

Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und weitere zentrale Gesetzesvorhaben in 2015 („Frühjahrspaket“)

Ostdeutschland ist vom energiewirtschaftlichen Umbauprozess in besonderer Weise betroffen. Der Wandel von konventioneller und erneuerbarer Energieerzeugung findet in beeindruckender Geschwindigkeit statt. Eine Vielzahl von Windkraft-, PV- und Biogasanlagen sind innerhalb kürzester Zeit entstanden. Die Ausbauziele der Bundesregierung für 2030 haben wir hier schon heute erreicht. Dieser Fakt verlangt vor allem von den ostdeutschen Netzbetreibern umfangreiche Investitionen in die Netzinfrastruktur. Dies auch deshalb, weil aufgrund der historischen und demografischen Entwicklung sowie einer im Bundesvergleich deutlich geringeren Industriedichte viel weniger Energie vor Ort benötigt, als produziert wird. Diese Ausnahmesituation hat auch ihren Preis. Ostdeutsche Unternehmen und Haushalte zahlen höhere Strompreise und tragen deutliche Mehrbelastungen, die mittlerweile zu erheblichen Standortnachteilen führen.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) will im 1. Halbjahr 2015 ein „Frühjahrspaket“ auf den Weg bringen und noch vor der parlamentarischen Sommerpause umsetzen. Dazu zählen u.a. die Novelle der Anreizregulierungsverordnung und des Energiewirtschaftsgesetzes. Daneben ist ein Verordnungsentwurf für intelligente Netze geplant.

Die anstehenden Gesetzesänderungen sind besonders für Ostdeutschland relevant, da damit langfristige Weichenstellungen im Bereich des Netzbetriebs, des Netzausbaus und der künftigen Kostenbelastung und -verteilung vorgenommen werden. Vor diesem Hintergrund müssen die besonderen ostdeutschen Bedingungen und Anforderungen im Zuge der Energiewende in die Novellierungsprozesse einfließen.

Unter den genannten Gesichtspunkten sind folgende Schwerpunkte von essentieller Bedeutung:

1. Investitionsbedingungen im Netz verbessern – Besondere Lasten für Flächennetzbetreiber berücksichtigen

Die ostdeutschen Flächennetzbetreiber gehören zu den besonders von der Energiewende betroffenen Verteilnetzbetreibern (VNB). Die zur Novellierung anstehende **Anreizregulierungsverordnung** muss diese Sondersituation beachten.

- Die bewährte grundsätzliche Methodik der Anreizregulierung, welche in den letzten beiden Perioden zu deutlichen Effizienzgewinnen und Kostenreduzierungen geführt hat, muss im Interesse von Planungs- und Investitionssicherheit beibehalten werden.
- Die angedachte grundsätzliche Beseitigung des Zeitverzugs bei Investitionen in allen Netzebenen ist zu unterstützen. Damit wird die schnelle Refinanzierung erleichtert und eine wichtige Forderung der Netzbetreiber erfüllt.
- Der Vorschlag einer differenzierten Regulierung für besonders von der Energiewende betroffene Verteilnetzbetreiber bietet eine Chance für die besonderen Belange der ostdeutschen Flächennetzbetreiber. **Allerdings muss diese differenzierte Regulierung so ausgestaltet sein, dass sie neben den Investitionen auch die Aufwendungen für den Betrieb der Leitungen und den zusätzlichen administrativen Aufwand (z. B. für Systemdienstleistungen und Einspeiserabrechnung) adäquat berücksichtigt.**

- Das Bundeswirtschaftsministerium plant, den Kostendruck für alle Netzbetreiber durch unrealistische Effizienzvorgaben mittels Durchschnittswert bei der Effizienzwertermittlung deutlich zu erhöhen. Zusätzlich soll ein genereller Produktivitätsfaktor beibehalten werden, der eine zusätzliche Belastung darstellt. Nicht zuletzt soll die Bundesnetzagentur umfassende Freiräume bei der Ausgestaltung der Parameter im Effizienzvergleich erlangen. Dies widerspricht einem verlässlichen Regulierungsrahmen. Der verschärfte und methodisch nicht begründbare Kostensenkungsdruck gefährdet Arbeitsplätze und regionale Wertschöpfung und steht im Widerspruch zum Abbau von Hemmnissen für notwendige Investitionen und Innovationen im Netz. **Der generelle Produktivitätsfaktor sollte für die 3. Regulierungsperiode entfallen. Größere Entscheidungsspielräume der BNetzA beim Effizienzvergleich lehnen wir ab, da sie zu einer größeren Unsicherheit über zukünftige Effizienzvorgaben führen und das Investitionsklima beeinträchtigen. Der „Best-of-Four“-Ansatz beim Effizienzvergleich sollte beibehalten werden.**

2. Mehrbelastungen aus dem Netz für ostdeutsche Verbraucher senken

Die Aufwendungen im Netz werden regional umgelegt. Der weite Stand der Energiewende führt zu deutlich höheren Netzentgelten und damit auch Strompreisen in Ostdeutschland. In der Überarbeitung **des Energiewirtschaftsgesetzes** sind daher Lösungen gefragt, die mehr Verteilungsgerechtigkeit bieten und einen Ausgleich für die vom Osten zu tragenden Sonderlasten der Energiewende enthalten.

- Bundeseinheitliche Netzentgelte sind keine Lösung für das Problem, weil die Gefahr besteht, dass anstehende Ersatzinvestitionen in den alten Ländern künftig von den ostdeutschen Netzkunden zusätzlich mitfinanziert werden müssten. Darüber hinaus würden keine Anreize mehr für Effizienz und regionale Verantwortung gesetzt. Der bürokratische Aufwand bei ca. 900 Netzbetreibern wäre außerordentlich hoch.
- Durch die Regelung der „vermiedenen Netzentgelte“ werden regionale Netzkosten besonders in Ostdeutschland überproportional belastet. Der weitere EE-Ausbau verschärft die Situation. **Deshalb sind vermiedene Netznutzungsentgelte für volatile EEG-Einspeiser abzuschaffen, was zu einer Kostenentlastung führen wird.**
- **Künftig sollten auch die Anlagenbetreiber erneuerbarer Anlagen an den verursachten Netzausbaukosten, z.B. über einen Baukostenzuschuss, beteiligt werden.** Dadurch erzielt man einerseits eine netzbedingte Steuerungswirkung bei der Standortwahl. Vereinnahmte Baukostenzuschüsse vermindern zudem die Netzkosten und senken die Netzentgelte.
- **Um volkswirtschaftlich effizienten Netzausbau zu betreiben, muss die Verpflichtung des Netzausbaus bis zur maximalen regenerativen Einspeiseleistung (Spitzenlast) abgeschafft werden.** Diese maximale Einspeiseleistung tritt nur selten auf, ist aber ein wesentlicher Kostentreiber beim Netzausbau. Wenn bis zu 3 % der jährlichen Einspeisemenge von Strom aus erneuerbaren Energien abgeregelt werden könnten, können Netzausbaukosten signifikant eingespart werden.

3. Netzentgeltsystematik verändern – Entsolidarisierung entgegenwirken

Eigenverbraucher profitieren vom gesicherten Netzanschluss, leisten aber keinen Beitrag für die Vorhaltung dieser Netzinfrastruktur. Bislang werden Netzkosten, insbesondere in der Niederspannung, zum größten Teil über verbrauchsbasierte Netzentgelte (je kWh) regional ermittelt. Netzkosten sind aber nur geringfügig vom Verbrauch abhängig. Endverbraucher, die ihren Strom vollständig über das Stromnetz beziehen, subventionieren die Eigenerzeuger indem sie deren gesparte Kosten übernehmen. Eine faire Lastenverteilung ist damit nicht mehr gewährleistet.

- **Die Netzentgeltsystematik muss angepasst werden. Neben einer (zukünftig kleineren) verbrauchsbasierten Komponente (Cent je kWh) sollte, stärker als bislang, eine Grundpreiskomponente (Euro je Kunde) erhoben werden.** Verbraucher zahlen dann einen größeren Teil ihrer Netzentgelte unabhängig vom Verbrauch. Durch die Verbreiterung der Basis, sinken die spezifischen Netzentgelte.

4. Fairen Konzessionswettbewerb gewährleisten – Benachteiligung von Flächennetzbetreibern verhindern

In der politischen Diskussion werden derzeit größere Entscheidungsspielräumen diskutiert, um zusätzlich fiskalische und politische Erwägungen in den Konzessionsvergabeprozess einfließen zu lassen. Dazu sollen u.a. die Paragraphen 46 des Energiewirtschaftsgesetzes (Konzessionsvergabe) und § 26 der Anreizregulierungsverordnung (Vereinfachung von Teilnetzübergängen) verändert werden. **Dies würde zu einer systematischen Benachteiligung der besonders von der Energiewende betroffenen Verteilnetzbetreiber, vor allem auch in Ostdeutschland, führen.**

- Ein fairer, transparenter und diskriminierungsfreier Konzessionswettbewerb ist nur mit energiewirtschaftlichen Vergabekriterien möglich. Fiskalische Interessen der ausschreibenden Kommunen dürfen nicht in die Entscheidungsfindung einfließen. **Eine Anpassung von § 46 EnWG im Sinne von Inhouse-Vergaben ohne Konzessionswettbewerb oder die Aufnahme weiterer, politischer Kriterien ist daher abzulehnen.**
- Der aktuelle Rechtsrahmen und die Spielregeln der Konzessionsvergabe sind durch Festlegung der Bundesnetzagentur bzw. diverse kürzlich ergangene höchstrichterliche Entscheidungen konkretisiert. Auch die formalen und prozessualen Regeln für die Ausschreibung von Konzessionen sind klar. Eine Privilegierung kommunaler Wettbewerber würde die Ziele des EnWG unterminieren und ein wettbewerbliches Ungleichgewicht schaffen. **Der Status Quo bezüglich der Vergabe von Konzessionen ist daher beizubehalten.**
- Die Aufteilung der Erlösobergrenzen in der Folge eines Konzessionswechsels ist fair zu gestalten. Eine Aufteilung nach Verbrauchsmengen würde dazu führen, dass im Konzessionswettbewerb die wirtschaftliche Attraktivität gut strukturierter Netzgebiete steigt und in ländlichen, schlecht strukturierten Gebieten weiter fällt. Damit wird die Durchmischung der Netzentgelte bei „gemischten“ Netzbetreibern (Stadt-Land-Ausgleich) aufgebrochen. In der Folge steigen die Netzentgelte in ländlichen, strukturschwachen Gebieten weiter an. **Die Aufteilung der Erlösobergrenzen muss weiterhin kostenbasiert und einzelfallspezifisch erfolgen.**

5. Smart Meter Rollout sachgerecht durchführen – Refinanzierung sicherstellen

Im Verordnungspaket „Intelligente Netze“ werden die Rahmenbedingungen für die Einführung intelligenter Zähler und Messsysteme (Smart Meter) geschaffen. Die flächendeckende Umrüstung auf intelligente Messsysteme ist beginnend 2017 über einen Zeitraum von 16 Jahren geplant. Der neue Rollout-Plan ist sachgerecht und angemessen gestaffelt. Er bringt Planungssicherheit für Netzbetreiber und Verbraucher.

- Der flächendeckende Einbau intelligenter Zähler sollte so erfolgen, dass bei der Umstellung der jetzige Zählerbestand noch möglichst lange wirtschaftlich sinnvoll weiter genutzt werden kann. Der Verzicht auf eine generelle Einbaupflicht bei Neubauten ist positiv zu bewerten.
- **Eine Refinanzierung der Anlagen ohne Zeitverzug (Investitions- und Betriebskosten) sowie eine eindeutige Klärung der notwendigen Marktprozesse sind zwingend erforderlich. Die bundesweite Preisobergrenze (derzeit 100 €) muss auskömmlich für alle Aufwendungen ausgestaltet sein.**