



Prognose des Umfangs und der Kosten der Maßnahmen für Engpassmanagement nach § 13 Abs. 10 EnWG (2026)

Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements nach §13 Abs. 10 EnWG

	2027	2028	2029	2030	2031
Gesamtkosten [Mio. Euro]	4.580	4.723	4.866	4.866	4.866
davon Vorhaltekosten	1.098	1.062	1.026	1.026	1.026
pos. Redispatch [TWh]	21,95	23,54	25,13	25,13	25,13
neg. Redispatch [TWh]	-21,95	-23,54	-25,13	-25,13	-25,13

Die Kosten- und Mengenprognosen nach § 13 Abs. 10 EnWG basieren auf den Eingangsdaten und abgestimmten Szenarien der aktuellsten Systemanalysen zur Ermittlung des Netzreservebedarfs im In- und Ausland.

Die Systemanalysen dienen vorrangig dazu, den Leistungsbedarf für einen sicheren Netzbetrieb in einer **Worst-Case-Betrachtung** zu ermitteln. Aus den Analysen abgeleitete Arbeitsmengen und Engpassmanagement-Kosten sind dementsprechend zu bewerten. Zudem sind die Einsätze zur Engpassbehebung stark von volatilen Einflüssen wie Wetter, kurzfristigen Kraftwerksverfügbarkeiten im In- und Ausland, Brennstoffpreisen, usw. abhängig und unterliegen damit wesentlichen Unsicherheiten.

Die Prognose des Umfangs und der Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements ist in § 13 Abs. 10 EnWG geregelt

§ 13 Abs. 10 EnWG

Die Betreiber von Übertragungsnetzen erstellen jährlich gemeinsam für die nächsten fünf Jahre eine Prognose des Umfangs von Maßnahmen nach den Absätzen 1 und 2, die aufgrund von Netzengepässen notwendig sind, und übermitteln diese jedes Jahr spätestens zum 1. Juli an die Bundesnetzagentur. Die zugrunde liegenden Annahmen, Parameter und Szenarien für die Prognose nach Satz 1 sind der im jeweiligen Jahr erstellten Systemanalyse und den in dem jeweiligen Jahr oder einem Vorjahr erstellten ergänzenden Analysen nach § 3 Absatz 2 der Netzreserveverordnung zu entnehmen. Die Prognose nach Satz 1 enthält eine Schätzung der Kosten. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht die Prognose nach Satz 1.

Der Umfang der Maßnahmen für Engpassmanagement ist über die Szenarien der Systemanalyse bestimmt

Die Systemanalyse nach § 3 Abs. 2 NetzResV aus dem Jahr 2026 ermittelt die für das Engpassmanagement erforderlichen Energiemengen für die Zeiträume 01.04.2026 bis 31.03.2027 (t+1) sowie 01.04.2028 bis 31.03.2029 (t+3).

Die den Systemanalysen zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden sind zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur abgestimmt. Für das betrachtete Szenario bedeutet dies, dass folgende Rahmenbedingungen verwendet werden:

- **Kohleausstieg:** Die Grundlage der vorliegenden Systemanalyse mit den Betrachtungszeiträumen 2026/2027 und 2028/2029 bildet das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) vom 14.08.2020. Die Zuschläge der 1. bis 7. Ausschreibungsrunde werden explizit berücksichtigt.
- **Netzausbau:** Der Netzausbauzustand wird gemäß den realistischen Annahmen der ÜNB implementiert. Der Stichtag ist jeweils mit dem 01.10.2026 bzw. 01.10.2028 berücksichtigt.

Der Umfang der Maßnahmen für Engpassmanagement ist über die Szenarien der Systemanalyse bestimmt

- **Konventioneller Kraftwerkspark:** Für den deutschen konventionellen Kraftwerkspark werden die BNetzA Zu- und Rückbauliste vom 13.09.2024 sowie ÜNB-intern bekannte Stilllegungsanzeigen bzw. Zubauten herangezogen, wobei der Stichtag zum 31.12.2026 bzw. 31.12.2028 berücksichtigt wird.
- **Erneuerbare Energien:** Der Ausbau Erneuerbarer Energien basiert auf Annahmen der ÜNB (Wind Offshore) sowie aus der Mittelfristprognose 2026-2030 gemäß § 74 EEG abgeleitet (Wind Onshore, Photovoltaik). Die installierte Leistung eines Jahres wird jeweils gemäß Stichtag zum 31.12.2026 bzw. 31.12.2028 berücksichtigt.
- **Strommarkt:** Es werden die Vorgaben der Binnenmarktrichtlinie für die Marktmodellierung umgesetzt. Für das Flow Based Market Coupling (FBMC) wird in beiden Zeithorizonten der „Advanced Hybrid Coupling“-Ansatz verwendet. Die FBMC-Fokusregion für (t+1) ist CORE und wird in (t+3) auf Central Europe erweitert, so dass die Schweiz und Italien/Nord in die Fokusregion aufgenommen werden. Für die Einhaltung von freien Mindesthandelskapazitäten (minRAM) gelten für Deutschland 70 % für beide Zeithorizonte.

Die Methodik der Kostenprognose basiert auf dem des Vorjahres inkl. geringfügiger Weiterentwicklungen

Inländische Marktkraftwerke: Die Erzeugungsauslagen von Gas-, Öl- und Steinkohlekraftwerken werden auf Basis von aktuellen Terminhandelspreisen für Erdgas bzw. Steinkohle und CO₂-Emissions-Zertifikate ermittelt. Für die weiteren inländischen Marktkraftwerke werden kraftwerksspezifische Grenzkosten aus der Marktsimulation der Systemanalysen genutzt. Werteverbrauch und Opportunitätskosten werden über prozentuale Auf- und Abschläge abgebildet. Einsatzkosten für Pumpspeicher werden auf Basis von historischen Durchschnittswerten und aktuellen PFCs skaliert.

Ausländische Marktkraftwerke: Die Einsatzkosten für Marktkraftwerke in Österreich werden mithilfe durchschnittlicher historischer Kosten und aktueller Future-Notierungen im Marktgebiet AT skaliert. Für die übrigen ausländischen Marktkraftwerke findet ebenfalls eine Skalierung der Einsatzkosten anhand historischer Kosten und prognostizierten Marktpreisen der mengenmäßig relevantesten Marktgebiete (v.a. CH) statt.

Netzreservekraftwerke: Jährliche Vorhalte- und abrufunabhängige Kosten werden auf Basis von aktuell erwarteten Plankosten für das Jahr 2027 und 2029 berücksichtigt. Die Abrufkosten werden mithilfe durchschnittlicher historischer Kosten und aktueller Future-Notierungen der relevanten Energieträger skaliert.

Die Methodik der Kostenprognose basiert auf dem des Vorjahres inkl. geringfügiger Weiterentwicklungen

Kapazitätsreservekraftwerke: Abrufabhängige Kosten für Einsätze zum Engpassmanagement werden analog der Netzreserve berücksichtigt. Jährliche Vorhalte- und abrufunabhängige Kosten der Kapazitätsreserve werden nicht berücksichtigt, da die Anlagen nicht primär für Engpassmanagement vorgehalten werden.

Besondere netztechnische Betriebsmittel: Einsatzkosten = $MAX \left[165 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} ; 165 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * \frac{\text{Future-Preis}_{\text{rel. Jahr}}}{41,65} \right]$

Windkraft- und Photovoltaikanlagen: Die Kosten für das Herunterfahren von EE-Anlagen sind über die Festvergütung und die Marktprämie abgebildet. Die Marktprämie ist über die Differenz des anzulegenden Werts und des Monatsmarktwerts bestimmt. Ergibt sich bei der Berechnung der Marktprämie ein Wert kleiner null, wird die Marktprämie nach Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 mit null festgesetzt.

Die Prognose des Umfangs und der Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements unterliegt Unsicherheiten

Die tatsächlichen Mengen können aufgrund der zukünftigen Entwicklung des Wetters in den einzelnen Jahren und der Entwicklung des europäischen Marktumfelds von den im Rahmen der Systemanalysen ermittelten Mengen abweichen.

Aufgrund der unvorhersehbaren weiteren geopolitischen Entwicklungen stellen auch die verwendeten Terminhandelspreise für Erdgas bzw. Steinkohle und CO₂-Emissions-Zertifikate nur den bestmöglichen Kenntnisstand zum Zeitpunkt der Prognose dar, sind aber in Hinblick auf die spätere tatsächliche Preisentwicklung als unsicher anzusehen.

Durch die perfekte Voraussicht innerhalb der Optimierung der Systemanalyse werden im Modell im Jahreslauf immer die günstigsten Kraftwerke zur Engpassbehebung verwendet. Des Weiteren kann die Wirkung von Prognoseunsicherheiten und eingeschränkten Kraftwerksverfügbarkeiten nur bedingt in den Systemanalysen abgebildet werden.

Durch die verschiedenen Unsicherheiten sind Abweichungen bei den Gesamtkosten zu erwarten, insbesondere für die weit in der Zukunft liegenden Jahre 2029 bis 2031.

Kontaktfolie

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2

10557 Berlin

E-Mail: info@50hertz.com

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

E-Mail: info@tennet.eu

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7

44263 Dortmund

E-Mail: info@amprion.net

TransnetBW GmbH

Heilbronner Straße 51 – 55

70191 Stuttgart

E-Mail: info@transnetbw.de