

Rückläufige Zahlen bei Netzengpassmanagement

[13.08.2026] Das Netzengpassmanagement ist im ersten Quartal 2026 deutlich zurückgegangen. Die Bundesnetzagentur verzeichnete weniger Maßnahmen und Kosten, zugleich verschieben sich die Engpässe zunehmend in die Verteilernetze.

Das Netzengpassmanagement in Deutschland hat im ersten Quartal 2026 an Umfang und Kosten verloren. Wie die [Bundesnetzagentur](#) berichtet, sank das Maßnahmenvolumen gegenüber dem Vorjahresquartal um rund neun Prozent auf 8.248 Gigawattstunden (GWh). Die vorläufigen Gesamtkosten gingen um knapp elf Prozent auf rund 784 Millionen Euro zurück.

Netzengpassmanagement gleicht regionale Unterschiede zwischen Stromerzeugung und Verbrauch aus, solange der Netzausbau die wachsenden Transportaufgaben noch nicht vollständig bewältigen kann. Netzbetreiber reduzieren dabei die Einspeisung in überlasteten Regionen und erhöhen sie an anderer Stelle. Zum Einsatz kommen Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Netzreservekraftwerken sowie Countertrading.

Auch die Verteilernetze gewinnen dabei an Bedeutung. Der starke Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen führt zunehmend zu Engpässen auf den unteren Netzebenen. Im ersten Quartal 2026 entfielen rund 34 Prozent der Redispatch-Menge mit erneuerbaren Energien auf Engpässe im Verteilernetz. Im Vorjahresquartal waren es erst 21 Prozent. Der Anteil der Engpässe im Übertragungsnetz sank im selben Zeitraum von 79 auf 66 Prozent.

Verlust von drei Prozent

Trotz der Eingriffe konnten 97 Prozent der erneuerbaren Stromerzeugung zu den Letztverbrauchern transportiert werden. Die Einspeisung der am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen wurde im Redispatch um insgesamt 5.989 GWh angepasst. Davon entfielen 4.043 GWh auf Einspeisereduktionen. 2.215 GWh betrafen erneuerbare Energien. Damit wurden rund drei Prozent der gesamten erneuerbaren Stromerzeugung abgeregelt.

Bei den einzelnen Energieträgern entwickelte sich die Redispatch-Menge unterschiedlich. Bei Photovoltaikanlagen stieg sie von 234 GWh im ersten Quartal 2025 auf 288 GWh. Das entspricht einem Plus von rund 23 Prozent. Die Bundesnetzagentur führt den Anstieg vor allem auf den weiteren Ausbau der installierten PV-Leistung zurück. Das erste Quartal 2026 war zugleich vergleichsweise sonnenarm.

Noch stärker nahm die Abregelung von Windenergieanlagen an Land zu. Sie erreichte 1.054 GWh und lag damit rund 39 Prozent über dem Vorjahreswert von 758 GWh. Neben dem weiteren Ausbau der Windenergie spielte die höhere Windverfügbarkeit eine Rolle. Das erste Quartal 2025 war dagegen durch eine vergleichsweise geringe Windleistung geprägt.

Redispatch-Volumen sank bei Offshore-Windkraftanlagen

Bei Offshore-Windkraftanlagen sank das Redispatch-Volumen dagegen um rund 25 Prozent auf 864 GWh. Im ersten Quartal 2025 waren es noch 1.155 GWh. Gleichzeitig stieg die Stromerzeugung aus Offshore-Wind von 6,7 auf 9,7 Terawattstunden (TWh). Die Bundesnetzagentur sieht einen möglichen Zusammenhang mit dem fortschreitenden Netzausbau, der bestehende Engpässe entlastet.

Zum Ausgleich der abgeregelten Einspeisung erhöhten die Netzbetreiber die Stromproduktion von Marktkraftwerken um 1.910 GWh. Das waren rund 26 Prozent weniger als im Vorjahresquartal. Reservekraftwerke lieferten zusätzlich 854 GWh. Insgesamt wurden zur Behebung von Netzengpässen 2.764 GWh zusätzliche Einspeisung aktiviert, nach 3.277 GWh im ersten Quartal 2025.

Den größten Anteil an den Einspeisungserhöhungen hatten Steinkohlekraftwerke mit 1.301 GWh. Erdgas-Kraftwerke folgten mit 918 GWh. Die geringere Gesamtmenge erklärt die Bundesnetzagentur vor allem mit dem niedrigeren Umfang der Abregelungen. Allerdings stiegen die Reduzierungen im Verteilernetz gegenüber dem Vorjahresquartal um 43 Prozent. Diese Maßnahmen können die Verteilernetzbetreiber nicht eigenständig ausgleichen. Den bilanziellen Ausgleich übernehmen daher die Bilanzkreisverantwortlichen. Die dafür erforderlichen Mengen sind in den genannten Einspeisungserhöhungen nicht enthalten.

Countertrading ist rückläufig

Auch das Countertrading ging zurück. Die Menge sank um knapp elf Prozent auf rund 1.405 GWh. Im ersten Quartal 2025 waren es 1.575 GWh. Als mögliche Gründe nennt die Bundesnetzagentur den fortschreitenden Netzausbau und die damit verbundene Entlastung bestehender Engpässe.

Bei den Kosten zeigt sich ebenfalls ein differenziertes Bild. Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatch mit konventionellen Anlagen sanken um rund 33 Prozent auf 282 Millionen Euro. Der finanzielle Ausgleich für abgeregelte Erneuerbare-Energien-Anlagen ging trotz eines leicht höheren Redispatch-Volumens um rund 22 Prozent auf 55 Millionen Euro zurück.

Ausschlaggebend dafür war vor allem die Zusammensetzung der abgeregelten Strommengen. Während mehr PV- und Onshore-Windstrom abgeregelt wurde, sank das Redispatch-Volumen bei Offshore-Wind. Dessen spezifische Entschädigung liegt aufgrund der höheren anzulegenden Werte über den entsprechenden Sätzen für Onshore-Wind und Photovoltaik. Der Rückgang bei Offshore-Wind wirkte sich deshalb stärker auf die Ausgleichskosten aus als der Anstieg bei PV und Onshore-Wind.

Gegenläufige Entwicklung bei Reservekraftwerken

Die Kosten für Reservekraftwerke entwickelten sich dagegen gegenläufig. Ihre Vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten stiegen um 28 Prozent auf rund 280 Millionen Euro. Grund dafür war unter anderem, dass mehr Anlagen in der Netzreserve standen. Die Einsatzkosten erhöhten sich um rund zehn Prozent auf 150 Millionen Euro. Insgesamt kosteten die Reservekraftwerke damit rund 430 Millionen Euro, etwa 21 Prozent mehr als im Vorjahresquartal.

Die saldierten Countertrading-Kosten sanken um etwa 49 Prozent auf rund 17 Millionen Euro. Neben der geringeren Countertrading-Menge trugen auch niedrigere Großhandelspreise zum Rückgang bei.

Insgesamt lagen die vorläufigen Kosten des Netzengpassmanagements im ersten Quartal 2026 damit rund 98 Millionen Euro unter dem Vorjahreswert. Die Zahlen zeigen zugleich, dass der Netzausbau die

Engpasssituation bereits an einzelnen Stellen verändert, während insbesondere die Verteilernetze durch den wachsenden Anteil dezentraler Erzeugung stärker in das Engpassmanagement einbezogen werden.

(th)

Stichwörter: Netze | Smart Grid, Bundesnetzagentur (BNetzA), Engpassmanagement