

## BEITRAG FLEXIBLER KLEINER ENERGIEVERBRAUCHER UND -SPEICHER ZUR NETZSTABILISIERUNG

### REDISPATCH 3.0

**Mit Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Heimspeicheranlagen das Stromnetz stabilisieren: TransnetBW, TenneT und E-Bridge haben Vorschläge für ein mögliches Markt- und Produktdesign entwickelt, damit diese kleinteiligen, dezentralen Flexibilitäten anreizbasiert einen freiwilligen Beitrag für das Engpassmanagement leisten können (Redispatch 3.0).<sup>1</sup>**

Mit der Umsetzung des Redispatch 2.0 können erstmals auch Erzeugungsanlagen wie zum Beispiel Windkraft- und Solaranlagen ab einer installierten Leistung von 100 Kilowatt genutzt werden, um Netzengpässe zu vermeiden.

Das reicht aber nicht aus: Jegliches Potenzial muss gehoben werden. Dabei ist Redispatch 3.0 neben der Erschließung neuer gesicherter Kraftwerksleistung nach dem Kohle- und Kernkraftausstieg, ein wesentlicher Baustein, um Schwankungen im Stromnetz proaktiv auszugleichen.

Doch der heute existierende regulatorische Rahmen zum Engpassmanagement (insb. Redispatch) ist noch nicht geeignet kleinteilige dezentrale Flexibilitäten für die Netzstabilität zu berücksichtigen und gesamtwirtschaftliche Effizienzen zu heben. Dazu sind neue Ansätze notwendig.

#### CHANCEN:

- **Großes Flexibilitätpotential durch Elektrifizierung:** Bis 2037 werden laut Netzentwicklungsplan allein 19 bis 25 Millionen E-PKWs mit einer installierten Leistung von rund 98 - 129 Gigawatt (GW) erwartet. Weitere hohe Flexibilitätpotenziale versprechen haushaltsnahe Speicher: Der Netzentwicklungsplan erwartet hier eine installierte Leistung von 67,4 GW in 2037. Dazu kommt das Potenzial von Wärmepumpen und Anlagen der Klima- und Kältetechnik.<sup>2</sup>
- **Bedarf an Lastverschiebung im Stromnetz:** Mit dem Kohle- und Kernkraftausstieg gehen langfristig Kraftwerke vom Netz, die zur Netzstabilisierung eingesetzt werden können. Durch Aggregation von Flexibilitätpotenziale könnte der Einsatz sowie der Bedarf an notwendiger Hochfahrleistung durch Lastverschiebung reduziert und damit einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität geleistet werden.
- **Hoher gesamtwirtschaftlicher Nutzen:** Das gesamtwirtschaftliche Potenzial einer Einbindung kleinteiliger Flexibilitäten in den Redispatch wird für den Zeitraum 2022 bis 2028 allein für das Übertragungsnetz in Baden-Württemberg auf 230 Millionen Euro geschätzt. Aber auch auf die Verteilnetzebene würde sich die Erschließung kleinteiliger Flexibilitäten positiv auswirken, da diese Flexibilitäten im Rahmen des koordinierten Engpassmanagements allen Netzbetreibern zur Verfügung stehen würden.<sup>3</sup>

---

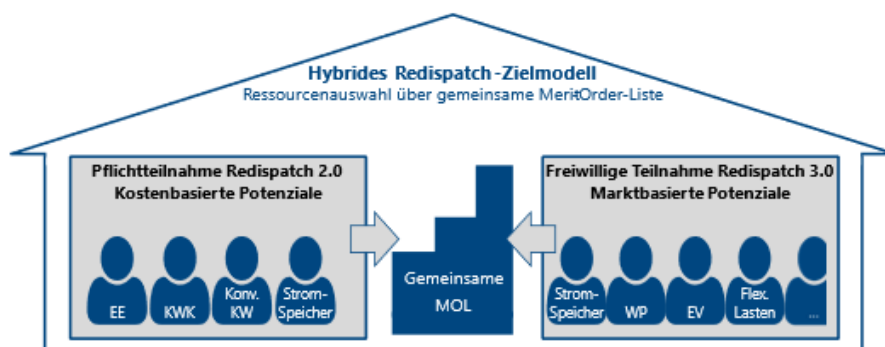
<sup>1</sup> Redispatch: Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind für die Systemsicherheit im Stromnetz verantwortlich. Sie bekommen jeweils für den Folgetag von den Kraftwerksbetreibern Informationen zum geplanten Einsatz der Kraftwerke zur Verfügung gestellt. Auf dieser Basis führen die ÜNBs Lastflussrechnungen durch. Wenn eine Netzüberlastung droht, weisen sie die Kraftwerksbetreiber diesseits eines Netzengpasses präventiv an, die Erzeugung abzuregeln bzw. zu drosseln. Da folglich zu wenig Strom jenseits des Netzengpasses zur Verfügung steht, werden hier ein Kraftwerkskapazitäten angewiesen, Hochfahrleistung zur Verfügung zu stellen. Das Abregeln und Hochfahren zur Vermeidung einer Überlastung des Netzes nennt man Redispatch. Redispatch 2.0 umfasst Anlagen ab einer installierten Leistung von 100 Kilowatt. Redispatch 3.0 ergänzt Redispatch 2.0 durch eine marktbasiertere Integration der lastseitigen Flexibilitäten über eine gemeinsame Merit-Order.

<sup>2</sup> [BNetzA \(2022\): Genehmigung des Szenariorahmens 2023.](#)

<sup>3</sup> [Klempp, Guthoff et al. \(2021\) Potenziale dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosteneffizienten Redispatch leisten.](#) TGZ InEnergy.

## KONZEPT FÜR EIN MARKT- UND PRODUKTDESIGN

TransnetBW, TenneT und E-Bridge schlagen ein hybrides Redispatch-Modell für die Einbindung dezentraler Flexibilitäten vor. In einem solchen hybriden Redispatch-Modell wird der bestehende kostenbasierte Redispatch für Erzeugungsanlagen (Redispatch 2.0) um einen marktbasieren-Redispatch für kleinteilige dezentrale Flexibilitäten ergänzt. Zunächst werden die kleinteiligen Flexibilitäten durch Aggregatoren gebündelt und mögliche Flexibilitätpotenziale den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt. Über eine gemeinsame Merit-Order-Liste werden die zur Vermeidung eines Engpasses geeignetsten Anlagen und Flexibilitäten ausgewählt. Während bei großen Anlagen eine kostenbasierte Erstattung erfolgt, findet bei den nachfrageseitigen Flexibilitätpotenzialen eine marktbasierete Vergütung Anwendung.



## POLITISCHE FORDERUNGEN

- **Gesetzliche Rahmenbedingungen schaffen:** Die Einbeziehung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten in das Engpassmanagement ist ein übergreifendes Ziel des europäischen Gesetzgebers im Clean Energy Package. Die nationalen Regelungen des Redispatch 2.0 erfassen jedoch aktuell keine Verbrauchseinrichtungen. Deshalb müssen die regulatorischen Voraussetzungen geschaffen werden, damit ein diskriminierungsfreier Zugang von Flexibilität für den Redispatch gelingt. Zudem müssten die Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur erweitert werden.
- **Prozesse branchenübergreifend entwickeln:** Es müssen die organisatorischen und operativen Voraussetzungen für eine Integration der zusätzlichen Redispatch-Potenziale in die Prozesse der Netzbetreiber in einem Branchendialog erarbeitet werden. Die Konsultation des Konzepts durch die Branche sollte im ersten Schritt speziell Netzbetreiber, Aggregatoren und Anlagen-Hersteller umfassen und optimalerweise durch Politik und Regulator gestartet und moderiert werden.
- **Pilotprojekte ermöglichen:** Erste Pilotprojekte der Übertragungsnetzbetreiber mit der Branche zeigen das Potenzial bereits auf. Doch es braucht weitere Projekte ab 2023 mit entsprechender Kostenanerkennung durch die Bundesnetzagentur, um den prozessualen und organisatorischen Rahmen für eine Einbindung dezentraler Flexibilitäten in den Redispatch Prozess schaffen zu können. Kosten fallen in den Pilotprojekten beispielweise für die Vergütung der dezentralen Flexibilität sowie für die zu entwickelnden innovativen IT-Systeme an.<sup>4</sup>
  - Ansätzen wie der Regulatory Innovation Trial oder Pioniergeistprämien setzen einen für Innovationsprozesse geeigneten regulatorischen Rahmen.
  - Daneben sollte der Gesetzgeber die Möglichkeit von Ausschreibungen für Pilotprojekte für dezentrale Flexibilität und verschiebbare Lasten im EnWG §13 Abs. 1 anlegen<sup>5</sup>

### Kontakt:

Marina Schmid | Regulatory Affairs & Energy Policy | TransnetBW GmbH | M.Schmid2@transnetbw.de  
 Anna Raiß | Public Affairs and Communication | TenneT TSO GmbH | anna.raiss@tennet.eu

**Link zu Studie:** <https://www.transnetbw.de/studie-redispatch30>

<sup>4</sup> Mit BMW im Projekt „Bidirektionales Laden (BDL)“, mit Viessmann im Projekt „ViFlex, mit Tesla im Pilotprojekt „PV-Shift“, übergreifend in den vom BMWK geförderten Forschungsprojekten „unit-e<sup>2</sup> - Reallabor für vernetzte E-Mobilität“, „DEER: Dezentraler Redispatch: Schnittstellen für die Flexibilitätsbereitstellung“ und „Redispatch 3.0“

<sup>5</sup> Brunekreeft et al. (2021) Weiterentwicklung der Anreize für Digitalisierung und Innovation in der Anreizregulierung der ÜNB.