

AUGUST 2019

BGH bestätigt die BNetzA beim Eigenkapitalzinssatz für Netzentgelte

Eine gute Nachricht für Netznutzer! Der BGH hat die Rechtsbeschwerde einer Netzbetreiberin gegen die Bundesnetzagentur (BNetzA) zurückgewiesen. Die Netzbetreiberin hatte zuvor beim OLG Düsseldorf einen höheren EK-Zins erfolgreich durchgesetzt ([ECOTEC berichtete](#)). Das OLG hatte die Vorgehensweise der BNetzA im Ansatz zwar als rechtmäßig angesehen, als methodisch fehlerhaft hat das OLG aber beanstandet, dass die BNetzA einen für die Bestimmung des Zinssatzes maßgeblichen Faktor - die so genannte Marktrisikoprämie - allein aus historischen Daten abgeleitet hat, ohne die Sondersituation des gegenwärtigen Marktumfelds zu berücksichtigen und eine um alternative Ansätze ergänzte Würdigung und Plausibilitätskontrolle durchzuführen.

Bei der Berechnung ist unter anderem eine angemessene Verzinsung des vom Netzbetreiber eingesetzten Eigenkapitals zu gewährleisten. Den maßgeblichen Zinssatz legt die BNetzA für jede Regulierungsperiode gesondert fest. Für die erste Regulierungsperiode lag er bei 9,29 % für Neuanlagen und bei 7,56 % für Altanlagen, für die zweite Regulierungsperiode bei 9,05 % bzw. 7,14 %. Für die dritte Regulierungsperiode (Gas: 2018 bis 2022; Strom: 2019 bis 2023) hatte die BNetzA den Zinssatz auf 6,91 % für Neuanlagen und 5,12 % für Altanlagen festgelegt.

Im Ergebnis bleiben die Zinssätze der BNetzA unverändert und es werden keine Mehrbelastungen bei den Netzentgelten der 3. Regulierungsperiode fällig.

Bundesnetzagentur genehmigt Strom-Kapazitätsreserve

Die Bundesnetzagentur hat die Standardbedingungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die zukünftige Kapazitätsreserve [genehmigt](#). Diese soll für höchst unwahrscheinliche Ereignisse vorgehalten werden und sichert den Strommarkt ab, wenn nicht ausreichend Erzeugungskapazität

an den Märkten zur Verfügung stehen sollte. Sie wird alle zwei Jahre von den ÜNB in einem Ausschreibungsverfahren ermittelt; bemessen ist sie auf zwei GW Leistung. Die Ausschreibung für den ersten Erbringungszeitraum (1. Oktober 2020 bis 30. September 2022) startet am 1. September 2019.

Erzeugungsanlagen, Speicher und regelbare Lasten können mehrmals an der Ausschreibung teilnehmen. Anlagen, die Teil der Reservekapazität werden, dürfen nicht mehr am freien Strommarkt teilnehmen und auch nicht in den Strommarkt zurückkehren; ausgenommen sind Lasten.

Da das System der „Reserven“ am Strommarkt groß ist, geben wir zur Einordnung einen kurzen Überblick: Neben der Kapazitätsreserve gibt es noch die Netzreserve, die besonderen netztechnischen Betriebsmittel und die Sicherheitsbereitschaft. Die Netzreserve (auch „Winterreserve“ genannt, ca. 6,6 GW) soll den Redispatchbedarf der ÜNB abdecken, wenn im Winter die Windeinspeisung besonders hoch ist und die Leitungen gen Süden nicht genug Strom transportieren können. Sie wird aus Anlagen gebildet, die vorläufig oder endgültig stillgelegt werden sollten, aber von den ÜNB als systemrelevant eingestuft werden. Sie soll möglichst schnell reduziert und durch Flexibilisierungsmaßnahmen am Strommarkt aufgefangen werden. Besondere netztechnische Betriebsmittel sind von den ÜNB auszuschreibende und von Dritten zu betreibende Gaskraftwerke mittlerer Größe in einem Umfang von 1,2 GW, die der Netzstabilisierung (z. B. bei Ausfällen) dienen. Die Sicherheitsbereitschaft besteht aus acht stillgelegten Braunkohleblöcken mit 2,7 GW Leistung, die nach vier Jahren endgültig stillgelegt werden müssen. Sie kommt nach zehn Tagen Vorlauf nur zum Einsatz, wenn sonst nichts mehr geht. Sie kostet die Netznutzer ca. 1,6 Mrd. € und ist als Abwrackprämie für Braunkohlekraftwerke verschrieben, da ein tatsächlicher Einsatz unwahrscheinlich ist. Übrigens: Alle Kosten für die Reservevorhaltung werden auf die Stromnetzentgelte umgelegt.

