



# Prognose des Umfangs und der Kosten der Maßnahmen für Engpassmanagement nach § 13 Abs. 10 EnWG (2021)

01.07.2021



# 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 Netzengpässen 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 2021 ermittelt die für das Engpassmanagement erforderlichen Energiemengen für die Zeiträume 01.04.2021 bis 31.03.2022 sowie 01.04.2023 bis 31.03.2024.
- Die den Systemanalysen zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden sind zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur abgestimmt.
- Die Zuschläge der 1. Ausschreibungsrunde des KVBG sind in der Systemanalyse 2021 explizit berücksichtigt. Die Ausschreibungsvolumina für die weiteren Ausschreibungen in den Betrachtungszeiträumen werden pro-rata auf die teilnahmeberechtigten Kraftwerke verteilt.
- Der Netzausbauzustand ist gemäß den Angaben des BMWi-Controlling Stand 05/2019 implementiert. Zudem wird im Rahmen der Systemanalyse 2021 in einer Sensitivität das Netz gemäß Annahmen zu Inbetriebnahme-Terminen nach aktuell vorliegenden Informationen zu Projektfortschritten mit Stichtag 31.12.2023 abgebildet.

# Die Parameter der Kostenprognose 2021 werden aus der Kostenprognose 2020 fortgeschrieben

- Für inländische Marktkraftwerke werden kraftwerksspezifische Grenzkosten aus der Marktsimulation genutzt.
- Bei Marktkraftwerken (inklusive Pumpspeichern) werden Erzeugungsauslagen, Werteverbrauch und Opportunitätskosten über Durchschnittswerte als Abweichung gegenüber den Grenzkosten berücksichtigt.
- Für Marktkraftwerke in Österreich wird der Mittelwert der Einsatzkosten im Jahr 2020 angenommen.
- Einsatzkosten für Pumpspeicher werden auf Basis von Durchschnittswerten für das Jahr 2020 angenommen.
- Für Netzreservekraftwerke werden vorläufige jährliche Vorhaltekosten aus 2019 berücksichtigt. Abrufkosten werden über Durchschnittswerte von Q4 2019 bis Q3 2020 aus dem BNetzA-Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen approximiert.
- Die Entschädigungskosten für die Einsenkung von Wind-Onshore, Wind-Offshore und Photovoltaik werden über Durchschnittswerte von Q4 2019 bis Q3 2020 aus dem BNetzA-Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen approximiert.
- Das Inflationsziel von 2% der EZB wird berücksichtigt.

# Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements sind auf Basis der Systemanalysen ermittelt

	2022	2023	2024	2025	2026
Gesamtkosten [Mio Euro]	1.392	1.209	1.026	1.026	1.026
pos. Redispatch [TWh]	11,8	9,9	7,9	7,9	7,9
neg. Redispatch [TWh]	-11,8	-9,9	-7,9	-7,9	-7,9

- Die der Kostenprognose zugrundeliegenden Mengen wurden in der Bedarfsanalyse 2021 nur für die Jahre 2022 und 2024 ermittelt.
- Die Werte für 2023 resultieren aus einer linearen Interpolation der Werte aus 2022 und 2024.
- Die Werte für 2025 und 2026 resultieren aus einer Fortschreibung der Werte aus 2024 aufgrund von Prognoseunsicherheiten.

# Die Prognose des Umfangs und der Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements unterliegt Unsicherheiten (1/2)

- Die Mengen aus den Bedarfsanalysen unterliegen den bekannten Unsicherheiten (Wetterjahr, europäische Marktentwicklung, minRAM, usw.).
- Modellerte Redispatchkosten der Kraftwerke weichen von den tatsächlichen Redispatchkosten ab:
  - Durchschnittsbildung in der Modellierung
  - Unsicherheiten der Marktpreisprognosen (Strom, Brennstoffe, CO<sub>2</sub>)
- Durch die perfekte Voraussicht innerhalb der Optimierung werden im Modell im Jahreslauf immer die günstigsten Kraftwerke zur Engpassbehebung verwendet:
  - In der Realität Einschränkungen durch Prognoseunsicherheiten
  - Unsicherheiten der Redispatchverfügbarkeit insbesondere durch Intraday-Vermarktung und erforderliche Besicherungsleistung

# Die Prognose des Umfangs und der Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements unterliegt Unsicherheiten (2/2)

- Die Ergebnisse der weiteren Ausschreibungen zur Reduzierung der Steinkohleverstromung (Kohleausstiegsgesetz) stehen noch aus. Daher ist die gewählte Modellierung mit hohen Unsicherheiten verbunden.
- Aus dem Verlauf der Prognose kann nicht auf eine lineare Senkung der Engpassmanagementkosten in dem betrachteten Zeitraum geschlossen werden, da beispielsweise der Netzausbau einen sprunghaften Einfluss auf die Engpassmanagementkosten hat.
- Weiterhin stellt die Einführung von RD 2.0 bzw. der Mindestfaktoren zusätzliche Unsicherheiten dar.
- Die Auswirkungen des novellierten Klimaschutzgesetzes auf den Umfang und die Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements stellen weitere Unsicherheiten dar.
- Durch die verschiedenen Unsicherheiten werden Abweichungen bei den Gesamtkosten auftreten, insbesondere für die weit in der Zukunft liegenden Jahre 2025 und 2026.