen der Consentec-Studie.¹ Diese Bandbreite zwischen dem Fünf- und Fünfzehnfachen eröffnet aus unserer Sicht einen zu hohen Entscheidungsspielraum für die ÜNB, dessen unterschiedliche Anwendung zu einer extremen Kostenspreizung führen kann. Wir schlagen daher vor, einen festen Wert (z.B. das Zehnfache) anzugeben.

3. Kosten für Netzreserveanlagen (§ 13 Abs. 1c neu EnWG)

In § 13 Abs. 1c neu wird gefordert, dass für die Anlagen zur Netzreserve die einheitlichen kalkulatorischen Kosten bei der Auswahlentscheidung anzusetzen sind. Dies impliziert eine Abkehr von dem bestehenden Prinzip des nachrangigen Einsatzes der Netzreserve, wie es auch in der Gesetzeserklärung niedergeschrieben ist. Diese Abkehr sehen wir als sehr kritisch an. Ein häufiger Einsatz der Netzreserve wirkt sich auf das Marktgeschehen verzerrend aus und wirkt nicht als neutrale Maßnahme. Sie sollte weiterhin nur nachrangig, d.h. dann zum Zuge kommen, wenn alle vorranggehenden Optionen (Einspeisemanagement, Redispatch) versagen. Ein häufigerer Einsatz der Netzreserve ist nicht neutral für den Energiemarkt.

4. Benachrichtigung des Bilanzkreisverantwortlichen durch den Netzbetreibers zur EinsMan-Maßnahme (§ 13 a Abs. 1a neu EnWG)

Im neu geschaffenen § 13a Abs. 1a wird der Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich über den geplanten Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Einspeisemanagement-Maßnahme zu unterrichten. Dieser vage gefasste Zeithorizont reicht aus unserer Sicht nicht aus. Der Übertragungsnetzbetreiber weiß mit einer hohen Wahrscheinlichkeit bereits 24 Stunden vor der geplanten Maßnahme, bei welchen Anlagen er die Wirkleistung aufgrund der angestellten Wetterprognose anpassen muss. Aus diesem Grund sollte der Bilanzkreisverantwortliche mit hinreichendem Vorlauf bereits **vor** der geplanten Maßnahme informiert werden.

5. Anpassung von Einspeisungen und ihre Vergütung § 13a Abs. 1 EnWG in der Neufassung (Art. 1 Nr. 8 b) NABEG)

¹ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewaehrleistung-der-systemsicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=12

Hiernach ist vorgesehen, dass die Maßnahmen keiner anderen Voraussetzung mehr als dem Wunsch der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bedürfen. So heißt es in der Vorlage: „auf Aufforderung durch Betreiber von Übertragungsnetzen“. In der aktuell gültigen Fassung des EnWG sind dagegen Maßnahmen nur dann zulässig, wenn sie für „die Durchführung von Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Nummer 2 oder Nummer 3“ erforderlich sind.

Bisher sind Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 EnWG dementsprechend keine eigene Kategorie, sondern nur eine besondere Sorte von sog. marktbezogenen Maßnahmen, die aber dann auch der Voraussetzung nach § 13 Abs. 1 EnWG unterliegen, also nur im Falle einer Gefährdung oder Störung der „Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone“ abgerufen werden dürfen. In den § 13d und 13e wird das auch nicht geändert; hier ist die Abwehr einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems jeweils eigenständig genannte Voraussetzung.

In Zukunft hätten also die ÜNB zwei Möglichkeiten, auf § 13a-Maßnahmen zuzugreifen: entweder im Gefährdungs- und Störfall über § 13 Abs. 1 Nr. 2 oder nach Wunsch direkt nach § 13a EnWG. Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 könnten damit jedoch auch in Konkurrenz zu Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 treten. Das wird nicht beabsichtigt sein.

In Art. 1 Nr. 8 b) NABEG sollte also folgende Ergänzung aufgenommen werden:

„(1) **Im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in einer Regelzone sind** Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, **verpflichtet**, auf Anforderung durch **den jeweiligen** Betreiber...“

6. Definition Redispatch

Sinnvoll erscheint es entsprechend, den „Redispatch“ eindeutig rechtlich zu definieren, um den Begriff „marktbezogene Maßnahmen“ nur für solche Maßnahmen zu verwenden, denen tatsächlich eine freiwillige vertragliche Einigung zwischen Anlagenbetreiber und ÜNB zugrunde liegt. Entsprechend kann dann für die erforderliche Transparenz gesorgt werden.

Für weitere Fragen und Anregungen stehen wir gerne jederzeit zur Verfügung unter b.lemp@efet.org oder 030 2655 7824.

EFET Deutschland

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

de@efet.org