



Christof Bauer, Evonik:
„Wer negative Regelernergie anbietet, wird durch deutlich höhere Netzentgelte bestraft“



Dirk Biermann, 50Hertz Transmission:
„In Regionen, die ohnehin Probleme haben, können hohe Netzentgelte prohibitiv wirken“



Karsten Bourwieg, BNetzA:
„Warum überlegen wir uns nicht für Sonderkunden mit Eigenerzeugung ein eigenes Preissystem?“



Holger Krawinkel, Verbraucherzentrale Bundesverband: „Wenn wir unser Straßennetz auch so finanzieren würden, würde das wahrscheinlich überhaupt nicht funktionieren“

Netzentgelte richtig reformieren

Die Große Koalition hat sich vorgenommen, die Netzentgelte für das Stromsystem zu überprüfen. Doch welche Elemente sollten verändert werden und welche haben sich bewährt? Energie & Management und der Think Tank Agora Energiewende haben mit sieben führenden Experten versucht, einen Überblick zu schaffen. **VON TIMM KRÄGENOW**

Moderator: Herzlich willkommen. Unser Thema ist, wie könnte eine sinnvolle Reform der Netzentgelte aussehen. Lassen Sie uns gleich mal mit dem Thema beginnen, das der Regierung am meisten am Herzen zu liegen scheint: dem privaten Eigenverbrauch. Wie sieht das Problem bei den Haushalten aus? Und wie könnte es gelöst werden?

Bauer: Das derzeitige Netzentgeltsystem für Haushalte und kleine gewerbliche Verbraucher ist sicher nicht optimal. Erhoben werden die Netzentgelte fast ausschließlich nach der verbrauchten Menge an Kilowattstunden. Wer seinen Verbrauch an Kilowattstunden über das Jahr hinweg durch möglichst viel Eigenerzeugung senkt, zahlt sehr niedrige Entgelte. Dabei ist nirgend-

wo der Fixkostenanteil so hoch wie im Verteilnetz. Ob ich das Netz 100 oder 6 000 Stunden im Jahr nutze, ändert kaum etwas an den verursachten Netzkosten.

Krawinkel: Für jeden Sektor, der vorher Investitionsgüterbranche war, ist es interessant, zum Konsumgütersektor zu werden, weil es dort eine höhere Zahlungsbereitschaft gibt. Ein Teil des Energiesektors entwickelt sich in den Konsumgüterbereich. Haushalte optimieren mit Geräten ihre Eigenversorgung – ökonomisch übrigens häufig völlig irrational. Die Auswirkungen kann man vielleicht vorübergehend mit einer anderen Netzentgeltstruktur auffangen. Wenn die technische Entwicklung aber so weitergeht, verabschieden sich

diese Stromverbraucher irgendwann vielleicht komplett vom Netz. Und dann stellt sich die Frage, wie das Netz noch finanziert werden kann, und ob es überhaupt noch in diesem Umfang gebraucht wird.

Lucke: Wir haben uns die Potenziale für Photovoltaik und Eigenverbrauch bei uns im Versorgungsgebiet angeschaut. Das Ergebnis ist: Da wird noch sehr viel kommen. Auch wenn die Förderung für die Einspeisung sinkt und

50Hertz-Geschäftsführer Dirk Biermann (links): „Ausgerechnet dort, wo die Regenerativen gewonnen werden, müssen die Bürger und Unternehmen hohe Netzentgelte zahlen“

der Strom aus diesen Anlagen zur Finanzierung von Systemkosten herangezogen wird. Skaleneffekte in der Technologie werden diesen Trend weitertreiben. Solaranlagen und Speicher werden billiger werden. Es macht also Sinn, sich zu überlegen, wie das System in zwanzig Jahren aussehen wird, und nicht nur von der heutigen Situation auszugehen.

Matthes: Soweit ich die Debatte überblicke, gibt es offenbar drei konkurrierende Modelle, wie Netzentgelte für kleine Verbraucher künftig erhoben werden könnten: Das Arbeitspreis-Modell, also die Bezahlung je Kilowattstunde; das Leistungspreismodell, also die Bezahlung je Kilowatt Anschlussleistung; und das dritte ist eine Flatrate, bei der die Netzentgelte pauschal nach einer noch zu suchenden Bezugsgröße erhoben werden.

Bauer: Die Entscheidung entweder ein Nur-Arbeitspreis oder ein Nur-Leistungspreis wäre sicher zu radikal. Die Netzentgelte im Industriebereich werden bei gleichmäßigem Verbrauch praktisch nur vom Leistungspreis dominiert. Das ist aus meiner Sicht für die Flexibilisierung der Netze genau so kontraproduktiv wie der reine Arbeitspreis für die Haushalte.

Moderator: Der Koalitionsvertrag schlägt für Haushalte eine Umstellung auf einen Grund- oder Leistungspreis vor. Wir haben mal gerechnet: Wenn

Das Thema: Netzentgelt-Reform

Die Große Koalition hat sich vorgenommen, das bestehende System der Netzentgelte zu überprüfen. Als Hauptproblem wird im Koalitionsvertrag die steigende Eigenstromversorgung im privaten und gewerblichen Bereich gesehen.

„Deshalb müssen die Kosten für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur künftig stärker abgebildet werden, zum Beispiel durch die Einführung einer generellen Leistungskomponente im Netzentgelt (Grund- oder Leistungspreis) und die Beteiligung der Einspeiser an den Kosten der Netzinfrastruktur und des Netzbetriebes“, heißt es im Koalitionsvertrag.

Doch wie sollte eine Reform der Netzentgelte aussehen? Wie kann vermieden werden, dass die Netzentgelte für Einspeiser und Verbraucher falsche Impulse setzen?

Und welche Elemente sollten lieber unverändert bleiben? Energie & Management und der Think Tank Agora Energiewende haben sieben führende Netz-Experten zusammengebracht, um die Eckpunkte für eine sinnvolle Weiterentwicklung der Netzentgelte abzustecken.

Die Experten

- Christof Bauer**, Leiter Energiepolitik und Strategie, Evonik Industries AG
- Dirk Biermann**, Geschäftsführer Märkte und Systembetrieb, 50Hertz Transmission GmbH
- Karsten Bourwieg**, Referatsleiter Rechtsfragen Energieregulierung, Bundesnetzagentur
- Holger Krawinkel**, Geschäftsbereichsleiter Verbraucherpolitik, Bundesverband Verbraucherschutz e.V.
- Michael Lucke**, Geschäftsführer, Allgäuer Überlandwerk GmbH
- Felix Matthes**, Forschungskoordinator, Öko-Institut e.V.
- Wolfgang Zander**, Geschäftsführer, BET GmbH

Moderation: Patrick Graichen, Agora Energiewende, und Timm Krägenow, E&M

ein Haushalt derzeit sechs Cent je kWh Netzentgelte zahlt und von seinen verbrauchten 6 000 kWh in der eigenen Solaranlage 2 000 kWh selbst erzeugt, dann spart er 120 Euro Netzentgelte. Will man nur die Hälfte dieser Einsparung rückgängig machen, würde der Arbeitspreis auf drei Cent sinken und der Leistungs- oder Grundpreis müsste auf 180 Euro steigen. Eine Oma mit 1 000 kWh Verbrauch müsste bei





Bilder: Rolf Schuller

Michael Lucke, Allgäuer Überlandwerk:
„Die grundsätzliche Frage ist, ob wir die Energiezukunft des Landes über ein Flickwerk lösen wollen“

Felix Matthes, Öko-Institut:
„Wenn ich ein Signal zur richtigen Lokalisierung von Kraftwerken will, muss ich es in den Kapazitätsmarkt stecken“

Wolfgang Zander, BET:
„Ein Ansatz ist, die Netzentgelte zu flexibilisieren, auch nach dem Kriterium von ‚Können und Vermögen‘“

dieser Preisstruktur künftig deutlich mehr bezahlen, ein Einzelhandelsgeschäft mit 30 000 kWh würde dagegen 1 000 Euro weniger bezahlen. Es käme also zu einer sozialen Umverteilung. Und wie man mit den Netzentgelten für das Treppenhauslicht umgeht, wäre auch noch unklar.

Zander: Leistungspreise sind nach unserer Ansicht völlig ungeeignet, um eine einigermaßen gerechte Abbildung der Kosten in der Niederspannungsebene zu erreichen. Im Grunde bestehen Niederspannungsnetze nur aus Durchmischung. Anders als auf höheren Spannungsebenen lassen sich in der Niederspannung die verursachten Kosten mit Leistungspreisen nicht zuordnen. Das bisherige Arbeitspreisprinzip, das sich an der Menge der aus dem Netz bezogenen kWh orientiert, funktioniert insgesamt sehr gut, nur nicht für den Eigenverbrauch. Deshalb schlage ich vor, das Entgelt nicht an der Entnahme aus dem Netz, sondern am Bruttoverbrauch zu orientieren. Gemessen werden muss die Erzeugung der Solaranlagen ohnehin. Messtechnisch ist das kein Problem. Mein Vorschlag: Der Staubsauger, der durch die eigene Photovoltaikanlage gespeist wird, muss auch Netzentgelte zahlen.

„Bei einer Flatrate für Kunden mit Eigenerzeugung muss man nicht einmal mehr messen“

Moderator: Herr Krawinkel, Sie warnen, dass wir dann eine Strompolizei brauchen, die die Eigenerzeugung kontrolliert.

Krawinkel: Ich glaube nicht, dass der in der eigenen Anlage erzeugte Strom gemessen werden muss. Die Solarvergütung durch das EEG läuft aus. Die Einspeisung geht zurück.

Zander: Ich kenne nur Photovoltaikanlagen, die einen zweiten Zähler haben. So groß ist der Aufwand nicht.

Biermann: Wenn ich im System ein paar Zehntausend MW Photovoltaik habe, und morgens steigt mit

dem Sonnenaufgang die Leistung und abends fällt sie, und Wolken und Schnee auf den Anlagen wirken sich auch aus, dann müssen wir diese Flanken beherrschen. Und dafür brauchen wir aktuelle Messdaten.

„Das Netzentgeltsystem ist das wichtigste Hindernis für eine Flexibilisierung des Verbrauchs der Industrie“

Krawinkel: Selbsterzeugter Strom wird künftig immer öfter im Speicher im eigenen Haus verbleiben. Es gibt künftig keine Rückwirkung mehr auf das Netz. Also muss auch nicht gemessen werden.

Biermann: Der Speicher macht das System für uns Netzbetreiber nicht einfacher, sondern nur anders. Im Moment können wir das Verhalten von Solaranlagen über Modelle einigermaßen abschätzen. Wenn aber auch noch ein Speicher dazukommt, wissen wir nicht, wann diese Speicher leer oder voll sind und wann diese Haushalte noch auf das Netz zugreifen. Da versagen alle Modelle. Es muss online gemessen werden.

Zander: Wenn man sich die Probleme im Verteilnetz anschaut, dann entstehen die nicht durch Verbrauch, sondern durch Einspeisung. Wenn man jetzt noch größere Speicher mit reinnimmt oder größere Verbraucher wie Elektromobilität oder Wärmekunden, dann muss auch sichergestellt werden, wie schädliche Rückwirkungen auf die Netze durch diese neue Komplexität vermieden werden. Und dafür muss ohnehin gemessen werden.

Lucke: Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers muss ich nicht bei jedem Einspeiser messen. Wir haben in unserem Modellprojekt in Wildpoldsried festgestellt, dass dem Netzbetreiber für 1 000 ‚smarte‘ Zählpunkte 20 hochauflösende Messstellen reichen. Die allerdings brauchen wir sekundenscharf.

Matthes: Aus der Perspektive der Übertragungsnetzbetreiber, die ja die Prognosen für das Gesamtsystem machen müssen, sehe ich nicht, wie sie mit einem durchziehenden Tiefne-

befeld klarkommen wollen, wenn sie nicht die einzelnen Einspeiser messen. Wir werden in Zukunft wahrscheinlich sogar die Speicherbeladung messen müssen.

Biermann: Dankeschön für dieses Plädoyer. Genau so ist es. Heute kämpfen wir ja genau damit, dass wir das System mit sehr unvollständigen Informationen fahren müssen.

Bourwieg: Ich frage mich, warum wir das Gesamtsystem für die Netzentgelte kippen sollen, obwohl es für 90 Prozent der Kunden sehr gut funktioniert und noch niemand etwas Besseres vorgeschlagen hat. Probleme gibt es nur mit den Kunden, die Strom selbst erzeugen und selbst verbrauchen und deshalb aus der Finanzierung der Netze rausfallen. Egal, ob dort gemessen wird oder nicht: Der Netzbetreiber kennt diese Kunden. Warum überlegen wir uns nicht für diese Sonderkunden, wo das Standardlastprofil nicht funktioniert, ein eigenes Preissystem? Für die könnte es einen Pauschalpreis oder einen höheren Grundpreis geben.

Lucke: Das sind dann unsere neuen Premiumkunden.

Zander: Das ist auch unsere Hauptüberlegung, nicht das gesamte System zu kippen. Entweder macht man eine Flatrate für diese Kundengruppe oder man bezieht beide Elemente ein, Entnahme aus dem Netz und Eigenverbrauch, und kann auch hier beim Arbeitspreis bleiben.

Bourwieg: Bei einer Flatrate für diese Kundengruppe müsste man nicht einmal mehr messen. Das finde ich das Charmante an dieser Idee. Obwohl ich mir sicher bin, dass die Smart Meter bei den

Einspeisern so und so bald üblich sein werden.

Flexibilisierung in der Industrie

Moderator: Wie ist die Lage in der Industrie? Dort zahlen Unternehmen für den Eigenverbrauch auch keine Netzentgelte. Und das Netzentgeltsys-

tem bestraft zum Teil Unternehmen, die ihre Stromabnahme entsprechend dem aktuellen Stromangebot im System flexibilisieren.

Bauer: Für die Industrie stimmt das Entsolidarisierungsargument – wer Eigenerzeugung macht, verabschiedet sich aus der Finanzierung des Netzes – nicht. Wir müssen für den möglichen Ausfall eines Kraftwerkes oder einer KWK-Anlage einen Anteil Reservenetz-nutzung zahlen. Hier ist der Eigenverbrauch relativ vernünftig abgedeckt. Kraftwerke und KWK-Anlagen fallen nicht gleichzeitig aus und verursachen deshalb auch weniger Stress für das Netz als die fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Moderator: Aber die Industrie flexibilisiert ihre Stromnachfrage und ihr Stromangebot nicht.

Bauer: In diesem Punkt ist das Netzentgeltsystem überhaupt nicht stimmig und das wichtigste Hindernis. Die Netzbetreiber erheben auf den hohen Spannungsebenen die Entgelte zu einem sehr großen Teil als Leistungspreise. Die Höhe der Entgelte hängt also im wesentlichen von der höchsten gemessenen Leistungsspitze im gesamten Jahr ab. Aus dem Prinzip einer Verursachungsgerechtigkeit lässt sich das nicht ableiten. Die Stromnetzentgeltverordnung gibt den Netzbetreibern als einziges Kriterium für die Aufteilung in Leistungs- und Arbeitspreisanteile den Begriff ‚sachgerecht‘ vor. Trotzdem neigen die Netzbetreiber dazu, den Anteil der Leistungspreise an den Gesamtentgelten sogar noch weiter zu erhöhen. Eine gleichmäßige Abnahme in einer Zeit, in der das Netz immer mehr gestresst wird, hat einen Wert. ➤

Thesen aus dem Fachgespräch

Haushalte

Das Arbeitspreissystem für Haushalte und Kleinverbraucher hat sich bewährt und funktioniert für den Großteil der Verbraucher, die keine Eigenerzeugung haben. Jede grundsätzliche Umstellung würde eine Debatte über Gewinner und Verlierer auslösen.

Eine Neuregelung wird hingegen für Kunden mit Eigenerzeugung gebraucht.

Eine Möglichkeit ist, den jeweiligen gesamten Bruttoverbrauch dieser Kunden zu ermitteln und so die Netzentgelte auch auf den selbst erzeugten Strom zu erheben.

Eine andere Möglichkeit ist, einen Sondertarif für solche Eigenerzeuger festzusetzen.

Industrie

Es macht Sinn, in Abhängigkeit von Netzebenen, einen geeigneten Mix aus variablem Arbeitspreis und einem Fixpreis für den Netzanschluss zu entwickeln.

Die derzeit sehr leistungspreisorientierten Netzentgelte hindern die Industrie in manchen Fällen daran, ihren Stromverbrauch dem aktuellen Stromangebot anzupassen.

Die Industrie braucht einen Paradigmenwechsel: Weg von der völligen Vergleichmäßigung der Stromaufnahme hin zu einer Flexibilisierung. Die Netzentgelte sollten diesen Trend nicht behindern. Das schließt auch das Erbringen von Systemdienstleistungen mit ein.

Weil das Netz mit Sicherheitsreserven ausgelegt ist, hat es in Zeiten ohne Ausfälle und Störungen oft ungenutzte Kapazitäten. Diese sollten in stressfreien Zeiten genutzt werden können, ohne dass die Netzentgelte steigen.

Leistungserhöhungen zur Bereitstellung von negativer Regelleistung sollten sich nicht negativ auf die Netzentgelte auswirken.

Regionale Netzentgeldifferenzen

Es gibt erhebliche Unterschiede bei den Netzentgelten. Im Berliner Umland und in den neuen Bundesländern liegen sie für Haushalte bei 8 Ct/kWh, in manchen Netzen in den alten Bundesländern bei 4 Ct/kWh. Dies kann zu falschen Anreizen führen.

Die Unterschiede erklären sich teilweise historisch durch das Alter der Netze und durch die Struktur der Netzgebiete; der Ausbau der erneuerbaren Energien wurde und wird zunehmend als Kostentreiber wichtiger.

Diskutiert wird, ob alle Kostenunterschiede ausgeglichen werden sollen oder nur die zusätzlichen Kosten, die durch den politisch induzierten Ausbau der erneuerbaren Energien entstehen. Ein erster Schritt könnte sein, die Netzentgelte der ÜNB zu vereinheitlichen.

Die Kosten für Redispatch sollten bundesweit gewälzt werden. Dabei sollte sichergestellt sein, dass sich alle Bundesländer mit gleichem Engagement am Netzausbau beteiligen.

Auch die Abschaffung des Systems der vermiedenen Netzentgelte – und zwar für volatile Wind- und Solaranlagen – stößt mehrheitlich auf Sympathie.

Räumliche Allokationssignale für Kraftwerke

Die betriebswirtschaftliche Optimierung bei der Auswahl von neuen Kraftwerksstandorten führt nicht automatisch zu einer Systemoptimierung.

Wenn ein Kapazitätsmarkt kommt, sollte er auch die Anreize dafür setzen, dass neue Kraftwerke am richtigen Ort gebaut werden. Dies über Netzentgelte zu regeln, wäre wegen der hohen Komplexität und der fraglichen Dauerhaftigkeit der Anreizwirkung schwierig.

(Zusammenstellung der Redaktion)

➤ Es darf aber nicht sein, dass ein gleichmäßiger Verbrauch stärker incentiviert wird als ein Verbrauch, der sich am Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage orientiert, sprich, sich am kurzfristigen Strompreis orientiert. Das System wäre stimmig, wenn bei großem Stromangebot und niedrigen Strompreisen nicht bestraft würde, den Verbrauch in der Industrie hochzufahren – natürlich immer vorausgesetzt, es kommt hierdurch nicht zu lokalen Kapazitätsengpässen oder Überlas-

„Die Industrie könnte bereit sein, bei Netzengpässen auf höhere Leistungsaufnahme zu verzichten“

tungen im Netz. Tatsächlich ist aber derzeit ein gleichmäßiger Verbrauch übers Jahr – immer 100 Prozent der Leistung – auf der Seite der Netzentgelte sehr viel günstiger, als wenn ich einmal 150 und einmal 50 Prozent verbrauche. Besonders kritisch ist dies im Bereich der kurzfristigen Regelleistung. Wer negative Regelleistung anbietet, um das System zu stabilisieren, wird beim Abruf vielfach durch so deutlich höhere Netzentgelte bestraft, dass er auf das Anbieten dieser Leistung von vorneherein verzichtet.

Zander: Wir waren schon mal weiter. Ein Lösungsansatz ist, die Netzentgelte zu flexibilisieren, auch nach dem Kriterium von ‚Können und Vermögen‘. Die Fixierung auf die gemessene Leistung führt dazu, dass Netzreserven, die systematisch vorhanden sind, nicht für das System genutzt sind. Netze werden nach dem (n-1)-Prinzip geplant und betrieben. Auch wenn gerade Leitungen gewartet werden müssen, darf immer noch ein Betriebsmittel ausfallen, ohne dass es einen Blackout gibt. Das heißt umgekehrt: Wenn gerade keine

Wartung stattfindet und keine Extremsituation ist, dann gibt es im Netz immer freie Kapazität. Früher konnten Unternehmen diese freien Kapazitäten nutzen, ohne dafür den vollen Preis bezahlen zu müssen. Sie haben beim Netzbetreiber angefragt, und der hat geantwortet, ob diese zusätzliche Netzkapazität gerade zur Verfügung steht. Wenn ja, konnte sie früher kostenlos oder zu einem geringen Entgelt genutzt werden.

Bauer: Allerdings hat diese Regelung ‚nach Können und Vermögen‘ den Netzbetreibern früher auch sehr viel Entscheidungsmacht gegeben. Die Frage ist, wie wir das objektivierbar machen können, damit es nicht von individuellen Faktoren zwischen den handelnden Personen abhängt. Grundsätzlich lässt sich sagen: Der Leistungspreis gehört runter, der Arbeitspreis gehört rauf – nicht so extrem wie im Niederspannungsbereich, aber in diese Richtung. Dann wäre es nicht so schlimm, wenn wir mal eine höhere Leistungsspitze haben. Außerdem sollte eine Erhöhung des Leistungsbezuges dann nicht die Netzentgelte nach oben treiben, wenn die Lage im Netz entspannt ist und ungenutzte Kapazität zur Verfügung steht. Wir alle in der Industrie haben eine kontrahierte Anschlussleistung, für die wir beim Anschluss bezahlt haben. Die hat nichts zu tun mit der jährlich gemessenen Leistungsspitze, nach der heute die Netzentgelte berechnet werden. Das heißt, das Netz muss damit rechnen, dass ich meine vorgehaltene Anschlussleistung auch wirklich in Anspruch nehme.

In Zeiten, in denen die Lage im Netz entspannt ist, sollte ich diese Anschlussleistung ziehen dürfen, ohne dass meine Entgelte steigen. Nur in Zeiten, in denen die Lage im Netz angespannt ist, also ein imaginäres Signal auf rot steht, sollte eine höhere bezogene Leistung auch zum Anstieg meiner Netzentgelte führen.

Lucke: Das ist auch die Idee eines Smart Grids. Dass ich das Flexibilisie-

rungspotenzial optimal nutze und anreize.

Matthes: Könnte es eine Lösung sein, dass die Unternehmen eine Standardleistung haben, und dass sie diese kostenfrei ausweiten dürfen, wenn der Strompreis an der Börse null ist? Wenn man unserer Modellierung glaubt, werden wir im Jahr 2025 im Jahr 1 000 bis 1 500 Stunden mit Strompreisen von null Euro oder niedriger haben. Die Frage ist, wie wir einen Lernprozess hinkommen, dass auch die industriellen Verbraucher darauf reagieren.

Biermann: Wir vermischen jetzt die Transportfähigkeit des Netzes mit der Frage, ob wir im System überschüssige Energie haben.

Bourwieg: Wenn der Markt das Signal gibt, dass viel Strom zur Verfügung steht, ist nicht notwendigerweise im gleichen Moment auch die Transportkapazität im Netz vorhanden. Es gibt Situationen, in denen der Strompreis niedrig ist, es aber zur Verschärfung der Probleme im Netz führt, wenn Wacker in Burghausen in Süddeutschland dann ihren Stromverbrauch hochfährt. Ich will nicht in Abrede stellen, dass es heute Fehlreize gibt. Ein marktkonformes Verhalten nützt aber nicht notwendigerweise immer auch dem Netz. Es gibt Engpasssituationen, die bewältigt und bewirtschaftet werden müssen. Wenn wir den Leistungspreis so ausrichten, dass bei niedrigem Strompreis in Süddeutschland der Verbrauch hochgefahren wird, dann verschärfen wir möglicherweise

„Es gibt den Zusammenhang zwischen den Erneuerbaren und der Höhe der Netzentgelte“

noch das Netzproblem. Das macht erst Sinn, wenn wir wieder eine Kupferplatte ohne Engpässe haben.

Zander: In Situationen, in denen kein Problem im Netz besteht, sollte nicht der gleiche Leistungspreis angewendet werden wie in den Situationen, in denen es ein Problem gibt. Wenn sich heute jemand sachgerecht im Sinne der Systembilanz verhält, wird er von den Netzentgelten behindert, ohne dass in den meisten Fällen im Stromnetz ein Grund dafür vorliegt. Man könnte mit



Felix Matthes: „Das ist eine Gerechtigkeitsdebatte“

abschaltbaren Lasten arbeiten: Das heißt, dass die Industrie bereit wäre, bei Netzengpässen auf höhere Leistungsaufnahme zu verzichten. Oder man könnte mit einem Signalsystem arbeiten, bei dem sich die Netzentgelte nach dem Bezug in den Zeiten berechnen, in denen das Netz ein Problem signalisiert.

Moderator: Wie sieht es aus bei den Systemdienstleistungen?

Bourwieg: Aus Netzsicht gibt es derzeit bei den Systemdienstleistungen kein Problem an Liquidität. Es gibt genügend Anbieter.

Bauer: Aber es gibt noch Effizienzpotenzial. Die Preise für positive Minutenreserve sind stärker gesunken als die für negative Minutenreserve. Die Preise für Letztere sind sehr stabil, weil es ein closed shop ist, an dem sich die Industrie wegen der Netzentgeltproblematik meist nicht beteiligen kann. Wir brauchen in der Industrie einen Paradigmenwechsel. In den letzten 40 Jahren haben die Ingenieure beispielsweise in der Chemieindustrie die Anlagen aus vielfältigen Gründen auf einen möglichst gleichmäßigen Stromverbrauch hin ausgelegt. Jetzt müssen wir einen Umdenkprozess starten. Der Verbrauch muss sich tendenziell flexibilisieren. Das geht natürlich am schnellsten, wenn ein wirtschaftlicher Anreiz besteht. Ein erster Schritt könnte sein, bei der Lieferung von negativer Minutenreserve dafür zu sorgen, dass diese nicht zu einer Erhöhung der Netzentgelte führen kann.

Bourwieg: Ein Vorbild könnte die Verordnung für abschaltbare Lasten sein,

so viel über die auch diskutiert wird. Da steht drin, dass Anforderungen aufgrund dieser Verordnung bei den Netzentgelten unberücksichtigt bleiben.

Bauer: Ein weiteres Hindernis für die Flexibilisierung des Stromverbrauchs der Industrie sind die festen Schwellenwerte in anderen Regelungen. Wenn ein Unternehmen einen Mindestverbrauch erreichen muss, um von der EEG-Umlage entlastet zu werden, oder wenn es über 7 000 Stunden einen gleichbleibenden Verbrauch nachweisen muss, um eine Entlastung bei den Netzentgelten zu erreichen, dann behindert das ebenfalls die Flexibilität. Die festen Schwellenwerte schaffen falsche Anreize.

Regionale Netzentgeltdifferenzen

Moderator: Nach den Netzentgelt-Anreizen für Haushalte und Industrie kommen wir zum dritten Thema. Die Netzentgelte variieren regional stark. In den neuen Bundesländern müssen die Verbraucher bis zu vier Cent mehr Netzentgelte je kWh bezahlen als in manchen Versorgungsgebieten in den alten Bundesländern. Zum Teil überlegen schon Verbraucher und auch ganze Netzbetreiber, durch Umzug oder den Bau neuer Stromleitungen ihre Netzentgelte zu drücken.

Biermann: Es gibt immense Unterschiede bei den Netzentgelten. In den teuren Netzen, beispielsweise im Berliner Umland, liegen sie über acht Cent, in günstigen Netzen, wo lange nicht investiert worden ist und kein Ausbau der Windkraft stattfindet, liegen sie bei

Die Expertenrunde von Energie & Management und Agora Energiewende von links nach rechts: Karsten Bourwieg, BNetzA, Felix Matthes, Öko-Institut, Wolfgang Zander, BET, Christof Bauer, Evonik, Dirk Biermann, 50Hertz, Michael Lucke, Allgäuer Überlandwerk, Holger Krawinkel, Verbraucherzentrale Bundesverband (verdeckt)





Wolfgang Zander: „Natürlich kann man ein Bonus-Malus-System einführen“

nur vier Cent. Das ist ein Thema, das uns große Sorge bereitet. Es droht eine Abwärtsspirale. In Regionen, die ohnehin wirtschaftliche Probleme haben, können hohe Netzentgelte prohibitiv wirken und dafür sorgen, dass dort keine Ansiedlungen von Industriebetrieben hinkommen. Das ist eine Entwicklung, die sich mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien immer weiter verschärft. Ausgerechnet dort, wo die Regenerativen gewonnen werden, müssen Bürger und Unternehmen hohe Netzentgelte zahlen. In Regionen, die davon nicht betroffen sind, bleiben die Entgelte niedrig. Hier droht ein Problem für die Akzeptanz der Energiewende. Wir haben heute schon den horizontalen Belastungsausgleich beim EEG, wo wir zwischen den Übertragungsnetzen Entgeltkomponenten sozialisieren. Das könnte man auch vollständig durchführen.

Bourwieg: Die unterschiedlichen Netzentgelte haben historisch andere Gründe. Derzeit haben wir gerade in den ostdeutschen Netzen neue Netze mit hohen Restwerten. Außerdem sind die Netze dort für blühende Landschaften dimensioniert worden, die sich nur lokal entwickelt haben. Auch die unterschiedliche Bevölkerungsdichte spielt eine Rolle. Der Ausbau der erneuerbaren Energien kommt in der Zukunft vielleicht als verstärkender Faktor hinzu. Große Teile der Investitionen in den Übertragungsnetzen werden bereits heute bundesweit gewälzt: die Kosten für den Offshore-Anschluss, die Haftung für den Offshore-Anschluss, die Erdkabel auf Übertragungsebene und die Regenergie.

Biermann: Redispatch und die Kosten für die Abregelung von Erneuerbaren-Anlagen werden noch nicht gewälzt.

Bourwieg: Stimmt, das ist noch regional.

Biermann: Die dena-Verteilnetzstudie zeigt, dass da, wo die erneuerbaren Energien hinkommen, der Ausbaubedarf auf der regionalen Ebene tendenziell höher ist als in weniger betroffenen Regionen. Es gibt den Zusammenhang zwischen den Erneuerbaren und der Höhe der Netzentgelte. Auch die Entwicklung der letzten Jahre zeigt: Die Netzentgelte steigen besonders da, wo die Windenergie ausgebaut wird.

Matthes: In manchen Regionen sind vielleicht die Netzentgelte höher, aber die Grundstückspreise sind niedriger. Man kann sich unendlich darüber streiten, ob es dafür einen Ausgleich geben soll. Die demographischen und strukturellen Probleme in Ostdeutschland werden sich ja noch verschärfen. Das ist eine Gerechtigkeitsdebatte, wie die Debatte um die Pendlerpauschale. Auf der anderen Seite gibt es Kostenunterschiede, die durch energiepolitische Eingriffe entstehen: Da der Wind zufällig im Norden weht und dort in den Verteilnetzen die Kosten für den Anschluss entstehen, gibt es gute Gründe, diese

politisch verursachten Kosten bundesweit umzulegen.

Biermann: Gegenfrage: Sehen Sie denn einen Vorteil darin, dass wir diese Differenzierung bei den Netzentgelten haben? Ich sehe nur die Gefahr, dass einige Regionen noch stärker abgehängt werden.

Bourwieg: Nur die Kosten für den Windausbau wälzen zu wollen, führt regulatorisch in den Wald, weil diese Kostenelemente nicht abgrenzbar sind.

Lucke: Die grundsätzliche Frage ist, ob wir die Energiezukunft des Landes über ein Flickwerk lösen wollen. Ich glaube, das wird nicht funktionieren. Die Wiedervereinigung hätten wir auch nicht über die Lohnnebenkosten finanzieren können. Am Ende des Tages hat das der deutsche Steuerzahler bezahlt. Jetzt die Netzentgelte in eine strukturelle und eine politisch induzierte Komponente zu zerlegen, würde die Sache nur komplizierter machen und auch nicht langfristig lösen.

Krawinkel: Unser Gespräch macht

„In einem ersten Schritt sollte das System vermiedener Netzentgelte abgeschafft werden“

deutlich, wie kompliziert es ist, im System der Netzentgelte alle Verteilungseffekte zu berücksichtigen. Wenn wir unser Straßennetz auch so finanzieren würden, würde das wahrscheinlich überhaupt nicht funktionieren. Die Frage ist, ob es bei dieser Komplexität nicht doch besser ist, dass das Stromnetz ins öffentliche Eigentum übergeht und über Steuern finanziert wird.

Biermann: Das Mindeste wäre, dass man die Übertragungsnetzentgelte bundesweit vereinheitlicht. Ein ganz offensichtliches Beispiel für Kosten, die heute nicht richtig zugeordnet werden, sind die Kosten für Eingriffe ins Netz, für das netzbedingte Ab- und Zuschalten von Kraftwerken (Redispatch; d. Red.). Diese müssen von den Netzkunden in den Regelzonen der betroffenen Übertragungsnetzbetreiber bezahlt werden. Es gibt keinen Grund dafür, diese nur regional zu erheben, denn sie ermöglichen den deutschlandweiten Stromhandel. Das gleiche gilt für die Kosten für das Abregeln von Erneuerbaren-Anlagen. Sie sollten deutschlandweit umgelegt werden.

Anreize für Erzeugung am richtigen Ort

Moderator: So weit zu den regional unterschiedlichen Netzentgelten. Aber es gibt noch ein Problem mit Regionalbezug in Deutschland: Weil es für die Betreiber von Kraftwerken und Erzeugungsanlagen keine Anreize gibt, dahin zu gehen, wo ihr Strom gebraucht wird,

bauen die meisten dort, wo das Angebot für ihren benötigten Brennstoff oder ihre erneuerbare Energiequelle besonders günstig ist. Und das heißt: Die allermeisten in den letzten Jahren geplanten und gebauten fossilen Kraftwerke entstehen im Nordwesten. Gebraucht aber wird ihr Strom in Süddeutschland. Die Frage ist: Wollen wir dafür sorgen, dass die Kraftwerke an den richtigen Ort gehen. Und die zweite Frage ist: Wollen wir das über die Netzentgelte steuern?

Lucke: Die Kraftwerksbauten, die wir jetzt in Nord- und Westdeutschland sehen, sind weit vor den Beschlüssen der schwarz-gelben Koalition zum Atomausstieg auf den Weg gebracht worden. Jetzt ist doch die zentrale Frage, wie können wir in Süddeutschland Anreize schaffen, dass dort systemstabilisierende Kraftwerke gebaut werden.

Matthes: Was die regionalen Anreize für die Errichtung von Kraftwerken angeht, gibt es zwei Schulen. Die einen sagen, wir lösen das über die Bepreisung von Netzengpässen, über Nodal-Pricing (Bepreisung an den Netzknoten; d. Red.) oder über verschiedene Preiszonen. Dieser Schule gehöre ich nicht an, weil hier kein genügend langfristiges und stabiles Signal herauskommen wird. Wenn erstmal zwei HGÜ-Leitungen gebaut sind, dann werden diese Anreize sofort verschwinden. Auf dieser Basis kann niemand eine Kraftwerksinvestition tätigen. Und die andere Seite sagt, wenn ich das Signal zur richtigen Lokalisierung will, muss ich es in den Kapazitätsmarkt stecken.

Biermann: Ich würde erstmal festhalten, dass wir irgendeine Regelung brauchen. Bis vor kurzem war nicht klar, ob es einen Handlungsbedarf gibt. Mittlerweile sehen wir alle, dass das der Fall ist. Wenn wir heute schon einen funktionierenden Kapazitätsmarkt hätten, wäre es naheliegend zu sagen, in dieses System bauen wir eine Allokationswirkung ein. Aber so weit sind wir noch nicht.

Bourwieg: Wenn wir den Netzausbau bekommen, brauchen wir eigentlich keine Allokationssignale mehr. Netzausbau ist im Zweifel immer billiger als Brennstoffe über weite Strecken zu transportieren oder Engpässe zu managen. Deshalb spricht vieles dafür, eine Kupferplatte ohne Engpässe anzustreben. Hinzu kommt: Die Netzentgelte sind nicht geeignet, um lokale Ansiedlungsanreize für Kraftwerke zu geben. Sie sind ein viel zu kleiner Hebel, um Investoren in ihrer Ansiedlungsentscheidung zu beeinflussen. Wir müssen aufhören, alles steuern zu wollen.

Biermann: Ich möchte eine Gegenfrage stellen: Wenn wir es irgendwie schaffen, dass in Deutschland in den nächsten zehn Jahren ein paar Gaskraftwerke gebaut werden und wir keinen Allokationsmechanismus einbauen, wollen wir wirklich, dass diese Kraftwerke wieder in Norddeutschland errichtet werden? Obwohl sie in Bayern gebraucht werden.

Matthes: Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern am Ende der Nord-Steam-Pipeline ist betriebswirtschaftlich als Standort für ein neues Gaskraftwerk für den Betreiber unschlagbar. Er hat dort idealen Zugang zu Gas. Und seine falsche Lage wird über Redispatch auf Kosten der Stromkunden ausgeglichen.

Biermann: Da würde ich sarkastisch antworten: ‚In Lubmin haben wir jede Menge Offshorewind. Da brauchen wir aus netztechnischer Sicht ganz dringend ein neues Kraftwerk.‘ Tatsächlich wird so ein Kraftwerk natürlich viel dringender in Bayern gebraucht.

Zander: Natürlich kann man ein Bonus-Malus-System bei den Netzentgelten einführen. Aber man weiß nicht, wie lange so etwas hält. Am besten setzt man ein räumliches Allokationssignal

in einem Mechanismus, wo es langfristig einigermaßen kalkulierbar ist. Wenn man ohnehin einen Kapazitätsmarkt installieren muss, der dafür sorgt, dass es in Deutschland genügend gesicherte Leistung gibt, dann ist es einfach, dort auch eine Lokalisierungs-komponente einzufügen. Dafür plädiere ich. Man sollte aufpassen, dass man das nicht mit drei verschiedenen Instrumenten gleichzeitig beeinflussen will.

Matthes: Letztlich wird man besser beraten sein, das über den Kapazitätsmechanismus zu lösen.

Moderator: So weit zu den Lokalisierungsanreizen für konventionelle Kraftwerke. Wie sieht es mit den erneuerbaren Erzeugungsanlagen aus? Sollen die an den Netzentgelten beteiligt werden?

„Letztlich wird es besser sein, das Lokalisierungssignal für Kraftwerke über den Kapazitätsmechanismus zu geben“

Zander: Das muss nach Spannungsebene differenziert betrachtet werden. In der Nieder- und Mittelspannungsebene kann man ein System einführen, in dem eine Erneuerbaren-Anlage vermiedene Netzentgelte bekommt, wenn sie dem Netz hilft, und eine G-Komponente bezahlen muss, wenn sie das Netz stresst. Anfangs entlastet dezentrale Einspeisung die Netze, doch mit zunehmender Penetration wird sie zur Belastung. Diese G-Komponente würde helfen, dass die Entgelte in Netzen mit hohen erneuerbaren-bedingten Ausbaukosten nicht zu stark steigen. So etwas wäre einfacher als eine bundesweite Umlage. Es spricht einiges dafür, das zu machen, aber es erhöht die Komplexität.

Bourwieg: Wenn man sagt, dass man für fossile Kraftwerke keine Lokalisierungs-komponente in den Netzentgelten will, dann stellt sich die Frage, ob wir sie dann für regenerative Erzeuger machen können, oder ob das eine Ungleichbehandlung ist. Eine andere Frage ist, ob man über die Einführung einer G-Komponente diskriminierungsfrei die Kostenträgerbasis für die Netzkosten verbreitert.

Lucke: Unser Netz bei den Allgäuer Überlandwerken ist relativ ausgelastet. Ein weiterer Ausbau an Erneuerbaren verursacht Kosten für den Netzausbau. Dabei muss man nicht sofort an neue Kupferkabel denken. Mit intelligenter Steuerung kann man Photovoltaik im Niederspannungsnetz zum Großteil in den Griff bekommen. In der Mittel- und Höchstspannung, wo Windparks und große Solaranlagen einspeisen, wird man das dagegen mit Netzsteuerung alleine nicht lösen können. Da wird man auch neue Leitungen bauen müssen. Es sollte den Anlagenbetreibern etwas wert sein, ihre Anlage im Allgäu aufzustellen, wo die Sonne öfter scheint als im Norden. Wer eine höhere Rendite bekommt, muss sich auch an höheren Kosten des Netzausbaus beteiligen.

Krawinkel: Das ist auf jeden Fall besser, als den Leuten zu verbieten, neue Anlagen zu bauen. Wir sagen ja auch nicht, Du darfst Dir kein Auto kaufen, weil die Straßen voll sind.

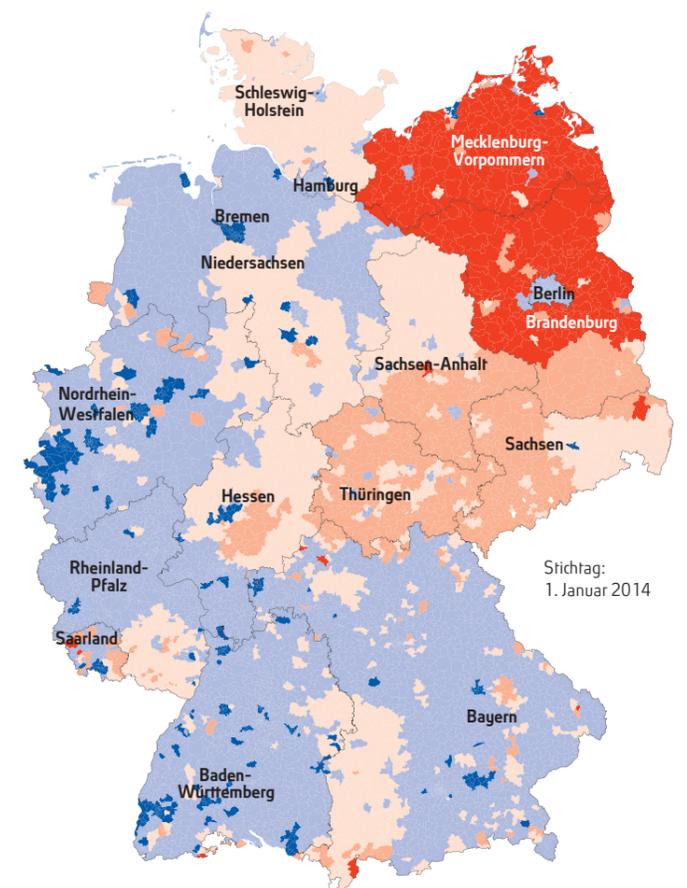
Biermann: Das wäre aber ein ganz schöner Schwenk gegenüber heute. Im Moment werden dezentrale Anlagen noch mit vermiedenen Netzentgelten belohnt. Vielleicht wäre ein erster Schritt, dass wir erstmal das System der vermiedenen Netzentgelte abschaffen. Das wird zwar politisch nicht ganz leicht sein. Aber es macht keinen Sinn, fluktuierende erneuerbare Einspeisung für angeblich vermiedene Netznutzung zu belohnen, obwohl sie für einen massiven Ausbaubedarf sorgt. **E&M**

Preisniveau Netznutzung Strom

2014 für SLP-Kunden mit 3 500 kWh Jahresverbrauch in Niederspannung

spezif. Entgelt in ct/kWh (netto)

■ unter 5,5 ■ 5,5 bis < 6,5 ■ 6,5 bis < 7,5 ■ 7,5 bis < 8,5 ■ 8,5 und >



Stichtag: 1. Januar 2014