



VIK-Stellungnahme

zum Gutachten des BMWi vom 30.08.2018 zu den Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende

31.10.2018

Einleitung

Am 30. August 2018 hat das BMWi ein Gutachten zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik im Strombereich veröffentlicht. Den betroffenen Verbänden wurde dabei die Möglichkeit zur Positionierung eingeräumt. Von dieser Möglichkeit macht der VIK gerne Gebrauch und nimmt zu den Vorschlägen wie folgt Stellung:

Allgemeines

Der VIK begrüßt, dass das BMWi dem Beschluss aus dem Koalitionsvertrag nachkommt, um das System der Netzentgeltsystematik weiterzuentwickeln. In einem Energiesystem mit stark schwankendem Stromangebot müssen alle Register gezogen werden, damit Angebot und Nachfrage immer ausgeglichen sind. Die Energiewende stellt das Stromsystem vor große Herausforderungen. Der Strommix hat sich bereits stark verändert und der Anteil an erneuerbaren Energien nimmt stetig zu. Das System muss dabei große Mengen dieser volatilen Energieerzeugung integrieren. Entsprechend wird Flexibilität zum zentralen Paradigma des Stromsystems. Zur Umsetzung der Energiewende werden daher auch Verbraucher und Erzeuger benötigt, die flexibel auf die jeweilige Erzeugungssituation reagieren. Diese Flexibilität kann aber nur dann bereitgestellt werden, wenn es für die teilnehmenden Unternehmen wirtschaftlich darstellbar ist und die Hürden für die Teilnahme am System möglichst gering sind.

Flexibilität kann dabei in unterschiedlichen Formen von den Mitgliedsunternehmen des VIK bereitgestellt werden. Durch Produktionsverzicht oder durch Verlagerung der Produktion in Form von Minder- oder Zusatzverbrauch. Während für die Verlagerung der Produktion schon Anreizsysteme wie die atypische Netznutzung existieren, wirkt sich ein netzseitig gewünschter Zusatzverbrauch durch das bestehende Netzentgeltsystem negativ auf die wirtschaftliche Bereitstellung aus und findet daher nicht statt.

Eine effiziente Erschließung erzeugungs- und verbraucherseitiger Flexibilitätpotenziale wäre auch durch eine Anpassung der bestehenden Netzentgeltsystematik erreichbar. Dies würde bereits durch die Beseitigung folgender bestehender flexibilitätshemmender Fehlanreize der bestehenden Netzentgeltsystematik erreicht:

- Netzentgeltwirksame Leistungsspitzen oder Umlagebelastungen bei Entnahmen von Strom zu Zeiten eines Überangebotes bei der Einspeisung von erneuerbaren Energien und bei der Erbringung negativer Regelleistung.
- Flexibilitätsbereitstellung in der Industrie ist nicht nur auf der Verbrauchsseite möglich, sondern kann auch mit flexiblen KWK-Anlagen bereitgestellt werden. Deren Flexibilität stellt dabei einen funktionalen Speicher dar, welcher von sämtlichen Umlagehemmnissen befreit werden sollte, z. B. durch die Erweiterung des 61 k EEG.

Diese Fehlanreize werden nach Ansicht des VIK mit den Vorschlägen aus dem Gutachten nicht behoben, sondern tendenziell eher noch verstärkt. Für die Erbringung von netzdienlichen Zusatzverbräuchen müssten Unternehmen die Flexibilität durch Zusatzverbräuche bereitstellen wollen, diese über den Baukostenzuschuss und den Kapazitätspreis von vornherein mit einplanen und bezahlen. Dies erfolgt zunächst unabhängig davon, ob die Mehrkosten überhaupt durch Erbringung von Flexibilität kompensiert werden können. Aus Sicht des VIK ist dies der falsche Weg, um Flexibilitätpotenziale bei industriellen Verbrauchern und Erzeugern zu heben.

Insgesamt erscheint ein solcher Weg einer sachgerechten Anpassung der bestehenden NES ohne Einführung von anschlussbezogenen Fixpreiskomponenten wie Grundpreis (GP) und Kapazitätspreis (KP) aus Sicht des VIK angesichts der geringeren Eingriffstiefe der empfehlenswertere zu sein.

Zu einem solchen Vorgehen hat der VIK 2017 zusammen mit weiteren Stakeholdern im Rahmen der dena-Taskforce Netzentgelte Vorschläge zur Weiterentwicklung der bestehenden Netzentgeltsystematik erarbeitet ([Link zum Ergebnispapier](#)). Die Taskforce hat den Ansatz verfolgt, von strukturellen Änderungen der Entgeltsystematik abzusehen und stattdessen Maßnahmen zu identifizieren, die zu einer Optimierung des bestehenden Systems beitragen können. Im Rahmen des Ergebnispapieres ist eine Risikobetrachtung durch Netznutzer bereits zu dem Ergebnis gekommen, dass die Einführung eines Kapazitätspreises sich negativ auf die Flexibilität beim Stromverbrauch, insbesondere für atypische Netznutzer, auswirkt. Die Taskforce Netzentgelte hat insgesamt 12 Maßnahmenvorschläge entwickelt. Nachfolgend sind einige zentrale Aspekte zusammengefasst, die die benötigte Flexibilität fördern:

Maßnahmenvorschläge aus der dena-Taskforce Netzentgelte

Netzdienliches Verbrauchsverhalten darf nicht zu höheren Netzentgelten führen

Netzdienliches Verbrauchsverhalten, bspw. durch die Erbringung von Regelleistung, kann aktuell zur Erhöhung der Netzentgelte eines Netznutzers durch höhere abrechnungsrelevante Lastspitzen oder durch das Nicht-Erreichen maßgeblicher Kriterien für die Gewährung individueller Netzentgelte führen. Diese Entgelterhöhungen sind oftmals höher als die erzielbaren Erträge an Flexibilitätsmärkten, wie etwa am Regelenergie- oder auch am Spotmarkt. Um keine höheren Netzentgelte zu riskieren, bleiben in diesen Fällen Flexibilitätpotenziale ungenutzt.

Maßnahmenvorschläge:

- Gemäß der Netzdienstlichkeitsdefinition gelten alle Leistungen als netzdienlich, die zur Systemstabilität beitragen. Eine Teilnahme an den Marktfeldern, die netzdienstliches Verhalten leisten und zugleich unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll sind, sollte nicht zu einer Schlechterstellung bei der Abrechnung von Netzentgelten gegenüber dem Status quo führen (dieses Prinzip sollte für alle Netznutzer gelten, nicht nur für die Netznutzer mit individuellen Netzentgelten). Dazu zählen aktuell neben den Regelleistungsprodukten auch abschaltbare bzw. zuschaltbare Lasten (z. B. nach AbLaV), Redispatch und perspektivisch auch andere netzdienstliche Flexibilitätsprodukte.
- Eine Umsetzung wäre in der Praxis ohne erheblichen Mehraufwand möglich. Zudem können die bereits existierenden Nachweisverfahren des Netznutzers gegenüber dem Netzbetreiber für dieses Vorgehen adaptiert werden.

Weiterentwicklung der Regelungen zu individuellen Netzentgelten

Die von den Studienautoren vorgeschlagenen Grundsätze zur Weiterentwicklung der Regelungen zu den individuellen Netzentgelten teilt der VIK grundsätzlich und hat hierzu bereits an verschiedenen Stellen auch wie nachfolgend dargestellt im Rahmen der dena Task Force detaillierte und im Rahmen der heutigen NES leicht umsetzbare Vorschläge gemacht.

Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Ziel des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist es, neben einer verursachungsgerechten Netzentgelttarifizierung die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in einem Netzgebiet zu senken, indem Netznutzer dazu angeregt werden, ihre Stromentnahme in Zeitfenstern zu reduzieren, in denen eine hohe Netzlast zu erwarten ist. Für den Netzbetreiber bietet die Regelung den Vorteil, dass Lastspitzen im Netz besser gesteuert und damit auch Netzausbau- und Netzertüchtigungsmaßnahmen reduziert werden können.

Maßnahmenvorschläge:

- In den Zeiträumen, in denen nicht von der höchsten Netzentnahmelast auszugehen ist, könnten die Netzbetreiber die Hochlastzeitfenster grundsätzlich kurzfristig zurücknehmen, um einen höheren Strombezug durch die atypischen Netznutzer zu ermöglichen. Grundsätzlich sollte die Regelung hierbei als „Kann-Option“ für den Netzbetreiber ausgestaltet werden.
- Unternehmen, die atypische Netznutzer sind, könnten im Falle einer Rücknahme der Hochlastzeitfenster durch den Netzbetreiber mehr Strom beziehen, ohne dass dies Auswirkungen auf die Struktur ihrer Netzentgelte hätte. Hochlastzeitfenster könnten somit genauer und kurzfristiger den Zeitraum einschränken, in dem mit dem Auftreten der höchsten Netzentnahmelast zu rechnen ist und darüberhinausgehende Einschränkungen für die Netznutzer vermeiden.

Weiterentwicklung der stromintensiven Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV

Wie bereits ausgeführt, werden mit steigender Volatilität der Stromerzeugung neben der Bereitstellung gleichmäßig planbarer Abnahmen auch zunehmend Anreize für eine flexiblere Nachfrage nötig. Daher gilt es dort, wo Prozesse Flexibilität zulassen, deren Nutzung auch zu ermöglichen und anzureizen. Da Flexibilitätserbringung aus prozessimmanenten Gründen nicht in allen Anwendungsfällen möglich ist, ist von einer zwingenden Verknüpfung von Netzentgeltregelungen mit der Erbringung von Flexibilität abzusehen. Stattdessen empfiehlt es sich, Möglichkeiten zur Berücksichtigung der spezifischen Gegebenheiten im Netzgebiet und in den Prozessstrukturen der Netznutzer zu schaffen. Aktuell wird die Erbringung von Flexibilität für Netznutzer, die unter den § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV fallen, durch die geltenden Netzentgeltregelungen zum Teil erheblich erschwert. Das gilt insbesondere dann, wenn die Erbringung von Flexibilität (z. B. Regelleistung) das Risiko beinhaltet, die erforderlichen Mindestbenutzungsstunden nicht mehr zu erreichen.

Maßnahmenvorschläge:

- In Anlehnung an die Regelungen für abschaltbare Lasten sollte eine geeignete Preisuntergrenze für die Kurzfristmärkte (Spot-/Day-Ahead-Märkte) definiert werden, bei deren Unterschreitung die Leistungserhöhung durch Mehrverbrauch ohne Auswirkung auf die Benutzungsstundenbetrachtung bleibt. Eine Nichtbetrachtung der Viertelstunden mit entsprechenden niedrigen Marktpreisen bei der Überprüfung der Benutzungsstunden ist relativ einfach umsetzbar.
- Um keine zusätzlichen Netzengpässe zu erzeugen, ist eine Verknüpfung des Marktpreissignals mit einem Netzzustandssignal notwendig. Nur, wenn netzseitig keine Einschränkungen bestehen, kann der Netznutzer dann frei auf das Preissignal reagieren. Dies kann z. B. mit einer geeigneten Netzampelphase verknüpft sein. Die maßgeblichen Preisgrenzen könnten bspw. pauschal als kleiner oder gleich 0 €/MWh in einem regelmäßigen Turnus (z. B. jährliche Festlegung durch die BNetzA) oder anhand einer prozentualen Abweichung vom durchschnittlichen Marktpreis definiert werden.

Ermöglichung von Mehrverbrauch bei hohem EE-Dargebot

In den letzten Jahren ist es vermehrt zu Netzsicherheitsmaßnahmen und Systemeingriffen der Netzbetreiber wie z. B. Redispatch- oder Einspeisemanagement gekommen. Dies liegt u. a. an dem Ausbau erneuerbarer Energien und an Netzengpässen, die zum Teil aus einem verzögerten Netzausbau resultieren. Vor dem Hintergrund des weiterhin steigenden Ausbaus erneuerbarer Energien stellt sich die Frage, wie diese langfristig besser ins bestehende Energiesystem integriert und damit kostenintensiver Netzausbau und Netzsicherheitsmaßnahmen vermindert werden können.

Maßnahmenvorschläge:

- Bisher ist das Instrument der zuschaltbaren Lasten gesetzlich eingeschränkt auf KWK-Anlagen in einem definierten Netzausbauggebiet. Neben der Zielsetzung, Einspeisemanagement- und Redispatch-Maßnahmen durch gezielten Mehrverbrauch bei hohem EE-Dargebot zu reduzieren, sollte bei der Ausgestaltung zukünftiger Regelungen auch die Vermeidung bzw. Verringerung der Rückspeisung erneuerbarer Energien in die vorgelagerten Netz- und Umspannebenen im Fokus stehen. Dadurch könnte der regionale Ausgleich von Erzeugung und Last

unterstützt und gleichzeitig einer Überlastung der vorgelagerten Netz- und Umspannebenen vorgebeugt werden. Hierfür wäre es erforderlich, das Instrument der zuschaltbaren Lasten auf allen Spannungsebenen und damit auch für die betroffenen Verteilnetzbetreiber nutzbar zu machen. Um die vorhandenen Potenziale weiterer Flexibilitätsoptionen zu erschließen, sollte eine angemessene Vergütung der angebotenen Flexibilität analog zu KWK-Anlagen sichergestellt werden.

- Vergleichbar mit den geltenden Regelungen zur Regelleistungserbringung durch atypische Netznutzer sollte die Bereitstellung zuschaltbarer Lasten sich dabei nicht negativ auf die Netzentgeltsituation des betreffenden Netznutzers auswirken. Zeitspannen, in denen die angebotene zuschaltbare Last aktiviert wurde, sollten aus der üblichen Stromverbrauchscharakteristik herausgerechnet und somit auch nicht bei der Prüfung der Einhaltung der Prämissen für ein individuelles Netzentgelt berücksichtigt werden. Alternativ zur Nicht-Berücksichtigung der entstehenden Lastspitze könnten die durch eine Zuschaltung verursachten zusätzlichen Netzentgelte kompensiert werden.
- Eine weitere Option für die Integration eines hohen EE-Dargebots ist es, so genannte EE-Zeitfenster innerhalb der Netzentgeltsystematik zu etablieren. Diese könnten von Netzbetreibern zu Zeiten hoher regionaler EE-Einspeisung ausgegeben werden, um einen zusätzlichen Anreiz für höheren Verbrauch in diesen Zeiten zu setzen und Abregelungen erneuerbarer Energien zu vermeiden. Zu diesen Zeiten würde den Netznutzern damit ein (ggf. auch über ihre Höchstlast hinausgehender) Mehrverbrauch ermöglicht, ohne für sie zu höheren Netzentgelten zu führen. Die EE-Zeitfenster sollten grundsätzlich allen Netznutzern offenstehen.
- In Zeiten eines hohen Angebots erneuerbarer Energien treten immer häufiger niedrige oder auch negative Strompreise auf. Diese werden jedoch nur in geringem Maße auch an die Letztverbraucher weitergegeben, da die weiteren Strompreisbestandteile meist fix sind oder sich, wie etwa die Netzentgelte, nicht am Strompreis orientieren. Ein zusätzlicher Anreiz zu Mehrverbrauch bei hohem EE-Dargebot könnte durch die Nichtberücksichtigung einer zusätzlichen Lastspitze bei den Netzentgelten unter bestimmten Voraussetzungen geboten werden:
Erste Voraussetzung ist der für eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien charakteristische sehr geringe oder negative Strompreis am Strommarkt. Zweite Voraussetzung ist ein positives lokales Netzzustandssignal, z. B. in Form einer entsprechenden Netzampelphase. Nur bei einem positiven Netzzustandssignal ist dann der Mehrverbrauch möglich, ohne sich im Leistungspreisanteil der Netzentgelte widerzuspiegeln.

Weiterentwicklung der Regelungen der AbLaV

Die im Jahr 2012 veröffentlichte Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) regelt die von Netzbetreibern gesteuerte Abschaltung industrieller Anlagen zur Erhaltung der Netzstabilität. Seit ihrer Novellierung im Jahr 2016 gilt als technische Voraussetzung eine Mindestverfügbarkeit von 552 Viertelstunden, pro ausgeschriebene Woche 40. Dabei werden 750 MW an sofort abschaltbaren Lasten mit einer automatischen Frequenzsteuerung (350 ms) sowie 750 MW an schnell abschaltbaren Lasten mit einer Reaktionszeit von einer Viertelstunde ausgeschrieben. Seit 2017 beträgt die Mindestleistung für abschaltbare Lasten 5 MW. Ebenfalls gilt, dass die abschaltbare Last

über nicht mehr als zwei Umspannungen mit der Höchstspannungsebene verbunden sein darf.

Maßnahmenvorschläge:

- Durch eine Weiterentwicklung der Teilnahmebedingungen und Produktstrukturen könnten mehr Netznutzer an diesem Marktfeld teilnehmen. So könnte zum einen verbesserter Wettbewerb entstehen und zum anderen eine verstärkte Auseinandersetzung mit den eigenen Flexibilisierungsmöglichkeiten einer größeren Anzahl an Netznutzern angereizt werden. Folgende Möglichkeiten sollten in Betracht gezogen werden:
 - Herabsetzung der Mindestleistung auf 1 MW
 - Kürzere Zeitscheiben für die Erbringung/Vorhaltung der abschaltbaren Last (z. B. 8-Stunden-Zeitscheiben)
 - Erweiterung der Möglichkeiten zur Zusammenlegung kleinerer Leistungen (Pooling)
 - Einbeziehung von Lasten in nachgelagerten Mittelspannungsebenen
 - Vereinfachte Präqualifikation für Bandlasten aufgrund hoher und gleichmäßiger Lastcharakteristik
 - Überarbeitung der Datenanbindungsanforderungen

Bewertung der Maßnahmenvorschläge aus dem Gutachten des BMWi

Grundpreis

Im Gutachten wird vorgeschlagen, zwischen 25% - 50% der Netzkosten über den Grundpreis umzulegen. Insbesondere beim Grundpreis würde dies bedeuten, dass sich für industrielle Verbraucher in den höheren Netzebenen ein deutlich höherer Grundpreis ergeben würde als für private und gewerbliche Verbraucher in den unteren Netzebenen. Die Höhe der Umlage des Grundpreises ergibt sich laut Gutachten aus den durchgeführten Rechnungen für Modellnetze. Wie genau diese Daten hergeleitet und von welchen Annahmen ausgegangen wurde, geht aus dem Gutachten leider nicht hervor. Eine Nachreichung dieser Informationen kann zur besseren Transparenz und Nachvollziehbarkeit beitragen.

Unter der Annahme, dass ein hoher Anteil der Netzkosten über den Grundpreis umgelegt würde, ergäben sich aus VIK-Sicht insbesondere Anreize, die Anzahl der vorhandenen Netzanschlüsse auf ein Mindestmaß zu reduzieren. Zur Reduzierung von Netzanschlüssen, die i.d.R. historisch gewachsen sind, sind Investitionen durchzuführen, die volkswirtschaftlich keinen Nutzen stiften, sondern die Energiewende bedingten Netzkosten unnötig weiter erhöhen. Sollte es notwendig sein, diese Investitionen durchzuführen, ist damit zu rechnen, dass alle betroffenen Netzkunden diese zeitgleich bei den entsprechenden Dienstleistern abrufen wollen. Darüber hinaus besteht zudem die Gefahr, dass diese Dienstleister schon in größeren Netzausbauprojekten verpflichtet sind.

Aus VIK-Sicht sollten die Anreize im System eher so gestaltet werden, dass die vorhandene Hardware optimal ausgenutzt wird und nicht erst über Zusatzinvestitionen ohne technischen Mehrwert zurechtgestutzt werden muss.

Kapazitätspreis

Im Gutachten wird vorgeschlagen zwischen 15% - 40% der Netzkosten über den Kapazitätspreis umzulegen. Je nach Ausgestaltung würde der Netzbetreiber dann zwischen 40% - 90% der Netzkosten alleine über den Grund- und Kapazitätspreis erlösen. Aus Sicht der Netzbetreiber ist dies sicherlich eine komfortable und sehr planbare Einnahmesituation. Aus Sicht der Netznutzer setzt dieses System leider keinerlei Anreize für die vom System dringend benötigte Flexibilität.

Es ist zu beachten, dass ein Einbezug der Netzanschlusskapazität (NAK) bei der Festlegung der Netzentgelte dazu führen würde, dass ein höherer Fixkostenanteil entsteht, da eine NAK-Bepreisung unabhängig von der bezogenen Arbeit erfolgen würde. Als Folge davon würden mögliche Anreize für ein flexibles Verbrauchsverhalten in Abhängigkeit von der Netzsituation reduziert, da die spezifischen Netzentgelte mit Arbeits- und Leistungspreisbestandteilen im Verhältnis sinken würden. Das beträfe vor allem atypische Netznutzer.

Eine starke Betonung des Kapazitätsanteils der Netzentgelte kann zwar die Kapitalkostenintensität der Netzinfrastruktur genauso wiedergeben wie die bisherige Preissystematik, konterkariert allerdings den Betrachtungsansatz, eine höhere Flexibilität des Strombezugs in Abhängigkeit von der Netzsituation zu erreichen.

Die Einführung der hauptsächlich fixen Kostenelemente in die Netzentgeltsystematik führt u.U. dazu, dass Unternehmen Investitionen in die Anpassung ihrer Netzanschlussstrukturen tätigen, die volkswirtschaftlich nicht sinnvoll sind. Ziel im Energiewendeprozess sollte es hingegen sein, die Mittel und Anstrengungen möglichst effizient einzusetzen.

Volkswirtschaftlich ist zudem berücksichtigen, dass eine Bepreisung auf Basis der Netzanschlusskapazität in Zeiten niedrigerer wirtschaftlicher Leistung (Rezession) die Unternehmen zusätzlich belastet, da sich das zu zahlende Entgelt auf eine Kapazität bezieht, die den Vollauslastungsfall abdecken muss. Gleichzeitig hemmt dieser Ansatz wirtschaftlichen Aufschwung, da unter dem Aspekt der Kostenoptimierung für jede Produktionserhöhung erst passgenau Netzanschlusskapazität beschafft werden muss. Dieser Vorgang erstreckt sich unter den heutigen Rahmenbedingungen in der Regel bereits über viele Monate und soll laut Gutachten (siehe Fazit) eher noch verlangsamt werden.

Sofern ein solcher Baustein dennoch eingeführt wird, muss anders als von den Studienautoren vorgesehen, auch eine kurzfristige auch unterjährige Anpassung zumindest für industrielle Verbraucher möglich sein.

Baukostenzuschuss (BKZ)

Laut Gutachten vermittelt der Baukostenzuschuss den Netznutzern einen starken Anreiz, die NAK von neuen Anschlüssen oder Anschlusserweiterungen sorgsam nach dem voraussichtlichen Bedarf zu planen, da BKZ-Zahlungen für kontrahierte, später aber nicht genutzte Kapazitätsanteile nicht zurückgefordert werden können. Ebenso wird vorgeschlagen, den BKZ mit der NAK zu kombinieren. In dieser Kombination könnte der BKZ dazu beitragen, zu vermeiden, dass Kunden übermäßig oft die NAK an kurzfristige Nutzungserwartungen anpassen.

Wie bereits oben schon ausgeführt, entsteht hier der Eindruck, dass ein System etabliert werden soll, dass Netzbetreiber vor schwankenden Einnahmen - welche ohnehin über das

Regulierungskonto ausgeglichen werden – schützen soll. Es wird zwar ausgeführt, dass dadurch ein Mehrwert erwartet wird, dieser wird jedoch an keiner Stelle des Gutachtens quantifiziert. Das Grundproblem, dass Flexibilität auf industrieller Seite angereizt werden soll, wird auch mit diesem Baustein noch einmal deutlich verschärft.

Zu berücksichtigende Kostenelemente

Die Einschätzung der Studienautoren, dass Kostenelemente, die praktisch nicht von nutzerseitigen Entscheidungen beeinflusst werden und die durch externe Finanzierungsbeiträge gedeckt werden können auch durch diese gedeckt werden sollten, teilt der VIK.

Fazit

Nach dem Baukastenprinzip aus dem Gutachten müssen Netzanschlussnehmer zunächst ihren langfristigen Bedarf korrekt einschätzen und in den BKZ einfließen lassen. Der mittelfristige Bedarf wird über den Kapazitätspreis der NAK gesteuert, welcher aber auch möglichst unflexibel sein soll. Im Gutachten heißt es dazu:

„Der BKZ müsste hierzu so bemessen sein, dass eine Absenkung und spätere erneute Aufstockung der NAK, für die wiederum ein BKZ fällig wird, für den Anschlussnehmer nur wirtschaftlich sinnvoll ist, wenn zwischen Absenkung und Aufstockung mehrere Jahre liegen.“

In diesen Schätzungen sind mögliche Flexibilitäten für Zusatzverbräuche zur Systemunterstützung noch gar nicht miteingerechnet. Diese müssten dann auch noch extra bezahlt werden. Aus VIK-Sicht kann dies nicht der richtige Weg sein. Wenn industrielle Endverbraucher ihre Flexibilitäten bereitstellen sollen, muss dafür ein an sich flexibles System bei der Netzentgeltsystematik geschaffen werden. Mit den oben erläuterten Vorschlägen zeigt VIK, wie sich das vorhandene System **schnell** in Richtung mehr Flexibilitätsanreize weiterentwickeln lässt. Insbesondere sollte vermieden werden, dass den Unternehmen für flexiblen Verbrauch Mehrkosten bei den Netzentgelten entstehen.

Der VIK ist seit 70 Jahren die Interessenvertretung industrieller und gewerblicher Energienutzer in Deutschland. Er ist ein branchenübergreifender Wirtschaftsverband mit Mitgliedsunternehmen aus den unterschiedlichsten Branchen, wie etwa Aluminium, Chemie, Glas, Papier, Stahl oder Zement. Der VIK berät seine Mitglieder in allen Energie- und energierelevanten Umweltfragen. Im Verband haben sich 80 Prozent des industriellen Energieeinsatzes und rund 90 Prozent der versorgerunabhängigen Stromerzeugung in Deutschland zusammengeschlossen.