

ENERGIE. POLITIK

Januar 2016

IMPULSE FÜR DAS STROMNETZ VON MORGEN

Liebe Leserinnen und Leser,

wir haben uns für 2016 viel vorgenommen: Verkauf unserer Braunkohleaktivitäten, Ausbau unserer Offshore-Windparks, Rückbau unserer Kernkraftwerke und Umsetzung neuer smarter Energiekonzepte für Berlin und Hamburg. Wir werden weiter dort wachsen, wo Energiewende in Deutschland stattfindet, und daher noch stärker in die Energiewelt von morgen investieren.

In diesem Newsletter möchten wir einige Impulse für die aktuelle energiepolitische Debatte geben. Das Strommarktgesetz sollte beim Thema Speicher deutlich nachgebessert werden. Hier brauchen wir Anreize, damit die Integration der Erneuerbaren schneller vorankommt. Die Steuerung des Kraftwerkeinsatzes durch Redispatch sowie der Beitrag von KWK zur Vermeidung von Netzausbau müssen angemessen vergütet werden. Auch dafür kann das Strommarktgesetz sorgen. Und schließlich brauchen smarte und digitale Stromverteilnetze einen verlässlichen Ordnungsrahmen und eine solide Finanzierung. Die Novellen von Anreizregulierung und Messwesen sollten dafür sorgen, dass auch die Verteilnetze die Aufgaben der Energiewende bewältigen können.



„2016 wird ein wichtiges Jahr für unsere Energiewende.“

Alexander Jung

Ich freue mich auf eine anregende energiepolitische Debatte in diesem Jahr. Schreiben Sie mir unter alexander.jung@vattenfall.de, was Sie dazu denken.

Eine anregende Lektüre wünscht Ihnen

Ihr

Alexander Jung
Generalbevollmächtigter Berlin
Director Public & Regulatory Affairs/Media Relations Germany

INVESTITIONSSICHERHEIT FÜR VERTEILNETZE

Bundesregierung und Bundesländer ringen aktuell um einen Kompromiss zur Novellierung der Anreizregulierung. Die Verteilnetzbetreiber hoffen, dass das Ergebnis die aktuell bestehenden Investitionshemmnisse grundlegend beseitigt.

Der Zeitverzug zwischen Investition und Refinanzierung ist das Kernproblem der aktuellen Regulierung. Die bisherige Praxis, Kosten auf Grundlage eines Basisjahres zu prüfen und eine Erlösbergrenze für fünf Jahre festzuschreiben, bildet die Dynamik nicht ab, mit der Investitionen in das Verteilnetz vorangetrieben werden müssen. Antragsverfahren wie der Erweiterungsfaktor und die Investitionsmaßnahme sind angesichts der Vielzahl und Kleinteiligkeit der Investitionen im Verteilnetz mit großem Verwaltungsaufwand verbunden und schaffen nur partiell Abhilfe.

Eine Heilung des Zeitverzugs ist möglich

Eine grundlegende Lösung des Problems läge in der jährlichen Anpassung der Erlösbergrenzen auf Grundlage der tatsächlich erfolgten Investitionen. Die Refinanzierung erforderlicher Investitionen würde so ohne Zeitverzug möglich. Bundesländer und Verteilnetzbetreiber drängen seit einiger Zeit auf eine entsprechende Änderung der Anreizregulierung. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) fürchtet aber, dass ein kapitalkostenorientierter Ansatz „keine ausreichenden Anreize in einen effizienten Netzbetrieb setzt, sondern vielmehr in kapitalintensive Investitionen“ und setzt auf die „Stärkung von Effizianreizen“

(Stellungnahme des BMWi an den Bundesrat Drs. 576/15). Dies widerspricht der betriebswirtschaftlichen Wirklichkeit und verkennet, dass bereits die bestehenden Effizienzvorgaben reichen, um unwirtschaftliche Investitionen zu verhindern.

Vertrauen schafft Investitionsklima

Besonders problematisch wäre eine vollständige Streichung aller sogenannten Sockelbeträge. Sie entstehen, da die Kapitalkosten für Anlagen über die Regulierungsperiode sinken, bis zum Ende der fünfjährigen Regulierungsperiode jedoch unverändert mit ihrem hohen Wert aus dem vergangenen Kostenprüfungsjahr in der Erlösbergrenze berücksichtigt werden dürfen. Es ist sachlich richtig, diesen Effekt für alle künftigen Investitionen entfallen zu lassen, wenn die Anreizregulierung auf ein Kapitalkostenmodell umgestellt würde. Dies gilt jedoch keinesfalls für zurückliegende Investitionen, die seit Einführung der Anreizregulierung im Jahr 2006 vorgenommen wurden. Hier sind die Sockelbeträge als teilweiser Ausgleich für den Zeitverzug in die Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber eingeflossen. Sie sind für die Refinanzierung der Investition unverzichtbar. Über 50 Prozent der Restbuchwerte in städtischen Netzen können davon betroffen sein. Bei der Ausgestaltung eines Kapitalkostenabgleichs sollten entsprechende Investitionen Bestandsschutz erhalten, da sonst wesentliche Teile des Anlagevermögens entwertet würden.

SMARTE ROLLENVERTEILUNG

Anfang 2016 wird der Bundestag über die Digitalisierung der Energiewende beraten. Der Gesetzentwurf regelt den Rollout von Smart Metern im Detail und schafft damit den Rahmen für eine hoch komplexe Zukunftsaufgabe. Ein wichtiger, aber unterschätzter Aspekt ist die Aufgabenverteilung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern.

Bislang sind die Verteilnetzbetreiber dafür verantwortlich, die Messwerte aller Kunden an einem bestimmten Zeitpunkt zu einem Wert aufzuaddieren und auf diese Weise die sogenannten Summenzeitreihen zu bilden. Sie sind maßgeblich für die Bilanzierung der Verteilnetzbetreiber, denn sie fließen unter anderem in die Netza abrechnung, die Kalkulation vermiedener Netzentgelte und die Verlustenergiebeschaffung ein. Die Übertragungsnetzbetreiber wollen diese Rolle in Zukunft übernehmen. Ihr eingängiges Argument: Vier Unternehmen könnten die Aufgabe effizienter erfüllen als Hunderte Verteilnetzbetreiber. Eine genauere Betrachtung zeigt jedoch, dass die geplante Rollenänderung die Marktprozesse erheblich verkompliziert

und eine ganze Reihe von Problemen schafft. Die Bilanzierung sollte daher Aufgabe der Verteilnetzbetreiber bleiben.

Messwerte: Abweichungen mit großer Wirkung

Ein Beispiel: Größere Industrie- und Gewerbekunden haben häufig einen stark schwankenden Verbrauch. Es kommt in der Praxis daher oft vor, dass Verteilnetzbetreiber bei größeren Industriekunden nachfragen müssen, wenn Werte ungewöhnlich hoch oder tief sind. Aktuell ist im Gesetzentwurf vorgesehen, dass intelligente Messsysteme automatisch Ersatzwerte bilden. Auch die Plausibilisierung soll automatisch erfolgen. Wie wichtig die korrekte Bilanzierung ist, wird klar, wenn man berücksichtigt, dass fünf Prozent der Kunden mit dem höchsten Energiebedarf 50 Prozent der Energiemengen insgesamt abnehmen. Die Übertragungsnetzbetreiber wollen diese kleinteilige Aufgabe nicht übernehmen, sondern sich auf die Automatisierung verlassen. Die Verteilnetzbetreiber aber tragen das finanzielle Risiko für Fehler der Abrechnung.

RÜCKBAU MIT HINDERNISSEN

Vattenfall bereitet den Rückbau der Kernkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel vor.

Für Vattenfall ist die Erzeugung von Strom aus Kernenergie in Deutschland spätestens seit dem 14. März 2011 Geschichte. Zu diesem Zeitpunkt verfügte die Bundesregierung die Stilllegung von acht Kernkraftwerken, darunter Brunsbüttel und Krümmel, den beiden einzigen von Vattenfall betriebenen deutschen Kernkraftwerken. Vattenfall hatte die Anlagen erst gut zehn Jahre zuvor von den Hamburgischen Electricitätswerken übernommen. Mittlerweile widmet sich das Unternehmen mit voller Kraft dem Rückbau. Doch das nicht ohne Hindernisse.

Für das Kraftwerk Brunsbüttel hat Vattenfall bereits im November 2012 den Rückbauantrag gestellt. Seitdem prüft die zuständige Behörde die Unterlagen. Vattenfall wiederum wird in einem ersten Schritt die Brennelemente in Castoren verladen und dann in das Standortzwischenlager befördern. Denn erst wenn sich keine Brennelemente mehr im Kraftwerk befinden, darf auch tatsächlich mit dem Rückbau begonnen werden. Doch die Belieferung mit Castoren ist keine Selbstverständlichkeit. Durch die gleichzeitige Stilllegung von acht Kernkraftwerken stieg die Nachfrage nach diesen Spezialbehältern. Zudem sind noch 14 Anlagen in Betrieb, die ebenfalls Castoren für die Lagerung der abgebrannten Brennelemente benötigen und vorrangig beliefert werden. Eine Situation, auf die der Castoren-Lieferant GNS nicht vorbereitet war. Für das Kernkraftwerk Krümmel, für das Vattenfall in diesem Jahr den Rückbau beantragt hat, werden die Castoren voraussichtlich 2016 geliefert. Für Brunsbüttel stehen diese schon bereit.

Eine weitere Hürde auf dem Weg zum Rückbau ist eine Genehmigung für ein Zwischenlager für hochradioaktive Abfälle. Nach einer erfolgreichen Klage vor dem Schleswig-Holsteinischen Oberverwaltungsgericht gegen das Standortzwischenlager in Brunsbüttel wird dieses aktuell nur noch geduldet. Um die Brennelemente jedoch rechtssicher lagern zu können, bedarf es dringend einer neuen Genehmigung. Der Antrag dafür wurde in diesem Jahr eingereicht.

Schwach- und mittelradioaktive Abfälle soll der Schacht Konrad aufnehmen, der als Endlager genehmigt ist und zurzeit ausgebaut wird. Nach ursprünglicher Planung sollte er bereits in Betrieb sein. Seine Fertigstellung ist jedoch inzwischen für die Jahre nach 2020 angekündigt, so dass bis dahin eine Zwischenlösung am Standort Brunsbüttel erforderlich ist.

Eine weitere Herausforderung liegt in der Deponierung von Bauschutt aus Kernkraftwerken. Auch wenn es sich um gewöhnlichen Schutt ohne Strahlung handelt, tun sich viele Deponien schwer, diese Materialien anzunehmen. Hier bedarf es nicht zuletzt der Unterstützung durch die Politik, um ausreichend Deponiekapazitäten zu sichern. In Schleswig-Holstein hat dieser Dialog bereits begonnen.

Zwischen zehn und zwanzig Jahre werden vergehen, bis die Anlagen komplett zurückgebaut sind und von den Kraftwerken nichts mehr zu sehen ist. Die Rückbauten anderer Kraftwerke wie Würgassen und Stade zeigen, dass der Rückbau technisch machbar ist und sich die Zeiträume weiter verkürzen lassen. Wichtig ist, dass die rechtlichen Rahmenbedingungen auch künftig stimmen. Darauf sollten Bund und Länder besonders achten.

PSW ENTLASTEN!

Es ist Zeit zu handeln. Mit dem aktuellen Strommarktgesetzentwurf wird auch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geändert. Dies bietet die Möglichkeit, die seit 2008 bestehende Belastung von Pumpspeicherwerken (PSW) mit Netzentgelten wieder abzuschaffen (Anpassung in § 118 Absatz 6 EnWG).

Speicher als Garant für Netzstabilität

Netzentgelte belasten PSW, die für die Systemstabilität dringend gebraucht werden. Dies hat sich am 20. März 2015 bei der Sonnenfinsternis gezeigt. An diesem Tag gab es in nur einer Viertelstunde (11:00 bis 11:15 Uhr) einen Bedarf an 6.000 Megawatt (MW), der größtenteils durch PSW bereitgestellt wurde. Sie meisterten den „Testlauf“ für zunehmende Schwankungen der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen souverän. Auch aus Sicht der Netzbetreiber sind PSW für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen unverzichtbar.

Der hohe Nutzen der PSW liegt darin, dass sie positive und negative Regelleistung bereitstellen können. Sie leisten so einen entscheidenden Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Mit der Energiewende wächst der Bedarf an Flexibilitätsoptionen wie Speichern. Die 28 deutschen PSW sind aktuell die einzigen im großem Maßstab verfügbaren Stromspeicher (mit circa 7.000 Megawatt Leistung).

Initiativen zur Entlastung der PSW von Netzentgelten

Mit einer Novelle des EnWG sollten PSW von Netzentgelten entlastet werden. Die Wirtschaftsminister- sowie die Umweltministerkonferenz haben Ende 2015 für eine Befreiung der Energiespeicher von Netzentgelten und anderen Abgaben plädiert. Der Bundesrat hat am 18. Dezember 2015 in seiner Stellungnahme zum Strommarktgesetzentwurf gefordert, rechtliche Hemmnisse für den Betrieb von Energiespeichern zu beseitigen.

Diese Initiativen sollten im Sinne der Netzstabilität nun mit einer Änderung des § 118 Absatz 6 EnWG und der Abschaffung der Netzentgelte für alle PSW, auch für Bestandsanlagen, umgesetzt werden.

STROMMARKTGESETZ STELLT VIELE WEICHEN NEU

Der Bundestag berät derzeit über diverse Änderungen am Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und weiteren Vorschriften, zusammengefasst im sogenannten Strommarktgesetz. Abseits der bislang im politischen Fokus stehenden Kapazitätsreserve oder der Sicherheitsbereitschaft enthält das Strommarktgesetz aber auch weitere für die Energiewirtschaft wichtige Änderungsvorschläge.

Eingriffe in die Erzeugung fair vergüten

Unter Redispatch werden Eingriffe des Netzbetreibers in den Kraftwerkseinsatz verstanden, die dazu dienen, die Systemstabilität aufrechtzuerhalten. Umfang und Häufigkeit dieser Eingriffe haben in den letzten Jahren durch den Zubau der erneuerbaren Energien in Verbindung mit schleppendem Netzausbau erheblich zugenommen. Allein im Jahr 2015 machte der Redispatch mit 9,6 Terawattstunden mehr als das Doppelte der Jahre 2013 und 2014 zusammen aus. Dies zeigt, dass es sich beim Redispatch um keine Randerscheinung mehr handelt und die davon immer häufiger betroffenen Kraftwerksbetreiber für die Eingriffe in ihren optimierten Anlageneinsatz angemessen entschädigt werden müssen. Grundlage dafür waren seit Ende 2012 zwei Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA). Da jedoch diverse Kosten von der BNetzA nicht anerkannt wurden, hat das für Regulierungsfragen zuständige Oberlandesgericht Düsseldorf (OLG) diese Festlegungen im April 2015 verworfen. Die BNetzA hob ihre Festlegungen daraufhin im Sommer 2015 rückwirkend auf.

Die im Regierungsentwurf in § 13a EnWG enthaltene Neuregelung der Redispatchvergütung versucht, die offenbar ungewünschten Feststellungen des Gerichts zugunsten der Kraftwerksbetreiber durch eine Änderung der Gesetzeslage rückwirkend zum 1. Januar 2013 so weit wie möglich zu unterlaufen. Der BDEW hat einen Vorschlag für eine faire

Regelung der Redispatchvergütung nach den Maßstäben des OLG Düsseldorf vorgelegt, der im weiteren parlamentarischen Prozess berücksichtigt werden sollte.

Beitrag der KWK zur Vermeidung von Netzausbau anerkennen

Ende 2015 hat der Gesetzgeber mit der Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) die Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau dieser Hocheffizienztechnologie geschaffen und dabei vor allem die Investitionsanreize den niedrigen Strommarktpreisen angepasst. Dieser gerade erst ermöglichte Investitionsschub wird mit der vorgesehenen Änderung des § 18 der Stromnetzentgeltverordnung durch die Streichung der sogenannten vermiedenen Netzentgelte wieder gefährdet. Diese werden an Betreiber dezentraler Stromerzeugungsanlagen gezahlt, da durch deren Ausbau auf vorgelagerten Netzebenen der Netzausbau und damit Infrastrukturkosten eingespart werden. Inzwischen ist es unstrittig, dass dieser Effekt bei volatil einspeisenden Stromerzeugungstechnologien, wie Wind und PV, nicht auftritt, sondern durch Rückspeisungen von Überschussstrom im Gegenteil das Netz ausgebaut werden muss. Folgerichtig hat die Bundesregierung vorgeschlagen, vermiedene Netzentgelte für Wind- und PV-Anlagen für neue Anlagen ab 2021 zu streichen. Mit der Streichung der vermiedenen Netzentgelte auch für dezentrale KWK-Anlagen schießt die Bundesregierung jedoch über ihr Ziel hinaus. Anders als volatile Wind- und PV-Anlagen tragen dezentrale KWK-Anlagen sehr wohl dazu bei, den Netzausbau zu reduzieren. Folgerichtig hat sich auch der Bundesrat in seiner Stellungnahme zum Regierungsentwurf dafür ausgesprochen, die Vergütung vermiedener Netzentgelte für KWK-Anlagen beizubehalten und so den gerade erst mit dem KWKG erreichten Investitionsschub nicht zu gefährden.

Impressum

Herausgeber:
Vattenfall GmbH
Chausseestraße 23
10115 Berlin

V.i.S.d.P.:
Alexander Jung
Chefredaktion:
Andrea Schneider
T 030 8182 2452
politik@vattenfall.de
www.vattenfall.de

Vattenfall im Social Web



VATTENFALL

