

beiden Seiten des Engpasses führt zu einer Verschärfung der Engpässe und damit zu erhöhten Redispatch-Mengen und Kosten. Außerdem birgt es Risiken für den Netzbetrieb, da die ÜNB ihre Netzplanung auf den Fahrplananmeldungen der Marktakteure basieren, deren Informationsgehalt aber durch das strategische Gaming systematisch verzerrt ist (beispielsweise durch Anmeldung von zu geringer Erzeugung). Ökonomisch gesehen können Akteure Mitnahmeeffekte erzielen und es entstehen Anreize für Geschäftsmodelle sowie Investitionen, die allein auf Engpässe abstellen.

Sinnvolle Lösungen zur Einbindung von Lasten in den Redispatch sind wichtig, aber nicht einfach. Aus diesen Gründen sind Redispatch-Märkte immer dann problematisch, wenn Engpässe vorhersehbar sind. Für die Erzeugungsseite ist es daher sinnvoll, am bisherigen Prinzip des regulatorischen Redispatch festzuhalten. Da eine Einbindung von Lasten in den regulatorischen Redispatch nicht möglich erscheint, stellt sich die Frage, wie Lasten in den Redispatch eingebunden werden können, ohne dass die oben beschriebenen Probleme auftreten. Denn grundsätzlich ist es dringend notwendig, das zunehmende Potenzial flexibler Lasten in einer sinnvollen Art und Weise ins Engpassmanagement einzubeziehen.

Eine solche Möglichkeit zur Einbeziehung von Lasten zur Behebung lokaler Engpässe wurde mit der „Nutzen statt Abregeln“-Regelung (§ 13k EnWG) eingeführt. Diese wurde in der PKNS diskutiert und im Herbst 2022 vom Gesetzgeber umgesetzt mit dem Ziel, die Erprobung des Instruments im Oktober 2024 zu starten. In Situationen mit ansonsten hoher Abregelung von EE-Strom sollen

zuschaltbare Lasten eingesetzt werden, um durch zusätzlichen Verbrauch die Abregelung von erneuerbaren Energien zu verringern. Entscheidend ist hierbei, dass der Stromverbrauch *tatsächlich zusätzlich* ist, nur so kann eine engpassentlastende Wirkung erzielt werden. Die ÜNB teilen hierbei berechtigten Teilnehmern vergünstigten Strom zu. Teilnehmer müssen in Regionen angesiedelt sein, in denen sie tatsächlich zur Engpassentlastung beitragen. Der Strom wird hierbei am Vortag per Ausschreibung versteigert.

Handlungsfeld Einbindung von Lasten systematisch prüfen – Ausblick Flexibilitäts-Agenda.

Weitere Möglichkeiten zur Einbindung von Lasten in den Redispatch sollten geprüft werden. Dies wird neben weiteren Themen Bestandteil der geplanten koordinierten Flexibilitäts-Agenda sein, die das BMWK erarbeiten und mit der Energiewirtschaft, Stakeholdern und Experten und Expertinnen diskutieren wird (Details siehe Kapitel 3.4.2, Aktionsfeld 3).

Zugleich müssen aber auch die technischen Voraussetzungen vorliegen, um die Lasten ins Engpassmanagement einzubeziehen. Dezentrale und kleine Lasten wie E-Mobile oder Elektrolyseure sind in den Verteilnetzen angeschlossen. Um diese Potenziale auch effektiv nutzen zu können, müssen die Messungs-, Steuerungs-, Kommunikations- sowie auch insbesondere Prognosefähigkeit sowie Netzzustandsüberwachung der Verteilnetzbetreiber (VNB) in der Breite vorliegen. Auch wenn VNB hier teilweise voranschreiten, dürften vielfach die Voraussetzungen in der Breite erst Ende der 2020er vorliegen.