Position zu den Orientierungspunkten der BNetzA zu dynamischen Netzentgelten

Statkraft bedankt für sich die Möglichkeit der Stellungnahme zum Thema dynamische Netzentgelte (dNE) im Rahmen des AgNes-Prozesses. Statkraft steht dem Vorhaben außerordentlich kritisch gegenüber. Hohe praktische Hürden, mangelnde Treffsicherheit und erhebliche Marktverzerrungen durch dieses Instrument führen zu Ineffizienzen, hohen Transaktionskosten und steigenden Preisen. Es ist fraglich, ob dem ein signifikanter Mehrwert gegenübersteht.

Grundsätzliches

Die BNetzA hat angekündigt, ab 2029 schrittweise symmetrische dynamische Netzentgelte (dNE) einzuführen, um Netzengpässe zu verhindern und damit verbundene Kosten zu senken

Ein zwingendes rechtliches Erfordernis zur Einführung von dynamischen Netzentgelten gibt es nicht. Die BNetzA betont selbst, dass sie mit diesem Konzept Neuland betritt. Insofern ist es zwingend notwendig, dass die BNetzA dieses Instrument fundiert begründet und die positiven wie negativen Effekte transparent darlegt. Erforderlich ist eine quantitative Modellierung dazu, welche Auswirkungen dynamische Netzentgelte auf den Strommarkt haben. Dazu gehört auch eine Gegenüberstellung verschiedener denkbarer Instrumente zur Engpassvermeidung und -bewirtschaftung. Es ist nicht nachvollziehbar, dass dies bisher nicht erfolgt ist.

Dynamische Netzentgelte wären die größte Neuerung im deutschen Netzentgeltsystem. Es gibt keine praktischen Erfahrungswerte für ein solches Instrument. Zwar erscheint das Ziel , Netzengpässe effizient zu vermeiden und zu bewirtschaften, nachvollziehbar. Das theoretische Effizienzpotenzial kann in der Praxis jedoch kaum gehoben werden, während erhebliche negative Konsequenzen zu befürchten sind. Statkraft lehnt das Instrument daher eindeutig ab.

Auswirkungen auf den Strommarkt

Dynamische Netzentgelte mit 22 Zonen würden prinzipiell eine ähnliche Funktion erfüllen wie ein Neuzuschnitt der Gebotszone. Bei einer weiteren Ausdifferenzierung auf unteren Netzebenen würde sogar ein Weg Richtung nodaler Bepreisung eingeschlagen. Allerdings wurde im Bidding Zone Review (EntsoE) des vergangenen Jahres eine Aufteilung des DE-L-Marktes in fünf Zonen (z.B. SH/HH/NDS, Ost, West, Süd) lediglich rund 339 Mio. Euro pro Jahr an volkswirtschaftlichem Mehrwert ermittelt. Die ÜNB und Politik befürchteten Nachteile für die Industrie im Süden und eine geringere Markt-Liquidität. Sie forderten stattdessen einen beschleunigten Netzausbau. Weshalb die BNetzA nun von diesem Pfad abweichen will, erscheint nicht nachvollziehbar und muss transparent begründet werden.

Die Bestimmung dynamischer Netzentgelte ist höchst komplex. Es handelt sich hierbei nicht um einen „Preis“, der für eine volkswirtschaftliche optimalen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage sorgt, sondern eine einseitig von den Netzbetreibern festgelegte Gebühr, die das Marktergebnis den physikalischen Restriktionen des Stromnetzes annähern soll. Für eine möglichst hohe Treffsicherheit benötigen die Netzbetreiber umfassende Informationen über die (Opportunitäts-)Kosten und Zahlungsbereitschaft der Adressaten sowie exakte Prognosen über Marktgeschehen. Nur so könnte ein dynamisches Entgelt in richtiger Höhe gebildet werden. In der Praxis ist eine solche Transparenz und Treffsicherheit kaum vorstellbar. Damit die dNE von den Marktteilnehmern berücksichtigt werden können, müssen sie, wie von der BNetzA beabsichtigt, mit entsprechendem Vorlauf bekannt sein. Mit wachsendem zeitlichem Abstand vergrößert sich aber die Wahrscheinlichkeit von Prognoseabweichungen. Eine exakte „Steuerung“ von Einspeisung und Verbrauch durch diese Entgelte im Sinne eines stabilen engpassfreien Netzbetriebs ist nicht zu gewährleisten. Der Redispatch hingegen ermöglicht eine gezielte Ansteuerung von Anlagen im notwendigen Umfang und eine zielgenauere Kompensation der entstehenden Kosten.

Allein schon die Debatte um die Einführung dynamischer Netzentgelte ab 2029 hat das Potenzial, zu erheblichen Unsicherheiten im Stromhandel zu führen. Bis klar ist, ob dynamische Netzentgelte eingeführt werden und wie deren Höhe und Ausgestaltung tatsächlich aussehen wird, droht sich diese Unsicherheit zu verschärfen und zu verstetigen. Es ist nicht zu erwarten, dass diese Klarheit in kurzer Frist hergestellt werden kann, insbesondere wegen der Neuartigkeit des Instruments und der äußerst komplexen Parametrierung. Das von der BNetzA im Workshop zu Einspeise-Entgelten in Aussicht gestellte „Herantasten“ birgt die Perspektive einer länger anhaltenden Unsicherheit weit über das Jahr 2029 hinaus. Negative Auswirkungen und Transparenz und Liquidität sind unausweichlich.

Zudem wird das Hedging dauerhaft erschwert. Lieferungen für das Jahr 2029 sind bereits gehandelt. Aber auch grundsätzlich ist die Unkenntnis darüber, wann, wo und in welcher Höhe dynamische Netzentgelte anfallen würden eine Belastung. Es ist absehbar, dass dies zu einem höheren Preisniveau im Terminmarkt durch geringere Liquidität und höhere Risiken führen wird.

Auswirkungen auf bestehende und neue Assets

Insbesondere für Erneuerbare-Energien-Anlagen bergen dynamische Netzentgelte erhebliche Nachteile, sowohl für neue wie auch bestehende Anlagen. Die von der BNetzA dargelegte Perspektive, dass Entgelte mit Anreizfunktion nur beschränkte Auswirkungen haben, weil sie vermeidbar sind und womöglich sogar Einnahmen generieren, trifft auf EEG-Bestandsanlagen nicht zu. Je nach Standort werden entweder empfindliche Belastungen oder Mitnahmeeffekte generiert. Durch ein positives dNE entstehen für die betreffende Anlage in jedem Fall Erlösminderungen, da sie entweder das Netzentgelt zahlen oder Einbußen bei Markterlösen und Marktprämie hinnehmen muss. Dadurch ist eine Verletzung des Vertrauensschutzes gegeben. Umgekehrt ist nicht zu erwarten, dass EE-Anlagen durch ein negatives Netzentgelt ihre Produktion steigern würden, da deren Produktion durch die entsprechenden Wetterverhältnisse bestimmt wird. Hier sind lediglich Mitnahmeeffekte zu erwarten.

Zudem ist es für Projekte, die in Zukunft an den EEG-Ausschreibungen teilnehmen wollen, sehr schwierig, die Auswirkungen dynamischer Netzentgelte auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen abzuschätzen. Die damit verbundenen Risiken müssen bei der Gebotskalkulation berücksichtigt werden und führen letztendlich zu höheren Zuschlägen in den EEG-Ausschreibungen.

Unsicherheit und Investitionsattentismus

Insbesondere in der Übergangsphase vor der Einführung neuer Netzentgelte droht eine länger anhaltende Unsicherheit und damit ein Investitionsattentismus. Schon die laufende Diskussion führt zu Verzögerungen. Hinzu kommt, dass für die Marktteilnehmer nicht absehbar ist, wie hoch die zu zahlenden Netzentgelte ausfallen werden. Es ist zu erwarten, dass die Entgeltbildung im neuen System durch die Netzbetreiber eine längere Zeit in Anspruch nimmt. Schlimmstenfalls wäre die Höhe neuer Netzentgelte erst kurz vor deren Erhebung, also nach Planung der BNetzA erst Ende 2028, bekannt. Dies ist ein nicht tragbares Risiko für potenzielle Investoren. Insbesondere laufende und weit vorangeschrittene Projekte, bei denen bereits erhebliche finanzielle Aufwendungen getätigt wurden, sind empfindlich davon betroffen.

Allein durch diese Unsicherheit werden auch solche Vorhaben erschwert, die Engpässe reduzieren und CO2-neutrale Beiträge für einen sicheren Netzbetrieb leisten (bspw. Speicher im netztechnischen Norden) oder die Redispatch-Kosten senken könnten (bspw. thermische Kraftwerke mit höherer Effizienz und ohne lange Rampen). Der daraus folgende Aufschub ist energie- und volkswirtschaftlich schädlich, die entstehenden Kosten tragen die Stromkunden. Selbst wenn diese Unsicherheit beseitigt und Vorhersehbarkeit gewährleistet werden könnte, entsteht das Risiko einer Kannibalisierung gerade in vermeintlich attraktiven Netzgebieten. Ob diesem Schaden realistische Effizienzgewinne gegenüberstehen, bleibt zweifelhaft.

Statkraft

Über uns

Statkraft ist international führend in Wasserkraft und Europas größter Erzeuger erneuerbarer Energie. Der Konzern erzeugt Strom aus Wasser, Wind, Sonne und Gas, liefert Fernwärme und ist weltweit ein bedeutender Akteur im Energiehandel. Statkraft beschäftigt über 6.000 Mitarbeiter in mehr als 20 Ländern.

Kontakt

[redacted]

[redacted]