

Denkimpulse zur Zielmodelldiskussion der Netzentgeltsystematik Strom in Deutschland

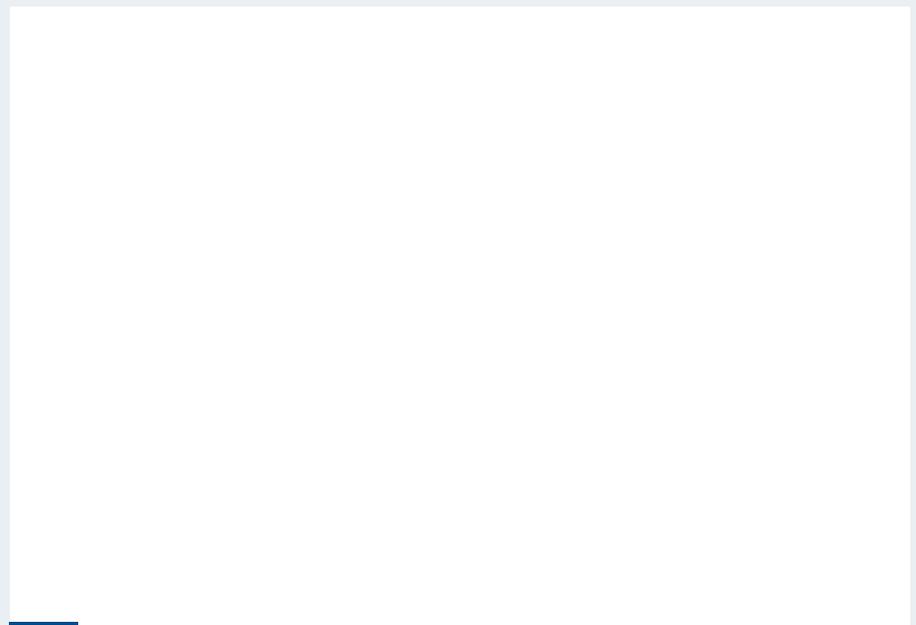
Wolfgang Zander, David Riemenschneider, Lukas Schuchardt, Sebastian Goes und Ralf Schemm

Die Energiewende bedingt einen Übergang des Energiesystems zu einem von erneuerbarer, fluktuierender und dezentraler Erzeugung gesteuerten System. Das BMWi hat im sog. Weißbuch seine Vorstellungen zum zugehörigen Marktdesign formuliert: Damit ein solches System volkswirtschaftlich effizient arbeiten kann, ist es notwendig, die vorhandene Flexibilität zu aktivieren. Die Netzentgeltsystematik als Bindeglied zwischen Markt und Netz muss sich in dieses Zielbild einfügen und einen strukturierten Übergang in den Energiemarkt der Zukunft ermöglichen. Eine neue Netzentgeltsystematik hat wie alle Veränderungen des Marktdesigns Auswirkungen auf bestehende Geschäftsmodelle. Spontane Brüche aktueller Strukturen können das Vertrauen der Kunden und Energiedienstleister als Kernakteure der Energiewende in die Verlässlichkeit des Ordnungsrahmens beschädigen. Bei der Gestaltung des Übergangspfades ist daher darauf zu achten, dass für bestehende Geschäftsmodelle die Chance für eine Weiterentwicklung in das neue Marktumfeld gegeben ist. Gleichzeitig müssen Anreize für eine Weiterentwicklung ihre Wirkung entfalten. Um beides sicherzustellen, sollte der Übergang in das neue System z. B. durch noch zu entwickelnde Bestandsschutz- und Ausgleichsregelungen unter industriepolitischen Gesichtspunkten abgefedert werden. Ein ganzheitlicher Blick auf diesen Übergang erschließt neue Einsichten.

In der derzeitigen Diskussion rund um das Thema Netzentgeltsystematik werden oftmals nur Einzelaspekte thematisiert. Um eine ganzheitliche Sichtweise einzunehmen, muss die Netzentgeltsystematik jedoch als Teil des Gesamtmarktdesigns betrachtet werden. Die effiziente Gestaltung des Strommarktsystems kann dann am besten unterstützt werden, wenn die Netzentgelte in Kombination mit allen anderen Strompreisbestandteilen Signalwirkung entfalten und eine effiziente Allokation ermöglichen. Will man eine volkswirtschaftlich ineffiziente Zersplitterung des Marktplatzes verhindern, sollte dies auf der Grundlage wirtschaftlicher Anreize statt Engpassbewirtschaftung erfolgen [1].

Im Folgenden wird zunächst durch eine Kostenanalyse gezeigt, dass die Beteiligung der Eigenerzeugung an den Netzkosten angemessen ist. Daraus abgeleitet werden unterschiedliche Netzentgelttarife vorgestellt, die sich an den Anforderungen des zukünftigen Strommarktes orientieren. Leitmotiv dabei ist, dem Kunden Wahlmöglichkeiten zu bieten und ihn nicht in ein enges Korsett zu zwingen.

In der heutigen Netzentgeltsystematik, in der auf Basis der Netzentnahme abgerechnet wird, reduziert sich bei Eigenerzeugung das zu zahlende Netzentgelt. Der Netzbetreiber kann aber das Netz nicht geringer dimensionieren, weil eine Planbarkeit der dezentralen Einspeisung fehlt und



Dem Kunden die Wahlmöglichkeit bezüglich des Preismodells und der Verfügbarkeit der Netznutzung zu geben, ist Kernelement des zukünftigen Marktdesigns Foto: denisismagilov | Fotolia.com

er weiterhin die volle Leistung bereitstellen muss. Es ist sogar absehbar, dass mit steigender Tendenz Netze zum Abtransport überschüssiger Erneuerbarer Energie (EE)-Einspeisungen ausgebaut werden müssen. Auch ist aufgrund von Spannungshaltung, Frequenzstabilisierung und Reservebereitstellung die Netznutzung nicht mit Stromfluss gleichzusetzen. Unabhängig von der 1/4h-Messung wird ständig auf das Netz zurückgegriffen – auch wenn rein rechnerisch die Energie aus Eigenerzeugung gedeckt wird.

Insofern fällt ein Großteil der Kosten, die durch Netzentgelte abgedeckt werden, auch bei der Eigenerzeugung an. Die aktuelle an die Entnahme gekoppelte Umlagesystematik führt bei zunehmendem Eigenverbrauch zu einer Preisspirale, da die Netzkosten auf immer weniger Nutzer umgelegt werden. Dann würde die Netzanbindung zunehmend unattraktiv und die Abkopplung vom Netz gefördert – dies führt gesellschaftspolitisch zu neuen Verteilungsfragen. Im Sinne der Energiewende sollten Eigenerzeuger am Netz gehalten und dazu motiviert werden,

aktiv entsprechend der Preissignale am Markt ihre Kapazitäten bereitzustellen, um so zu einer volkswirtschaftlich kosteneffizienten Ausgestaltung des Gesamtsystems beizutragen (siehe Alternativtarif).

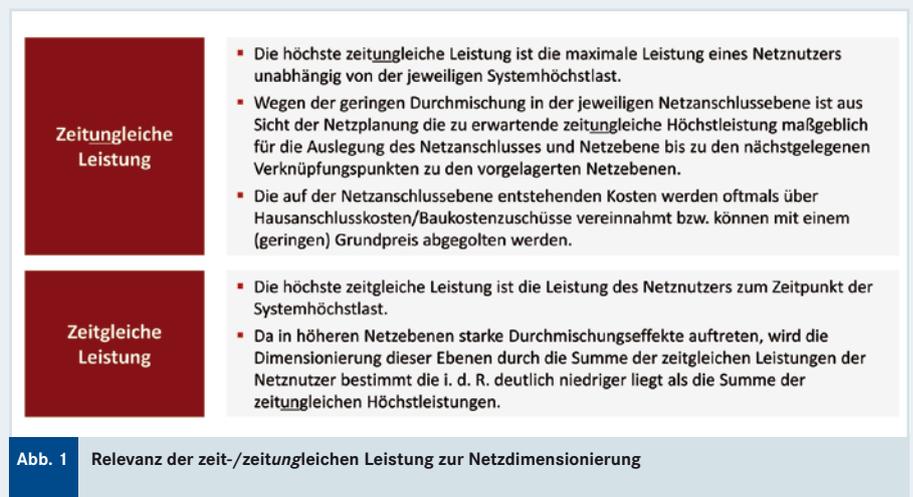
Kostenstruktur der Netze auch weiterhin durch Kombination von Arbeitspreisen mit Grundpreis abbildbar

Für die Auslegung der Netze sind – neben der Siedlungsstruktur – die vorzuhaltenden Anschlussleistungen relevant. Sucht man eine Bezugsgröße zur Ableitung der auf einen Netzkunden entfallenden Netzkosten, so liegt es nahe, auf das bei diesem Kunden erwartete (und damit auslegungsrelevante) Leistungsmaximum abzustellen. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass Durchmischungs-, d. h. Gleichzeitigkeitseffekte, gerade für Kunden mit Anschluss in den unteren Netzebenen eine große Rolle spielen. Aufgrund dieser Effekte wird sowohl bei der Netzauslegung als auch bei der Kostenbetrachtung zwischen der Netzanschlussebene und den vorgelagerten Netzebenen unterschieden.

Im Bereich der Standardlastprofilkunden (SLP) werden für die *Auslegung der Netzanschlussebene* pauschale Leistungsbeiträge angesetzt. Für Kunden mit registrierter Lastgangmessung (RLM) wird hier die im Netzanschlussvertrag festgelegte Anschlussleistung verwendet.

In beiden Fällen werden die Kosten für die Anschlussebene wesentlich durch erhebliche Einmalbeträge (BKZ und Hausanschlusskosten) abgegolten. Der Hauptkostenbestandteil, der über die Netzentgelte abgedeckt wird, ist damit die Leistungsbereitstellung aus den *vorgelagerten Netzebenen* unter Berücksichtigung der angesprochenen Durchmischungseffekte.

Mithilfe einer statistisch abgeleiteten Gleichzeitigkeitsfunktion in den unterschiedlichen Profilen dient der Stromverbrauch als Maß für die Wahrscheinlichkeit, dass der entsprechende Kunde seinen maximalen Strombezug zeitgleich mit der Lastspitze in der jeweiligen Netzebene hat (Abb. 1). Zu beachten ist, dass die Höhe des Stromverbrauchs (sog. Arbeit) sich damit nicht direkt auf die Netzkosten auswirkt, jedoch auf Ba-



sis der SLP die Auslegung des Netzes und daraus abgeleitet die verursachungsgerechte Aufteilung der Netzkosten möglich ist.

Daneben besteht ein wesentlicher Anteil der Netzkosten aus Betriebsaufwendungen und Overhead (allgemeine Verwaltungskosten). Für diese existiert kein eindeutiges unmittelbar verursachungsgerechtes Zuordnungskriterium. Standardlastprofile mit der Bezugsgröße Arbeit können wie bisher auch für diesen Kostenblock als eine relativ gute Abschätzung des individuellen Kostenbeitrags eines Netznutzers herangezogen werden. Dieser systematische Ansatz hat sich als Grundlage des bisherigen kombinierten Arbeits-/Grundpreissystems seit über einem Jahrzehnt bewährt. Er kann prinzipiell auch in Zukunft (in modifizierter Form) weiter bestehen bleiben, da sich zumindest durch die alleinige Installation einer nicht steuerbaren Eigenerzeugungsanlage nichts wesentlich an den oben beschriebenen Zusammenhängen ändert.

Pauschale Ansätze wie die Flatrate haben im Vergleich zum bisherigen Grund-/Arbeitspreissystem keinen Vorteil hinsichtlich einer sachgerechten Kostenzuordnung. Theoretisch wäre es zwar denkbar, unter Verwendung der Bezugsgröße „tatsächliche zeitgleiche Leistung“ einen kostengerechten Flatrate-Tarif zu gestalten. Der normale Nutzer kann aber naturgemäß nicht im Voraus einschätzen, wann die höchste Netzbelastung auftritt und somit sein Verhalten auch nicht darauf einstellen. Erst nach Ablauf der Abrechnungsperiode ist feststellbar, wie sein Beitrag zur höchsten Netzbelastung war. Die-

se Intransparenz und Komplexität machen zeitgleiche Leistungspreise als Standardtarif für normale Netznutzer ungeeignet.

Pauschalansätze können ferner keinerlei Anreizwirkung für ein netzdienliches Nutzungsverhalten der Kunden entfalten und würden somit den Übergang in die flexible Welt behindern. Um Eigenerzeugung dennoch bei den Netzkosten angemessen zu berücksichtigen, schlagen wir daher einen anderen Weg vor. Dieser berücksichtigt die Heterogenität des Lastverhaltens und der Bedürfnisse der Kunden.

Heterogene Kundenanforderungen bedienen

Durch das steigende Angebot von Eigenerzeugungsanlagen und zunehmend auch Speichern hat sich eine Vielzahl von unterschiedlichen Nutzertypen gebildet. Neben den klassischen Verbrauchern, d. h. dem Großteil der Haushaltkunden, die weder über Eigenerzeugung noch derzeit über größere Flexibilitätsoptionen verfügen, haben sich neben den sog. Prosumern auch zunehmend Verbraucher entwickelt, die – gegen entsprechende Vergütung – bereit sind, ihre Flexibilität (in Last und Erzeugung) am Markt zur Verfügung zu stellen. Diese Kundengruppe wird sich u. a. durch fortschreitende Kostendegression von Batteriespeichern in Zukunft anteilmäßig stark vergrößern. Zur Förderung der Bereitstellung von Flexibilität sollten daher auch unterschiedliche Netznutzungsprodukte angeboten werden. In unserem Vorschlag kann der Kunde zwischen einem Basis- und Alternativtarif wählen, die

jeweils durch Zusatztarife ergänzt werden können.

Basis-Tarif besticht durch Einfachheit

Ein wesentliches Merkmal des Basistarifs ist die Einfachheit in der Anwendung für den Netznutzer. Alle Nutzer, insbesondere z. B. Haushalte, die davon keinen ausreichenden Mehrwert und dementsprechend auch keinen Fokus auf Energie haben, sollten auch in Zukunft nicht durch eine komplizierte Systematik oder zusätzliche Kosten beim Einbau intelligenter Zähler belastet werden.

Die derzeit geltende Systematik zur Bestimmung der Netzkostenbeteiligung mit Hilfe von SLP im Kleinkundenbereich hat sich grundsätzlich wie oben beschrieben bewährt und ist prinzipiell nach wie vor sachgerecht. Sie kann in ihren Grundsätzen daher auch beibehalten werden. Die Systematik stammt jedoch aus einer Zeit, in der Verbrauch und Netzentnahme übereinstimmen. Bei Eigenerzeugung ist dies aber nicht mehr der Fall. Daher sollte in Zukunft nicht auf die Netzentnahme, sondern auf den Gesamtverbrauch abgestellt werden. Der Gesamtverbrauch setzt sich aus der aus dem Netz entnommenen sowie der eigenerzeugten und vor Ort verbrauchten Energie zusammen. Auf Basis des bisherigen Arbeitspreissystems (mit Grundpreisanteil) können so Eigenerzeuger sachgerecht an den Netzkosten beteiligt werden (Abb. 2)[2].

Kaum zusätzlicher Aufwand zur Messung des Eigenverbrauchs

Die operative Messung des Eigenverbrauchs sollte nach Anlagengröße unterschieden werden. Zur Senkung des administrativen Aufwands und zur Erhöhung der Akzeptanz

bietet es sich an, für Kleinsterzeuger (z. B. bis 7 kW) [3] mit Hilfe von Referenzanlagen oder allgemeinen Verteilungsschlüsseln (z. B. € pro kW) einen Pauschalbetrag pro Jahr zu erheben [4]. Die Abweichungen zwischen dem realen und geschätzten Eigenverbrauch sind zu vernachlässigen. Für größere Anlagen (derzeit 10 kW) sind getrennte Messungen bereits verpflichtend, so dass der Eigenverbrauch bereits heute rechnerisch ermittelt werden kann. Der Vorschlag orientiert sich damit auch an den Überlegungen zur Belastung der Eigenerzeugung mit der EEG-Umlage [5]. Sollte ein Nutzer sich von diesem Basistarif nicht sachgerecht behandelt fühlen, steht ihm die Möglichkeit zum Wechsel in den Alternativtarif offen.

Die sachgerechte Beteiligung der Eigenerzeuger an den Netzkosten kann durch den Basistarif ohne die Nachteile einer Flatrate (z. B. Umverteilung von Kosten in Richtung Kleinverbraucher, Aufgabe von Anreizpotenzialen) erreicht und damit zudem größere Brüche in der Systematik verhindert werden. Aufgrund der Vergrößerung der Umlagebasis wird die Belastung der einzelnen Haushalte sogar spezifisch geringer. Zudem ergibt sich für alle Kunden, die nicht aktiv am Markt teilnehmen wollen, keine Veränderung. Lediglich für größere Erzeugungsanlagen ist – wenn nicht bereits vorhanden – eine zusätzliche Messeinrichtung erforderlich.

Im Alternativtarif können aktive Nutzer profitieren

Neben dem Gros der Kunden, die sich (noch) nicht aktiv mit Energie beschäftigen wollen, gibt es jedoch auch aktive Marktteilnehmer. Diesen soll die Netzentgeltsystematik Anreize setzen, um gezielt flexibles Verhalten zu belohnen. Dazu kann anstelle des Basistarifs ein Alternativtarif gewählt werden.

Der Alternativtarif ermöglicht eine stärkere und kurzfristige Ausrichtung an der Netzbelastung und unterstützt so die Bereitstellung von Flexibilität zum Nutzen des Gesamtsystems. Dazu ist – im Gegensatz zum Basistarif – eine getrennte Betrachtung des Eigenverbrauchs und der Netzentnahme als Elemente des Gesamtverbrauchs notwendig. Um Flexibilität anreizen zu können, sollte die Bepreisung der Netzentnahme zeitvariabel (dynamisch) ausgestaltet werden, d. h. in Abhängigkeit von der Netzbelastung wird das Netzentgelt stufenweise gegenüber der Normlast abgesenkt bzw. angehoben.

Indikationen aus ersten Analysen sprechen dafür, dass die Netzbelastung und das Preissignal des Spotmarkts derzeit in vielen Netzgebieten synchron verlaufen. Um die Komplexität des Marktdesigns zu begrenzen, ist als Standardfall eine Kopplung des Entnahme-Netzentgelts an den Spotmarktpreis sinnvoll. Alle Preiselemente senden gleichgerichtete Signale an den Kunden, so dass Flexibilität bestmöglich angereizt und zielgerichtet eingesetzt würde.

In Netzgebieten, deren Belastungssituation asynchron zum Spotpreis verläuft, besteht das Bedürfnis, dass das Netz (zumindest temporär) eigene, zum Spotmarkt konträre, Preissignale sendet. Dies bringt allerdings eine zusätzliche Komplexität in das Markt-design und ggf. erhöhte Abregelungs- und Redispatchkosten mit sich. Insofern sind vertiefende Untersuchungen erforderlich, inwieweit bei einem ausschließlich zum Spotpreis synchronen Netzsignal zusätzlicher Netzausbau erforderlich wird und wie die zugehörigen Kosten im Verhältnis zu den volkswirtschaftlichen Vorteilen eines einheitlichen Marktgebietes stehen (siehe [1]). Zukünftige Effekte aus dem EE-einspeisebedingten Netzausbau sollten dabei entsprechend berücksichtigt werden.

Bei Analysen hat sich auch gezeigt, dass eine direkte lineare Kopplung des Netzentgelts an den Spotpreis zu hoher Umverteilung aufgrund von Mitnahmeeffekten führt. Insofern sollten zwei oder maximal drei Preisstufen eingeführt werden. Solange die Spotpreise keine Knappheit bzw. Überschuss signalisieren (mittlere Stufe), ergibt sich kein direkter Effekt auf das Netzentgelt.

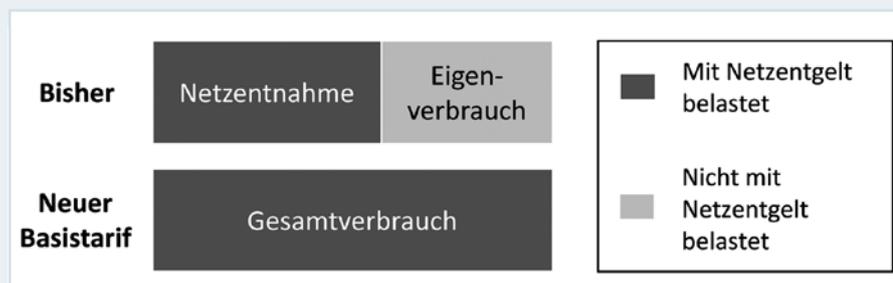


Abb. 2 Bezug zum Gesamtverbrauch im Basistarif

Lediglich die Extrema würden verstärkt. Dies ist insbesondere im Fall von niedrigen Spotpreisen sinnvoll, da derzeit aufgrund der diversen Umlagen das Marktsignal verzerrt wird. Eine dritte Preisstufe für hohe Netzbelastungen ist vor allem für die Fälle sinnvoll, bei denen das Preissignal des Netzes asynchron zum Spotpreis gesetzt werden soll (Abb. 3) [6].

Bedingte Gebote am Handelsmarkt verhindern ein Überspringen der Netze

Die Kopplung des Netzentgelts an den Spotmarkt führt zu einer (gewollten) Verstärkung der Marktsignale für den Verbraucher. Flexible Nachfrager können dies mit bedingten Geboten am Markt nutzen, wobei sich die jeweilige Nachfragemenge an das resultierende Strompreisniveau koppelt. Die Preiselastizität der Nachfrage verhindert gleichzeitig ein Überspringen der Netze durch einen sprunghaften Anstieg der Nachfrage, da Nachfrage und Preis gekoppelte Elemente sind: Die bedingten Gebote kommen nur bis zur eingestellten Preishöhe zur Ausführung. Durch Orientierung am Day-Ahead-Markt kann bereits am Vortag die Festlegung zur Höhe der Netzentgelte erfolgen.

Zusatztarife ermöglichen Einsparungen bei eingeschränkter Netznutzung

Der Basis- und der Alternativtarif bilden die Grundlage der Netzsystematik und garantieren jedem Netznutzer wie bisher einen (n-1)-sicheren Netzzugang ohne Einschränkungen. Zur Abrundung der Wahltarife schlagen wir vor, ergänzend zum Basis- bzw. Alternativtarif zwei Zusatztarife einzuführen. Diese Zusatztarife benötigen i. d. R. einen zusätzlichen Zähler und eröffnen die Möglichkeit, vergünstigte Tarife zu wählen.

Der erste Zusatztarif orientiert sich an den noch in einer Verordnung zu konkretisierenden Regelungen zum §14a EnWG zu unterbrechbaren Lasten in der Niederspannung. Der vorgeschlagene verschiebbare Zusatztarif konkretisiert die bisherigen Regelungen jedoch maßgeblich: Netznutzer erhalten das Recht, innerhalb einer definierten Periode ihre Last abzurufen, lediglich der Zeitpunkt innerhalb der Periode wird vom Netzbetreib-

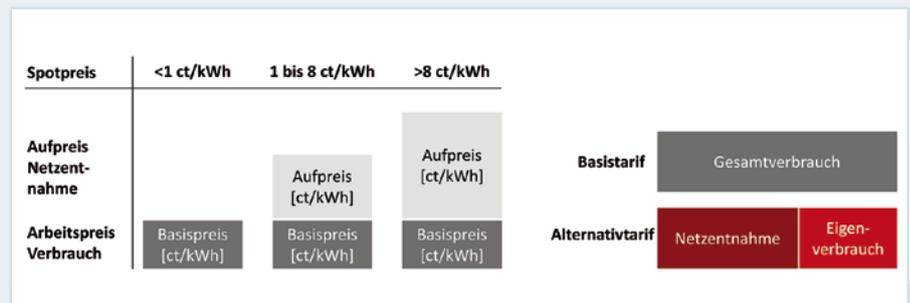


Abb. 3 Beispielhafte Entgeltstaffelung in Abhängigkeit vom Spotpreis

ber gesteuert. Insbesondere für Anwendungen mit hoher Leistung im NS-Netz (z. B. E-Mobility oder Wärmepumpen) ist ein derartiger Tarif zur effizienten Netznutzung sinnvoll, um mit Hilfe der Lastverschiebung eine zu hohe Gleichzeitigkeit zu vermeiden. Bei der Ausgestaltung ist z. B. durch Gruppenbildung darauf zu achten, dass nicht einzelne Vertriebe durch die Lastverschiebung benachteiligt werden.

Der zweite Zusatztarif dient insbesondere zur Hebung von zusätzlichen Kapazitäten im Netz durch die Möglichkeit, ungesicherte (n-0) Tarife zu wählen. Bislang ist es den Netznutzern ausschließlich möglich, (n-1)-sichere Tarife zu wählen, auch wenn diese ggf. nicht benötigt werden. Mit der Öffnung für ungesicherte Netznutzung können somit ohne zusätzlichen Netzausbau weitere Kapazitäten bereitgestellt werden, die lediglich im Störfall z. B. mit Hilfe einer Schutzmitnahmeschaltung abgeschaltet werden.

Grundsätzlich können dadurch zusätzliche Kapazitäten z. B. in jedem offen betriebenen Mittelspannungsring gehoben werden. Prädestiniert für derartige Tarife sind z. B. Elektroboiler in KWK-gespeisten Fernwärmenetzen („Power-to-heat“) oder der Einsatz von Lastmanagement. Durch das derzeitige System mit hohen Leistungspreisen und Umlagen ist eine wirtschaftliche Nutzung dieser Elemente bislang faktisch nicht möglich.

Klare Rollendefinition und neue Geschäftsmodelle durch Tarifstruktur

Die differenzierte Tarifstruktur stellt zudem die Rollendefinition und Abgrenzung zwischen Netz und Vertrieb klar. Wesentlich ist dabei die Definition der Eingriffsrechte im Spannungsfeld Netz vs. Vertrieb, die mit

Hilfe der Tarifstruktur eindeutig festgelegt wird. Während über die Eingruppierung im Basis- oder Alternativtarif der Kunde selbst oder sein Vertrieb entscheidet, liegt die Steuerung und etwaige Abschaltung im Zusatztarif beim Netzbetreiber. In beiden Zusatztarifen gibt der Kunde (in gewissen Grenzen) seine Steuerungsautonomie ab und erhält dafür entsprechende Vergünstigungen. Zudem fördern die Tarife neue Geschäftsmodelle für eine dynamische Energiewelt und würden auch einen sinnvollen Einsatzfall für intelligente Messsysteme darstellen.

Beteiligung der Erzeuger an den Netzkosten durch Einmalzahlungen

Um gerade in Gebieten mit umfangreicher dezentraler regenerativer Einspeisung die lokalen Netznutzer zu entlasten, ist eine Beteiligung der Erzeuger an den Netzkosten durch Einmalzahlungen denkbar [7]. Während jede Form von laufender oder periodischer Belastung (z. B. Arbeits-, Leistungs- oder Grundpreise) Rückwirkungen auf das Angebotsverhalten am Markt nach sich zieht, könnten durch Einmalzahlungen bereits bei der Neu-Ansiedlung von Erzeugungsanlagen Allokationssignale aus Netz-sicht gesetzt werden.

Soweit dezentrale Einspeisungen auch in Zukunft als netzentlastend eingestuft werden, sollte der Anspruch auf die Zahlung von vermiedenen Netzentgelten an eine Verfügbarkeitszusage geknüpft werden. Um den potenziell positiven Effekt der dezentralen Erzeugung auch tatsächlich in der Netzplanung zu berücksichtigen, müssen verlässliche Zusagen zur Verfügbarkeit über einen gewissen Mindestzeitraum gegeben werden.

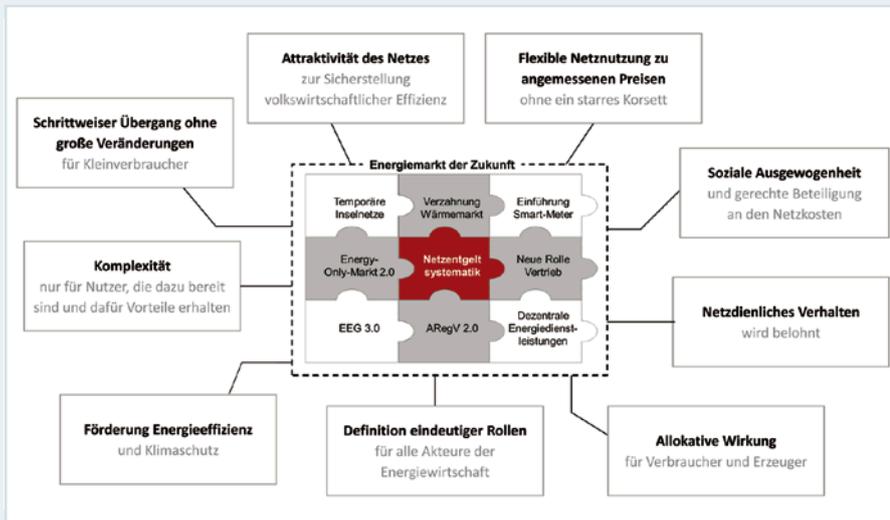


Abb. 4 Das Netzentgeltsystem als Bestandteil eines effizienten Gesamtmarktdesigns

Zusammenfassung und Ausblick

Der vorliegende Beitrag beschreibt konzeptionelle Ideen zu einer zum zukünftigen Markt design konsistenten Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik Strom in Deutschland. Kernelement ist dabei, dem Kunden die Wahlmöglichkeit bezüglich des Preismodells und der Verfügbarkeit der Netznutzung zu geben. Davon ausgehend werden die Ziele adressiert, eine faire Beteiligung aller Netznutzer an den Netzkosten sicherzustellen sowie die Bereitstellung von Flexibilität zu fördern (Abb. 4).

Dazu wird zunächst die Gültigkeit der bestehenden Systematik durch Orientierung am Verbrauch anstelle der Entnahme wiederhergestellt. Zusätzlich soll die im Markt zukünftig zunehmend dringend benötigte Flexibilität durch eine Dynamisierung der Tarife unterstützt werden. Dabei werden Kunden Vergünstigungen gewährt, wenn sie zur effizienten Ausgestaltung des Gesamtsystems beitragen.

Dadurch wird auch die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle unterstützt, die Flexibilität auf der Lastseite erst ermöglichen. Die grundsätzliche Effizienz des Netzes soll gefördert werden, indem auch eine eingeschränkte Netznutzung gegen Preisnachlass ausgewählt werden kann.

Aufgrund der Tarifvielfalt werden Netznutzer nicht pauschal belastet. Der Netzzugang bleibt somit auch aus Sicht eines Eigener-

zeugers weiterhin attraktiv, und eine mögliche Negativspirale durch Abkopplung vom Netz kann verhindert werden.

Wie erwähnt, soll es sich hier um Denkpulse zur Unterstützung der weiteren Diskussion in der Branche handeln. Weitere tiefgehende Untersuchungen zu den aufgeworfenen Details werden benötigt. Dazu gehört insbesondere der Übergangspfad, der auch einen Schlüssel zur Akzeptanz eines neuen Entgeltsystems bilden wird. Bei all dem ist der Gesamtkontext mit den anderen Preisbestandteilen, wie z. B. EEG-Umlage, zu beachten. Zur Konkretisierung der Ideen würden sich ggfs. auch Pilotprojekte anbieten.

Dynamisierung der Tarife erhöht Flexibilität

Abschließend bleibt festzuhalten, dass die vorgeschlagenen Ideen zwar grundsätzlich die Komplexität in der Abwicklung erhöhen. Jedoch sollte bei dieser Betrachtung nicht vom heutigen System, sondern vom zukünftigen Energiemarkt ausgegangen werden. Die Zunahme der fluktuierenden Erzeugung und die damit einhergehende Flexibilisierung der Lastseite bedingt ohnehin veränderte Marktprozesse und entsprechend neue Abrechnungs- und IT-Systeme. Das vorgeschlagene Netzentgeltsystem ist konzipiert für die zukünftige dynamische Energiewelt und würde auch einen für den Kunden werthaltigen und damit akzeptablen Einsatzfall für Smart Meter beinhalten.

Anmerkungen

[1] Die Zersplitterung des Marktes birgt gleich eine Reihe von Risiken hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Effizienz. Zum einen ist dies eine Beschneidung der Marktliquidität bis hin zur Gefahr, dass Teil-Märkte gar nicht funktionieren. Zum anderen ist auch zu erwarten, dass aufgrund der Optimierung auf regionalen Energiebedarf der Erzeugungsseite Überkapazitäten geschaffen werden müssen und der Anteil des wirklich genutzten EE-Stroms geringer ausfallen wird, als in einem überregionalen Markt.

[2] Auch aus Sicht der Kommunen kann sich der Verbrauchsbezug positiv auf die zu zahlende Konzessionsabgabe auswirken, da andernfalls ein wesentlicher Einnahmeposten sukzessive wegzubrechen droht.

[3] Im Kabinettsentwurf zur Digitalisierung der Energiewende wird die Grenze zum Einbau einer intelligenten Messeinrichtung für Alt- und Neuanlagen bei 7 kW Erzeugungleistung gesetzt.

[4] Die Einführung eines Pauschalbetrags für Eigenerzeuger ist im Grunde vergleichbar mit den Ansätzen der BNetzA (vgl. z. B. Vortrag von Karsten Bourwieg auf der bne Konferenz „Flexibilisierung und moderne Netzentgeltstrukturen“ am 10.06.2015, S. 17). Ggf. muss über eine Meldepflicht für Erzeugungsanlagen an den Netzbetreiber nachgedacht werden. Das Wissen darüber liegt aber auch aus Gründen der Sicherstellung und Planung des technischen Betriebs des Netzes in seinem ureigenen Interesse.

[5] Zur Definition der jeweiligen Schwellenwerte siehe § 61 EEG

[6] Die Dynamisierung von Netzentgelten wird bspw. auch von Agora Energiewende (Studie: Netzentgelte in Deutschland 2014) angeregt.

[7] Ein ähnlicher Ansatz wird in der Studie „Ausgestaltung und Bewertung eines BKZ für Einspeisungen in Verteilnetzen“ (E-Bridge im Auftrag der enviaM, 2015) verfolgt.

Dr. W. Zander, Geschäftsführer, Dr. L. Schuchardt, Berater, Dr. R. Schemm, Teamleiter Energiemärkte, Vertrieb & Portfoliomanagement, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen; D. Riemenschneider, Netzwirtschaft und Regulierungssteuerung, Dr. S. Goes, Leiter Netzwirtschaft und Regulierungssteuerung, E.ON Deutschland, Essen
 wolfgang.zander@bet-aachen.de
 lukas.schuchardt@bet-aachen.de
 ralf.schemm@bet-aachen.de
 david.riemenschneider@eon.com
 sebastian.goes@eon.com