

REDISPATCH NACH
ARTIKEL 13 VERORDNUNG (EU)
2019/943

Bericht

Entwicklungsstand, Maßnahmen
und nächste Schritte
Erscheinungsdatum: 03. April 2023



Bundesnetzagentur

Bericht zum Redispatch nach Artikel 13 Verordnung (EU) 2019/943

Entwicklungsstand, Maßnahmen und nächste Schritte
Erscheinungsdatum: 03. April 2023

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 615

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

E-Mail: monitoring.energie@bnetza.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	3
1 Einleitung	4
2 Entwicklungsstand und Wirksamkeit marktbasierter Redispatch-Mechanismen	4
3 Netzenspassmanagement: Maßnahmenart, Gründe und Volumen	5
3.1 Redispatch	5
3.2 Einspeisemanagement.....	7
4 Geplante Schritte zur künftigen Reduktion der Netzenspassmanagement- Maßnahmen	9
4.1 Maßnahmen auf der Übertragungsnetzebene	9
4.2 Maßnahmen auf der Verteilernetzebene	10
5 Glossar	15
6 Abbildungsverzeichnis	17
7 Tabellenverzeichnis	17
Impressum.....	19

1 Einleitung

Die deutschen Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems die notwendigen Maßnahmen zu ergreifen. Dazu gehören sowohl netz- als auch marktbezogene Maßnahmen, wie beispielsweise Netzschaltungen (sog. topologische Maßnahmen), Redispatch und Countertrading sowie Netzreserveeinsätze. Diese netzstabilisierenden Maßnahmen tragen zur hohen Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems in Deutschland bei und haben durch den Wandel des Systems in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen. Dieser Wandel ist u.a. geprägt durch den Ausbau von relativ lastfernen Windenergieanlagen, Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark und sich ändernde Rahmenbedingungen für den Stromhandel mit anderen Staaten. Bei gleichzeitigen Verzögerungen im Netzausbau führen diese Veränderungen zu Netzbelastungen, zu deren Behebung die Netzbetreiber verpflichtet sind.

Durch die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) wurden die Regeln für Redispatch und Einspeisemanagement zum 1. Oktober 2021 geändert. Die Umstellung auf das Redispatch-2.0-Verfahren hat sich leider aufgrund von operationellen Schwierigkeiten deutlich verzögert, sodass der bilanzielle Ausgleich für Redispatch mit EE (Einspeisemanagement) zunächst nur in Ausnahmefällen umgesetzt worden ist.

In der folgenden Darstellung der Situation werden marktbezogene Maßnahmen (Redispatch und Einspeisemanagement) und die Netzreserve, als Netzengpassmanagement zusammengefasst und analysiert. Die Übertragungsnetzbetreiber und die Verteilnetzbetreiber übermitteln der Bundesnetzagentur regelmäßig und unterjährig Daten, welche die Bundesnetzagentur dazu nutzt, zeitnah über die quartalsweise Entwicklung der Engpassmanagementmaßnahmen einschließlich der entstehenden Kosten zu berichten¹. Die Bundesnetzagentur hat daher aus Gründen der bürokratischen Entlastung darauf verzichtet, von den Netzbetreibern einen zusätzlichen eigenständigen Bericht gemäß Art. 13 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 einzufordern.

2 Entwicklungsstand und Wirksamkeit marktbasierter Redispatch-Mechanismen

Deutschland verfolgt derzeit einen kostenbasierten Ansatz beim Engpassmanagement. Ob ein marktbasierter Redispatch in Deutschland sinnvoll ist, wurde im Rahmen eines im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie durchgeführten Gutachtens² untersucht. Laut des Aktionsplans Gebotszone gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943 hat das Gutachten ergeben, dass "eine Umstellung auf marktbasierten Redispatch zu erheblichen Verwerfungen auf dem Strommarkt und zu einem massiven Anstieg von Netzengpässen führen würde. Das Gutachten zeigt, dass zwei der Ausnahmen, die in Art. 13 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2019/943 vorgesehen sind, vorliegen: Es ist mit erheblichem strategischem, engpassverstärkendem Verhalten zu rechnen und es fehlt an ausreichendem Wettbewerb."³

¹ www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html

² Neon, Consentec et al. (2019): Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch. Untersuchung im Auftrag des BMWi, Oktober 2019 (www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html#id912106)

³ BWWI (2019); Aktionsplan Gebotszone, S. 39, Dezember 2019 (https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10)

3 Netzengpassmanagement: Maßnahmenart, Gründe und Volumen

Eine Übersicht über den Umfang und die vorläufigen Kosten von Netzengpassmanagement bietet Tabelle 1. Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagementmaßnahmen ist im Jahr 2021 im Vergleich zum Jahr 2020 gestiegen. Die vorläufigen Gesamtkosten liegen bei rund 2,3 Mrd. Euro und sind damit ebenfalls deutlich höher als im Vorjahr. (2020: 1,4 Mrd. Euro).

Elektrizität: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach § 13 EnWG im Jahr

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1, § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, wie beispielsweise Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading, Netzreserveeinsätze	§ 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i. V. m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	§ 13 Abs. 2 EnWG: Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen
Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber	Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1, § 13c EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i. V. m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i. V. m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG
Umfang im Berichtszeitraum	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerken (ohne Probestarts und Testfahrten): 21.546 GWh	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): 5.818 GWh	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): 20,4 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung Netzreservekraftwerke: 1.478,6 Mio. Euro	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): 807,1 Mio. Euro	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2021 (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur)

3.1 Redispatch

Im Jahr 2021 sind beim Redispatch-Prozess Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 21.546 GWh (10.742 GWh Einspeisereduzierungen und 10.804 GWh Einspeiserhöhungen) von konventionellen Markt- und Netzreservekraftwerken angefordert worden. Die Anforderungen zur Leistungsveränderung von Kraftwerken lagen somit über denen des Vorjahres (2020: 16.795 GWh).

Ursächlich für diesen Anstieg war vor allem das vierte Quartal 2021. Die Gründe für diese Entwicklung waren durch Niedrigwasser hervorgerufene Kohlelogistik-Probleme, die zu einer eingeschränkten Betriebsbereit-

schaft von mehreren Kraftwerken in Süd-Deutschland führten. In der Folge wurde die Erzeugung durch Bezüge aus der Schweiz und teilweise Italien sowie aus Gaskraftwerken substituiert. Durch die die Nicht-Verfügbarkeit von Kraftwerken im Süden gab es eine generell höhere Nord-Süd-Auslastung. Der dadurch bedingte höhere Transportbedarf hatte einen zusätzlichen Bedarf an Redispatch zur Folge. Zudem wurde aufgrund der starken Regenfälle im Juli letzten Jahres ein Umspannwerk unterspült. Die notwendigen Reparaturarbeiten und die dafür notwendigen Abschaltungen von Stromleitungen im November und Dezember 2021 belasteten das Übertragungsnetz in Südwestdeutschland erheblich.

Redispatch i. S. d. §13 Abs. 1 EnWG im Jahr 2021

in GWh

	2021	2020
Gesamt	21.546	16.795
Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung	21.546	16.795
davon Absenkung	10.742	8.522
davon Hochfahren	10.804	8.273
davon Marktkraftwerke	9.787	7.891
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probearbeits)	1.017	382
Aufteilung nach Maßnahmenart	21.546	16.795
Einzelüberlastungsmaßnahmen	11.539	11.561
4-ÜNB Maßnahmen	10.007	5.235
Aufteilung nach Maßnahmengrund	21.546	16.795
Spannungsbedingt	1.009	2.926
Strombedingt	20.537	13.869
Aufteilung nach geographischer Komponente	21.546	16.795
Nicht Grenzüberschreitend	4.864	7.837
Grenzüberschreitend	16.682	8.958
davon Countertrading	8.550	5.671

Tabelle 2: Aufteilung des Redispatch-Volumens (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur)

Im Jahr 2021 wurde von inländischen Marktkraftwerken sowie von in- und ausländischen Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 15.323 GWh (6.053 GWh Einspeisereduzierungen und 9.271 GWh Einspeiserhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht.

Tabelle 3 gibt eine Übersicht über die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke. Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft. Diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. Im Wesentlichen finden sich hier die über die Börse beschafften Ausgleichsgeschäfte für den spannungsbedingten Redispatch wieder. Bei einigen wenigen Einsätzen ist dem Übertragungsnetzbetreiber die verwendete Brennstoffart des Kraftwerks nicht bekannt, diese werden ebenfalls unter der Kategorie „Unbekannt“ zusammengefasst.

Kraftwerkseinsätze im deutschen Stromnetz zum Redispatch nach Energieträgern im Jahr 2021

in GWh

Energieträger	Absenkung	Erhöhung
Braunkohle	- 1.653	40
Erdgas	- 180	847
Kernenergie	- 943	5
Mineralölprodukte	- 0	71
Pumpspeicher	- 14	185
Speicherwasser	-	1
Steinkohle	- 2.412	3.398
Unbekannt (z. B. Börse/ grenzüberschreitender Redispatch)	- 851	4.725

Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft, diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“.

Tabelle 3: Übersicht über die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur)

3.2 Einspeisemanagement

Einspeisemanagement-Maßnahmen regelten, ebenfalls im Jahr 2021, knapp drei Prozent der in Deutschland produzierten Erneuerbaren Energien ab. Demnach liegt die Quote rechnerisch weiterhin auf dem Vorjahres-Niveau. Die Abregelungen im Verhältnis zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien haben sich somit nicht wesentlich verändert.

Die absoluten Abregelungsmengen von Strom aus Erneuerbaren Energien im Rahmen des Einspeisemanagements (EinsMan) lagen im Jahr 2021 bei 5.818 GWh und sind im Vergleich zum Vorjahr um rund fünf Prozent gesunken (2020: 6.146 GWh). Dieser Rückgang dürfte auf die sukzessive Inbetriebnahme von Netzausbauprojekten zurückzuführen sein. Mit rund 59 Prozent der Ausfallarbeit bleibt Windenergie an Land der am meisten abgeregelte Energieträger, gefolgt von Windenergie auf See mit rund 36 Prozent. Auch wenn rund 63 Prozent der EinsMan-Maßnahmen im Verteilernetz abgeregelt wurden, lag der verursachende Netzengpass zu rund 73 Prozent im Übertragungsnetz bzw. in der Netzebene zwischen Übertragungs- und Verteilernetz. Die Tatsache, dass rund 73 Prozent der Maßnahmen ursächlich in den Übertragungsnetzen und deren Übergabepunkten ist, unterstreicht nochmal den Bedarf an einem zügigen Netzausbau des Übertragungsnetzes.

Die geschätzten EinsMan-Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber beliefen sich im Jahr 2021 auf rund 807 Mio. Euro (2020: 761 Mio. Euro). Dieser Anstieg von etwa sechs Prozent ist auf die verstärkte Abregelung von Offshore-Windenergieanlagen zurückzuführen. Die Entschädigungsansprüche werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen, allerdings wird ein Teil dieser Kosten durch die Reduktion der ebenfalls vom Netznutzer zu zahlenden EEG-Umlage kompensiert, da abgeregelte Anlagen keine Vergütung oder Marktpremie nach dem EEG erhalten. Eine Aufteilung der abgeregelten Energieträger für das Jahr 2021 ist Tabelle 4 zu entnehmen.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Gesamtjahr 2021

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte	Prozentuale Verteilung
			Entschädigungsansprüche in Mio. Euro	
Gesamtjahr 2021				
Wind (onshore)	3.408	58,6%	333,4	41,8%
Wind (offshore)	2.095	36,0%	416,9	51,2%
Solar	237	4,1%	42,7	5,2%
Biomasse einschl. Biogas	72	1,2%	13,6	1,7%
KWK-Strom	3	0,0%	0,3	0,0%
Laufwasser	1	0,0%	0,1	0,0%
Sonstiges	0	0,0%	0,0	0,0%
KWK-Wärme	0	0,0%	0,0	0,0%
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	0	0,0%	0,0	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0	0,0%	0,0	0,0%
Geothermie	0	0,0%	0,0	0,0%
Abfall (biologisch abbaubarer Anteil)	0	0,0%	0,0	0,0%
Gesamt	5.818	100%	807,1	100%

Tabelle 4: Aufteilung der abgeregelten Energieträger (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur)

4 Geplante Schritte zur künftigen Reduktion der Netzengpassmanagement-Maßnahmen

4.1 Maßnahmen auf der Übertragungsnetzebene

Ohne die Umsetzung von Netzausbau würden die notwendigen Maßnahmen für Redispatch in Zukunft mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien rapide ansteigen. Im Zweiten Entwurf des NEP 2021 - 2035 prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage der Umsetzung der im jeweiligen Szenario beantragten Netzausbaumaßnahmen sowie im Sinne einer konservativen Planung folgende Mengen an Redispatchmaßnahmen:

- Szenario A 2035: 0,8 TWh
- Szenario B 2035: 1,6 TWh
- Szenario C 2035: 2,5 TWh
- Szenario B 2040: 1,7 TWh

Damit würde trotz erheblichen Zubaus von lastferner erneuerbarer Erzeugung und deutlicher Ausweitung des grenzüberschreitenden Handels das benötigte Volumen an Engpassmanagementmaßnahmen nachhaltig gesenkt.

Die Bundesnetzagentur hat mit dem Netzentwicklungsplan 2021-2035 am 14. Januar 2022 neben den Vorhaben des Bundesbedarfsplans insgesamt 28 neue leitungsbezogene Maßnahmen bestätigt. Dies umfasst bis 2040 auch zwei zusätzliche Korridore für Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung. Ein Korridor verläuft von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern. Der zweite Korridor verläuft von Niedersachsen nach Hessen. Wie bereits in der Vergangenheit sind im Netzentwicklungsplan zusätzlich Maßnahmen zur Optimierung, wie das sogenannte Monitoring von Freileitungen und innovative technische Ansätze, berücksichtigt. Der Netzausbau ist erforderlich, um bis zum Jahr 2035 mit einem Anteil von bis zu 73,4 Prozent und im Jahr 2040 mit einem Anteil von 77,5 Prozent am Bruttostromverbrauch erneuerbare Energien ins Netz zu integrieren und diesen CO₂-neutralen Strom deutschlandweit zur Verfügung zu stellen. Ohne den Netzausbau wäre diese Integration nicht möglich und es müssten in hohem Umfang Redispatchmaßnahmen und Einspeisemanagement erfolgen.

Seit Beginn der neuen Legislaturperiode sind die EE-Ausbauziele angehoben und konkretisiert und auch die Pfade hin zur vollständigen Dekarbonisierung bis 2045 vorgezeichnet worden. Die Bundesnetzagentur hat diese verschärften Klimaschutz- bzw. Emissionsminderungsvorgaben im laufenden Netzentwicklungsprozess 2023-2037/2045 berücksichtigt. In der Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 vom 08. Juli 2022 sind diese Vorgaben bereits zu Grunde gelegt, so dass ein Übertragungsnetz entwickelt werden kann, welches für eine vollständige Klimaneutralität notwendig ist.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben am 24. März 2023 den ersten Entwurf des dafür erforderlichen Netzentwicklungsplans vorgelegt, der nochmals eine deutliche Steigerung des Netzausbaus vorsieht. Die Bundesnetzagentur wird nach den vorgeschriebenen Konsultationen die vorgesehenen Maßnahmen prüfen und im nötigen Umfang bestätigen.

Zusätzlich zu den Netzausbaumaßnahmen prüft und bestätigt die Bundesnetzagentur sogenannte Phasenschiebertransformatoren. Dabei handelt es sich um Transformatoren, die durch Änderungen der Spannungswinkel Einfluss auf die Leistungsflüsse nehmen können. Dadurch können Engpässe vermieden werden und es sind weniger Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen erforderlich. Auch im Netzentwicklungsplan 2021-2035 wurden weitere solcher Phasenschiebertransformatoren zur Reduktion von Redispatch und Einspeisemanagement bestätigt.

Eine weitere Maßnahme, um einem steigenden Bedarf an Redispatch und Einspeisemanagement entgegen zu wirken, kann die sogenannte reaktive Netzbetriebsführung sein. Dabei handelt es sich um Maßnahmen, die bei Ausfall einer Leitung schnell aktivierbar sind und einer drohenden Überlastung entgegenwirken. Dies ist beispielsweise durch HGÜ-Leitungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung), Batterien (Netzbooster) oder kurzfristig regelbare Windparks denkbar.

Erstmals im Netzentwicklungsplan 2021–2035 wurde der Einsatz von Multiterminal-Konvertern für die Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung untersucht. Durch den Einsatz von Multiterminal-Konvertern anstelle von einzelnen Punkt-zu-Punkt Strukturen können Konverter und damit auch Kosten eingespart werden. Aus den Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber, bestimmte HGÜ-Verbindungen durch sogenannte Multiterminals besser für eine zukünftige Vermaschung vorzubereiten, hat die Bundesnetzagentur eine aus ihrer Sicht schlüssige Gesamtlösung ermittelt und die zugehörigen Projekte bestätigt. Dadurch wird der weitere Netzausbau effizienter und es entsteht Raum für Innovationen in Netztechnik und Betriebsführung. Das Konzept sieht vor zusätzlich einen metallischen Rückleiter zu integrieren. Im Fehlerfall steht im DC-System noch die Hälfte der Übertragungskapazität zur Verfügung. Da sich Kabelfehler in der Regel nicht so schnell beheben lassen wie bei Freileitungen, ist statistisch mit nicht zu vernachlässigenden Nichtverfügbarkeiten zu rechnen, die auf Grund des metallischen Rückleiters reduziert werden können und damit Redispatchkosten einsparen.

4.2 Maßnahmen auf der Verteilernetzebene

Die Bundesnetzagentur beobachtet die Entwicklungen im Verteilernetzausbau und stellt der Öffentlichkeit seit dem Jahr 2019 eine Zusammenfassung der Ergebnisse mit dem „Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze“ zur Verfügung⁴. Die Abfrage 2022 wurde auf Grundlage des § 14 Abs. 2 in Verbindung mit § 14d EnWG in der zum Zeitpunkt der Abfrage gültigen Fassung⁵ durchgeführt. Durch die Novellierung des EnWG im Juli 2021 hat sich der Kreis der Adressaten von 59 Verteilernetzbetreibern auf 82 Verteilernetzbetreiber erhöht.

Insgesamt wurden von den 82 Verteilernetzbetreibern 3.337 vorgesehene, geplante sowie bereits im Bau befindliche Einzelmaßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität gemeldet. Von diesen 3.337 Maßnahmen stehen 2.090 Maßnahmen mit einem Netzausbaubedarf in Höhe von 12,62 Mrd. Euro im Zusammenhang mit einem bestehenden und/oder prognostizierten Netzengpass. Hiervon entfallen:

⁴ www.bundesnetzagentur.de/netzausbaubericht

⁵ In der Fassung Juli 2021 bis Juli 2022

- 2,45 Mrd. Euro auf Maßnahmen, die sowohl im Zusammenhang mit einem bestehenden, als auch prognostizierten Netzengpass stehen.
- 1,83 Mrd. auf Maßnahmen, die ausschließlich einem bestehenden Engpass begegnen.
- 8,36 Mrd. Euro – und damit der größte Anteil – auf Maßnahmen, die einem prognostizierten Netzengpass vorbeugen sollen.

Bei den restlichen 1.247 gemeldeten Maßnahmen mit einem Volumen in Höhe von 3,79 Mrd. Euro wurde kein Zusammenhang zu einem bestehenden oder prognostizierten Netzengpass angegeben.

Engpassbedingter Verteilernetzausbaubedarf

in Mrd. Euro

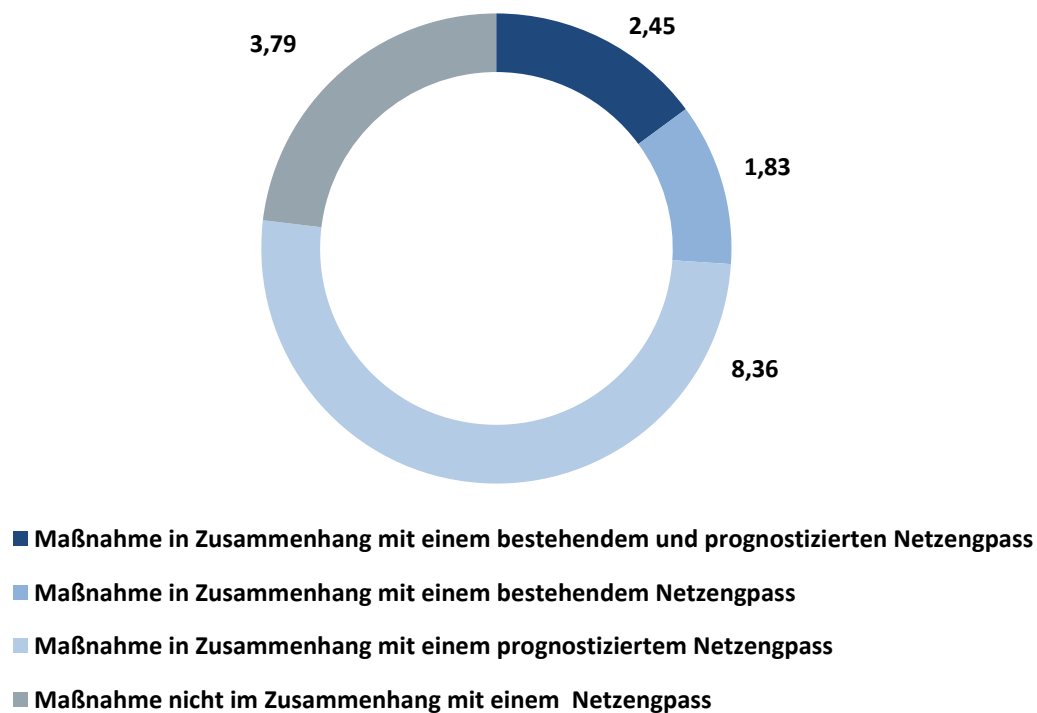


Abbildung 1: Engpassbedingter Verteilernetzausbaubedarf (Quelle: Bundesnetzagentur)

Neben der Meldung der vorgesehenen, geplanten sowie sich bereits im Bau befindlichen Einzelmaßnahmen wurden von den adressierten Verteilernetzbetreibern im Rahmen der in 2022 erfolgten Abfrage Fragen zu verschiedenen Themen beantwortet. So wurden die Verteilernetzbetreiber danach gefragt, ob sie technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung ihrer Bestandsnetze durchführen. Zu den technischen Maßnahmen zählen unter anderem Freileitungsmonitoring und regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT). Insgesamt gaben 68 der 82 befragten Verteilernetzbetreiber an, technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze einzusetzen. Elf Verteilernetzbetreiber gaben an, dass in ihrem Bestandsnetz kein Bedarf besteht. Weitere zwei Verteilernetzbetreiber gaben an, Netzengpässen derzeit durch Erneuerung und Verstärkung der Netze zu begegnen. Bei einem Verteilernetzbetreiber befindet sich der Einsatz von technischen Maßnahmen

im Aufbau. Die Verteilernetzbetreiber gaben des Weiteren in der Abfrage an, ob sie ihr Netzgebiet eher als überwiegend ländlich, überwiegend städtisch oder eher als ausgeglichen einschätzen. In nachfolgender Abbildung kann die Beantwortung der Frage zum Einsatz technischer Maßnahmen in Zusammenhang mit der vom befragten Verteilernetzbetreiber selbst eingeschätzten Einordnung betrachtet werden. Ein großer Teil der befragten Netzbetreiber (37 von 82) sieht sich demnach als überwiegend städtischer Netzbetreiber.

Ergreifen Sie technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze?

Anzahl Verteilernetzbetreiber, nach Netzstruktur

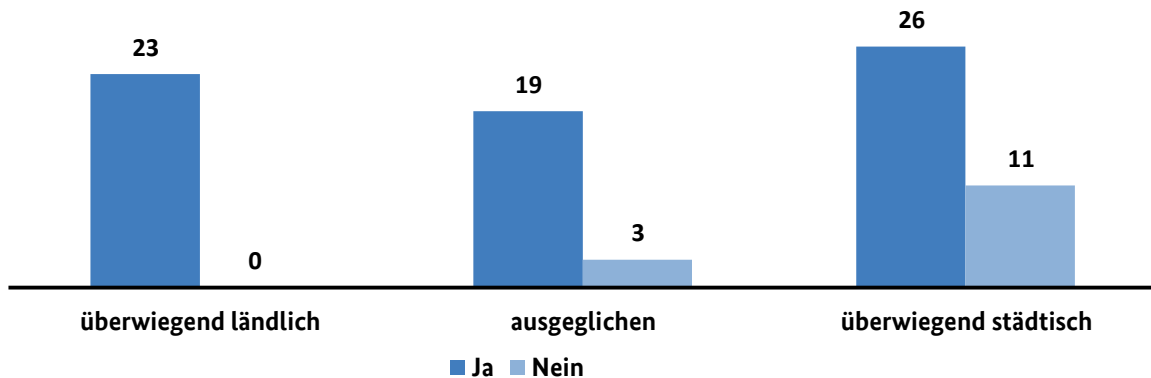


Abbildung 2: Technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze (Quelle: Bundesnetzagentur)

Die befragten Verteilernetzbetreiber konnten ihre Angaben zum Einsatz der technischen Maßnahmen Freileitungsmonitoring, rONT, sensitive Einspeisemanagementregler, Spannungs- und Blindleistungsmanagement sowie Regelungskonzepte und Weitbereichsregler weiter konkretisieren. Von den eingesetzten technischen Maßnahmen werden das Freileitungsmonitoring, sensitive Einspeisemanagementregler, rONT sowie Regelungskonzepte und Weitbereichsregler überwiegend im ländlichen und eher ausgeglichenen Bereich eingesetzt. Bei Spannungs- und Blindleistungsmanagement ist der Einsatz in ländlichen, städtischen und ausgeglichenen Netzgebieten ähnlich ausgeprägt. Aus der nachfolgenden Tabelle wird deutlich, dass Spannungs- und Blindleistungsmanagement bei 69,5 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber eingesetzt oder gerade aufgebaut wird oder der Einsatz geplant ist. Der Einsatz von rONT wurde überwiegend von Verteilernetzbetreibern mit eher ländlicher oder ausgeglichener Netzstruktur gemeldet. Nur sieben der überwiegend städtischen Verteilernetzbetreiber planen den Einsatz von rONT oder setzen diese bereits ein. Insgesamt wurden 1.795 eingesetzte rONT gemeldet, von denen 370 rONT im Jahr 2021 in Betrieb genommen wurden. Die Anzahl eingesetzter rONT ist hierbei sehr heterogen. Auffallend ist, dass sich ca. 88 Prozent der eingesetzten rONT in den Netzen von drei überwiegend ländlichen Verteilernetzbetreibern befinden.

Einsatz von technischen Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze

Anzahl Verteilernetzbetreiber

	Freileitungsmonitoring	rONT	Sensitive Einspeisemanagementregler	Spannungs-/ Blindleistungsmanagement	Regelungskonzepte
Wird eingesetzt	18	35	14	39	21
Einsatz im Aufbau	1	1	4	11	5
Einsatz geplant	5	7	6	7	9
Kein Einsatz	56	37	55	23	44
k. A.	2	2	3	2	3

Tabelle 5: Einsatz von technischen Maßnahmen zur besseren Auslastung der Bestandsnetze (Quelle: Bundesnetzagentur)

Insgesamt wurde von fünf der befragten Verteilernetzbetreiber eine Anwendung des Instruments der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG in 29 Gebieten gemeldet. 22 Spitzenkappungsgebiete wurden hierbei von Netzbetreibern mit eher ländlicher Netzstruktur sowie 7 Spitzenkappungsgebiete von Netzbetreibern mit ausgewogener Netzstruktur gemeldet. Netzbetreiber mit überwiegend städtischer Struktur meldeten kein Gebiet, in dem das Instrument der Spitzenkappung angewendet wird. Die Anzahl der jeweilig gemeldeten Spitzenkappungsgebiete variiert zwischen einem und zehn Gebieten.

Die Verteilernetzbetreiber können die Spitzenkappung nach unterschiedlichen Verfahren in ihrer Netzplanung anwenden. Hierbei können Sie zwischen pauschalen und dynamischen Ansätzen wählen. Für die gemeldeten Netzgebiete in denen Spitzenkappung angewendet wurde, wurde mit 13 Gebieten am häufigsten (45 Prozent) eine pauschale Spitzenkappung durch Anwendung bundeseinheitlicher Reduktionsfaktoren angewendet. Individuelle Reduktionsfaktoren anhand von Zeitreihen wurde in sieben Spitzenkappungsgebieten, das Kombifaktor-Verfahren in fünf Spitzenkappungsgebieten sowie eine zeitreihen-nutzungsfallbasierte Spitzenkappung in vier Gebieten angewendet. Die Ermittlung der individuellen Reduktionsfaktoren anhand von Primärenergieangeboten oder auf Basis von Volllaststunden wurden von den Verteilernetzbetreibern nicht angewendet.

Angewendetes Verfahren beim Spitzenkappungseinsatz

Anzahl Spitzenkappungsgebiete



Abbildung 3: Netzgebiete mit Einsatz von Spitzenkappung (Quelle: Bundesnetzagentur)

Im Rahmen der Abfrage 2022 gaben 30 von 82 VNB an, dass sie an Pilotprojekten zum Einsatz von netzdienlicher Flexibilität in Ihrem Netz beteiligt sind. Genannt wurden unter anderem Projekte im Bereich der Elektromobilität, der Erzeuger- und/oder Verbrauchersteuerung, von intelligenten Mess- und Energiemanagementsystemen oder im Bereich von Wirk- und Blindleistungspotenzialen.

5 Glossar

Redispatch	Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten.
Netzreservekraftwerke	Vorhaltung und Einsatz von Kraftwerken zur Bereitstellung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten.
Einspeisemanagement	Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung. Die Abregelung von erneuerbarer Erzeugung setzt eine gleichzeitige Erhöhung von Erzeugung an netzvertraglicher Stelle zum Ausgleich der Energiebilanz voraus. In der Regel gleicht bislang noch der Bilanzkreisverantwortliche diese Fehlmengen aus. Der bilanzielle Ausgleich kann aber – wie beim Redispatch – auch durch den Netzbetreiber erfolgen. Der Ausgleich kann zu Kosten und Erlösen (z. B. durch Ausgleichsenergiezahlungen) beim Bilanzkreisverantwortlichen führen. Diese Kosten oder Erlöse sind nach Auffassung der Bundesnetzagentur bei den EinsMan-Entschädigungen zu berücksichtigen und zum Teil in den hier angegebenen geschätzten Entschädigungsansprüchen enthalten. Die Energiemengen für den Ausgleich sind der Bundesnetzagentur nicht bekannt.
Freileitungsmonitoring	Freileitungsmonitoring (FLM) ermöglicht es, die Übertragungskapazität von Freileitungen zu steigern. Indem der kritische Faktor der Betriebstemperatur genau überwacht wird, kann der Stromfluss anhand der Witterungsbedingungen und der tatsächlichen Betriebszustände ausgelegt werden.
regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)	Ein rONT ist ein MS/NS-Transformator, der das Übersetzungsverhältnis im laufenden Betrieb ändern kann.
sensitive Einspeisemanagementregler	Technische Einrichtung, die es dem Netzbetreiber ermöglicht jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung zu reduzieren.

Spannungs- und Blindleistungsmanagement	Das Spannungs- und Blindleistungsmanagement wird eingesetzt um die Spannungsqualität einzuhalten, den Transport von Wirkleistung sicherzustellen, Netzverluste zu minimieren und den Netzausbau zu reduzieren.
Regelungskonzepte und Weitbereichsregler	Die Spannung wird in der Umspannanlage so geregelt, dass im gesamten untergelagerten Netz die Spannung im erlaubten Bereich bleibt.
Spitzenkappung	Spitzenkappung beschreibt die Berücksichtigung eines beschränkten Maßes an prognostizierter Abregelung von Windkraft- und PV-Anlagen in der Planung von elektrischen Netzen.

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Engpassbedingter Verteilernetzausbaubedarf (Quelle: Bundesnetzagentur)	11
Abbildung 2: Technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze (Quelle: Bundesnetzagentur)	12
Abbildung 3: Netzgebiete mit Einsatz von Spitzenkappung (Quelle: Bundesnetzagentur)	14

7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2021 (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur)	5
Tabelle 2: Aufteilung des Redispatch-Volumens (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur).....	6
Tabelle 3: Übersicht über die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur)	7
Tabelle 4: Aufteilung der abgeregelten Energieträger (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur).....	8
Tabelle 5: Einsatz von technischen Maßnahmen zur besseren Auslastung der Bestandsnetze (Quelle: Bundesnetzagentur)	13

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Referat 615

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

monitoring.energie@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Stand




3. April 2023

Text

Bundesnetzagentur



www.bundesnetzagentur.de

-  twitter.com/BNetzA
-  twitter.com/Klaus_Mueller
-  youtube.com/BNetzA