

Branchendialog zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung

I. Hintergrund

Im Jahr 2019 wurden wichtige Weichen gestellt, um den Ausbau der Stromnetze zu beschleunigen und deren Nutzung zu optimieren. Ein Controlling des Netzausbaus wurde implementiert. Die Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) brachte Verfahrenserleichterungen, um Planungs- und Genehmigungsverfahren zu beschleunigen.

Zur Prüfung einer möglichen Weiterentwicklung auch der Anreizregulierung hat das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) zwischen Mai 2019 und März 2020 einen Branchendialog durchgeführt. Es fanden vier Sitzungen mit Vertretern von Übertragungs-, Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern, Vertretern der entsprechenden Branchen- und Interessenverbände, der BNetzA, anderer Ressorts, der Länder sowie Bundestagsabgeordneten und deren Mitarbeitern statt. Außerdem wurden zahlreiche Fachgespräche in kleinerem Kreis geführt. Der Dialog diente dazu, mögliche Optionen für Anpassungen in einem breiten Kreis zu diskutieren und die Meinungen für die Vorbereitung weiterer Arbeiten zu bündeln.

Nachfolgend werden die zentralen Diskussionspunkte aus Sicht des BMWi zusammenfassend festgehalten.

II. Anknüpfungspunkte für die Schaffung ökonomischer Anreize

Bei der Überprüfung der Anreizregulierung auf ihre ökonomischen Anreize zur Erhöhung der Transportkapazität hatten BMWi und BNetzA zwei Themenbereiche identifiziert, die im Rahmen des Branchendialogs eingehend diskutiert wurden.

1. Schaffung eines Anreizinstrumentes auf die Kosten des Engpassmanagements der Betreiber von Stromnetzen

Engpassmanagementkosten werden nach geltendem Recht als sog. „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ behandelt und sind damit im Rahmen der Netzkostenermittlung eine durchlaufende Kostenposition. Insoweit haben die Netzbetreiber keinen unmittelbaren wirtschaftlichen Anreiz, die Engpassmanagementkosten zu senken und dies bei der

Abwägung von Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität direkt zu berücksichtigen. Mittelbare Anreize ergeben sich beispielsweise durch die Höhe der Netzentgelte sowie die Verpflichtung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und damit einhergehende Investitionsverpflichtungen.

Engpassmanagementkosten stellen bei den ÜNB inzwischen einen relevanten Teil der Kosten dar, die in ihre Erlösobergrenze einfließen. Bei den VNB sind dagegen bislang nur sehr wenige Unternehmen betroffen. Allerdings ist zu erwarten, dass auch die Zahl betroffener VNB zunimmt.

Ein maßnahmenneutral ausgestaltetes Instrument ist geeignet Anreize zur Verringerung der Engpassmanagementkosten zu setzen, ohne technologiespezifische Umsetzungsfahrpläne und ein damit verbundenes Mikromanagement vorzugeben. Damit kann das Instrument sowohl zur Beschleunigung des Netzausbaus als auch zur zügigen Umsetzung der Bestandsnetzoptimierung und Ausschöpfung innovativer Technologien beitragen. Aufgrund der unterschiedlichen Situationen der Netzbetreiber – die ÜNB sind alle von Engpassmanagementkosten betroffen, die VNB dagegen nur teilweise – wurden gemeinsam mit vom BMWi beauftragten Gutachtern (Consentec und Frontier Economics) unterschiedliche Anreizsysteme für die Betreiber von Stromübertragungsnetzen und Stromverteilernetzen erwogen.

a) Anreizinstrument für Engpassmanagementkosten bei den ÜNB

Diskutiert wurde ein Anreizinstrument auf Basis eines jährlichen Referenzwertes, der sich aus historischen Kosten für Engpassmanagement-Maßnahmen zurückliegender Jahre unter Verwendung einer linearen zeitlichen Trendfunktion ermittelt. Die Trendfunktion soll über den Zeitverlauf dynamische Entwicklungen mit Auswirkungen auf Engpassmanagement-Kosten berücksichtigen (z.B. EE-Zubau). Bei speziellen disruptiven Ereignissen wie der Öffnung der Interkonnektoren wäre ggf. eine gesonderte Berücksichtigung in Erwägung zu ziehen und eine temporäre Korrektur zuzulassen. Damit soll der zeitverzögerten Reaktion der Trendfunktion auf Beginn und Ende einer solchen disruptiven Veränderung Rechnung getragen werden. Der Referenzwert würde gemeinsam für alle vier ÜNB ermittelt (Kollektivanreiz), um zu vermeiden, dass einzelne ÜNB sich bei Investitionen und bei der Durchführung des Engpassmanagements zu Lasten des Gesamtsystems optimieren.

Soweit die tatsächlichen Kosten des Engpassmanagements in einem Jahr unterhalb des gemeinsamen Referenzwertes bleiben, entstünde für die ÜNB ein Bonus. Umge-

kehrt entstände ein Malus, wenn die Kosten über dem gemeinsamen Referenzwert liegen. Der jeweilige Bonus/Malus würde nach einem unter den ÜNB zu konkretisierenden Schlüssel auf die vier ÜNB aufgeteilt. Ziel des Instruments ist ein wirksamer Anreiz zur Kostenminimierung, nicht eine grundsätzliche Änderung der Kostentragung. Da die Beeinflussbarkeit der Engpassmanagementkosten durch die ÜNB begrenzt ist, soll die Beteiligung der ÜNB an der Kostendifferenz begrenzt werden (Beteiligungsfaktor). Weiterhin könnte eine Kappungsgrenze für den jährlichen Bonus/Malus eingeführt werden.

Da eine Einführung des Instruments erst mit der vierten Regulierungsperiode (ab 2024) sinnvoll erscheint, müsste ein geeignetes Übergangssystem geschaffen werden, um die kurzfristige Umsetzung bereits beschlossener Maßnahmen anzureizen. Hier wurde ein reines Bonusmodell diskutiert, das im Rahmen des Dialogs nicht konkretisiert wurde.

Stand der Diskussion: Die Vertreter der ÜNB äußerten grundsätzlich Bedenken gegen dieses Instrument, da sie ein hohes regulatorisches Risiko mit möglichen Rückwirkungen auf Eigenkapitalverzinsungen und Finanzierungskosten aufgrund volatiler EPMK befürchten, beteiligten sich aber konstruktiv an einer möglichen Konkretisierung des Instruments. In Bezug auf das Instrument seien entscheidende Parameter, wie die genaue Ausgestaltung des Beteiligungsfaktors, der Kappungsgrenze und des Verteilungsschlüssels der Kosten zwischen den ÜNB, noch zu klären. Anstatt einer Trendfunktion für die Ermittlung des Referenzwertes präferieren die ÜNB einen einfachen Mittelwert aus den vergangenen drei Jahren; damit sollen größere Ausschläge zwischen den jährlichen Referenzwerten vermieden werden. Außerdem müssten exogene Entwicklungen wie der Zubau von EE-Anlagen und die Öffnung der Interkonnektoren mithilfe von Korrekturfaktoren berücksichtigt werden. Für die Abbildung des EE-Zubaus wurde ein jährlich anzupassender „Zubau-Koeffizient“ vorgeschlagen. Die Öffnung der Interkonnektoren sei dagegen eher durch einen pauschalen Aufschlag auf den Referenzwert abzubilden. Problematisch werden die für die deutschen ÜNB entstehenden Kosten aus der zukünftigen Redispatch-Optimierung und Kostenteilung in der CORE-Region (gemäß CACM und CEP-Vorgaben) gesehen. Diese seien für die ÜNB nicht beeinflussbar. Weiterhin zu berücksichtigen sind aus Sicht der ÜNB die Auswirkungen des Anreizmodells auf den Implementierungsprozess zum neuen Redispatchsystem („Redispatch-2.0“) nach der NABEG-Novelle, das bis zum 1. Oktober 2021 umgesetzt werden muss.

Die BNetzA favorisiert die Verwendung einer linearen Trendfunktion mit einer Datenbasis der vergangenen fünf Jahre. Dabei sollen keine Korrekturen der Trendfunktion vor-

genommen werden. Sollten dennoch Anpassungen bei der Referenzpfadermittlung erfolgen, so spricht sie sich für eine temporäre und symmetrische Korrektur aus.

Fazit des BMWi: Die Ausgestaltung eines sachgerechten Anreizsystems erscheint fachlich möglich. Ein solches Anreizsystem könnte weitere ökonomische Anreize zur Steigerung der Transportkapazität setzen.

b) Anreizinstrument für Engpassmanagementkosten bei den VNB

Diskutiert wurde mithilfe der vom BMWi beauftragten Gutachter (Consentec/Frontier Economics) ein Anreizinstrument, mit dem die Engpassmanagementkosten als volatile Kosten in die Kostenbasis des Basisjahres einfließen und damit im Effizienzvergleich berücksichtigt werden können. Als volatile Kosten würden sie innerhalb der Regulierungsperiode jährlich nachgefahren. Der Anreiz bestünde darin, dass sich „zu viel“ bzw. nicht effizientes Engpassmanagement negativ auf den Effizienzwert auswirken würde.

Stand der Diskussion: Die Vertreter der VNB bezweifeln, dass die VNB ihre Engpassmanagementkosten maßgeblich beeinflussen können, da der Netzausbau zeitversetzt zum Ausbau von Erzeugungsanlagen erfolge. Sie lehnen daher eine Behandlung der Engpassmanagementkosten als volatile Kosten ab. Sie befürchten eine nicht kalkulierbare, ungerechtfertigte Schlechterstellung im Effizienzvergleich. Zudem sei der Anreiz des Instrumentes zweifelhaft, da man sich bestenfalls nicht verschlechtern könne. Sie schlagen ihrerseits eine freiwillige Selbstverpflichtung nach § 11 Absatz 2 Satz 2 EnWG für den 110-kV-Bereich vor. Diese Verfahrensregulierung würde zu einer Einordnung der Engpassmanagementkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten führen und soll für den finanziellen und bilanziellen Ausgleich (Ausgleichsenergie) der jeweiligen Maßnahme gelten. Es sollten Meilensteine beim Netzausbauprozess vereinbart werden, deren Nichterreicherung eine Sanktionierung durch die BNetzA zur Folge haben könne. Vorstellbar wäre aus Sicht der VNB-Vertreter auch ein weiteres, von NetzeBW vorgeschlagenes Modell. Danach sollen zwar die Kosten weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbar gelten und damit nicht im Effizienzvergleich abzubilden sein. Der Parameter der installierten Erzeugungsleistung soll aber im Rahmen des Effizienzvergleichs um die maximal zeitgleich abgeregelte Einspeiseleistung nachträglich angepasst werden.

Die BNetzA dagegen sieht eine Umwandlung der Engpassmanagementkosten von dauerhaft nicht beeinflussbarer in volatile Kosten und damit die Einbeziehung in den Effizienzvergleich als einzig sachgerechte Vorgehensweise an. Dies ermögliche, dass

Netzausbau, die Ausschöpfung von innovativen Technologien und Engpassmanagement regulatorisch gleichbehandelt würden. Es läge dann auch im wirtschaftlichen Eigeninteresse der Netzbetreiber, sinnvoll abzuwägen, ob Netzausbau und -optimierung oder im Rahmen der sogenannten Spitzenkappung eine moderate, aber systematische Unterauslegung des Netzes mit den daraus resultierenden Engpassmanagementkosten die effizientere Lösung sei. Die Optimierung von Engpassmanagement und Netzausbau sowie der Einsatz innovativer Instrumente der Netzführung setzen aus Sicht der BNetzA die Abbildung der Kosten im Effizienzvergleich voraus. Die von der Branche vorgeschlagene Selbstverpflichtung wie auch die Korrektur der Einspeiseleistung sieht die BNetzA als mit zu hohem bürokratischen Aufwand verbunden an. Die Aufnahme der Engpassmanagementkosten in den Effizienzvergleich würde zu einer systematischen Verbesserung des Effizienzvergleichs führen.

Fazit des BMWi: Die Positionen in Bezug auf ein mögliches Anreizinstrument liegen bisher noch auseinander. Aus Sicht des BMWi kommt es darauf an, ob und in welcher Weise technologieneutrale und der Systematik der Anreizregulierung entsprechende Anreize gesetzt werden können.

2. Einführung des Kapitalkostenabgleichs für die Betreiber von Übertragungsnetzen und Fernleitungsnetzen

Das System der Investitionsmaßnahme (IMA) dient dem Zweck, Vorfinanzierungskosten der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) zeitnah über die Regulierung zu refinanzieren. IMA können gemäß § 23 ARegV nur für bestimmte Investitionen beantragt werden, so dass zwischen Investitionen im IMA-Regime und Investitionen im Budget-Regime unterschieden wird. Unstreitig ist, dass das bisherige IMA-System systembedingt zu unterschiedlich hohen Mittelrückflüssen aus der Regulierung führt, je nachdem in welchem Jahr ein Vorhaben in Betrieb genommen wird. Diskutiert wurde, in welcher Höhe dies der Fall ist und welche Schlussfolgerungen daraus zu ziehen sind. Vor diesem Hintergrund wurde eine Einführung des Kapitalkostenabgleichs auch für ÜNB und FNB diskutiert, der für die Verteilernetzbetreiber seit 2019 gilt.

Stand der Diskussion: Aus der in dem Prozess dargestellten Sicht der BNetzA und des BMWi hat die Unterscheidung zwischen IMA-fähigen Investitionen und Budget-Investitionen dazu geführt, dass IMA-Vorhaben priorisiert werden. Zudem gibt es derzeit keinen einheitlichen Regulierungsrahmen für VNB und Transportnetzbetreiber.

Die Vertreter der ÜNB und FNB verweisen darauf, dass nicht nachgewiesen ist, dass aus dem IMA-System Anreize resultieren, Vorhaben nicht so schnell wie möglich in Betrieb zu nehmen. Sie fordern zudem aus Gründen der Verlässlichkeit von Investitionsbedingungen, der Vermeidung regulatorischer Risiken und wegen möglicher Rückwirkungen auf die Refinanzierungskosten von einer Rechtsänderung abzusehen und das IMA-System beizubehalten.

Die vom BMWi beauftragten Gutachter (EY/BET) sehen die Unterschiede in den Mittelrückflüssen zwischen IMA und KKA als zu gering an, um Inbetriebnahmen tatsächlich zu verzögern. Sie bewerteten die Auswirkungen verschiedener regulatorischer Rahmenbedingungen aus Sicht der Netzbetreiber bzw. deren Eigentümern. Die Fortführung des Systems der IMA bedeutet laut Gutachtern für die Gesellschafter, Investoren, Banken und Netzbetreiber eine Stabilität des Regulierungsrahmens.

Die BNetzA dagegen sieht in dem IMA-System einen grundsätzlichen Anreiz, die Inbetriebnahme von Vorhaben zeitlich nach hinten zu schieben, denn bei den IMAs sind die nominalen Mittelrückflüsse bei einer Inbetriebnahme in dem Jahr nach einem Basisjahr am höchsten. Die damit einhergehenden Auswirkungen auf die Investitionsrenditen durch Verzögerung seien erheblich.

Fazit des BMWi: Die Überlegungen des BMWi hierzu sind noch nicht abgeschlossen. Belange aktueller und auch zukünftiger Investoren wären bei einem Systemwechsel durch angemessene Übergangsregelungen zu berücksichtigen.

3. Übergangssockel bei den Verteilernetzbetreibern

Mit Einführung des Kapitalkostenabgleichs für VNB wurde eine Übergangsregelung für die dritte Regulierungsperiode geschaffen. Hierdurch können die Verteilernetzbetreiber während der dritten Regulierungsperiode sogenannte positive Sockeleffekte vereinbaren, wenngleich Ersatzinvestitionen aus dem Kapitalkostenaufschlag unmittelbar finanziert werden. Entsprechend eines im Rahmen der Novelle 2016 verankerten Prüfungsauftrages des Bundesrats wird in der dritten Regulierungsperiode eine Ausdehnung dieser Übergangsregelung auf die vierte Regulierungsperiode geprüft.

Dieses Thema konnte im Branchendialog aufgrund der Corona-Pandemie und der damit verbundenen Absage des letzten Termins nicht mehr erörtert werden. Es haben hierzu aber Gespräche zwischen dem BMWi und den Verbänden/Unternehmen stattgefunden, die noch nicht abgeschlossen sind. Dazu besteht noch Zeit, da die dritte Regulierungsperiode im Gasbereich 2022 und im Strombereich erst 2023 endet.

III. Weiteres Vorgehen

BMWi strebt an, einen Regelungsvorschlag noch in diesem Jahr vorzulegen. Dieser wird sowohl die aufgrund der NABEG-Novelle erforderliche Anpassung als auch die Erkenntnisse aus dem Branchendialog aufgreifen.